

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA E SOCIOAMBIENTAL DE ALTERNATIVAS:

RELATÓRIO R1

Expansão da Capacidade de Transmissão da Região Norte de Minas Gerais

Setembro de 2021

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

PÁTRIA AMADA BRASIL GOVERNO FEDERAL

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

GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia
Ministro
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
José Mauro Ferreira Coelho

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral
Alexandre Vidigal de Oliveira

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei n° 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
Ângela Regina Livino de Carvalho

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

Sede
Esplanada dos Ministérios, Bloco U, Sl. 744
70065-900 – Brasília – DF

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

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

Expansão da Capacidade de Transmissão da Região Norte de Minas Gerais

Coordenação Geral
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira
Erik Eduardo Rego

Coordenação Executiva
José Marcos Bressane

Coordenação Técnica
Maxwell Cury Júnior

Equipe Técnica
Análise Técnico-Econômica
Bruno César Mota Maçada
Daniel José Tavares de Souza
Dourival de Souza Carvalho Júnior
Fabiano Schmidt
Lucas Simões de Oliveira
Rafael Theodoro Alves e Mello
Rodrigo Rodrigues Cabral
Samir de Oliveira Ferreira
Sérgio Felipe Falcão Lima

Análise Socioambiental
Alfredo Lima Silva
André Viola Barreto
Bernardo Regis Guimarães de Oliveira
Carina Renno Siniscalchi
Clayton Borges da Silva
Daniel Filipe Silva
Kátia Gisele Matosinho
Leonardo de Sousa Lopes
Luciana Álvares da Silva
Thalles Fonseca Casado Lins (estagiário)
Thamires Dutra da Silva (estagiário)
Valentine Jahnel

Nº EPE-DEE-RE-064/2020-rev1
Data: 21/09/2021

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

	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	**GET Sudeste**	
Produto (Nota Técnica ou Relatório)	EPE-DEE-RE-064/2020-rev1	**Expansão da Capacidade de Transmissão da Região Norte de Minas Gerais**

Revisões	*Data*	*Descrição sucinta*
rev0	26/10/2020	Emissão Original
rev1	21/09/2021	i. Compatibilização de informações com os demais relatórios complementares ii. Atualização dos montantes de geração pós-emissão original do estudo iii. Alteração da recomendação da LT Janaúba 6 – Janaúba 3, em circuito simples, para circuito duplo. iv. Modificação dos nomes das subestações Janaúba 5, Capelinha e Buritizeiro 2 para Janaúba 6, Capelinha 3 e Buritizeiro 3, respectivamente v. Avaliação dos parâmetros elétricos das linhas de transmissão de SIL elevado - superior a 1670 MW vi. Ajustes textuais

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

APRESENTAÇÃO

Este relatório tem por objetivo identificar e recomendar as instalações de transmissão necessárias para aumentar a capacidade de transmissão da entre a região Norte de Minas Gerais e os principais centros de carga da Região Sudeste.

Nos últimos anos, o Brasil tem observado um expressivo aumento da participação das renováveis em sua matriz elétrica, em especial a eólica e a solar. O cinturão das renováveis brasileiras – que compreende tanto os projetos já em operação quanto os potenciais futuros – se localiza predominantemente na região Nordeste, estendendo-se até o Norte de Minas Gerais.

Os reforços recomendados neste documento cumprem o papel estratégico de reforçar a capacidade de transmissão da região Norte de Minas Gerais – que compreende a porção sul deste cinturão – até os principais centros de carga da região Sudeste, localizados na metade Centro-Sul do Estado de Minas Gerais e nos Estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Espírito Santo. Nesse sentido, além de representar uma importante ampliação da infraestrutura local que favorecerá o desenvolvimento socioeconômico do norte de Minas Gerais, do ponto de vista do Sistema Interligado Nacional (SIN) estes empreendimentos compõem o caminho final para a conexão desse cinturão aos centros de carga da região Sudeste, tendo como efeito ganhos na capacidade de escoamento da interligação Nordeste-Sudeste.

Ademais, antecipa-se que um posterior aumento da capacidade desta interligação será viabilizado com a utilização harmonizada dos troncos de transmissão advindos das recomendações deste documento, devidamente conectados a expansões futuras da rede elétrica mais ao norte do citado cinturão, possibilitando assim incorporar o escoamento das novas fontes de geração da região Nordeste.

Neste documento são apresentadas as avaliações técnico-econômicas que, juntamente com as análises de natureza socioambiental, balizaram as recomendações das novas instalações. As análises socioambientais efetuadas para a alternativa vencedora são apresentadas na Nota Técnica EPE-DEA-SMA 009/2020 [1], a qual encontra-se anexa a este documento.

SUMÁRIO

Apresentação 7
Sumário 8
Lista de Figuras 13
Lista de Tabelas 19
Lista de Siglas e Abreviaturas 21
1 Introdução 22
2 Conclusão 25
3 Recomendações 27
4 Premissas 34
4.1 Geração Solar Fotovoltaica 34
4.1.1 Projetos Centralizados do ACL 34
4.1.2 Geração Distribuída 42
4.2 Horizonte e Critérios 48
4.3 Parâmetros Econômicos 48
4.4 Perdas Elétricas 48
4.5 Limites de Carregamento 49
4.6 Topologia e Mercado 49
4.7 Cenários Analisados 51
4.7.1 Cenário 1 – Carga Média Norte Úmido 51
4.7.2 Cenário 2 – Carga Média Norte Seco 52
4.7.3 Cenário 3 – Período Diurno Fim de Semana 52
4.7.4 Cenário 4 – Controle de Tensão 53
4.7.5 Cenário 5 – Patamar de Carga Pesada – Norte Seco 53
5 Descrição do Sistema 54
6 Diagnóstico 56
6.1 Primeira Etapa: problemas verificados em 2023 e 2025 56
6.1.1 Sobrecarga LT 230 kV Jaíba – Janaúba 3 CD 56
6.1.2 Esgotamento da rede 138 kV local 57
6.1.3 Sobrecarga na Transformação 500/345 kV da SE Presidente Juscelino 58
6.2 Segunda Etapa: Adição dos potenciais 2026 e 2031 60
6.2.1 Sobrecargas na região da Mantiqueira 60
6.2.2 Sobrecarga na Transformação 345/138 kV SE Montes Claros 2 66
6.2.3 Sobrecarga sistema distribuidor Centro-Oeste e Central MG 66
6.2.4 Sobrecarga na LT 230 kV Aimorés – Mascarenhas 67
6.2.5 Carregamentos elevados na LT 500 kV Jaguara – Estreito C1 68
7 Análises e Alterações Propostas na Revisão 1 70
7.1 Nomenclatura das subestações 70

7.2 Necessidade sistêmica das linhas de transmissão frente aos cenários de contratação e solicitação dos relatórios complementares 70
7.3 Alteração na extensão das linhas 75
7.4 Inclusão dos segundos circuitos do eixo 500 kV Janaúba 6 – Capelinha 3 – Governador Valadares 6 76
7.5 Análise de sobretensões na SE Nova Ponte 3 nas situações de rejeição de carga em cenários críticos 79
7.6 Modificação da LT Janaúba 6 – Janaúba 3 80
7.7 Inclusão de novas compensações shunt 81
7.8 Avaliação dos parâmetros elétricos das linhas de transmissão de SIL elevado - superior a 1670 MW 81
7.9 Alternativa Recomendada – Após a elaboração dos relatórios complementares 84

8 Descrição das Alternativas 87
8.1 Alternativa 1 88
8.2 Alternativa 2 91
8.3 Alternativa 3 94
8.4 Alternativa 4 97
8.5 Alternativa 5 100
8.6 Obras comuns entre as alternativas em 2026 102
8.6.1 Interligação dos barramentos da SE São José 102
8.6.2 Remoção do fator limitante na LT 440 kV Araraquara – Araras 102
8.6.3 Implantação do 4° Transformador 500/440 kV na SE Araraquara 2 102
8.6.4 Implantação do 3° Transformador 500/138 kV da SE Paracatu 4 (300/390 MVA) 102
8.6.5 LT 500 kV Itabirito 2 – Santos Dumont e nova transformação 1 x 500/345 kV (750/900 MVA) na SE Santos Dumont 2 103
8.6.6 LT 500 kV João Neiva 2 – Viana 2, C1 103
8.6.7 LT 345 kV Viana 2 – Viana, C3 104
8.6.8 Seccionamento LT 345 kV Itutinga – Juiz de Fora 1 na SE Santos Dumont 2 104
8.6.9 Seccionamento LT 500 kV Bom Despacho 3 – Ouro Preto 2 na SE São Gonçalo do Pará 104
8.6.10 LT 500 kV Jaguara – Estreito, C2 105
8.6.11 Substituição da transformação 345/138 kV da SE Montes Claros 2 por nova modulação (2 x 375 MVA – 6+1R x 125 MVA) 105
8.6.12 Obras de Distribuição Associadas – CEMIG-D 106
8.7 Obras comuns entre as alternativas em 2031 110
8.7.1 LT 500 kV Marimbondo II – Campinas, C1 110
8.7.2 Implantação do 2° Transformador 500/345 kV na SE Rio Novo do Sul 110

9 Análise do Desempenho em Regime Permanente 111
9.1 Eixo Leste 115

9.2 Eixo Central 117
9.3 Eixo Oeste 118

10 Análise do Desempenho Dinâmico 123
10.1 Introdução 123
10.2 Premissas 123
10.2.1 Critérios Gerais 123
10.3 Simulações 124
10.3.1 Curto-circuito Circuito Monofásico na SE Janaúba 6 em 500 kV 125
10.3.2 Curto-circuito Monofásico na SE Buritizeiro 3 em 500 kV 127
10.3.3 Curto-circuito Monofásico na SE Araraquara 2 em 500 kV 129
10.3.4 Curto-circuito Monofásico na SE Estreito em 500 kV 131
10.4 Conclusão 133

11 Otimização e Avaliação Técnico-Econômica das Linhas de Transmissão 134
11.1 Dados e Premissas 134
11.1.1 Dados e Premissas ambientais para as LT 500 kV de SIL Elevado 134
11.1.2 Dados e Premissas ambientais para as LT 500 kV convencionais de CS e CD 135
11.1.3 Parâmetros econômicos 135
11.2 Critérios Para Análises Elétricas e Comparações Econômicas de LT novas 136
11.3 Avaliação Técnico-Econômica das LTs 500 kV de SIL Elevado 136
11.3.1 Características Técnicas das Soluções de Referência das LT 500 kV SIL Elevado 137
11.4 Avaliação técnico econômica das LT 500 kV Convencionais em Circuito Simples 139
11.4.1 Características Técnicas das Soluções de Referência das LT 500 kV Convencionais em Circuito Simples 140
11.5 Avaliação técnico econômica das LT 500 kV Convencionais em Circuito Duplo 141
11.5.1 Características Técnicas das Soluções de Referência das LT 500 kV Convencionais em Circuito Duplo 142
11.6 Seccionamentos de Linhas de Transmissão 144
11.6.1 Seccionamento da LT 345 kV Itutinga - Juiz de Fora 1, C1, na SE Santos Dumont 2 144
11.6.2 Seccionamento da LT 345 kV Pirapora 2 - Três Marias, C1, na SE Buritizeiro 3 146
11.6.3 Seccionamento da LT 345 kV Pirapora 2 - Várzea da Palma, C1, na SE Buritizeiro 3 147
11.6.4 Seccionamento da LT 500 kV Bom Despacho 3 - Ouro Preto 2, C1, na SE São Gonçalo do Pará 149

12 Análise Econômica 151

13 Definição da Compensação Shunt 153
13.1 Análise em Regime Normal e em Contingência 154
13.2 Análise de Energização e Rejeição de Carga 155
13.2.1 LT 500 kV Itabirito 2 – Santos Dumont 2 156
13.2.2 Eixo Arinos 2 – Paracatu 4 158
13.2.3 LT 500 kV Jaguara - Estreito 159

13.2.4 Corredor Jaíba –Janaúba 6 160
13.2.5 Eixo Janaúba 6 – Capelinha 3 – Governador Valadares 6 161
13.2.6 LT João Neiva 2 – Viana 2 163
13.2.7 Eixo Presidente Juscelino – Vespasiano 2 165
13.2.8 Eixo Buritizeiro 3 – São Gonçalo do Pará e São Gotardo 167
13.2.9 Eixo Paracatu 4 – Nova Ponte 3 – Araraquara 2 169
14 Análise de Ressonância e Extinção de Arco Secundário 174
14.1 Procedimentos e Critérios de Análise 175
14.2 LT 500 kV Arinos 2 – Paracatu 4, C1 e C2 176
14.3 LT 500 kV Capelinha 3 – Governador Valadares 6, C1 e C2 178
14.4 LT 500 kV Janaúba 6 – Capelinha 3, C1 e C2 181
14.5 LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3, C1 e C2 183
14.6 LT 500 kV Buritizeiro 3 – São Gonçalo do Pará, C1 e C2 187
14.7 LT 500 kV Buritizeiro 3 – São Gotardo 2, C1 189
14.8 LT 500 kV Nova Ponte 3 – Araraquara 2, C1 e C2 191
14.9 Seccionamento da LT 500 kV Bom Despacho 3 – Ouro Preto 2, C1, na SE São Gonçalo do Pará 193
15 Análise de Curto-Circuito 195
16 Recomendações para relatórios R2 197
16.1 Considerações gerais 197
16.2 Linhas de transmissão 197
16.3 Seccionamentos de linhas de transmissão 200
16.4 Subestações 202
17 Referências 204
18 Fichas PET/PELP 206
19 Anexos 260
19.1 Anexo 1 – Parâmetros Elétricos 261
19.1.1 Alternativa 1 261
19.1.2 Alternativa 2 262
19.1.3 Alternativa 3 263
19.1.4 Alternativa Recomendada – Após a relaboração dos relatórios complementares 264
19.1.5 Alternativa 4 265
19.1.6 Alternativa 5 266
19.2 Anexo 2 – Diagramas de Fluxos de Potência 267
19.3 Anexo 3 – Plano de Obras das Alternativas 284
19.4 Anexo 4 – Consultas de Viabilidade de Expansão 367
19.4.1 SE Presidente Juscelino – MG (Mantiqueira Transmissora de Energia S.A.) 367

19.4.2 SE Campinas – SP (Furnas) 373
19.4.3 SE Araraquara 2 – SP (Araraquara Transmissora de Energia S.A. - State Grid Brazil Holding) 374
19.4.4 SE Itabirito 2 – MG (Linhas de Transmissão de Montes Claros S.A. - State Grid Brazil Holding) 381
19.4.5 SE Paracatu 4 – MG (Serra da Mesa Transmissora de Energia S.A. - State Grid Brazil Holding) 387
19.4.6 SE Santos Dumont 2 – MG (ESDE – Empresa Santos Dumont de Energia S.A.) 393
19.4.7 SEs São Gotardo 2, São Gonçalo do Pará, Jaguara e Vespasiano 2 – MG (Cemig Geração e Transmissão S.A.) 398
19.4.8 SE Pirapora 2 – MG (Serra Paracatu Transmissora de Energia S.A. - State Grid Brazil Holding) 406
19.4.9 SE Terminal Rio – RJ (Xingu Rio Transmissora de Energia S.A. - State Grid Brazil Holding) 407
19.4.10 SE Morro Agudo – SP (CPFL Transmissão) 412
19.4.11 SE Viana – ES (Furnas) 416
19.4.12 SE João Neiva 2 – ES (ESTE) 420
19.4.13 SEs Aimorés, Mascarenhas e Araraquara – MG e SP (Isa CTEEP) 424
19.4.14 SE Ribeirão Preto – SP (Poços de Caldas Transmissora de Energia S.A. – State Grid Brazil Holding) 434
19.4.15 SE Montes Claros 2 – MG (Cemig-GT) 435
19.4.16 LD 138 kV Montes Claros 1 - Montes Claros 2 – MG (Cemig-D) 443
19.5 Anexo 5 – Diagramas Unifilares das Subestações 446
19.5.1 SE Buritizeiro 3 447
19.5.2 SE Capelinha 3 448
19.5.3 SE Jaíba 449
19.5.4 SE Janaúba 6 450
19.5.5 SE Nova Ponte 3 451
19.6 Anexo 6 – Nota Técnica EPE-DEA-SMA 009/2020 – "Análise Socioambiental do Estudo de Expansão da Capacidade de Transmissão da Região Norte de Minas Gerais 452

LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1 – Evolução da quantidade de projetos cadastrados em leilões do ACR 22
Figura 3-1 - Representação esquemática simplificada da Alternativa recomendada para o ano de 2026. 27
Figura 3-2 - Representação esquemática simplificada da Alternativa 3 para o ano de 2031 30
Figura 4-1 – Marcos do processo de conexão no ACL 35
Figura 4-2 – Quantitativo de projetos monitorados no Norte de Minas Gerais, divididos por fase e tipo (Fontes: ONS e EPE) 36
Figura 4-3 - Brasil: quantitativo de projetos solares cadastrados na Aneel por estágio de evolução do projeto 37
Figura 4-4 - Brasil: estágio dos projetos de geração solar fotovoltaica centralizada, por UF 37
Figura 4-5 - Brasil: Potencial firme de fonte solar fotovoltaica centralizada, por submercado (MW) 38
Figura 4-6 - Região SE/CO: Participação do potencial firme, por UF (MW) 38
Figura 4-7 - Minas Gerais: Participação do potencial firme, por Mesorregião do Estado 39
Figura 4-8 - Norte de Minas: Potencial indicativo por município 40
Figura 4-9 - Norte de Minas: potencial firme por município – localização geográfica 41
Figura 4-10 - Norte de Minas: potencial firme por município 41
Figura 4-11 - Brasil: evolução da potência instalada GD (fonte: Aneel) 42
Figura 4-12 - Brasil: potência instalada de GD por UF (MW) 43
Figura 4-13 - Minas Gerais: potência instalada de GD por Mesorregião (MW) 43
Figura 4-14 - Minas Gerais: localização de projetos de GD (fonte: Aneel) 44
Figura 4-15 - Minas Gerais: Status de estágio dos projetos de GD por região, em MW (fonte: Cemig D) 46
Figura 4-16 - Minas Gerais: Status de estágio dos projetos de GD por subestação, em MW (fonte: Cemig D) 46
Figura 4-17 - Brasil: projeção da evolução da potência instalada de GD (extraída de [6]) 47
Figura 4-18 - Curva típica de carga SE/CO – fim de semana e dia de semana 53
Figura 5-1 - Sistema elétrico em operação no ano 2020 para o estado de Minas Gerais 54
Figura 5-2 - Representação esquemática do sistema elétrico previsto até 2024 para Minas Gerais 55
Figura 6-1 – Sobrecarga em contingência na LT 230 kV Jaíba – Janaúba 3 – ano 2025, já considerando a restrição a projetos fotovoltaicos 57
Figura 6-2 – Esgotamento do carregamento do sistema de distribuição local 58
Figura 6-3 – Sobrecarga ATR 500/345 kV Presidente Juscelino – condição normal 59
Figura 6-4 - Sobrecarga ATR 500/345 kV Presidente Juscelino – contingência da LT 500 kV Presidente Juscelino – Itabira 5 C1 ou C2 59
Figura 6-5 – LTs 345 kV de Rede Básica cujas contingências causam sobrecargas (em amarelo) 60
Figura 6-6 – Sobrecarga na LT 345 kV Itabirito 2 – Jeceaba C1 – contingência: LT 345 kV Itabirito 2 – Jeceaba C2 – Cenário 1 61
Figura 6-7 – Sobrecarga na LT 345 kV Itabirito 2 – Ouro Preto 2 – contingência: LT 345 kV Ouro Preto 2 – Barro Branco – Cenário 1 61
Figura 6-8 – Sobrecarga na LT 345 kV Lafaiete – Jeceaba – contingência: LT 345 kV Itutinga – Jeceaba - Cenário 1 62
Figura 6-9 – Sobrecarga na LD 138 kV Murtinho – Congonhas – contingência: LT 345 kV Jeceaba - Lafaiete- Cenários 1, 2 e 3 62
Figura 6-10 – Sobrecarga na LD 138 kV Lafaiete – Murtinho – contingência: LT 345 kV Jeceaba - Lafaiete- Cenários 1 e 2 63

Figura 6-11 – Sobrecarga na LD 138 kV Nova Lima 1 – Nova Lima 4 – contingência: LT 345 kV Jeceaba – Lafaiete - Cenário 1 63

Figura 6-12 – Sobrecarga na LD 138 kV Ouro Preto 2 – Congonhas – contingência: LT 345 kV Jeceaba – Lafaiete - Cenário 1 64

Figura 6-13 – Sobrecarga na LD 138 kV Lafaiete – Ouro Preto 1 – contingência: LT 345 kV Jeceaba - Lafaiete- Cenário 1 64

Figura 6-14 – Sobrecarga na LD 138 kV Nova Lima 4 – Congonhas – contingência: LT 345 kV Jeceaba - Lafaiete- Cenários 1 e 2 64

Figura 6-15 – Sobrecarga na LD 138 kV J. de Fora 1 – J. de Fora 7 – contingência: LT 345 kV Santos Dumont 2 – Juiz de Fora 1 - Cenário 2 65

Figura 6-16 – Sobrecarga na LD 138 kV Ouro Preto 2 – Ouro Preto 3 – contingência: LT 345 kV Lafaiete – Jeceaba - Cenário 2 65

Figura 6-17 – Sobrecarga na LD 138 kV Lafaiete – São J. del Rei – contingência: LT 345 kV Itutinga – Jeceaba - Cenário 1 66

Figura 6-18 – Sobrecarga em transformação 345/138 kV SE Montes Claros 2 – Cenário 5 66

Figura 6-19 – Sobrecarga LD 138 kV Betim 6 – Usina Igarapé – contingência: LT 500 kV Bom Despacho 3 – São Gonçalo do Pará - Cenários 1 e 2 66

Figura 6-20 - Sobrecarga na LT 230 kV Aimorés – Mascarenhas C2 – contingência: LT 230 kV Aimorés – Mascarenhas C1 – Cenário 1 67

Figura 6-21 - Carregamentos da LT 230 kV Aimorés - Mascarenhas C2, na revisão 1 do estudo, após a inclusinclusão da LT 230 kV Governador Valadares 6 – Vernoa. 67

Figura 6-22 - Sobrecarga na LT 345 kV Jaguara – Luiz Carlos Barreto – contingência: LT 500 kV Jaguara - Estreito C1 – Cenário 1 68

Figura 6-23 - Sobrecarga na LT 500 kV Jaguara – Estreito C1 – contingência: LT 500 kV Estreito – Nova Ponte C1 – Cenário 1 69

Figura 6-24 - Sobrecarga na transformação 500/345 kV Jaguara – contingência: LT 500 kV Jaguara - Estreito C1 – Cenário 1 69

Figura 7-1 - Eixos e conjunto inicial de obras avaliados durante a etapa de novo diagnóstico e escolha de obras a serem licitadas 71

Figura 7-2 – Carregamento da LT Janaúba 3 – Janaúba 5, C1, do eixo Norte, de acordo com a concretização de novas usinas 72

Figura 7-3 - Carregamento da LT Arinos 2 – Pirapora 2, C1, do eixo Oeste, de acordo com a concretização de novas usinas 73

Figura 7-4 – Carregamento da LT São Gotardo – Três Marias, C1, do eixo Central de acordo com a concretização de novas usinas 73

Figura 7-5 - Fluxos na rede 500 kV durante a perda dupla das LTs Capelinha 3 - Governador Valadares 6, C1 e C2, no Cenário 2, Ano 2026. 78

Figura 7-6 - Aplicação de curto-circuito monofásico em Janaúba 6. 78

Figura 7-7 - Frequência em máquinas do sistema durante evento de curto-circuito monofásico em Janaúba 6 e abertura simultânea das LTs Janaúba 6 – Capelinha 3, C1 e C2. 79

Figura 7-8 - Curvas de nível do SIL Equivalente em função dos parâmetros elétricos unitários equivalentes de sequência positiva 83

Figura 7-9 - Carregamento da LT Janaúba 6 - Capelinha 3, C1, em regime normal e de contingência mais críticas, para SIL original e com uma tolerância de 10% 83

Figura 7-10 - Carregamento da LT Buritizeiro 3 – São Gotardo 2, C1, em regime normal e de contingência, para SIL original e com uma tolerância de 10% 84

Figura 7-11 - Carregamento da LT Arinos 2 – Paracatu 4, C1, em regime normal e de contingência, para SIL original e com uma tolerância de 10% 84

Figura 7-12 - Representação esquemática simplificada da Alternativa 3 para o ano de 2026, após a revisão 1 do relatório. 85
Figura 7-13 - Representação esquemática simplificada da Alternativa 3 para o ano de 2031, após a revisão 1 do relatório 86
Figura 8-1 – Representação esquemática simplificada da Alternativa 1 para o ano de 2026 89
Figura 8-2 – Representação esquemática simplificada da Alternativa 1 para o ano de 2031 90
Figura 8-3 – Representação esquemática simplificada da Alternativa 2 para o ano de 2026 92
Figura 8-4 – Representação esquemática simplificada da Alternativa 2 para o ano de 2031 93
Figura 8-5 - Representação esquemática simplificada da Alternativa 3 para o ano de 2026 95
Figura 8-6 - Representação esquemática simplificada da Alternativa 3 para o ano de 2031 96
Figura 8-7 - Representação esquemática simplificada da Alternativa 4 para o ano de 2026 98
Figura 8-8 - Representação esquemática simplificada da Alternativa 4 para o ano de 2031 99
Figura 8-9 - Representação esquemática simplificada da Alternativa 5 para o ano de 2026 100
Figura 8-10 - Representação esquemática simplificada da Alternativa 5 para o ano de 2031 101
Figura 8-11 - Representação da rede 500 kV do Espírito Santo 104
Figura 8-12 – Configuração atual LD Montes Claros 1 – Montes Claros 2 C1/C2 (Fonte: Cemig-D) 107
Figura 8-13 – Nova SE Montes Claros 5 e adequações LD 138 kV Montes Claros 1 – Montes Claros 2 (Fonte: Cemig-D) 108
Figura 8-14 – Reforços de distribuição na região de Janaúba e Francisco Sá (Fonte: Cemig-D) 109
Figura 9-1 – Fluxo de potência em condição normal para alternativa 3 - Cenário 1 - ano 2026. 112
Figura 9-2 - Fluxo de potência em condição normal para alternativa 3 - Cenário 2 - ano 2026. 113
Figura 9-3 - Fluxo de potência em condição normal para alternativa 3 - Cenário 3 - ano 2026. 114
Figura 9-4 - Contingência da LT 500kV Janaúba 6 - Capelinha 3 115
Figura 9-5 - Contingência da LT 500kV Pres. Juscelino - Vespasiano 2 116
Figura 9-6 - Contingência da LT 500kV Burutizeiro 2 – S. Gonçalo do Pará 117
Figura 9-7 - Contingência da LT 500kV Buritizeiro 3 - S. Gotardo 2 118
Figura 9-8 - Contingência da LT 500kV Arinos 2 - Paracatu 4 119
Figura 9-9 - Contingência da LT 500kV Paracatu 4 - Nova Ponte 3 120
Figura 9-10 - Contingência da LT 500kV Nova Ponte 3 - Araraquara 2 121
Figura 10-1 - Aplicação de curto-circuito monofásico em Janaúba 6. 126
Figura 10-2 - Frequência em máquinas do sistema durante evento de curto-circuito monofásico em Janaúba 6. 126
Figura 10-3 - Tensões em barras do sistema durante aplicação de curto-circuito monofásico em Buritizeiro 3. 127
Figura 10-4 - Potência nas conversoras durante curto-circuito monofásico em Buritizeiro 3. 128
Figura 10-5 - Frequência em barras do sistema durante curto-circuito monofásico em Buritizeiro 3. 128
Figura 10-6 – Potência nas conversoras durante curto-circuito em Araraquara 2. 129
Figura 10-7 - Tensões nas barras do sistema durante aplicação de curto-circuito monofásico me Araraquara 2. 130
Figura 10-8 - Potências nas conversoras durante aplicação de curto-circuito monofásico em Araraquara 2. ... 130
Figura 10-9 – Tensão nas conversas durante aplicação de curto-circuito em Estreito. 131
Figura 10-10 - Potência nas conversoras durante aplicação de curto-circuito monofásico em Estreito. 132

Figura 10-11 - Tensões nas principais barras do sistema durante aplicação de curto-circuito monofásico em Estreito. 132
Figura 10-12 - Frequência em usinas do sistema durante curto circuito monofásico em Estreito. 133
Figura 11-1 - Dados técnicos básicos das LT 500 kV SIL elevado 138
Figura 11-2 - Dados técnicos básicos das LT 500 kV convencional CS 140
Figura 11-3 - Dados técnicos básicos das LT 500 kV convencionais CD 142
Figura 12-1 - Gráfico de comparação econômica de alternativas 152
Figura 13-1 – Barramentos em sobretensão após entrada em operação dos reforços – extraída de [24] 155
Figura 13-2 -Energização LT 500 kV 500 kV Itabirito 2 - Santos Dumont 2 156
Figura 13-3 – Rejeição LT 500 kV Itabirito 2 – Santos Dumont 2: por cada terminal 157
Figura 13-4 - Energização eixo 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4 158
Figura 13-5 - Rejeição Eixo Arinos 2 – Paracatu 4: por terminal 159
Figura 13-6 - Energização LT 500 kV Jaguara - Estreito, C2. 159
Figura 13-7 - Rejeição de carga LT 500 kV Jaguara - Estreito, C2. 160
Figura 13-8 - Energização eixo Jaíba - Janaúba 6 161
Figura 13-9 - Rejeição de carga eixo Jaíba - Janaúba 6 161
Figura 13-10 - Energização eixo Janaúba 6 - Capelinha 3 - Governador Valadares 6 : Terminal Janaúba 6 162
Figura 13-11 - Energização eixo Janaúba 6 - Capelinha 3 - Governador Valadares 6 : Terminal Governador Valadares 6 163
Figura 13-12 - Rejeição de Carga eixo - Janaúba 6 - Capelinha 3 - Governador Valadares 6 163
Figura 13-13 - Energização LT 500 kV João Neiva 2 - Viana 2, C1 164
Figura 13-14 - rejeição de carga Energização LT 500 kV João Neiva 2 - Viana 2, C1 164
Figura 13-15 - Energização eixo 500 kV Presidente Juscelino – Vespasiano 2, sentido norte-sul 165
Figura 13-16 - Energização eixo 500 kV Presidente Juscelino – Vespasiano 2, sentido sul-norte 166
Figura 13-17 – Rejeição eixo 500 kV Presidente Juscelino – Vespasiano 2: por terminal 167
Figura 13-18 - Energização eixo 500 kV Buritizeiro 3 – São Gonçalo do Pará e São Gotardo, sentido norte-sul 167
Figura 13-19 - Energização eixo 500 kV Buritizeiro 3 – São Gonçalo do Pará e São Gotardo, sentido sul-norte 168
Figura 13-20 - Rejeição Buritizeiro 3 – São Gonçalo do Pará e São Gotardo por terminal 169
Figura 13-21 - Rejeição de carga com abertura de terminal extremo da LT 500kV Paracatu 4 - Nova Ponte 3 - Araraquara 2 170
Figura 13-22 - Energização eixo 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3 – Araraquara 2, sentido norte-sul 172
Figura 13-23 - Energização eixo 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3 – Araraquara 2, sentido sul-norte 172
Figura 13-24 – Rejeição Paracatu 4 – Nova Ponte 3 – Araraquara 2 173
Figura 14-1 LT 500 kV Arinos 2 – Paracatu 4, C1 e C2. Prospecção da corrente de arco secundário, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação aterrados por reator. Circuito paralelo aberto e não aterrado. Falta no terminal Arinos 2 177
Figura 14-2 LT 500 kV Arinos 2 – Paracatu 4, C1 e C2. Prospecção da tensão induzida, em p.u., com o neutro dos reatores em derivação aterrados por reator de 300 Ω. Circuito paralelo aberto e não aterrado. Terminal Arinos 2 178
Figura 14-3 LT 500 kV Capelinha – Governador Valadares 6, C1 e C2. Prospecção da corrente de arco secundário, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação aterrados por reator. Circuito paralelo aberto e não aterrado. Falta no terminal Capelinha 180

Figura 14-4 LT 500 kV Capelinha – Governador Valadares 6, C1 e C2. Prospecção da tensão induzida, em p.u., com o neutro dos reatores em derivação aterrados por reator de 800 Ω. Circuito paralelo aberto e não aterrado. Terminal Capelinha 180

Figura 14-5 LT 500 kV Janaúba 5 – Capelinha, C1 e C2. Prospecção da corrente de arco secundário, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação aterrados por reator. Circuito paralelo aberto e não aterrado. Falta no terminal Janaúba 5 182

Figura 14-6 LT 500 kV Janaúba 5 – Capelinha, C1 e C2. Prospecção da tensão induzida, em p.u., com o neutro dos reatores em derivação aterrados por reator de 800 Ω. Circuito paralelo aberto e não aterrado. Terminal Janaúba 5 183

Figura 14-7 LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3, C1 e C2. Prospecção da corrente de arco secundário, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação aterrados por reator. Circuito paralelo aberto e não aterrado. Falta no terminal Paracatu 4 185

Figura 14-8 LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3, C1 e C2. Prospecção da tensão induzida, em p.u., com o neutro dos reatores em derivação aterrados por reator de 800 Ω. Circuito paralelo aberto e não aterrado. Terminal Paracatu 4 185

Figura 14-9 LT 500 kV Buritizeiro 2 – São Gonçalo do Pará, C1 e C2. Prospecção da corrente de arco secundário, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação aterrados por reator. Circuito paralelo aberto e não aterrado. Falta no terminal Buritizeiro 2 188

Figura 14-10 LT 500 kV Buritizeiro 2 – São Gonçalo do Pará, C1 e C2. Prospecção da tensão induzida, em p.u., com o neutro dos reatores em derivação aterrados por reator de 800 Ω. Circuito paralelo aberto e não aterrado. Terminal Buritizeiro 2 188

Figura 14-11 LT 500 kV Buritizeiro 2 – São Gotardo 2, C1 e C2. Prospecção da corrente de arco secundário, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação aterrados por reator. Falta no terminal Buritizeiro 2 190

Figura 14-12 LT 500 kV Buritizeiro 2 – São Gotardo 2, C1 e C2. Prospecção da tensão induzida, em p.u., com o neutro dos reatores em derivação aterrados por reator de 800 Ω. Terminal Buritizeiro 2 190

Figura 14-13 LT 500 kV Nova Ponte 3 – Araraquara 2, C1 e C2. Prospecção da corrente de arco secundário, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação aterrados por reator. Circuito paralelo aberto e não aterrado. Falta no terminal Nova Ponte 3 192

Figura 14-14 LT 500 kV Nova Ponte 3 – Araraquara 2, C1 e C2. Prospecção da tensão induzida, em p.u., com o neutro dos reatores em derivação aterrados por reator de 800 Ω. Circuito paralelo aberto e não aterrado. Terminal Nova Ponte 3 192

Figura 14-15 LT 500 kV São Gonçalo do Pará - Ouro Preto 2, C1. Prospecção da tensão induzida, em p.u., com o neutro do reator em derivação solidamente aterrado. Terminal Ouro Preto 2 194

Figura 14-16 LT 500 kV Bom Despacho 3 - São Gonçalo do Pará, C1. Prospecção da tensão induzida, em p.u., com o neutro do reator em derivação aterrado por reator de 811 Ω. Terminal Bom Despacho 3 194

Figura 19-1 - Contingência da LT 500kV Buritizeiro 3 - S. Gonçalo do Pará C2 - ano 2031 267

Figura 19-2 - Contingência da LT 500kV Buritizeiro 3 - S. Gotardo 2 - ano 2031 268

Figura 19-3 – Eixo central em condição normal - ano 2031 269

Figura 19-4 - Contingência da LT 500kV Buritizeiro 3 – Pirapora 2 C2 - ano 2031 270

Figura 19-5 - Contingência da LT 500kV Buritizeiro 3 - S. Gonçalo do Pará C2 - ano 2031 271

Figura 19-6 - Contingência da LT 500kV Gov. Valadares 6 - Leopoldina 2 C2 - ano 2031 272

Figura 19-7 - Contingência da LT 500kV Itabirito 2 - Santos Dumont 2 - ano 2031 273

Figura 19-8 - Contingência da LT 500kV Janaúba 6 - Capelinha 3 C2 - ano 2031 274

Figura 19-9 - Contingência da LT 500kV Janaúba 6 - Pres. Juscelino - ano 2031 275

Figura 19-10 - Contingência da LT 500kV Leopoldina - Terminal Rio C2 - ano 2031 276

Figura 19-11 - Eixo leste em condição normal - ano 2031 277

Figura 19-12 - Contingência da LT 500kV Pres. Juscelino - Vespasiano 2 C2 - ano 2031 278

Figura 19-13 - Contingência da LT 500kV Arinos 2 - Paracatu 4 C2 - ano 2031 279
Figura 19-14 Eixo oeste em condição normal - ano 2031 280
Figura 19-15 - Contingência da LT 500kV Nova Ponte 3 - Araraquara 2 C2 - ano 2031 281
Figura 19-16 - Contingência da LT 500kV Nova Ponte 3 - Ribeirão Preto - ano 2031..... 282
Figura 19-17 - Contingência da LT 500kV Paracatu 4 - Nova Ponte 3 C2 - ano 2031..... 283

LISTA DE TABELAS

Tabela 3-1 – Plano de obras simplificado de linhas de transmissão para 2026 28
Tabela 3-2 – Plano de obras simplificado para subestações em 2026 29
Tabela 3-3 - Áreas mínimas para a configuração final, com expansões futuras. 29
Tabela 3-4 - Plano de obras simplificado de linhas de transmissão para 2031 31
Tabela 3-5 - Plano de obras simplificado para subestações em 2031 31
Tabela 3-6 – Plano de obras simplificado da distribuição para 2026 (Cemig-D) 32
Tabela 3-7 - Linhas de Transmissão para as quais se recomenda a elaboração do relatório R2 32
Tabela 3-8 - Subestações para as quais se recomenda a elaboração do relatório R2 33
Tabela 4-1 - Projeções para Geração Distribuída (GD) - PDE 2029 47
Tabela 4-2 - Duração dos patamares de carga considerados no cálculo das perdas elétricas 49
Tabela 4-3 - Reforços de distribuição e data prevista de entrada em operação 50
Tabela 7-1 - Alteração de nomenclatura de subestações após a emissão original do estudo 70
Tabela 7-2 - Classificação das obras de linhas de transmissão 74
Tabela 7-3 - Classificação das obras de subestações 75
Tabela 7-4 – Extensão atualizada das linhas de transmissão recmendadas para 2026 75
Tabela 7-5 – Lista de reatores de barras recomendados 81
Tabela 8-1 – Final de vida útil – transformadores trifásicos 345/138 kV Montes Claros 2 105
Tabela 8-2 - Modulação Econômica – Transformação 345/138 kV SE Montes Claros 2 106
Tabela 11-1 - Dados do ambiente para as LT 500 kV de SIL elevado 135
Tabela 11-2 - Dados do ambiente para as LT 500 kV convencionais de CS e CD 135
Tabela 11-3 - Dados para avaliação econômica 136
Tabela 11-4 - Características elétricas básicas das LT 500 kV SIL elevado 137
Tabela 11-5 - Coodenadas do centro do feixe da silhueta típica das LTs 500 kV SIL elevado 139
Tabela 11-6 - Coordenadas dos subcondutores em relação ao centro do feixe LT 500 kV SIL elevado 139
Tabela 11-7 - Características elétricas básicas das LT 500 kV convencionais CS 140
Tabela 11-8 - Coordenadas do centro do feixe da silhueta típica das LT 500 kV convencionais CS 141
Tabela 11-9 - Características elétricas básicas das LT 500 kV convencionais CD 142
Tabela 11-10 - Coordenadas do centro do feixe da silhueta típica das LT 500 kV convencionais CD 143
Tabela 11-11 - Coordenadas dos feixe de condutores (centro do feixe) e para-raios, na estrutura típica, em circuito duplo, do trecho de linha do seccionamento da LT 345 kV Itutinga - Juiz de Fora 1, C1 144
Tabela 11-12 - Características elétricas do trecho de linha de transmissão do seccionamento da LT 345 kV Itutinga - Juiz de Fora 1, C1 145
Tabela 11-13 - Coordenadas dos feixe de condutores (centro do feixe) e para-raios, na estrutura típica, em circuito duplo, do trecho de linha do seccionamento da LT 345 kV Pirapora 2 - Três Marias, C1 146
Tabela 11-14 - Características elétricas do trecho de linha de transmissão do seccionamento da LT 345 kV Pirapora 2 - Três Marias, C1 146
Tabela 11-15 - Coordenadas dos feixe de condutores (centro do feixe) e para-raios, na estrutura típica, em circuito duplo, do trecho de linha do seccionamento da LT 345 kV Pirapora 2 - Várzea da Palma, C1 147

Tabela 11-16 - Características elétricas do trecho de linha de transmissão do seccionamento da LT 345 kV Pirapora 2 - Várzea da Palma, C1 148

Tabela 11-17 - Coordenadas dos feixe de condutores (centro do feixe) e para-raios, na estrutura típica, em circuito simples, do trecho de linha do seccionamento da LT 500 kV Bom Despacho 3 - Ouro Preto 2, C1..... 149

Tabela 11-18 - Características elétricas do trecho de linha de transmissão do seccionamento da LT 500 kV Bom Despacho 3 - Ouro Preto 2, C1 149

Tabela 12-1 - Custos de investimentos das alternativas 151

Tabela 12-2 - Composição dos custos totais das alternativas analisadas 151

Tabela 12-3 - Custos totais (Rendimentos Necessários e Perdas Elétricas) das alternativas 151

Tabela 13-1 - Limites de tensão adotados para condição normal e de emergência 154

Tabela 13-2 – Lista de reatores de barras recomendados 155

Tabela 14-1 LT 500 kV Arinos 2 – Paracatu 4, C1 e C2. Corrente de arco secundário a 60 Hz, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados. Circuito paralelo aberto e não aterrado 176

Tabela 14-2 LT 500 kV Capelinha 3 – Governador Valadares 6, C1 e C2. Corrente de arco secundário a 60 Hz, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados. Circuito paralelo aberto e não aterrado 178

Tabela 14-3 LT 500 kV Janaúba 6 – Capelinha 3, C1 e C2. Corrente de arco secundário a 60 Hz, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados. Circuito paralelo aberto e não aterrado 181

Tabela 14-4 LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3, C1 e C2. Corrente de arco secundário a 60 Hz, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados. Circuito paralelo aberto e não aterrado 183

Tabela 14-5 LT 500 kV Buritizeiro 3 – São Gonçalo do Pará, C1 e C2. Corrente de arco secundário a 60 Hz, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados. Circuito paralelo aberto e não aterrado 187

Tabela 14-6 LT 500 kV Buritizeiro 3 – São Gotardo 2, C1. Corrente de arco secundário a 60 Hz, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados. 189

Tabela 14-7 LT 500 kV Nova Ponte 3 – Araraquara 2, C1 e C2. Corrente de arco secundário a 60 Hz, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados. Circuito paralelo aberto e não aterrado 191

Tabela 15-1 - Evolução e valores críticos de níveis de curto-circuito em subestações monitoradas..... 195

Tabela 16-1 - Relação de linhas de transmissão recomendadas para elaboração do Relatório R2 197

Tabela 16-2 - Relação de subestações recomendadas para elaboração do Relatório R2 202

Tabela 19-1 - Parâmetros elétricos de linhas de transmissão da Alternativa 1 261

Tabela 19-2 - Parâmetros elétricos de transformadores da Alternativa 1 261

Tabela 19-3 - Parâmetros elétricos de linhas de transmissão da Alternativa 2 262

Tabela 19-4 - Parâmetros elétricos de transformadores da Alternativa 2 262

Tabela 19-5 - Parâmetros elétricos de linhas de transmissão da Alternativa 3 263

Tabela 19-6 - Parâmetros elétricos de transformadores da Alternativa 3 263

Tabela 19-7 - Parâmetros elétricos de linhas de transmissão da Alternativa recomendada após a elaboração dos relatórios complementares..... 264

Tabela 19-8 - Parâmetros elétricos de transformadores da Alternativa recomendada após a elaboração dos relatórios complementares..... 264

Tabela 19-9 - Parâmetros elétricos de linhas de transmissão da Alternativa 4 265

Tabela 19-10 - Parâmetros elétricos de transformadores da Alternativa 4 265

Tabela 19-11 - Parâmetros elétricos de linhas de transmissão da Alternativa 5..... 266

Tabela 19-12 - Parâmetros elétricos de transformadores da Alternativa 5 266

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
AEGE	Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ATR	Autotransformador
C1	Primeiro Circuito
C2	Segundo Circuito
CD	Circuito Duplo
Cemig-D	Cemig Distribuição S.A.
CME	Custo Marginal de Expansão
CPST	Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão
CS	Circuito Simples
DEE	Diretoria de Estudos de Energia Elétrica da EPE
GD	Geração Distribuída
LT	Linha de Transmissão
MPO	Manual de Procedimentos da Operação
MW	Megawatt
NCC	Nível de Curto-Circuito
NT	Nota Técnica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PDE	Plano Decenal de Energia
POTEE	Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica
SE	Subestação
SIGEL	Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico
SIL	*Surge Impedance Loading*
STE	Superintendência de Transmissão de Energia Elétrica da EPE
UFV	Usina Fotovoltaica

1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, o Brasil tem observado um expressivo aumento da participação das renováveis em sua matriz elétrica, em especial a eólica e a solar, com expressiva concentração na região Nordeste, atingindo também o Estado de Minas Gerais, particularmente na sua parte mais ao norte.

Como consequência, estudos de planejamento devem ser realizados para adequadamente recomendar os reforços que se fazem necessários para aumentar a capacidade de escoamento da rede elétrica, visando, de um lado, integrar ao sistema essa concentração de novas fontes de geração, e de outro, aumentar a robustez do sistema que interliga os diferentes subsistemas, no caso, o Nordeste e Sudeste.

No que tange à fonte solar fotovoltaica, nos últimos cinco anos verificou-se um aumento expressivo da sua participação na matriz elétrica brasileira, impulsionado inicialmente pelos leilões de energia realizados no âmbito do ambiente de contração regulado (ACR) e, mais recentemente, com projetos se viabilizando também no ambiente de contração livre (ACL). O histórico do número de projetos cadastrados nos leilões de energia realizados no ACR está ilustrado na Figura 1-1.

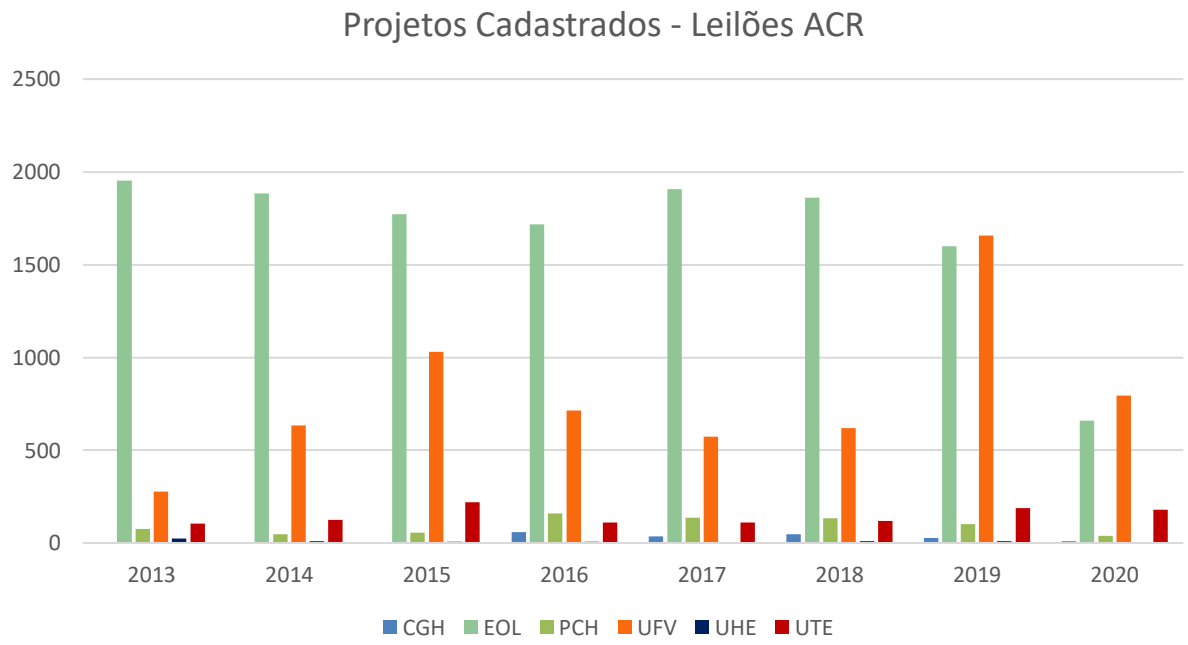


Figura 1-1 – Evolução da quantidade de projetos cadastrados em leilões do ACR

Observa-se uma acentuada evolução da quantidade de projetos ofertados a cada leilão, confirmando a atratividade da fonte. Uma contratação maior só não foi observada por conta do baixo crescimento da demanda em anos recentes. Além do sucesso nos leilões do ACR, a fonte solar centralizada também vem logrando êxito no ACL, porém com maior dificuldade de rastreabilidade por parte da EPE e maior incerteza na sua implantação, quando comparado aos contratos do ACR.

Especificamente na região Norte de Minas Gerais, mesmo com a recomendação, por parte da EPE, de reforços de transmissão para a região em anos recentes [2] [3], a expressiva oferta de projetos na

região, com sucessivas solicitações de informação e parecer de acesso no ONS levou ao rápido esgotamento da rede local, principalmente a partir do movimento iniciado no segundo semestre de 2019. Os reforços recomendados para a região, como a SE Jaíba 230/138 kV, as LTs 230 kV Jaíba – Janaúba 3 C1 e C2 e a LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias, que serviram como indutores para o aumento do número de projetos interessados em se conectar nessa região devido à disponibilidade de uma rede mais robusta e com maiores margens para conexão de projetos, num volume sensivelmente maior que o vislumbrado no estudo [2].

O volume e o ritmo de conexão de projetos – tanto dos centralizados quanto dos distribuídos – indicaram que reforços estruturais de transmissão de grande monta serão necessários. É uma constatação surpreendente diante do contexto de retração econômica e consequente redução da demanda em decorrência da pandemia de Covid-19. Apesar dessa aparente contradição, essa expansão de oferta no ACL segue uma lógica comercial e econômica própria, que está garantindo a sua sustentabilidade e viabilidade econômica – comprovadas pela efetiva celebração de contratos de conexão dos projetos – conforme será mostrado no item 4.1 - Geração Solar Fotovoltaica.

O diagnóstico da rede mostrado no item 6 aponta que, ao se considerar apenas esses projetos com contratos de conexão assinados, já são observadas restrições que impedem a adequada operação da rede. Isso significa que, mesmo que nenhum outro projeto de geração centralizada celebrasse contratos, ainda assim a EPE teria que recomendar reforços de transmissão dadas violações de critérios de operação e planejamento já verificadas.

Nesse contexto, o presente estudo visa recomendar reforços estruturais de transmissão para possibilitar o aumento da capacidade de transmissão da região Norte de Minas Gerais, considerando potenciais atualizados, mais aderentes ao contexto atual de expansão das renováveis. Os potenciais de geração centralizada foram definidos com base em dados atualizados da ANEEL (SIGEL) [4], do AEGE da EPE [5], do Plano Decenal de Energia (PDE) 2029 [6] e do ONS, por meio dos requerimentos de informação de acesso e de parecer de acesso.

O presente estudo traz ainda uma inovação, que é a consideração da geração distribuída nas simulações. Este é o primeiro estudo de transmissão realizado na EPE que modela explicitamente esse tipo de fonte, visando garantir a expansão harmonizada da Rede Básica com o sistema de distribuição de alta tensão. Os potenciais de geração distribuída foram definidos com o auxílio da distribuidora local, a Cemig-D, que faz todo o gerenciamento dos pedidos de conexão de projetos de mini e microgeração distribuída, ou seja, projetos com até 5 MW de potência instalada. Em complementação às estimativas da distribuidora local, foram utilizadas as estimativas de GD indicativas do PDE 2029 [6], bem como a potência instalada de GD em operação, divulgada pela ANEEL [7].

Diante do expressivo aumento no quantitativo de projetos – a maioria prevista para o horizonte de médio prazo (até cinco anos) – a EPE verificou ser possível a recomendação de reforços de menor monta, cuja implementação é mais célere, usualmente outorgados via processo autorizativo, e que não demandam licenciamento ambiental por se tratarem de equipamentos a serem instalados dentro da

área da subestação. Essa recomendação, referente ao 3º e 4º banco de transformadores 500/230 kV da SE Janaúba 3, foi documentada na Nota Técnica [3] e está em consonância com as recomendações do presente estudo. A antecipação dos reforços na SE Janaúba 3 permitiu a conexão de maior quantidade de projetos a partir de 2023.

Apesar do contexto sistêmico aparentemente desfavorável à expansão da oferta, o ritmo de concretização dos projetos centralizados e distribuídos é um fato que não se pode ignorar e que levanta discussões importantes sobre alocações de custos, riscos, e sustentabilidade dos ambientes de contratação livre e regulado. Esse estudo visa avaliar e recomendar os planos de transmissão de curto, médio e longo prazos, evidenciando os custos e impactos associados às expansões do Sistema Interligado Nacional.

2 CONCLUSÃO

Este estudo avaliou e propôs as obras de transmissão necessárias para possibilitar o aumento da capacidade de escoamento do sistema de transmissão da região Norte de Minas Gerais, buscando o plano de obras com o melhor desempenho técnico-economico e socioambiental.

A expansão proposta contempla duas etapas de implantação, a primeira, de necessidade imediata e caráter determinativo, visa possibilitar o escoamento da geração solar da região Norte de Minas Gerais, que passa por um movimento de franca expansão, como pode ser verificado em [4], [5], [6], além de pedidos de informação de acesso expressivos e constantes no ONS. A segunda etapa, de caráter indicativo e passível de revisão, fica atrelada à evolução do sistema de transmissão e geração, que a partir de determinado patamar requisitará instalações adicionais para integrar ao SIN o parque gerador previsto, permitindo o pleno escoamento dos excedentes de geração em direção ao restante do país, notadamente para os grandes centros de carga dos estados de São Paulo, Minas Gerais e Rio de Janeiro.

Foram estudadas cinco alternativas de expansão da Rede Básica para possibilitar o aumento da capacidade de transmissão da região. Todas as alternativas analisadas permitem o escoamento da geração dos projetos sem restrições considerando-se o cronograma adotado de entrada de novos empreendimentos, detalhado o item 4 - Premissas.

Destacam-se os seguintes aspectos das alternativas estudadas:

A análise técnico-econômica apontou a Alternativa 3 como vencedora, com diferença de 7,6% em custo global em relação à segunda colocada. O plano de obras determinativo está apresentado na Tabela 3-1, Tabela 3-2 e Tabela 3-6, e detalhamento econômico mostrado no 19.3 – Anexo 3. A Figura 3-1 ilustra esquematicamente a configuração recomendada para o ano 2026, correspondente a uma primeira etapa de implantação da expansão do sistema de transmissão, tais obras possibilitam o escoamento da geração já contratada e, adicionalmente, um montante da ordem de 6.280 MW. As instalações recomendadas nesta primeira etapa têm um custo de investimento total da ordem de R$ 7,65 bilhões, referentes a aproximadamente 2.900 km de novas linhas de transmissão, novas subestações ou expansões de subestações existentes.

Nesta primeira etapa são também recomendados reforços na rede de distribuição, correspondentes a 56 km de linhas de transmissão em 138 kV e duas novas subestações seccionadoras em 138 kV.

A interligação inicial, prevista para o ano de 2026, trará benefícios sistêmicos ao aliviar o carregamento das redes de transmissão e distribuição existente no norte do estado de Minas Gerais, Rio de Janeiro e além de reforçar o sistema receptor da interligação NE-SE até os principais centros de carga. O sistema recomendado permite, ainda, um aumento da capacidade da interligação Norte/Nordeste – Sudeste, em face dos reforços no sistema receptor desta última região.

A segunda etapa da solução proposta, que dependerá da concretização de montantes superiores aos atendidos na primeira etapa, contempla a instalação de 2.500 km de linhas de transmissão adicionais e uma nova subestação de rede básica, totalizando R$ 6,3 bilhões em 2031.

Antecipa-se também que um posterior incremento da capacidade da interligação NE-SE será viabilizado com a utilização harmonizada dos troncos de transmissão advindos das recomendações deste documento, devidamente conectados a expansões futuras da rede elétrica mais ao norte, possibilitando assim incorporar o escoamento das novas fontes de geração da região Nordeste.

3 RECOMENDAÇÕES

Com base nas análises efetuadas, recomenda-se:

1) Iniciar o processo licitatório/autorizativo do plano de obras descrito na Tabela 3-1 e Tabela 3-2, para possibilitar escoamento do potencial solar fotovoltaico das regiões Norte e Noroeste do estados de Minas Gerais. A Figura 3-1 mostra a representação esquemática da alternativa recomendada para 2026.

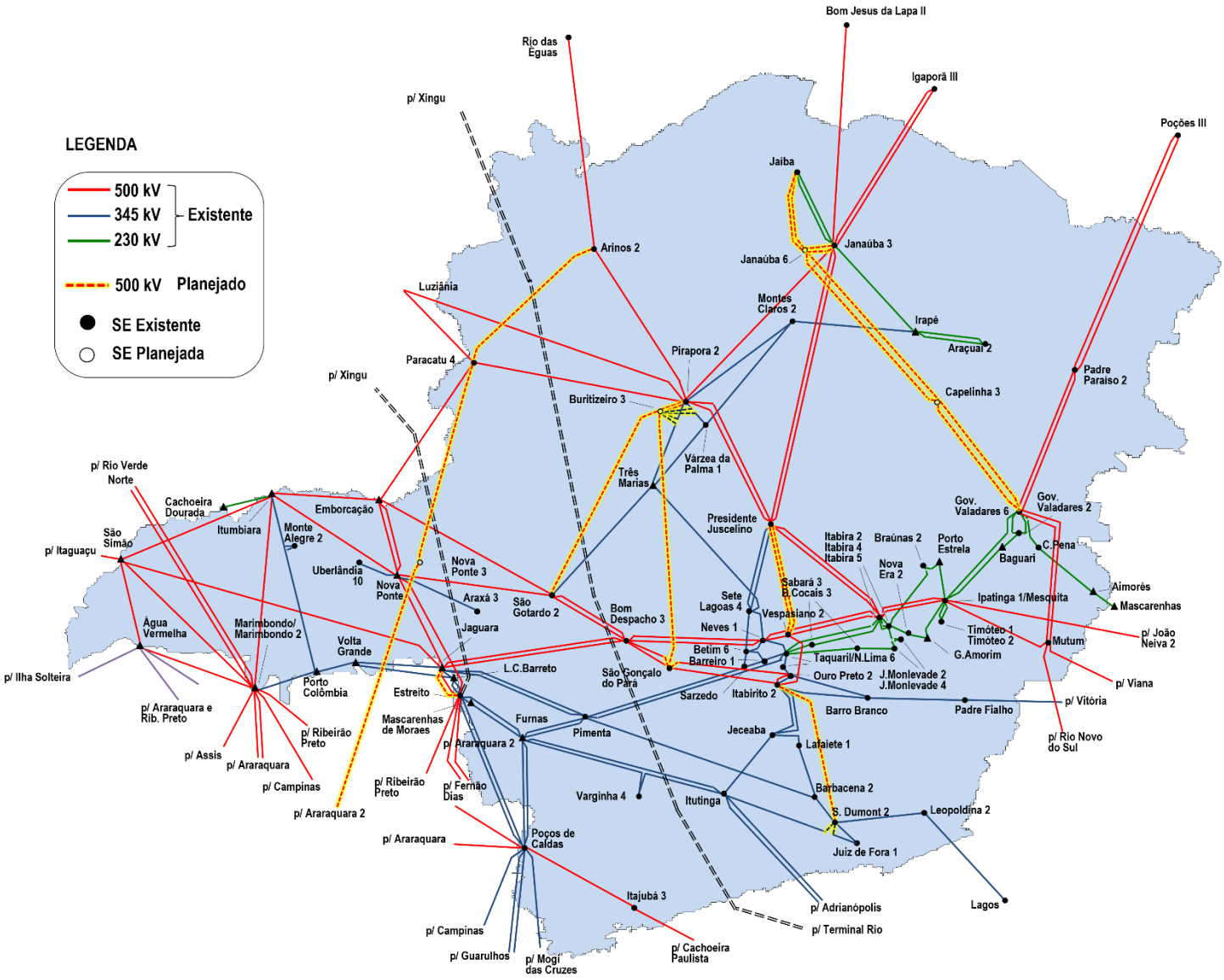


Figura 3-1 - Representação esquemática simplificada da Alternativa recomendada para o ano de 2026.

Tabela 3-1 – Plano de obras simplificado de linhas de transmissão para 2026

Obra	Ano	Descrição
LT 345 kV VIANA 2 - VIANA, C3 (Nova)	2026	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 7,5 km
LT 440 kV ARARAQUARA 2 - ARARAQUARA, C3 (Nova)	2026	Circuito Simples 440 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 11,2 km
LT 500 kV ARINOS 2 - PARACATU 4, C1 (Nova) (1)	2026	Circuito Simples 500 kV, 4 x 795 MCM (TERN), 214 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 24,5 Mvar 1Φ Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 24,5 Mvar 1Φ
LT 500 kV BURITIZEIRO 3 - SÃO GONÇALO DO PARÁ, C1 (Nova)	2026	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 351,5 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,33 Mvar 1Φ Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,33 Mvar 1Φ
LT 500 kV BURITIZEIRO 3 - SÃO GOTARDO 2, C1 (Nova)	2026	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 237,8 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ(2) Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ
LT 500 kV CAPELINHA 3 - GOVERNADOR VALADARES 6, C1 (Nova)	2026	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 141 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 24,5 Mvar 1Φ Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 24,5 Mvar 1Φ
LT 500 kV CAPELINHA 3 - GOVERNADOR VALADARES 6, C2 (Nova)	2026	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 141 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 24,5 Mvar 1Φ Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 24,5 Mvar 1Φ
LT 500 kV ITABIRITO 2 - SANTOS DUMONT 2, C1 (Nova) (1)	2026	Circuito Simples 500 kV, 4 x 795 MCM (TERN), 142 km
LT 500 kV JAGUARA - ESTREITO, C2 (Nova) (1)	2026	Circuito Simples 500 kV, 4 x 795 MCM (TERN), 45,4 km
LT 500 kV JAÍBA - JANAÚBA 6, C1 E C2 (CD) (Nova)	2026	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 109,0 km
LT 500 kV JANAÚBA 6 - CAPELINHA 3, C1 (Nova)	2026	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 232,9 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ(3) Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ(4)
LT 500 kV JANAÚBA 6 - CAPELINHA 3, C2 (Nova)	2026	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 232,9 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ(3) Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ(4)
LT 500 kV JANAÚBA 6 - JANAÚBA 3, C1 e C2 (Nova)	2026	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 44,0 km
LT 500 kV JOÃO NEIVA 2 - VIANA 2, C1 (CS) (Nova)	2026	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 77,5 km
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - ARARAQUARA 2, C1 (Nova)	2026	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 307 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ
LT 500 kV PARACATU 4 - NOVA PONTE 3, C1 (Nova)	2026	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 292 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ
LT 500 kV PIRAPORA 2 - BURITIZEIRO 3, C1 E C2 (CD) (Nova)	2026	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 35,1 km
LT 500 kV PRESIDENTE JUSCELINO - VESPASIANO 2, C1 E C2 (CD) (Nova)	2026	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 149,4 km
SECC LT 345 kV ITUTINGA - JUIZ DE FORA 1, C1, NA SE SANTOS DUMONT 2 (Nova)	2026	Circuito Duplo 345 kV, 2 x 900 MCM (RUDDY), 9 km
SECC LT 345 kV PIRAPORA 2 - TRÊS MARIAS, C1, NA SE BURITIZEIRO 3 (Nova)	2026	Circuito Duplo 345 kV, 2 x 1113 MCM (BLUEJAY), 15,3 km
SECC LT 345 kV PIRAPORA 2 - VÁRZEA DA PALMA, C1, NA SE BURITIZEIRO 3 (Nova)	2026	Circuito Duplo 345 kV, 2 x 900 MCM (RUDDY), 36,9 km
SECC LT 500 kV BOM DESPACHO 3 - OURO PRETO, C1, NA SE SÃO GONÇALO DO PARÁ (Nova)	2026	Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,6 km Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,6 km

(1) Condutor alterado de 4x954 (RAIL) para 4x795 (TERN) conforme análise de otimização do item 11.4.
(2) Na extremidade de Burizeiro 3, haverá compartilhamento de reserva com reator de barras da SE Buritizeiro 3
(3) Na extremidade de Janaúba 6, haverá compartilhamento de reserva com reator de barras da SE Janaúba 6
(4) Na extremidade de Capelinha 3, haverá compartilhamento de reserva com reator de barras da SE Capelinha 3

Tabela 3-2 – Plano de obras simplificado para subestações em 2026

Obra	Ano	Descrição	Observações
SE 345/138 kV MONTES CLAROS 2 (Ampliação/Adequação)	2026	1° e 2° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 125 MVA 1Φ	
SE 500 kV JANAÚBA 6 (Nova)	2026	1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	O reator reserva será compartilhado com os reatores de linha da LT 500 kV Janaúba 6 – Capelinha 3 C1 e C2
SE 500 kV CAPELINHA 3 (Nova)	2026	1° e 2º Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ	O reator reserva será compartilhado com os reatores de linha da LT 500 kV Janaúba 6 – Capelinha 3 C1 e C2
SE 500 kV NOVA PONTE 3 (Nova)	2026	1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	
SE 500/138 kV MORRO AGUDO (Ampliação/Adequação)	2026	3° ATF 500/138 kV, 3 x 133,33 MVA 1Φ	
SE 500/230 kV JAÍBA (Nova)	2026	1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 250 MVA 1Φ 1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Novo pátio 500 kV
SE 500/230/138 kV PARACATU 4 (Ampliação/Adequação)	2026	3° TF 500/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	
SE 500/345 kV BURITIZEIRO 3 (Nova)	2026	1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 200 MVA 1Φ 1° e 2º Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ	O reator reserva será compartilhado com os reatores de linha da LT 500 kV Buritizeiro 3 – São Gotardo
SE 500/345 kV SANTOS DUMONT 2 (Ampliação/Adequação)	2026	1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 250 MVA 1Φ	Novo pátio 500 kV. Será necessária a aquisição de uma área de 30.000 m² (detalhamento no item 19.4.6)
SE 500/440/138 kV ARARAQUARA 2 (Ampliação/Adequação)	2026	4° ATF 500/440 kV, 3 x 416,67 MVA 1Φ	

2) Que as novas subestações tenham área mínima compatível com as expansões futuras ilustradas no Anexo 5 – Diagramas Unifilares das Subestações, conforme detalhado na Tabela 3-3 a seguir.

Tabela 3-3 - Áreas mínimas para a configuração final, com expansões futuras.

Subestação	Largura (m) x Comprimento (m)	Área mínima (m²)
Buritizeiro 3	630 x 885	557.550
Capelinha 3	500 x 725	362.500
Janaúba 6	515 x 725	373.375
Nova Ponte 3	585 x 885	517.725

3) Que sejam observadas as recomendações da análise socioambiental relativa aos empreendimentos que compõem a primeira etapa de expansão da rede, proposta para o ano 2026, de acordo com a Nota Técnica EPE-DEA-SMA 009/2020 [1], apresentada no final e parte integrante deste documento, no que se refere à localização das novas subestações Buritizeiro 3, Capelinha 3, Janaúba 6 e Nova Ponte 3, bem como os corredores das novas linhas de transmissão, considerando ainda as informações contidas nas tabelas comparativas R1xR3 apresentadas ao final da referida Nota Técnica.

4) Que os projetos de geração da região priorizem conexões em níveis de tensão compatíveis com a potência total de seus empreendimentos, visando maximizar a capacidade de escoamento do sistema como um todo. Pontos de conexão diferentes dos considerados nesse estudo podem levar a novas restrições de escoamento de maneira precoce.

5) Que as obras indicativas representadas na Figura 3-2 e nas Tabela 3-4 e Tabela 3-5 sejam monitoradas e tenham suas datas de necessidades reavaliadas de acordo com a evolução da rede de transmissão local e com a contratação de novos empreendimentos de geração.

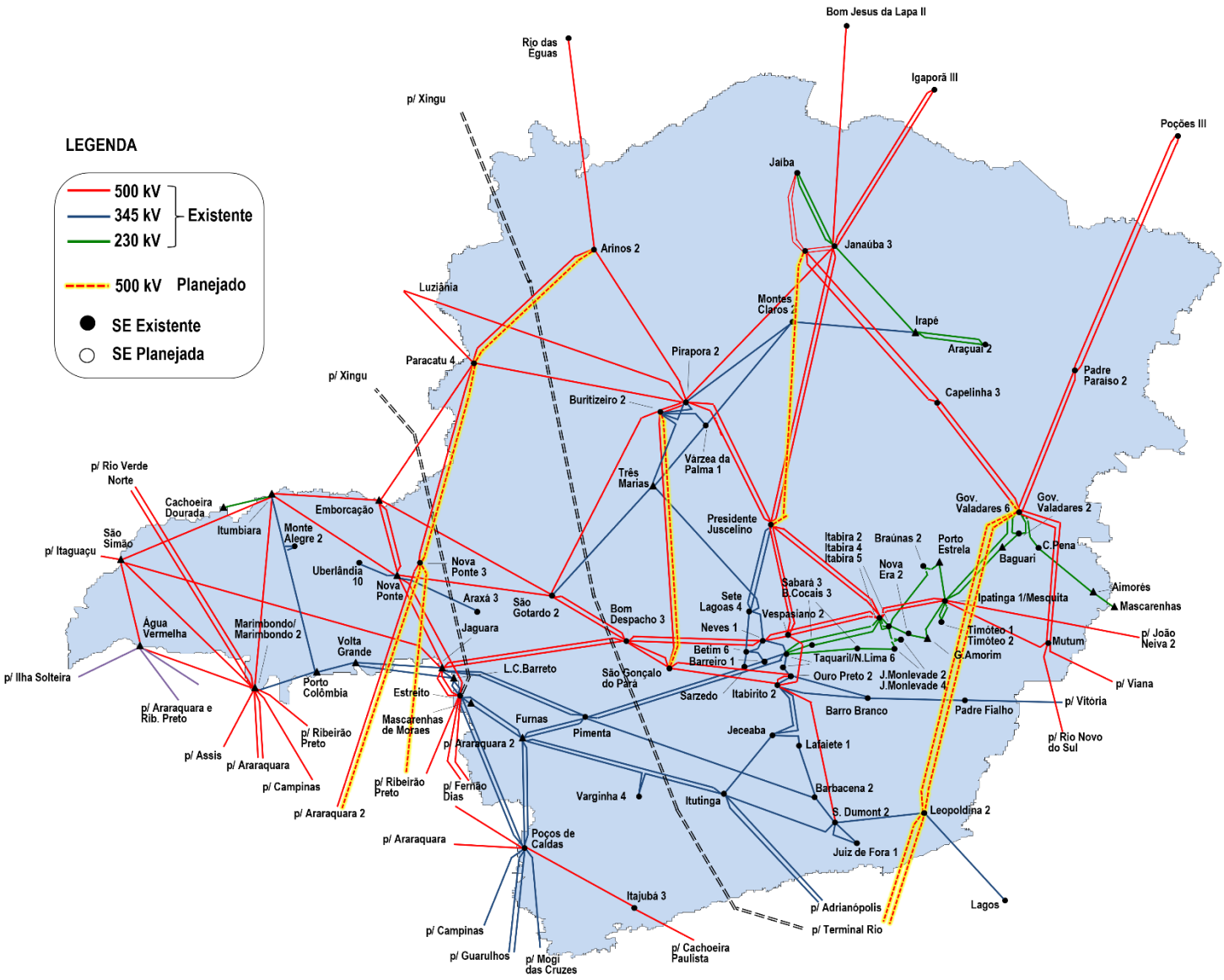


Figura 3-2 - Representação esquemática simplificada da Alternativa 3 para o ano de 2031

Tabela 3-4 - Plano de obras simplificado de linhas de transmissão para 2031

Obra	Ano	Descrição
LT 500 kV ARINOS 2 - PARACATU 4, C2 (Nova) (1)	2031	Circuito Simples 500 kV, 4 x 795 MCM (TERN), 210 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 24,5 Mvar 1Φ Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 24,5 Mvar 1Φ
LT 500 kV BURITIZEIRO 3 - SÃO GONÇALO DO PARÁ, C2 (Nova)	2031	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 316 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,33 Mvar 1Φ Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,33 Mvar 1Φ
LT 500 kV GOVERNADOR VALADARES 6 - LEOPOLDINA, C1 E C2 (CD) (Nova)	2031	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 305,4 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 36,67 Mvar 1Φ Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 36,67 Mvar 1Φ
LT 500 kV JANAÚBA 6 - PRESIDENTE JUSCELINO, C1 (Nova)	2031	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 310,3 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,33 Mvar 1Φ Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,33 Mvar 1Φ
LT 500 kV LEOPOLDINA - TERMINAL RIO, C1 E C2 (CD) (Nova)	2031	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 180,3 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 16,67 Mvar 1Φ Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 16,67 Mvar 1Φ
LT 500 kV MARIMBONDO II - CAMPINAS, C1 (Nova)	2031	Para melhor caracterização da obra consultar relatórios R1 (EPE-DEE-RE-063/2012-rev2) e R2 de fev/2013
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - ARARAQUARA 2, C2 (Nova)	2031	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 293 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - RIBEIRÃO PRETO, C1 (Nova)	2031	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 222,9 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ
LT 500 kV PARACATU 4 - NOVA PONTE 3, C2 (Nova)	2031	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 286 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ
SECC LT 500 kV ITUMBIARA - NOVA PONTE, C1, NA SE NOVA PONTE 3 (Nova)	2031	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (RAIL), 13 km

(1) Condutor alterado de 4x954 (RAIL) para 4x795 (TERN) conforme análise de otimização do item 11.4.

Tabela 3-5 - Plano de obras simplificado para subestações em 2031

Obra	Ano	Descrição
SE 500/230 kV JAÍBA (Ampliação/Adequação)	2031	3° ATF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ
SE 500/345 kV LEOPOLDINA 2 (Ampliação/Adequação)	2031	Novo pátio 500 kV
SE 500/345 kV RIO NOVO DO SUL (Ampliação/Adequação)	2031	2° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 350 MVA 1Φ
SE 500/345 kV VIANA 2 (Ampliação/Adequação)	2031	3° ATF 500/345 kV, 3 x 300 MVA 1Φ
SE 500/440 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)	2031	3° ATF 500/440 kV, 3 x 400 MVA 1Φ

6) Que a distribuidora Cemig-D implemente as obras de distribuição em sua rede, conforme indicado na Tabela 3-6, sob pena de deseotimização do desempenho da solução completa.

Tabela 3-6 – Plano de obras simplificado da distribuição para 2026 (Cemig-D)

Obra	Ano (1)	Descrição
LT 138 kV FRANCISCO SÁ 5 - MONTES CLAROS 2, C1 (Nova)	2026	Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 55 km
LT 138 kV JANAÚBA 3 - JANAÚBA 1, C1 (Ampliação/Adequação)	2026	Recapacitação da LD, 16 km
LT 138 kV MONTES CLAROS 1 - MONTES CLAROS 5, C1 (Nova)	2024	LD subterrânea, 138 kV - 1,3 km
LT 138 kV MONTES CLAROS 5 - MONTES CLAROS 2, C1 E C2 (CD) (Ampliação/Adequação)	2024	Individualização e Adequação das Entradas de Linha 138 kV - Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 0,3 km
SECC LT 138 kV FRANCISCO SÁ 2 - FRANCISCO SÁ 4, C1, NA SE FRANCISCO SÁ 5 (Nova)	2026	Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 0,5 km
SE 138 kV MONTES CLAROS 5 (Nova)	2024	Nova SE 138 kV seccionadora
SE FRANCISCO SÁ 5 (Nova)	2026	Nova SE 138 kV seccionadora

(1) Data de necessidade informada pela Distribuidora Cemig-D.

7) Que o reator manobrável do terminal Bom Despacho 3, referente à LT 500 kV Bom Despacho 3 – Ouro Preto 2, seja desconectado do vão desta LT e transferido para a barra de 500 kV da SE São Gonçalo do Pará.

8) A substituição dos equipamentos terminais da LT 440 kV Araraquara – Araras 2, C1 e C2 nas subestações Araraquara e Araras 2 que atualmente limitam a capacidade de curta duração e longa duração da referida LT. Com relação à elaboração dos relatórios R2, recomenda-se que o MME prossiga com os trâmites usuais para elaboração do relatório R2 dos empreendimentos relacionados na Tabela 3-7 e Tabela 3-8.

9) Para os demais empreendimentos, recomenda-se a dispensa do referido relatório com base nos argumentos detalhado no item 16 - Recomendações para relatórios R2.

Tabela 3-7 - Linhas de Transmissão para as quais se recomenda a elaboração do relatório R2

Linhas de transmissão
LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3, C1
LT 500 kV Nova Ponte 3 - Araraquara 2, C1
LT 500 kV Buritizeiro 3 – São Gonçalo do Pará, C1
LT 500 kV Janaúba 6 – Capelinha 3, C1
LT 500 kV Capelinha 3 – Governador Valadares, C1

Tabela 3-8 - Subestações para as quais se recomenda a elaboração do relatório R2

Subestação	Unidades de transformação
SE Santos Dumont 2	1º ATF 500/345kV, (3+1R) x 250 MVA 1Φ
SE Jaíba	1º e 2º ATF 500/230kV, (6+1R) x 250 MVA 1Φ
SE Buritizeiro 3	1º ATF 500/345kV, (3+1R) x 200 MVA 1Φ

4 PREMISSAS

4.1 Geração Solar Fotovoltaica

O estudo [2] emitido pela EPE em 2017 recomendou reforços de transmissão na região Norte e Noroeste de Minas Gerais com o objetivo de viabilizar o escoamento do potencial vislumbrado à época para a região, tendo sudi previstos 1.300 MW até o ano 2025. À época, já se verificava o surgimento de cadastros de projetos fotovoltaicos de geração centralizada nos leilões do ACR, com alguns deles se sagrando vencedores dos certames. Nos leilões de 2018 e 2019, que se seguiram após a recomendação desses reforços de transmissão, projetos solares fotovoltaicos continuaram se cadastrando e participando dos leilões do ACR, com a celebração de contratos num ritmo similar ao previsto em [2].

A partir de 2019, no entanto, a EPE passou a observar dois movimentos acentuados do mercado de geração solar fotovoltaica que viriam a ter um grande impacto regional: (i) crescimento vertiginoso de projetos solares centralizados se viabilizando pelo ACL e (ii) crescimento exponencial de projetos de geração distribuída, que embora tenha ocorrido em todo o país, ganhou contornos muito particulares em Minas Gerais, em especial na região Norte do estado.

4.1.1 Projetos Centralizados do ACL

A partir de meados de 2019, a EPE começou a receber do ONS um número crescente de documentos de Informação de Acesso (IA) referentes a projetos de geração fotovoltaica interessados em se conectar à malha de transmissão regional do Norte de Minas Gerais. Em poucos meses, dezenas de projetos iniciaram o processo de conexão junto ao Operador, tendo alguns deles avançado para a etapa de Parecer Acesso (PA) e outros tendo, inclusive, já finalizado o processo de conexão, com celebração de contrato de uso do sistema de transmissão (CUST).

O processo de viabilização de um projeto do ACL segue uma lógica distinta daquela usada para os projetos do ACR, que possui a garantia de contrato de energia de longo prazo desde a concepção do projeto. Adicionalmente, no que se refere à conexão, ao menos nos leilões A-4 há toda uma sistemática de cálculo de margem de escoamento, que garante a viabilidade de conexão do projeto desde o início do processo.

Embora essas dinâmicas distintas entre os dois ambientes sejam há muito conhecidas, até então os projetos do ACL representavam uma fatia reduzida da expansão da geração, de forma que o impacto da presença desses projetos na sistemática de planejamento da geração e da transmissão era pouco relevante.

A inovação nos movimentos de mercado mais recentes se dá pelo volume: os projetos do ACL vêm, nos últimos anos, pouco a pouco aumentando a sua participação na expansão da geração, de forma que sua presença deixa de ser irrelevante para o adequado planejamento do sistema. Nos últimos

meses esse movimento se acentuou ainda mais, com confirmação de contratos de conexão na região norte de Minas Gerais em números nada desprezíveis.

Nesse sentido, cabe uma contextualização acerca da sistemática do processo de conexão dos projetos no ACL. A Figura 4-1 mostra de forma simplificada os marcos necessários para a conexão dos projetos.

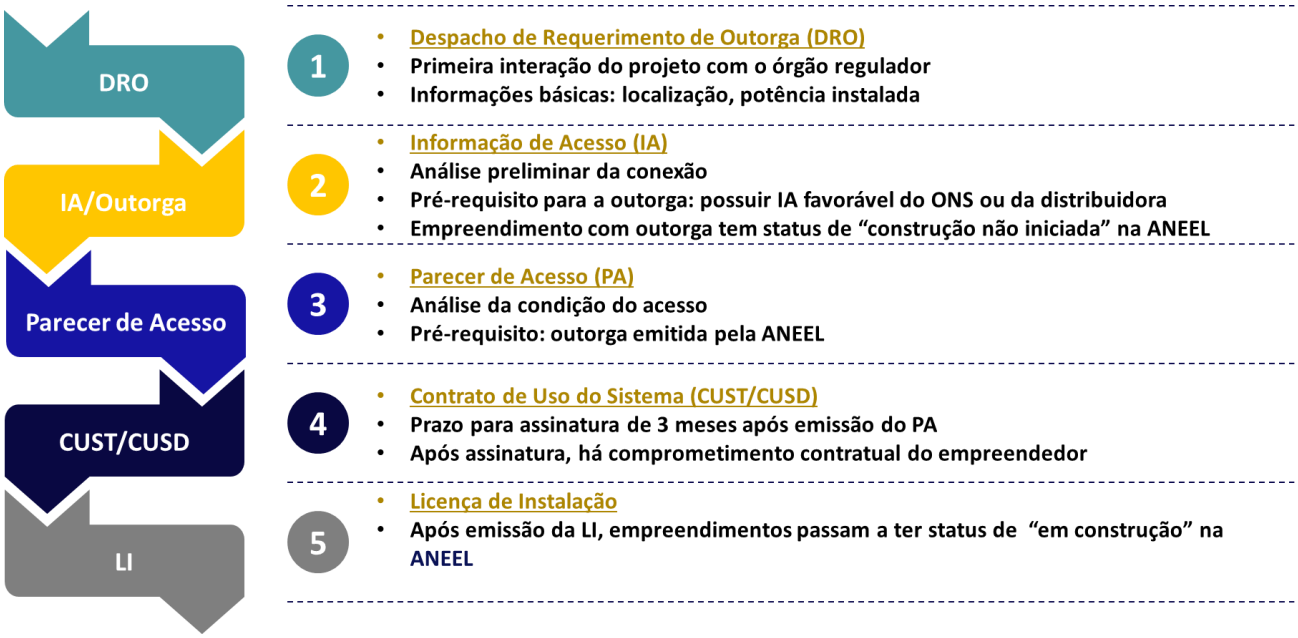


Figura 4-1 – Marcos do processo de conexão no ACL

Para fins de classificação das usinas quanto ao estágio de projeto, a ANEEL adota cinco classificações.

- Revogado: projetos que possuíam outorga da ANEEL, mas não se concretizaram e tiveram sua outorga revogada. É um universo muito pequeno de projetos, que serão desconsiderados para fins de análise dos potenciais.

- Despacho de Requerimento de Outorga (DRO): trata-se da primeira interação do projeto com a ANEEL, sendo esta uma etapa necessária para participação em leilões do ACR, para obter financiamento e entrar com o pedido de informação de acesso no ONS. É o estágio com maior número de ocorrências na base de dados, sendo considerados projetos em fase bastante preliminar. Em conjunto, porém, fornecem boas informações para o planejamento, como localização dos maiores potenciais, conexão e potência ofertada. As informações desses projetos serão utilizadas para definir as premissas de localização e montantes do potencial solar a ser considerado de forma indicativa.

- Construção não-iniciada: projetos que possuem outorga da Aneel, mas ainda sem LI. São projetos com alta chance de concretização, porém cancelamentos nessa fase ainda podem ocorrer. Mesmo havendo essa possibilidade, projetos nesse estágio também serão considerados nesse estudo.

- Em construção: projetos que já possuem licença de instalação (LI). Considera-se que são projetos com alta probabilidade conclusão, e, portanto, serão também considerados neste estudo.

- Em operação: projetos que já possuem licença de operação (LO), também serão considerados nos casos de trabalho deste estudo.

É importante salientar que, até o marco 4 da Figura 4-1, referente à assinatura do contrato de conexão, não é necessário haver qualquer compromisso contratual ou financeiro do empreendedor quanto à efetiva entrada em operação do projeto. Contratos de compra e venda bilaterais podem ser realizados em etapas anteriores, mas, por serem bilaterais, não são levados ao conhecimento da EPE.

Essa sistemática traz grandes desafios ao planejamento da expansão da transmissão, acentuando ainda mais as incertezas quanto ao montante, localização e data de conexão de novos projetos. De forma ilustrativa, a Figura 4-2 mostra o quantitativo dos projetos que vêm sendo monitorados na região Norte de Minas Gerais, englobando tanto os projetos do ACL quanto do ACR.

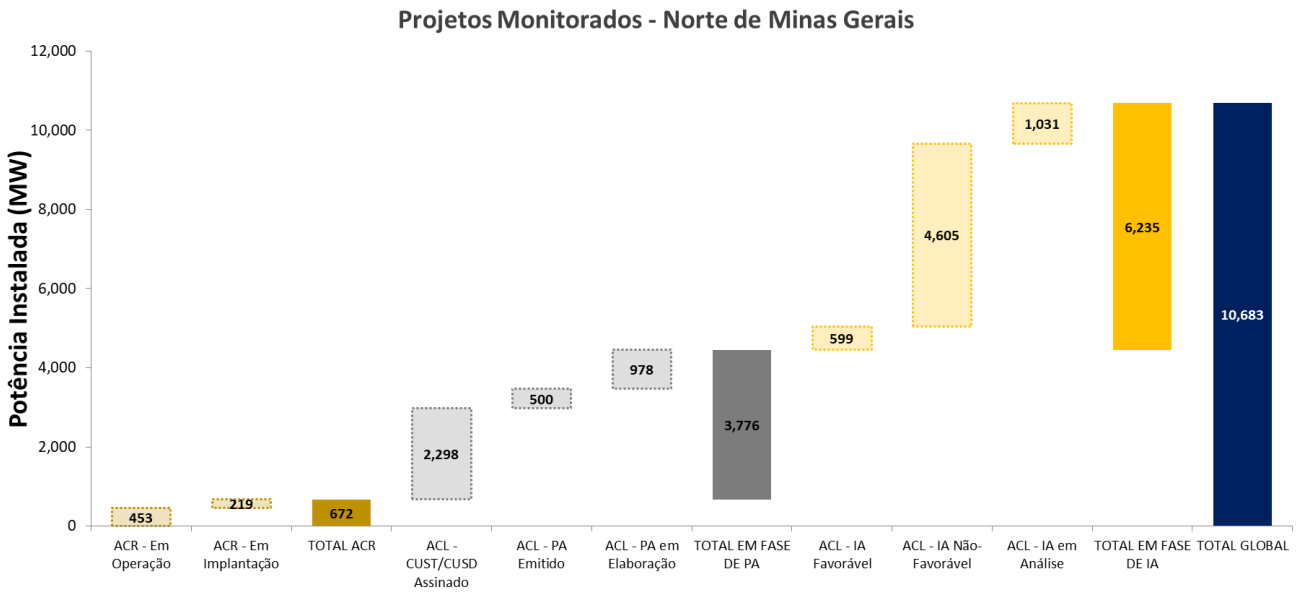


Figura 4-2 – Quantitativo de projetos monitorados no Norte de Minas Gerais, divididos por fase e tipo (Fontes: ONS e EPE)

Observam-se quantitativos de potência instalada vultosos apenas para a região geográfica do Norte de estando, tendo a maior parte dos projetos do ACL solicitado informação de acesso ao ONS pela primeira vez nos últimos 12 meses. Isso demonstra o acelerado ritmo com que empreendedores vêm apresentando interesse na região.

Para fins de nomenclatura, a soma das potências instaladas dos projetos nos estágios "em operação", "em construção" e "construção não-iniciada" serão denominados genericamente de *potencial firme*, enquanto os projetos no estágio "DRO" serão denominados *potencial indicativo*.

A Figura 4-3 mostra a participação de cada estágio no acumulado global da base de dados da ANEEL, em MW, para todo o Brasil. Ao se contabilizar os projetos de potencial firme a serem considerados como dado de entrada do estudo, chega-se a um total de 9.603 MW. Adiciona-se a isso um potencial indicativo de 71.650 MW de projetos solares centralizados, que possuem requerimento de outorga (DRO). Este último grupo de projetos será utilizado apenas para as estimativas dos potenciais locacionais de usinas solares fotovoltaicas.

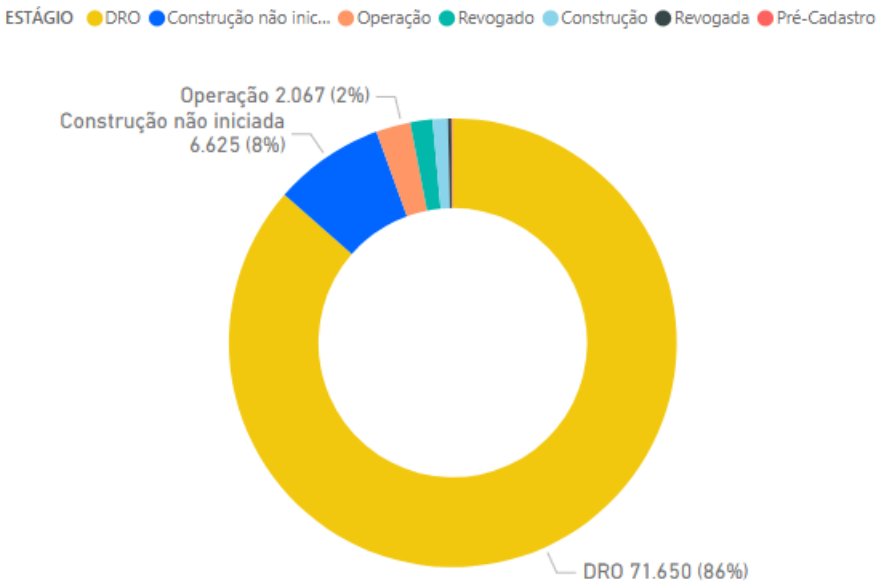


Figura 4-3 - Brasil: quantitativo de projetos solares cadastrados na Aneel por estágio de evolução do projeto

Dentro desse contexto, uma filtragem dos projetos com relação ao estágio e a sua localização foi realizada. A Figura 4-4 mostra a capacidade instalada de projetos por UF e por estágio.

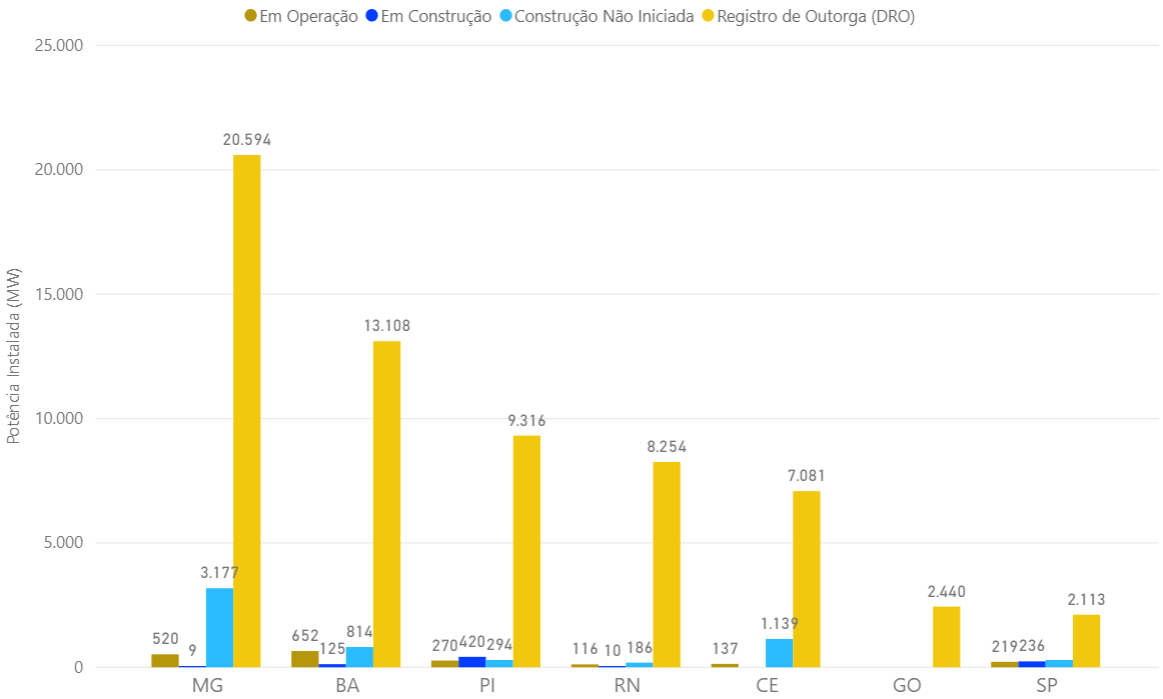


Figura 4-4 - Brasil: estágio dos projetos de geração solar fotovoltaica centralizada, por UF

Observa-se que as UFs que concentram maior número de projetos estão localizadas na região Nordeste - em especial Bahia, Piauí, Ceará e Rio Grande do Norte – e na região Sudeste, com destaque para Minas Gerais e São Paulo. Essas informações são bastante relevantes para distribuição dos potenciais pelos submercados, de acordo com as premissas de contratação indicativa do PDE 2029.

A Figura 4-5 mostra a participação de cada submercado com relação ao potencial firme de energia solar fotovoltaica.

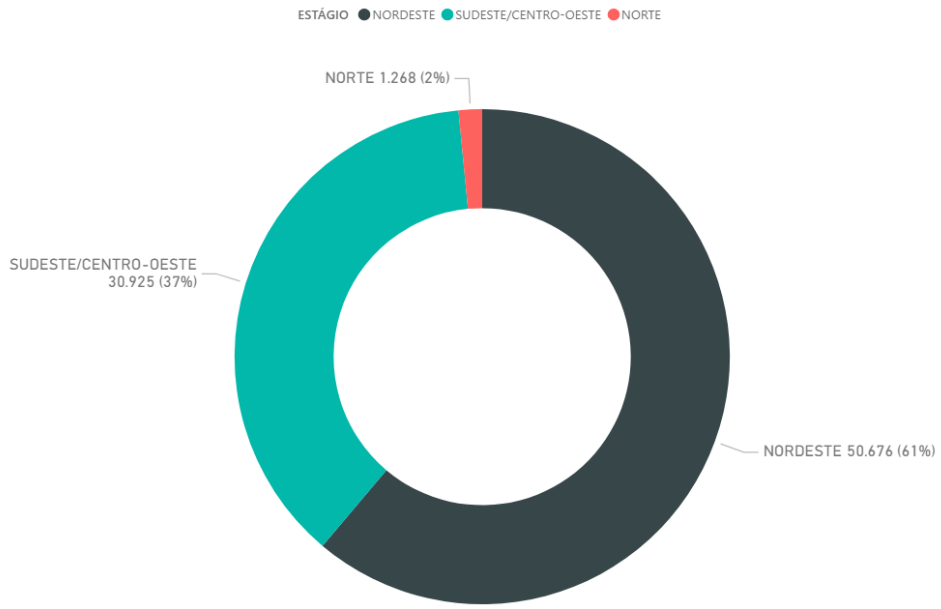


Figura 4-5 - Brasil: Potencial firme de fonte solar fotovoltaica centralizada, por submercado (MW)

A Figura 4-6 apresenta um foco maior na região SE/CO, mostrando a participação do potencial firme por UF. Verifica-se que Minas Gerais possui quase 80% do potencial deste submercado.

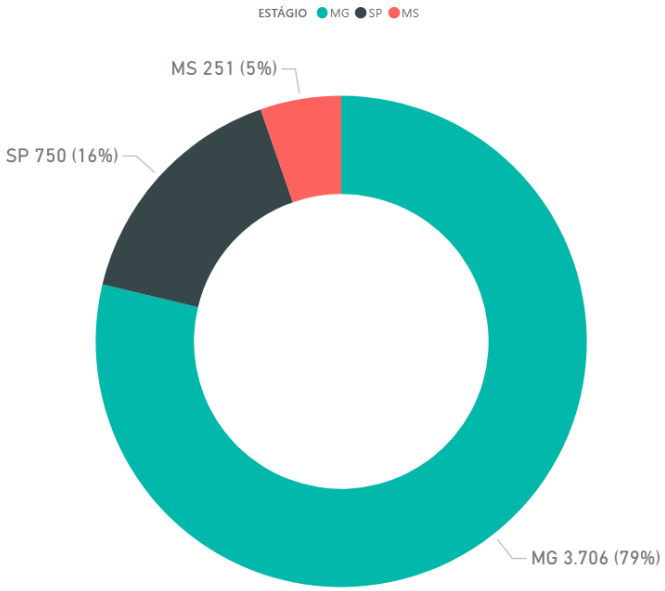


Figura 4-6 - Região SE/CO: Participação do potencial firme, por UF (MW)

Sendo Minas Gerais o foco do presente estudo, um novo recorte foi feito, mostrando as mesorregiões de Minas Gerais (classificação IBGE) nas quais há maior concentração de projetos em potencial.

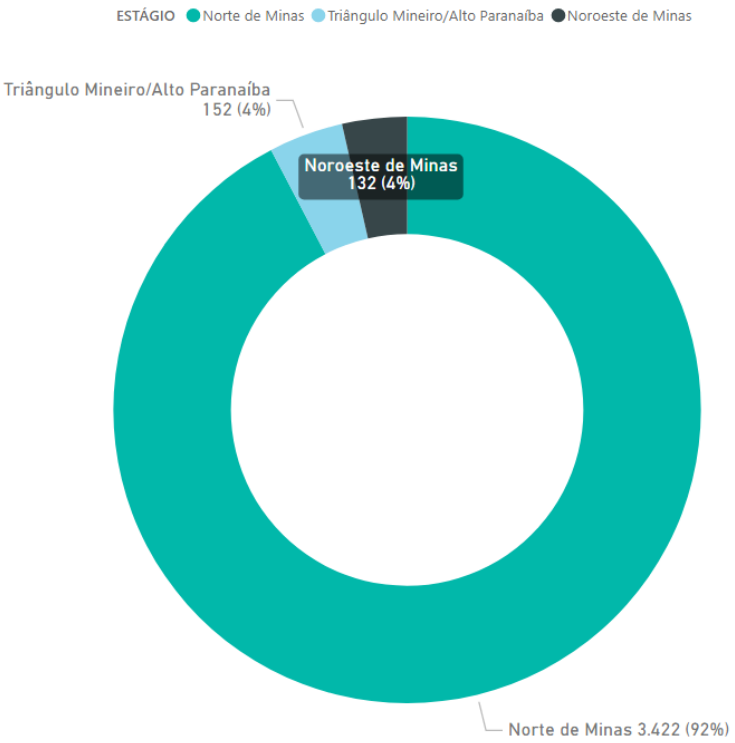


Figura 4-7 - Minas Gerais: Participação do potencial firme, por Mesorregião do Estado

Verifica-se que as regiões Norte e Noroeste de Minas Gerais concentram 96% de todo o potencial firme do estado, enquanto o Triângulo/Alto Paranaíba corresponde por apenas 4% e a região Central tem participação pouco significante. Diante deste panorama, fica clara a necessidade de preparar esta região de grande potencial do estado para conexão e escoamento da potência de projetos futuros.

Para definição dos montantes a serem atendidos por este estudo, faz-se necessário recorrer aos números e projeções presentes no capítulo III – Anexo II do PDE 2029 [6], que apresentou um total de seis cenários *what-if*, com diferentes previsões de expansão das fontes de energia. Em cinco dos cenários, incluindo o de referência, vislumbrou-se uma expansão indicativa da energia solar fotovoltaica centralizada de 1.000 MW por ano, a partir de 2023, enquanto no cenário 2-1, essa expansão anual é de 1.985 MW. Em todos os casos, considera-se que a região Sudeste/Centro-Oeste contempla 20% do total de expansão. No entanto, conforme verificado na Figura 4-5, efetivamente os projetos no Sudeste tem tido uma participação mais representativa, chegando a 37% do total.

Este trabalho, desta forma, irá considerar os números do cenário *what-if* 2-1, porém alterando a participação do submercado Sudeste/Centro-Oeste de 20% para 43% do total, o que resulta num total de 854 MW por ano neste submercado. Usando as proporções da Figura 4-6 e da Figura 4-7, vemos que Minas Gerais possui 79% do total do SE/CO e que as regiões Norte e Noroeste de Minas concentram 98% do total de Minas Gerais.

A abordagem, nesse caso, será incluir 2/3 do potencial acumulado no primeiro ano do horizonte de estudo e o restante no ano de 2031, de forma a se indicar obras escalonadas de acordo com a evolução da contratação. Essa medida visa evitar a indicação de obras incrementais, caso os potenciais fossem discretizados ano a ano. Isso, ademais, dá uma indicação da abertura de margem nos pontos da rede onde se verificam maior quantidade de projetos.

No que se refere à localização dos empreendimentos, a Figura 4-8 ilustra a distribuição dos projetos indicativos entre os municípios pertencentes às regiões Norte e Noroeste de Minas Gerais. Quanto maior o bolotário, maior a potência instalada de projetos prospectivos localizados no município.

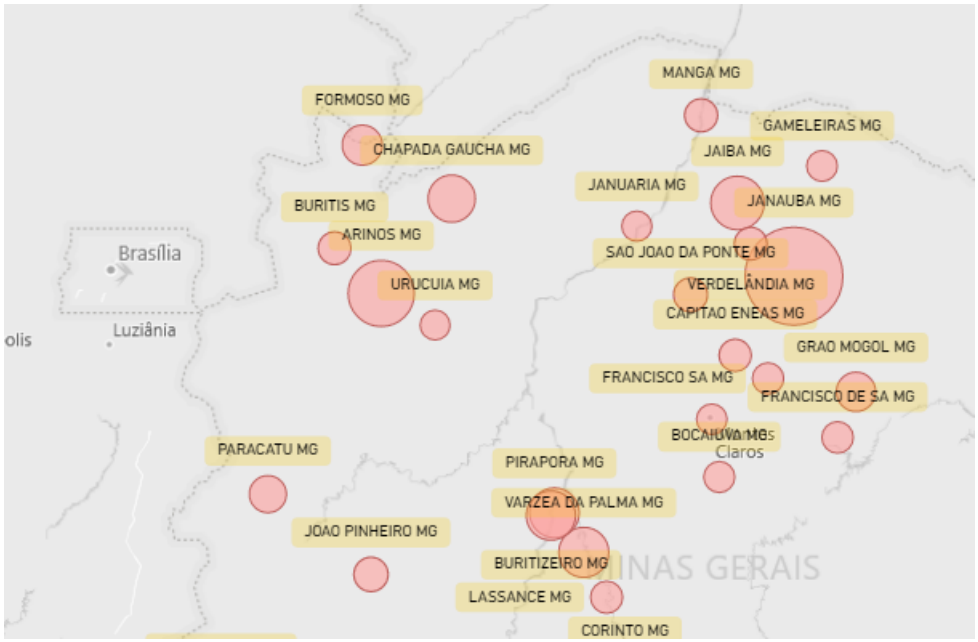


Figura 4-8 - Norte de Minas: Potencial indicativo por município

Adicionam-se a esses projetos os empreendimentos em operação ou em fase de implantação (potencial firme), mostrados na Figura 4-9 e Figura 4-10.

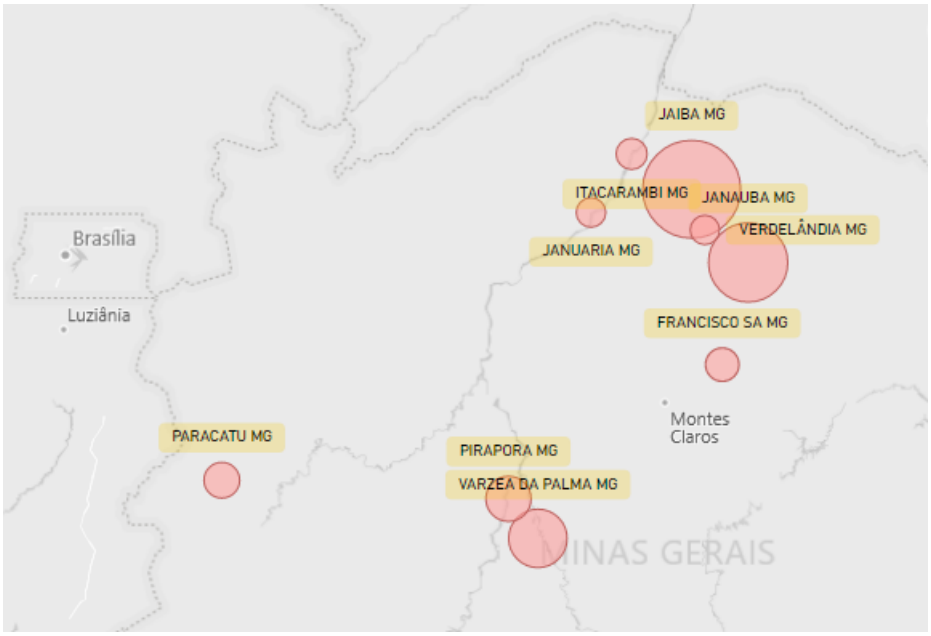


Figura 4-9 - Norte de Minas: potencial firme por município – localização geográfica

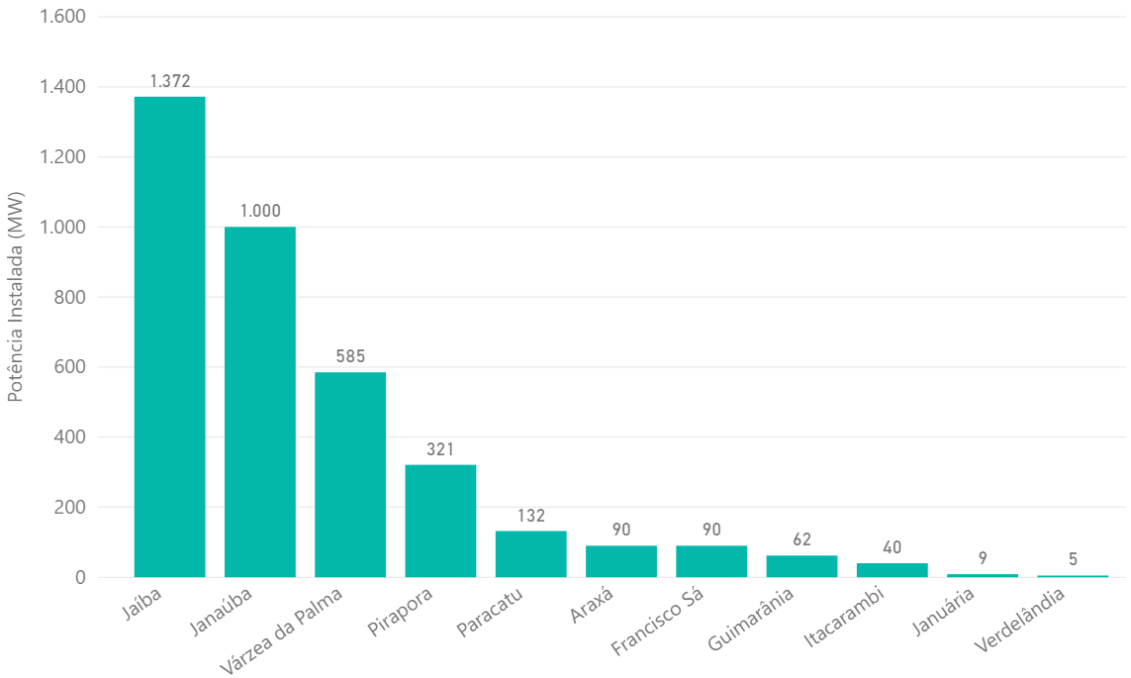


Figura 4-10 - Norte de Minas: potencial firme por município

Comparando-se o potencial firme com o referencial, verifica-se um aumento do potencial nos municípios de Janaúba e Jaíba – para os quais novas subestações de Rede Básica foram recomendadas em estudos de planejamento recentes da EPE [2] e [8] – enquanto os municípios de Pirapora e Várzea da Palma apresentou pouca expansão de projetos indicativos, talvez em razão de todo o potencial de escoamento da Rede Básica da região ter sido esgotado. Essa constatação evidencia a importância do planejamento proativo da transmissão, que guia o mercado para conexão nos pontos definidos pelo planejamento.

Todas essas informações e recortes referentes à geração solar fotovoltaica centralizada serão utilizados para definição dos potenciais, cuja alocação será de acordo com a localização dos projetos potenciais.

4.1.2 Geração Distribuída

A Resolução Normativa (REN) nº 482/2012 [9] regulamentou as condições para conexão e compensação da energia de micro e minigeração distribuída (GD). A sistemática de compensação de energia elétrica, regulamentada por este instrumento, foi um grande estímulo econômico ao crescimento desta forma de geração de energia no Brasil. De fato, como pode ser observado na Figura 4-11, a partir de 2015 verifica-se um crescimento exponencial da GD no país, cuja capacidade instalada aumentou de 20 MW para cerca de 3.750 MW neste período.

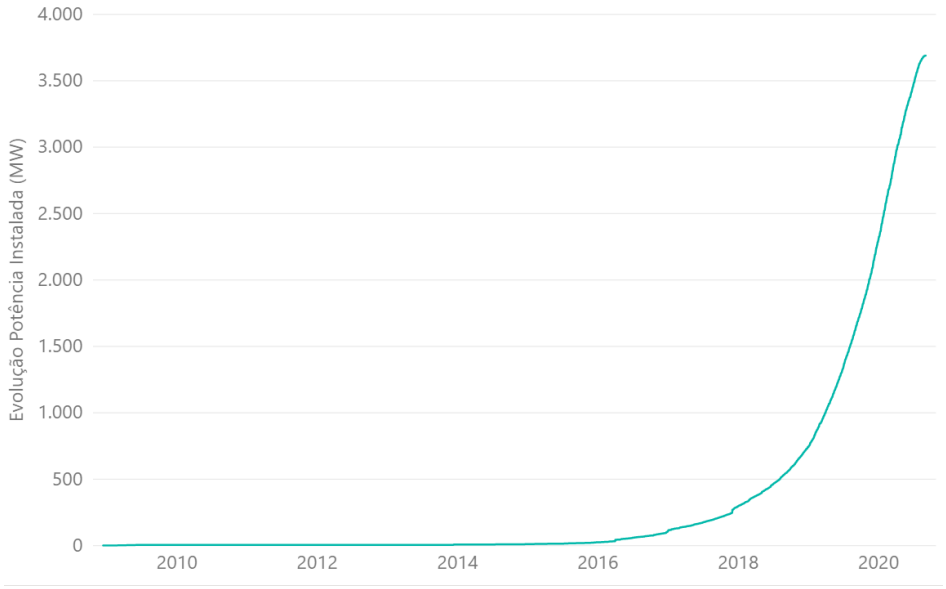


Figura 4-11 - Brasil: evolução da potência instalada GD (fonte: Aneel)

Atualmente, o Estado de Minas Gerais ocupa lugar de destaque nesse tipo de geração, sendo a UF com maior capacidade instalada do País, com aproximadamente 20,2% do total, o que corresponde a 746 MW de potência instalada. A Figura 4-12 mostra a potência instalada por Unidade Federativa.

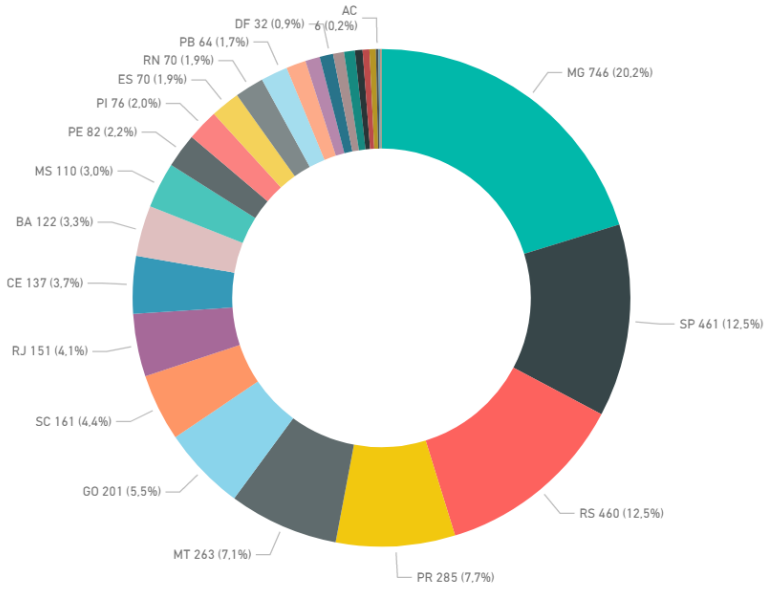


Figura 4-12 - Brasil: potência instalada de GD por UF (MW)

Ao fazer um recorte da potência instalada em GD por mesorregiões do estado de Minas Gerais, obtém-se os resultados da Figura 4-13.

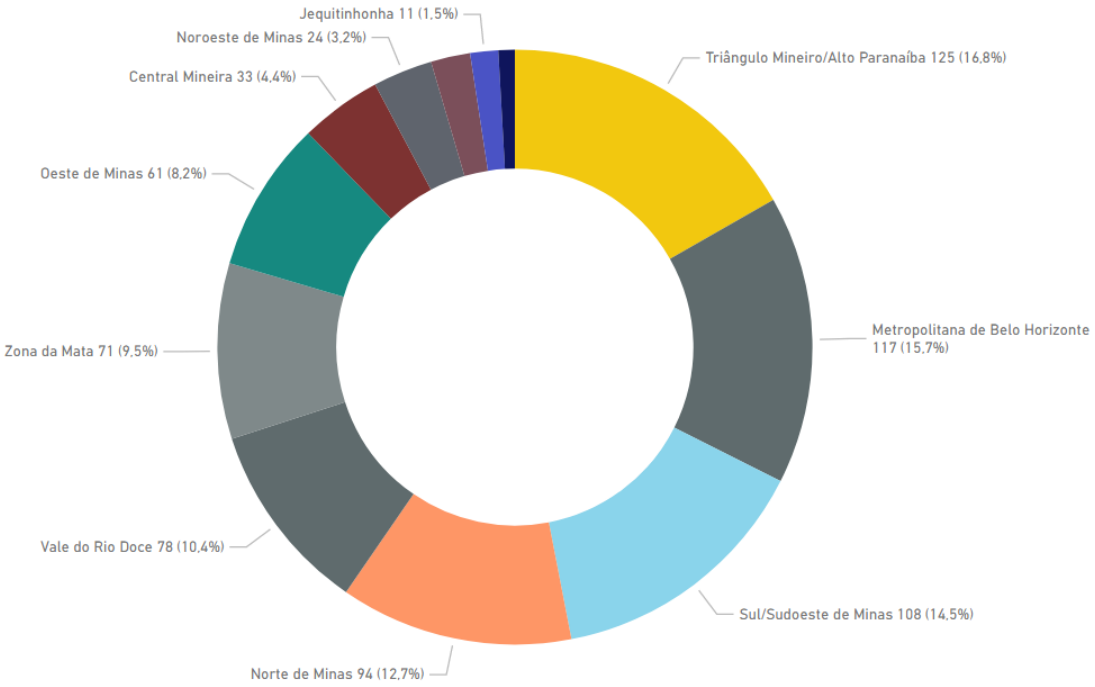


Figura 4-13 - Minas Gerais: potência instalada de GD por Mesorregião (MW)

Observa-se que, juntas, a região Norte e Noroeste de Minas Gerais – as quais são o alvo deste estudo – correspondem a 15,9% da potência instalada de GD no estado, com cerca de 118 MW.

Ao contrário da geração solar centralizada, verifica-se que a localização da maioria dos projetos de GD é coincidente com áreas urbanas, onde os próprios consumidores integram geradores em suas propriedades, injetando excedentes na rede. A Figura 4-14 ilustra essa constatação, em que se

verificam concentrações de GD nas áreas urbanas mais populosas do estado, como a região metropolitana de Belo Horizonte, Uberlândia, região metropolitana do Vale do Aço, Uberaba, Juiz de Fora e Montes Claros, por exemplo.

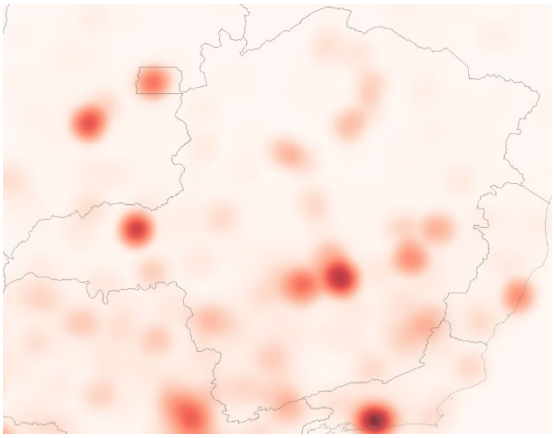


Figura 4-14 - Minas Gerais: localização de projetos de GD (fonte: Aneel)

Visando obter um panorama da situação atual e futura da fonte solar distribuída, um levantamento adicional foi feito tendo como referência uma base de dados (SIGMA) [10], sob responsabilidade da Cemig-D. Como a base de dados da Aneel contempla apenas os projetos já em operação, essa segunda fonte de dados auxilia na definição dos potenciais futuros, de forma a se obter informações o mais completas possível acerca dos projetos, em temos de localização elétrica e geográfica, potência instalada, conexão e estágio de desenvolvimento. Importante ressaltar que a base da Cemig-D contém todos os projetos que já tiveram ao menos uma interação com a empresa, tanto para acesso no regime de compensação quanto como produtor independente.

Para fins de classificação das usinas quanto a estágio de projeto, a Cemig Distribuição adota cinco classificações.

- Conectadas: empreendimentos que já possuem número de instalação no sistema Cemig D e foram faturados ao menos uma vez. Serão considerados nos casos de trabalho deste estudo.

- Em construção: projetos que possuem contrato de uso do sistema – CUSD e carta acordo para implantação das obras necessárias para conexão do empreendimento assinados, cujas notas de serviço para construção das obras se encontram em andamento. Considera-se que são projetos que entraram em operação no curto prazo, e, portanto, serão também considerados neste estudo.

- Em negociação: projetos que possuem parecer de acesso válidos, contrato de uso do sistema – CUSD emitido e boleto para pagamento do Encargo de Responsabilidade da Distribuidora – ERD pelo cliente enviado, aguardando resposta do cliente. São projetos com alta chance de concretização, porém cancelamentos nessa fase ainda podem ocorrer. Mesmo havendo essa possibilidade, projetos nesse estágio também serão considerados nesse estudo.

- Parecer válido: trata-se da primeira interação do projeto que assegura o ponto de conexão no sistema da Cemig-D. Esta etapa antecede as citadas anteriormente e é necessária para análise de fluxo de potência, definição do ponto de conexão, das obras necessárias para a viabilidade do empreendimento e os respectivos custos a serem arcados tanto pelo empreendedor, como para a Cemig D, através do cálculo do ERD. Trata-se do estágio com maior montante de potência injetada na base de dados, sendo considerados projetos potenciais com grandes possibilidades de se concretizar em função dos custos de conexão, quando a indicação se dá no sistema de média tensão e possibilidades menores quando a indicação se dá no sistema de subtransmissão. Em conjunto, fornecem boas informações para o planejamento, como localização dos maiores potenciais, conexão e potência ofertada. As informações desses projetos serão utilizadas para definir as premissas de localização e montantes do potencial solar a ser considerado de forma indicativa.

- Suspensas: projetos que possuíam parecer de acesso da Cemig D, mas não se concretizaram e cujos pareceres foram revalidadas por motivos diversos. É um universo muito pequeno de projetos, que serão desconsiderados para fins de análise dos potenciais.

Para fins de nomenclatura, a soma das potências instaladas dos projetos nos estágios "conectadas", "em construção" e "em negociação" serão denominados genericamente de *potencial firme*, enquanto os projetos no estágio "parecer válido" serão denominados *potencial indicativo*.

Na Figura 4-15 e na Figura 4-16 seguintes, os projetos "em construção" e "em negociação" foram agrupados no status "em conexão".

A Figura 4-15 mostra a participação de cada estágio no acumulado global da base de dados da Cemig Distribuição, em MW. Ao se contabilizar os projetos de potencial firme a serem considerados como dado de entrada do estudo, chega-se a um total de 1.090 MW. Adiciona-se a isso um potencial indicativo de 2.894 MW de projetos solares distribuídos, que possuem pareceres de acesso válidos. Este último grupo de projetos será o utilizado para as estimativas dos potenciais locacionais de usinas solares fotovoltaicas, para os quais se espera indicar um plano proativo de expansão da transmissão e distribuição.

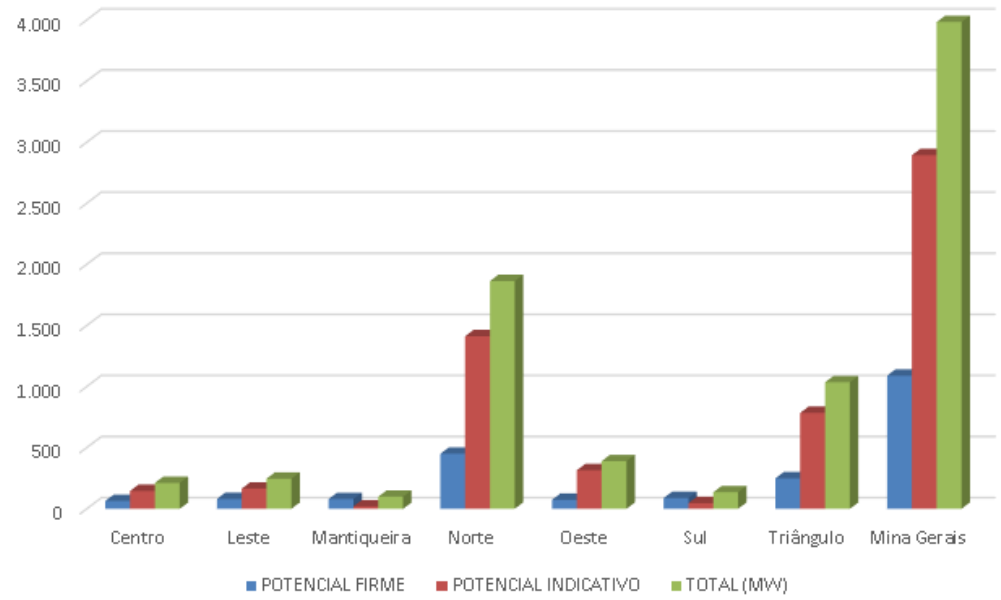


Figura 4-15 - Minas Gerais: Status de estágio dos projetos de GD por região, em MW (fonte: Cemig D)

Verifica-se que a região Norte de Minas Gerais concentra 46,7% de todo o potencial previsto do estado. A distribuição de potencial firme a ser considerado como dado de entrada do estudo, chega-se a um total de 451 MW. Adiciona-se a isso um potencial indicativo de 1.413 MW de projetos solares distribuídos.

Ao se fazer um recorte da região Norte do Estado, a Figura 4-16 mostra o potencial firme e o potencial indicativo de GD por subestação da Cemig Distribuição.

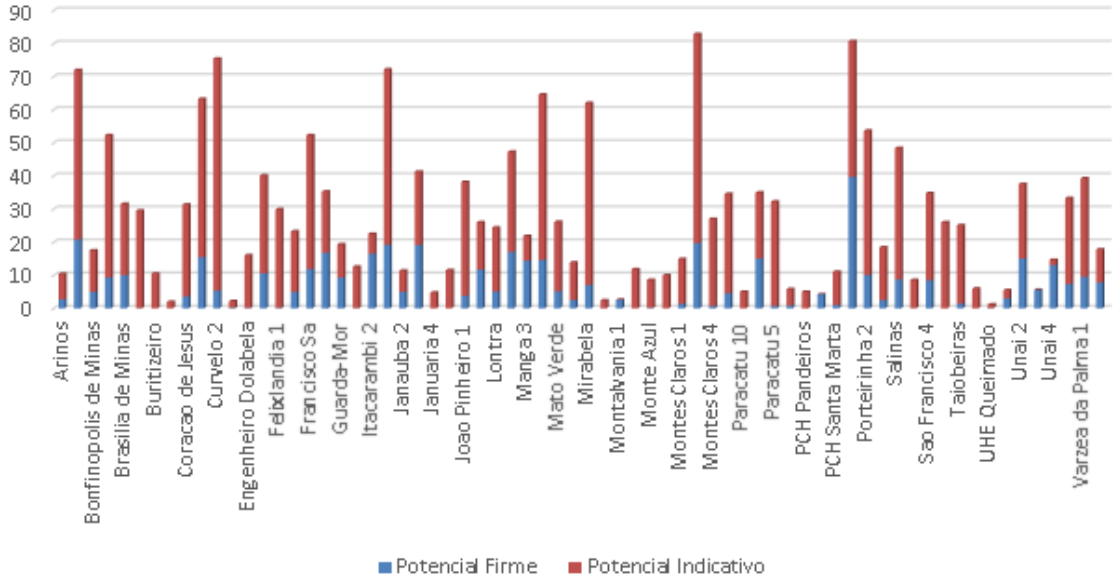


Figura 4-16 - Minas Gerais: Status de estágio dos projetos de GD por subestação, em MW (fonte: Cemig D)

A partir dos montantes presentes em cada município e subestação da região e considerando a taxa de crescimento verificada e prevista no PDE 2029, poderão ser realizadas estimativas locacionais e regionais dos montantes de GD a serem considerados conectados em cada barramento do sistema de distribuição modelado na base de dados da transmissão da EPE.

De fato, quando se observa as projeções do PDE 2029 para a GD (Figura 4-17), verifica-se um crescimento vertiginoso, com uma projeção de cerca de 11 GW de potência instalada no SIN, em 2029.

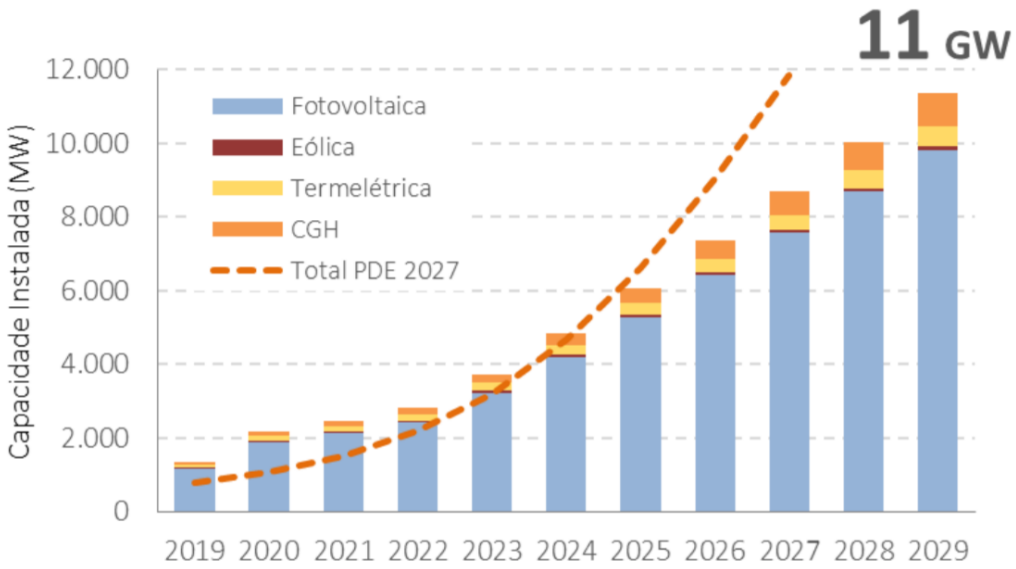


Figura 4-17 - Brasil: projeção da evolução da potência instalada de GD (extraída de [6])

Tomando a proporção de participação atual da GD entre as UFs brasileiras (Figura 4-12) e, dentro de Minas Gerais, a participação do Norte de Minas em relação ao total presente no estado (sistema SIGMA [10]), obtém-se a Tabela 4-1 como referência para o estudo. Os montantes dos anos adicionais (2030 e 2031) foram calculados com base no crescimento previsto entre os anos 2028 e 2029, presentes no PDE 2029.

Tabela 4-1 - Projeções para Geração Distribuída (GD) - PDE 2029

Fonte	Capacidade Instalada Acumulada (MW)												
	2019	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**
Fotovoltaica	1.172	1.887	2.136	2.421	3.235	4.209	5.291	6.423	7.572	8.700	9.822	11.141	12.639
Eólica	28	54	55	55	56	57	59	62	67	75	86	98	111
Termelétrica	78	128	146	178	219	264	312	364	422	482	549	623	706
CGH	73	104	135	183	230	307	399	506	632	764	911	1.033	1.172
Total Brasil PDE 2029	1.352	2.173	2.472	2.837	3.740	4.837	6.061	7.354	8.692	10.021	11.367	12.895	14.628
Total MG (21,5% Brasil)	291	467	531	610	804	1.040	1.303	1.581	1.869	2.155	2.444	2.772	3.145
Norte de MG (46,7% MG)	**136**	**218**	**248**	**285**	**376**	**486**	**609**	**738**	**873**	**1.006**	**1.141**	**1.295**	**1.469**

Diante dos dados apresentados para geração centralizada e GD, fica evidente a necessidade de avaliação da rede desta região do estado de Minas Gerais, visando o escoamento tanto do potencial solar fotovoltaico distribuído quanto do centralizado.

4.2 Horizonte e Critérios

De forma a definir o comportamento de longo prazo do sistema para cada alternativa analisada foi estabelecido como período de estudo os anos de 2025 a 2034.

Para elaboração da documentação necessária para se recomendar à ANEEL uma nova instalação de transmissão integrante da Rede Básica foram consideradas as diretrizes constantes no documento [11], da EPE. Os critérios e procedimentos adotados neste estudo também estão de acordo com o documento [12].

4.3 Parâmetros Econômicos

Os custos dos equipamentos das alternativas analisadas foram atualizados com base nos Custos Modulares da ANEEL [13] e data base de junho de 2020, sendo a comparação econômica realizada pelo Método dos Rendimentos Necessários, e a seleção da alternativa pelo conceito de mínimo custo global.

Para comparação econômica, foi considerada uma taxa de desconto de 8% a.a., ano base de referência 2021, ano horizonte 2034 e tempo de vida útil das instalações de 30 anos, adotando-se margem de 5 % como balizadora para definir a equivalência econômica de alternativas.

4.4 Perdas Elétricas

A valoração das perdas elétricas foi realizada com base no custo marginal de expansão médio calculado em [14], cujo valor foi de 247,44 R$/MWh.

Foram utilizados para o cálculo das perdas seis casos de fluxo de potência, sendo a combinação dos três patamares de carga, e dos cenários Norte Úmido e Norte Seco, com duas permanências ponderadas entre patamares e cenários.

Nos cenários de geração, foi considerada uma permanência de 7 meses para os cenários de hidrologia desfavorável (Seco) e 5 meses para os cenários de hidrologia favorável (Úmido). Já a duração dos patamares de carga está representada na Tabela 4-2, de forma que cada patamar teve sua duração referenciada à respectiva participação semanal.

Tabela 4-2 - Duração dos patamares de carga considerados no cálculo das perdas elétricas

Patamar de Carga	Duração	Seg - Sáb	Dom/Fer	Semana	Permanência
Pesada	3h	18h - 21h	-	**18h**	**10,71%**
Média	14h	07h - 18h 21h - 24h	17h - 22h	**89h**	**52,98%**
Leve	7h	00h - 07h	00h - 17h 22h - 24h	**61h**	**36,30%**
Total	**24**			**168h**	

4.5 Limites de Carregamento

Para os limites de carregamento das linhas e transformadores existentes, para as condições de operação normal e de emergência de curta duração, são os valores informados nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST) e/ou Manual de Procedimentos da Operação (MPO).

Para as linhas de transmissão futuras, foram utilizados valores definidos no processo de licitação/autorização, informados pelos proprietários dos ativos, ou valores típicos definidos pela EPE. Novos transformadores foram considerados com capacidade de emergência de limite de longa duração de 120% por 4 horas, conforme o estabelecido na NBR 5356-7 [15] e no submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede do ONS [16].

Para outros elementos, foram adotados os limites operativos indicados nos seguintes documentos:

- Procedimentos de Rede – "Submódulo 2.3 Requisitos mínimos para transformadores e para subestações e seus equipamentos";
- Procedimentos de Rede – "Submódulo 23.3 Diretrizes e Critérios Para Estudos Elétricos".

4.6 Topologia e Mercado

Os estudos foram realizados tomando como base os casos de fluxo de potência do Plano Decenal de Energia (PDE) 2029, disponibilizados em [17] nos quais os dados de mercado topologia de rede e plano de geração do estado de Minas Gerais foram atualizados com as informações mais recentes disponíveis.

Além desses reforços de transmissão, estão previstos no Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD) da Cemig-D os reforços da Tabela 4-3 com as respectivas datas de entrada em operação.

Tabela 4-3 - Reforços de distribuição e data prevista de entrada em operação

Planos de AT	Previsão
Plano 0056 – Reforço para região do extremo norte de Minas	out/20
Plano 0144 - Construção da SE Unaí 6	nov/20
Plano 0106 - Integração da SE Janaúba 3	nov/20
Plano 0153 – Reforço para região de Riachinho	jan/21
Plano 0051 - Construção da SE Buritizeiro 2	mar/21
Plano 0148 - Construção da SE Paracatu 10	abr/21
Plano 0137 - Reforço para região de Bocaiúva	abr/21
Plano 0141 - Ampliação da SE Paracatu 1	out/21
Plano 0281 – Construção da SE Lagoa Grande 2	jan/22
Plano 0146 - Construção da SE São Romão	mar/22
Plano 0158 - Reforço para região de Paracatu	abr/22
Plano 0298 - Construção da SE Janaúba 5	jun/22
Plano 0154 - Integração da SE Jaíba	set/22
Plano 0151 - Reforço para Coração de Jesus	out/22
Plano 0152 - Reforço para região de Grão Mogol	nov/22
Plano 0143 - Reforço para região de Taiobeiras	nov/22
Plano 0142 - Construção do Eixo Porteirinha 2 - Monte Azul 138 KV	nov/22
Plano 0294 – Construção da SE Buritis 3	dez/22
Plano 0299 - Ampliação da SE Brasilândia 2	out/23
Plano 0302 – Ampliação da SE Unaí 3	fev/24
Plano 0297 – Construção da SE Urucuia	mar/24
Plano 0329 – Reforço para o eixo Januária 3 – São Francisco 2	abr/24
Plano 0140 – Ampliação da SE Curvelo 2	jun/24
Plano 0172 – Reforço para região de Manga e Montalvânia	jun/24
Plano 0324 – Construção da SE Felixlândia 2	dez/24

4.7 Cenários Analisados

Para a elaboração dos estudos de dimensionamento da rede foram selecionados cenários de intercâmbio e de geração que apresentam as maiores criticidades na região de interesse. Foram levantadas as condições de intercâmbio, carga e geração mais críticas para o sistema estudado, levando em conta sua interação com as interligações N/NE-SE e NE-SE, bem como a variação hidrológica dos subsistemas e a influência das gerações renováveis não controláveis.

Por se tratar de um estudo para dimensionamento de obras associadas ao escoamento de geração solar fotovoltaica, foram utilizados como cenários dimensionadores apenas cenários que envolvem o período diurno, de forma a representar as horas do dia em que há maior injeção de potência na rede.

Após a definição da alternativa vencedora, dois cenários adicionais foram preparados. O primeiro deles visa mensurar a compensação shunt necessária para a adequada operação da rede, através de verificações de controle de tensão em condições de rede descarregada. O segundo refere-se ao patamar de carga pesada. Esse é um cenário que não se configura como dimensionador para o escoamento do potencial solar – uma vez que no período do início da noite não se verifica geração solar fotovoltaica. No entanto, faz-se necessário para verificar se a inclusão dos reforços estruturantes causa algum tipo de violação da rede nessas condições ou se atenua e soluciona problemas anteriormente verificados. Esse será o caso, por exemplo, para o dimensionamento adequado da transformação 345/138 kV da SE Montes Claros 2.

Os níveis de geração e intercâmbios resultantes para os cenários estão detalhados nos subitens a seguir.

4.7.1 Cenário 1 – Carga Média Norte Úmido

Maiores níveis de intercâmbio entre as regiões Norte/Nordeste – Sudeste, com geração eólica maximizada para o período úmido:

- Período norte úmido;
- Patamar de carga média;
- UFV com geração máxima;
- UHEs da região Norte com despacho elevado;
- UHEs da região Sul com despacho reduzido;
- UTEs nacionais despachadas com um CVU limite de R$ 150,00.
- Eólicas da região Nordeste com geração máxima para o período úmido;
- Elos CC Xingu - Terminal Rio e Xingu – Estreito com despacho de 3.750 MW e 3.780 MW, respectivamente

4.7.2 Cenário 2 – Carga Média Norte Seco

Altos carregamentos na interligação 500 kV Nordeste – Sudeste, com geração eólica nos maiores patares anuais:

- Período norte seco;
- Patamar de carga média;
- UFV com geração máxima;
- UHEs da região Norte com despacho mínimo;
- Eólicas da região Nordeste com geração máxima para o período;
- Elos CC Xingu - Terminal Rio e Xingu – Estreito ambos com despacho mínimo, de 400 MW

4.7.3 Cenário 3 – Período Diurno Fim de Semana

Foram simulados, além dos casos usuais de carga média, um caso de carga leve que representa o período diurno referente a finais de semana e feriados.

- Patamar de carga leve
- Período seco
- UFV com geração máxima;

Dados históricos indicam que os patamares de carga do período diurno de fim de semana e feriados é compatível com o período de carga leve (madrugada) dos dias de semana. A Figura 4-18 ilustra essa constatação, para o submercado Sudeste/Centro-Oeste. As áreas em amarelo indicam os horários em que se verificam os maiores níveis de geração solar e a área em azul claro refere-se ao período de carga leve de dia de semana (segunda-feira). Verifica-se que é compatível utilizar os dados de carga leve de dia de semana para simular o comportamento da rede durante o período diurno do fim de semana.

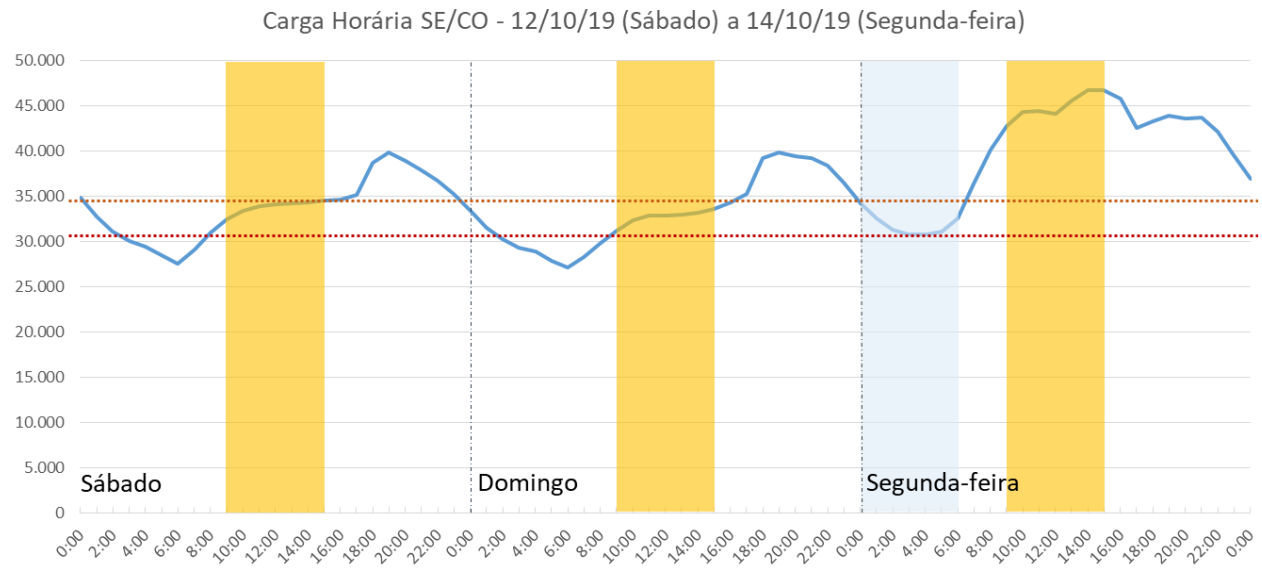


Figura 4-18 - Curva típica de carga SE/CO – fim de semana e dia de semana

4.7.4 Cenário 4 – Controle de Tensão

Esse cenário utiliza o período de carga leve aliado ao baixo intercâmbio entre regiões, situação em que há baixo carregamento da rede. Tem basicamente como objetivo analisar o impacto das obras indicadas no controle das sobretensões, possibilitando fundamentar a indicação de reforços para realizar esse controle, caso se mostre necessário. Considerou-se como referência um período de carga leve durante a madrugada, no qual não há geração fotovoltaica e as obras deste estudo estão com seus menores carregamentos.

4.7.5 Cenário 5 – Patamar de Carga Pesada – Norte Seco

Esse é um cenário que não se configura como dimensionador para o escoamento do potencial solar – uma vez que no período do início da noite não se verifica geração solar fotovoltaica. No entanto, faz-se necessário para verificar se a inclusão dos reforços estruturantes causa algum tipo de violação da rede nessas condições ou se atenua e soluciona problemas anteriormente verificados.

- UFV sem geração;
- Patamar de Carga Pesada;
- Interligação N/NE para o Sudeste com carregamento baixo;
- Geração regional hidráulica alta (UHE Três Marias e UHE Irapé).

5 DESCRIÇÃO DO SISTEMA

Historicamente, a região norte do estado de Minas Gerais é atendida por um sistema elétrico singelo, tanto de distribuição como de Rede Básica de transmissão. Na porção mais ao norte, o sistema de distribuição é composto por um longo anel em 138 kV que parte da SE 345/138 kV Montes Claros 2 e percorre quase 200 km, chegando próximo à divisa com o estado da Bahia. Já na porção centro-norte, a malha de distribuição em 138 kV tem como fontes principais as SEs 345/138 kV Pirapora 2 e Várzea da Palma. Já na Rede Básica de transmissão de energia, tem-se como eixo principal um sistema em 345 kV que parte da UHE Irapé, passando pelas SE Montes Claros 2, Pirapora 2, Várzea da Palma e seguinte até a Região Metropolitana de Belo Horizonte. Esse sistema é complementado, por fim, por duas LTs em 230 kV entre as SEs Irapé e Araçuaí 2. A Figura 5-1 abaixo ilustra o sistema elétrico em operação no ano 2020 para essa região.

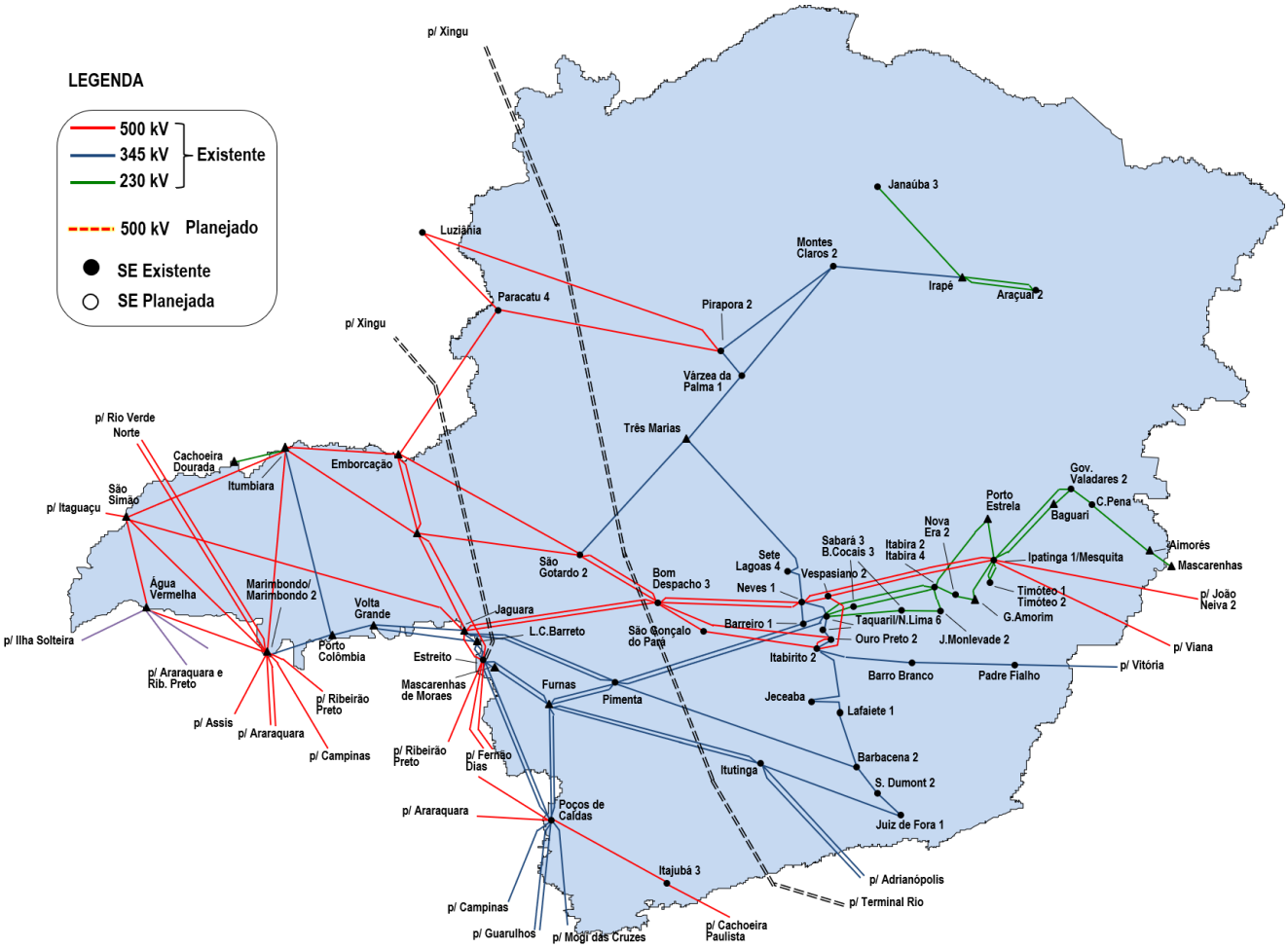


Figura 5-1 - Sistema elétrico em operação no ano 2020 para o estado de Minas Gerais

Mais recentemente, a região passou por um processo de expansão de seu sistema elétrico, principalmente de transmissão, motivado tanto pelo crescimento das cargas locais e escoamento de geração, como também pelas robustas linhas de transmissão em 500 kV que cortaram a região para ampliação da capacidade de intercâmbio entre o Nordeste e o Sudeste. A singela malha em 230 kV

local, foi expandida a partir da SE Irapé até as regiões de Janaúba e, mais recentemente chegando até a cidade de Jaíba, além da duplicação da LT 230 kV Irapé - Araçuaí 2. Na porção mais centro-norte, em 345 kV, houve a inclusão da LT 345 kV Pirapora 2 - Três Marias, sendo esta última linha de transmissão e a chegada do sistema em 230 kV dimensionadas essencialmente para o movimento que se iniciava na região, qual seja a exploração de usinas solares fotovoltaicas.

Com o advento da massiva expansão das fontes eólicas de energia elétrica na região Nordeste na última década, houve necessidade de ampliar significativamente a malha de interligação em 500 kV desde aquela região até os grandes centros de carga do Sudeste. Isso levou o estado de Minas Gerais a experimentar um forte crescimento de sua malha de transmissão, com destaque para o norte do estado, o qual foi cortado por diversos eixos de transmissão novos e ganhou três novas subestações de grande porte como as SEs Arinos 2 e Janaúba 3, ambas no nível de tensão de 500 kV. A Figura 5-2 a seguir mostra o esquemático desse sistema elétrico em tracejado, que tem previsão de entrada em operação entre 2020 e 2024.

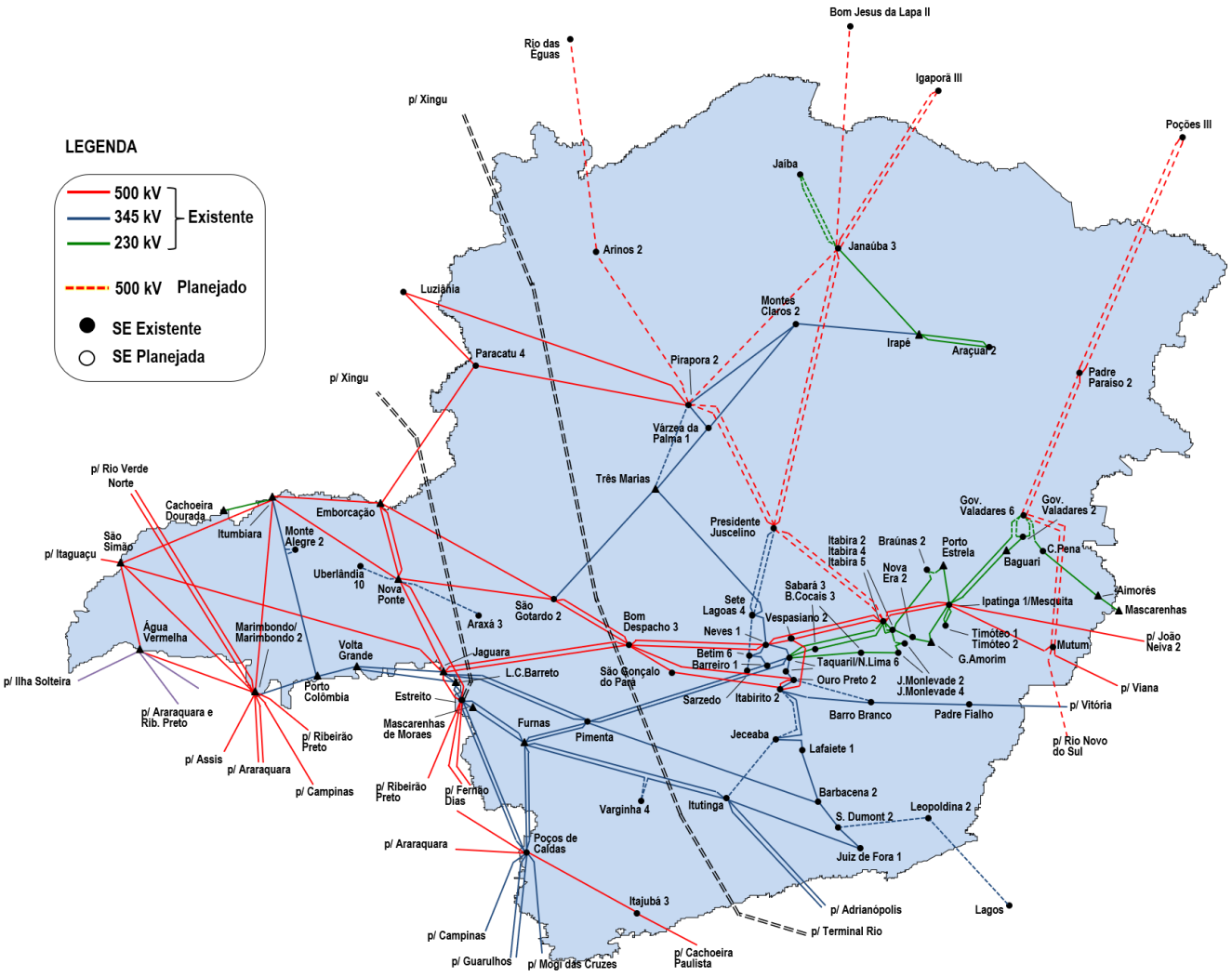


Figura 5-2 - Representação esquemática do sistema elétrico previsto até 2024 para Minas Gerais

6 DIAGNÓSTICO

O objetivo do estudo, conforme mencionado nas premissas, é prover a rede do Norte do Estado de Minas Gerais de capacidade suficiente para escoamento de 6280 MW, em 2026, além dos projetos atualmente com Parecer de Acesso emitido e CUST/CUSD assinado. Para 2031, se propõe rede adicional para prover mais 2800 MW, além dos 6280 MW de 2026.

Como pode ser observado, é um montante bastante significativo, diferindo de um estudo usual, que acompanha o crescimento vegetativo da carga ao longo dos anos. Nesse sentido, é inviável realizar simulações da rede planejada atual com o simples acréscimo desses montantes de geração. Visando ilustrar alguns problemas vislumbrados, o diagnóstico foi realizado em das etapas.

Na primeira delas, foi analisada a rede nos anos 2023 e 2025, considerando os projetos do ACL com CUST/CUSD assinado e Parecer de Acesso emitido, nos mesmos moldes da análise realizada em [18]. Alguns destes projetos já enfrentam algumas restrições, que certamente tendem a aumentar com a conexão de um número cada vez maior de empreendimentos de geração. Num segundo momento, para os anos de 2026 e 2031, utilizou-se um sistema de transmissão básico, capaz de escoar minimamente os potenciais propostos e foram verificados os rebatimentos desse escoamento no restante da rede, em especial nos Estado de Minas Gerais, Rio de Janeiro e São Paulo.

6.1 Primeira Etapa: problemas verificados em 2023 e 2025

Nessa análise foi considerada a expansão da transformação 500/230 kV da SE Janaúba 3, com a implantação do 3º e 4º bancos de transformadores, e já considerando a restrição imposta a projetos conectados na SE Jaíba 230 kV, identificada pelo ONS em [18]. Importante notar que nessa etapa não está sendo considerado nenhum projeto além dos que já celebraram contratos de conexão ou estão em fase final do processo. Mesmo assim, restrições foram encontradas e são mostradas a seguir.

6.1.1 Sobrecarga LT 230 kV Jaíba – Janaúba 3 CD

Se observa que a contingência de um dos circuitos da LT 230 kV Jaíba – Janaúba 3 causa sobrecarga no circuito remanescente. Caso todo a capacidade instalada dos projetos conectados em Jaíba 230 kV fossem despachados em sua totalidade, essa violação seria ainda maior em contingência, e poderia alcançar inclusive o limite de carregamento em condição normal. A Figura XX ilustra essa violação, observada no ano 2025 para o Cenário 3.

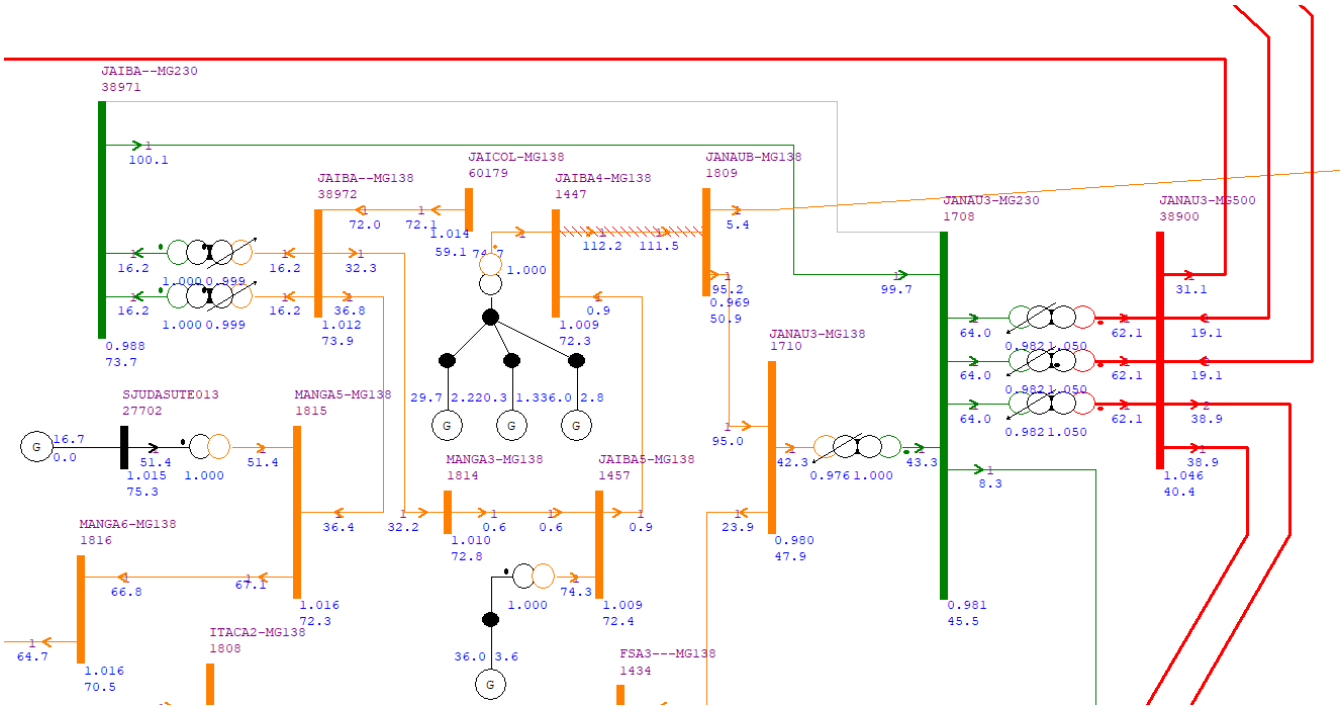


Figura 6-1 – Sobrecarga em contingência na LT 230 kV Jaíba – Janaúba 3 – ano 2025, já considerando a restrição a projetos fotovoltaicos

6.1.2 Esgotamento da rede 138 kV local

Nas condições mencionadas, e já considerando a restrição citada, se verifica que a rede regional opera no limite, já em regime normal de operação. Os circuitos a seguir apresentam carregamentos elevados, com violações marginais ou próximos do valor nominal. A Figura 6-2 ilustra essas violações.

- LD 138 kV Francisco Sá 3 – Francisco Sá 1
- LD 138 kV Francisco Sá 1 – Montes Claros 2
- LD 138 kV Jaíba 4 – Janaúba 1

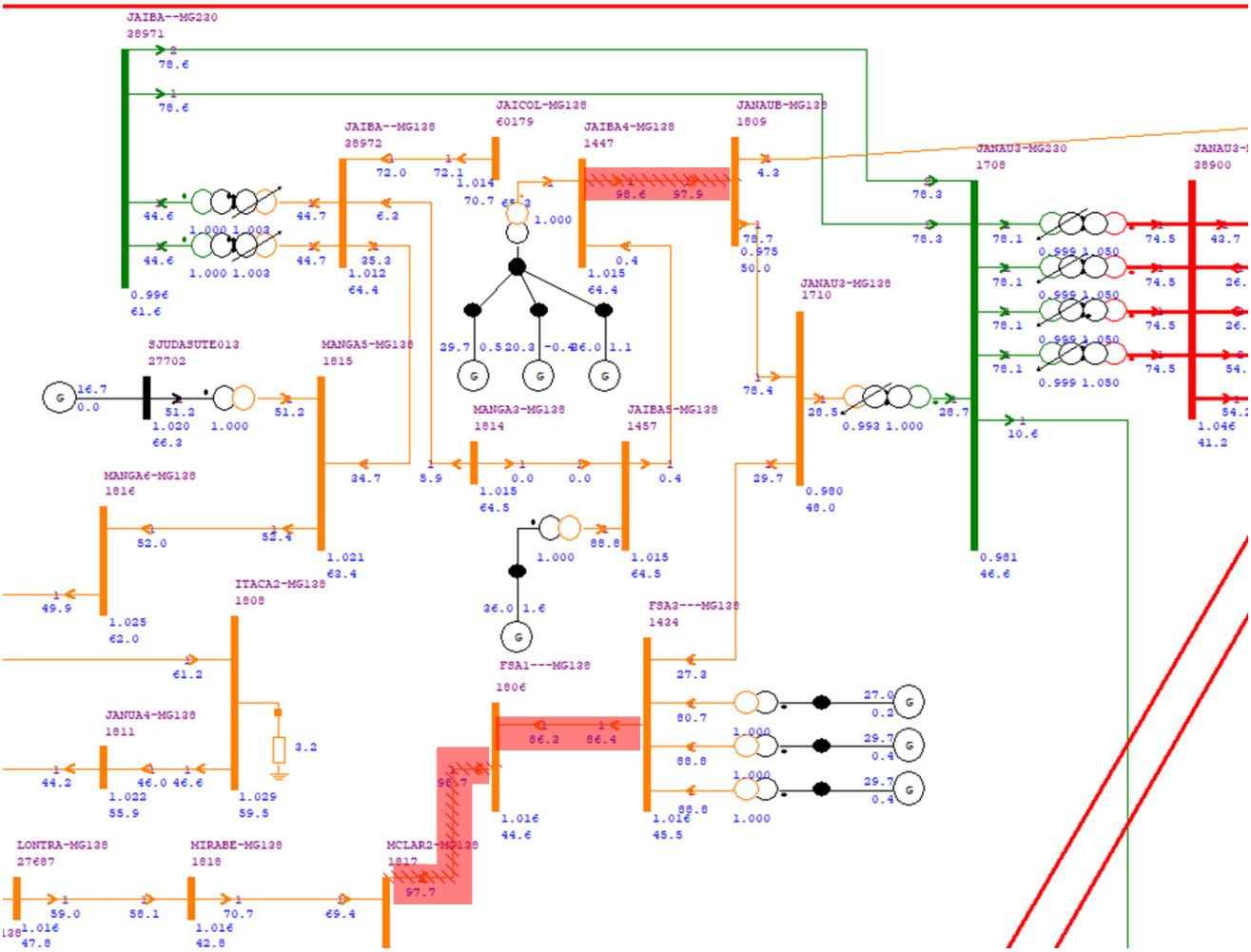


Figura 6-2 – Esgotamento do carregamento do sistema de distribuição local

6.1.3 Sobrecarga na Transformação 500/345 kV da SE Presidente Juscelino

O carregamento da transformação 500/345 kV, de 1200 MVA, é bastante influenciado pelos intercâmbios praticados entre as regiões Norte/Nordeste e região Sudeste. A inserção dos projetos solares na região Norte de Minas Gerais contribui para o aumento do carregamento nessa transformação, em especial no Cenário 1, que tem o maior nível de intercâmbio entre as citadas regiões. Nesse cenário são observadas violações de carregamento marginais em regime normal de operação e na contingência de um dos circuitos da LT 500 kV Presidente Juscelino – Itabira 5. A Figura 6-3 e a Figura 6-4 mostram os níveis de carregamento dessa transformação em regime normal e em contingência, respectivamente.

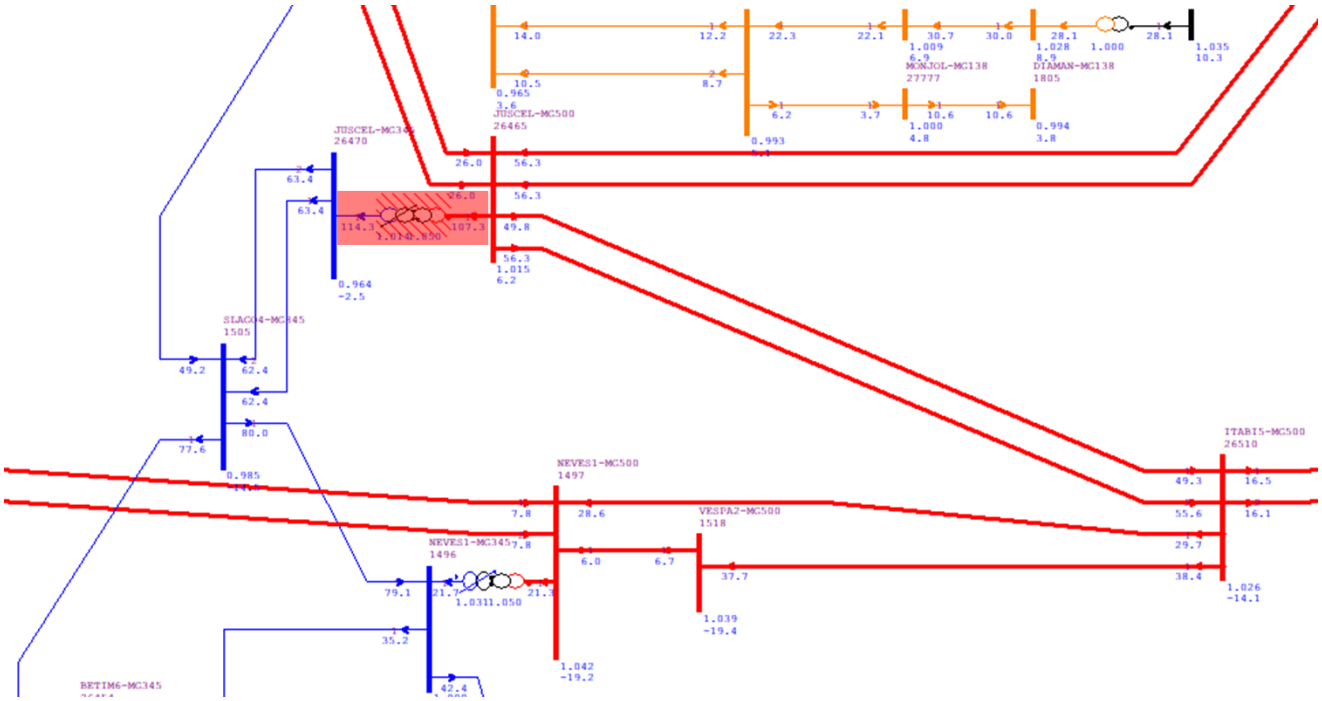


Figura 6-3 – Sobrecarga ATR 500/345 kV Presidente Juscelino – condição normal

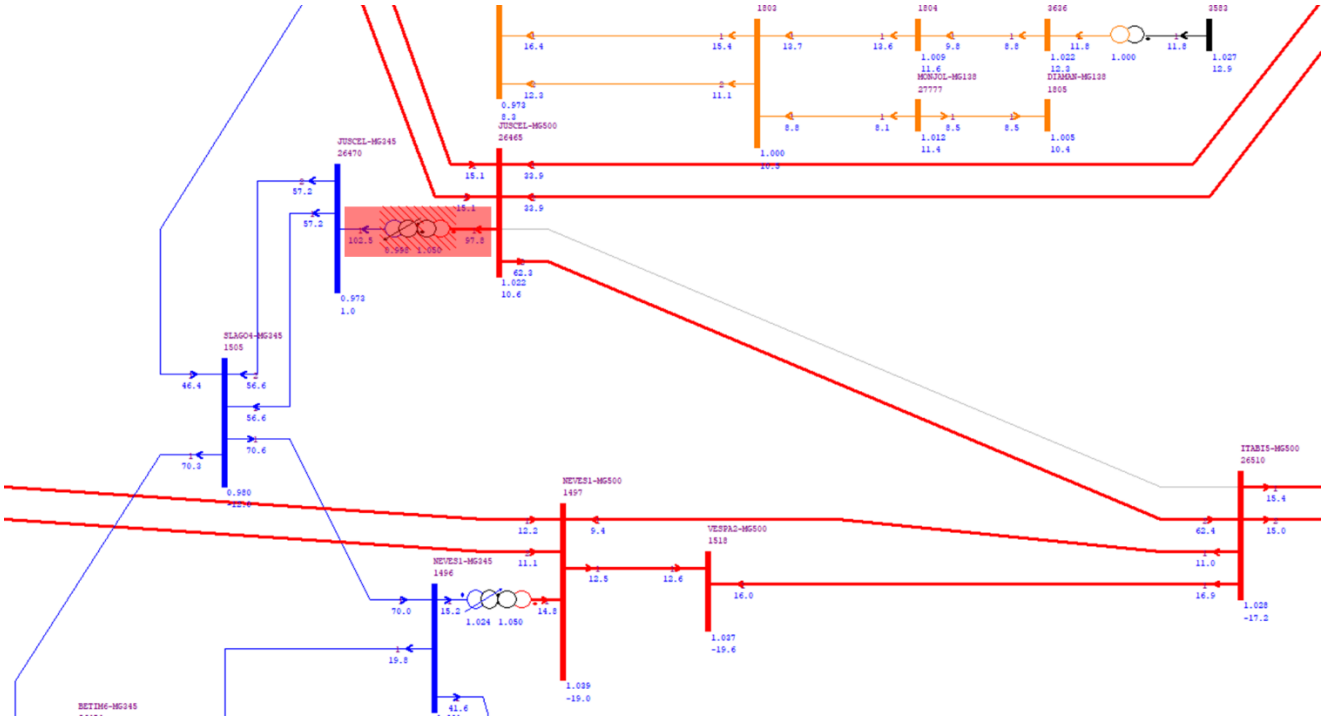


Figura 6-4 - Sobrecarga ATR 500/345 kV Presidente Juscelino – contingência da LT 500 kV Presidente Juscelino – Itabira 5 C1 ou C2

6.2 Segunda Etapa: Adição dos potenciais 2026 e 2031

Nesta etapa foi proposto um sistema de transmissão em 500 kV básico, conectando os principais *clusters* da região Norte de Minas Gerais até a região central do estado. Esse sistema básico é muito similar à Alternativa 1 que será mostrada mais adiante neste relatório, e o seu intuito foi verificar os desdobramentos da injeção dessa potência na região central do estado e seu rebatimento na rede dos estados vizinhos do Rio de Janeiro e São Paulo, já que a região metropolitana de Belo Horizonte, pela dimensão da carga, é capaz de absorver apenas parte desse potencial. Os subitens a seguir descrevem os problemas encontrados.

6.2.1 Sobrecargas na região da Mantiqueira

A região da Mantiqueira é atendida por eixos 345 kV que partem das SEs Ouro Preto 2 e Itabirito 2. A região possui uma série de subestações de fronteira com sistema 138 kV local bem desenvolvido, fechando em anel o lado de baixa dessas transformações de fronteira. Apesar de trazer maior confiabilidade, essa topologia acarreta muitas vezes sobrecargas no sistema de distribuição, quando da contingência de elementos de Rede Básica. Essa região vem historicamente apresentando carregamentos elevados, e com a injeção de maior potência vinda da região norte de Minas Gerais houve violação de uma série de circuitos nessa região, principalmente em contingências. A Figura 6-5 mostra, em amarelo, os circuitos cuja contingência ocasiona algum tipo de sobrecarga, seja em outra linha da Rede Básica, seja em circuitos da distribuição.

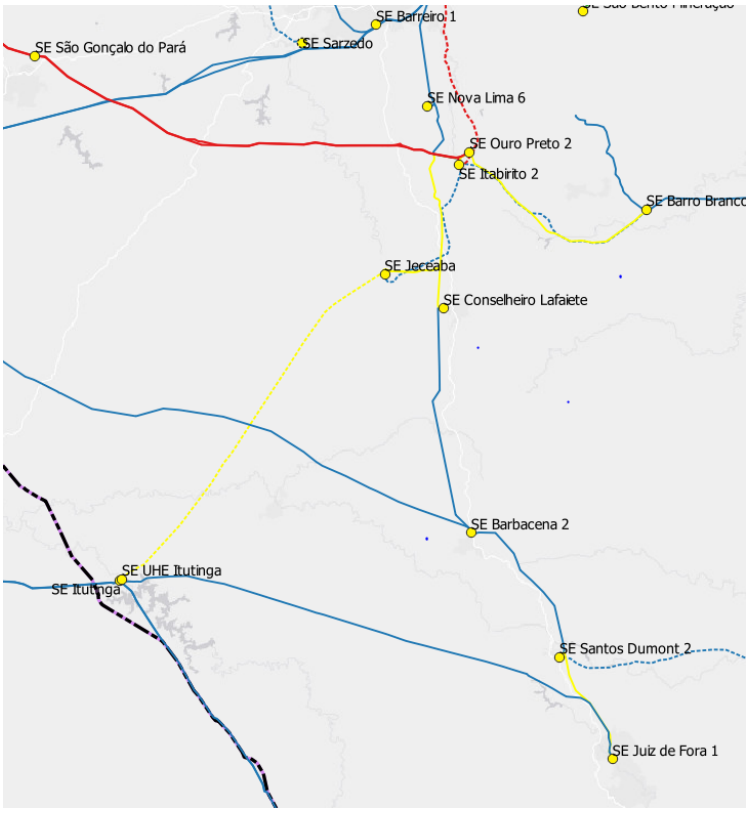


Figura 6-5 – LTs 345 kV de Rede Básica cujas contingências causam sobrecargas (em amarelo)

A Figura 6-6 e a Figura 6-7 mostram violações de carregamento em LTs 345 kV da Rede Básica em contingências, já a partir do ano 2026.

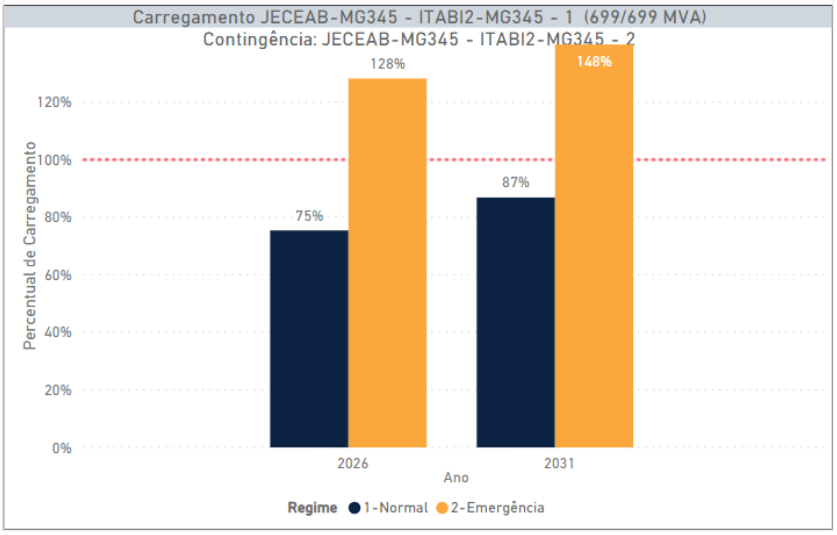


Figura 6-6 – Sobrecarga na LT 345 kV Itabirito 2 – Jeceaba C1 – contingência: LT 345 kV Itabirito 2 – Jeceaba C2 – Cenário 1

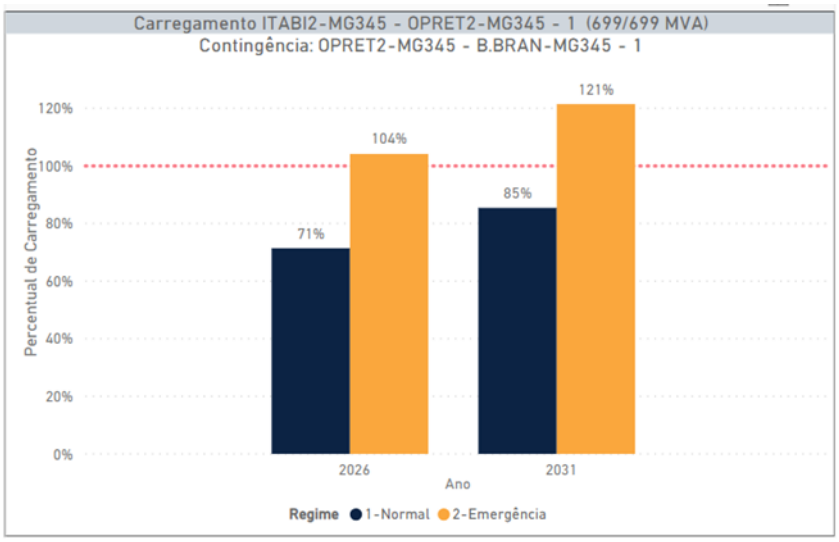


Figura 6-7 – Sobrecarga na LT 345 kV Itabirito 2 – Ouro Preto 2 – contingência: LT 345 kV Ouro Preto 2 – Barro Branco – Cenário 1

Já a Figura 6-8 mostra que, em 2031, há violação do carregamento da LT 345 kV Lafaiete – Jeceaba, em contingêcia.

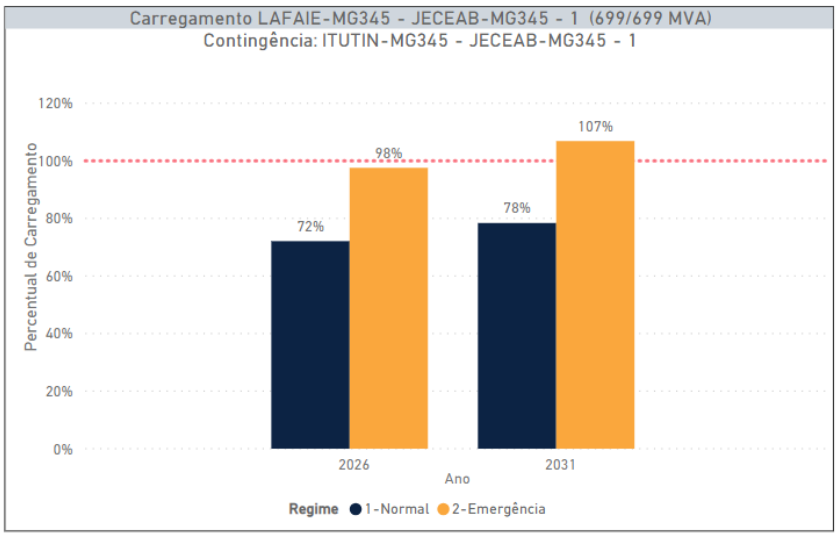


Figura 6-8 – Sobrecarga na LT 345 kV Lafaiete – Jeceaba – contingência: LT 345 kV Itutinga – Jeceaba - Cenário 1

A Figura 6-9 até a Figura 6-14 mostram violações de carregamento em sistema de distribuição local na contingência de elemento da Rede Básica, sendo apresentadas violações já no ano 2026. É importante notar, na maioria dos casos, o salto de carregamento observado na contingência da Rede Básica, em alguns casos mais que dobrando o carregamento dos circuitos de distribuição.

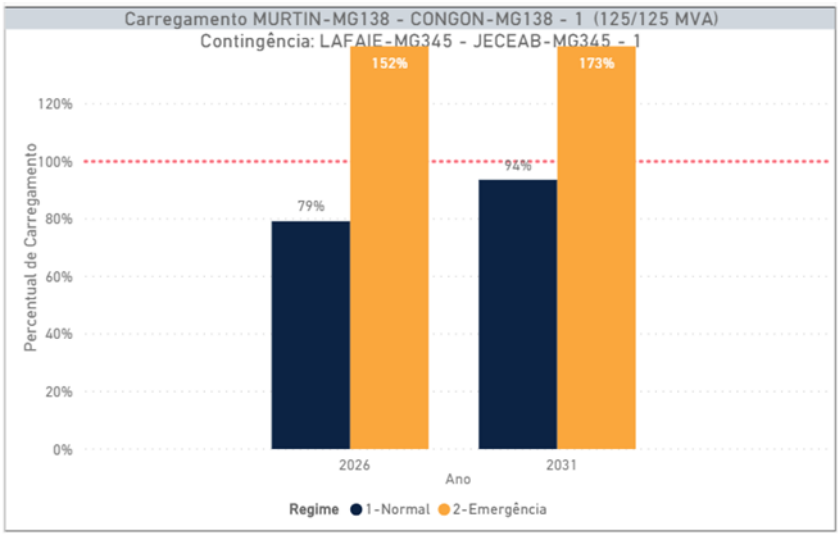


Figura 6-9 – Sobrecarga na LD 138 kV Murtinho – Congonhas – contingência: LT 345 kV Jeceaba - Lafaiete- Cenários 1, 2 e 3

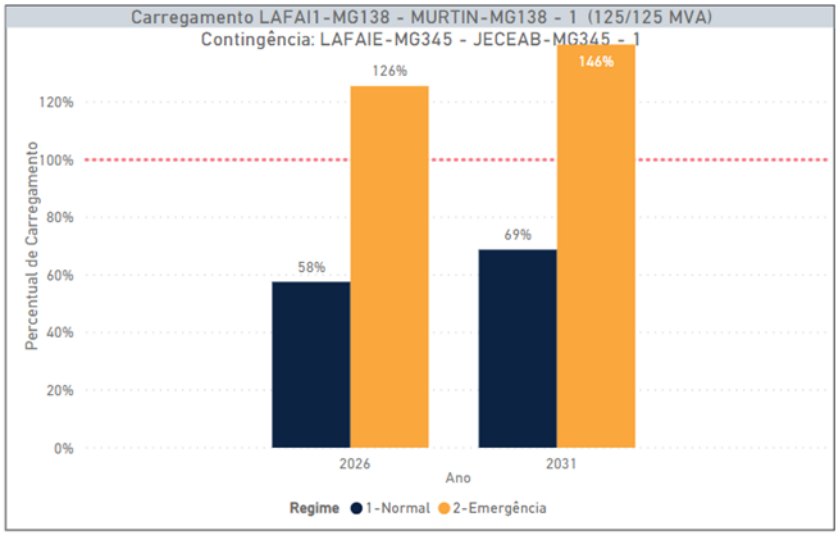


Figura 6-10 – Sobrecarga na LD 138 kV Lafaiete – Murtinho – contingência: LT 345 kV Jeceaba - Lafaiete- Cenários 1 e 2

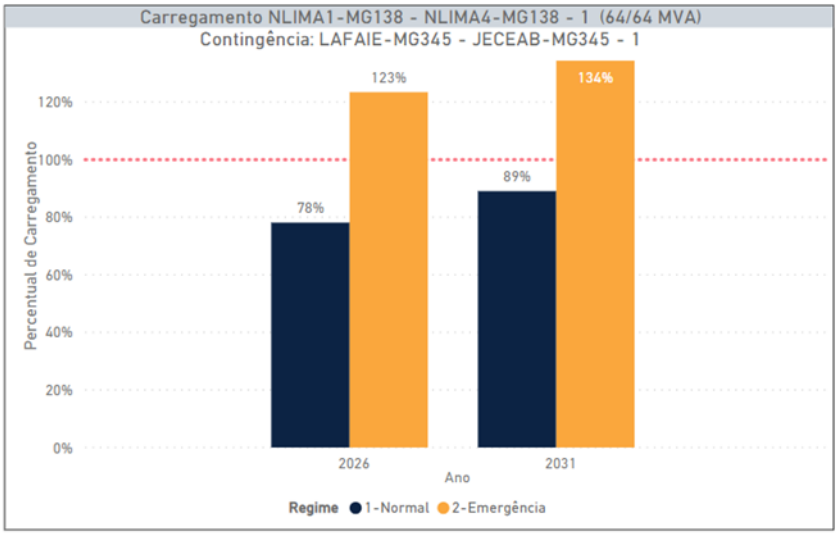


Figura 6-11 – Sobrecarga na LD 138 kV Nova Lima 1 – Nova Lima 4 – contingência: LT 345 kV Jeceaba – Lafaiete - Cenário 1

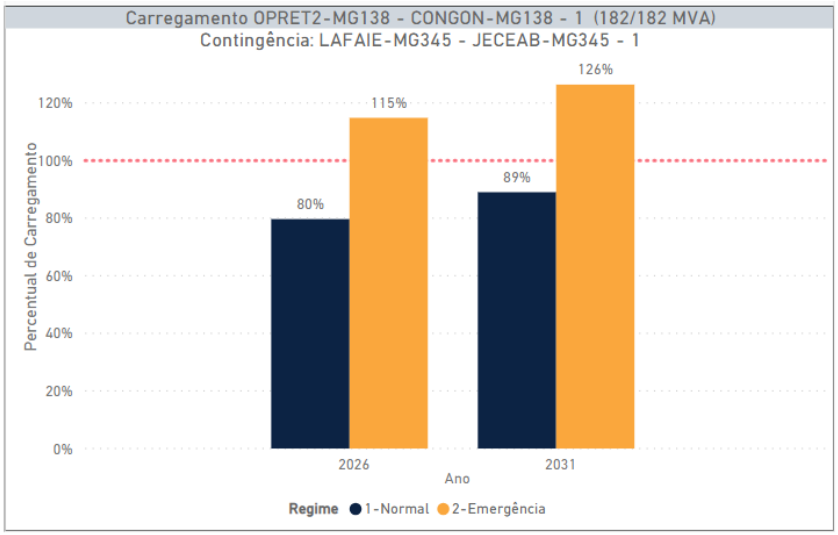


Figura 6-12 – Sobrecarga na LD 138 kV Ouro Preto 2 – Congonhas – contingência: LT 345 kV Jeceaba – Lafaiete - Cenário 1

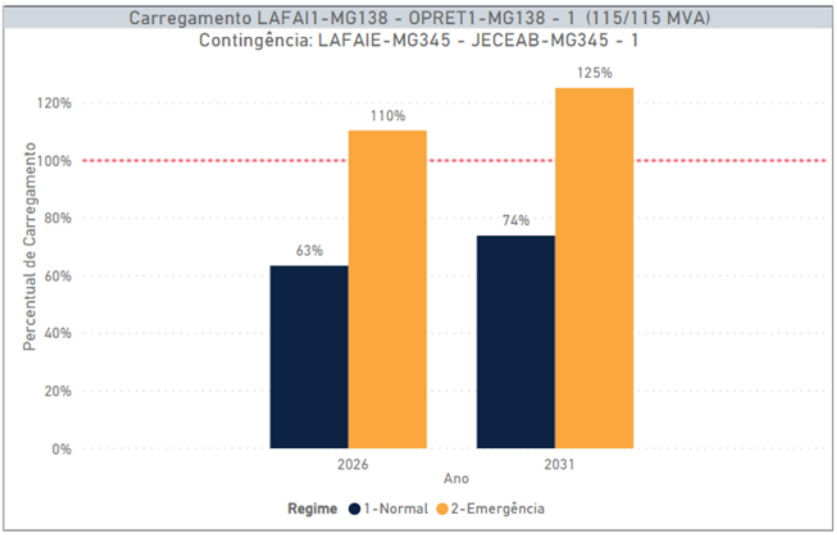


Figura 6-13 – Sobrecarga na LD 138 kV Lafaiete – Ouro Preto 1 – contingência: LT 345 kV Jeceaba - Lafaiete- Cenário 1

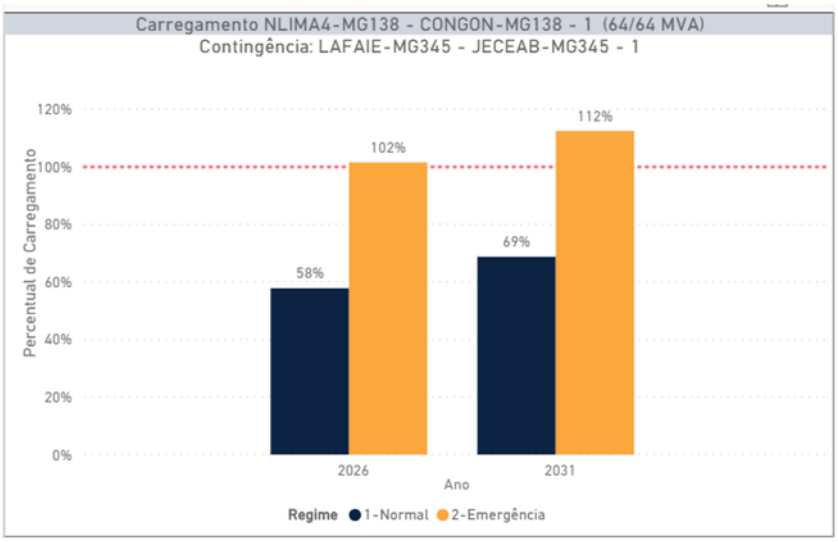


Figura 6-14 – Sobrecarga na LD 138 kV Nova Lima 4 – Congonhas – contingência: LT 345 kV Jeceaba - Lafaiete- Cenários 1 e 2

A Figura 6-15 até a Figura 6-17 mostram violações de carregamento em sistema de distribuição local na contingência de elemento da Rede Básica, sendo apresentadas violações apenas a partir de 2031.

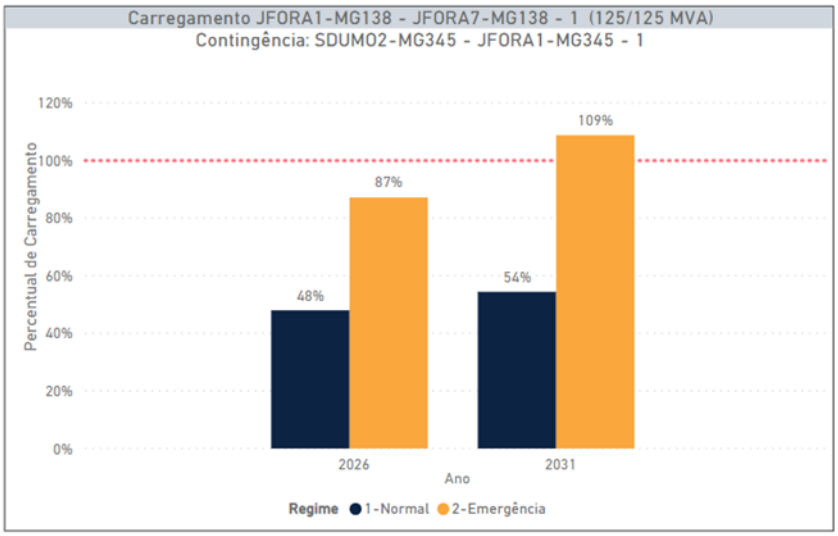


Figura 6-15 – Sobrecarga na LD 138 kV J. de Fora 1 – J. de Fora 7 – contingência: LT 345 kV Santos Dumont 2 – Juiz de Fora 1 - Cenário 2

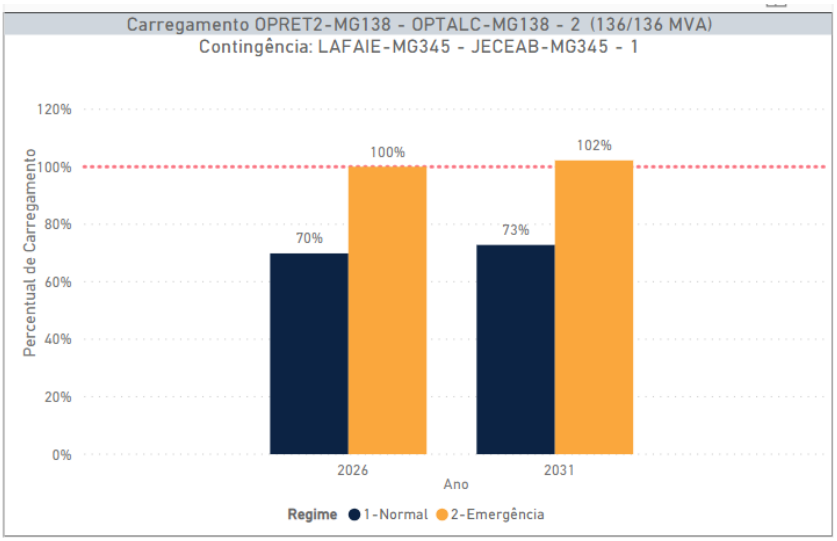


Figura 6-16 – Sobrecarga na LD 138 kV Ouro Preto 2 – Ouro Preto 3 – contingência: LT 345 kV Lafaiete – Jeceaba - Cenário 2

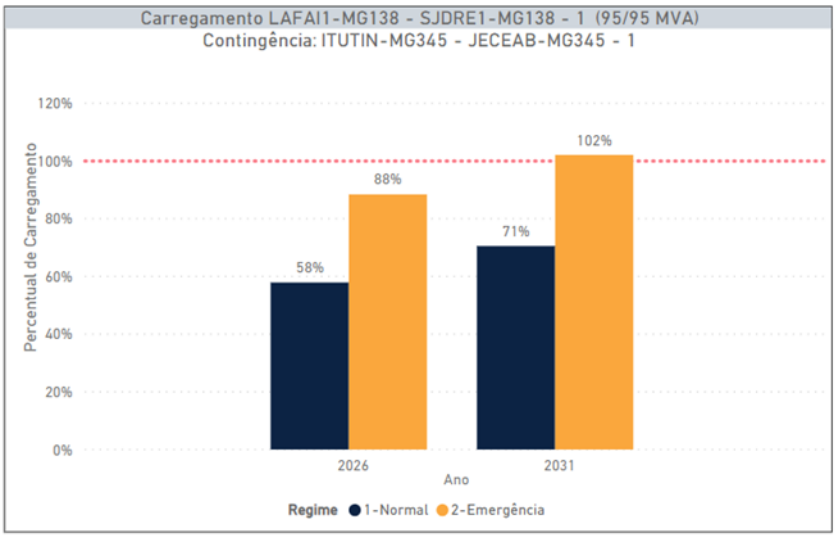


Figura 6-17 – Sobrecarga na LD 138 kV Lafaiete – São J. del Rei – contingência: LT 345 kV Itutinga – Jeceaba - Cenário 1

6.2.2 Sobrecarga na Transformação 345/138 kV SE Montes Claros 2

Foi verificada, no cenário de carga pesada, violação em contingência na transformação 345/138 kV da SE Montes Claros 2, conforme a Figura 6-18.

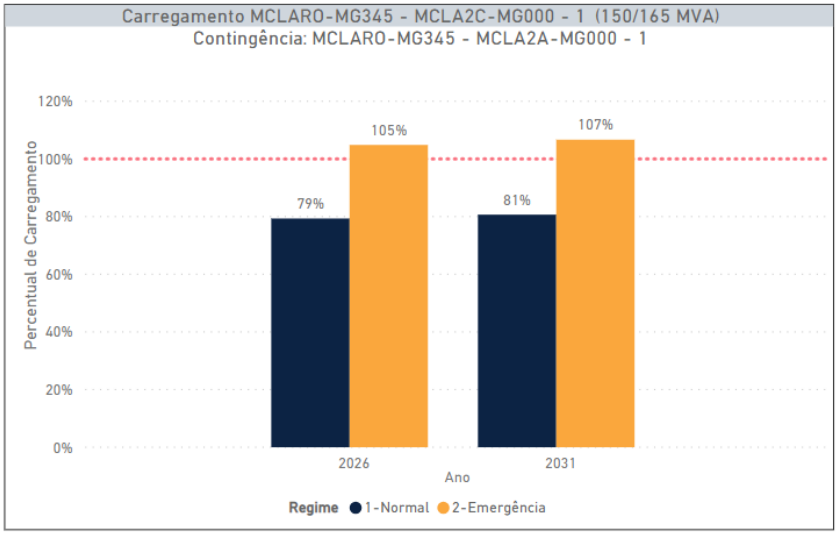


Figura 6-18 – Sobrecarga em transformação 345/138 kV SE Montes Claros 2 – Cenário 5

6.2.3 Sobrecarga sistema distribuidor Centro-Oeste e Central MG

Foi verificada violação no carregamento da LD 138 kV UTE Igarapé – Betim 6, na contingência da LT 500 kV Bom Despacho 3 – São Gonçalo do Pará, conforme Figura 6-19. Essa contingência, adicionalmente, causa subtensão generalizada no sistema 138 kV da região Centro-Oeste mineira.

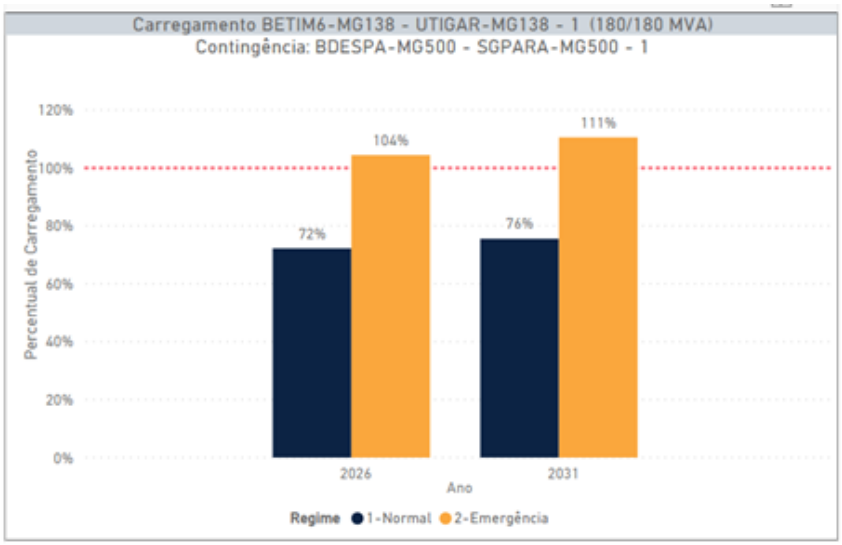


Figura 6-19 – Sobrecarga LD 138 kV Betim 6 – Usina Igarapé – contingência: LT 500 kV Bom Despacho 3 – São Gonçalo do Pará - Cenários 1 e 2

6.2.4 Sobrecarga na LT 230 kV Aimorés – Mascarenhas

A injeção de potência vinda do Norte de Minas na SE 500/230 kV Governador Valadares 6 aumentou o fluxo na rede 230 kV local, culminando na violação, em contingência, do carregamento da LT 230 kV Aimorés – Mascarenhas.

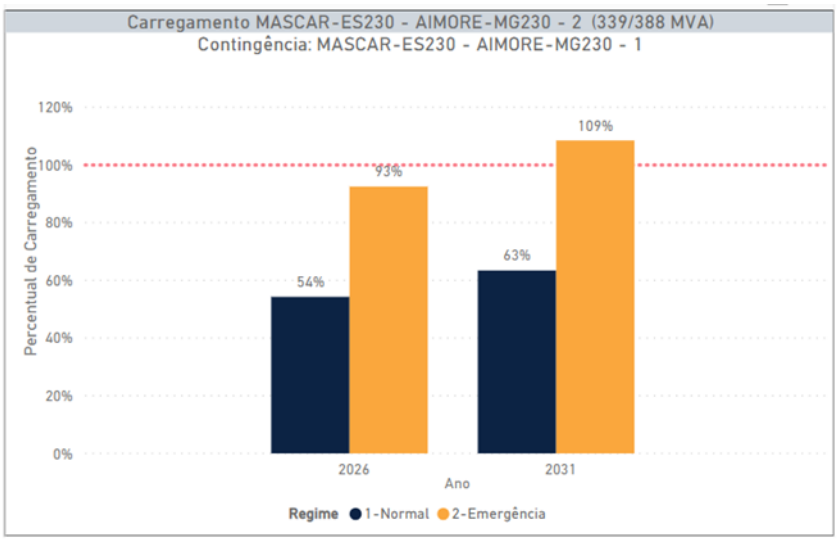


Figura 6-20 - Sobrecarga na LT 230 kV Aimorés – Mascarenhas C2 – contingência: LT 230 kV Aimorés – Mascarenhas C1 – Cenário 1

Apóes a emissão original (rev0) do presente estudo, foram concluídas as análises relativas ao Estudo de Atendimento à Região Norte do Estado do Espírito Santo [19], no qual foi recomendada a nova LT 230 kV Governador Valadares 6 – Verona, como solução estrutural para a região, solucionando as violações anteriormente observadas no ano de 2031, como pode ser observado na .

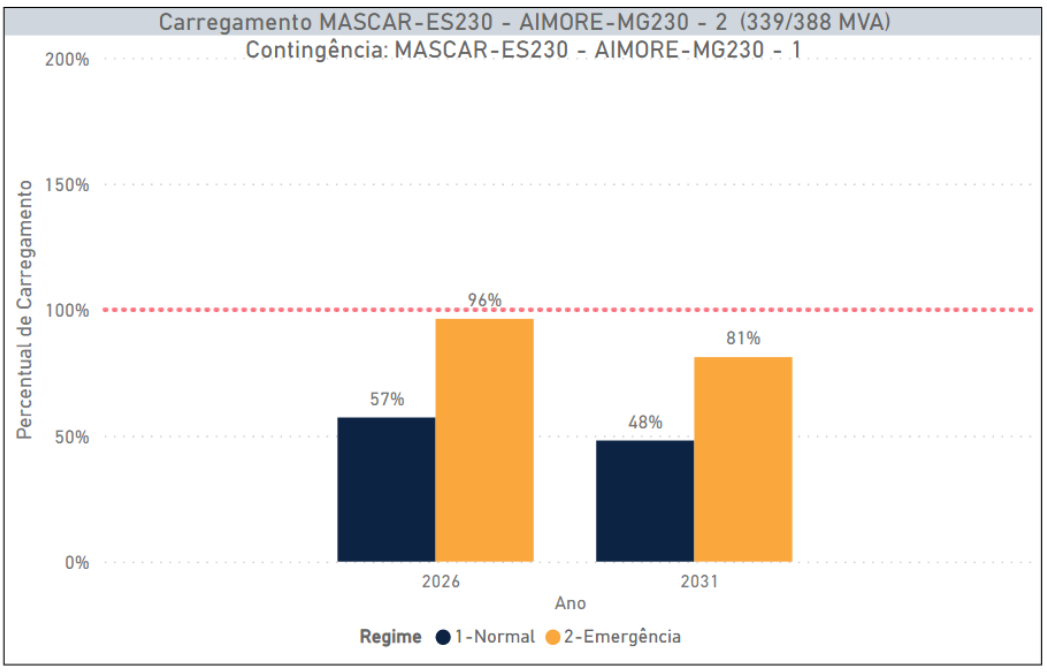


Figura 6-21 - Carregamentos da LT 230 kV Aimorés - Mascarenhas C2, na revisão 1 do estudo, após a inclusinclusão da LT 230 kV Governador Valadares 6 – Vernoa.

Assim, a solução referencial inicialmente adotada, a LT 230 kV Mascarenhas – Aimorés, C3, não se faz mais necessária, de tal forma que a mesma foi removida do plano de obras e recomendações na revisão 1 deste documento.

6.2.5 Carregamentos elevados na LT 500 kV Jaguara – Estreito C1

Com a injeção de potencial na região norte de Minas Gerais, as regiões Central e Leste de Minas, que concentram grande parte da carga do estado, passam a ser atendidos de forma direta nos cenários de abundância de recurso solar, com menor dependência dos fluxos vindos do triângulo mineiro, advindos das usinas do Rio Grande, Rio Paranaíba e da Interligação Norte-Sul. Com isso, a potência vinda dessas fontes, que anteriormente fluíam para a região central de Minas Gerais, passaram a fluir para o Sul, em direção ao estado de São Paulo. Nesse sentido, se verifica um carregamento elevado na LT 500 kV Jaguara – Estreito C1, cuja contingência ocasiona problemas em ramos vizinhos, conforme ilustrado da Figura 6-22 até a Figura 6-24.

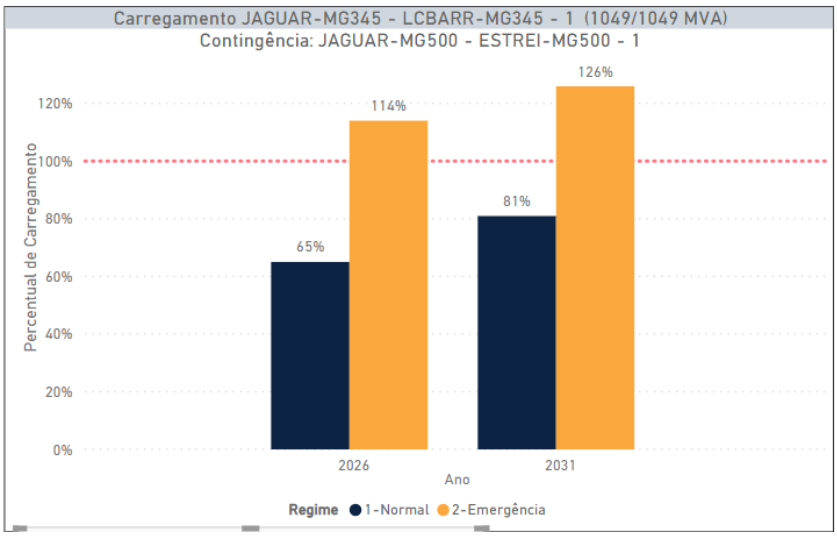


Figura 6-22 - Sobrecarga na LT 345 kV Jaguara – Luiz Carlos Barreto – contingência: LT 500 kV Jaguara - Estreito C1 – Cenário 1

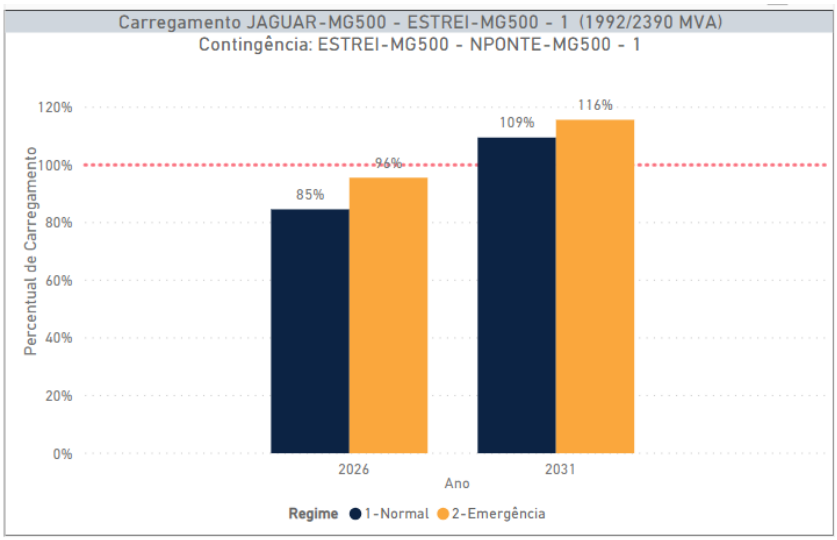


Figura 6-23 - Sobrecarga na LT 500 kV Jaguara – Estreito C1 – contingência: LT 500 kV Estreito – Nova Ponte C1 – Cenário 1

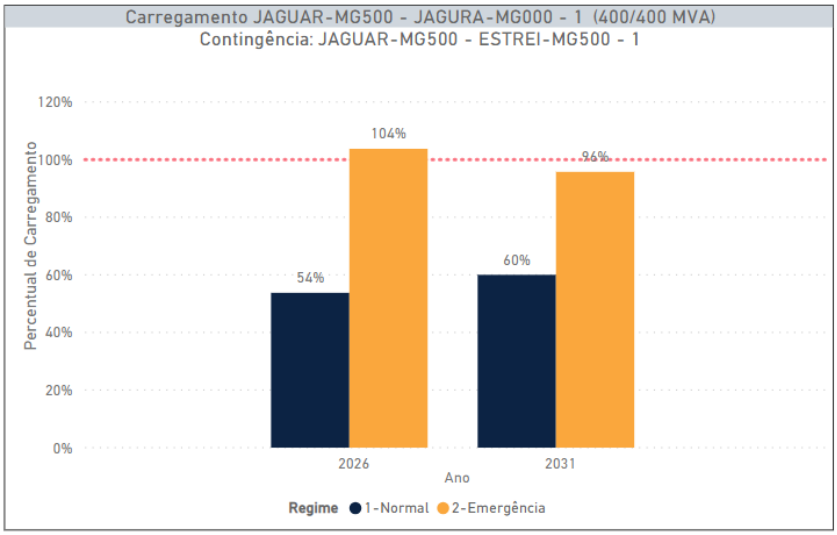


Figura 6-24 - Sobrecarga na transformação 500/345 kV Jaguara – contingência: LT 500 kV Jaguara - Estreito C1 – Cenário 1

7 ANÁLISES E ALTERAÇÕES PROPOSTAS NA REVISÃO 1

Em caso de conflito com outras informações do relatório, considerar as desta seção como válidas.

7.1 Nomenclatura das subestações

Após a emissão original do presente estudo [20], a EPE foi informada pela distribuidora Cemig-D de que, para algumas das novas subestações da Rede Básica recomendadas, foi adotada a mesma nomenclatura de subestações existentes ou em construção, pertencentes à rede de distribuição da Cemig-D.

Os empreendimentos e ativos da rede elétrica são frequentemente referenciados e identificados por meio de seu nome, devendo-se, portanto, evitar que ativos distintos da rede brasileira possuam identificações homônimas. Assim, as subestações Janaúba 5, Capelinha e Buritizeiro 2, da emissão original, foram renomeadas para Janaúba 6, Capelinha 3 e Buritizeiro 3, respectivamente, como descrito na Tabela 7-1

Tabela 7-1 - Alteraçãe de nomenclatura de subestações após a emissão original do estudo

Nomenclatura Original (rev0)	Nova Nomenclatura (rev1)
SE Janaúba 5	SE Janaúba 6
SE Capelinha	SE Capelinha 3
SE Buritizeiro 2	SE Buritizeiro 3

7.2 Necessidade sistêmica das linhas de transmissão frente aos cenários de contratação e solicitação dos relatórios complementares

Tendo em vista a necessidade de contratação dos relatórios complementares R2, R3, R4 e R5 para diversas obras recomendadas no presente estudo, o ofício [21] solicitou à EPE e ao ONS a relação de instalações que já possuíam necessidade sistêmica imediata e aquelas que dependeriam do acesso de centrais geradoras. Além disso, também foi requisitada uma avaliação conjunta quanto às demais instalações estejam vinculadas exclusivamente ao mencionado acesso de geração ou que, no limite, já possuam processo de acesso no ONS que na sua totalidade justifiquem a licitação como a decisão de menor arrependimento aos usuários do serviço público de transmissão de energia elétrica.

Para obter uma classificação mais acurada, as equipes da EPE e ONS fizeram nova contabilização dos projetos de geração, visando atualizar o panorama de empreendimentos e comprar com as premissas estabelecidas pelo estudo, obtendo um novo potencial global de mais de 16 GW no Norte de Minas Gerais. Entre o dia 4 de janeiro de 2021, data de publicação do estudo, e o dia 29 de janeiro de 2021 haviam sido contabilizados 28 pedidos de Informação de Acesso, totalizando 12.125 MW de capacidade instalada.

De posse desses dados, foi feito um novo diagnóstico do sistema de transmissão local, considerando apenas os projetos que já possuíam contratos de geração assinados ou com um caráter de arrependimento mínimo para recomendação de novas obras, como Parecer de Acesso emitido ou em andamento, que totalivam cerca de 4.582 MW (ACR+ACL).

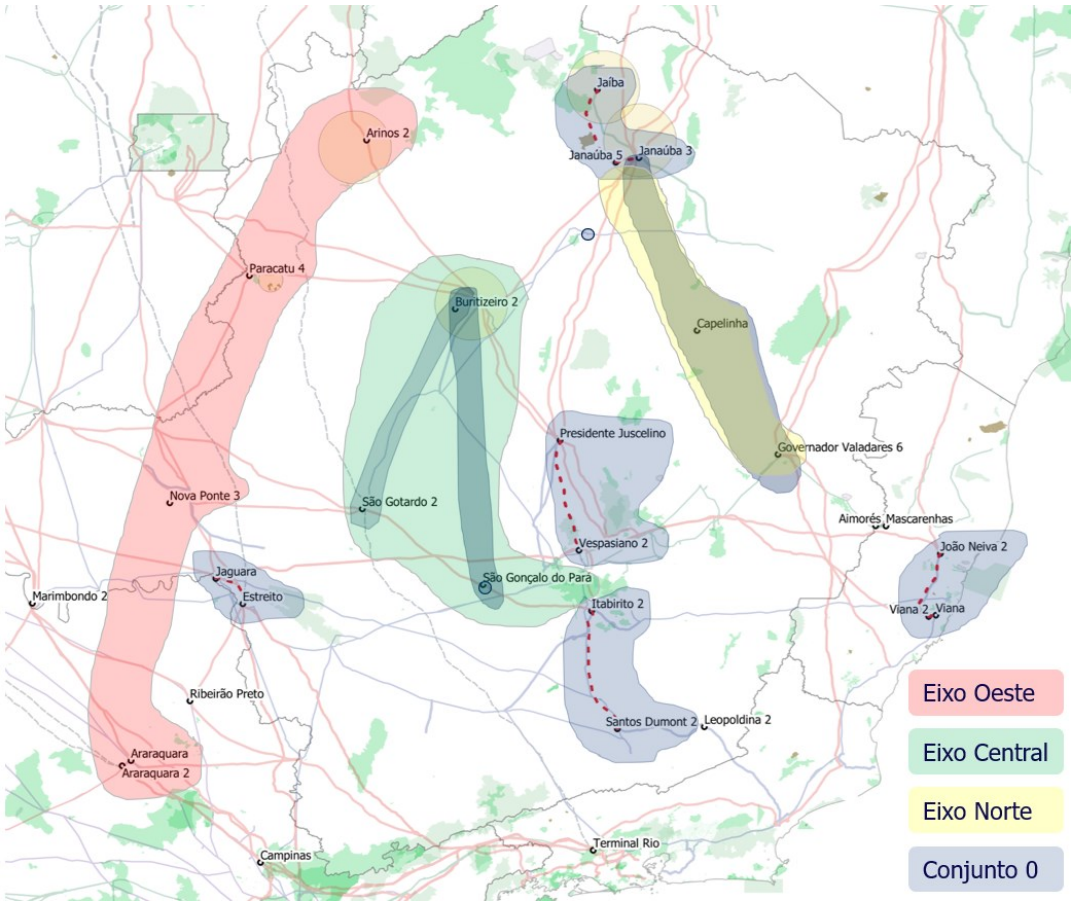


Figura 7-1 - Eixos e conjunto inicial de obras avaliados durante a etapa de novo diagnóstico e escolha de obras a serem licitadas

A partir dessa avaliação, identificou-se que há necessidade imediata das linhas de transmissão e subestações classificadas na Tabela 7-2 e Tabela 7-3 como de "Necessidade sistêmica imediata e Contratação dos Rs necessária". As demais obras constantes da relação dizem respeito a obras com "Necessidade sistêmica atrelada à expansão da geração". Cabe destacar que as obras elencadas como de necessidade sistêmica imediata nas respectivas tabelas visam apenas garantir o atendimento mínimo aos critérios de planejamento e operação vigentes, e não são suficientes para atender a forte expansão da geração no estado, tendo em vista que diversas outras linhas e subestações também se encontram próximas dos seus limites de escoamento.

Considerando os prazos necessários para a preparação da documentação técnica dos leilões de transmissão, o contínuo e elevado interesse de projetos na região Norte de Minas Gerais, os riscos e custos envolvidos em situações de atraso de soluções estruturais, bem como o ritmo a evolução esperada do sistema de geração até a data de realização do certame de transmissão, a EPE e o ONS concluíram que a decisão de menor arrependimento aos usuários do serviço público de transmissão de energia elétrica é a solicitação dos todos os relatórios complementares para as obras recomendas na

primeira etapa de implantação, incialmente recomendada para o ano de 2026, mesmo as que ainda possuem dependência da expansão da geração.

Para avaliar os diferentes cenários de concretização de potenciais e mensusar o efeito da expansão da geração nas linhas de transmissão da região de interesse foi desenvolvida uma análise combinatória de incrementos de 10% do potencial em cada um dos eixos, Norte, Central e Oeste, e para três cenários dimensionadores.

Com isso, foram obtidos 3.993 casos de simulação, que foram avaliados quanto à adequabilidade da rede frente à potência instalada. O critério utilizado se baseou no nível de carregamento das linhas de transmissão responsáveis pelo escoamento da geração. Verificou-se que para a rede local e planejada, com um carregamento até 30% acima do SIL (*Surge Impedance Loading*) a rede ainda era capaz de operar com perfis de tensão satisfatórios e distribuição de fluxos adequada. Uma metodologia semelhante foi empregada no estudo [22] para avaliar o desempenho da rede 500 kV nos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo frente aos cenários de contratação de empreendimentos termelétricos.

Na Figura 7-2, Figura 7-3 e Figura 7-4 são ilustrados carregamentos em linhas de transmissão do estado de Minas Gerais para diferentes cenários de concretização dos potencais descritos no item 4.1. É possível notar que em todos os eixos contratações de cerda de 30~50% do potencial planejado para 2026 já são suficientes para justificar as obras propostas.

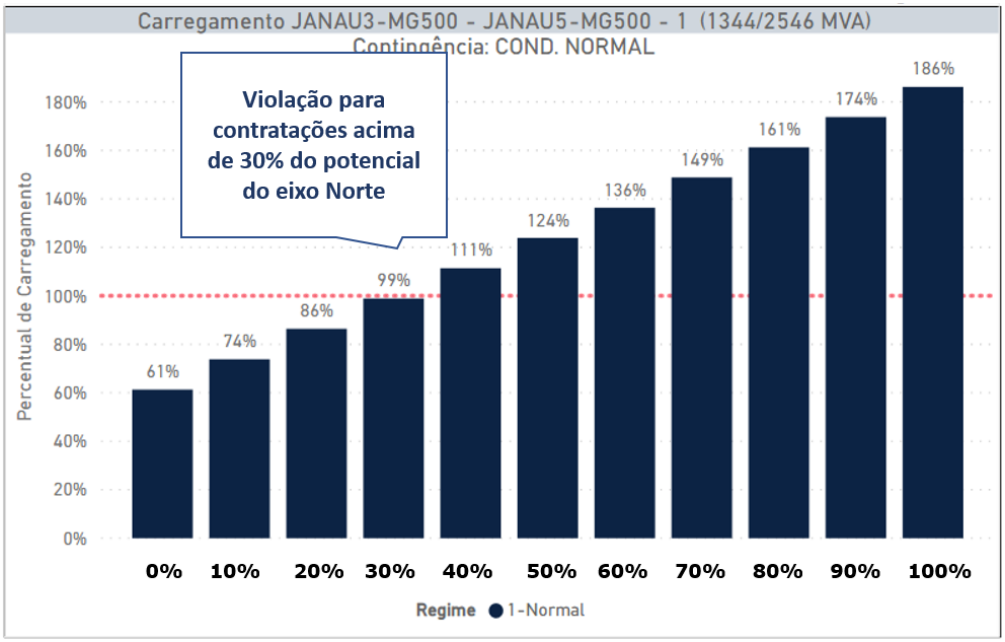


Figura 7-2 – Carregamento da LT Janaúba 3 – Janaúba 5, C1, do eixo Norte, de acordo com a concretização de novas usinas

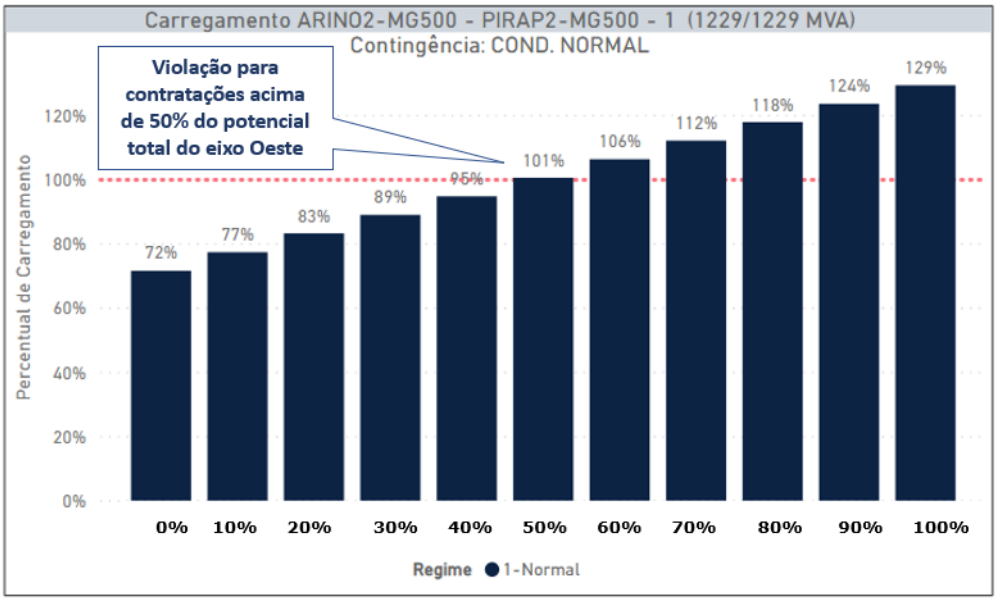


Figura 7-3 - Carregamento da LT Arinos 2 – Pirapora 2, C1, do eixo Oeste, de acordo com a concretização de novas usinas

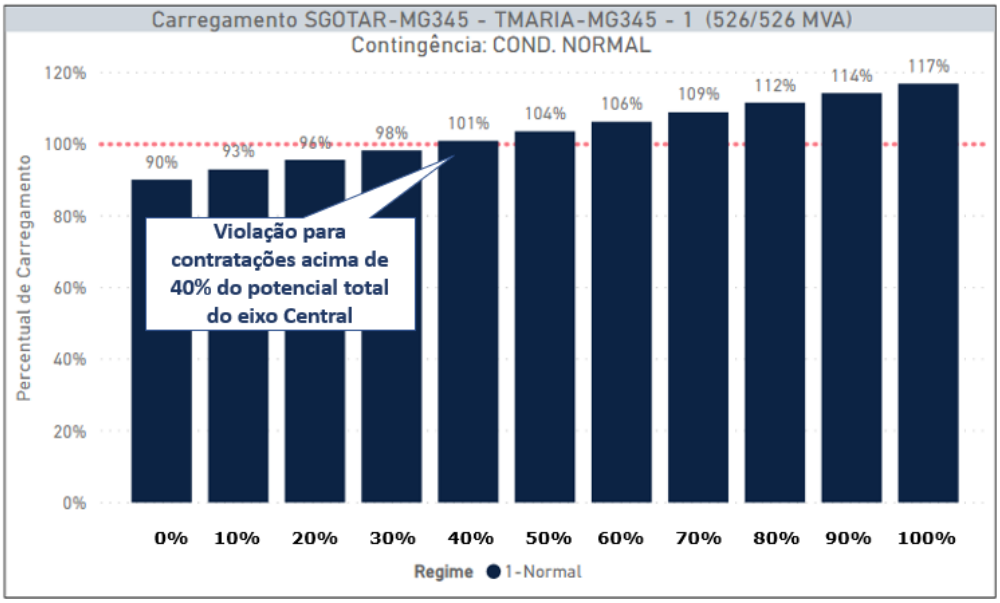


Figura 7-4 – Carregamento da LT São Gotardo – Três Marias, C1, do eixo Central de acordo com a concretização de novas usinas

É importante destacar que a solicitação dos relatórios complementares R2 a R5 das linhas de transmissão acima referidas tem como objetivo a concreta licitação dessas obras no Leilão de Transmissão de dezembro de 2022. E que sua necessidade sistêmica será monitorada continuamente visando antecipações ou eventuais postergações de acordo com a efetiva concretização dos potenciais previstos.

Tabela 7-2 - Classificação das obras de linhas de transmissão

Obra	Ano	Classificação
LT 345 kV VIANA 2 - VIANA, C3 (Nova)	2026	Necessidade sistêmica imediata Contratação dos Rs necessária
LT 500 kV CAPELINHA 3 - GOVERNADOR VALADARES 6, C1 (Nova)	2026	Necessidade sistêmica imediata Contratação dos Rs necessária
LT 500 kV CAPELINHA 3 - GOVERNADOR VALADARES 6, C2 (Nova)	2026	Necessidade sistêmica imediata Contratação dos Rs necessária
LT 500 kV ITABIRITO 2 - SANTOS DUMONT 2, C1 (Nova)	2026	Necessidade sistêmica imediata Contratação dos Rs necessária
LT 500 kV JAGUARA - ESTREITO, C2 (Nova)	2026	Necessidade sistêmica imediata Contratação dos Rs necessária
LT 500 kV JAÍBA - JANAÚBA 6, C1 E C2 (CD) (Nova)	2026	Necessidade sistêmica imediata Contratação dos Rs necessária
LT 500 kV JANAÚBA 6 - CAPELINHA, C1 (Nova)	2026	Necessidade sistêmica imediata Contratação dos Rs necessária
LT 500 kV JANAÚBA 6 - CAPELINHA, C2 (Nova)	2026	Necessidade sistêmica imediata Contratação dos Rs necessária
LT 500 kV JANAÚBA 6 - JANAÚBA 3, C1 (Nova)	2026	Necessidade sistêmica imediata Contratação dos Rs necessária
LT 500 kV JOÃO NEIVA 2 - VIANA 2, C1 (CS) (Nova)	2026	Necessidade sistêmica imediata Contratação dos Rs necessária
LT 500 kV PRESIDENTE JUSCELINO - VESPASIANO 2, C1 E C2 (CD) (Nova)	2026	Necessidade sistêmica imediata Contratação dos Rs necessária
SECC LT 345 kV ITUTINGA - JUIZ DE FORA 1, C1, NA SE SANTOS DUMONT 2 (Nova)	2026	Necessidade sistêmica imediata Contratação dos Rs necessária
SECC LT 500 kV BOM DESPACHO 3 - OURO PRETO 2, C1, NA SE SÃO GONÇALO DO PARÁ (Nova)	2026	Necessidade sistêmica imediata Contratação dos Rs necessária
LT 500 kV BURITIZEIRO 3 - SÃO GONÇALO DO PARÁ, C1 (Nova)	2026	Necessidade sistêmica imediata Contratação dos Rs necessária
LT 440 kV ARARAQUARA 2 - ARARAQUARA, C3 (Nova)	2026	Necessidade sistêmica atrelada à expansão da geração Contratação dos Rs necessária
LT 500 kV ARINOS 2 - PARACATU 4, C1 (Nova)	2026	Necessidade sistêmica atrelada à expansão da geração Contratação dos Rs necessária
LT 500 kV BURITIZEIRO 3 - SÃO GOTARDO 2, C1 (Nova)	2026	Necessidade sistêmica imediata Contratação dos Rs necessária
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - ARARAQUARA 2, C1 (Nova)	2026	Necessidade sistêmica atrelada à expansão da geração Contratação dos Rs necessária
LT 500 kV PARACATU 4 - NOVA PONTE 3, C1 (Nova)	2026	Necessidade sistêmica atrelada à expansão da geração Contratação dos Rs necessária
LT 500 kV PIRAPORA 2 - BURITIZEIRO 3, C1 E C2 (CD) (Nova)	2026	Necessidade sistêmica imediata Contratação dos Rs necessária
SECC LT 345 kV PIRAPORA 2 - TRÊS MARIAS, C1, NA SE BURITIZEIRO 3 (Nova)	2026	Necessidade sistêmica imediata Contratação dos Rs necessária
SECC LT 345 kV PIRAPORA 2 - VÁRZEA DA PALMA, C1, NA SE BURITIZEIRO 3 (Nova)	2026	Necessidade sistêmica imediata Contratação dos Rs necessária
LT 500 kV CAPELINHA 3 - GOVERNADOR VALADARES 6, C2 (Nova)	2031	Necessidade sistêmica atrelada à expansão da geração Contratação dos Rs necessária

Tabela 7-3 - Classificação das obras de subestações

Obra	Ano	Classificação
SE 345/138 kV MONTES CLAROS 2 (Ampliação/Adequação)	2026	Necessidade sistêmica imediata Contratação dos Rs necessária
SE 500 kV JANAÚBA 6 (Nova)	2026	Necessidade sistêmica imediata Contratação dos Rs necessária
SE 500 kV CAPELINHA 3 (Nova)	2026	Necessidade sistêmica imediata Contratação dos Rs necessária
SE 500/230 kV JAÍBA (Novo Pátio 500 kV)	2026	Necessidade sistêmica imediata Contratação dos Rs necessária
SE 500/345 kV SANTOS DUMONT 2 (Ampliação/Adequação)	2026	Necessidade sistêmica imediata Contratação dos Rs necessária
SE 500/345 kV BURITIZEIRO 3 (Nova)	2026	Necessidade sistêmica imediata Contratação dos Rs necessária
SE 500 kV NOVA PONTE 3 (Nova)	2026	Necessidade sistêmica atrelada à expansão da geração Contratação dos Rs necessária
SE 500/138 kV PARACATU 4 (Ampliação/Adequação)	2026	Necessidade sistêmica atrelada à expansão da geração Contratação dos Rs necessária
SE 500/138 kV MORRO AGUDO (Ampliação/Adequação)	2026	Necessidade sistêmica atrelada à expansão da geração Contratação dos Rs necessária
SE 500/440/138 kV ARARAQUARA 2 (Ampliação/Adequação)	2026	Necessidade sistêmica atrelada à expansão da geração Contratação dos Rs necessária.

7.3 Alteração na extensão das linhas

Com o desenvolvimento dos relatórios complementares R3 e R5 do presente estudo, ajustes pontuais em traçados e comprimentos se fizeram necessários em algumas das linhas originamente recomendadas. A Tabela 7-4 sintetiza as novas extensões consideradas como referência.

Tabela 7-4 – Extensão atualizada das linhas de transmissão recmendadas para 2026

Linha de Transmissão	Tensão (kV)	Extensão após R3 e R5 (km)
Araraquara 2 – Araraquara	440	11,2
Arinos 2 - Paracatu 4	500	214,0
Buritizeiro 3 - São Gonçalo do Pará	500	351,5
Buritizeiro 3 - São Gotardo 2	500	237,8
Capelinha 3 - Gov. Valadares 6	500	141,0
Itabirito 2 - Santos Dumont	500	142,0
Jaguara – Estreito	500	45,4
Jaíba - Janaúba 6	500	109,0
Janaúba 3 - Janaúba 6	500	44,0
Janaúba 6 - Capelinha 3	500	232,9
João Neiva 2 - Viana 2	500	77,5

Linha de Transmissão	Tensão (kV)	Extensão após R3 e R5 (km)
Nova Ponte 3 - Araraquara 2	500	307,0
Paracatu 4 - Nova Ponte 3	500	292,0
Pirapora 2 - Buritizeiro 3	500	35,1
Pres. Juscelino - Vespasiano 2	500	149,4
Secc Pirapora 2 – Três Marias, C1, na SE Buritizeiro 3	345	15,3
Secc Pirapora 2 – Várzea da Palma, C1, na SE Buritizeiro 3	345	36,9
Viana 2 – Viana	345	7,5

7.4 Inclusão dos segundos circuitos do eixo 500 kV Janaúba 6 – Capelinha 3 – Governador Valadares 6

Durante o processo de monitoramento dos potenciais de geração registrados via Informações de Acesso junto ao ONS, notou-se uma concentração consideravelmente maior que a originalmente prevista na emissão original do estudo (rev0) de projetos na região de Janaúba/Jaíba, de tal forma que identificou-se a oportunidade de contratação dos relatórios complementares R2 a R5 das linhas de transmissão 500 kV Janaúba 6 – Capelinha 3, C2 e Capelinha 3 – Governador Valadares 6, C2, inicialmente previstas para o ano 2031 e condicionadas ao esgotamento do primeiro conjunto de obras. Esses relatórios possuem forte sinergia com os relatórios complementares R2 a R5 que já seriam elaborados para o primeiro circuito desse eixo, de tal forma que a solicitação conjunta dos relatórios dos circuitos 1 e 2 desse eixo permitiu a otimização dos custos de elaboração e antecipação dos segundos circuitos do eixo, recomendada na revisão 1 do presente estudo.

Tendo em vista que na emissão original recomendou-se apenas o C1 das linhas de transmissão 500 kV Janaúba 6 – Capelinha 3 e Capelinha 3 – Governador Valadares 6 para o ano 2026 e que, na presente revisão, o C2 do respectivo eixo também será recomendado para o 2026, o que tem por consequência a licitação imediata juntamente com o C1, é preciso fazer uma avaliação sobre a necessidade ou não do afastamento entre os dois circuitos, visto que configuração de linha utilizada é de 2xCS, conforme [23].

Em relação às configurações de SIL elevado avaliadas neste estudo, considerando uma silhueta típica de referência com cerca de 1.681 MW e feixes expandidos com 06 (seis) subcondutores por fase, até o momento, não se tem conhecimento na literatura técnica, incluindo projetos de mercado propostos ou implantados, sobre a existência de estruturas de CD que possam fornecer soluções técnico-economicamente viáveis que resultem no SIL equivalente ao de duas LT, em CS, de SIL elevado.

De fato, além da necessidade de uso feixes expandidos com dimensões e número de subcondutores notadamente superiores aos de LT convencionais, se faz necessária a compactação (aproximação) das

fases. Considerando esses aspectos e outras externalidades como, por exemplo, o relevo da região avaliada, a dimensão de uma eventual estrutura em CD e a magnitude do peso dessa estrutura poderia tornar o projeto técnico-economicamente inviável para ser levado em conta como solução de referência do presente R1.

Portanto, entende-se como não razoável o risco de se considerar como solução estruturas em CD nesse nível de SIL, ainda que existisse a proposição de projeto que fosse teoricamente possível, principalmente pelo fato de que existem incertezas técnicas e econômicas referentes a esse tipo de solução ainda não mapeadas pelo planejamento.

A metodologia vigente para definição da configuração entre dois circuitos simples ou um circuito duplo [23], via de regra, tem em seu primeiro passo a realização de análises elétricas para definir essa configuração e, em caso de definição de configuração com dois circuitos simples, são realizadas análises para determinar se há necessidade de afastamente entre circuitos para mitigar a probabilidade de ocorrência de contingências múltiplas com corte de carga.

Definida a configuração como sendo dois circuitos simples pelas razões expostas acima, o primeiro passo da metodologia (análises elétricas) servirá apenas ao segundo propósito, ou seja, identificação de impacto sistêmico com corte de carga na perda dupla, para, somente em caso positivo, percorrer os demais passos ambientais e estatísticos para determinar se o afastamento entre circuitos é necessário com o intuito de mitigar os cortes de carga identificados nessa condição.

Contudo, não se identificou impacto sistêmico relevante na respectiva perda dupla por conta do eixo estar inserido em uma região fortemente malhadas por linhas em 500 kV, que desempenham caminhos alternativos na ocorrência da perda dupla, como ilustrado na Figura 7-5.

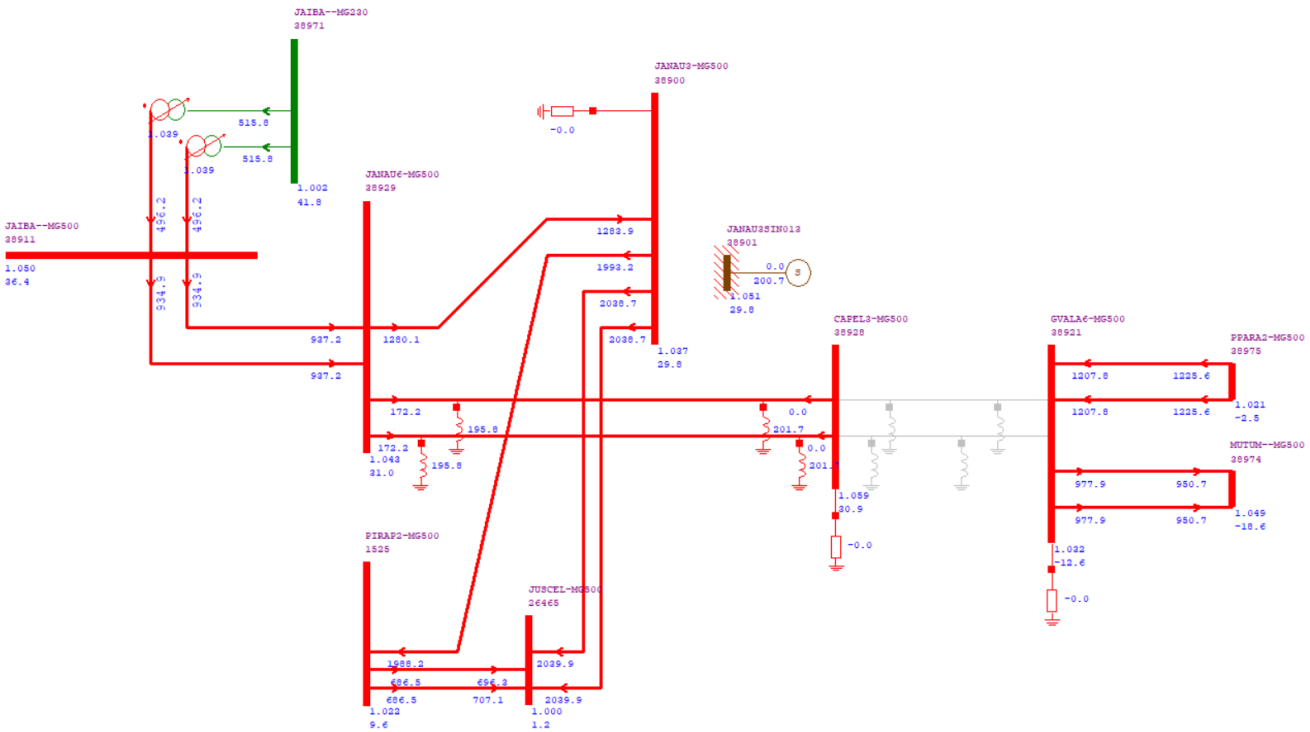


Figura 7-5 - Fluxos na rede 500 kV durante a perda dupla das LTs Capelinha 3 - Governador Valadares 6, C1 e C2, no Cenário 2, Ano 2026.

Em termos de desempenho dinâmico, a perda dupla dos circuitos do eixo também não apresentou problemas sistêmicos. Na Figura 7-5 e na Figura 7-6 são apresentados os comportamentos das tensões e frequências do sistema durante um curto-circuito monofásico na subestação de Janaúba 6 500 kV com duração de 100 ms, seguido da abertura das LT 500 kV Janaúba 6 – Capelinha 3, C1 e C2.

Constatam-se afundamentos de tensão no momento inicial do evento e após a eliminação do defeito, porém, após a abertura das linhas as tensões pré-falta são recuperadas. Adicionalmente, é mostrada na Figura 10-2 a variação de frequência durante o evento. Como pode ser visto, a frequência atinge um valor mínimo de 59,85 Hz o que indica pouco impacto deste evento na regulação de frequência do sistema.

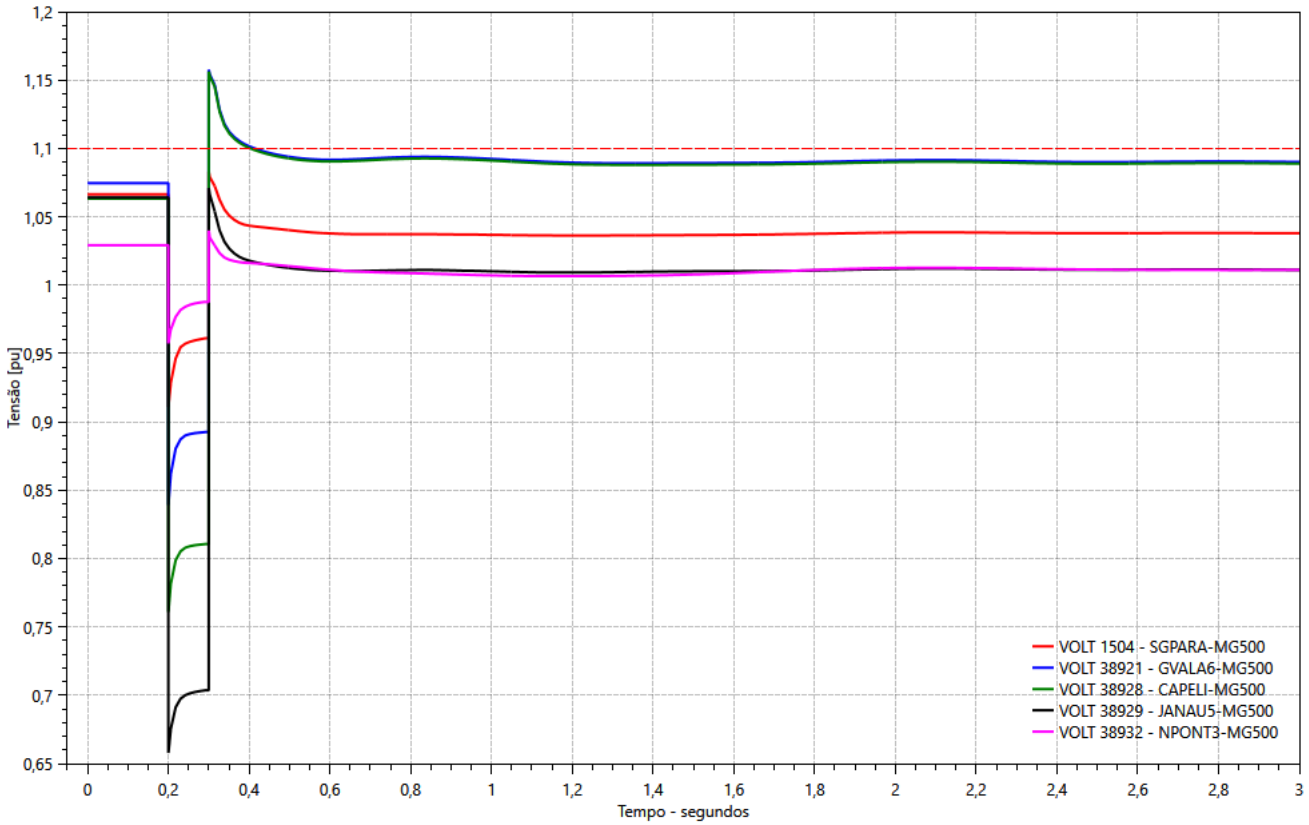


Figura 7-6 - Aplicação de curto-circuito monofásico em Janaúba 6.

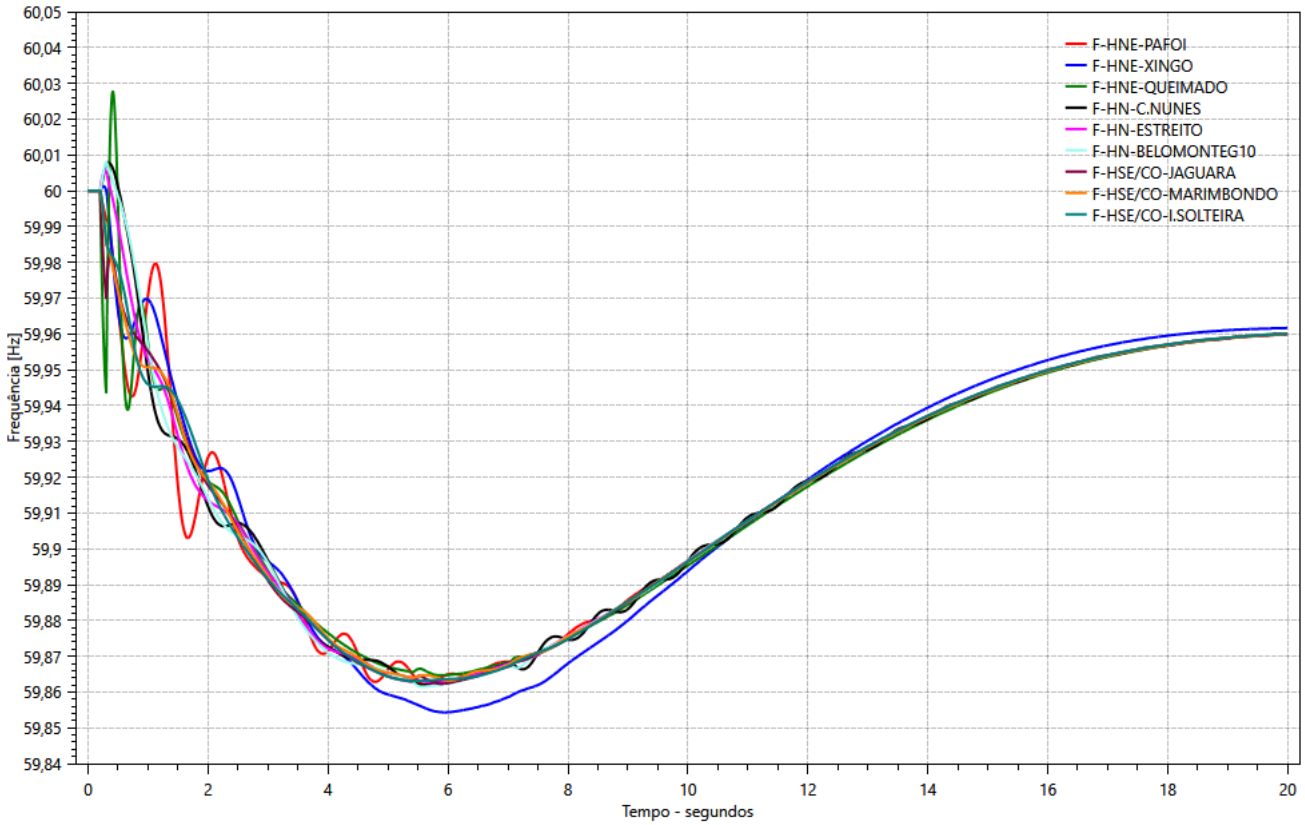


Figura 7-7 - Frequência em máquinas do sistema durante evento de curto-circuito monofásico em Janaúba 6 e abertura simultânea das LTs Janaúba 6 – Capelinha 3, C1 e C2.

Assim, os dois circuitos simples não precisam manter afastamento entre si por não ter sido identificado impacto sistêmico com corte de carga.

7.5 Análise de sobretensões na SE Nova Ponte 3 nas situações de rejeição de carga em cenários críticos

Como destacado no item 13.2.9, a SE Nova Ponte 3 atua como um ponto intermediário na conexão entre a SE Paracatu 4 e a SE Araraquara 2, ou seja, sem a presença de transformações locais para atendimento a carga. Em [20] foram constatadas sobretensões em situações de rejeições de carga em cenários críticos, considerando forte expansão solar no eixo Oeste e ausência de elementos de compensação reativa já recomendados no estudo, e antes da entrada das demais obras planejadas para a região, ainda no horizonte do estudo. Tais sobretensões foram investigadas em maiores detalhes na revisão 1 deste relatório, com as principais constatações elencadas abaixo:

- Foram analisados casos de rejeição simples, sem falta, em regime permanente, com 1 reator e sem reator na SE Nova Ponte 3, com valor máximo 1,16 pu (situação sem reator de barra ligado na SE Nova Ponte 3), mas com um segundo reator disponível na barra para controle adicional de tensão;

- Foram analisados casos de rejeição simples, com e sem falta, em regime transitório (avaliação dinâmica), com e sem reator em operação na SE Nova Ponte 3, nesses casos, o valor máximo

foi de 1,24 pu em regime transitório (dinâmico) sem reatores em operação, mas respeitando o limite de 1,2 pu em t∞ no terminal aberto da linha;

- Não está prevista, no horizonte do estudo, a conexão de carga na SE Nova Ponte 3, aliviando eventuais questões associadas à variação de tensão;

- Foram observadas curvas de sobretensão temporária, associadas a limites de sobretensão de vários elementos de subestação (reatores em derivação, disjuntores, TPs) e o valor de sobretensão de 1,2 pu no nível de tensão 500 kV poderia ser suportado em períodos da ordem de até 1 minuto. Períodos dessa ordem de grandeza são superiores a tempos típicos de atuação de ordem de proteção para elementos locais e remotos (ordem de transferência de disparo).

Além dos fatos elencados acima, a SE Nova Ponte já conta com obras planejadas que reduzem de sobremaneira as tensões observadas, como a LT 500 kV Nova Ponte 3 – Ribeirão Preto, e o seccionamento da LT 500 kV Itumbiara – Nova Ponte, C1, na SE Nova Ponte 3. As obras encontram-se atualmente previstas para o ano de 2031. Entretanto, as mesmas são passíveis de antecipação conforme a concretização do potencial adicional.

Por outro lado, de maneira conjuntural, até a entrada dos novos reforços já previstos para a região, também poderá ser adotada, a critério do operador: (i) estratégias de operação, em situações severas similares aquelas avaliadas nessa análise, que considere a presença em operação dos reatores de barra da SE Nova Ponte, visando evitar sobretensões após a ocorrência de rejeições de carga nos terminais do eixo em destaque (tronco em 500 kV Paracatu – Nova Ponte 3 – Araraquara 2), (ii) lógicas de proteção como atuação de *transfer-trip* que vise abrir todo o eixo em situações de rejeição dos terminais da SE Araraquara 2 ou SE Paracatu 4 500 kV ou esquemas de proteção que habilitem os reatores de barra ao sistema após o evento mencionado (no caso em que estes estejam desligados), sensibilizados por lógicas de sobretensão e/ou outras abordagens dessa natureza.

7.6 Modificação da LT Janaúba 6 – Janaúba 3

A partir dos resultados das simulações de transitórios eletromagnéticos de manobra do Relatório R2 da LT 500 kV Capelinha 3 – Governador Valadares 6, C1 e C2, já considerando a recomendação dos segundos circuitos do eixo 500 kV Janaúba 6 – Capelinha 3 – Governador Valadares 6, detalhados no item 0, e nas hipóteses de rejeição de carga neste eixo, foram identificados montantes bastante elevados de energia dissipada pelos para-raios de ZnO dessa LT.

Essa situação se torna ainda mais crítica na hipótese de rejeição dupla com rede degradada, com a LT 500 kV Janaúba 3 – Janaúba 6 C1 fora de operação. Neste caso, eventualmente poderia ser necessário impor restrições de fluxo de potência no eixo 500 kV Janaúba 6 – Capelinha 3 – Governador Valadares 6, para valores significativamente abaixo da capacidade operativa dessas LTs.

Tendo em vista as incertezas frente à evolução do parque gerador da região, bem como possíveis sinergias entre as obras recomendadas neste estudo com futuras interconexões com a região Nordeste, entendeu-se que a solução de menor risco de arrependimento seria a recomendação imediata de dois circuitos na LT 500 kV Janaúba 3 – Janaúba 6. Alterando a recomendação original da LT 500 kV Janaúba 3 – Janaúba 6 C1 com a configuração de 4x795 MCM, para uma LT 500 kV Janaúba 3 – Janaúba 6 C1 e C2 (CD), com a configuração de 4x954 MCM.

7.7 Inclusão de novas compensações shunt

Após a emissão original deste relatório (revisão 0), a EPE finalizou o Diagnóstico Regional da Rede Elétrica – PDE 2030 [24]. Em seu Volume IV, constatou-se que, em um cenário de carga leve com baixo nível de geração fotovoltaica local e baixo carregamento da interligação Nordeste – Sudeste, são verificadas sobretensões em alguns barramentos 500 kV da região Norte de Minas Gerais, após a entrada em operação da primeira fase dos reforços recomendados.

Assim, durante a elaboração das análises referente à revisão 1 do relatório, foram definidas novas compensações de barra, detalhadas no item 13 - Definição da Compensação Shunt, e sintetizadas na Tabela 7-5.

Tabela 7-5 – Lista de reatores de barras recomendados

Subestação	Tensão	Configuração Reatores de Barra (Mvar)	Ano
Nova Ponte 3	500 kV	1° e 2º Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φr	2026
Capelinha 3	500 kV	1° e 2º Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φr	2026
Buritizeiro 3	500 kV	1° e 2º Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φr	2026
Janaúba 6	500 kV	1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φr	2026
Jaíba	500 kV	1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φr	2026

7.8 Avaliação dos parâmetros elétricos das linhas de transmissão de SIL elevado - superior a 1670 MW

Usualmente, uma silhueta de referência associada a uma torre de transmissão que possui um percentual elevado de aplicação em toda a extensão de uma LT é classificada como silhueta típica. No entanto, considerando as soluções de projeto até então adotadas no SIN, devido a diversas questões, como relevo acidentado e restrições socioambientais, o percentual de aplicação dessa silhueta de referência pode se reduzir significativamente. Na prática, isso acaba por alterar os parâmetros elétricos equivalentes da LT completa, podendo modificar as conclusões das análises realizadas no planejamento. Nesse sentido, é necessário levar em consideração nos estudos elétricos eventuais modificações nesses parâmetros quando da implantação efetiva da LT.

A silhueta de referência utilizada neste estudo adotou uma geometria de fases e para-raios compacta, com feixes expandidos de 6 subcondutores por fase, associada a uma estrutura estaiada tipo *cross-rope*. Cumpre ressaltar que esta solução já foi recomendada e implantada em diversos projetos de LT do SIN. Na definição das alternativas de expansão, foram utilizados os parâmetros elétricos unitários da referida silhueta em toda a extensão das LT estudadas, resultando em um SIL da ordem de 1681 MW.

Adicionalmente, considerando eventuais restrições e outros condicionantes para a implantação desse tipo de estrutura, investigou-se a pertinência da alternativa recomendada em situação na qual os parâmetros elétricos equivalentes de uma outra LT representasse cerca de 90 % do SIL equivalente dessa silhueta, isto é, 1512 MW. Nas simulações e análises de sensibilidade realizadas, com alguns dos resultados ilustrados de carregamento apresentados nas Figura 7-9, Figura 7-10 e Figura 7-11, os quais demonstram que o desempenho do sistema em regime permanente é considerado adequado sob esse ponto de vista.

Além disso, verificou-se que os perfis de tensão são mais reduzidos, em geral, na situação em que é considerada tolerância de 90% do SIL equivalente da LT de referência, desfavorecendo marginalmente o controle de tensão em condições críticas como, por exemplo, na ocorrência de contingências e/ou situações de carregamentos elevados. Contudo, de forma similar, o desempenho do sistema em regime permanente é considerado adequado ainda nessas situações, uma vez que a variação dos perfis de tensão são marginais, diferindo de um máximo de 0,02 pu dos casos da LT de referência.

Não obstante estes resultados, recomenda-se que, na implantação, busque-se contemplar estruturas de forma que as LT resultem com um SIL Equivalente[1] o mais próximo possível de 1681 MW.

Na Figura 7-8 estão ilustradas as curvas de nível do SIL Equivalente em função dos parâmetros elétricos equivalentes de sequência positiva por unidade de comprimento. Os pontos em verde e vermelho representam, respectivamente, os pares de parâmetros utilizados para SILs de 100 % e 90 %. Por fim, ressalta-se que, quando da etapa de projeto, os desempenhos das LT e do sistema poderão ser avaliados novamente a partir da nova configuração de parâmetros equivalentes encontrada.

[1] Entende-se que uma forma de se obter, aproximadamente, o SIL Equivalente seria através da média ponderada dos valores de SIL correspondentes a cada tipo de silhueta - considerando as devidas geometrias de fases e para-raios, e feixes de subcondutores - da série de estruturas a ser implementada, em função de uma estimativa dos seus percentuais de aplicação, tendo em vista o relevo do terreno de implantação e tomando como base o vão médio da LT.

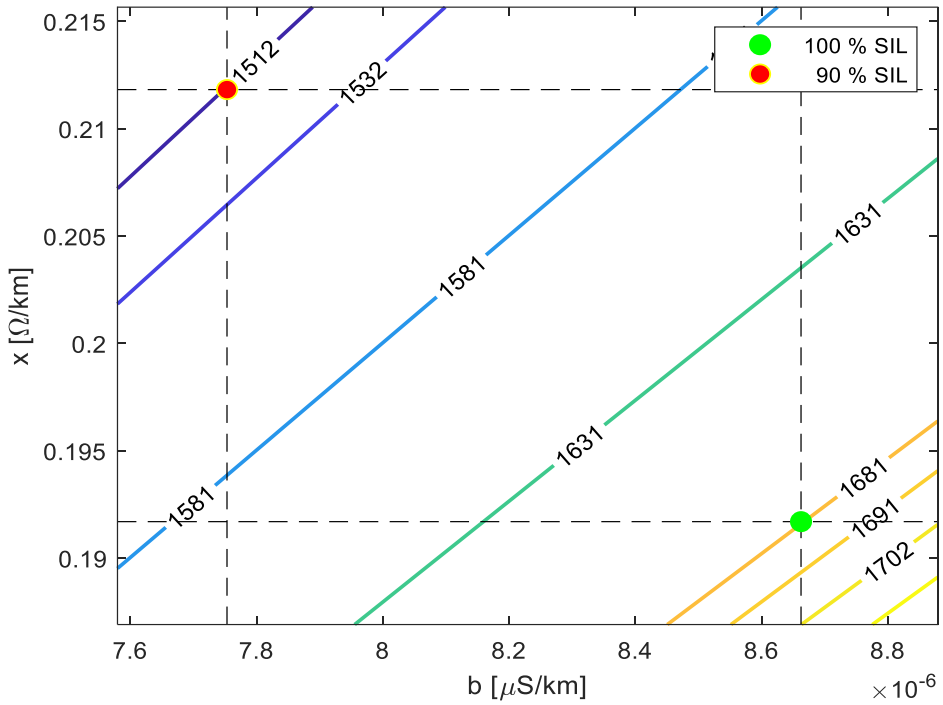


Figura 7-8 - Curvas de nível do SIL Equivalente em função dos parâmetros elétricos unitários equivalentes de sequência positiva

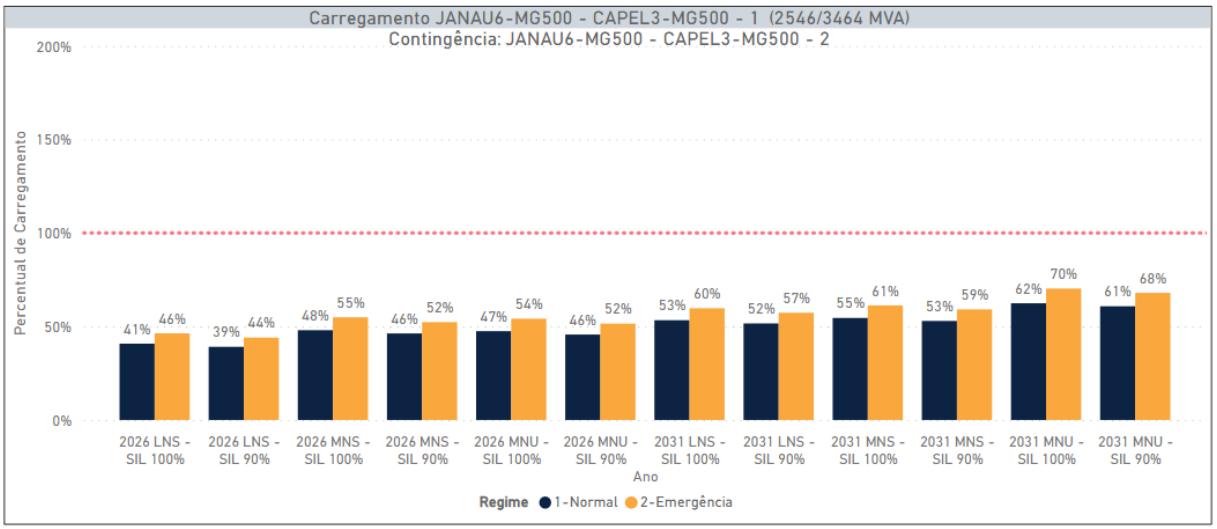


Figura 7-9 - Carregamento da LT Janaúba 6 - Capelinha 3, C1, em regime normal e de contingência mais críticas, para SIL original e com uma tolerância de 10%

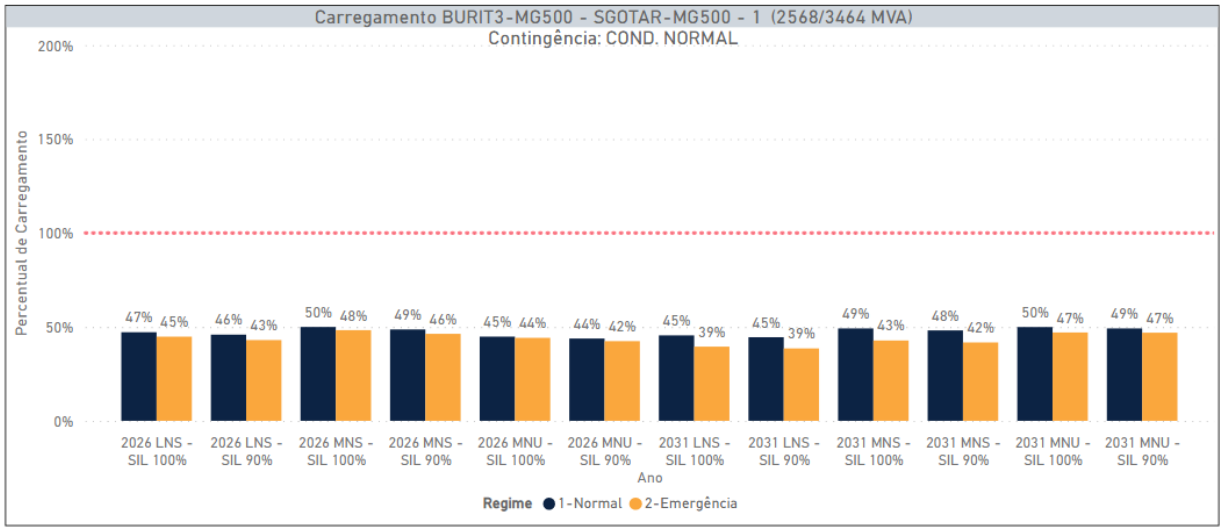


Figura 7-10 - Carregamento da LT Buritizeiro 3 – São Gotardo 2, C1, em regime normal e de contingência, para SIL original e com uma tolerância de 10%

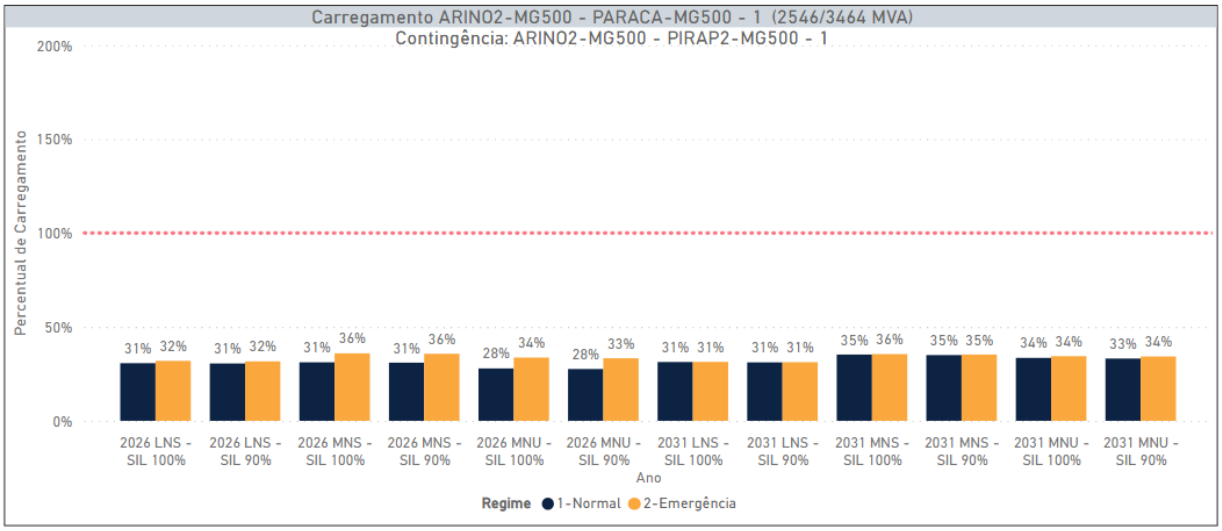


Figura 7-11 - Carregamento da LT Arinos 2 – Paracatu 4, C1, em regime normal e de contingência, para SIL original e com uma tolerância de 10%

7.9 Alternativa Recomendada – Após a elaboração dos relatórios complementares

A alternativa recomendada após a elaboração dos relatórios complementares busca aprimorar a Alternativa 3 com as informações e avaliações desenvolvidas após a emissão original do estudo e descritas nesse capítulo. A solução proposta busca desacoplar os eixos de escoamento da geração solar do norte de Minas Gerais, compartimentalizando os potenciais regionais definidos nas premissas de geração do estudo, com a evolução prevista para a rede ilustrada na Figura 7-12 e Figura 7-13.

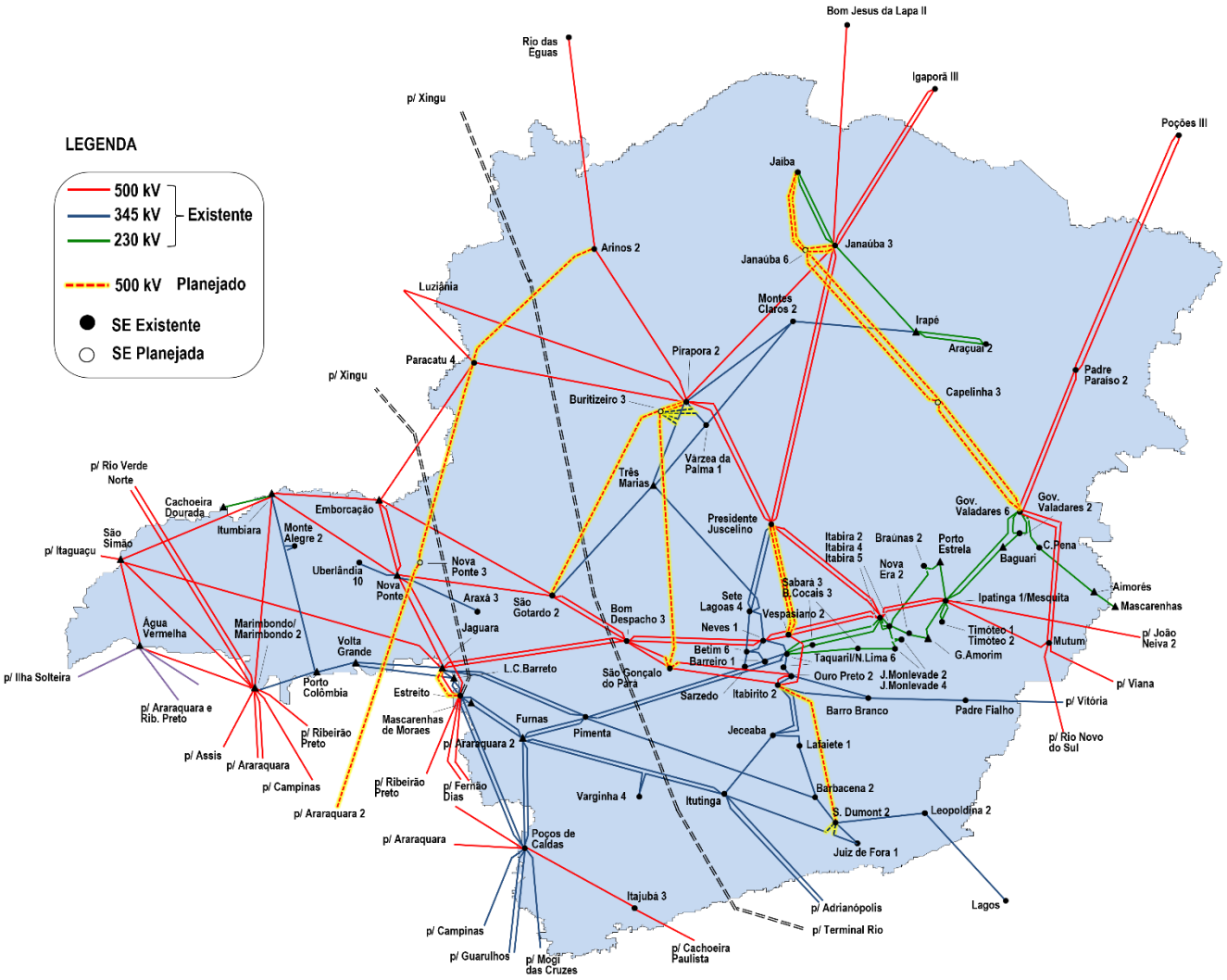


Figura 7-12 - Representação esquemática simplificada da Alternativa 3 para o ano de 2026, após a revisão 1 do relatório.

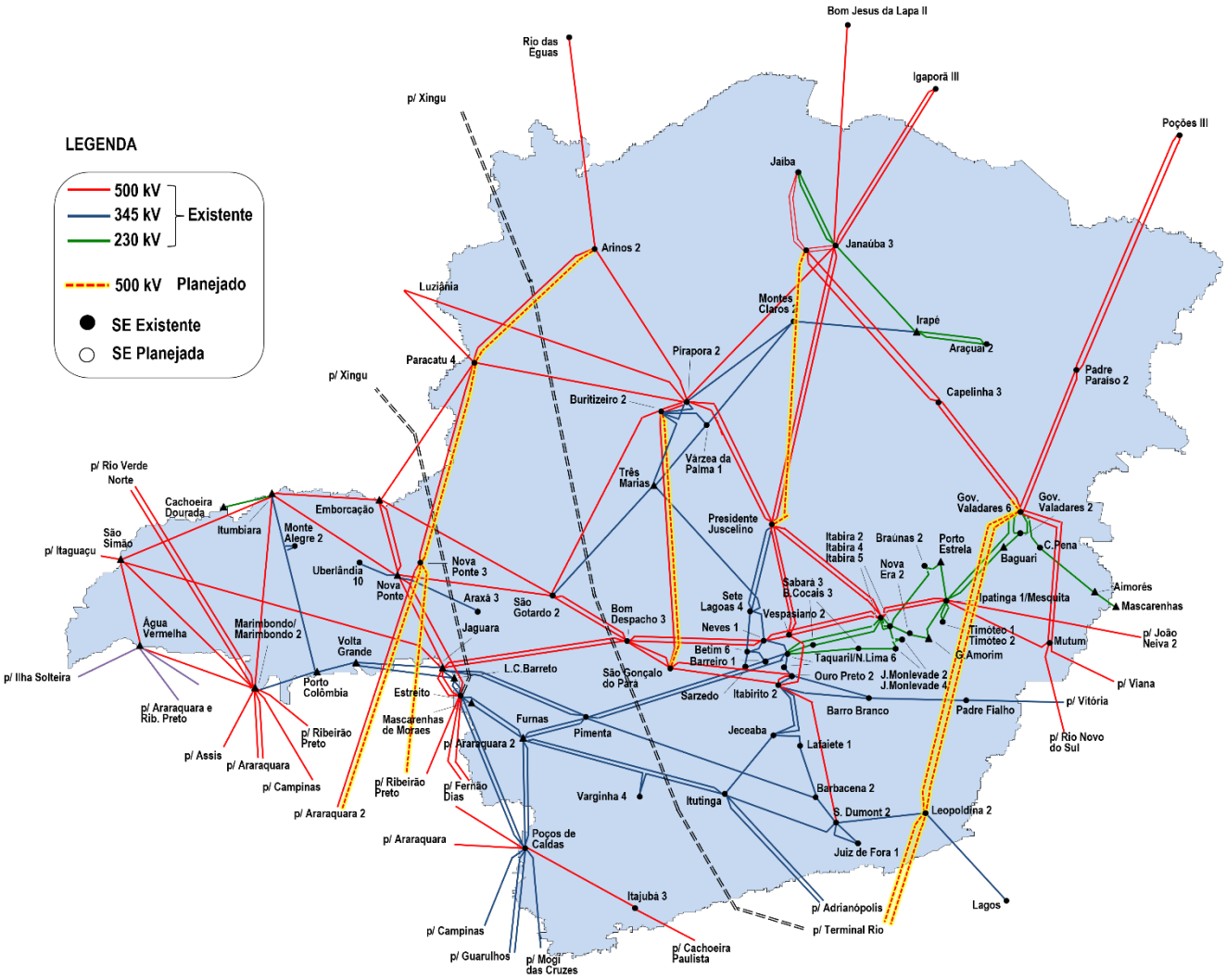


Figura 7-13 - Representação esquemática simplificada da Alternativa 3 para o ano de 2031, após a revisão 1 do relatório

8 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS

Neste capítulo são apresentadas as alternativas analisadas para a expansão do sistema de transmissão dos estados da região Sudeste, especialmente Minas Gerais. As alternativas foram concebidas de forma a permitir o escoamento do potencial solar fotovoltaico da região norte do estado de Minhas Gerais, levando em consideração a importância de se ter um sistema de transmissão flexível de modo a acomodar a intensa expansão da geração local, com grande participação de usinas no ACL. Cumpre reassaltar que este estudo seguiu a metodologia descrita na Nota Técnica [25] para balizar a escolha entre circuitos duplos ou circuitos simples com afastamentos nas situações aplicáveis.

Em função dos elevados montantes de geração, foi necessário buscar outros destinos além do estado de Minas Gerais para o escoamento da energia, de tal forma que foram analisadas interligações com os estados de São Paulo, Espírito Santo e Rio de Janeiro.

Foram efetuadas análises do desempenho do sistema em regime permanente, em condição normal de operação e em situações de contingência simples na rede básica e rede de fronteira, para todas as alternativas estudadas. As análises de fluxo de potência em regime permanente foram complementadas com a avaliação dos níveis de curto-circuito e análise de impacto ambiental apenas para a alternativa recomendada, definida em análise técnico-econômica.

8.1 Alternativa 1

A alternativa 1 parte do princípio de concentrar a geração solar potencial das regiões de Jaíba, Arinos e Pirapora em uma única subestação, Buritizeiro 3, e distribuí-la para as cargas da região metropolitana de Belo Horizonte e São Paulo por meio de dois corredores em direção a SE Araraquara 2 e a nova SE Araras 2, próxima do centro de carga de Campinas. Nesta alternativa o potencial da região de Janaúba é coletado em uma nova subestação, Janaúba 6, e segue em direção a SE Governador Valadares 6 por meio de um eixo dedicado que passa pela subestação intermediária de Capelinha 3.

Por meio de simulações de fluxo de carga na rede para o potencial previsto para o ano de 2026, constatou-se ainda a necessidade de ampliar a capacidade de escoamento da SE Presidente Juscelino, uma vez que esta recebe parte do montante de geração por meio da rede existente da interligação NE-SE. Um circuito duplo para a SE Vespasiano 2 garante a distribuição adequada de fluxos na região e manutenção dos níveis de tensão locais.

Conforme a premissa de evolução da geração solar no norte do estado de Minas Gerais, a adição de novos potenciais de geração para o horizonte 2031 faz com que novos reforços sejam necessários no eixo que passa pela SE São Gonçalo do Pará. Além disso, surge a necessidade de estendê-lo até a nova SE Araras 2, uma vez que a carga da região metropolitana de Belo Horizonte por si só não é capaz de absorver todo o bloco de geração transmitido nesse eixo.

Em 2031 também se fazem necessários reforços nos trechos entre a SE São Gotardo e SE Araraquara 2 e entre a SE Janaúba 6 e SE Governador Valadares 6, devido ao maior montante de geração que deve ser escoado por essas localidades.

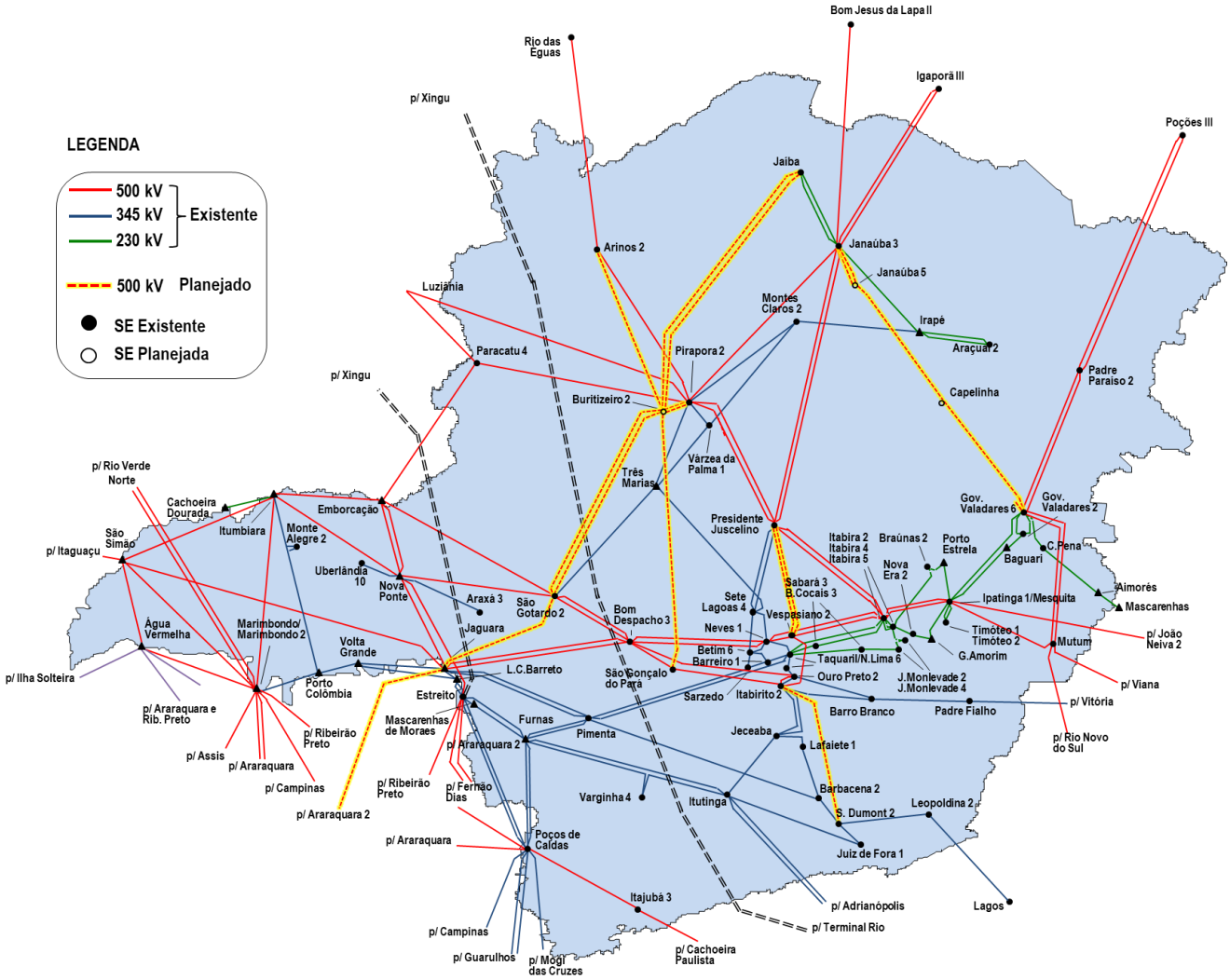


Figura 8-1 – Representação esquemática simplificada da Alternativa 1 para o ano de 2026

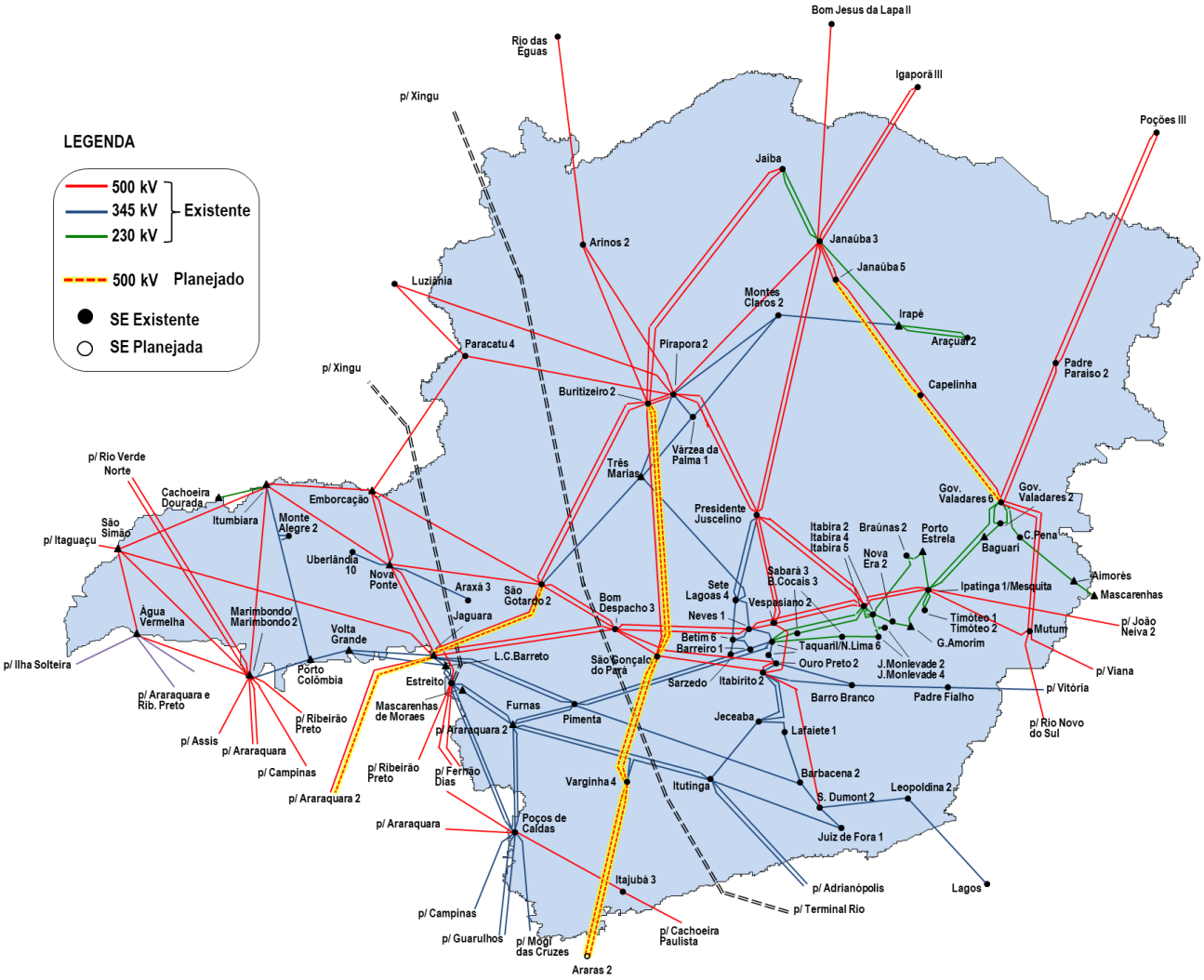


Figura 8-2 – Representação esquemática simplificada da Alternativa 1 para o ano de 2031

8.2 Alternativa 2

A alternativa 2 foi concebida em conjunto com a CEMIG-GT, que possui elevado conjunto de ativos e profundo conhecimento da região estudada. Nessa alternativa se buscou integrar à nova rede o potencial da localidade de Paracatu com um eixo mais a oeste do estado de Minas Gerais. Assim a nova SE Buritizeiro passaria a contar com o potencial de geração solar apenas de Pirapora e de Jaíba, sendo essa última ainda compartilhada com o eixo a leste, responsável pelo escoamento da geração solar na região de Janaúba.

A chegada no estado de São Paulo permanece sendo nas SE Araraquara 2 e na nova SE Araras 2 como na Alternativa 1. Uma diferença notável é a utilização de uma nova subestação, Nova Serrana 3, como intermediária do eixo central. Essa subestação seccionará ainda os dois circuitos da LT 500kV Bom Despacho 3 – Neves, ajudando assim na distribuição do fluxo proveniente da região de Pirapora para as cargas de Belo Horizonte.

Em 2031, com o aumento previsto da potência instalada descrito no item 4.1, reforços se fazem necessários nos três eixos, sendo que no central, assim como na Alternativa 1, se torna necessário seu prolongamento até a nova SE Araras 2. No eixo ao leste se previu também um prolongamento que permitisse o transporte direto da geração solar às cargas da região metropolitana do Rio de Janeiro, aliviando os carregamentos na região da SE Governador Valadares 6. Esse prolongamento se daria passando pela SE Leopoldina 2, com um novo pátio de 500 kV nessa subestação, que atualmente conta apenas com nível de tensão de 345 kV, chegando até a SE Terminal Rio.

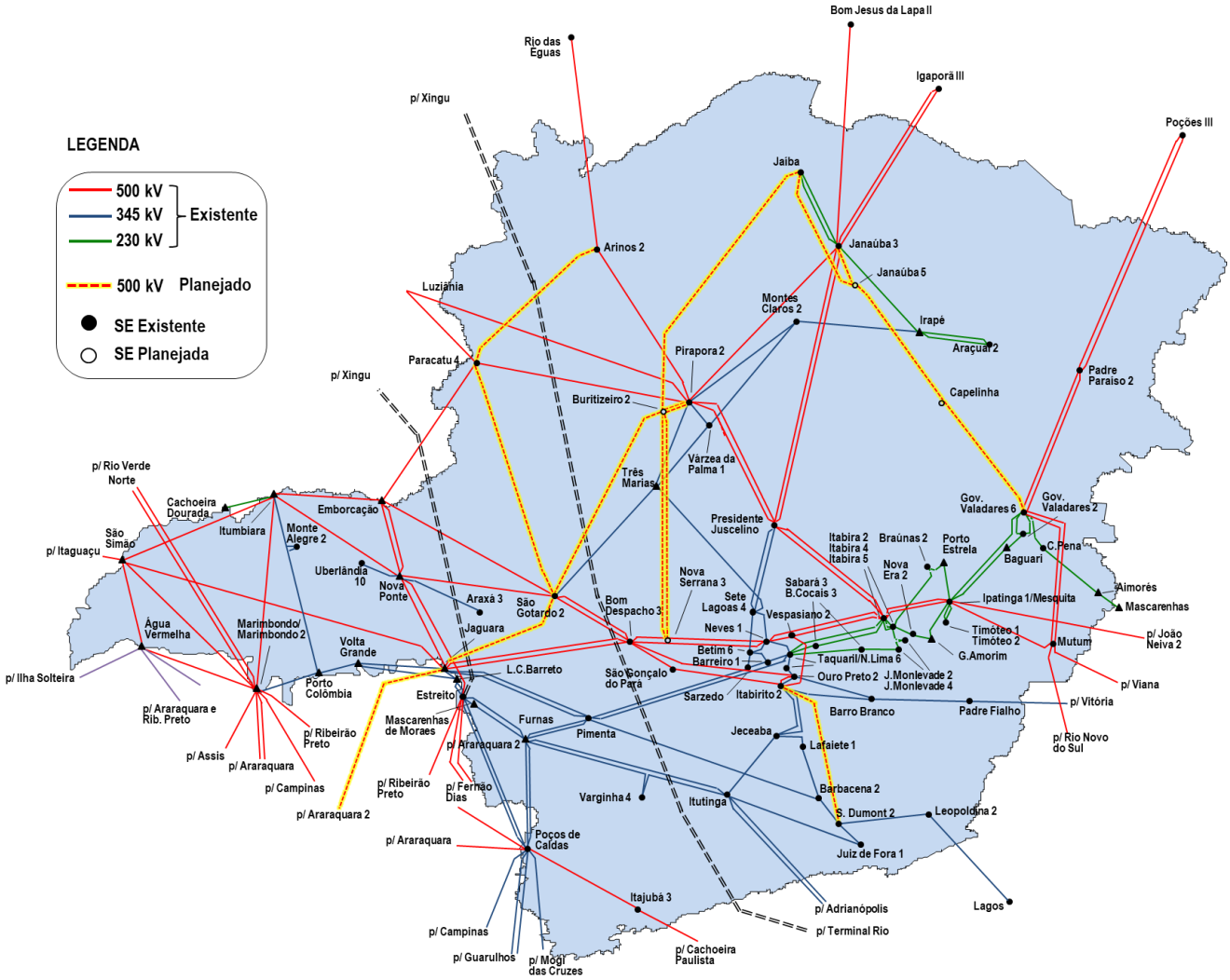


Figura 8-3 – Representação esquemática simplificada da Alternativa 2 para o ano de 2026

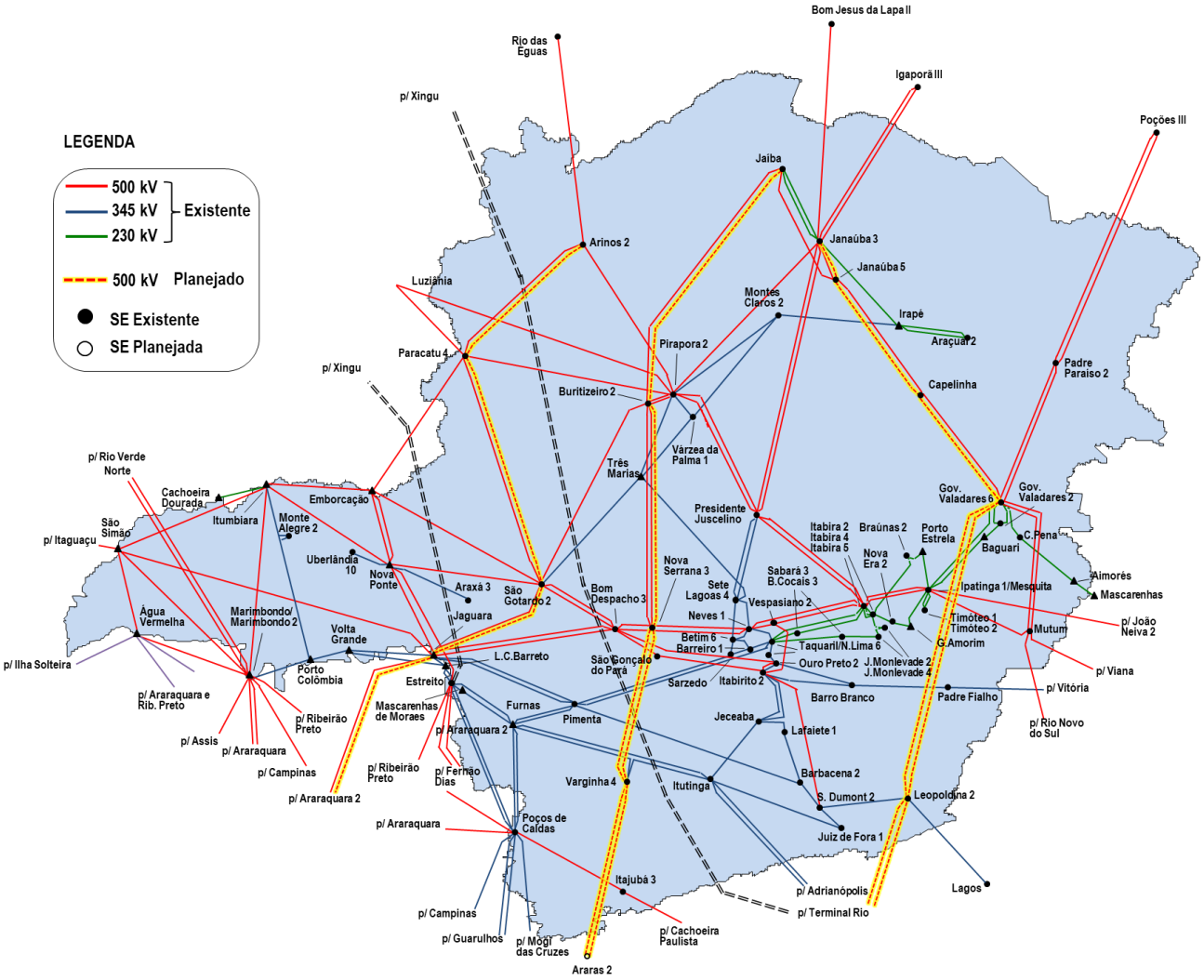


Figura 8-4 – Representação esquemática simplificada da Alternativa 2 para o ano de 2031

8.3 Alternativa 3

A Alternativa 3 busca desacoplar os eixos de escoamento da geração solar do norte de Minas Gerais, compartimentalizando os potenciais regionais definidos nas premissas de geração do estudo. No eixo mais a oeste são coletadas as gerações das regiões de Arinos e Paracatu e transportadas até a região de Araraquara. A SE Buritizeiro 3 passa a ser responsável apenas pela coleta da geração na região de Pirapora, necessitando assim de menos infraestrutura de transmissão se comparada às demais alternativas. O eixo ao leste do estado de Minas Gerais congrega os fluxos provenientes da geração solar das regiões de Jaíba e Janaúba, transportando esse fluxo até a SE Governador Valadares.

No horizonte das análises, em 2031, se previu a necessidade da duplicação do eixo a oeste e conexão adicional da nova SE Nova Ponte 3 a SE Ribeirão Preto de maneira a equalizar os fluxos nessa chegada ao estado de São Paulo. No eixo central passa a ser necessária a duplicação do LT 500kV Buritizeiro 3 – São Gonçalo do Pará, enquanto no eixo mais a leste se prevê, assim como na Alternativa 2, a extensão da nova rede até as cargas do estado do Rio de Janeiro. Também se propõe a conexão entre a nova SE Janaúba 6 e a SE Presidente Juscelino de forma a garantir o desempenho de tensão desse eixo em cenários de contingência, além de prover um caminho adicional para o potencial solar do norte de Minas Gerais até as cargas da região metropolitana de Belo Horizonte.

Nessa alternativa não se verificou a necessidade de estender o eixo central no horizonte 2031 em razão da diferente distribuição dos potenciais nos eixos planejados.

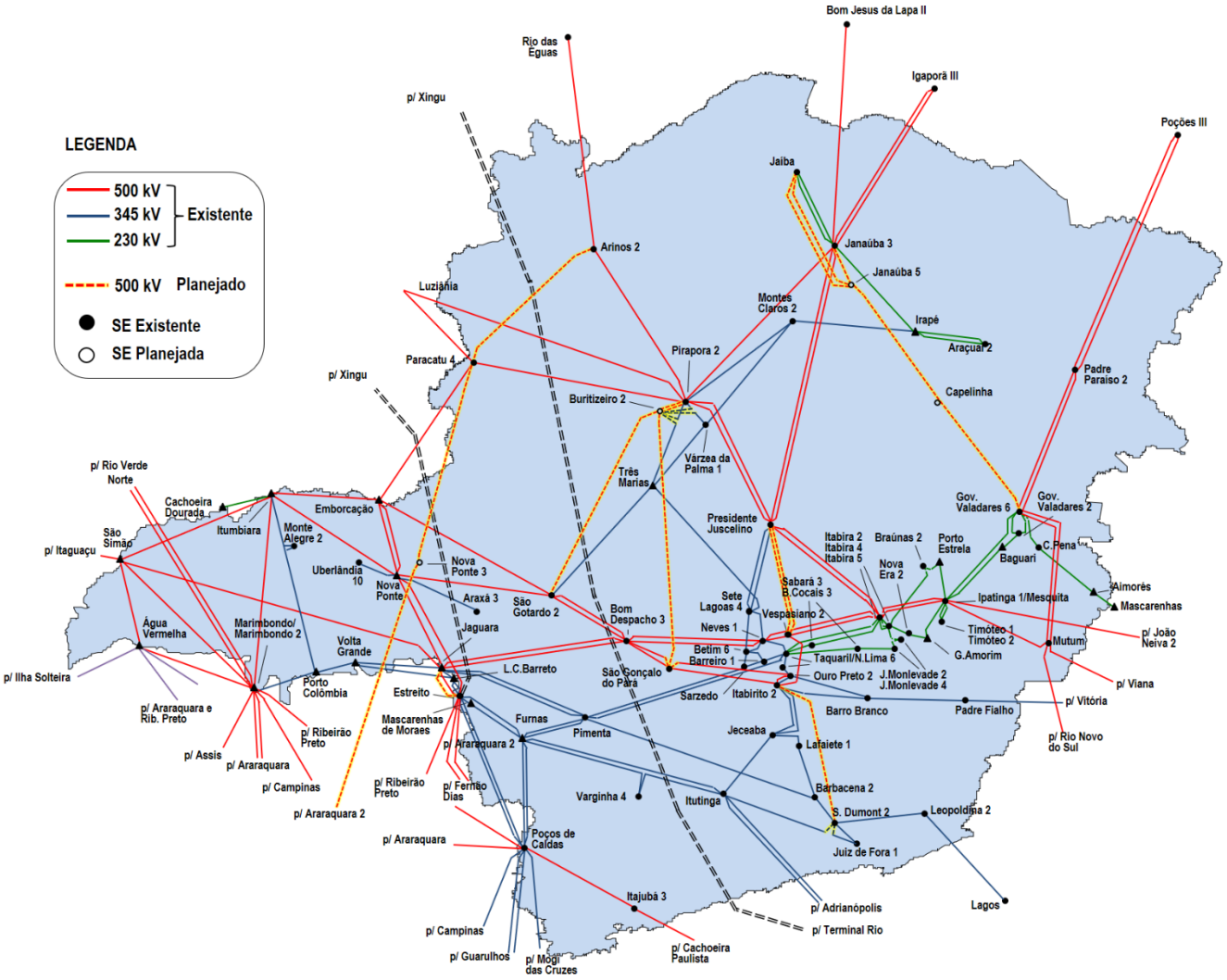


Figura 8-5 - Representação esquemática simplificada da Alternativa 3 para o ano de 2026

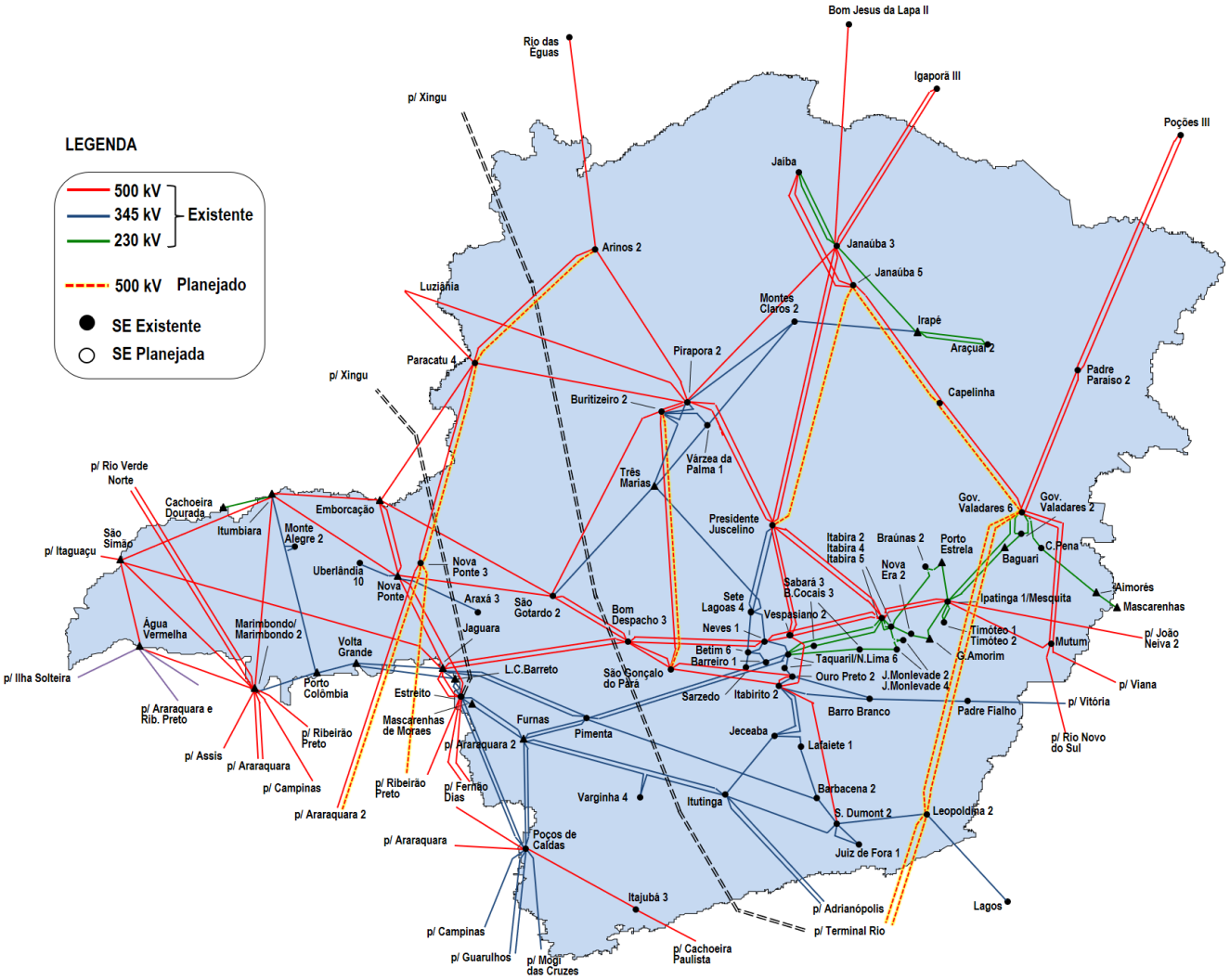


Figura 8-6 - Representação esquemática simplificada da Alternativa 3 para o ano de 2031

8.4 Alternativa 4

Na alternativa 4 é retomado o conceito de eixos individuais para escoamento dos potenciais de geração solar de cada região, contudo, com uma topologia diferente para os eixos central e leste. No eixo central é proposta a conexão direta ao estado de São Paulo por meio de um circuito proveniente da SE Buritizeiro 3 até a SE Araras 2, passando por duas subestações intermediárias, SE Nova Serrana 3 e SE Varginha 4, já em 2026. O eixo leste continua a transportar o potencial de geração das regiões de Jaíba e Janaúba.

Com aumento da potência instalada de geração fotovoltaica nos pontos definidos nas localidades do sistema definidos no item 4.1, um novo circuito se torna necessário entre as SE Nova Ponte 3 e SE Ribeirão Preto para reforçar a chegada de fluxo no estado de São Paulo, como proposto na Alternativa 3. O eixo central passa a requerer também reforço em toda sua extensão, da SE Buritizeiro 3 até a SE Araras 2, na macrorregião de Campinas. Adicionalmente, foi concebido um caminho complementar para escoamento da geração da região de Pirapora, ligando a SE Buritizeiro 3 à SE Presidente Juscelino. Essa ligação se estenderá ainda pela zona da mata mineira até a SE Terminal Rio, na região metropolitana do Rio de Janeiro.

No eixo leste a conexão passa a ser com a rede do estado do Espírito Santo, mais especificamente na SE João Neiva 2. O circuito entre a SE João Neiva 2 e SE Viana 2 está previsto para entrar operação a partir de 2026 para equalização dos fluxos nessa região.

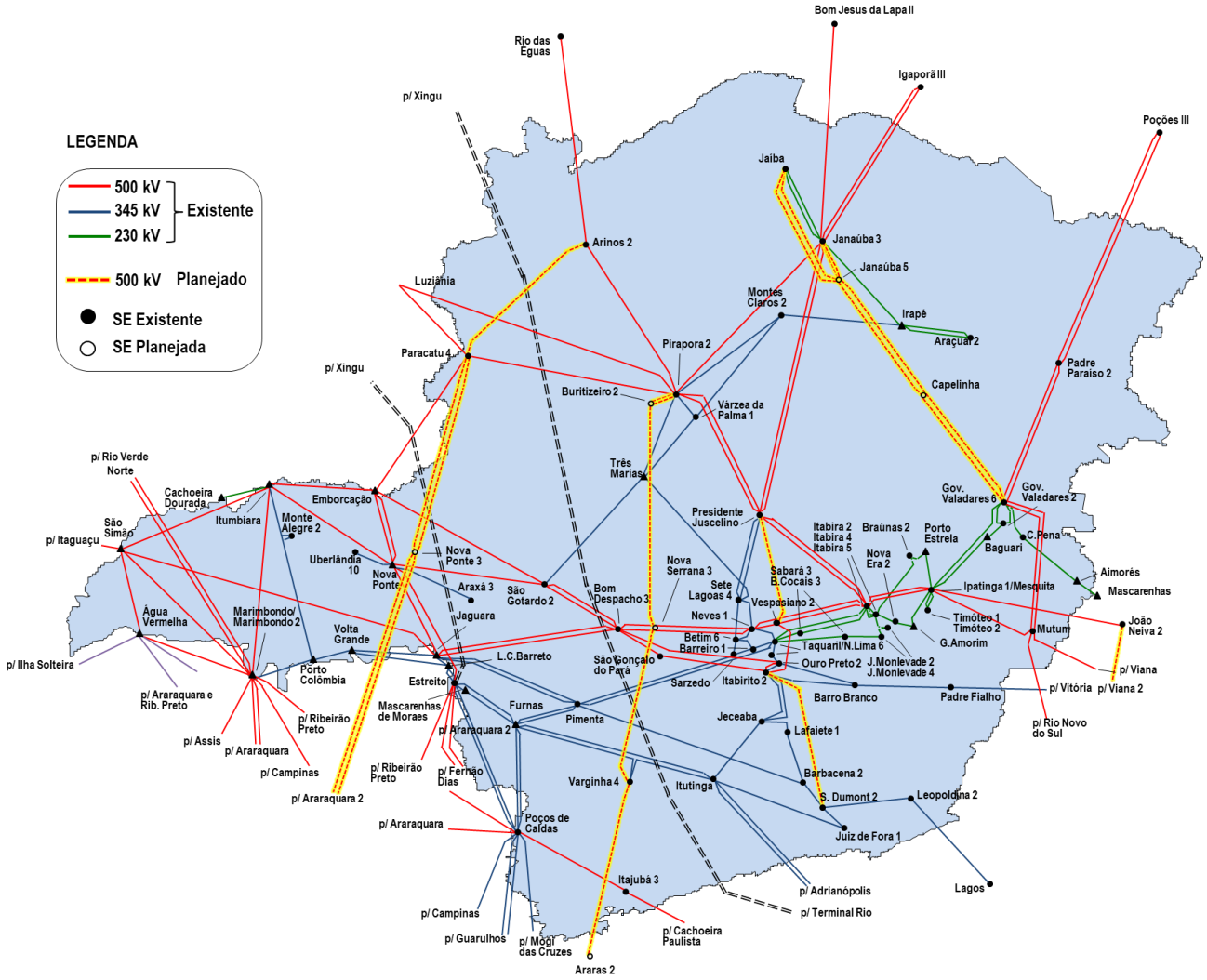


Figura 8-7 - Representação esquemática simplificada da Alternativa 4 para o ano de 2026

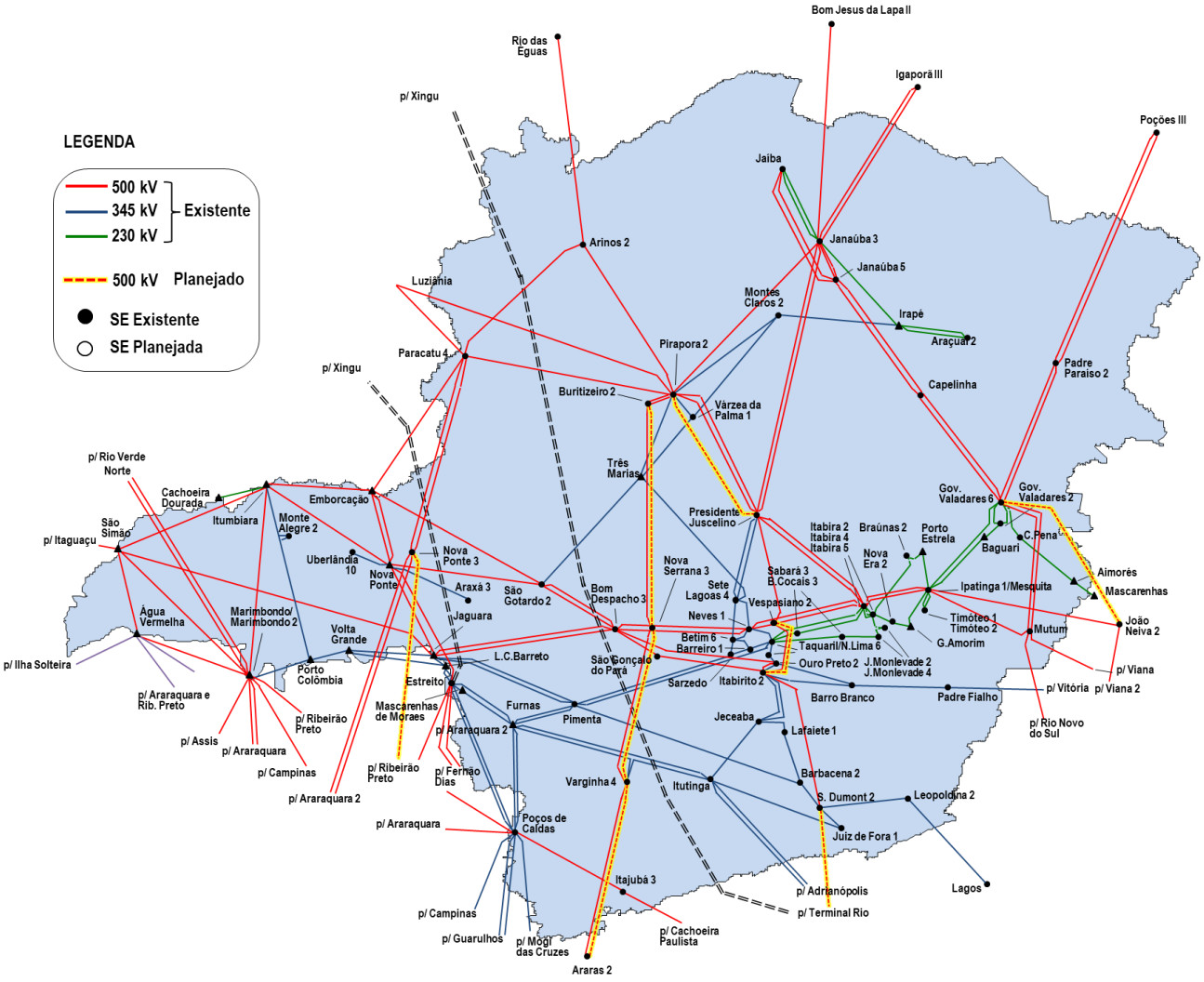


Figura 8-8 - Representação esquemática simplificada da Alternativa 4 para o ano de 2031

8.5 Alternativa 5

Finalmente, para Alternativa 5 foi avaliada a possibilidade de prescindir da conexão até a nova SE Araras 2 no ano de 2026, derivando do eixo central uma conexão para a SE Jaguara, na divisa dos estados de Minas Gerais e São Paulo. Nessa alternativa, o potencial de geração fotovoltaica da região de Jaíba se conecta a SE Buritizeiro, sendo compartilhado com o eixo leste, que parte da SE Janaúba 6, somente a partir de 2031. A segunda etapa das obras, necessária para quando a potência instalada de geração solar se aproximar do previsto no item 4.1, aponta reforços nos eixos oeste e central como ilustrado na Figura 8-10. Assim como na Alternativa 4, existe a previsão para conexão com as cargas da região metropolitana do Rio de Janeiro por meio de uma série de LT's com origem na SE Buritizeiro 3.

Um último ponto a destacar nessa alternativa é a postergação da integração da nova SE Buritizeiro 3 à rede local na SE Pirapora 2. Devido a maior capacidade de escoamento da geração para as cargas, proporcionada pela conexo antecipada com a SE Jaguara, optou-se por postergar essa integração, que volta a ser necessária no ano de 2031, conforme o aumento da capacidade instalada de geração na região se confirmar.

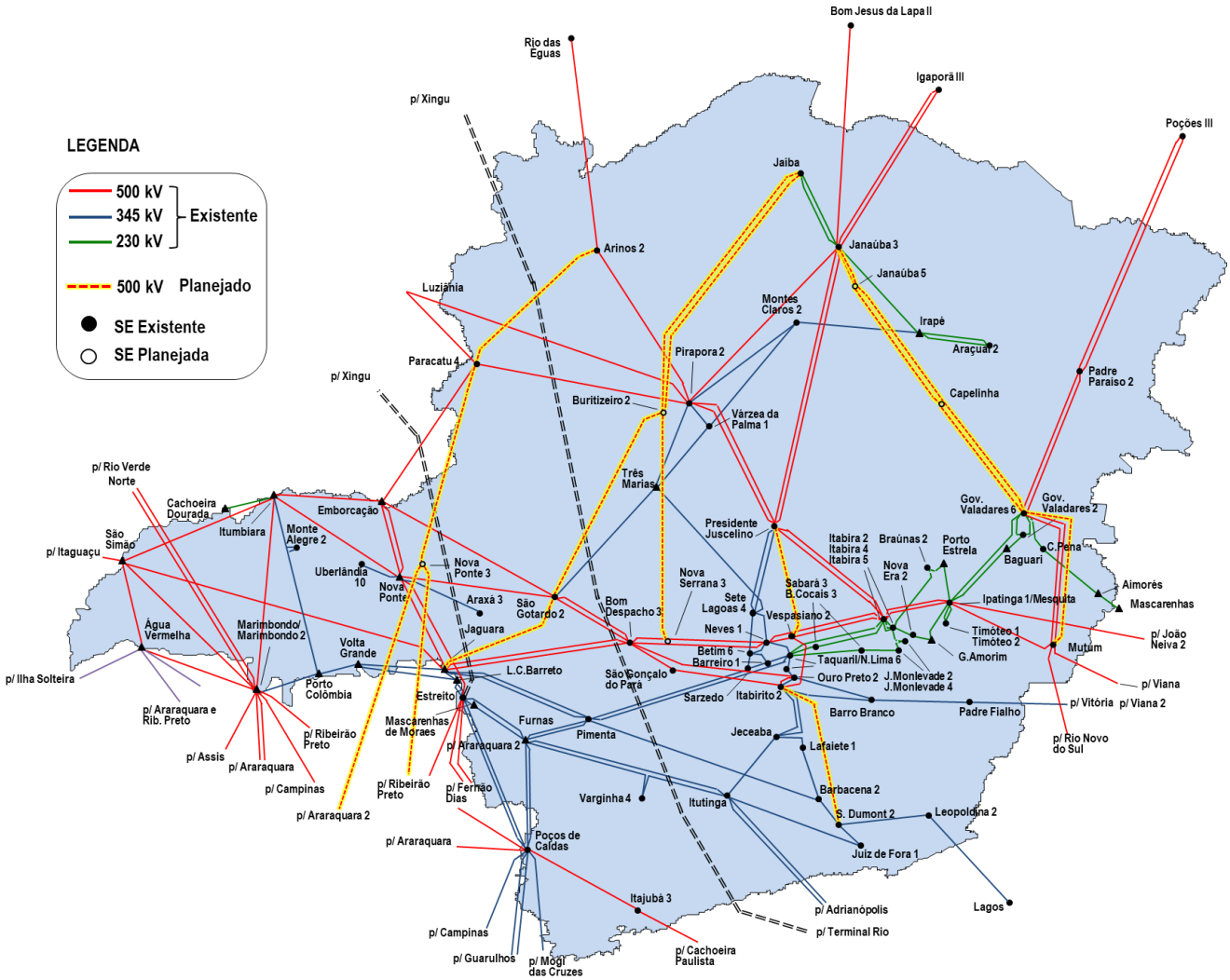


Figura 8-9 - Representação esquemática simplificada da Alternativa 5 para o ano de 2026

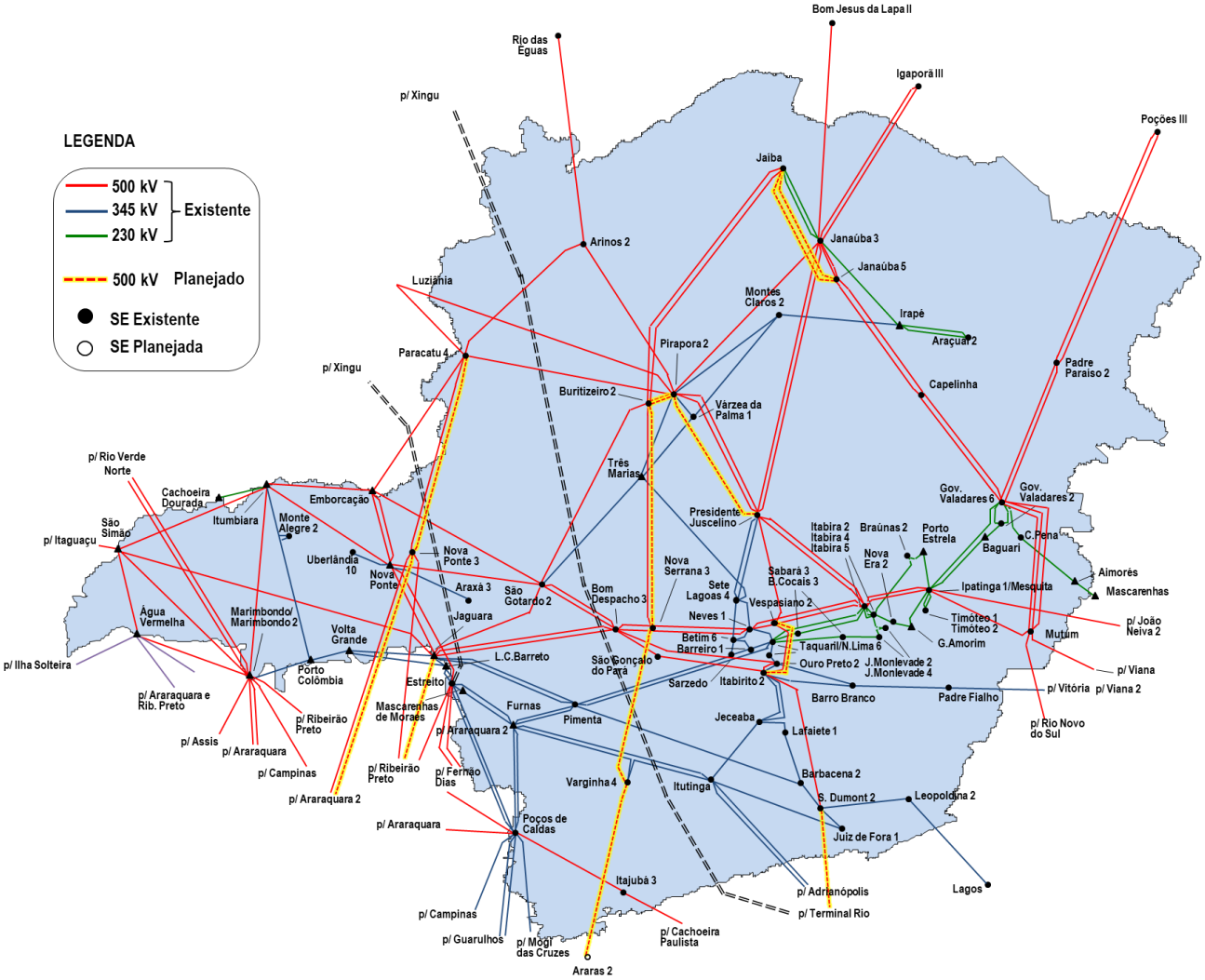


Figura 8-10 - Representação esquemática simplificada da Alternativa 5 para o ano de 2031

8.6 Obras comuns entre as alternativas em 2026

Por se tratar de um estudo de grande porte, tendo interações com diversos pontos de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, determinados problemas locais foram solucionados via obras comuns entre as alternativas, tanto via análises restritas quanto oriundas de outros estudos elaborados pela EPE, para evitar uma explosão combinatória do número de alternativas.

8.6.1 Interligação dos barramentos da SE São José

Os barramentos 138 kV da SE São José foram considerados interligados para uma melhor distribuição dos fluxos nos transformadores 500/138 kV. Esta obra está em consonância com as atuais simulações e considerações do Grupo de Trabalho – "Níveis de Curto-Circuito na Região Metropolitana do Rio de Janeiro" e permite o atendimento ao critério N-1 nas transformações 500/138 kV da subestação.

8.6.2 Remoção do fator limitante na LT 440 kV Araraquara – Araras

Conforme o CPST e informações do PAR-ONS e PDE-EPE, a LT 440 kV Araraquara – Araras possui uma restrição à sua plena capacidade de transmissão de energia devido à bobina de bloqueio de seus relés, limitando a capacidade de regime normal e de emergência a 2.000 A. A substituição dos equipamentos limitantes já foi objeto de recomendação ém estudo anterior da EPE [26] e mostra-se mais uma vez necessária para garantir o desempenho do sistema em contingências no C1 ou C2 da referida linha de transmissão.

8.6.3 Implantação do 4° Transformador 500/440 kV na SE Araraquara 2

A subestação Araraquara 2 atualmente possui três bancos de autotransformadores monofásicos com capacidade de operação em regime normal de 1250 MVA. Com a chegada de novas linhas de transmissão que fazem parte das diversas alternativas deste estudo, foi identificada a necessidade de expansão para um 4° banco de autotransformadores, de forma a garantir o escoamento da energia em condições de contingência simples em um dos bancos da subestação. Tal necessidade também foi identificada no diagnóstico regional do GET-SP.

8.6.4 Implantação do 3° Transformador 500/138 kV da SE Paracatu 4 (300/390 MVA)

O 3º transformador TR 500/138 kV de Paracatu 4 foi incluído como obra comum no ano de 2026, em face da presença de projetos interessados em se conectar no barramento de fronteira 138 kV da SE Paracatu 4.

Na data de fechamento deste relatório havia projetos em fase de Informação de Acesso junto ao ONS que totalizavam 519 MW no barramento 138 kV de Paracatu 4. Desta forma, embora neste relatório esta expansão esteja prevista para o ano de 2026, o reforço poderá ser antecipado ou postergado, a depender da confirmação de acesso de projetos sob influência da transformação 500/138 kV de Paracatu 4. Ressalta-se que, por ser um reforço a ser outorgado via ato autorizativo e por não haver

necessidade de licenciamento ambiental, seu prazo de execução e implantação é mais curto que o dos demais reforços estruturantes.

8.6.5 LT 500 kV Itabirito 2 – Santos Dumont e nova transformação 1 x 500/345 kV (750/900 MVA) na SE Santos Dumont 2

Essa obra visa solucionar problemas em todo o eixo 345 kV e 138 kV que atende a região da Mantiqueira e parte da Zona da Mata Mineira. Nos cenários de maior produção fotovoltaica no Norte de Minas Gerais, a região metropolitana de Belo Horizonte não é capaz de absorver toda a potência advinda do Norte de Minas. A injeção de potência pela nova LT 500 kV Presidente Juscelino – Vespasiano 2 acarreta um aumento no carregamento de todo o eixo 345 kV desde as subestações Itabirito 2 e Ouro Preto 2 até a subestação Juiz de Fora 1, conforme verificado no diagnóstico. Com o intuito de solucionar problemas de violação de carregamento que ocorrem na contingência de várias LTs 345 kV que compõem esse eixo, verificou-se que a nova LT 500 kV Itabirito 2 – Santos Dumont 2, aliada a uma nova transformação 1 x 750 MVA na SE Santos Dumont 2 soluciona as restrições verificadas.

Foram cogitadas obras alternativas, como por exemplo uma nova LT 345 kV Itabirito 2 – Santos Dumont 2. No entanto, essa possibilidade foi descartada pois não solucionou a sobrecarga na LT 345 kV Itabirito 2 – Jeceaba C1 na contingência do C2. Além disso, essa opção demandaria a ampliação da transformação 500/345 kV da SE Itabirito 2.

É importante salientar que a maior parte das subestações da região não permitem qualquer expansão dos pátios 345 kV, a saber: SE Jeceaba, SE Lafaiete, SE Barbacena 2 e SE Juiz de Fora 1. A SE Santos Dumont 2, por ser a mais recente desse eixo, é a única que possibilita as expansões necessárias, solucionando os problemas vislumbrados. O reforço soluciona todos os problemas apontados no item 6.2.1.

8.6.6 LT 500 kV João Neiva 2 – Viana 2, C1

Com o reforço da interligação NE-SE, através do novo eixo que interliga a subestação de Medeiros Neto no Sul da Bahia à subestação João Neiva 2 no Espírito Santo, previsto para ser licitado no leilão de transmissão 001/2020 [27], a transformação da SE João Neiva 2, 500/345 kV, que possui capacidades de 1.050 MVA em regime normal e 1.260 MVA em regime de emergência, passa a ficar sujeita a sobrecargas inadmissíveis durante cenários críticos, notadamente em situações de elevados intercâmbios entre as regiões Nordeste e Sudeste.

É possível notar na Figura 8-11 a rede em 500 kV do Espírito Santo e a presença de linhas radiais em 500 kV, suprindo a subestação de Viana 2 e Rio Novo do Sul.

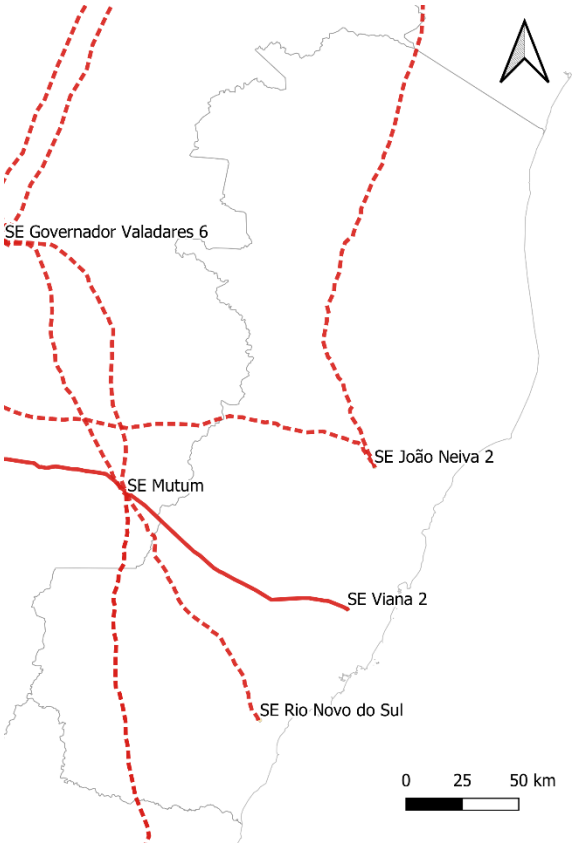


Figura 8-11 - Representação da rede 500 kV do Espírito Santo

8.6.7 LT 345 kV Viana 2 – Viana, C3

Com a nova ligação entre a subestação Viana 2 500 kV e João Neiva 2 500 kV, descrita no item 8.6.6, o setor 345 kV passa a necessidatar de expansão para distribuir os fluxos respeitando os limites dos circuitos 1 e 2 da LT Viana 2 – Viana.

8.6.8 Seccionamento LT 345 kV Itutinga – Juiz de Fora 1 na SE Santos Dumont 2

Mesmo considerando o reforço 500 kV se conectando na SE Santos Dumont 2, continuam sendo verificadas sobrecargas em trechos de linha 138 kV na região entre Santos Dumont e Juiz de Fora, na contingência da LT 345 kV Santos Dumont 2 – Juiz de Fora 1. Com o intuito de evitar a duplicação de todo o eixo 138 kV que interliga Santos Dumont a Juiz de Fora, se recomenda o seccionamento da LT 345 kV Itutinga – Juiz de Fora 1 que dista apenas 8 km da SE Santos Dumont 2. Com isso, introduz-se um segundo circuito entre Santos Dumont 2 e Juiz de Fora 1, de forma que a contingência de um deles não acarreta problemas de carregamento no sistema 138 kV regional. O reforço soluciona todos os problemas apontados no item 6.2.1.

8.6.9 Seccionamento LT 500 kV Bom Despacho 3 – Ouro Preto 2 na SE São Gonçalo do Pará

A SE São Gonçalo do Pará foi escolhida como ponto de chegada de circuitos vindos do Norte de Minas de Gerais, de tal forma que um reforço adicional para escoamento da potência injetada se fez

necessário. Mesmo antes desses reforços, os diagnósticos regionais realizados pela EPE já apontavam que, na perda da LT 500 kV Bom Despacho 3 - São Gonçalo do Pará se verificavam subtensões severas na malha 138 kV da região Centro-Oeste de Minas e em parte da área Central, visto que a alimentação da SE São Gonçalo passa a ser feita, na contingência, apenas por um circuito 500 kV, vindo da SE Itabirito 2. Além disso, o diagnóstico apontou que essa contingência causa sobrecarga na LD 138 kV Usina Igarapé – Betim 6.

Esse seccionamento, além de equilibrar melhor os fluxos na região Central do estado de Minas Gerais, soluciona esses problemas de subtensão em contingência, visto que cria um segundo circuito de alimentação entre a SE Bom Despacho 3 e a SE São Gonçalo do Pará. O reforço soluciona o problema apresentado no item 6.2.3.

8.6.10 LT 500 kV Jaguara – Estreito, C2

O reforço soluciona os problemas apresentados no item 6.2.5.

8.6.11 Substituição da transformação 345/138 kV da SE Montes Claros 2 por nova modulação (2 x 375 MVA – 6+1R x 125 MVA)

Conforme mostrado na etapa de diagnóstico, foi observada sobrecarga na transformação 345/138 kV da SE Montes Claros 2, no período de carga pesada, em que as plantas fotovoltaicas, tanto centralizadas quanto distribuídas, não injetam potência na rede.

Foi verificado que, mesmo aplicando quaisquer uma das alternativas estruturantes sob análise, a citada sobrecarga permanece nesta transformação. É importante notar que esta transformação é composta por três transformadores trifásicos de 150 MVA, tendo um deles atingido final de vida útil em 2018 e outro que irá atingir no ano de 2021, conforme mostra a Tabela 8-1.

Tabela 8-1 – Final de vida útil – transformadores trifásicos 345/138 kV Montes Claros 2

Unidade	Tensão (kV)	Potência (MVA)	Data de Fabricação	Final de Vida Útil Regulatória
T3	345/138/13,8	150/150/50	1986	2021
T4	345/138/13,8	150/150/50	1983	2018
T5	345/138/13,8	150/150/50	1996	2031

Em razão desta conjunção entre violação de carregamento e final de vida útil, foi realizada uma consulta à Cemig-GT, solicitando informações acerca da viabilidade de substituição completa desta transformação. Em resposta, apresentada no anexo, 19.4.14 a Cemig-GT confirmou a viabilidade física e operativa de substituição desta transformação por bancos de transformadores monofásicos.

A modulação adequada escolhida para essa nova transformação é de 2 x 375 MVA - (6+1R) x 125 MVA, que garante um carregamento de 72% da capacidade de emergência quando da contingência de um

dos bancos, no ano de 2031. Caso haja conexão de novas cargas na região no futuro, com um incremento não previsto no carregamento desta transformação, é importante frisar que seria possível e viável a instalação de um terceiro banco de 375 MVA, segundo o anexo 19.4.14.

A Tabela 8-2 mostra que a modulação mais econômica dentre as opções de 225 MVA, 300 MVA, 375 MVA e 450 MVA, considerando um horizonte de 10 anos após a instalação dos mesmos (ano 2035) de fato é a modulação 2 x 375 MVA. Nesse caso, muito embora a Cemig-GT tenha sinalizado a necessidade de implantação de um único CT 138 kV, excluíram-se os custos de conexão, uma vez que serão utilizados os CTs 345 kV e um CT 138 kV que já se encontram na subestação.

Tabela 8-2 - Modulação Econômica – Transformação 345/138 kV SE Montes Claros 2

Carga Estimada									
338	341	344	347	350	353	358	364	369	375

Modulação	Tipo	Potência [MVA]	Distribuição Temporal										Qtd. Final	Custo Trafo (R$ x 1000)	Custo Total (R$ x 1000)	VPL	(%)	Ordem
			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035						
#1	Bco AT 1Ø	225	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9+1R	R$ 67.114,54	R$ 67.114,54	R$ 67.114,54	117,5%	4º
#2	Bco AT 1Ø	300	2	0	0	0	0	0	0	1	0	0	9+1R	R$ 74.904,52	R$ 74.904,52	R$ 65.544,99	114,7%	3º
#3	Bco AT 1Ø	375	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6+1R	R$ 57.142,84	R$ 57.142,84	R$ 57.142,84	100,0%	1º
#4	Bco AT 1Ø	450	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6+1R	R$ 61.333,96	R$ 61.333,96	R$ 61.333,96	107,3%	2º

Salienta-se ainda, que a modulação está compatível com o MUST contratado pela Cemig-D neste ponto, que é de 340 MVA em 2023, segundo informação fornecida pela própria distribuidora. A capacidade de emergência do banco de transformadores, que chega a até 450 MVA, possibilita o aumento do MUST neste ponto em mais de 100 MVA no horizonte de longo prazo, garantindo o N-1 da transformação de forma segura. O reforço soluciona o problema apresentado no item 6.2.2.

8.6.12 Obras de Distribuição Associadas – CEMIG-D

O diagnóstico mostrou que, já no ano de 2025 são observados carregamentos severos no sistema 138 kV do Norte de Minas Gerais, em especial no extenso anel 138 kV que interliga as subestações de fronteira de Montes Claros 2, Janaúba 3 e Jaíba. Os altos carregamentos e as violações verificadas são causados não somente pela GD local, mas também por projetos fotovoltaicos de geração centralizada, conectados tanto no sistema de alta tensão da distribuidora quanto no sistema de transmissão regional, notadamente no barramento 230 kV da SE Jaíba.

Apesar da grande quantidade de problemas observada na rede 138 kV local, foi verificado que todas as alternativas estruturantes aliviam sobremaneira o carregamento nas linhas de distribuição 138 kV. Os reforços criam caminhos de escoamento via circuitos 500 kV, eliminando boa parte das violações observadas anteriormente, mesmo considerando a conexão dos projetos referenciais adicionais.

No entanto, duas violações na rede 138 kV local não foram solucionadas com os reforços estruturantes analisados. A primeira delas, refere-se ao eixo 138 kV que liga a SE Francisco Sá 3/4 até a SE Montes Claros 2, no qual foi observada violação em regime normal e em contingência. Uma segunda violação que não foi solucionada refere-se aos trechos nas extremidades dos circuitos da LD 138 kV Montes Claros 1 – Montes Claros 2 C1/C2, que compartilham mesmo vão na entrada dessas subestações, conforme a Figura 8-12. Essa configuração limita o carregamento máximo que poderia ser utilizado em cada circuito separadamente.

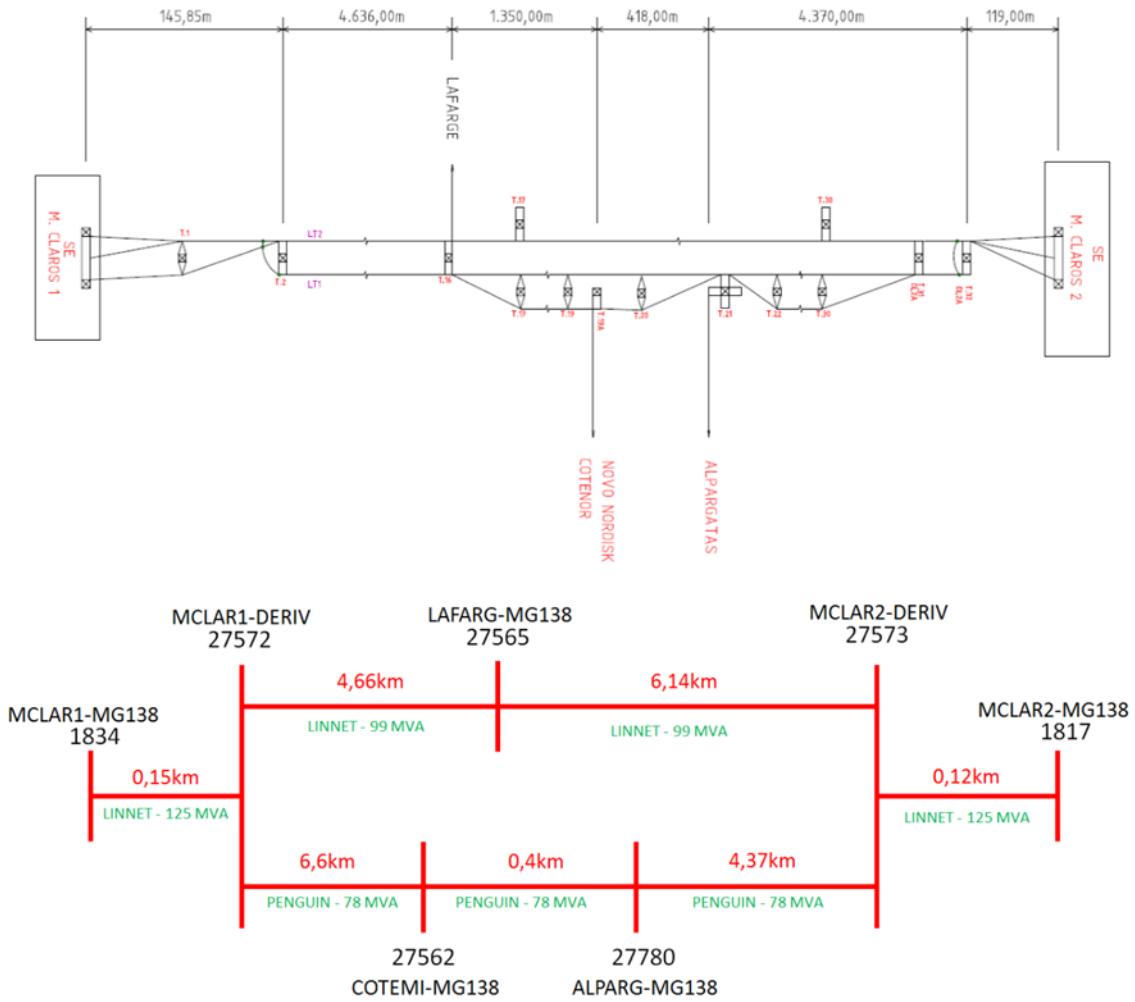


Figura 8-12 – Configuração atual LD Montes Claros 1 – Montes Claros 2 C1/C2 (Fonte: Cemig-D)

Com base no exposto, foi solicitado à Cemig-D que definisse reforços que solucionassem tais restrições, visto que, pela natureza do problema e considerando o caráter pontual e o fato de que esse anel 138 kV já possui três subestações de fronteira, não caberia realizar uma análise comparativa com uma solução de Rede Básica. Utilizando as premissas do estudo – incluindo a solução estrutural – além de outras informações referente à expansão da GD e a um maior detalhamento da rede local, a Cemig-D propôs reforços que se seguem.

8.6.12.1 Adequações do eixo 138 kV Montes Claros 1 – Montes Claros 2 C1 e C2

Em resposta a uma consulta de viabilidade, a Cemig-D informou ser viável a adequação do trecho em questão. A resposta foi dada em conjunto com a Cemig-GT, e é apresentada nos anexos 19.4.14 e 19.4.16. É importante notar que a SE Montes Claros 1 está inserida na mancha urbana da cidade de Montes Claros, de forma que uma expansão do barramento 138 kV para individualização dos circuitos não foi viável. A adequação engloba os seguintes reforços, ilustrados também na Figura 8-13.

- Nova SE 138 kV Montes Claros 5;
- Nova LD 138 kV Montes Claros 1 – Montes Claros 5 – 300 MVA – subterrânea – 1,3 km;

- Novas entradas de linha individualizas na SE Montes Claros 5;
- Individualização das entradas dos circuitos na SE Montes Claros 2.

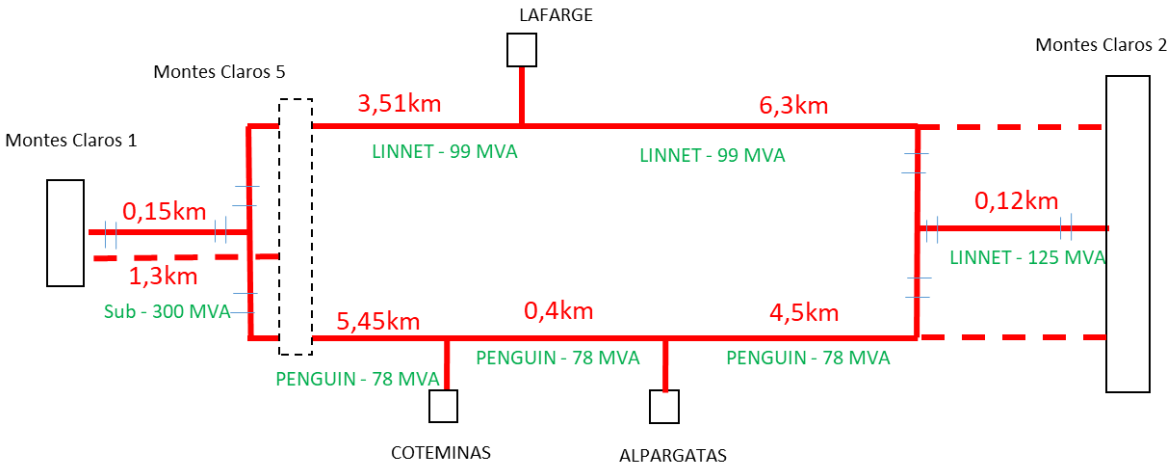


Figura 8-13 – Nova SE Montes Claros 5 e adequações LD 138 kV Montes Claros 1 – Montes Claros 2 (Fonte: Cemig-D)

8.6.12.2 Nova SE 138 kV Francisco Sá 5 e nova LD 138 kV Francisco Sá 5 – Montes Claros 2

A nova LD 138 kV proposta pela Cemig-D soluciona os problemas de carregamento verificados no trecho. Consiste no seccionamento da LD 138 kV Francisco Sá 2 – Francisco Sá 4 na nova SE Francisco Sá 5. Adicionalmente, contempla a nova LD 138 kV Francisco Sá 5 – Montes Claros 2 – de 55 km, cabo 1 x 636 MCM – já considerando a viabilidade de inclusão de uma EL adicional no pátio 138 kV da SE Montes Claros 2, conforme informado no anexo 19.4.14. A Figura 8-14 ilustra de forma esquemática esse reforço.

8.6.12.3 Recapacitação LD 138 kV Janaúba 1 – Janaúba 3

Em virtude dos elevados carregamentos nesse trecho e considerando a expansão futura de GD na região, a Cemig-D propôs a recapacitação dessa LD 138 kV, com comprimento de aproximadamente 16 km.

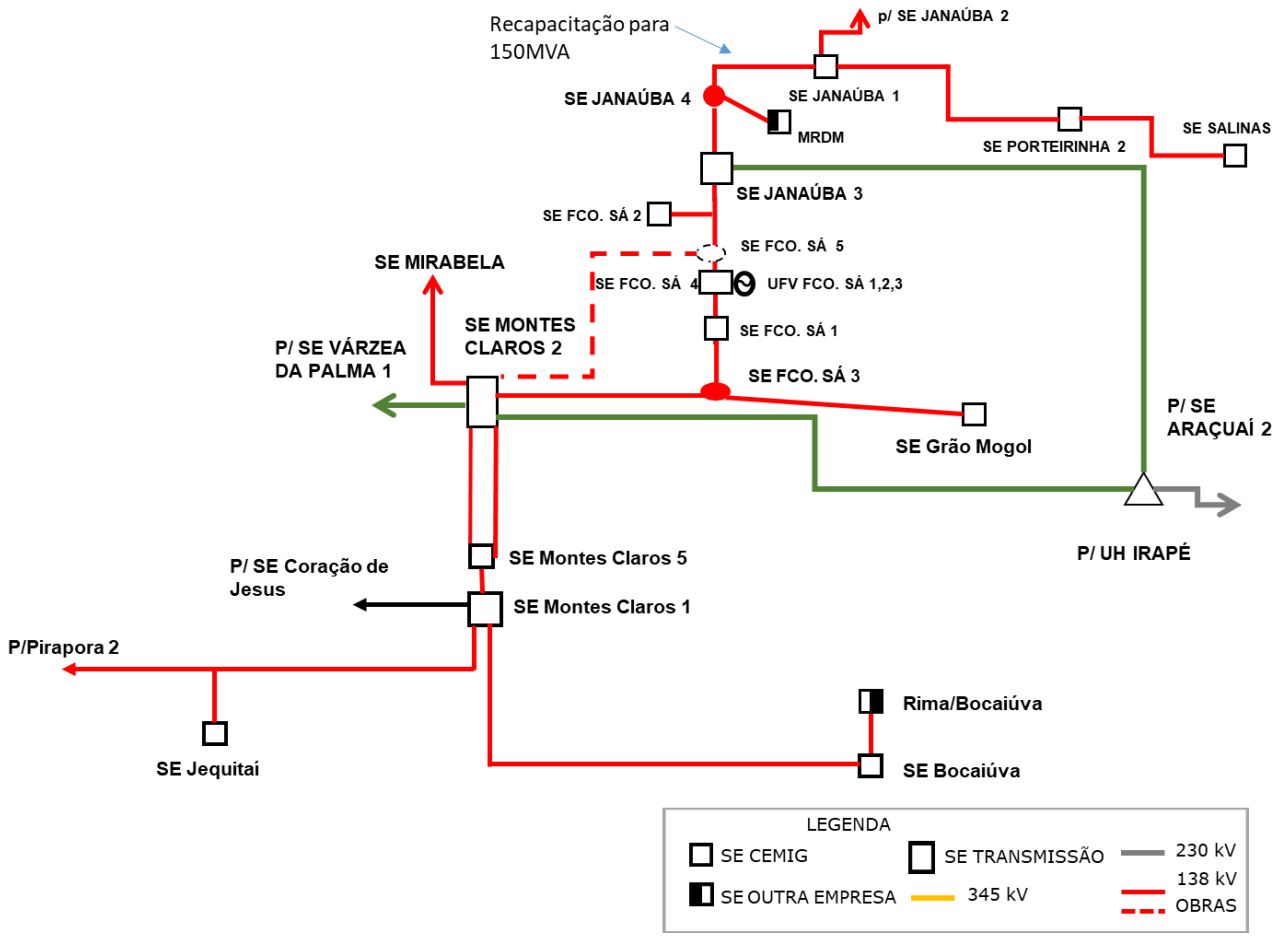


Figura 8-14 – Reforços de distribuição na região de Janaúba e Francisco Sá (Fonte: Cemig-D)

Todos esses reforços solucionam os problemas apresentados no item 6.1.2.

8.7 Obras comuns entre as alternativas em 2031

8.7.1 LT 500 kV Marimbondo II – Campinas, C1

A LT 500 kV Marimbondo II – Campinas, C1 foi originalmente recomendada no estudo [28], detalhada em relatório R2 de fev/2013, e fez parte do Lote B do leilão de transmissão 007/2013 [29]. Este empreendimento, que havia sido arrematado pela Abengoa Concessões, acabou por sofrer um processo de caducidade. Com isso, dado o tempo transcorrido desde a recomendação original e a evolução do sistema local, optou-se por postergar a referida obra para o horizonte de longo prazo PELP.

Com a entrada em operação de mais um bloco de geração no Norte e Noroeste de Minas Gerais em 2031, parte considerável dos fluxos nas linhas de transmissão segue para o estado de São Paulo, que é o principal centro de carga do país. Com isso, por se tratar de uma obra já estudada previamente pela EPE, considerou-se referencialmente esta obra no ano de 2031.

8.7.2 Implantação do 2° Transformador 500/345 kV na SE Rio Novo do Sul

Foram observados carregamentos inadmissíveis na transformação 500/345 kV da SE Rio Novo do Sul, em cenários de elevada exportação do NE para o SE, em adição à elevada inserção de usinas solares fotovoltáticas, conforme descrito no item 4.1.

Por se tratar de uma região com particularidades específicas, como a influência da geração termlelétrica local, além da possibilidade de conexão de novos projetos de geração, tal como relado em [30], considerou-se referencialmente uma segunda unidade transformadora na referida subestação, sendo necessária sua reavaliação conforme a evolução do sistema local.

9 ANÁLISE DO DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE

Cada uma das alterntivas teve seu desempenho em regime permanente avaliado considerando-se os cenários dimensionadores deste estudo detalhados no item 4.7 - Cenários Analisados.

De maneira a garantir a equivalência técnica de todas as alternativas comparadas, os reforços propostos para cada alternativa fazem frente a todas as contingências simples da rede básica dos estados analisados. Assim, foi assegurado que cada alternativa atendesse aos critérios de planejamento e operativos da rede básica, sem quaisquer violações, em todos os cenários de carregamentos propostos.

Visando a objetividade, ao longo dessa seção serão apresentados apenas os resultados e conclusões da série de testes efetuados na rede planejada e existente para a alternativa 3, tida como a de menor custo global.

O conjunto de contingências testadas envolve a simulação da perda simples de cada uma das linhas de transmissão e transformações de rede básica dos estados de Minas Gerais, São Paulo, Espírito Santo e Rio de Janeiro, totalizando 934 eventos. Durante essas contingências foram monitoradas a tensão e carregamento da rede básica e de distribuição (tensão igual ou superior a 138kV) desses estados, perfazendo um total de 640 barras, 1039 linhas de transmissão e 361 transformadores monitorados.

Na Figura 9-1, Figura 9-2 e Figura 9-3 é mostrada a rede proposta na alternativa 3 em condição normal para os três cenários de carregamento, no ano de 2026. Nos estudos de fluxo de potência e contingências ficou evidente que o Cenário 1 – Carga Média Norte Úmido apresenta a distribuição de carregamentos mais crítica para o sistema proposto, dessa forma, nessa seção são apresentados os resultados das contingências mais severas para esse cenário específico. Nesse item o foco é o desempenho em regime da rede determinativa (horizonte 2026), porém as análise das principais contingências para a rede indicativa, atrelada à evolução do sistema e contratação de geração solar adicional (horizonte 2031) encontram-se no Anexo 2 – Diagramas de Fluxos de Potência para consulta.

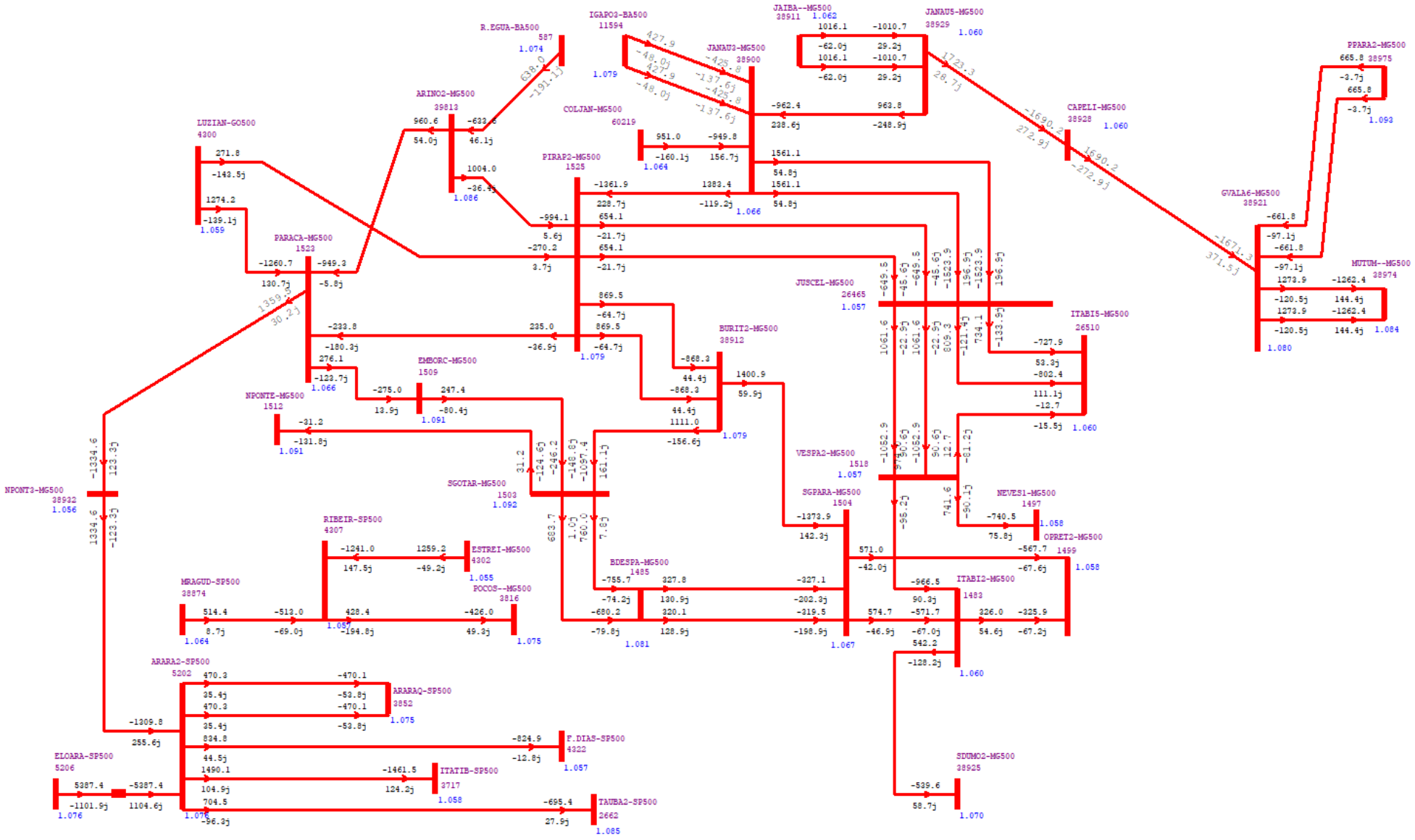


Figura 9-1 – Fluxo de potência em condição normal para alternativa 3 - Cenário 1 - ano 2026.

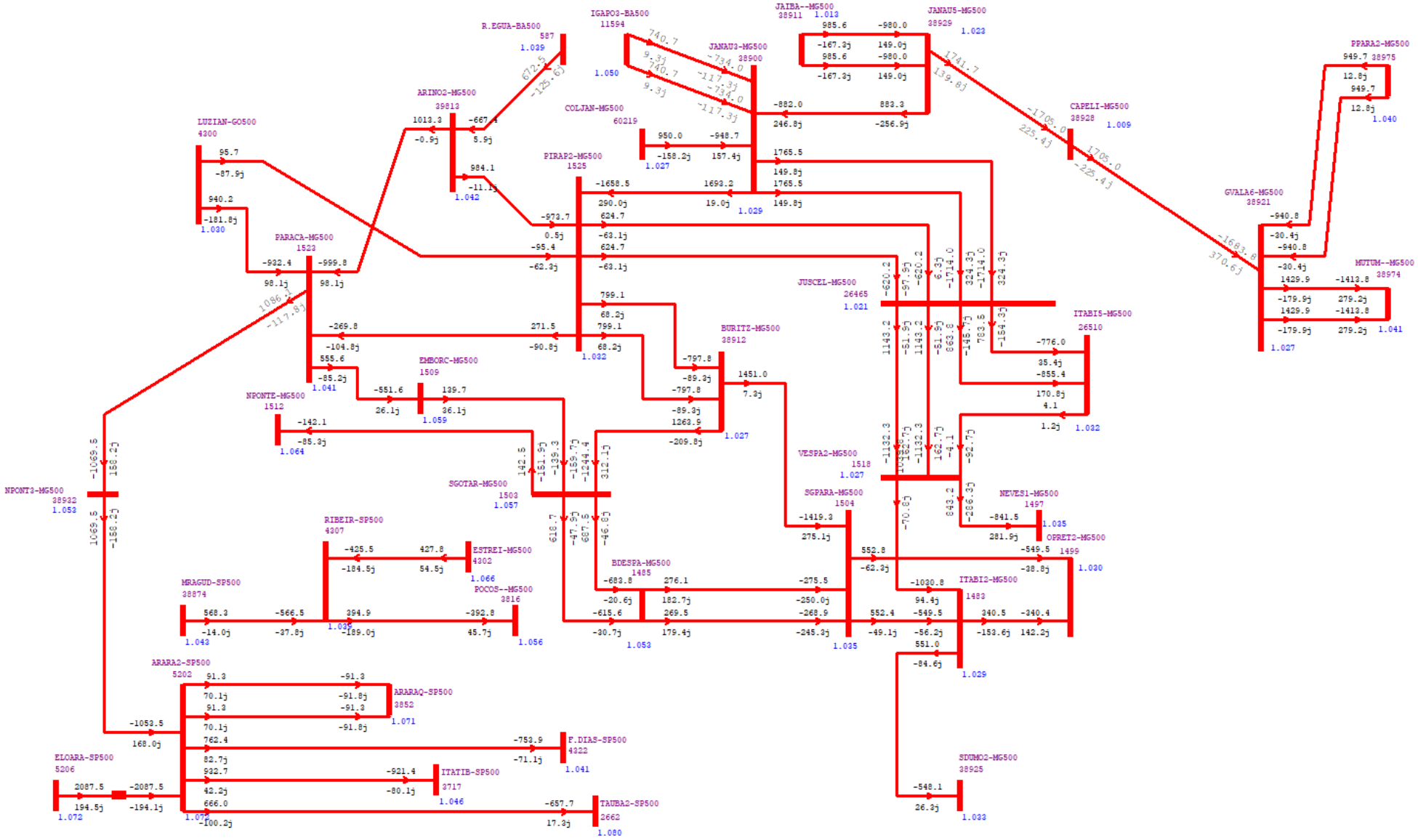


Figura 9-2 - Fluxo de potência em condição normal para alternativa 3 - Cenário 2 - ano 2026.

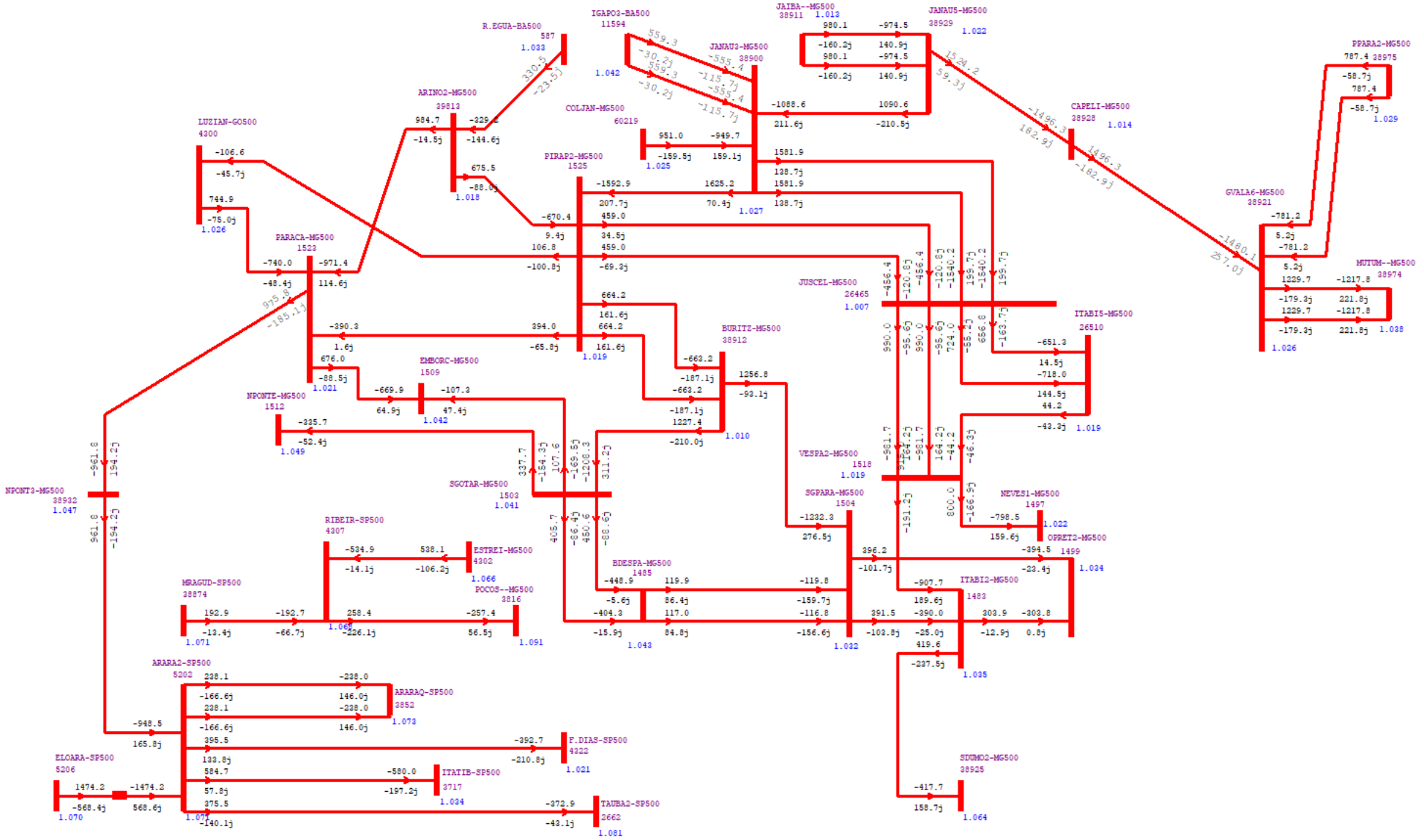


Figura 9-3 - Fluxo de potência em condição normal para alternativa 3 - Cenário 3 - ano 2026.

9.1 Eixo Leste

O eixo leste do conjunto de obras propostas compreende duas novas subestações, SE Janaúba 6 e SE Capelinha 3, e uma LT 500kV interligando a região de Janaúba a SE Gov. Valadares 6. Esse eixo tem a função principal de transportar a geração solar da região de Jaíba-Janaúba. Inicialmente verificou-se que nesse eixo apenas um circuito simples seria suficiente, devido ao montante de geração considerado para o ano de 2026 e ao fato da LT empregada possuir uma capacidade elevada de carregamento. As Figura 9-4 e Figura 9-5 mostram o desempenho da rede local para as principais contingências nesse eixo.

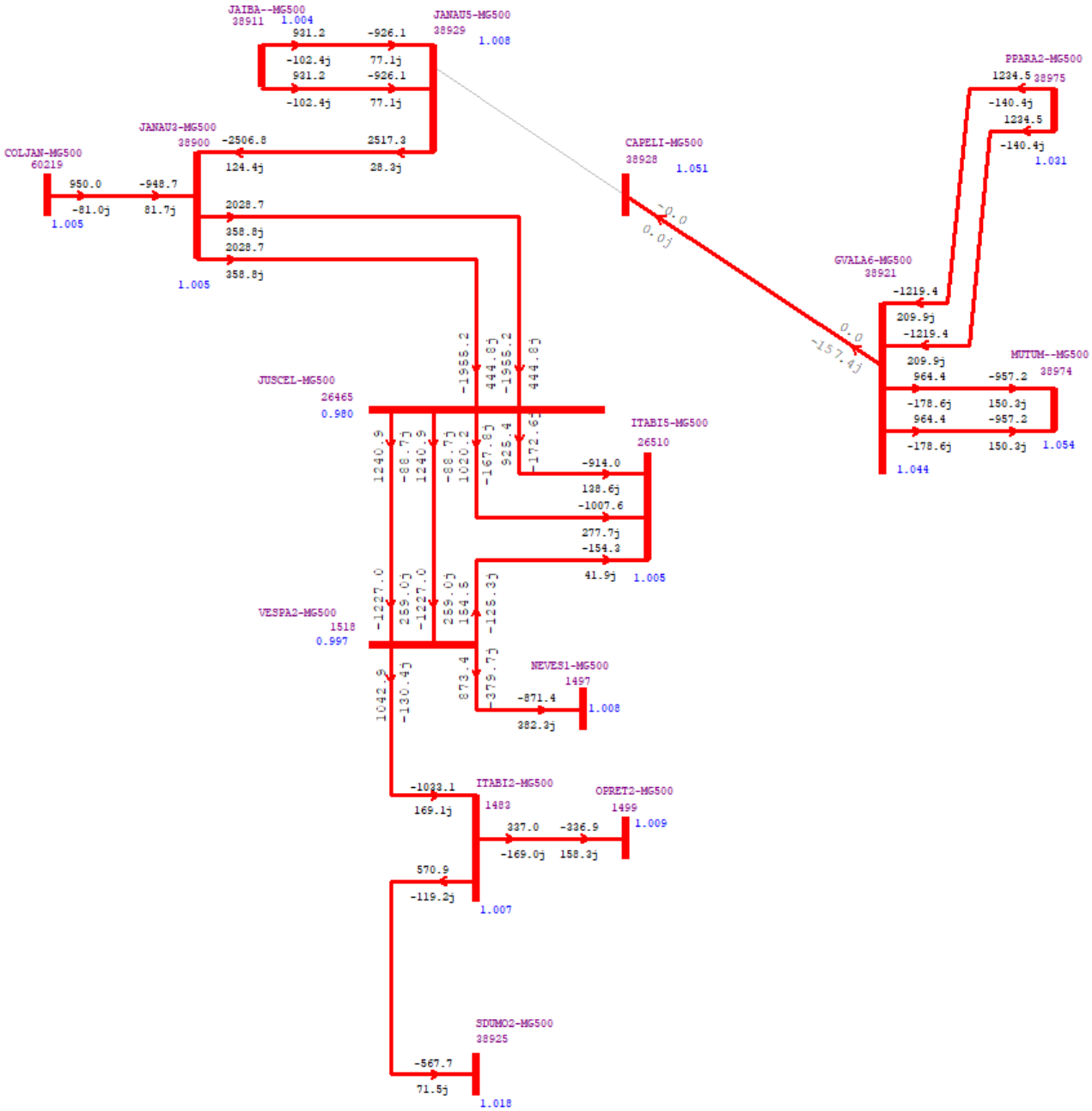


Figura 9-4 - Contingência da LT 500kV Janaúba 6 - Capelinha 3

Na perda de qualquer trecho desse eixo o fluxo se redireciona pela rede remanescente e causa uma redução no perfil de tensão local, sem contudo apresentar violação dos critério operativos de tensão e carregamento.

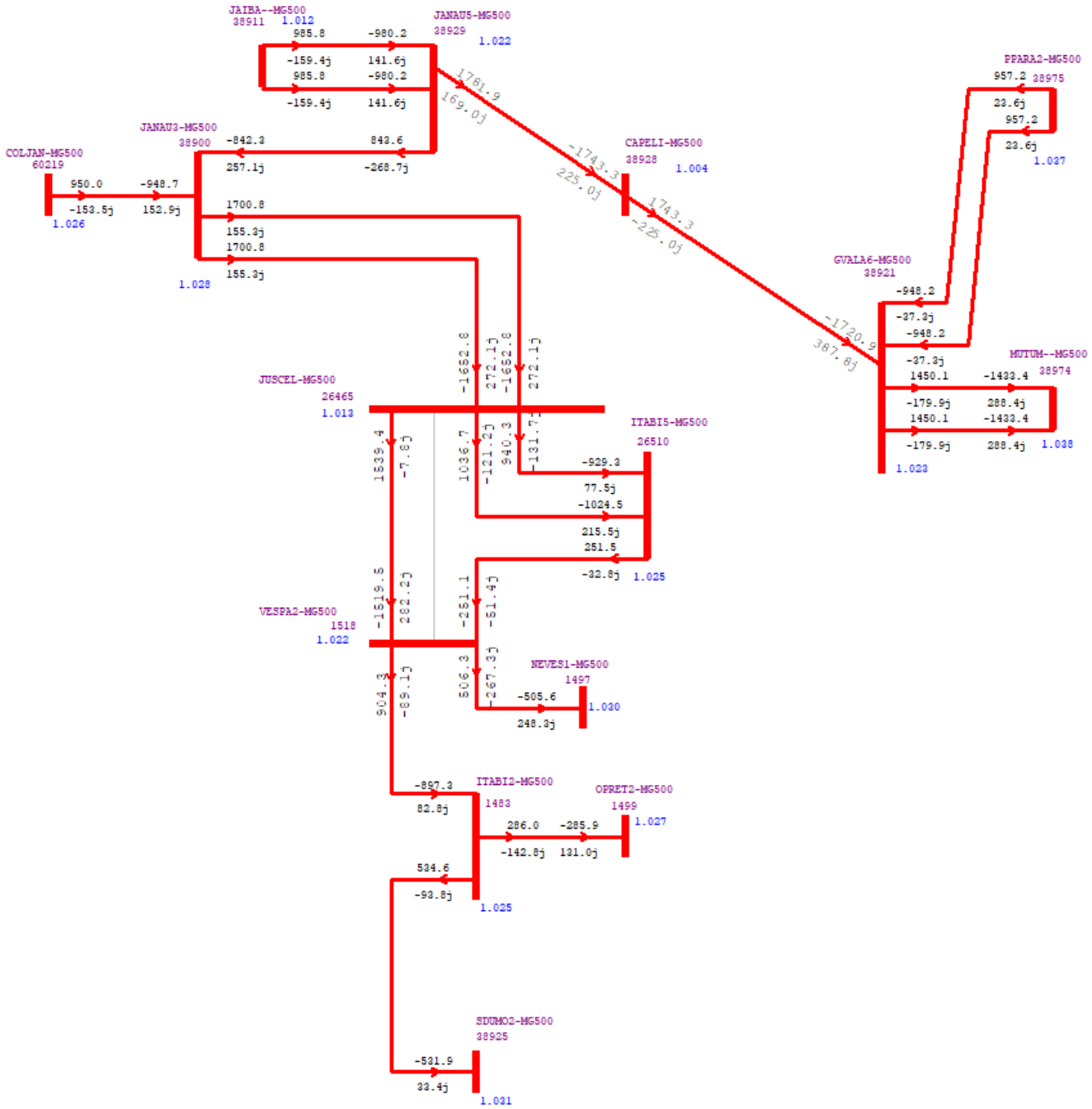


Figura 9-5 - Contingência da LT 500kV Pres. Juscelino - Vespasiano 2

Adicionalmente, é mostrado na Figura 9-5 a contingência de um dos circuitos da LT 500kV CD Pres. Juscelino - Vespasiano 2. Essa conexão foi concebida para facilitar o escoamento de parte do fluxo que desce pela interligação NE-SE para as cargas da região metropolitana de Belo Horizonte. Estando inserida num contexto de rede amplamente malhada, a perda de um dos circuitos é suportada pelo sistema sem grandes variações das grandezas elétricas.

9.2 Eixo Central

O escoamento da geração solar potencial da região de Pirapora será realizado pelo eixo central, composto por uma nova subestação, SE Buritizeiro 3, que servirá como agregadora de projetos solares da região e duas LT 500kV para as SE São Gotardo 2 e SE São Gonçalo do Pará. A SE Buritizeiro também se integrará ao sistema por um circuito duplo para a subestação existente SE Pirapora 2, seccionando LTs de 345kV da rede local. A contingência das duas conexões desse eixo são mostradas nas Figura 9-6 e Figura 9-7.

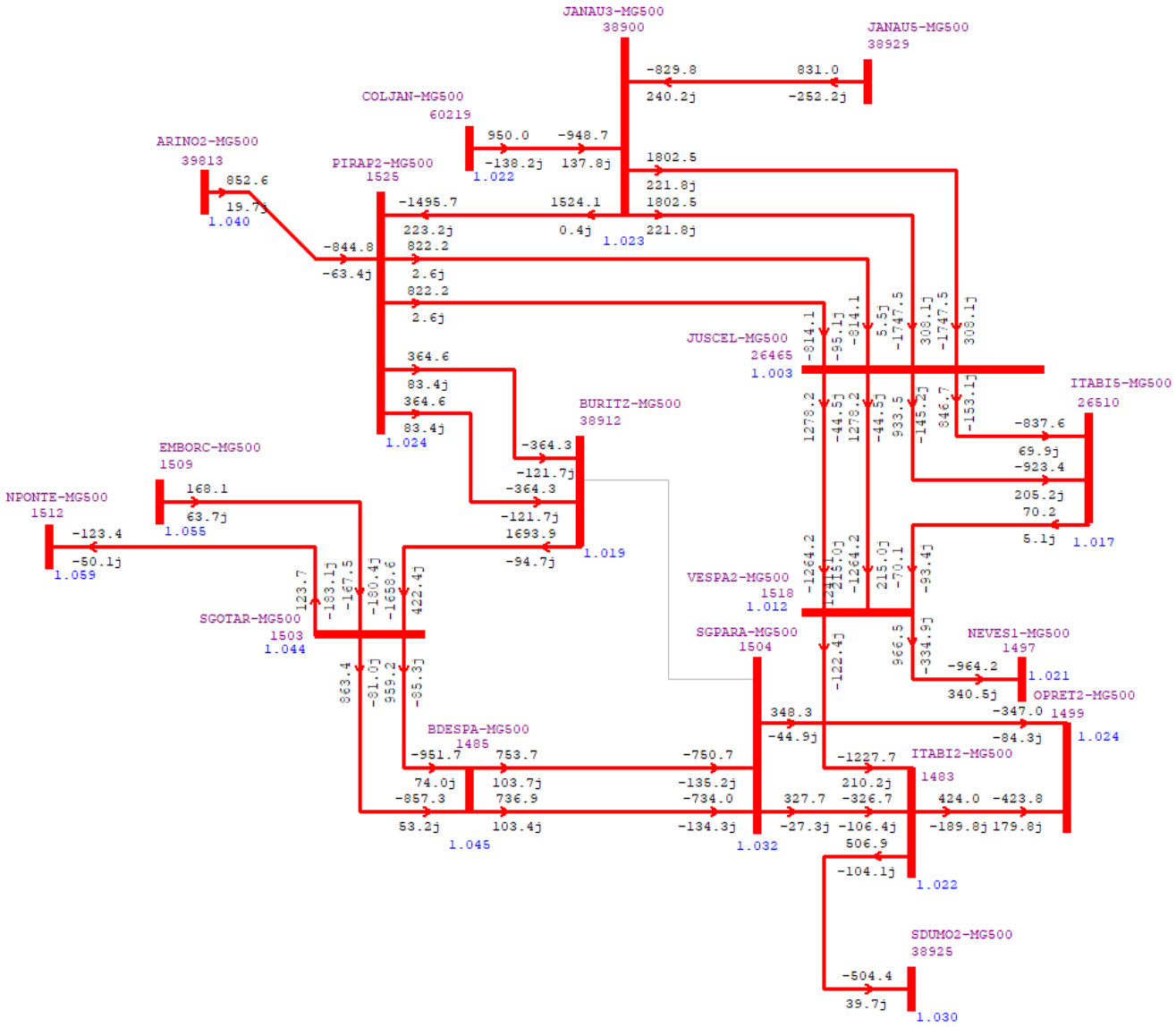


Figura 9-6 - Contingência da LT 500kV Burutizeiro 2 – S. Gonçalo do Pará

Como apresentado na Figura 9-6, com a perda da LT 500kV Buritizeiro 3 - S. Gonçalo do Pará a redistribuição de fluxos no techo para a SE São Gotardo e demais conexões da SE Buritizeiro 3 ocorre sem causar violações das grandezas elétricas locais.

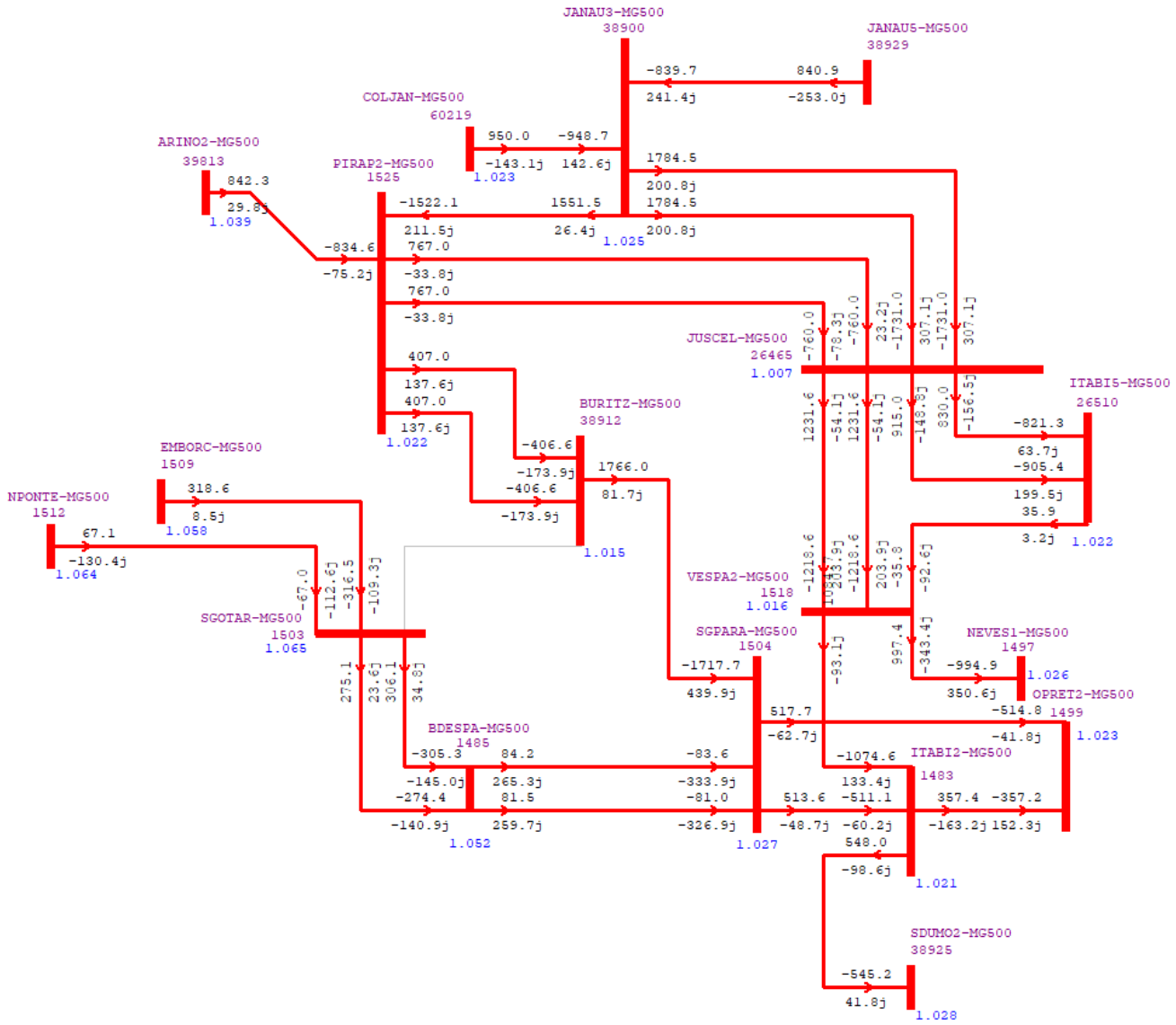


Figura 9-7 - Contingência da LT 500kV Buritizeiro 3 - S. Gotardo 2

O mesmo ocorre na perda da conexão com a SE São Gotardo 2, o fluxo se redistribui nas demais conexões e não acarreta violações na capacidade e tensão dos equipamentos da rede.

9.3 Eixo Oeste

Para transportar o bloco de geração fotovoltaica dos potenciais da região de Arinos e Paracatu foi concebido um circuito em 500kV originado na SE Arinos 2, no noroeste de Minas Gerais e com chegada na SE Araraquara 2, em São Paulo, passando pelas subestações SE Paracatu 4 e SE Nova Ponte 3, sendo esta última recomendação das análises desse estudo.

Esse tronco de transmissão compõe o que é denominado aqui como eixo oeste, e o desempenho da rede nas principais contingências desse tronco podem ser vistas nas Figura 9-8, Figura 9-9 e Figura 9-10.

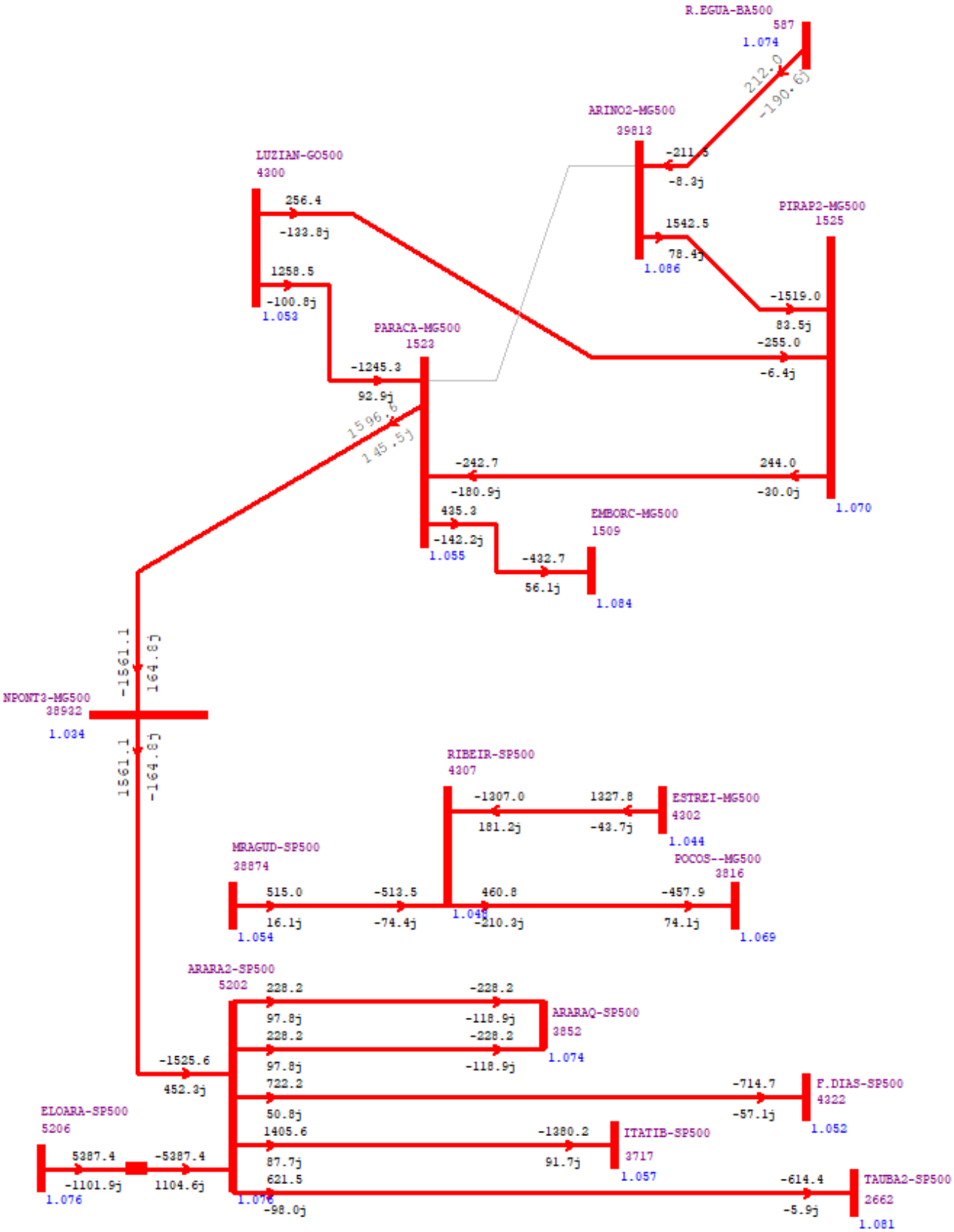


Figura 9-8 - Contingência da LT 500kV Arinos 2 - Paracatu 4

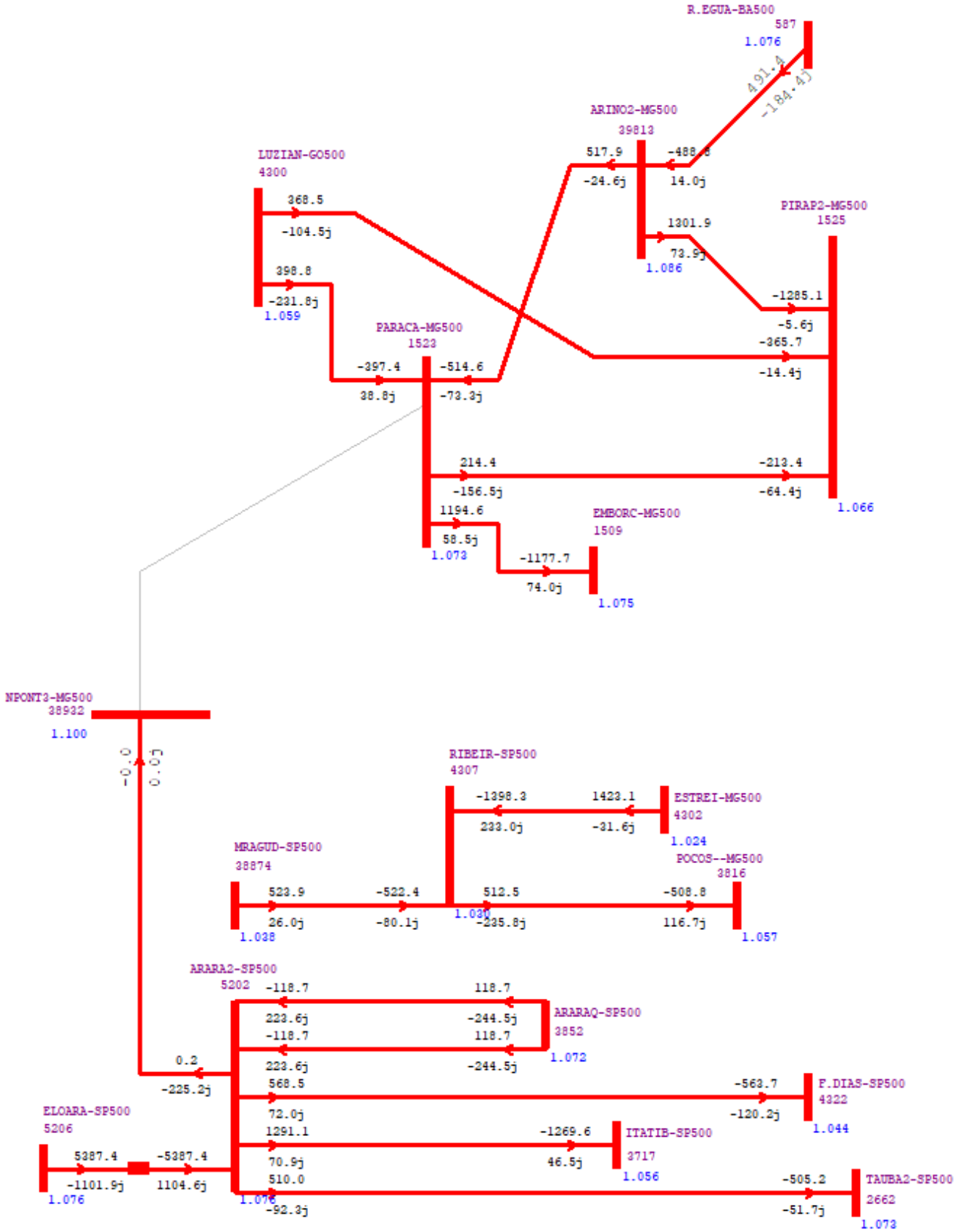


Figura 9-9 - Contingência da LT 500kV Paracatu 4 - Nova Ponte 3

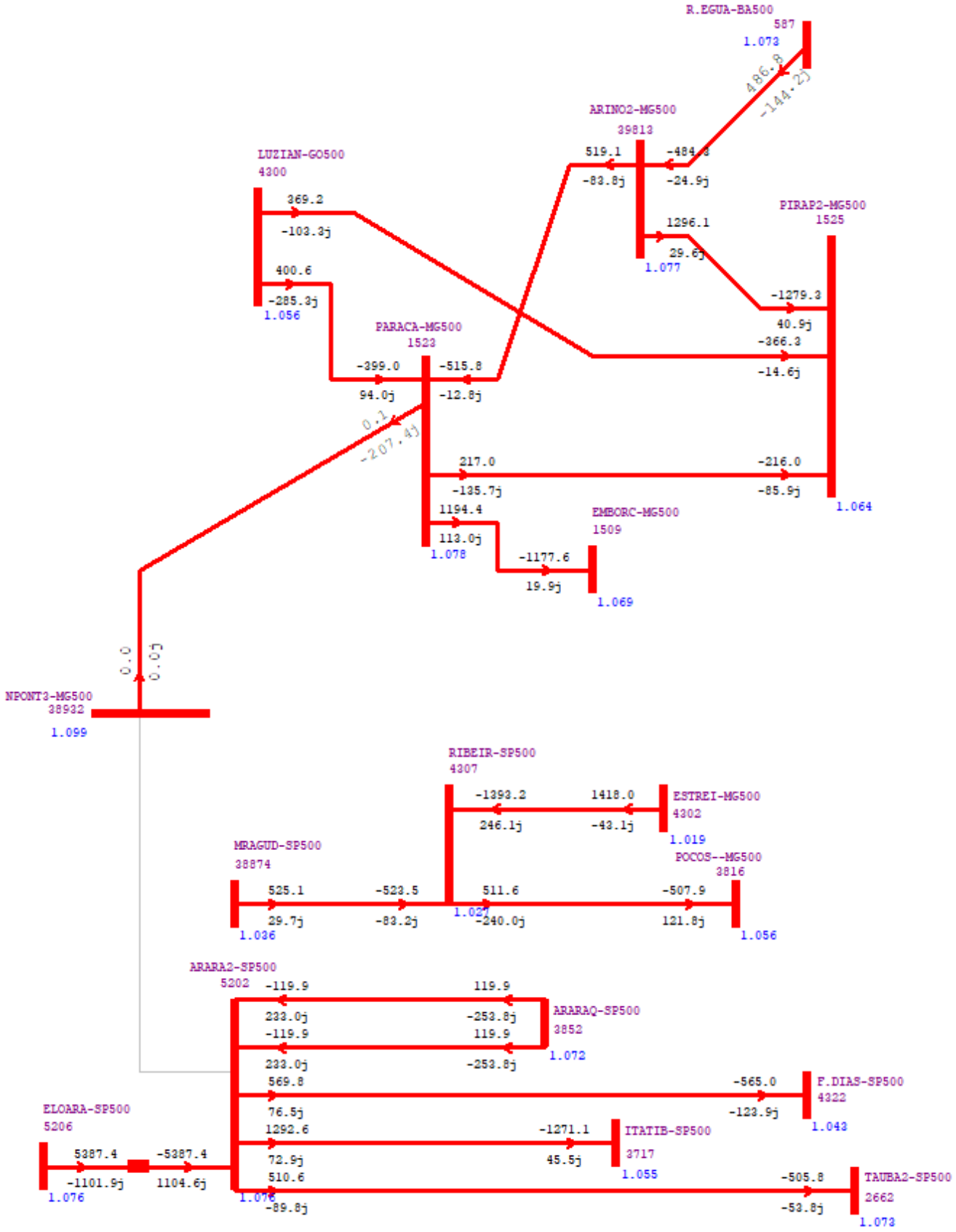


Figura 9-10 - Contingência da LT 500kV Nova Ponte 3 - Araraquara 2

Sendo a SE Nova Ponte 3 apenas um ponto intermediário na conexão entre Paracatu e Araraquara, isto é, não possuindo abaixamento para atendimento a carga ou seccionamentos da rede existente, o controle de tensão em seu barramento de 500kV é prejudicado na ocorrência de perdas das LTs que se conectam nela. Como será mostrado no item 13 Definição da Compensação Shunt, os eventos de rejeição de carga e abertura de apenas um terminal são ainda mais severos para o perfil de tensão desse trecho. Uma solução satisfatória ao menor custo será objeto de análise ao longo do próxima revisão desse relatório. Apesar disso, muito embora em regime a perda completa das LTs que derivam da SE Nova Ponte 3 apresente níveis de tensão elevados, ainda assim esses valores permanecem dentro do limite operativo.

10 ANÁLISE DO DESEMPENHO DINÂMICO

10.1 Introdução

Esta seção tem como objetivo estudar o desempenho dinâmico da solução vencedora do presente estudo no ano de 2026. A alternativa vencedora (Alternativa 3) é constituída das obras listadas no Anexo 3 - 19.3.1.3 - Plano de Obras – Alternativa 3, e apresentada na Figura 3-1.

Como visto na Figura 3-1, as obras do estudo abrangem desde a região Norte do estado de Minas Gerais até a região central do estado de São Paulo. Logo, faz-se necessária a avaliação do desempenho dinâmico da solução para ocorrência de eventos (curtos-circuitos, etc) tanto para o estado de Minas Gerais quanto para o estado de São Paulo com especial atenção às subestações receptoras dos elos de corrente contínua situadas nestes estados.

Assim, a presente análise tem 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. Também avaliados os impactos da ocorrência de eventos de *multi-infeed* e perdas totais e ou parciais de elos de corrente contínua.

10.2 Premissas

Para elaboração das simulações foram considerados os seguintes dados, critérios e premissas.

10.2.1 Critérios Gerais

1) Atendimento ao critério N-1, sem corte automático de geração, para indisponibilidade de circuito simples CA ou de um Polo CC;

2) Como medida conservadora, as usinas hidráulicas que tem máquinas disponíveis para operarem como compensadores síncronos tiveram, em média, 60% do número de unidades energizadas;

3) A duração das falhas de comutação para defeitos remotos estendeu-se entre 16 e 100 ms, conforme severidade da perturbação. Para defeitos locais, considerou-se a duração das falhas de comutação igual à da própria falta (100ms no sistema de 500 kV);

4) De modo geral, para os sistemas CA adotaram-se os critérios vigentes de tensão máxima transitória de até 140% dos valores nominais no instante t^{0+};

5) Para as oscilações de tensão em emergência simples, admitiram-se valores mínimos de 80% dos valores nominais em barramentos próximos aos centros de carga;

6) A representação adotada para carga foi de 100% de corrente constante na parte ativa e 100% de impedância constante na parte reativa;

7) Avaliou-se o desempenho do sistema para perda de um Bipolo sem expor o sistema a riscos de colapso. Para assegurar a estabilidade do sistema elétrico na perda de um Bipolo, admitiu-se o corte de geração nesse tipo de emergência. Considerando que o tempo máximo estimado para tomada de decisão de uma SEP é de 200ms e que na subestação o tempo de atuação deve ser inferior a 20ms, o tempo total máximo estimado para atuação de um esquema de corte de máquina (SEP+tempo na SE) foi de 220ms;

10.3 Simulações

O cenário utilizado para as simulações foi o Cenário 1 – Carga Média Norte Úmido, onde são observados os maiores carregamentos de linhas e piores perfis de tensão.

Os eventos simulados nesta análise foram curtos-circuitos monofásicos seguido da abertura de linhas nas novas subestações e subestações conversoras. Adicionalmente, foram simulados eventos de perdas de polo e bipolo.

As subestações de destaque durante as simulações foram:

- SE Araraquara 2 500 kV;
- SE Estreito 500 kV;
- SE Ibiuna 345 kV;
- SE Terminal Rio 500 kV;
- Se Arinos 2 500 kV;
- SE Paracatu 500 kV;
- SE Nova Ponte 3 500 kV;
- SE Araraquara 2 500 kV;
- SE Buritizeiro 500 kV;
- SE Janaúba 6 500 kV;
- SE Capelinha 3 500 kV;
- SE Governador Valadares 6 500 kV;

As linhas de transmissão que tiveram destaque durante as avaliações dinâmicas em conjunto com as subestações acima foram:

- LT 500 kV Janaúba 6 – Capelinha 3, C1;
- LT 500 kV Capelinha 3 – Governador Valadares 6, C1;
- LT 500 kV Arinos 2 – Paracatu, C1;
- LT 500 kV Paracatu – Nova Ponte 3, C1;
- LT 500 kV Nova Ponte 3 – Araraquara 2, C1;
- LT 500 kV Buritizeiro – São Gonçalo do Pará, C1;
- LT 500 kV Buritizeiro – São Gotardo 2, C1;
- LT 500 kV Estreito – Fernão Dias, C1;
- LT 500 kV Araraquara 2 – Itatiba, C1;

Dentre os eventos realizados nas supracitadas subestações e linhas foram escolhidos os com piores desempenhos elétricos e apresentados a seguir.

10.3.1 Curto-circuito Circuito Monofásico na SE Janaúba 6 em 500 kV

Na Figura 10-1 e na Figura 10-2 são apresentados os comportamentos das tensões e frequências do sistema durante um curto-circuito monofásico na subestação de Janaúba 6 500 kV com duração de 100 ms, seguido da abertura da LT 500 kV Janaúba 6 – Capelinha 3, C1.

Das figuras constata-se um afundamento de tensão no momento inicial do evento e após a eliminação do defeito e abertura da linha para Capelinha 3 a recuperação das tensões pré falta. Observa-se nas subestações de Capelinha 3 e Governador Valadares 6 valores de sobretensões marginais.

Adicionalmente, é mostrada na Figura 10-2 a variação de frequência durante o evento. Como pode ser visto, a frequência atinge um valor mínimo de 59,89 Hz o que indica pouco impacto deste evento na regulação de frequência do sistema.

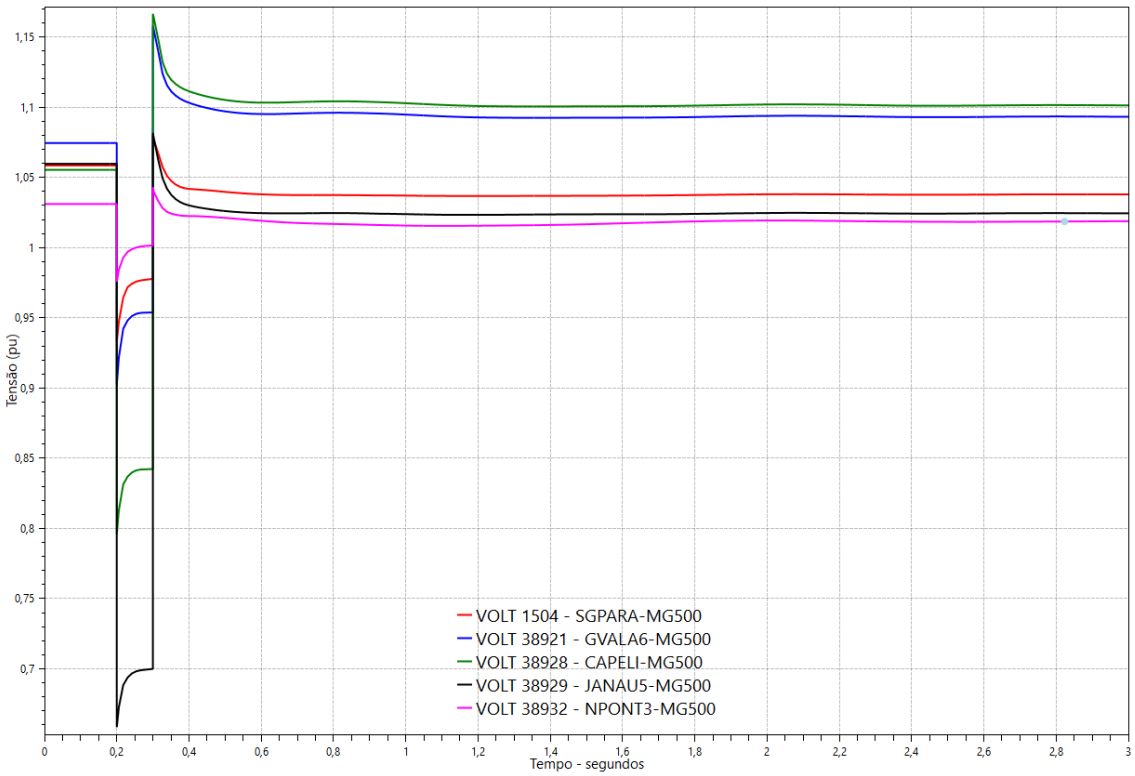


Figura 10-1 - Aplicação de curto-circuito monofásico em Janaúba 6.

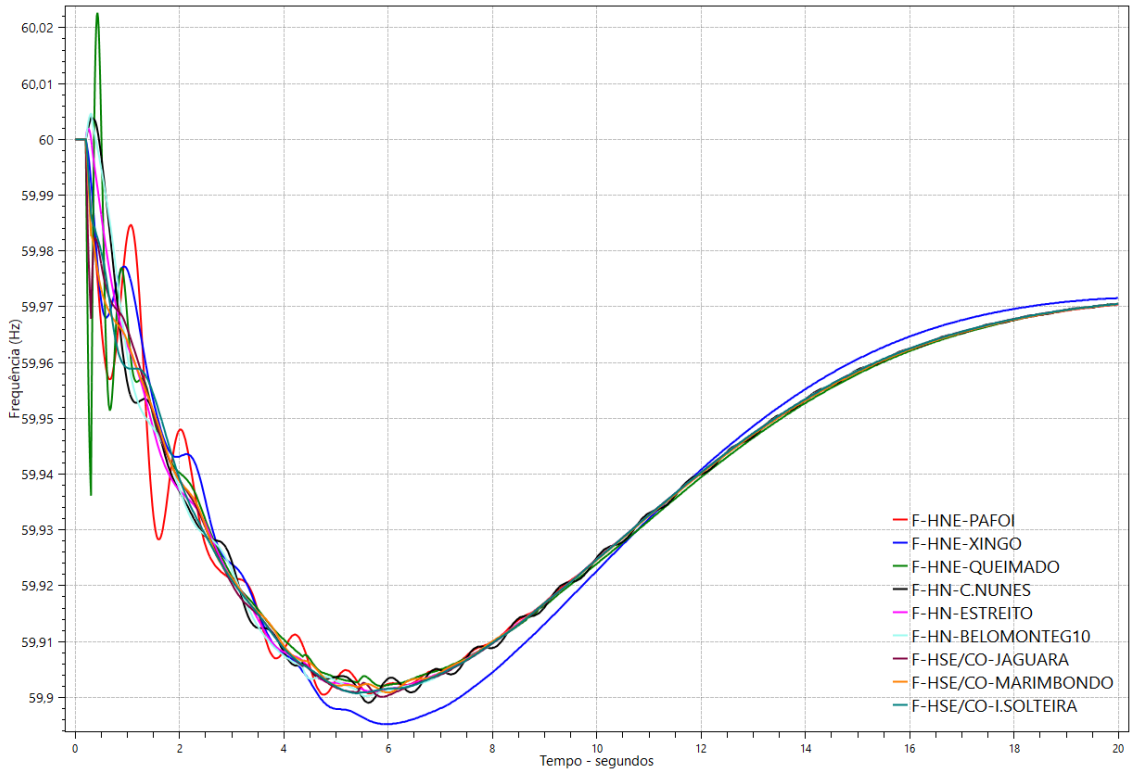


Figura 10-2 - Frequência em máquinas do sistema durante evento de curto-circuito monofásico em Janaúba 6.

10.3.2 Curto-circuito Monofásico na SE Buritizeiro 3 em 500 kV

Nas Figura 10-3, Figura 10-4 e Figura 10-5, são apresentados os comportamentos das tensões, potência nas conversoras e frequências do sistema durante um curto-circuito monofásico na subestação de Buritizeiro 3 500 kV. O curto-circuito teve duração de 100 ms e foi seguido da abertura da LT 500 kV Buritizeiro 3 – São Gonçalo do Pará, C1 concomitantemente à eliminação do defeito.

Observa-se que à medida que o ponto de ocorrência do defeito se aproxima eletricamente da região de São Paulo, surge uma interação entre o evento e a operação dos elos de corrente contínua. O curto-circuito circuito monofásico em Buritizeiro 3, por exemplo, resulta na falha de comutação nas conversoras 1 e 2 de Belo monte, Estreito e Terminal Rio.

Todavia, como visto na Figura 10-4, após a eliminação do defeito, a potência nos elos é rapidamente recuperada e o comportamento das tensões nos sistemas voltam a valores próximos do pré falta.

Na Figura 10-5 fica claro o impacto na frequência em algumas máquinas do sistema diante da falha de comutação que, embora maior que um curto-circuito circuito monofásico isolado, ainda tem magnitude pouco relevante, neste caso de apenas 59,73 Hz.

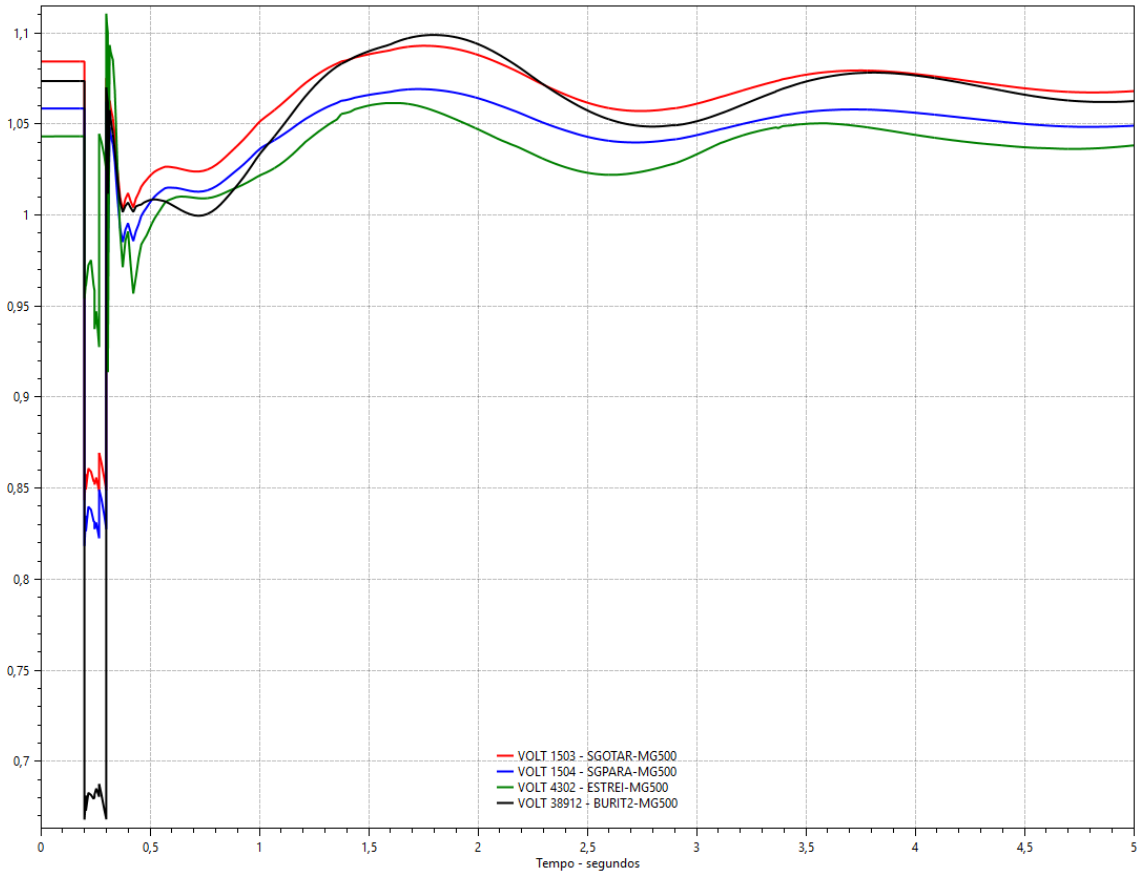


Figura 10-3 - Tensões em barras do sistema durante aplicação de curto-circuito monofásico em Buritizeiro 3.

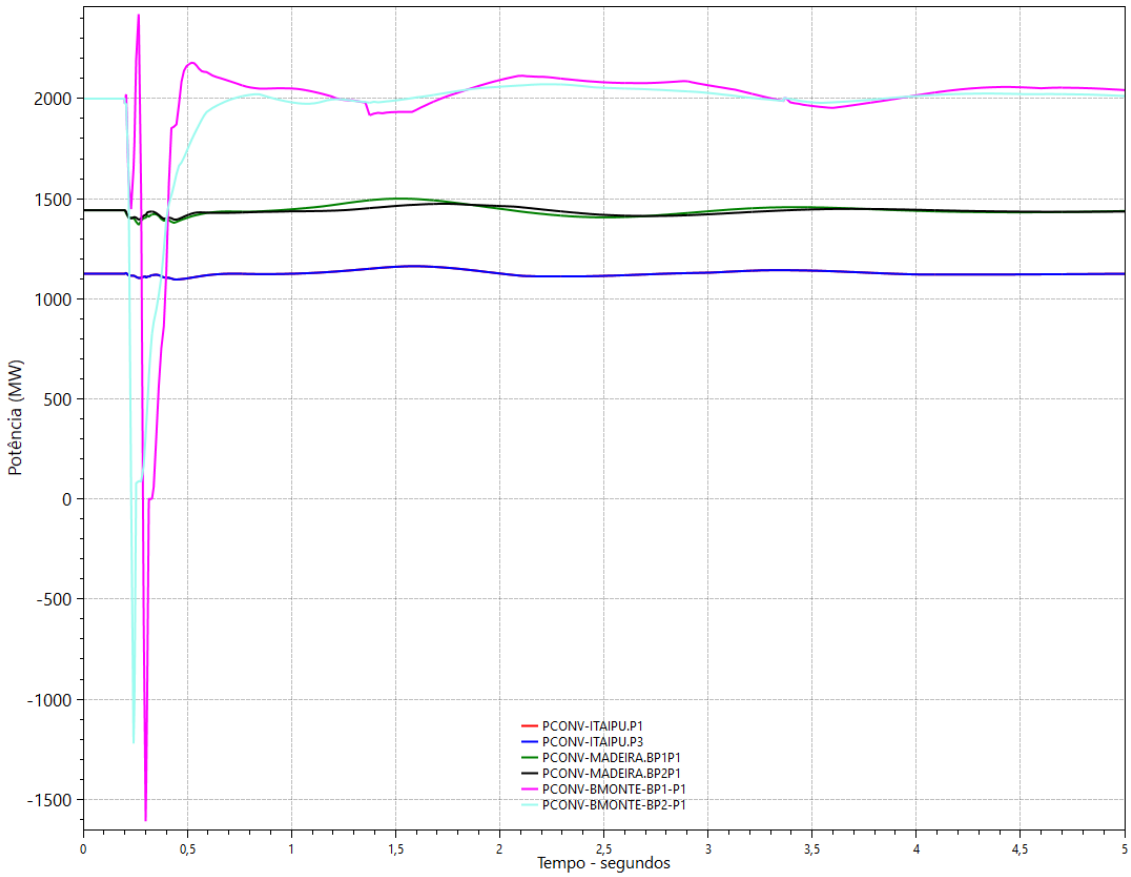


Figura 10-4 - Potência nas conversoras durante curto-circuito monofásico em Buritizeiro 3.

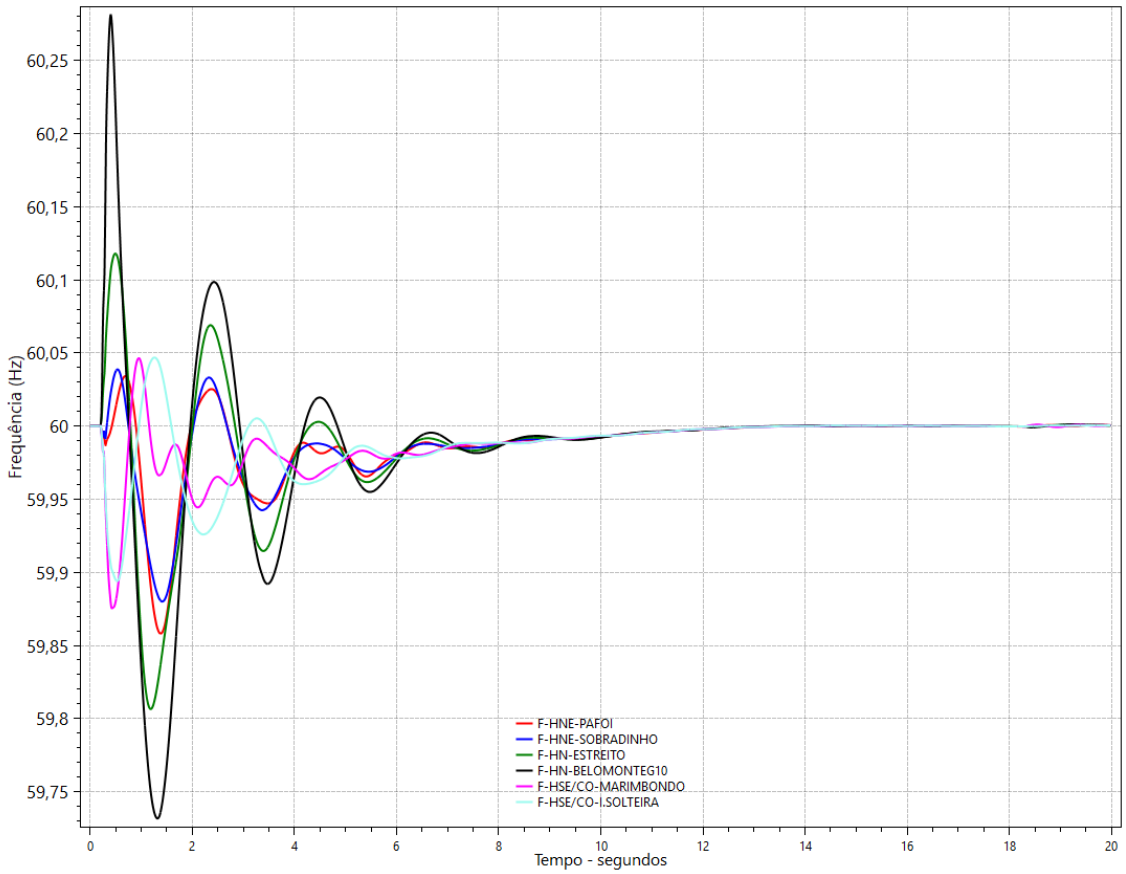


Figura 10-5 - Frequência em barras do sistema durante curto-circuito monofásico em Buritizeiro 3.

10.3.3 Curto-circuito Monofásico na SE Araraquara 2 em 500 kV

Nas Figura 10-6, Figura 10-7 e Figura 10-8, são apresentados os comportamentos das tensões nas barras conversoras, as tensões nas barras do sistema e a potência nos elos de corrente contínua durante um curto-circuito monofásico na subestação de Araraquara 2 500 kV. O curto-circuito teve duração de 100 ms e foi seguido da abertura da LT 500 kV Araraquara 2 – Itatiba, C1.

O curto-circuito na subestação de Araraquara 2, que é eletricamente próxima de todos os demais elos de corrente contínua do sistema, resulta na falha simultânea de todos os elos do sistema, o chamado *multi-infeed*. Tal fato fica explicito nas distorções da tensão nas inversoras dos elos mostradas na Figura 10-6 e nas potências transmitidas nos elos na Figura 10-8.

Ademais, a recuperação das tensões do sistema é apresentada na Figura 10-7, que indica a recuperação das tensões nominais do sistema de maneira bem satisfatória. O menor valor de tensão durante o primeiro swing ficou perto de 0,85 pu, portanto longe dos limites preconizados.

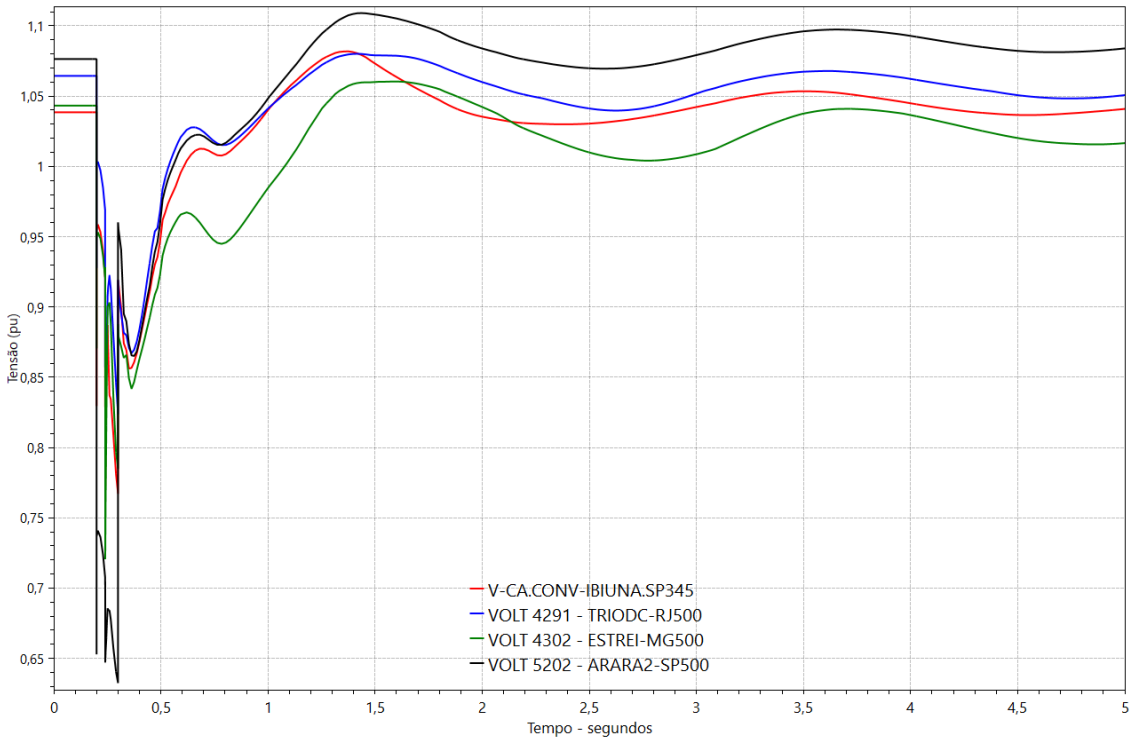


Figura 10-6 – Potência nas conversoras durante curto-circuito em Araraquara 2.

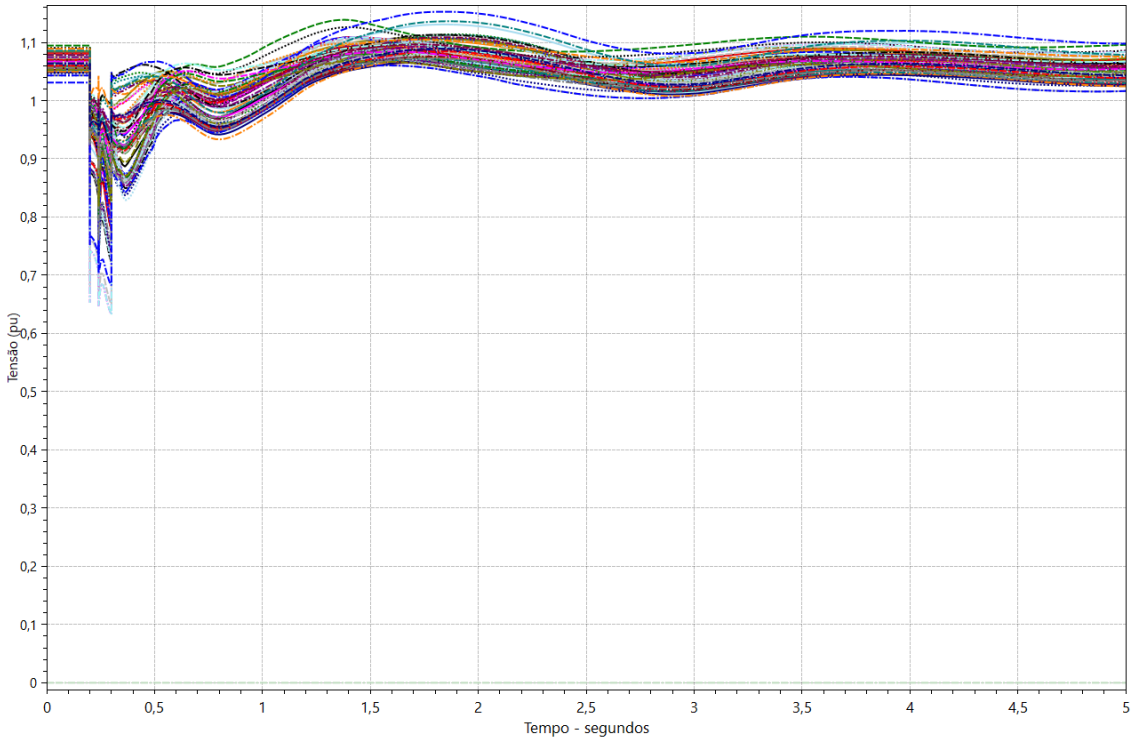


Figura 10-7 - Tensões nas barras do sistema durante aplicação de curto-circuito monofásico me Araraquara 2.

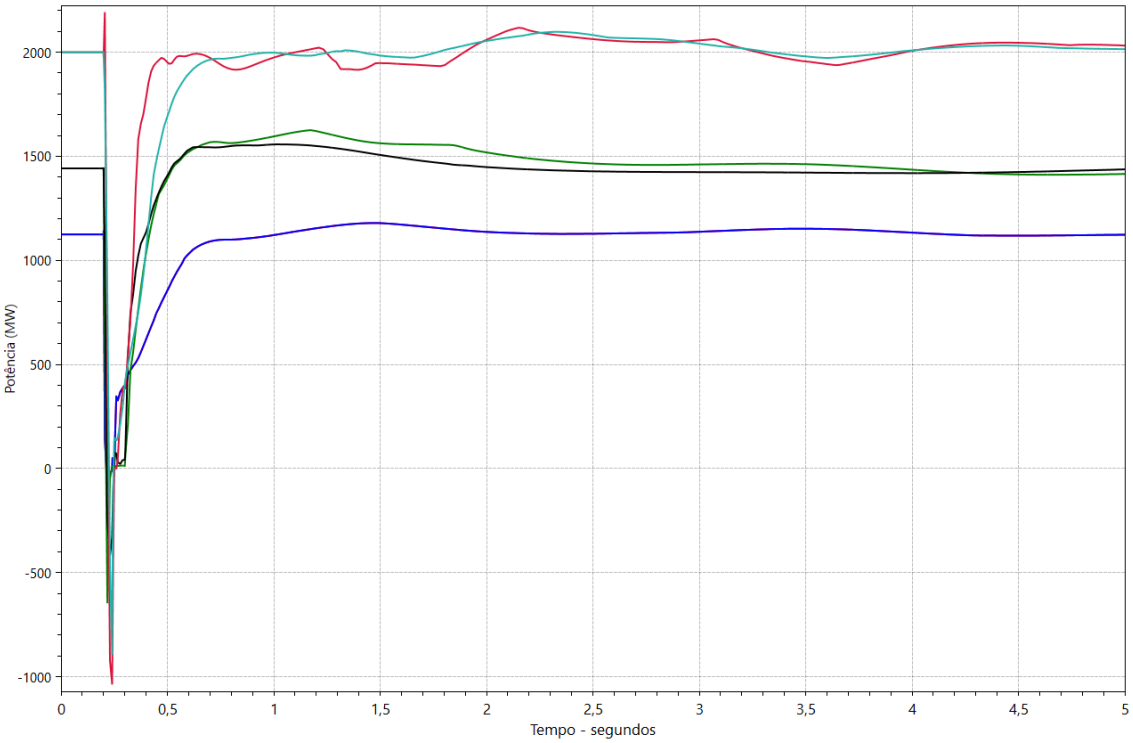


Figura 10-8 - Potências nas conversoras durante aplicação de curto-circuito monofásico em Araraquara 2.

10.3.4 Curto-circuito Monofásico na SE Estreito em 500 kV

Nas Figura 10-9, Figura 10-10, Figura 10-11 e Figura 10-12, são apresentados os comportamentos das tensões nas conversoras do sistema, as tensões nas barras do sistema a potência nas conversoras e a frequência no sistema durante um curto-circuito monofásico na subestação de Estreito 500 kV. O curto-circuito teve duração de 100 ms e foi seguido da abertura da LT 500 kV Estreito –Fernão Dias, C1.

Observa-se de maneira análoga ao curto-circuito aplicado na subestação de Araraquara 2, falhas de comutação em todos os elos do sistema. Todavia, como o cenário praticado para as simulações dinâmicas tem um fluxo elevado de potência em direção ao centro de carga do estado de São Paulo, a abertura da LT 500 kV Estreito – Fernão Dias, C1 tem maior impacto no desempenho das tensões pós falta.

Na Figura 10-11, é apresentado o comportamento de inúmeras barras do sistema de transmissão em 500 kV. Destaca-se a tensão de primeiro swing perto de 0,83 pu, estando mais próximas dos limites preconizados pelo planejamento.

O efeito na frequência por sua vez ainda é pouco expressivo como ilustrado na Figura 10-12, indicando a robustez do sistema para os eventos simulados.

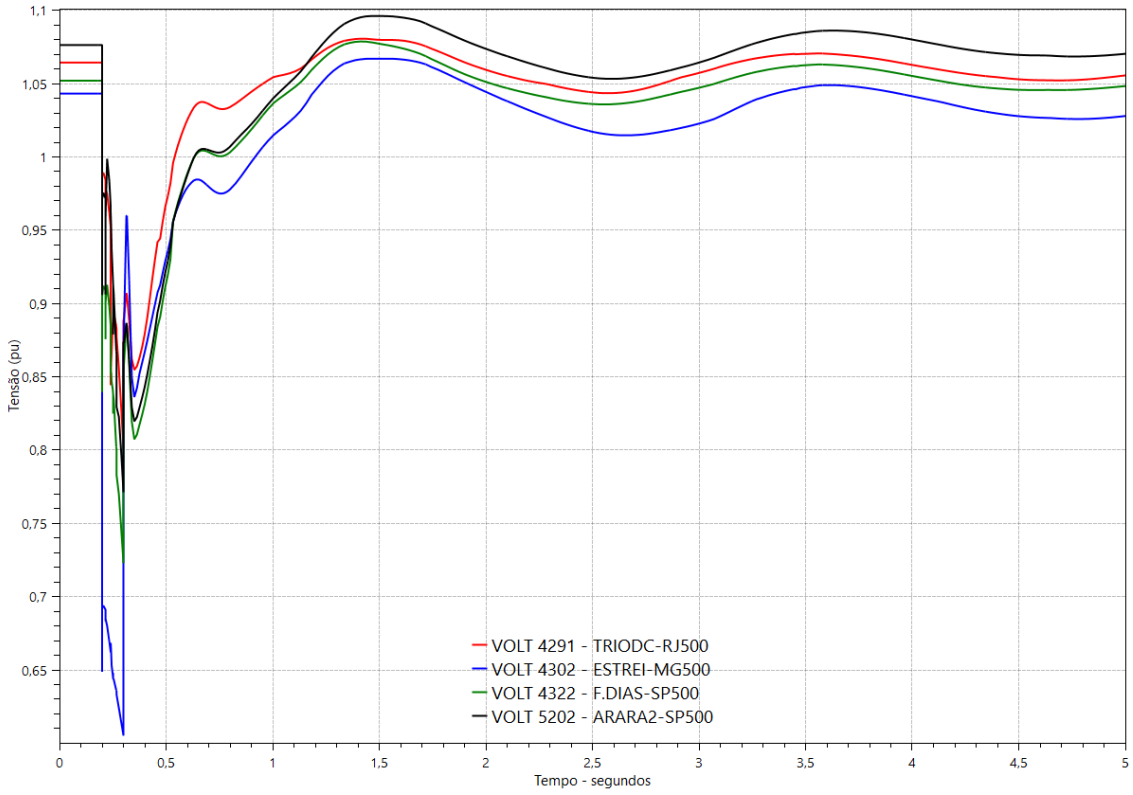


Figura 10-9 – Tensão nas conversas durante aplicação de curto-circuito em Estreito.

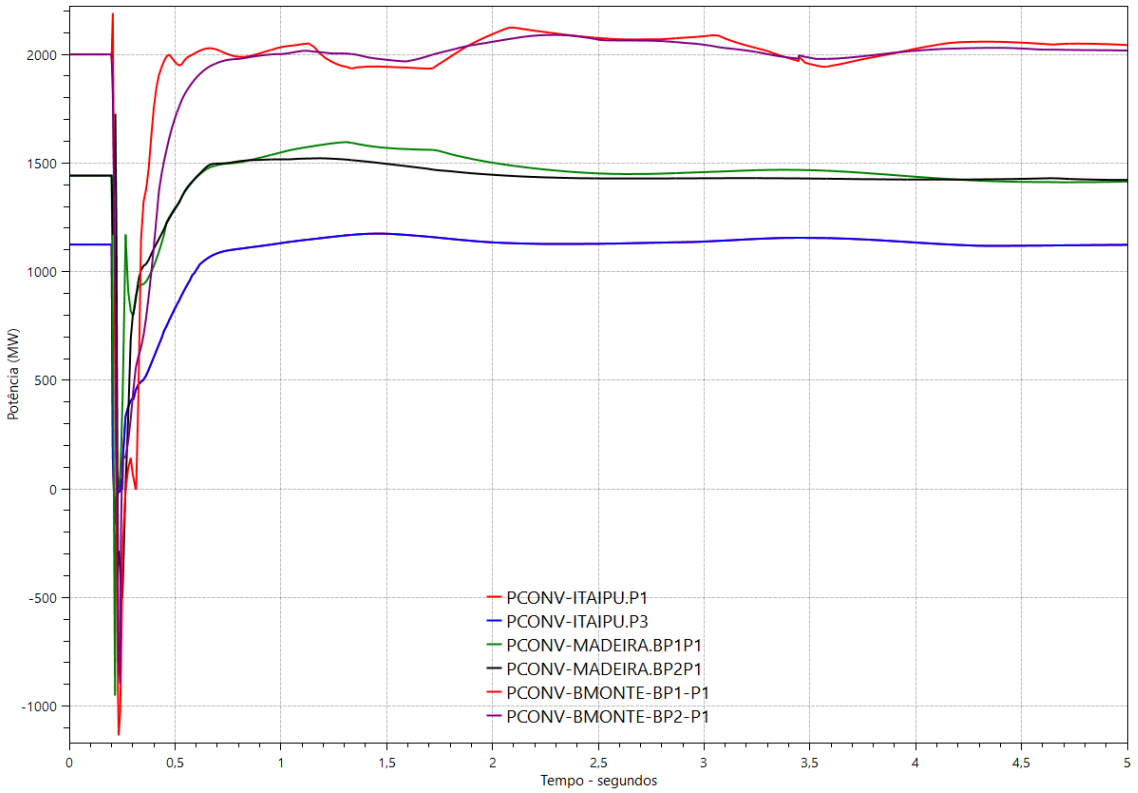


Figura 10-10 - Potência nas conversoras durante aplicação de curto-circuito monofásico em Estreito.

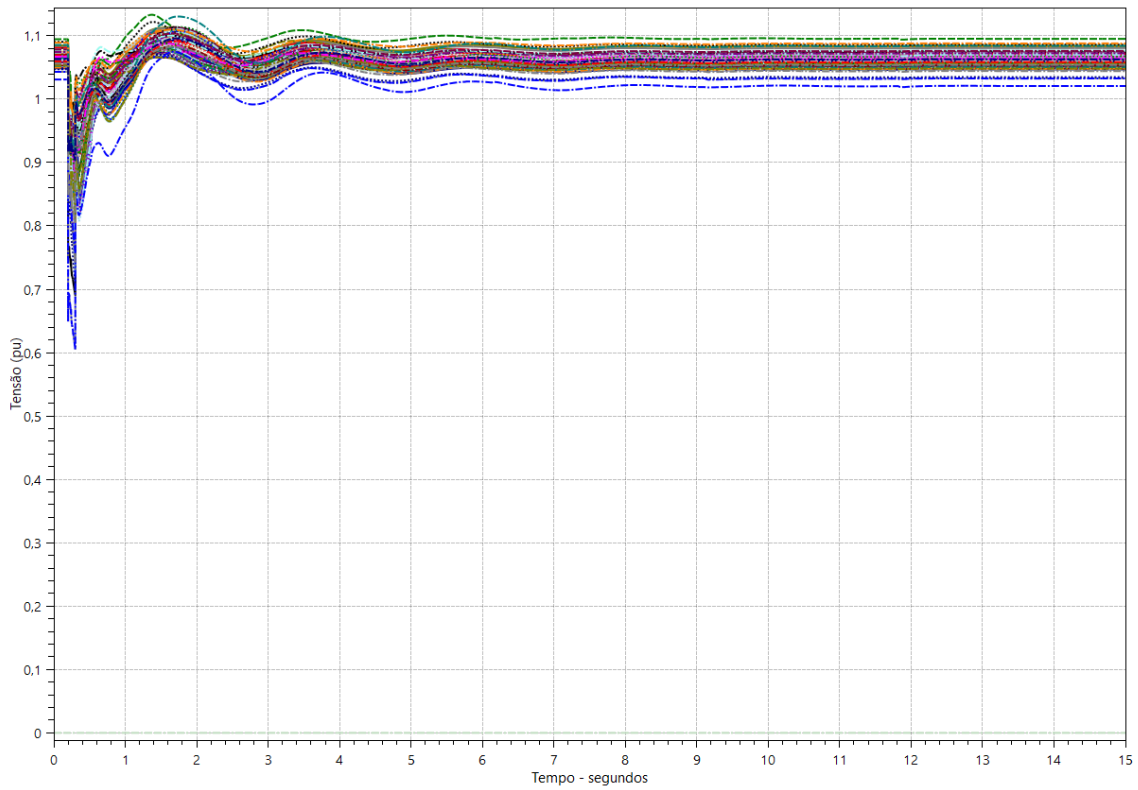


Figura 10-11 - Tensões nas principais barras do sistema durante aplicação de curto-circuito monofásico em Estreito.

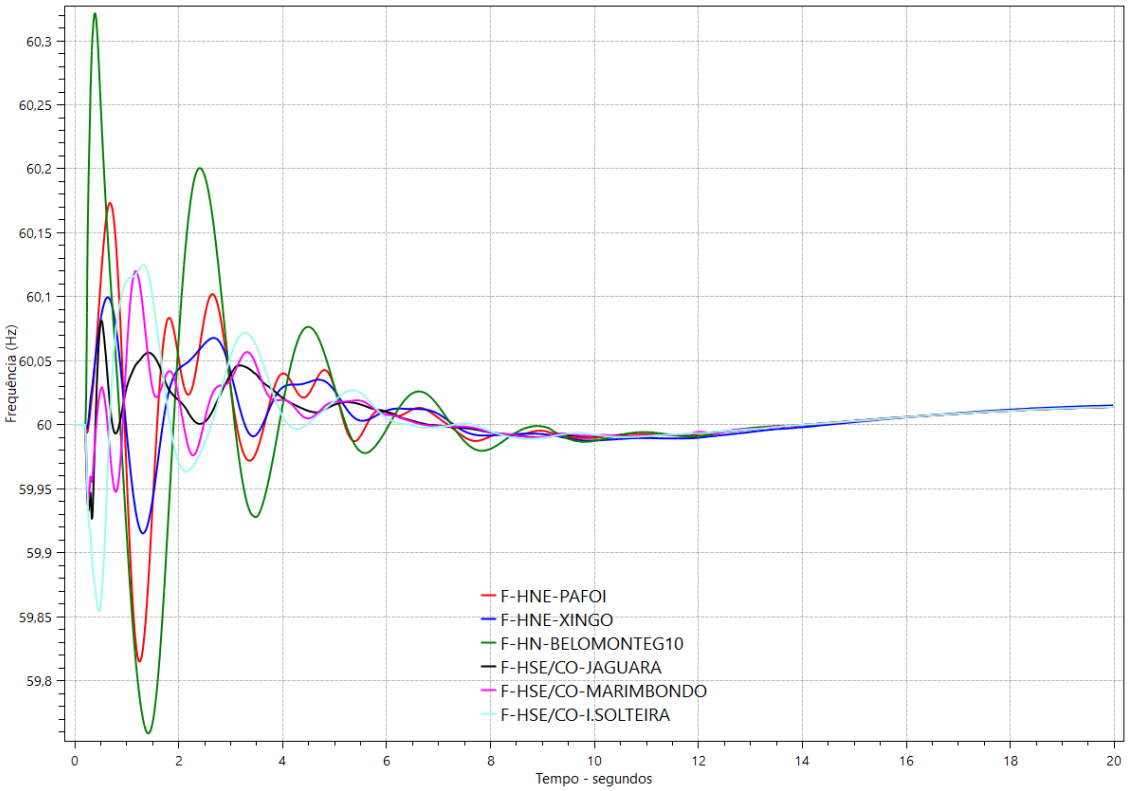


Figura 10-12 - Frequência em usinas do sistema durante curto circuito monofásico em Estreito.

10.4 Conclusão

Nesta seção foi avaliado o desempenho dinâmico no ano de 2026 da alternativa vencedora no Cenário 1 – Carga Média Norte Úmido. Todos os critérios foram atendidos, não sendo necessárias, maiores recomendações de equipamentos de controle de tensão Dinâmica (Compensadores Estáticos e Compensadores Síncronos).

Observa-se, ainda, uma redução da severidade dos eventos envolvendo múltiplos elos de corrente contínua, o que indica um benefício adicional dos reforços do estudo no aumento dos limites de transferência de potência entre os submercados.

11 OTIMIZAÇÃO E AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO

Neste capítulo são apresentadas análises técnicas e de otimização visando definir as especificações básicas das Linhas de Transmissão (LT) aéreas novas listadas na sequência. Todas as LT otimizadas neste capítulo estão previstas para o ano de 2026.

Por outro lado, ao final do capítulo, são também realizadas considerações e análises acerca de seccionamentos de LT existentes.

Em relação às LT novas, as análises de otimização das LT em nível de tensão 500 kV foram divididas em três seções diferentes, a saber: (i) LT 500 kV de SIL elevado, (ii) LT 500 kV convencionais em circuito simples (CS) e (iii) LT 500 kV convencionais em circuito duplo (CD), em função das particularidades técnicas e econômicas de cada tipo de solução.

Os resultados obtidos nas análises foram extraídos diretamente do programa ELEKTRA, desenvolvido pelo CEPEL [31].

11.1 Dados e Premissas

Os dados ambientais e parâmetros econômicos que fundamentam a avaliação técnico-econômica estão apresentados nessa seção.

É importante destacar que os dados ambientais foram observados a partir das regiões por meio das quais as LT irão atravessar. No caso desse estudo, as premissas e dados são divididos entre as LT 500 kV de SIL Elevado e LT 500 kV convencionais CS e CD. Essa abordagem é interessante porque, embora os valores críticos de temperatura, altitude ou densidade relativa possam ser semelhantes ao longo do traçado das LT e durante diversos períodos do ano, os vários valores médios possuem algumas diferenças significativas.

11.1.1 Dados e Premissas ambientais para as LT 500 kV de SIL Elevado

Os dados ambientais para a definição das capacidades de corrente das LT 500 kV de SIL ELEVADO estão dispostos na Tabela 11-1. A temperatura do ar corresponde à maior máxima média mensal registrada na estação de medição localizada em Pirapora/MG [32]. Em relação à densidade relativa do ar, considerada nas análises elétricas, o valor observado visa a situação mais crítica ao longo do traçado das LT. Já a altitude média mais elevada foi obtida para a LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3 C1.

Tabela 11-1 - Dados do ambiente para as LT 500 kV de SIL elevado

Temperatura do ar – máxima média [°C]	33
Velocidade de vento para cálculo de temperatura dos cabos [m/s]	1
Radiação solar [W/m²]	1000
Densidade relativa do ar [p.u.]	0,87
Altitude média mais elevada [m]	864

Por outro lado, vale destacar que a otimização técnico-econômica de cada LT possui premissas ambientais de temperatura e altitude próprias a cada LT, enquanto que a densidade relativa do ar leva em consideração a situação mais crítica (menor valor) dentre todas as LT.

É importante salientar que as regiões de MG – SP – ES, nas quais atravessam grande parte das LT abordadas nesta seção, possuem altitudes bastante elevadas, muitas vezes na presença de valores significativos de temperaturas máximas médias anuais. Essas características interferem de forma expressiva na densidade relativa do ar e, consequentemente, no efeito Corona (Visual, Ruído Audível e Rádio Interferência). Portanto, os níveis de emissão eletromagnética devem ser observados.

11.1.2 Dados e Premissas ambientais para as LT 500 kV convencionais de CS e CD

Os dados ambientais para a definição das capacidades de corrente estão dispostos na Tabela 11-2. A temperatura do ar corresponde à maior máxima média mensal registrada na estação de medição localizada em Januária/MG [32]. Em relação à densidade relativa do ar, considerada nas análises elétricas, o valor observado visa a situação mais crítica ao longo do traçado das LT, considerando os dados observados na estação localizada em Barbacena/MG [32]. Já a altitude média mais elevada foi obtida para a LT 500 kV Itabirito – Santos Dumont C1.

Tabela 11-2 - Dados do ambiente para as LT 500 kV convencionais de CS e CD

Temperatura do ar – máxima média [°C]	34
Velocidade de vento para cálculo de temperatura dos cabos [m/s]	1
Radiação solar [W/m²]	1000
Densidade relativa do ar [p.u.]	0,87
Altitude média mais elevada [m]	1056

Por outro lado, vale destacar que a otimização técnico-econômica de cada LT possui premissas ambientais de temperatura e altitude próprias a cada LT, enquanto que a densidade relativa do ar leva em consideração a situação mais crítica (menor valor) dentre todas as LT.

11.1.3 Parâmetros econômicos

Na Tabela 11-3 estão apresentados os parâmetros econômicos considerados nas análises de otimização.

Tabela 11-3 - Dados para avaliação econômica

Custo das perdas de energia [R$/MWh]	247,44
Período [anos]	30
Taxa de desconto anual [%]	8
Banco de preços	Ref. ANEEL – 2017/07[2]

11.2 Critérios Para Análises Elétricas e Comparações Econômicas de LT novas

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 90 °C em condição de emergência. Com relação aos níveis de emissão eletromagnética, estes devem observar os requisitos mínimos definidos em [33]. 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 5 % são consideradas economicamente equivalentes. Como critério de desempate, deve-se buscar, preferencialmente, as soluções com os menores custos de instalação.

Vale destacar que os critérios anteriormente estabelecidos podem ser superpostos por outras condicionantes envolvidas no estudo, a depender da LT avaliada, por exemplo, capacidade de corrente de equipamentos terminais e/ou os fluxos máximos observados no horizonte de análise, dentre outros aspectos.

11.3 Avaliação Técnico-Econômica das LTs 500 kV de SIL Elevado

As LT 500 kV de SIL elevado são assim definidas neste relatório em função da silhueta típica estar associada a uma geometria de fases compacta - distâncias reduzidas entre fases – e feixes expandidos, resultando em um SIL elevado em comparação à LT 500 kV convencionais.

No caso deste estudo, as LT que possuem características dessa natureza são listadas a seguir, para o ano 2026:

- LT 500 kV João Neiva – Viana 2, C1, (CS)

[2] Atualizado pela EPE conforme [43]. Adicionalmente, devido às significativas diferenças entre os custos unitários dos cabos condutores tipo CAA, com formação 26/7 e 45/7, foi definido um valor único para os cabos de 14,19 R$/kg para a região Sudeste, a partir de metodologia detalhada no Informe Técnico de custos elaborado pela EPE para o ano de 2020.

- LT 500 kV Capelinha 3 – Governador Valadares 6, C1, (CS)
- LT 500 kV Janaúba 6 – Capelinha 3, C1, (CS)
- LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3, C1, (CS)
- LT 500 kV Buritizeiro 3 – São Gonçalo do Pará, C1, (CS)
- LT 500 kV Buritizeiro 3 – São Gotardo 2, C1, (CS)
- LT 500 kV Nova Ponte 3 – Araraquara 2, C1, (CS)

Foram adotadas estruturas estaiadas para todas as LT. Na seção 11.3.1.2 constam as coordenadas finais, após a otimização, dos cabos na torre e flecha para a silhueta típica, com SIL (Surge Impedance Loading) da ordem de 1670 MW. Apesar de terem sido consideradas apenas estruturas estaiadas, cumpre destacar que existem propostas de estruturas autoportantes que atingem essa mesma ordem de SIL [34] [35]. Por fim, considerou-se também cabos condutores tipo CAA e cabos para-raios tipo EAR 3/8" e OPGW 13,4 mm.

11.3.1 Características Técnicas das Soluções de Referência das LT 500 kV SIL Elevado

11.3.1.1 Características elétricas

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades operativas especificadas estão sumarizados na Tabela 1 4.

Tabela 11-4 - Características elétricas básicas das LT 500 kV SIL elevado

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal[1]	Emerg.[2]	seq.	r [Ω/km]	x [Ω/km]	b [μS/km]
Circuito Simples	CAA 6 x TERN (795 MCM)	2965	4000	+	0,0140	0,1917	8,6623
				0	0,3260	1,2154	3,1472
				mut.0	-	-	-

(1) Valor adotado conforme maior fluxo observado no relatório R1.
(2) Valor limitado pelos equipamentos terminais da LT.

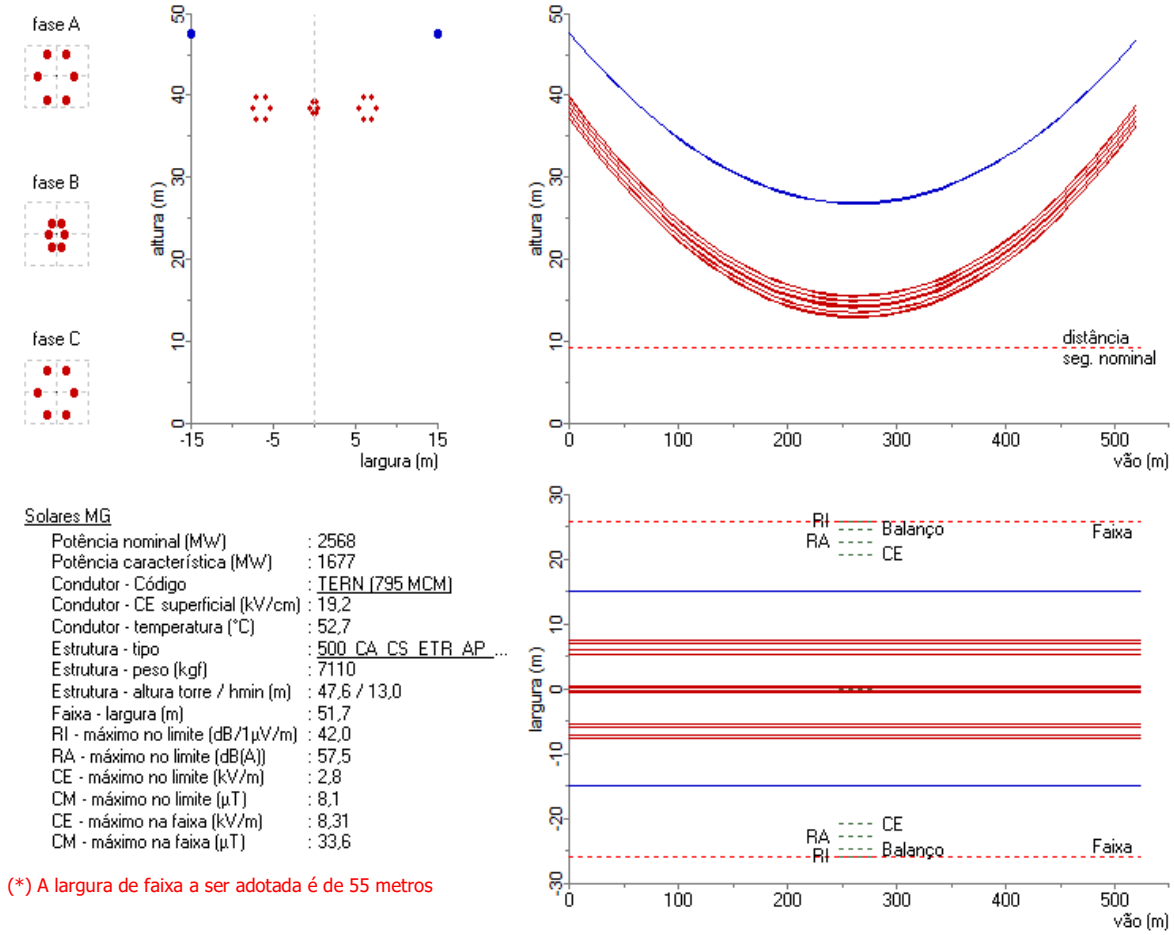


Figura 11-1 - Dados técnicos básicos das LT 500 kV SIL elevado

A Figura 11-1, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos das LT. Com relação à faixa de segurança, esta foi estimada em 51,7 metros devido à Radio Interferência. Recomenda-se, então, a adoção de uma largura de faixa de 55 metros.

11.3.1.2 Características construtivas

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos feixes na torre e flechas estão apresentadas na Tabela 11-5. Tendo em vista que os feixes são elípticos, a Tabela 11-6 apresenta as coordenadas dos subcondutores para cada feixe.

Tabela 11-5 - Coodenadas do centro do feixe da silhueta típica das LTs 500 kV SIL elevado

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A	-6,5	38,6	24,2
Feixe B	0	38,6	24,2
Feixe C	6,5	38,6	24,2
Para-raios 1	-15	47,6	20,7
Para-raios 2	15	47,6	20,8

Tabela 11-6 - Coordenadas dos subcondutores em relação ao centro do feixe LT 500 kV SIL elevado

Subcondutor	Feixe A		Feixe B		Feixe C	
	X [m]	Y [m]	X [m]	Y [m]	X [m]	Y [m]
1	1,050	0,0	0,48	0,0	1,050	0,0
2	0,525	1,3	0,24	0,695	0,525	1,3
3	-0,525	1,3	-0,24	0,695	-0,525	1,3
4	-1,050	0,0	-0,48	0,0	-1,050	0,0
5	-0,525	-1,3	-0,24	-0,695	-0,525	-1,3
6	0,525	-1,3	0,24	-0,695	0,525	-1,3

11.4 Avaliação técnico econômica das LT 500 kV Convencionais em Circuito Simples

No caso deste estudo, as LT que possuem características dessa natureza são listadas a seguir, para o ano 2026:

- LT 500 kV Arinos 2 – Paracatu 4, C1, (CS)
- LT 500 kV Itabirito 2 – Santos Dumont, C1, (CS)
- LT 500 kV Jaguara – Estreito, C1, (CS)
- LT 500 kV Janaúba 6 – Janaúba 3, C1, (CS)

Foram adotadas estruturas estaiadas para todas as LT e considerados cabos condutores tipo CAA e cabos para-raios tipo EAR 3/8" e OPGW 13,4 mm.

De forma a avaliar qual seria a melhor solução que, conjuntamente, indicasse a configuração de menor custo total, dentre todas a soluções candidatas, realizou-se uma otimização conjunta considerando-se todos os trechos, com seus respectivos carregamentos e estruturas. Neste caso, é escolhida a

configuração **4 x TERN (795 MCM)** para todas as LT, em função dessa solução possuir o menor custo de instalação.

11.4.1 Características Técnicas das Soluções de Referência das LT 500 kV Convencionais em Circuito Simples

11.4.1.1 Características elétricas

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades operativas especificadas estão sumarizados na Tabela 11-7.

Tabela 11-7 - Características elétricas básicas das LT 500 kV convencionais CS

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.[1]	seq.	r [Ω/km]	x [Ω/km]	b [μS/km]
Circuito Simples	CAA 4 x TERN (795 MCM)	2940	4000	+	0,0209	0,3196	5,1669
				0	0,3372	1,2210	3,0582
				mut.0	-	-	-

(1) Valor limitado pelos equipamentos terminais da LT.

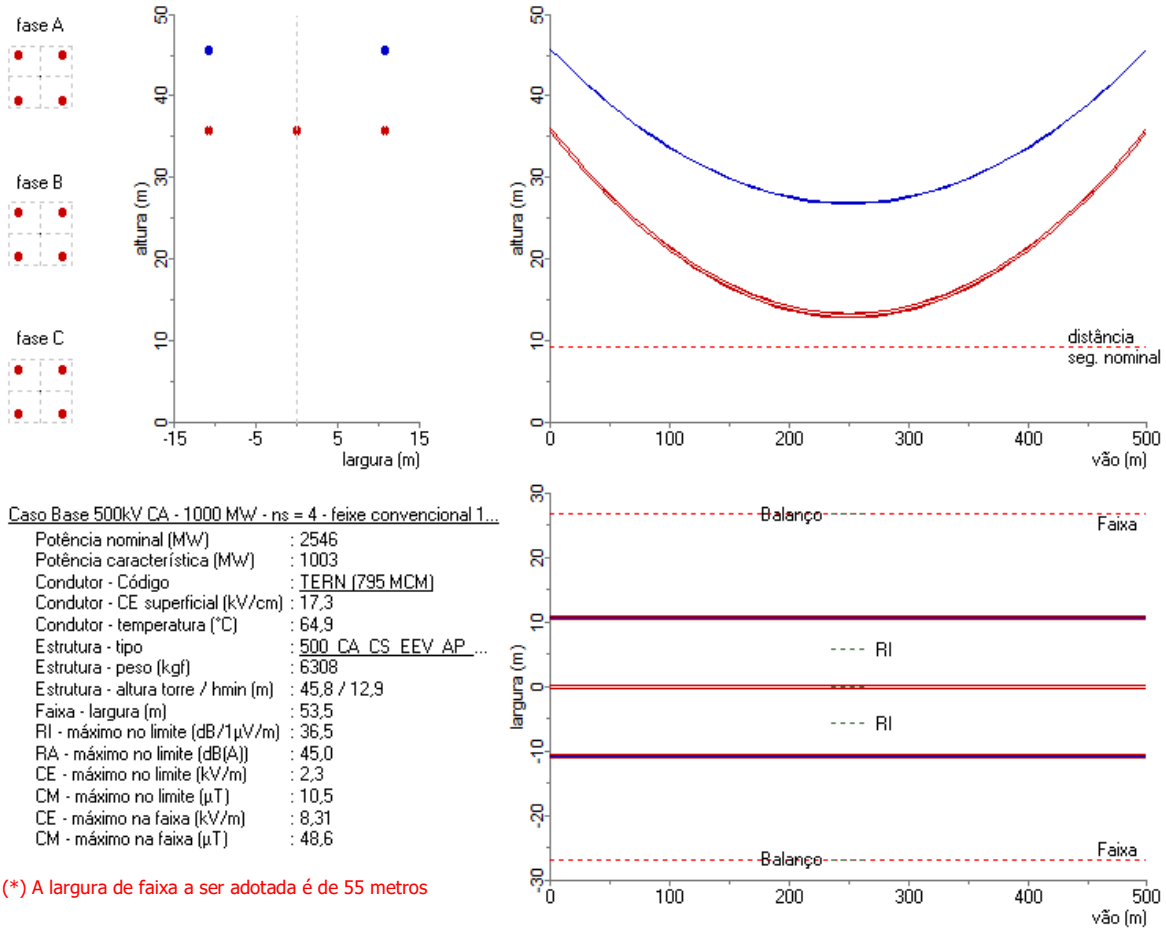


Figura 11-2 - Dados técnicos básicos das LT 500 kV convencional CS

A Figura 11-2, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos das LT. Com relação à faixa de segurança, esta foi estimada em 53,5 metros devido ao balanço dos cabos. Recomenda-se, então, a adoção de uma largura de faixa de 55 metros.

11.4.1.2 Características construtivas

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos feixes na torre e flechas estão apresentadas na Tabela 11-8. Foram considerados feixes com geometria convencional e espaçamento de 45,72 cm entre os cabos condutores.

Tabela 11-8 - Coordenadas do centro do feixe da silhueta típica das LT 500 kV convencionais CS

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A	-10,8	35,8	22,7
Feixe B	0	35,8	22,7
Feixe C	10,8	35,8	22,7
Para-raios 1	-10,8	45,8	18,8
Para-raios 2	10,8	45,8	19,0

11.5 Avaliação técnico econômica das LT 500 kV Convencionais em Circuito Duplo

As LT que possuem características dessa natureza são listadas a seguir, para o ano 2026:

- LT 500 kV Jaíba – Janaúba 6, C1 e C2, (CD) – 85 km
- LT 500 kV Pirapora 2 – Buritizeiro, C1 e C2, (CD) – 31 km
- LT 500 kV Presidente Juscelino – Vespasiano 2, C1 e C2, (CD) – 135 km

Foram adotadas estruturas estaiadas para todas as LT e considerados cabos condutores tipo CAA e cabos para-raios tipo EAR 3/8" e OPGW 13,4 mm.

De forma a avaliar qual seria a melhor solução que, conjuntamente, indicasse a configuração de menor custo total, dentre todas a soluções candidatas, realizou-se recomendação realizou-se uma otimização conjunta considerando-se todos os trechos, com seus respectivos carregamentos e estruturas.

Recomenda-se a solução **4 x RAIL (954 MCM)** como aquela mais adequada técnica e economicamente para a otimização das LT 500 kV em circuito duplo avaliadas, por estar essa solução entre aquelas economicamente empatadas – possuindo um custo de instalação competitivo – e ser

mais robusta do ponto de vista de custo total, além de ter sido bastante recomendada em outros estudos de planejamento.

11.5.1 Características Técnicas das Soluções de Referência das LT 500 kV Convencionais em Circuito Duplo

11.5.1.1 Características elétricas

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades operativas especificadas estão sumarizados na Tabela 11-9.

Tabela 11-9 - Características elétricas básicas das LT 500 kV convencionais CD

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.[1]	seq.	r [Ω/km]	x [Ω/km]	b [μS/km]
Circuito Simples	CAA 4 x RAIL (954 MCM)	3260	4000	+	0,0177	0,3117	5,3215
				0	0,3129	1,2551	3,0350
				mut.0	0,2925	0,8630	-1,0493

(1) Valor limitado pelos equipamentos terminais da LT.

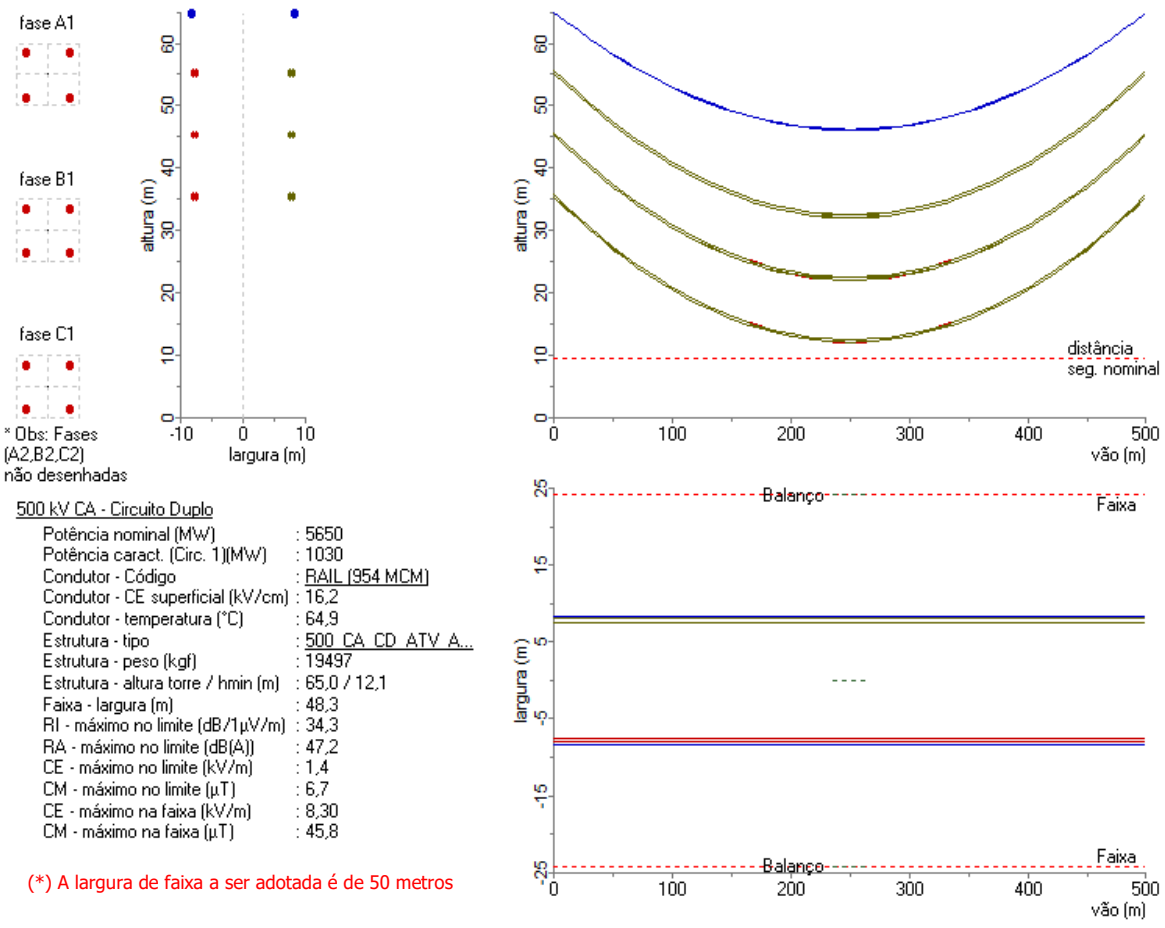


Figura 11-3 - Dados técnicos básicos das LT 500 kV convencionais CD

A Figura 11-3, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos das LT. Com relação à faixa de segurança, esta foi estimada em 48,3 metros devido ao balanço dos cabos. Recomenda-se, então, a adoção de uma largura de faixa de 50 metros.

11.5.1.2 Características construtivas

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos centros dos feixes na torre e flechas estão apresentadas na Tabela 11-10. Foram considerados feixes com geometria convencional e espaçamento de 45,72 cm entre os cabos condutores.

Tabela 11-10 - Coordenadas do centro do feixe da silhueta típica das LT 500 kV convencionais CD

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A1	-7,8	55,4	23,2
Feixe B1	-7,8	45,4	23,2
Feixe C1	-7,8	35,4	23,2
Feixe A2	7,8	35,4	23,2
Feixe B2	7,8	45,4	23,2
Feixe C2	7,8	55,4	23,2
Para-raios 1	-8,3	64,9	18,8
Para-raios 2	8,3	64,9	18,9

11.6 Seccionamentos de Linhas de Transmissão

Para os seccionamentos de linhas de transmissão indicados neste relatório foram realizadas análises técnicas com vistas a compatibilizar a linha de transmissão original, existente ou em implantação, com os novos trechos de linha necessários à nova conexão, observando os requisitos das linhas de transmissão resultantes desses seccionamentos.

Para cada linha de transmissão foram realizadas análises, por meio do programa ELEKTRA, para avaliar se os novos trechos de linha recomendados para implantação, desde os novos pontos de suprimento até os pontos de seccionamento da linha existente, atendem aos requisitos da linha objeto do seccionamento, dentre os quais a capacidade de transmissão e as perdas máximas. Essa avaliação incluiu condicionantes impostos aos condutores e faixa de passagem da linha, relativos a campos elétrico e magnético, níveis de ruído audível e radio interferência.

As análises estão apresentadas por seccionamento, como indicado a seguir.

11.6.1 Seccionamento da LT 345 kV Itutinga - Juiz de Fora 1, C1, na SE Santos Dumont 2

Os novos trechos de linhas de transmissão recomendados para implantação desse seccionamento, desde os pontos do novo suprimento (SE Santos Dumont 2) até os pontos correspondentes ao seccionamento da linha em questão, foram concebidos para implantação em estrutura de circuito duplo, cuja solução de referência, em estrutura típica auto-portante vertical, apresenta coordenadas geométricas (vão médio 450 metros) conforme Tabela 11-11.

Tabela 11-11 - Coordenadas dos feixe de condutores (centro do feixe) e para-raios, na estrutura típica, em circuito duplo, do trecho de linha do seccionamento da LT 345 kV Itutinga - Juiz de Fora 1, C1

Feixes (*)	Circuito 1		Circuito 2	
	X(m)	Y(m)	X(m)	Y(m)
Feixe A	-5,1	42,4	5,1	42,4
Feixe B	-5,1	31,4	5,1	31,4
Feixe C	-5,1	28,4	5,1	28,4
Para-raios	-5,1	49,6	5,1	49,6

(*) Feixe de condutores horizontal, com espaçamento de 0,4572 m

Tendo em conta que a solução de referência indicada pelo planejamento para a linha original, LT 345 kV Itutinga - Juiz de Fora 1, C1, contemplou 2 sub condutores por fase, tipo CAA, 900 MCM, "Ruddy" e, procurando manter, para as linhas resultantes do seccionamento, características elétricas de desempenho o mais próximo da linha original, foi igualmente considerado como referência de solução para o trecho de seccionamento, 2 sub condutores por fase, "Ruddy".

As análises realizadas através do programa ELEKTRA indicaram a viabilidade técnica da utilização desses condutores para implantação na estrutura de circuito duplo vertical mencionada, mantendo-se os requisitos de capacidade de transmissão e perdas máximas da solução original, como indicado naTabela 11-12, cujos parâmetros elétricos foram extraídos do programa.

Para outras análises, inclusive quando necessário a representação dos trechos seccionados em estudos de transitórios eletromagnéticos de manobra, esses parâmetros estão sujeitos a ajustes.

Tabela 11-12 - Características elétricas do trecho de linha de transmissão do seccionamento da LT 345 kV Itutinga - Juiz de Fora 1, C1

Circuito tipo	Capacidade por circuito (A)		SIL [MW]	Cabo condutor	Parâmetros elétricos (50° C)			
	Normal	Emerg.			Seq.	R (Ω/km)	X (Ω/km)	B (μS/km)
Duplo	1940	1940	422	2 x CAA 900 MCM (Ruddy)	+	0,0366	0,3621	4,596
					Zero	0,3475	1,368	2,756
					Zero entre circuitos	0,3136	0,9182	-0,9672

Com relação à faixa de passagem, para essa solução em estruturas auto-portantes verticais, vão médio 450 metros, foi estimada uma largura de cerca de 45 metros.

Com a implantação do seccionamento em questão, a linha de transmissão original, LT 345 kV Itutinga - Juiz de Fora 1, C1, deixa de existir, para dar lugar às linhas LT 345 kV Itutinga – Santos Dumont 2, C1 e LT 345 kV Santos Dumont 2– Juiz de Fora 1, C1.

11.6.2 Seccionamento da LT 345 kV Pirapora 2 - Três Marias, C1, na SE Buritizeiro 3

Os novos trechos de linhas de transmissão recomendados para implantação desse seccionamento, desde os pontos do novo suprimento (SE Buritizeiro 3) até os pontos correspondentes ao seccionamento da linha em questão, foram concebidos para implantação em estrutura de circuito duplo, cuja solução de referência, em estrutura típica auto-portante vertical (vão médio 450 metros), apresenta coordenadas geométricas conforme a Tabela 11-13.

Tabela 11-13 - Coordenadas dos feixe de condutores (centro do feixe) e para-raios, na estrutura típica, em circuito duplo, do trecho de linha do seccionamento da LT 345 kV Pirapora 2 - Três Marias, C1

Feixes(*)	Circuito 1		Circuito 2	
	X(m)	Y(m)	X(m)	Y(m)
Feixe A	-5,1	42,4	5,1	42,4
Feixe B	-5,1	31,4	5,1	31,4
Feixe C	-5,1	28,4	5,1	28,4
Para-raios	-5,1	49,6	5,1	49,6

(*) Feixe de condutores horizontal, com espaçamento de 0,4572 m

Tendo em conta que a solução de referência indicada pelo planejamento para a linha original, LT 345 kV Pirapora 2 - Três Marias, C1, contemplou 2 sub condutores por fase, tipo CAA, 1133,0 MCM, "Bluejay" e, procurando manter, para as linhas resultantes do seccionamento, características elétricas de desempenho o mais próximo da linha original, foi igualmente considerado como referência de solução para o trecho de seccionamento, 2 sub condutores por fase, "Bluejay".

As análises realizadas através do programa ELEKTRA indicaram a viabilidade técnica da utilização desses condutores para implantação na estrutura de circuito duplo vertical mencionada, mantendo-se os requisitos de capacidade de transmissão e perdas máximas da solução original, como indicado na Tabela 11-14, cujos parâmetros elétricos foram extraídos do programa.

Para outras análises, inclusive quando necessário a representação dos trechos seccionados em estudos de transitórios eletromagnéticos de manobra, esses parâmetros estão sujeitos a ajustes.

Tabela 11-14 - Características elétricas do trecho de linha de transmissão do seccionamento da LT 345 kV Pirapora 2 - Três Marias, C1

Circuito tipo	Capacidade por circuito (A)		SIL [MW]	Cabo condutor	Parâmetros elétricos (50° C)			
	Normal	Emerg.			Seq.	R (Ω/km)	X (Ω/km)	B (μS/km)
Duplo	1750	2590	428	2 x CAA 1133,0 MCM (Bluejay)	+	0,0299	0,3580	4,6489
					Zero	0,3387	1,3666	2,7747
					Zero entre circuitos	0,3113	0,9218	-0,9830

Com relação à faixa de passagem, para essa solução em estruturas auto-portantes verticais, vão médio 450 metros, foi estimada uma largura de cerca de 45 metros.

Com a implantação do seccionamento em questão, a linha de transmissão original, LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias, C1, deixa de existir, para dar lugar às linhas LT 345 kV Pirapora 2 – Buritizeiro 3, C2 e LT 345 kV Buritizeiro 3 – Três Marias, C1.

11.6.3 Seccionamento da LT 345 kV Pirapora 2 - Várzea da Palma, C1, na SE Buritizeiro 3

Os novos trechos de linhas de transmissão recomendados para implantação desse seccionamento, desde os pontos do novo suprimento (SE Buritizeiro 3) até os pontos correspondentes ao seccionamento da linha em questão, foram concebidos para implantação em estrutura de circuito duplo, cuja solução de referência, em estrutura típica auto-portante vertical, apresenta coordenadas geométricas conforme Tabela 11-15.

Tabela 11-15 - Coordenadas dos feixe de condutores (centro do feixe) e para-raios, na estrutura típica, em circuito duplo, do trecho de linha do seccionamento da LT 345 kV Pirapora 2 - Várzea da Palma, C1

Feixes(*)	Circuito 1		Circuito 2	
	X(m)	Y(m)	X(m)	Y(m)
Feixe A	-5,1	42,4	5,1	42,4
Feixe B	-5,1	31,4	5,1	31,4
Feixe C	-5,1	28,4	5,1	28,4
Para-raios	-5,1	49,6	5,1	49,6

(*) Feixe de condutores horizontal, com espaçamento de 0,4572 m

Tendo em conta que a solução de referência indicada pelo planejamento para a linha original, LT 345 kV Pirapora 2 - Várzea da Palma, C1, contemplou 2 sub condutores por fase, tipo CAA, 900 MCM, "Ruddy" e, procurando manter, para as linhas resultantes do seccionamento, características elétricas de desempenho o mais próximo da linha original, foi igualmente considerado como referência de solução para o trecho de seccionamento, 2 sub condutores por fase, "Ruddy".

As análises realizadas através do programa ELEKTRA indicaram a viabilidade técnica da utilização desses condutores para implantação na estrutura de circuito duplo vertical mencionada, mantendo-se os requisitos de capacidade de transmissão e perdas máximas da solução original, como indicado na Tabela 11-16, cujos parâmetros elétricos foram extraídos do programa.

Para outras análises, inclusive quando necessário a representação dos trechos seccionados em estudos de transitórios eletromagnéticos de manobra, esses parâmetros estão sujeitos a ajustes.

Tabela 11-16 - Características elétricas do trecho de linha de transmissão do seccionamento da LT 345 kV Pirapora 2 - Várzea da Palma, C1

Circuito tipo	Capacidade por circuito (A)		SIL [MW]	Cabo condutor	Parâmetros elétricos (50° C)			
	Normal	Emerg.			Seq.	R (Ω/km)	X (Ω/km)	B (μS/km)
Duplo	1879	1879	422	2 x CAA 900 MCM (Ruddy)	+	0,0366	0,3621	4,5959
					Zero	0,3475	1,3678	2,7571
					Zero entre circuitos	0,3136	0,9182	-0,9662

Com relação à faixa de passagem, para essa solução em estruturas auto-portantes verticais, vão médio 450 metros, foi estimada uma largura de cerca de 45 metros.

Com a implantação do seccionamento em questão, a linha de transmissão original, LT 345 kV Pirapora 2 – Várzea da Palma, C1, deixa de existir, para dar lugar às linhas LT 345 kV Pirapora 2 – Buritizeiro 3, C1 e LT 345 kV Buritizeiro 3 – Várzea da Palma, C1.

11.6.4 Seccionamento da LT 500 kV Bom Despacho 3 - Ouro Preto 2, C1, na SE São Gonçalo do Pará

Os novos trechos de linhas de transmissão recomendados para implantação desse seccionamento, desde os pontos do novo suprimento (SE São Gonçalo do Pará) até os pontos correspondentes ao seccionamento da linha em questão, em decorrência do comprimento muito pequeno, foram concebidos para implantação em estruturas de circuito simples, cuja solução de referência, em estrutura típica (vão médio 500 metros), apresenta coordenadas geométricas conforme Tabela 11-17.

Tabela 11-17 - Coordenadas dos feixe de condutores (centro do feixe) e para-raios, na estrutura típica, em circuito simples, do trecho de linha do seccionamento da LT 500 kV Bom Despacho 3 - Ouro Preto 2, C1

Feixes(*)	Coordenadas	
	X(m)	Y(m)
Feixe A	-9,45	31,9
Feixe B	0	38,4
Feixe C	9,45	31,9
Para-raios 1	-10,00	42,4
Para-raios 2	10,00	42,4

(*) Feixe de 4 condutores, com espaçamento de 0,4572 m

Tendo em conta que a solução de referência indicada pelo planejamento para a linha original, LT 500 kV Bom Despacho 3 - Ouro Preto 2, C1, contemplou 4 sub condutores por fase, com resistência de sequência positiva a 50 ºC máxima igual a 0,0250 Ω/km e, procurando manter, para as linhas resultantes do seccionamento, características elétricas de desempenho o mais próximo da linha original, foi considerado como referência de solução para o trecho de seccionamento, 4 sub condutores por fase, "Grosbeak".

As análises realizadas através do programa ELEKTRA indicaram a viabilidade técnica da utilização desses condutores em referência para implantação na estrutura de circuito simples mencionada, mantendo-se os requisitos de capacidade de transmissão e perdas máximas muito próximas da solução original, como indicado na Tabela 11-18, cujos parâmetros elétricos foram extraídos do programa.

Para outras análises, inclusive quando necessário a representação dos trechos seccionados em estudos de transitórios eletromagnéticos de manobra, esses parâmetros estão sujeitos a ajustes.

Tabela 11-18 - Características elétricas do trecho de linha de transmissão do seccionamento da LT 500 kV Bom Despacho 3 - Ouro Preto 2, C1

Circuito tipo	Capacidade por circuito (A)		SIL [MW]	Cabo condutor	Parâmetros elétricos (50° C)			
	Normal	Emerg.			Seq.	R (Ω/km)	X (Ω/km)	B (µS/km)
Duplo	2825	3560	997	4 x CAA 636 MCM (Grosbeak)	+	0,0256	0,3206	5,1269
					Zero	0,3454	1,4106	3,0557

Com relação à faixa de passagem, dada a proximidade entre a linha original e a subestação, foi estimada uma largura de cerca de 60 metros para cada trecho de conexão, entre a linha original e a subestação com essa solução em circuito simples, que deverá ser ajustada em função das particularidades necessárias à implantação, dentre as quais os vãos entre estruturas.

Com a implantação do seccionamento em questão, a linha de transmissão original LT 500 kV Bom Despacho 3 - Ouro Preto 2, C1, deixa de existir, para dar lugar às linhas LT 500 kV Bom Despacho 3 – São Gonçalo do Pará C1, e LT 500 kV São Gonçalo do Pará – Ouro Preto 2, C1.

12 ANÁLISE ECONÔMICA

O detalhamento do plano de obras e investimentos de cada alternativa está apresentado nas tabelas do Anexo 3 – Plano de Obras das Alternativas. Ressalta-se que estes valores foram utilizados apenas para comparação de alternativas, não servindo como base para orçamentos. A Tabela 12-1 apresenta a composição dos valores de investimentos totais das alternativas analisadas, já a Tabela 12-2 e a Tabela 12-3 apresentam a composição e o custo total levando-se em consideração os investimentos (rendimentos necessários) e o diferencial de perdas. Utilizou-se a margem percentual de 5% no custo total para configurar o empate econômico entre alternativas.

Tabela 12-1 - Custos de investimentos das alternativas

Alternativa	VP do total de investimentos		
	Custos (R$ x 1.000)	(%)	Ordem
1	7.895.371	104,2%	2º
2	8.928.846	117,8%	5º
3	**7.577.762**	**100,0%**	**1º**
4	8.110.053	107,0%	3º
5	8.518.472	112,4%	4º

Tabela 12-2 - Composição dos custos totais das alternativas analisadas

Alternativa	Rendimentos Necessários			Perdas		
	Custos (R$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R$ x 1000)	Diferencial	Ordem
1	3.695.081	109,6%	2º	305.825	157.744	4º
2	4.246.294	126,0%	5º	180.128	32.047	2º
3	**3.370.309**	**100,0%**	**1º**	356.851	208.770	5º
4	4.053.710	120,3%	3º	**148.082**	**0**	**1º**
5	4.164.285	123,6%	4º	210.581	62.499	3º

Tabela 12-3 - Custos totais (Rendimentos Necessários e Perdas Elétricas) das alternativas

Alternativa	Rendimentos Necessários + Perdas		
	Custos (R$ x 1000)	(%)	Ordem
1	3.852.825	107,6%	2º
2	4.278.341	119,5%	5º
3	**3.579.079**	**100,0%**	**1º**
4	4.053.710	113,3%	3º
5	4.226.785	118,1%	4º

Os dados da Tabela 12-2 e Tabela 12-3 foram sumarizados na Figura 12-1.

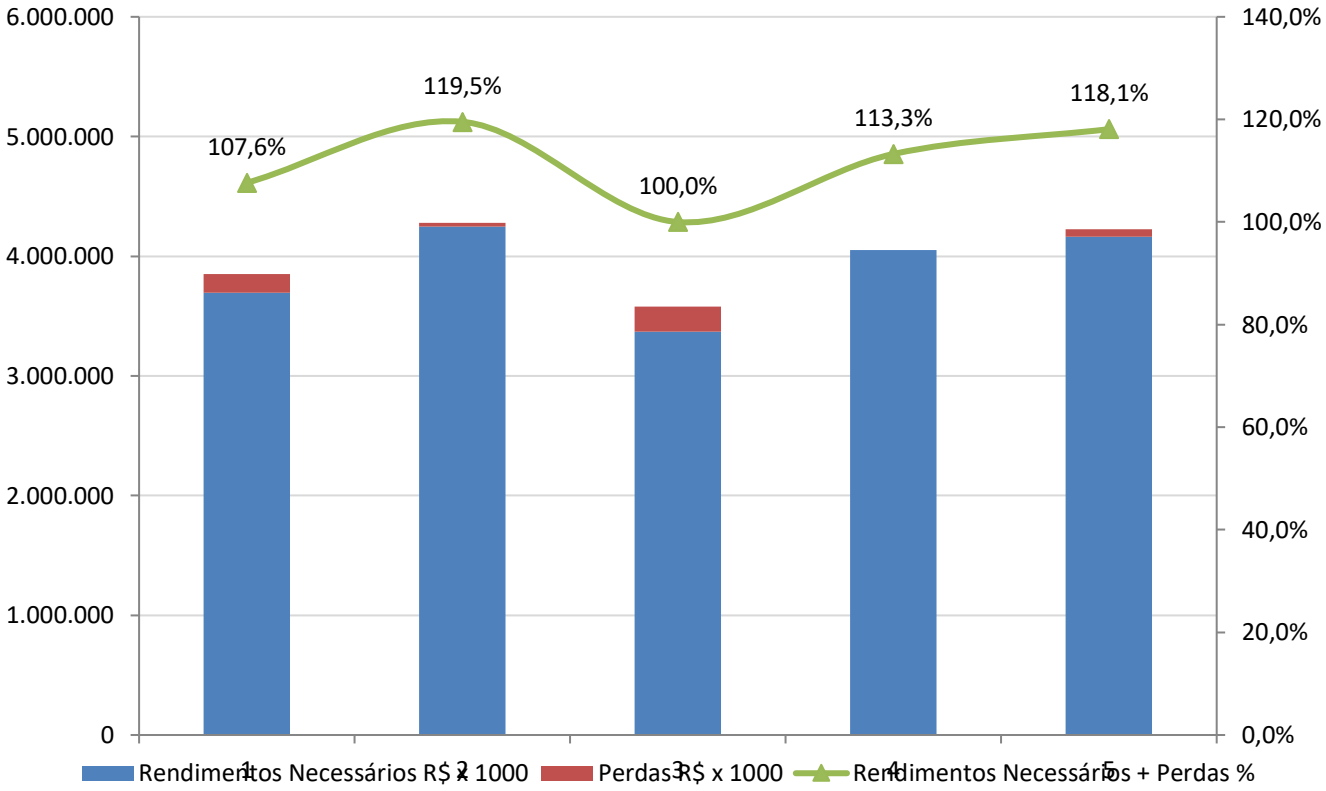


Figura 12-1 - Gráfico de comparação econômica de alternativas

13 DEFINIÇÃO DA COMPENSAÇÃO SHUNT

Neste capítulo, serão definidos os detalhes da compensação shunt necessária para os novos reforços em corrente alternada - CA indicados na alternativa vencedora. O resultado dessa análise consistirá na recomendação dos seguintes itens:

1. Necessidade ou não de reatores de linha e definição dos valores em Mvar;
2. Definição da forma de conexão dos reatores de linha: fixos ou manobráveis; e
3. Montante de compensação shunt nas barras e a modulação dos reatores de barra.

Para chegar a essas definições, foram necessários dois tipos de análises, a saber:

a. Análise em condição normal e em contingência, nos cenários de carregamento máximo e de carregamento mínimo, de forma a atender aos critérios de limite de tensão nas barras; e

b. Análise, em regime permanente, de energização e rejeição de carga, de forma a atender aos critérios de tensão máxima nas barras e terminais abertos, e variação de tensão após chaveamento.

Salienta-se que foi utilizada a topologia de rede presente nos casos de trabalho do Plano Decenal da Transmissão 2029 [17]. Para este estudo foram adotadas como premissa inicial 3 configurações com os seguintes parâmetros de capacitância C0 e C1. Nota-se que k é uma estimativa para o grau de compensação que resultaria em ressonância na tensão de fase aberta, a 60 Hz, desconsiderando-se os efeitos do uso de reator de neutro:

Configuração	C0 (µS/km)	C1 (µS/km)	k
Circuito Duplo 500 kV, 4 subcondutores	3,03	5,32	86%
Circuito Simples 500 kV, 4 subcondutores	3,06	5,17	86%
Circuito Simples 500 kV, SIL Elevado	3,15	8,66	79%

Assim, de forma a se afastar de condições de ressonância, buscou-se utilizar graus de compensação inferiores aos valores de k apresentados acima.

13.1 Análise em Regime Normal e em Contingência

Tendo como dado de entrada os percentuais de compensação indicados no subitem anterior, a próxima etapa consiste no dimensionamento do montante de compensação *shunt* para os novos barramentos de 500 kV, de forma que:

a. Em regime normal, as tensões estejam dentro dos limites da Tabela 13-1.

b. Na contingência simples de qualquer linha de transmissão, reator de barra ou perda de carga de grandes consumidores livres, não haja violação dos níveis de tensão em emergência;

c. Ao manobrar reatores de barra, o delta de tensão não seja maior que 5% da tensão nominal do barramento; e

d. Seja possível controlar a tensão nos cenários de alto carregamento da LT, desligando reatores de barra e mantendo os reatores fixos da linha de transmissão.

Tabela 13-1 - Limites de tensão adotados para condição normal e de emergência

Tensão Nominal de Operação	Condição operativa normal		Condição operativa de emergência	
(kV)	min	máx	min	máx
< 230	0,950	1,050	0,900	1,050
230	0,950	1,050	0,900	1,050
345	0,950	1,050	0,900	1,050
440	0,950	1,046	0,900	1,046
500	1,000	1,100	0,950	1,100
525	0,950	1,050	0,900	1,050
765	0,900	1,046	0,900	1,046

Após a emissão da revisão 0 deste relatório, a EPE finalizou, seguindo o cronograma anual de estudos, o Diagnóstico Regional da Rede Elétrica – PDE 2030 [24]. Em seu Volume IV, foi identificado que, em um cenário de carga leve com baixo nível de geração fotovoltaica local e baixo carregamento da interligação Nordeste – Sudeste, são verificadas sobretensões em alguns barramentos 500 kV da região Norte de Minas Gerais, após a entrada em operação da primeira fase dos reforços recomendados. A Figura 13-1 ilustra essa situação, na qual se verificam violações nos barramentos 500 kV das SEs Buritizeiro 3, Capelinha 3, Jaíba, Janaúba 3, Janaúba 6, Presidente Juscelino e Pirapora 2.

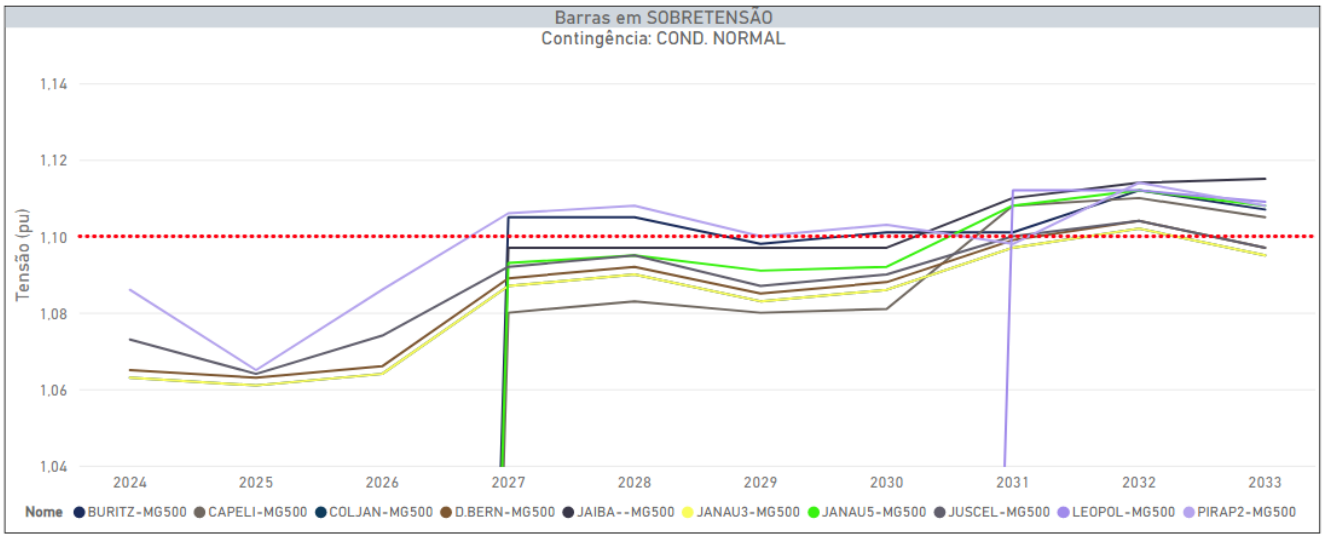


Figura 13-1 – Barramentos em sobretensão após entrada em operação dos reforços – extraída de [24]

Neste sentido, visando trazer os níveis de tensão dessa região para dentro dos limites, são recomendados os reatores de barra listados na Tabela 13-2.

Tabela 13-2 – Lista de reatores de barras recomendados

Subestação	Tensão	Configuração Reatores de Barra (Mvar)	Ano
Nova Ponte 3	500 kV	1° e 2º Reator de Barra 500 kV, 2 x 150 Mvar	2026
Capelinha 3	500 kV	1° e 2º Reator de Barra 500 kV, 2 x 180 Mvar	2026
Buritizeiro 3	500 kV	1° e 2º Reator de Barra 500 kV, 2 x 180 Mvar	2026
Janaúba 6	500 kV	1° Reator de Barra 500 kV, 1 x 180 Mvar	2026
Jaíba	500 kV	1° Reator de Barra 500 kV, 1 x 150 Mvar	2026

As análises indicaram que foi possível manter perfis de tensão adequados na malha de 500 kV no cenário de carga pesada combinado a altos valores de intercâmbio na interligação Norte - Sul. O desligamento dos reatores de barra recomendados foi suficiente para efetuar esse controle, indicando que não há necessidade de se recomendar que os reatores de linha sejam manobráveis em nenhum dos circuitos. Adicionalmente, verificou-se que a contingência de qualquer reator de barra não acarreta variações de tensão maiores que 5%.

13.2 Análise de Energização e Rejeição de Carga

Foi analisada a energização inicial dos reforços CA em 500 kV, que compõem a alternativa vencedora com o intuito de prover recursos para controle de tensão durante as manobras. Já nas análises de rejeição foram consideradas as LTs inicialmente energizadas em carga e feita a abertura de cada um dos terminais, um a um. Em cada uma das situações foi identificado o cenário mais crítico para a avaliação A utilização de compensação *shunt* nos valores indicados foi suficiente para que fosse

atendido o critério de tensão de terminal aberto, considerando o maior valor possível de tensão para o terminal emissor.

Numa segunda etapa, visando identificar o impacto no valor de tensão da barra emissora após o fechamento do disjuntor emissor, foi utilizada tensão de pré-energização entre 1,05 e 1,09 pu para o sistema de 500 kV. Além disso, os compensadores estáticos ou síncronos próximos aos eixos foram ajustados de forma a deixar uma folga para consumo de potência reativa, auxiliando no controle de tensão durante as manobras. Os itens seguintes ilustram os valores de tensão para manobras das LTs recomendadas nesse estudo com comprimento maior que 30 km e para os trechos de linha de transmissão resultantes de seccionamentos quando aplicável. Ressalta-se que as análises foram realizadas em um cenário de geração especial elaborado especificamente para as avaliações de energização.

13.2.1 LT 500 kV Itabirito 2 – Santos Dumont 2

Este eixo é composto pela LT 500 kV Itabirito 2 – Santos Dumont, com comprimento aproximado de 145 km. Para essa linha, não foram necessários reatores em nenhuma de suas extremidades.

13.2.1.1 Energização

A Figura 13-2 mostra o sequenciamento de manobras para energização da LT Itabirito 2 – Santos Dumont 2 a partir de ambos os terminais, utilizando os recursos de controle de tensão definidos nas etapas anteriores. O cenário utilizado foi o Cenário 4 que dentre todos foi o que apresentou os maiores deltas de tensão pós-energização.

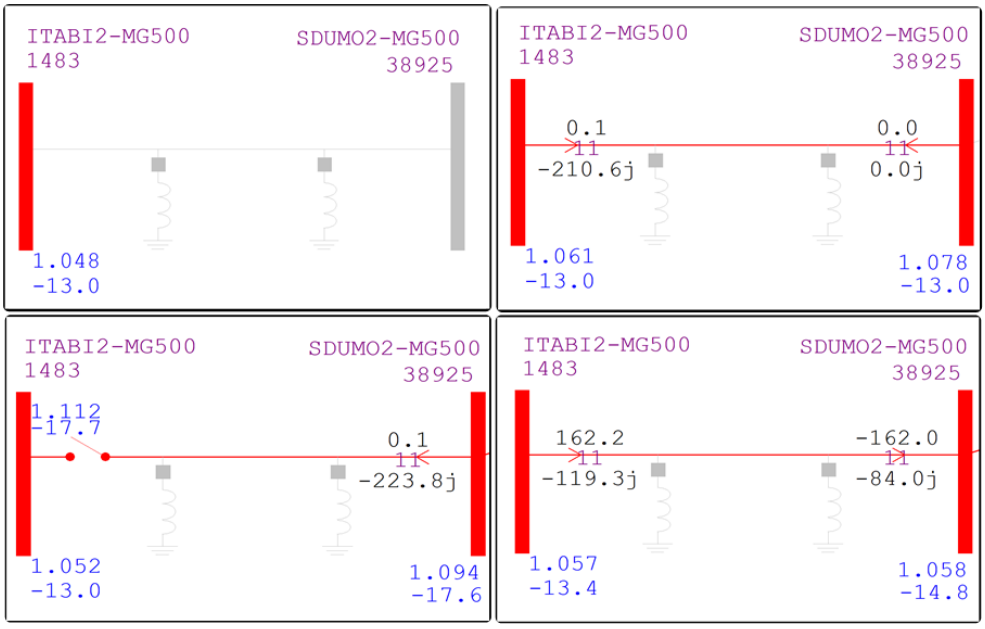


Figura 13-2 -Energização LT 500 kV 500 kV Itabirito 2 - Santos Dumont 2

13.2.1.2 Abertura de Terminal

A Figura 13-3 mostra a rejeição da LT 500 kV Itabirito 2 – Santos Dumont 2 em cada um de seus terminais. O cenário utilizado nesse caso foi o Cenário 1, no qual a LT 500 kV Itabirito 2 – Santos Dumont está com alto carregamento no sentido de Santos Dumont, no período de carga média. Não se observam violações nesse cenário.

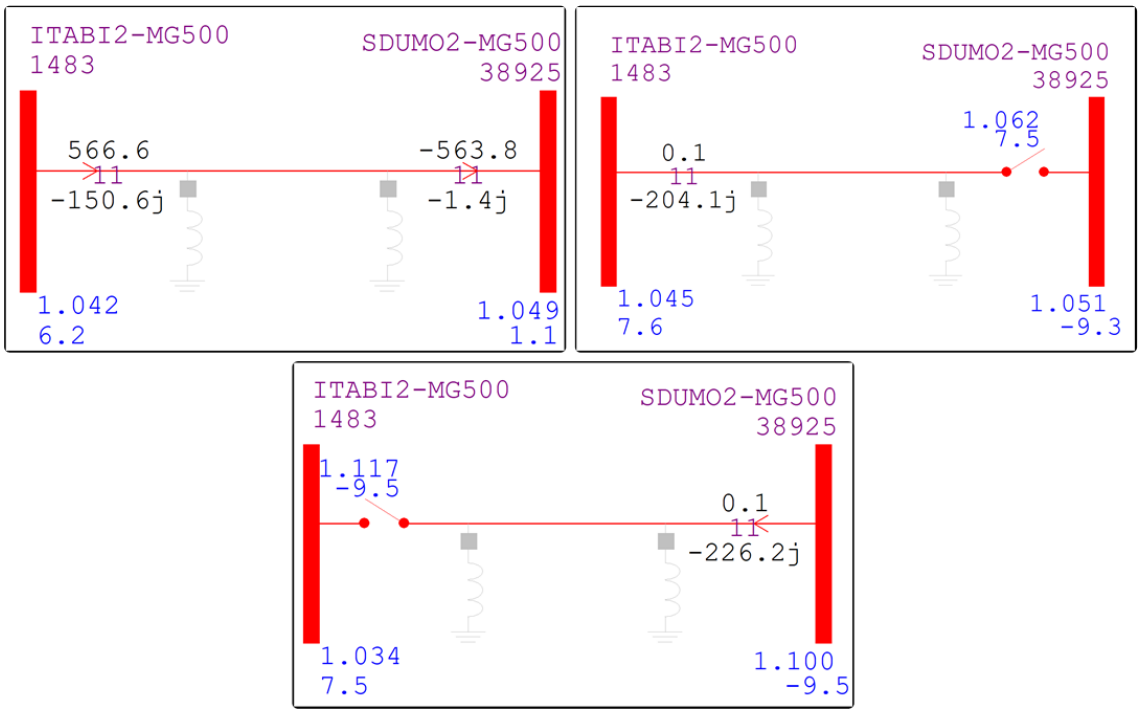


Figura 13-3 – Rejeição LT 500 kV Itabirito 2 – Santos Dumont 2: por cada terminal

13.2.2 Eixo Arinos 2 – Paracatu 4

Esse eixo é composto por dois circuitos simples em paralelo, em 500 kV com aproximadamente 210 km, sendo o primeiro indicado para o ano inicial do estudo e o segundo para 2031. Para esse eixo, a análise de energização foi a dimensionadora da compensação a ser utilizada, resultando numa compensação final de 52 %, com um reator de linha fixo de 73,5 Mvar em cada uma de suas extremidades.

13.2.2.1 Energização

A Figura 13-4 mostra o sequenciamento de manobras para energização do eixo Arinos 2 – Paracatu 4 a partir de ambos os terminais, utilizando os recursos de controle de tensão definidos nas etapas anteriores. O cenário utilizado foi o Cenário 4, que dentre todos foi o que apresentou os maiores deltas de tensão pós-energização.

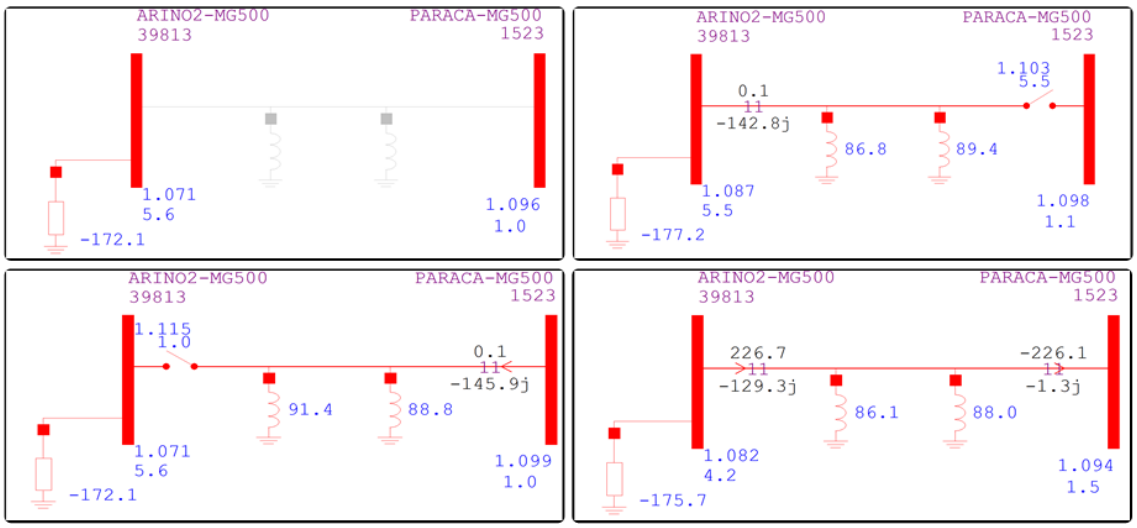


Figura 13-4 - Energização eixo 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4

13.2.2.2 Abertura de Terminal

A Figura 13-5 mostra a rejeição da LT 500 kV Arinos 2 – Paracatu 4 em cada um de seus terminais. O cenário utilizado nesse caso foi o Cenário 1, no qual a LT 500 kV Arinos 2 – Paracatu 4 está com o maior carregamento. Não se observam violações nesse cenário.

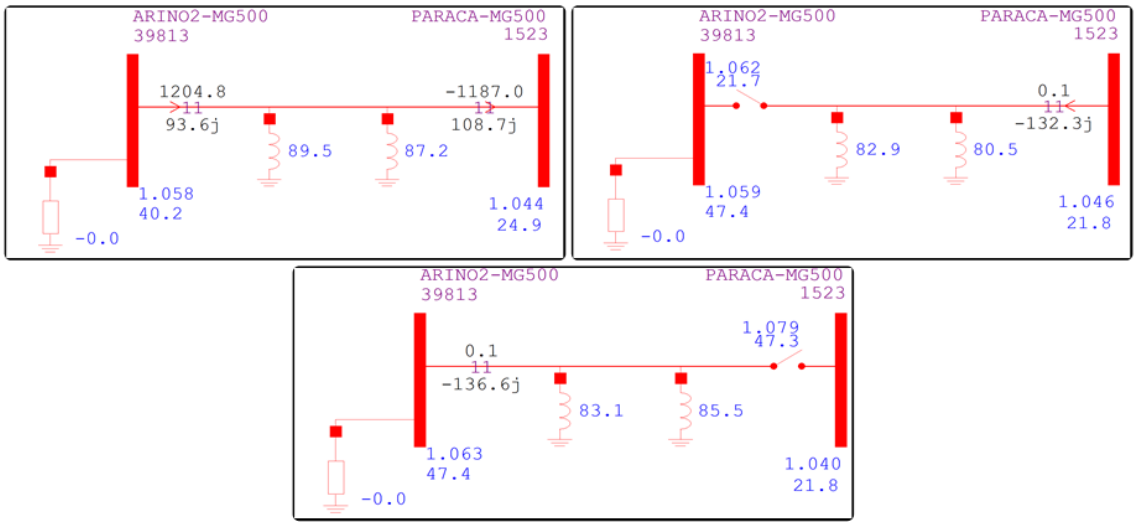


Figura 13-5 - Rejeição Eixo Arinos 2 – Paracatu 4: por terminal

13.2.3 LT 500 kV Jaguara - Estreito

Essa linha corresponde ao segundo circuito entre as subestações de Jaguara e Estreito em 500 kV, de aproximadamente 45 km, sendo que o primeiro circuito não é dotado de reatores de linha fixo/manobrável. Para esse eixo, a análise de energização foi a que apresentou as maiores variações de tensão.

13.2.3.1 Energização

A Figura 13-6 mostra o sequenciamento de manobras para energização da LT 500 kV Jaguara – Estreito, C2 a partir de ambos os terminais, utilizando os recursos de controle de tensão definidos nas etapas anteriores. O cenário utilizado foi o Cenário 4 que dentre todos foi o que apresentou os maiores deltas de tensão pós-energização.

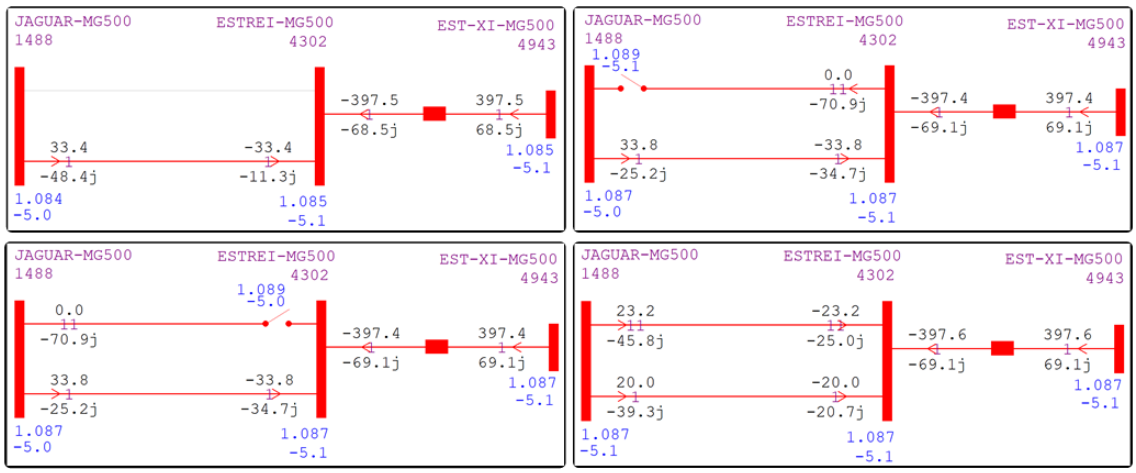


Figura 13-6 - Energização LT 500 kV Jaguara - Estreito, C2.

13.2.3.2 Abertura de Terminal

A Figura 13-7 mostra a rejeição da LT 500 kV Jaguara – Estreito, C2 em cada um de seus terminais. O cenário utilizado nesse caso foi o Cenário 2, no qual a LT 500 kV Jaguara – Estreito, C2 está com o maior carregamento. Não se observam violações nesse cenário.

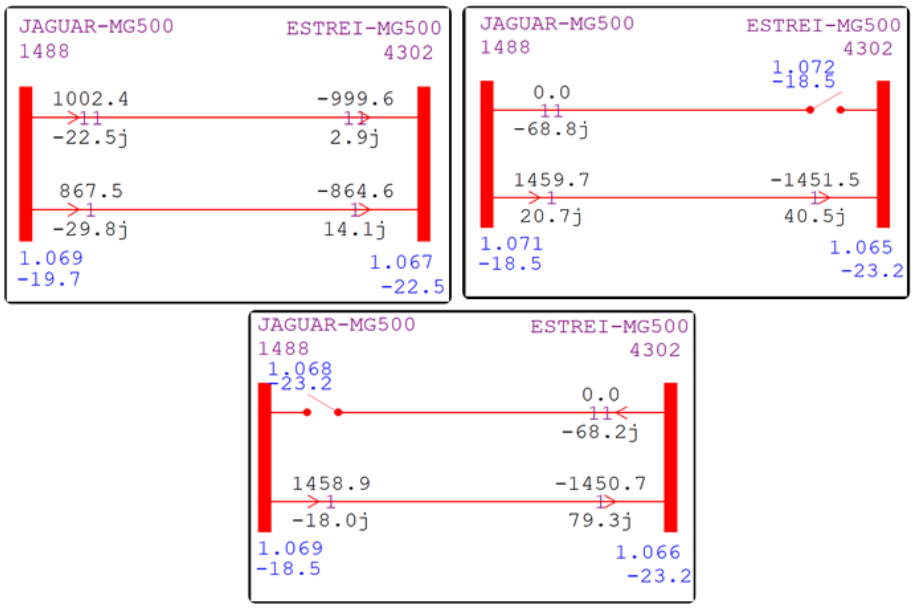


Figura 13-7 - Rejeição de carga LT 500 kV Jaguara - Estreito, C2.

13.2.4 Corredor Jaíba –Janaúba 6

Esse corredor é composto por um circuito duplo entre as novas subestações Jaíba e Janaúba 6 em 500 kV, com aproximadamente 85 km, sem compensação. A SE Jaíba se conecta à rede de 230 kV e a SE Janaúba 6 se conecta por um circuito simples de 22 km à subestação Janaúba 3. Para esse eixo, a análise de energização foi a que apresentou as maiores variações de tensão.

13.2.4.1 Energização

A Figura 13-8 mostra o sequenciamento de manobras para energização do eixo Jaíba –Janaúba 6 por ambos os terminais, utilizando os recursos de controle de tensão definidos nas etapas anteriores. O cenário utilizado foi o Cenário 4, que dentre todos foi o que apresentou os maiores deltas de tensão pós-energização. Não se recomenda a energização pelo 230 kV.

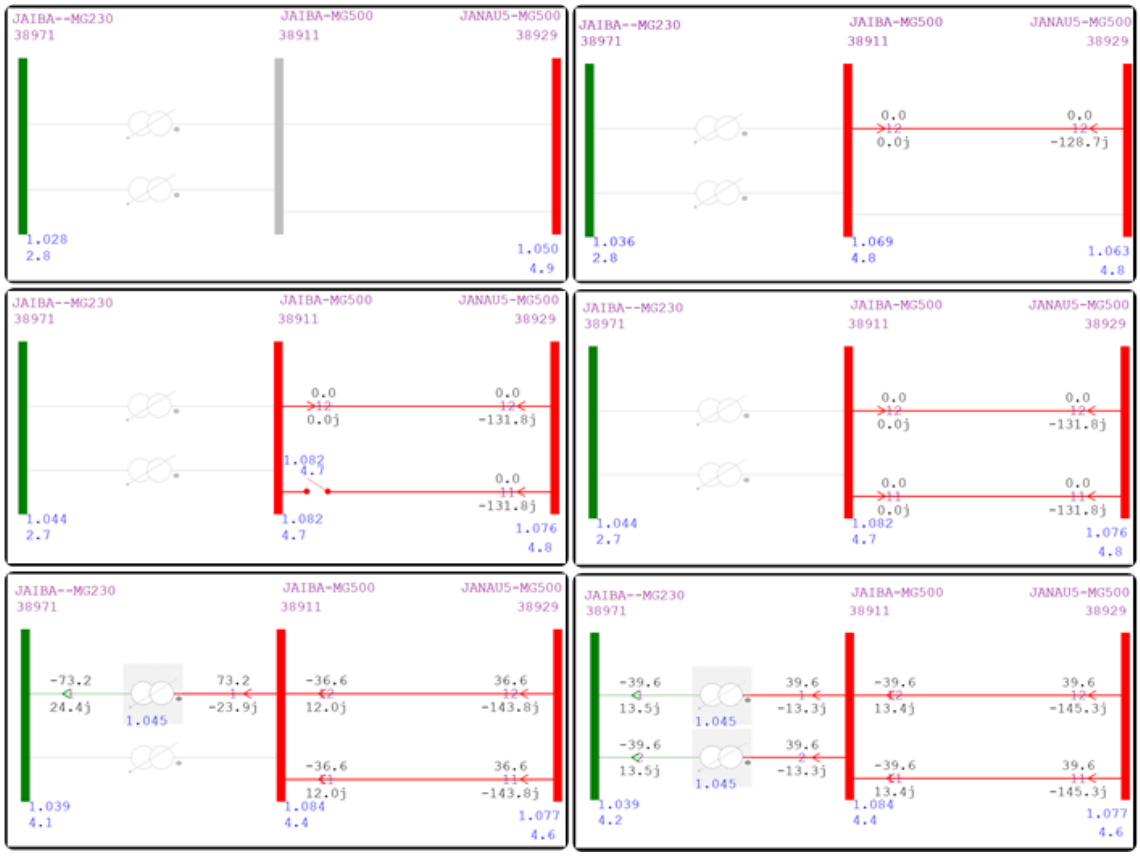


Figura 13-8 - Energização eixo Jaíba - Janaúba 6

13.2.4.2 Abertura de Terminal

A Figura 13-9 mostra a rejeição da LT 500 kV Jaíba - Janaúba, CD em cada um de seus terminais. O cenário utilizado nesse caso foi o Cenário 1. Não se observam violações nesse cenário.

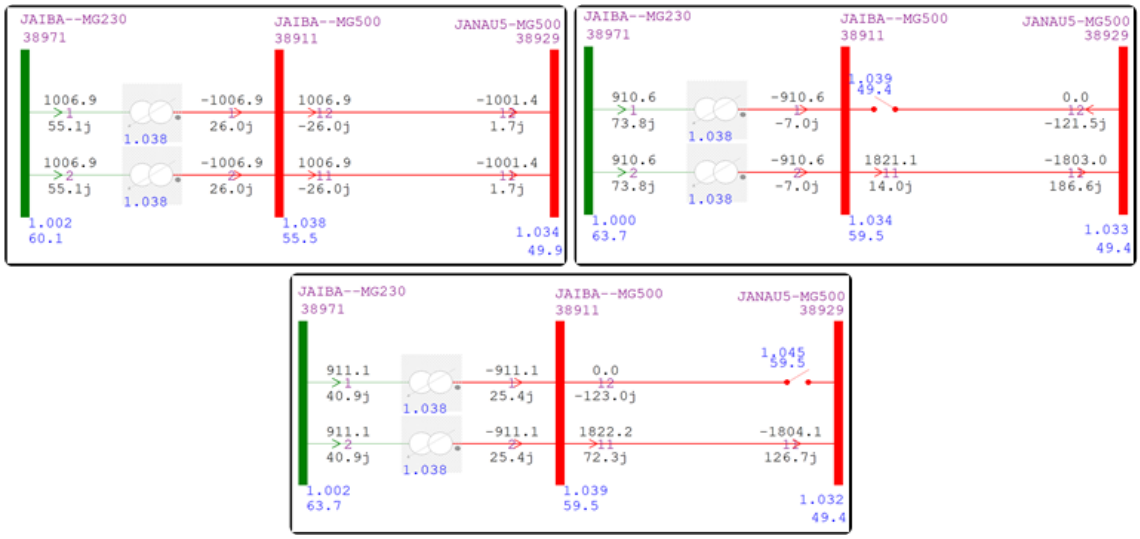


Figura 13-9 - Rejeição de carga eixo Jaíba - Janaúba 6

13.2.5 Eixo Janaúba 6 – Capelinha 3 – Governador Valadares 6

Esse eixo é composto por dois circuitos simples de feixe expandido interligando a subestação de Janaúba 6 a subestação Governador Valadares 6 com uma subestação intermediária Capelinha 3 em 500 kV, com aproximadamente 230 km entre Janaúba 6 e Capelinha 3 e 135 km entre Capelinha 3 e Governador Valadares 6. O primeiro circuito foi recomendado para o ano inicial do estudo e o segundo circuito para o ano de 2031. Para esse eixo, a análise de energização foi a dimensionadora da compensação a ser utilizada, resultando numa compensação final de 71 %, com reatores de linha fixo de 180 Mvar em cada uma das extremidades da primeira parte do eixo LTs 500 kV Janaúba 6 – Capelinha 3, C1 e C2 e resultando numa compensação final de 50,5 %, com reatores de linha fixo de 73,5 Mvar em cada uma das extremidades da segunda parte do eixo, LTs 500 kV Capelinha 3 – Governador Valadares, C1 e C2.

Adicionalmente, foi necessária a recomendação de um reator de barra de 150 Mvar na subestação 500 kV Capelinha 3.

13.2.5.1 Energização

A Figura 13-10 e a Figura 13-11 mostram o sequenciamento de manobras para energização do eixo Janaúba 6 – Governador Valadares 6 por ambos os terminais, utilizando os recursos de controle de tensão definidos nas etapas anteriores. O cenário utilizado foi o Cenário 4, que dentre todos foi o que apresentou os maiores deltas de tensão pós-energização.

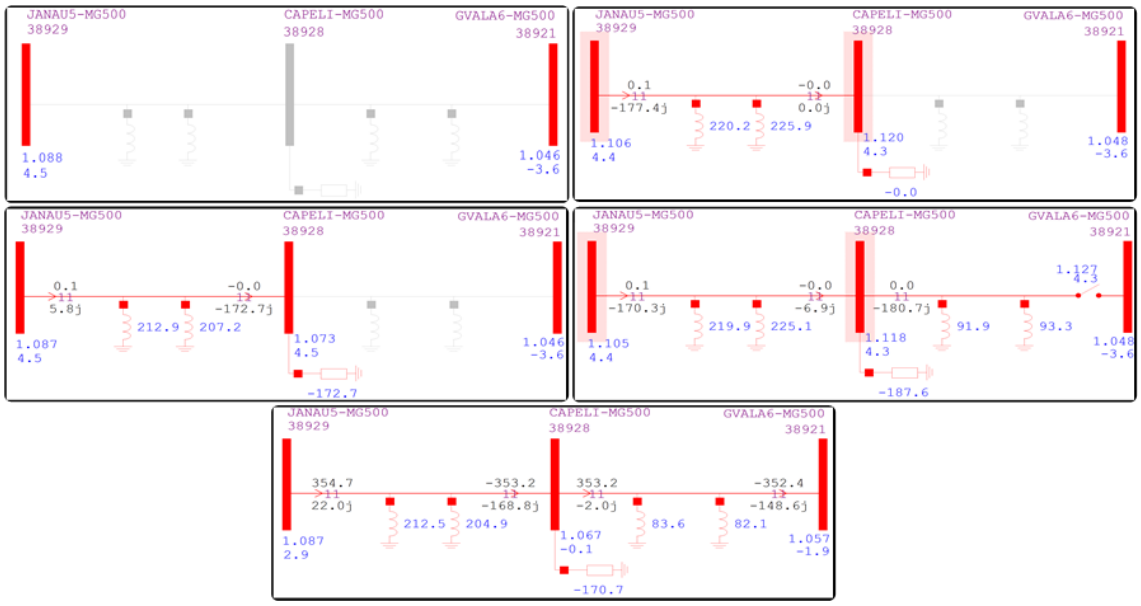


Figura 13-10 - Energização eixo Janaúba 6 - Capelinha 3 - Governador Valadares 6 : Terminal Janaúba 6

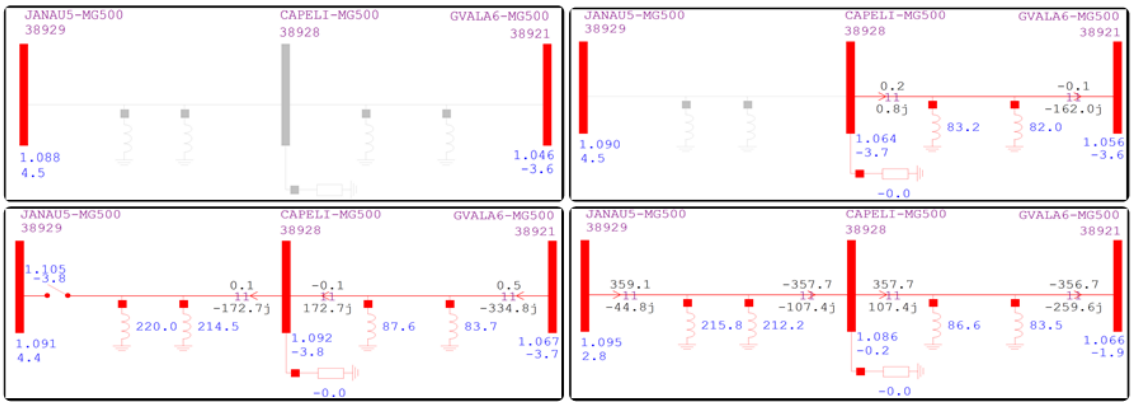


Figura 13-11 - Energização eixo Janaúba 6 - Capelinha 3 - Governador Valadares 6 : Terminal Governador Valadares 6

13.2.5.2 Abertura de Terminal

A Figura 13-12 mostra a rejeição de carga das LTs 500 kV Janaúba 6 – Capelinha 3, C1 e LT 500 kV Capelinha 3 – Governador Valadares 6, C1 em cada um de seus terminais. O cenário utilizado nesse caso foi o Cenário 1. Não se observam violações nesse cenário.

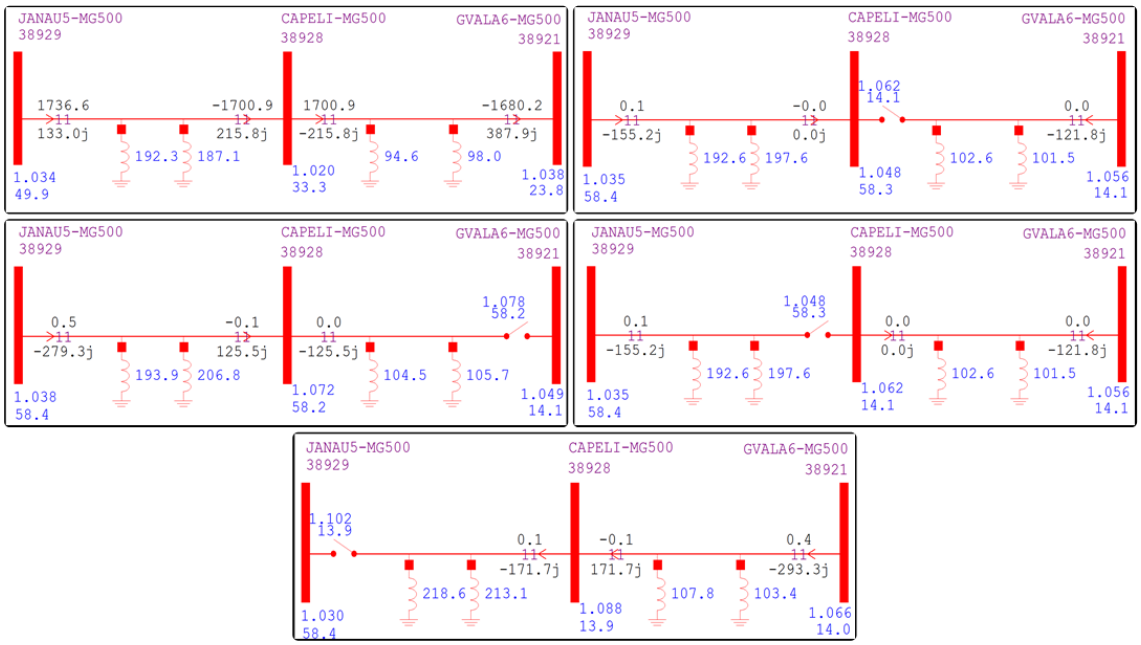


Figura 13-12 - Rejeição de Carga eixo - Janaúba 6 - Capelinha 3 - Governador Valadares 6

13.2.6 LT João Neiva 2 – Viana 2

Essa nova linha consiste de um circuito simples de feixe expandido interligando às subestações de João Neiva 2 a subestação Viana 2 em 500 kV, com aproximadamente 80 km. Para esse eixo, a análise de energização foi a que apresentou as maiores variações de tensão.

13.2.6.1 Energização

A Figura 13-13 mostram o sequenciamento de manobras para energização da LT 500 kV João Neiva 2 – Viana 2 por ambos os terminais, utilizando os recursos de controle de tensão definidos nas etapas anteriores. O cenário utilizado foi o Cenário 4, que dentre todos foi o que apresentou os maiores deltas de tensão pós-energização.

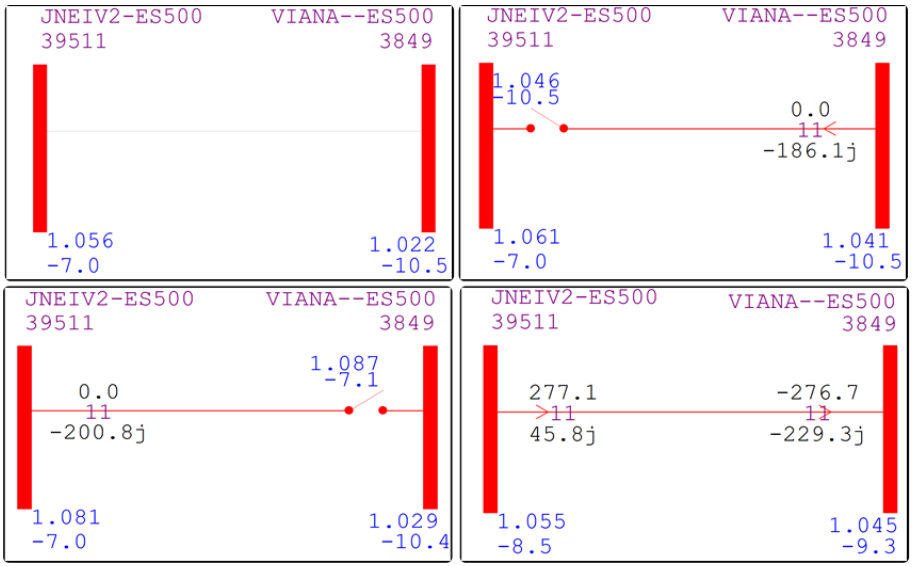


Figura 13-13 - Energização LT 500 kV João Neiva 2 - Viana 2, C1

13.2.6.2 Abertura de Terminal

A Figura 13-14 mostra a rejeição da LT 500 kV João Neiva 2 – Viana 2, C1 em cada um de seus terminais. O cenário utilizado nesse caso foi o Cenário 1. Não se observam violações nesse cenário.

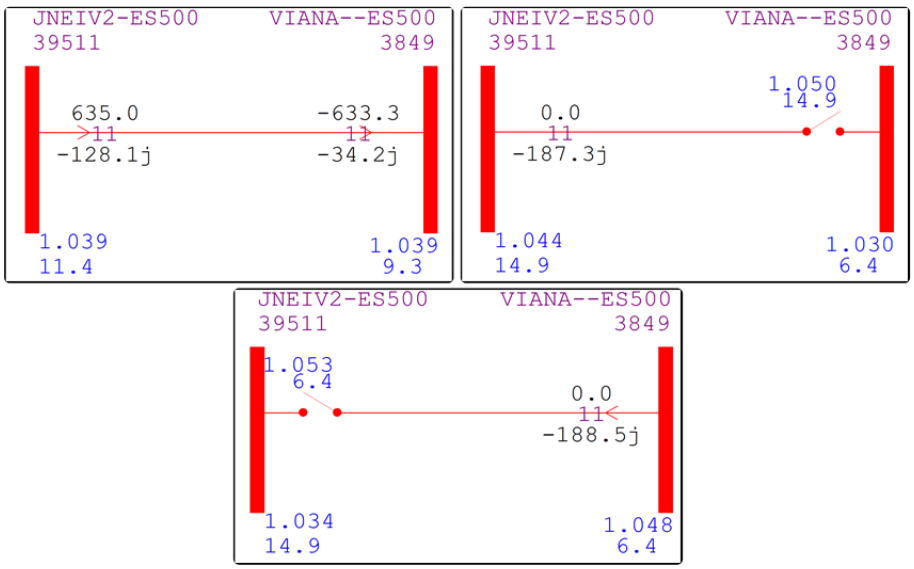


Figura 13-14 - rejeição de carga Energização LT 500 kV João Neiva 2 - Viana 2, C1

13.2.7 Eixo Presidente Juscelino – Vespasiano 2

Este eixo é composto pela LT 500 kV CD Presidente Juscelino – Vespasiano 2, com comprimento total de aproximadamente 135 km. Para esse eixo, não foram necessários reatores de linha fixo/manobrável em nenhuma de suas extremidades.

Nos itens seguintes são mostrados os resultados para este eixo.

13.2.7.1 Energização

As Figura 13-15 e Figura 13-16 mostram o sequenciamento de manobras para energização do eixo Presidente Juscelino – Vespasiano 2 a partir de ambos os terminais, utilizando os recursos de controle de tensão definidos nas etapas anteriores. O cenário utilizado foi o Cenário 4 (carga leve – norte seco – ano 2026), que dentre todos foi o que apresentou os maiores deltas de tensão pós-energização.

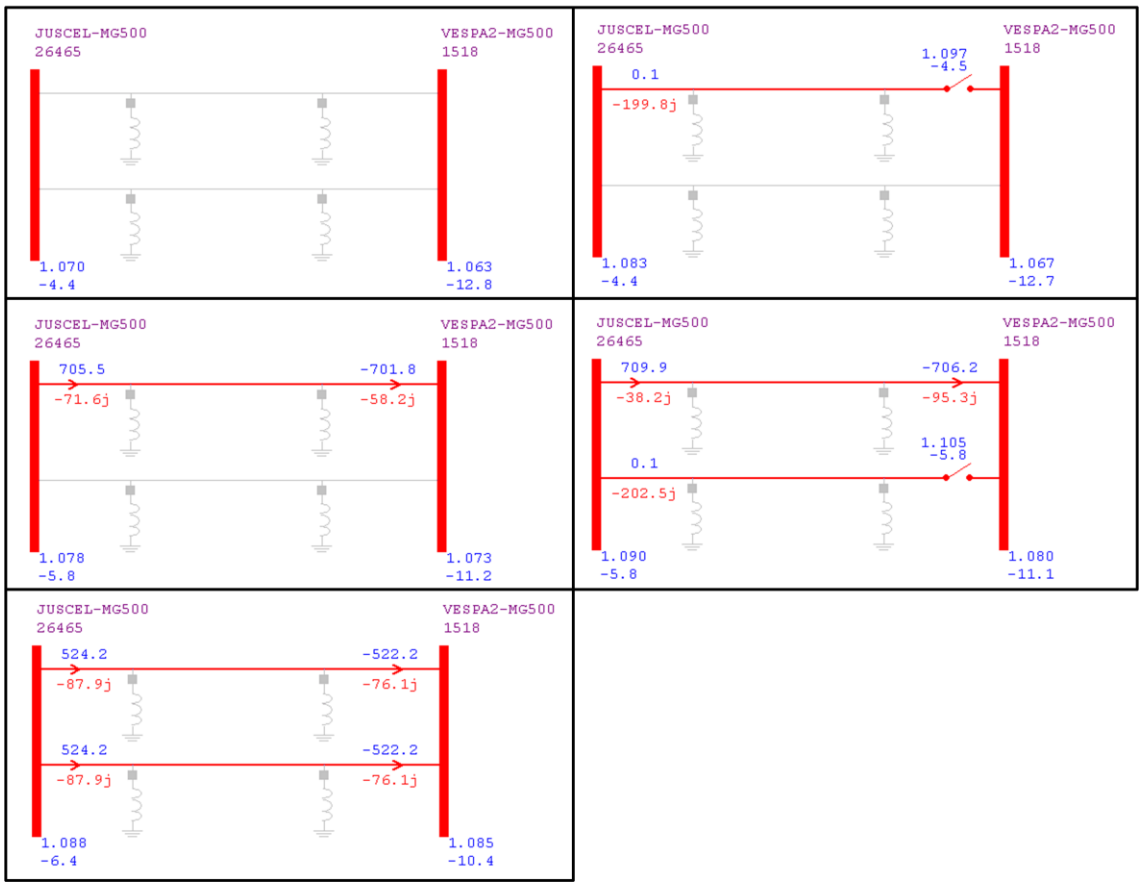


Figura 13-15 - Energização eixo 500 kV Presidente Juscelino – Vespasiano 2, sentido norte-sul

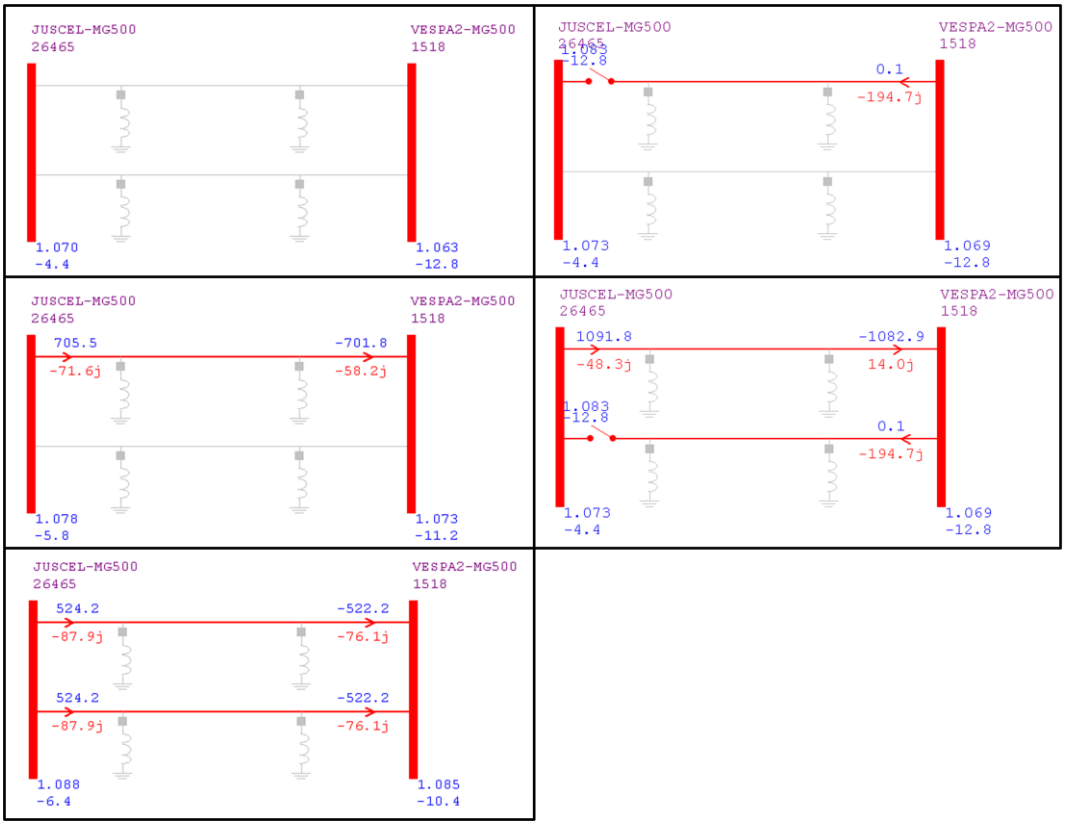


Figura 13-16 - Energização eixo 500 kV Presidente Juscelino – Vespasiano 2, sentido sul-norte

13.2.7.2 Abertura de Terminal

A Figura 13-17 mostra a rejeição da LT 500 kV Presidente Juscelino – Vespasiano 2 em cada um de seus terminais. O cenário utilizado nesse caso foi o Cenário 1, no qual a LT 500 kV Presidente Juscelino – Vespasiano 2 está com alto carregamento no sentido de Vespasiano 2, no período de carga média. Não se observam violações nesse cenário.

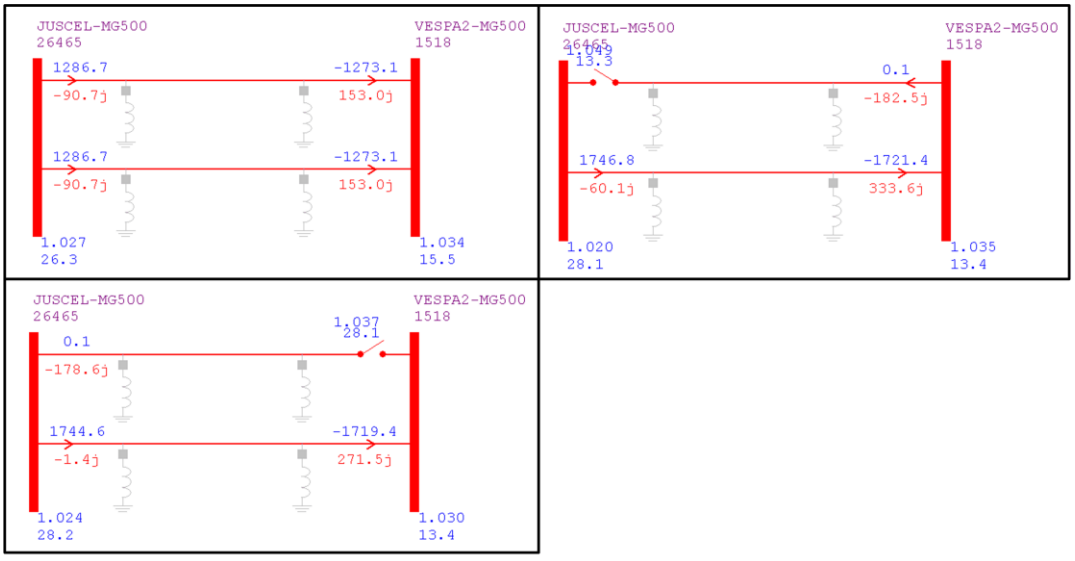


Figura 13-17 – Rejeição eixo 500 kV Presidente Juscelino – Vespasiano 2: por terminal

13.2.8 Eixo Buritizeiro 3 – São Gonçalo do Pará e São Gotardo

Este eixo é composto pelas LT 500 kV CS Buritizeiro 3 – São Gonçalo do Pará e LT 500kV Buritizeiro 3 – São Gotardo, com comprimento total de aproximadamente 300km e 237km, respectivamente. O feixe de condutores em cada fase dessas LTs é composto por circuitos simples de SIL elevado. Para esse eixo, constatou-se a necessidade de reatores de linha fixos simétricos em ambas as extremidades, de 250Mvar e 180Mvar, respectivamente.

Nos itens seguintes são mostrados os resultados para este eixo.

13.2.8.1 Energização

As Figura 13-18 e Figura 13-19 mostram o sequenciamento de manobras para energização do eixo Buritizeiro 3 – São Gonçalo do Pará e São Gotardo a partir de ambos os terminais de cada LT, utilizando os recursos de controle de tensão definidos nas etapas anteriores. O cenário utilizado foi o Cenário 4 (carga leve – norte seco – ano 2026), que dentre todos foi o que apresentou os maiores deltas de tensão pós-energização.

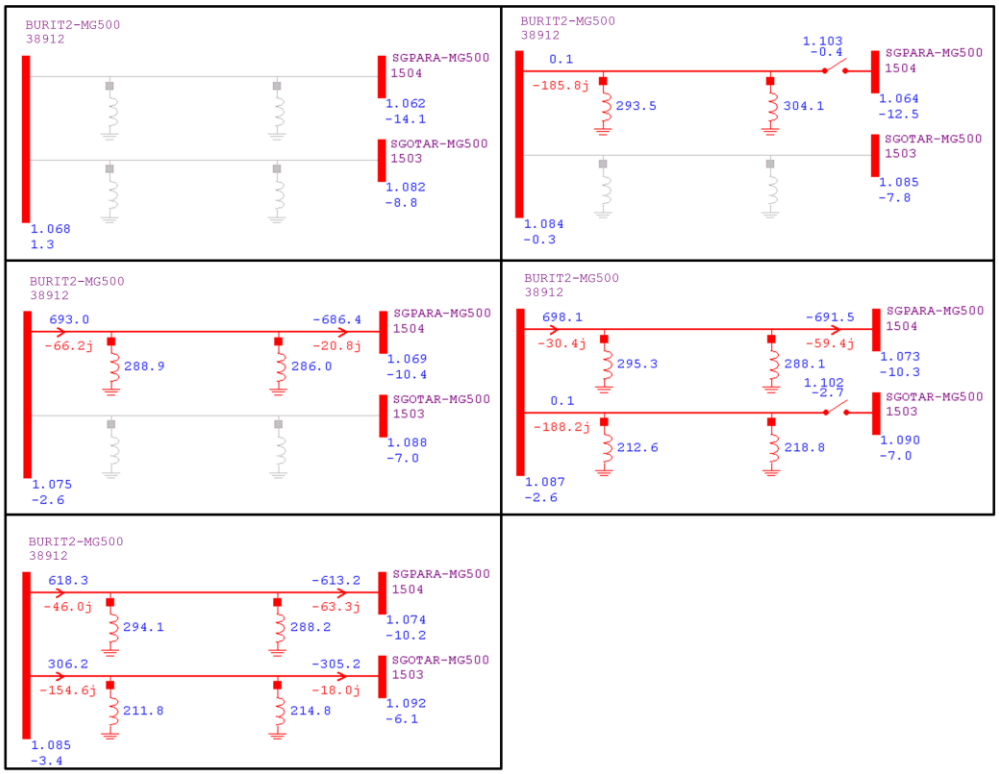


Figura 13-18 - Energização eixo 500 kV Buritizeiro 3 – São Gonçalo do Pará e São Gotardo, sentido norte-sul

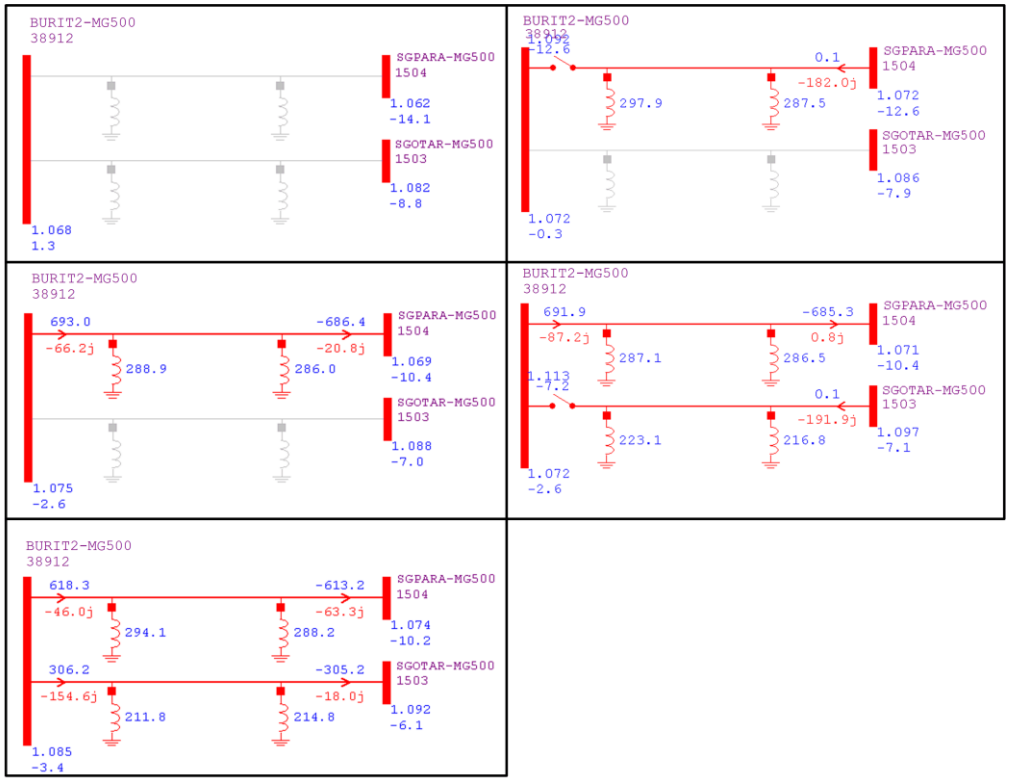


Figura 13-19 - Energização eixo 500 kV Buritizeiro 3 – São Gonçalo do Pará e São Gotardo, sentido sul-norte

13.2.8.2 Abertura de Terminal

A Figura 13-20 mostra a rejeição das LT 500 kV Buritizeiro 3 – São Gonçalo do Pará e LT 500 kV Buritizeiro 3 – São Gotardo em cada um de seus terminais. O cenário utilizado nesse caso foi o Cenário 1, no qual essas linhas apresentam maior carregamento no sentido de atendimento a carga da região metropolitana de Belo Horizonte e do estado de São Paulo, no período de carga média. Não se observam violações nesse cenário.

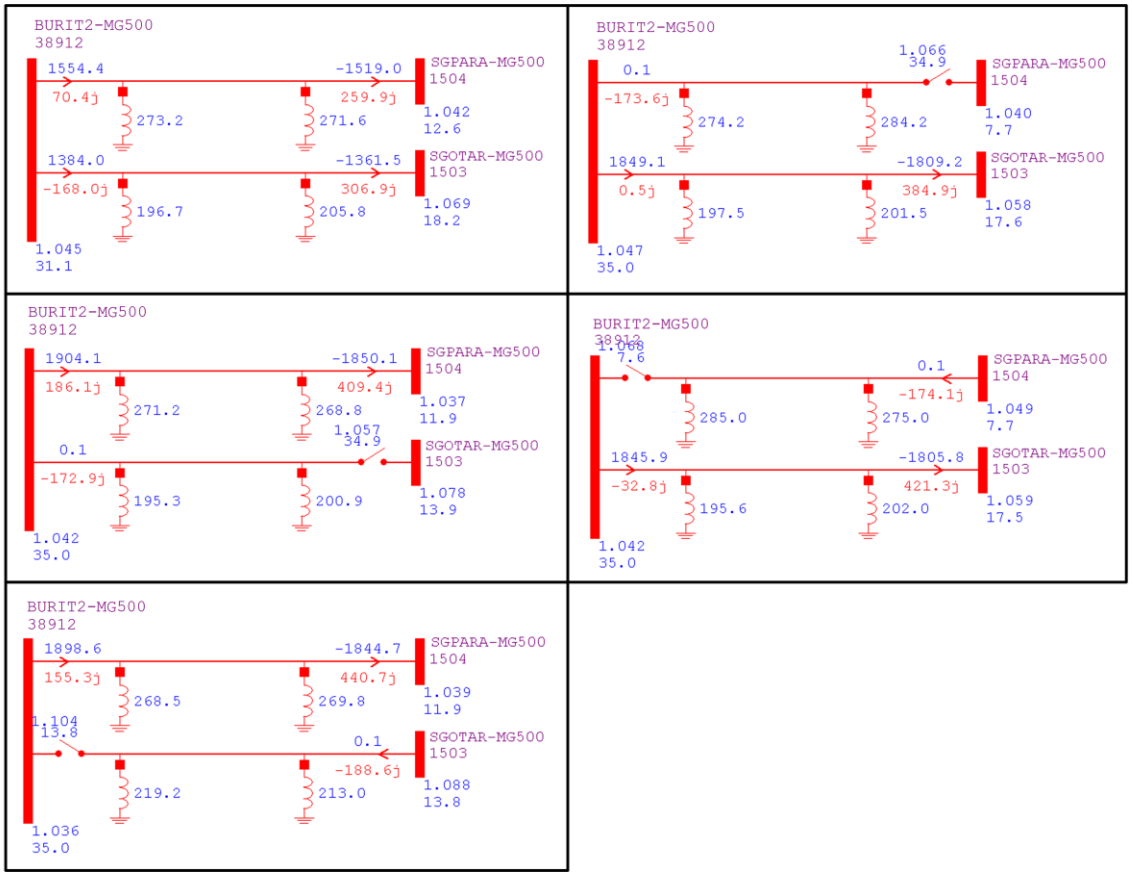


Figura 13-20 - Rejeição Buritizeiro 3 – São Gonçalo do Pará e São Gotardo por terminal

13.2.9 Eixo Paracatu 4 – Nova Ponte 3 – Araraquara 2

Este eixo é composto pelas LT 500 kV CS Paracatu 4 – Nova Ponte 3 e LT 500kV Nova Ponte 3 – Araraquara 2, com comprimento total de aproximadamente 286km e 293km, respectivamente. O feixe de cabos condutores em cada fase dessas LTs é composto por circuitos de SIL elevado, e cada trecho conta com um circuitos simples.

Em 2026, a SE Nova Ponte 3 atua apenas como um ponto intermediário na conexão entre a SE Paracatu 4 e a SE Araraquara 2, ou seja, não foi considerado necessário nesse momento a integração dessa subestação a rede, por meio de seccionamentos de linhas próximas, nem mesmo a presença de abaixamento local para atendimento a cargas. A partir de 2031 será realizado o seccionamento da LT 500kV Itumbiara – Nova Ponte na SE Nova Ponte 3, conforme a concretização do potencial adicional proposto nas premissas desse estudo. Todavia, nesse primeiro momento a condição de ponto intermediário numa conexão de 579km, entre Paracatu e Araraquara, faz com que essa subestação experimente níveis de tensão elevados nas manobras de energização e em eventos de rejeição de carga.

Considerando isso, para esse eixo constatou-se a necessidade de reatores de linha fixos simétricos nas extremidades das LTs de 225Mvar para ambos os trechos, e a alocação de dois reatores de 150 Mvar

no barramento de 500kV da SE Nova Ponte 3, para permitir as manobras de energização em ambos sentidos sem violação dos limites operativos de tensão na barra e terminais abertos da linha.

Contudo para eventos de rejeição de carga com abertura de apenas um terminal extremo, isto é, em SE Paracatu 4 ou SE Araraquara 2, verificou-se notada violação da tensão do barramento de 500 kV da SE Nova Ponte 3, como pode ser visto na Figura 13-21. Fato este esperado, uma vez que na ocorrência do evento de abertura dos terminais Paracatu ou Araraquara todo o efeito Ferranti da conexão de 579 km é sentido nas tensões do terminal emissor e do ponto intermediário.

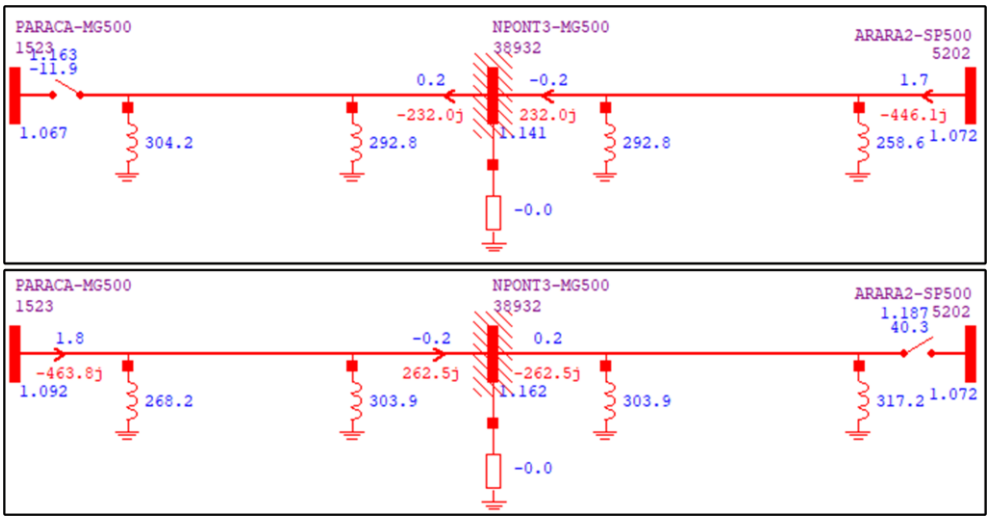


Figura 13-21 - Rejeição de carga com abertura de terminal extremo da LT 500kV Paracatu 4 - Nova Ponte 3 - Araraquara 2

Como maneira de mitigar essas violações de tensão encontradas para eventos de rejeição de carga nesse eixo foi avaliado o aumento da compensação reativa das linhas de transmissão. Porém, tendo em vista que a compensação necessária para permitir a manobra de energização desse eixo já é da ordem de 70% da susceptância da linha, e que para garantir tensões aceitáveis em casos de rejeição de carga seria necessário aumentá-la para cerca 92%, optou-se por investigar outras soluções para essa questão.

Dentro do conjunto de possíveis soluções foi considerada a possibilidade do uso de equipamento de controle de reativos para evitar essa sobretensão na eventualidade de ocorrência da rejeição de um dos terminais. Seria um equipamento de potência considerável e dedicado apenas a essa função a princípio, uma vez que não foi constatada necessidade desse equipamento do ponto de vista de regime permanente ou estabilidade eletromecânica até o horizonte do ano 2031.

Outra solução proposta consiste no uso da lógica de *transfer-trip* para ocorrências de abertura dos terminais SE Araraquara 2 ou SE Paracatu 4 eliminando todo o trecho de LT sempre que um dos terminais for aberto. Essa solução acarretaria na ressalva de que os equipamentos futuros da SE Nova Ponte 3 fossem dimensionados tendo em conta uma possível falha da proteção e execução dessa lógica e fossem capazes de suportar as violações de tensão encontradas até que a proteção de retaguarda fosse sensibilizada.

Adicionalmente, foi avaliado o adiantamento da integração da SE Nova Ponte 3 a rede local por meio de um seccionamento das LTs 500kV próximas, cuja necessidade está inicialmente prevista apenas para 2031. Essa solução traz como ponto negativo uma possível necessidade de duplicação do trecho entre a SE Nova Ponte 3 e a SE Araraquara 2 dado que parte do fluxo proveniente da interligação Norte-Sul passa a escoar pelo caminho de menor impedância que a SE Nova Ponte 3 proporciona.

Por fim, foi avaliada a possibilidade de flexibilização dos limites de sobretensão especificamente para o barramento da SE Nova Ponte 3, visto que esse problema só se verifica enquanto essa subestação opera sem maior integração ao sistema, ou seja, sem atendimento direto à carga ou outras linhas se conectando a ela. Assim, a ocorrência das sobretensões no barramento dessa subestação teria efeito limitado à própria subestação, sem reflexos diretos e violações de tensões nas demais subestações do SIN.

Tendo em vista a complexidade da questão e a necessidade de aprofundamento nas simulações, optou-se por detalhadar as soluções para as sobretensões verificadas no eixo Paracatu 4 - Nova Ponte 3 - Araraquara 2 em uma revisão posterior desse relatório. Essa avaliação de forma sequencial à emissão do estudo permitrá a construção de uma solução mais adequada para o sistema, observando os aspectos operativos, econômicos e probabilísticos, evitando ociosidade de equipamentos e um mínimo arrependimento.

Nos itens seguintes são mostrados os resultados das avaliações de energização e rejeição para este eixo.

13.2.9.1 Energização

As Figura 13-22 e Figura 13-23 mostram o sequenciamento de manobras para energização do eixo em questão tanto no sentido Paracatu 4 – Nova Ponte 3 – Araraquara 2 quanto no sentido Araraquara 2 – Nova Ponte 3 – Paracatu 4, utilizando os recursos de controle de tensão definidos nas etapas anteriores. O cenário utilizado foi o Cenário 4 (carga leve – norte seco – ano 2026), que dentre todos foi o que apresentou os maiores deltas de tensão pós-energização.

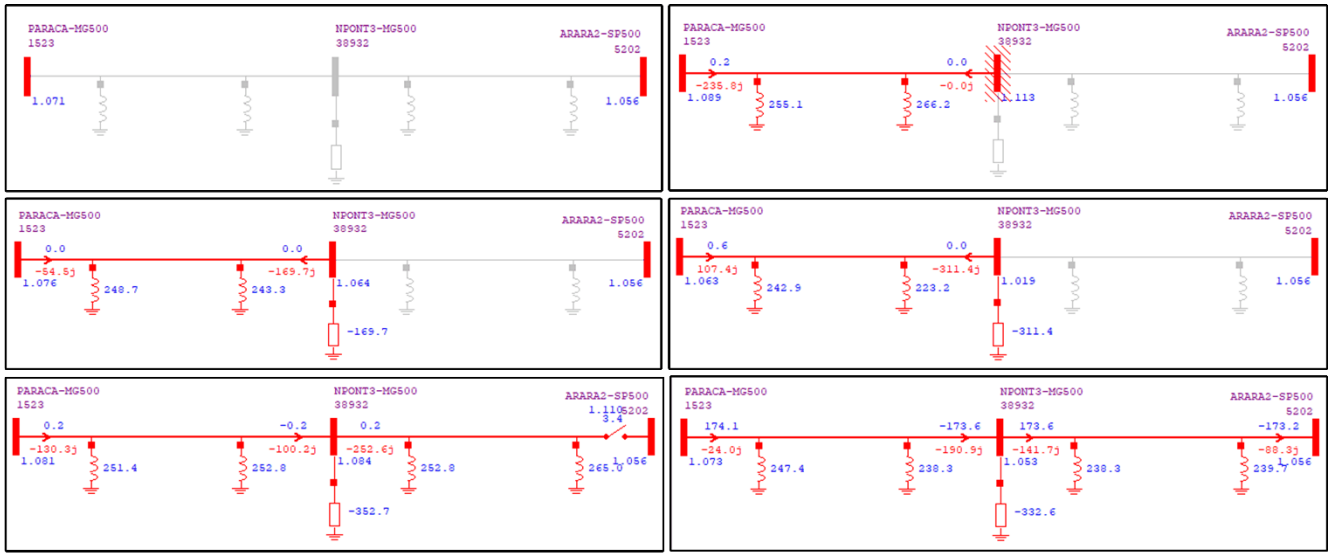


Figura 13-22 - Energização eixo 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3 – Araraquara 2, sentido norte-sul

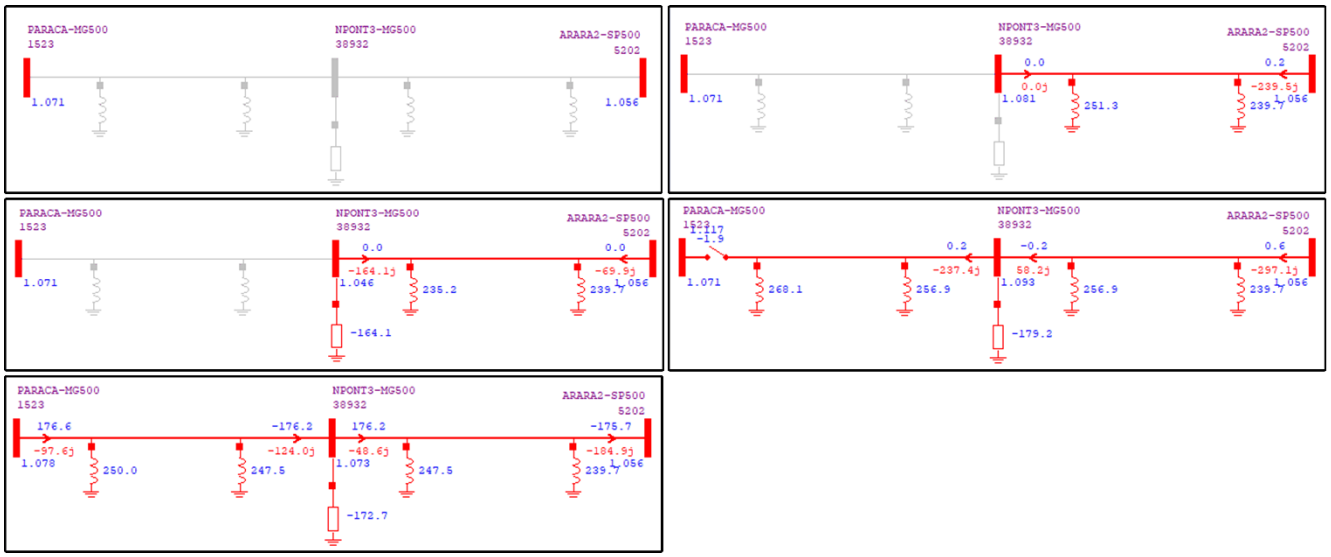


Figura 13-23 - Energização eixo 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3 – Araraquara 2, sentido sul-norte

13.2.9.2 Abertura de Terminal

A Figura 13-24 mostra a rejeição das LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3 e LT 500 kV Nova Ponte 3 – Araraquara 2 em cada um de seus terminais. O cenário utilizado nesse caso foi o Cenário 1, no qual essas linhas apresentam maior carregamento no sentido de atendimento a carga do estado de São Paulo, no período de carga média. Conforme comentado anteriormente, uma possível solução poderia ser a adoção da lógica de *transfer-trip* nos dois trechos desse eixo, com a qual é possível manter as sobretensões dentro dos parâmetros operativos na ocorrência da abertura intempestiva de um dos terminais dessas LTs.

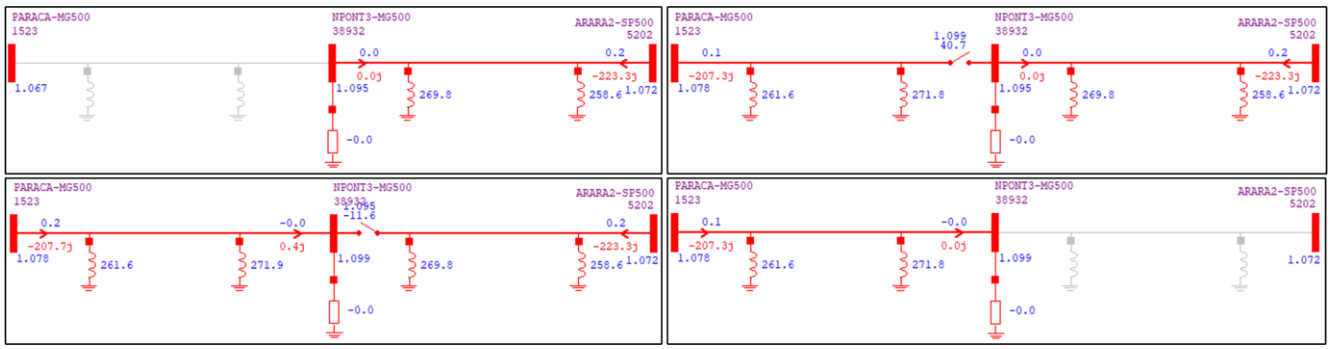


Figura 13-24 – Rejeição Paracatu 4 – Nova Ponte 3 – Araraquara 2

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 listadas abaixo:

- LT 500 kV Arinos 2 – Paracatu 4, C1 e C2, (CS) – 210 km
- LT 500 kV Capelinha 3 – Governador Valadares 6, C1 e C2, (CS) – 134 km
- LT 500 kV Janaúba 6 – Capelinha 3, C1 e C2, (CS) – 231 km
- LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3, C1 e C2, (CS) – 286 km
- LT 500 kV Buritizeiro 3 – São Gonçalo do Pará, C1 e C2, (CS) – 316 km
- LT 500 kV Buritizeiro 3 – São Gotardo 2, C1, (CS) – 234 km
- LT 500 kV Nova Ponte 3 – Araraquara 2, C1 e C2, (CS) – 293 km
- Seccionamento da LT 500 kV Bom Despacho 3 – Ouro Preto 2, C1, na SE São Gonçalo do Pará

Ressalta-se que o C2 de algumas dessas LT está previsto para o final do horizonte do estudo. Contudo, devido a possibilidade de paralelismo, os mesmos foram considerados nas simulações por conservadorismo. Para as demais LT neste horizonte, muito embora as análises não tenham sido realizadas neste momento devido às incertezas de fluxo e topologia, isso deverá ser revisitado futuramente. Por fim, para as demais LT recomendadas para o ano inicial do estudo, não listadas acima, julgou-se desnecessária a documentação das análises devido a alguma combinação dos seguintes fatores: (i) comprimento; (ii) silhueta convencional e (iii) ausência de compensação. Nestes casos, a princípio, não se vislumbra grandes dificuldades na implantação do religamento monopolar.

Não obstante, as situações expostas deverão ser investigadas novamente no âmbito do Projeto Básico, para todas as linhas e seccionamentos recomendados neste relatório, inclusive aquelas cujas análises foram dispensadas no planejamento, considerando as soluções que de fato serão adotadas, com simulações no domínio do tempo e uma modelagem mais acurada da rede adjacente, incluindo a reavaliação das especificações dos reatores de neutro. Destaca-se que todas as simulações foram realizadas com o programa ATP/ATPDraw e uma ferramenta computacional dedicada para simulação paramétrica, desenvolvida pela Superintendência de Transmissão de Energia (STE) da EPE, considerando-se uma modelagem trifásica em regime permanente.

Considerando as premissas utilizadas, com exceção das LT 500 kV Nova Ponte 3 – Araraquara 2 e Buritizeiro 3 - São Gonçalo do Pará, para todas as LT avaliadas foi possível manter a corrente de arco secundário abaixo de 80 A na faixa de frequência de 56 Hz a 66 Hz com o uso de reator de neutro de

até 800 Ω. Para essas LT, considerando este reator de neutro, a corrente ficou abaixo de 80 A até cerca de 65 Hz. A viabilidade de utilização de uma maior impedância de neutro, visando atender o critério de corrente em toda a faixa de frequência, deverá ser investigada em mais detalhes nos estudos subsequentes, dado o impacto nas sobretensões de manobra e temporária bem como na energia drenada pelos para-raios dos terminais. Em relação ao seccionamento, devido a sobrecompensação resultante, visando evitar as consequências de zeros atrasados de corrente nos disjuntores, recomenda-se que o reator em derivação do terminal Bom Despacho 3 seja desconectado do vão da LT.

14.1 Procedimentos e Critérios de Análise

Diz-se que o religamento monopolar é viável se houver alta probabilidade de 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 [36] e [37]. 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 [38];
- Tensão induzida na fase aberta não superior à tensão máxima de operação

14.2 LT 500 kV Arinos 2 – Paracatu 4, C1 e C2

Esta LT possui um comprimento estimado em cerca de 210 km, com reatores em derivação de 73,5 Mvar em cada terminal, resultando em um grau de compensação de aproximadamente 52 % por circuito. Nas simulações o ponto de operação foi ajustado considerando-se um fluxo de cerca 1340 MVA, com o circuito paralelo em contingência, valor considerado conservador dentro do horizonte do estudo.

Os resultados da Tabela 14-1 não indicam valores muito elevados de corrente de arco secundário. Contudo, como este caso corresponde à situação em que um circuito tenta realizar o religamento monopolar enquanto o remanescente se encontra totalmente aberto e não aterrado nos terminais, em outras frequências podem ser observados valores maiores de corrente. Logo, justifica-se medida mitigatória caso se busque um religamento com tempo morto mais reduzido. Nesse sentido, na Figura 14-1 pode-se verificar que com um reator de neutro de 300 Ω é possível limitar a corrente de arco secundário em valores abaixo de 50 A em toda a faixa de frequência.

Tabela 14-1 LT 500 kV Arinos 2 – Paracatu 4, C1 e C2. Corrente de arco secundário a 60 Hz, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados. Circuito paralelo aberto e não aterrado

Fase em falta	Local da falta		
	Arinos 2	½ LT	Paracatu 4
A	56,0 A	53,9 A	53,3 A
B	53,8 A	52,5 A	51,1 A
C	55,5 A	53,4 A	52,9 A

As curvas da Figura 14-2 apresentam o caso mais severo da tensão de fase aberta, no circuito paralelo aberto e não aterrado. Observa-se que em toda a faixa de frequência a tensão induzida ficou abaixo do limite de 1,1 p.u. (317,5 kV). Nota-se que o reator de neutro apontado acaba por mitigar a tensão induzida no circuito paralelo.

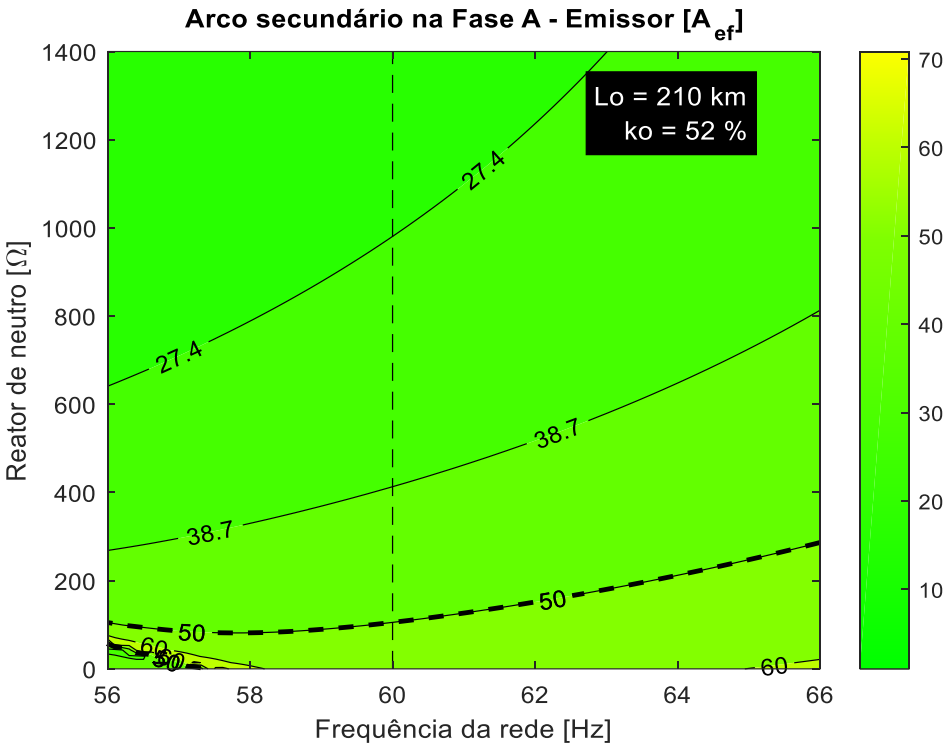


Figura 14-1 LT 500 kV Arinos 2 – Paracatu 4, C1 e C2. Prospecção da corrente de arco secundário, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação aterrados por reator. Circuito paralelo aberto e não aterrado. Falta no terminal Arinos 2

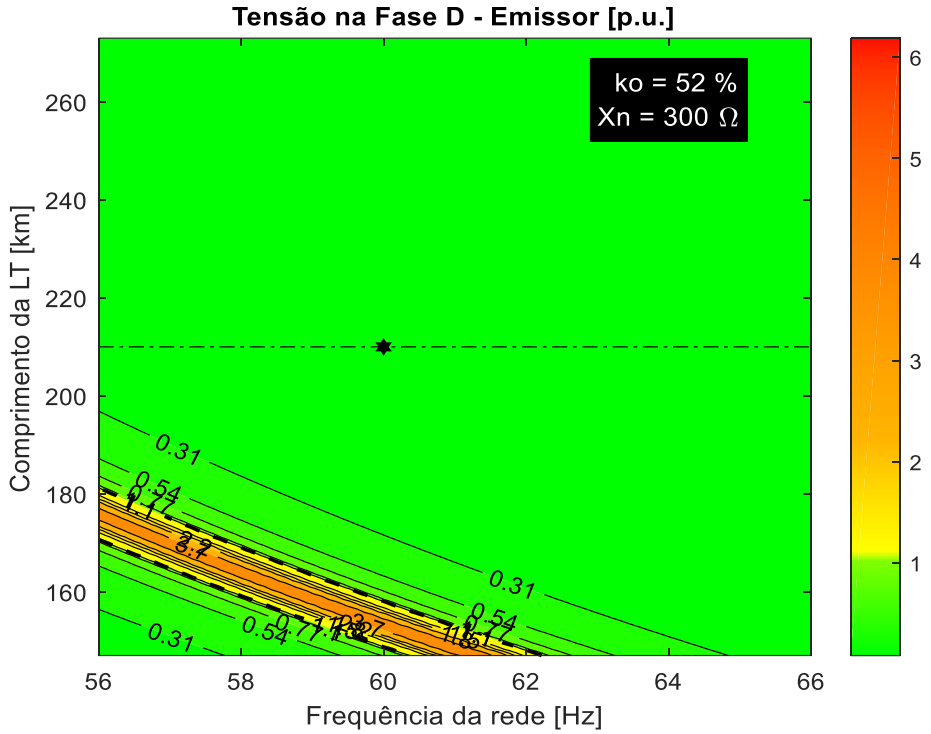


Figura 14-2 LT 500 kV Arinos 2 – Paracatu 4, C1 e C2. Prospecção da tensão induzida, em p.u., com o neutro dos reatores em derivação aterrados por reator de 300 Ω. Circuito paralelo aberto e não aterrado. Terminal Arinos 2

14.3 LT 500 kV Capelinha 3 – Governador Valadares 6, C1 e C2

Esta LT possui um comprimento estimado em cerca de 134 km, com reatores em derivação de 73,5 Mvar em cada terminal, resultando em um grau de compensação de aproximadamente 50 % por circuito. Nas simulações o ponto de operação foi ajustado considerando-se um fluxo de cerca 2560 MVA, com o circuito paralelo em contingência, valor considerado conservador dentro do horizonte do estudo.

Os resultados da Tabela 14-2 indicam a necessidade de adoção de alguma medida para reduzir a corrente de arco secundário. Ressalta-se que este caso corresponde à situação em que um circuito tenta realizar o religamento monopolar enquanto o remanescente se encontra totalmente aberto e não aterrado nos terminais. Na Figura 14-3 pode-se verificar que um reator de neutro de 800 Ω é capaz de limitar a corrente de arco secundário em valores abaixo de 80 A em toda a faixa de frequência.

Tabela 14-2 LT 500 kV Capelinha 3 – Governador Valadares 6, C1 e C2. Corrente de arco secundário a 60 Hz, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados. Circuito paralelo aberto e não aterrado

Fase em falta	Local da falta		
	Capelinha 3	½ LT	Gov. Valadares 6

A	79,1 A	76,7 A	77,4 A
B	74,6 A	75,3 A	72,9 A
C	79,2 A	76,9 A	77,3 A

As curvas da Figura 14-4 apresentam o caso mais severo da tensão de fase aberta, no circuito paralelo aberto e não aterrado. Observa-se que em toda a faixa de frequência a tensão induzida ficou abaixo do limite de 1,1 p.u. (317,5 kV). Nos estudos subsequentes é importante que sejam avaliadas também as solicitações nos reatores de neutro, em função de suas impedâncias, dado o potencial surgimento de sobretensões elevadas nos mesmos.

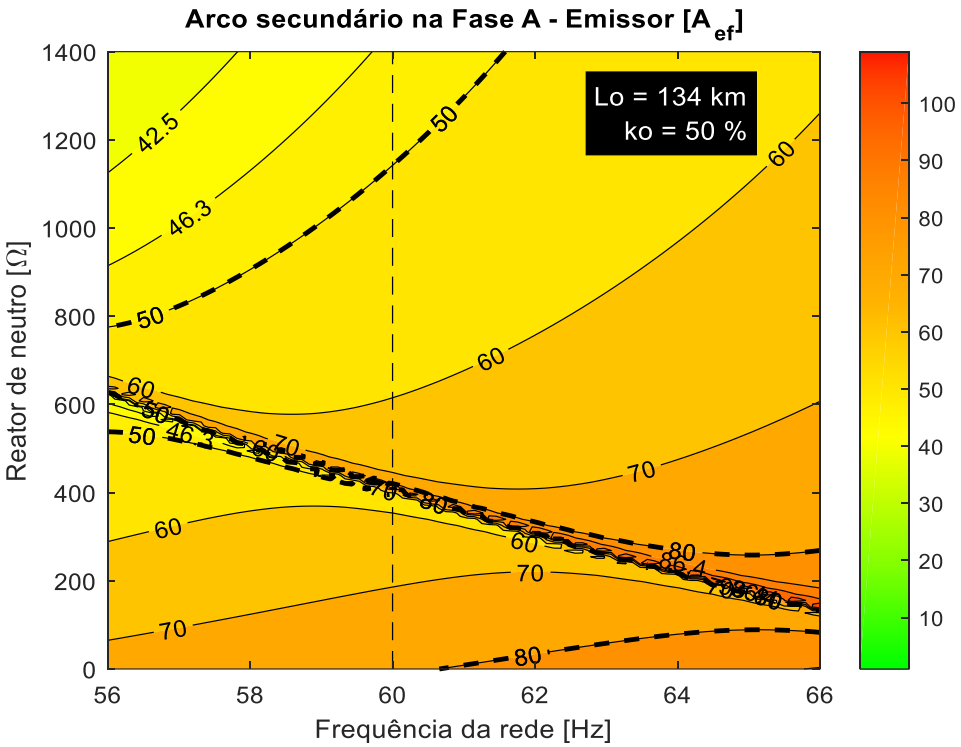


Figura 14-3 LT 500 kV Capelinha – Governador Valadares 6, C1 e C2. Prospecção da corrente de arco secundário, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação aterrados por reator. Circuito paralelo aberto e não aterrado. Falta no terminal Capelinha

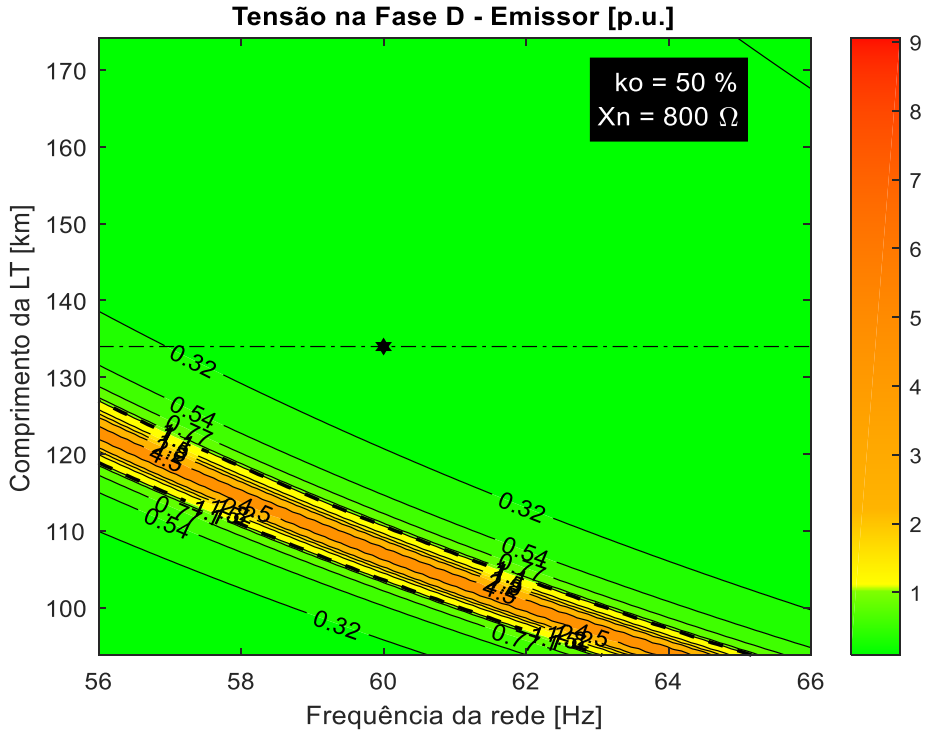


Figura 14-4 LT 500 kV Capelinha – Governador Valadares 6, C1 e C2. Prospecção da tensão induzida, em p.u., com o neutro dos reatores em derivação aterrados por reator de 800 Ω. Circuito paralelo aberto e não aterrado. Terminal Capelinha

14.4 LT 500 kV Janaúba 6 – Capelinha 3, C1 e C2

Esta LT possui um comprimento estimado em cerca de 231 km, com reatores em derivação de 180 Mvar em cada terminal, resultando em um grau de compensação de aproximadamente 71 % por circuito. Nas simulações o ponto de operação foi ajustado considerando-se um fluxo de cerca 2520 MVA, com o circuito paralelo em contingência, valor considerado conservador dentro do horizonte do estudo.

Os resultados da Tabela 14-3 indicam a necessidade de adoção de alguma medida para reduzir a corrente de arco secundário. Ressalta-se que este caso corresponde à situação em que um circuito tenta realizar o religamento monopolar enquanto o remanescente se encontra totalmente aberto e não aterrado nos terminais. Na Figura 14-5 pode-se verificar que um reator de neutro de 800 Ω é capaz de limitar a corrente de arco secundário em valores abaixo de 80 A em toda a faixa de frequência.

Tabela 14-3 LT 500 kV Janaúba 6 – Capelinha 3, C1 e C2. Corrente de arco secundário a 60 Hz, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados. Circuito paralelo aberto e não aterrado

Fase em falta	Local da falta		
	Janaúba 6	½ LT	Capelinha 3
A	135,4 A	132,3 A	134,1 A
B	122,0 A	121,3 A	120,6 A
C	135,5 A	132,3 A	133,7 A

As curvas da Figura 14-6 apresentam o caso mais severo da tensão de fase aberta, no circuito paralelo aberto e não aterrado. Observa-se que em toda a faixa de frequência a tensão induzida ficou abaixo do limite de 1,1 p.u. (317,5 kV). Nos estudos subsequentes é importante que sejam avaliadas também as solicitações nos reatores de neutro, em função de suas impedâncias, dado o potencial surgimento de sobretensões elevadas nos mesmos.

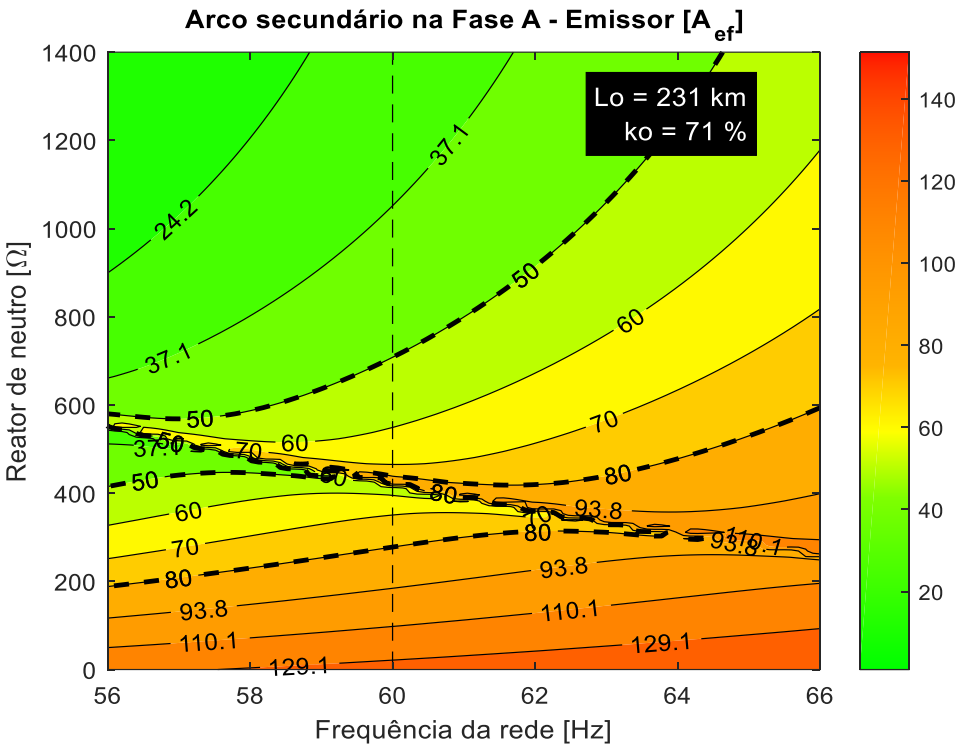


Figura 14-5 LT 500 kV Janaúba 5 – Capelinha, C1 e C2. Prospecção da corrente de arco secundário, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação aterrados por reator. Circuito paralelo aberto e não aterrado. Falta no terminal Janaúba 5

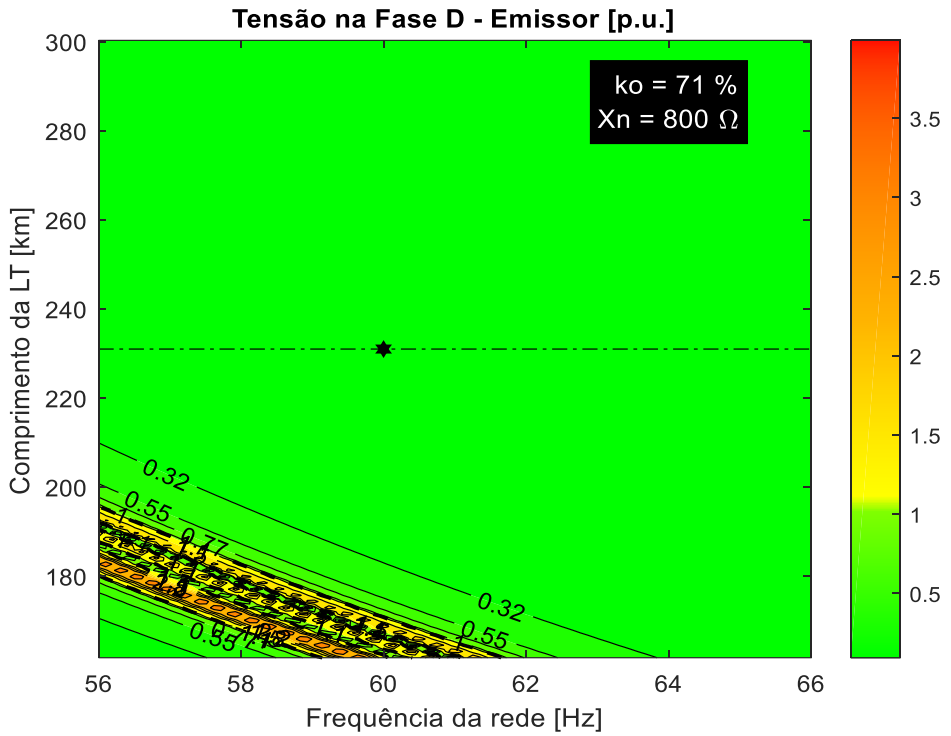


Figura 14-6 LT 500 kV Janaúba 5 – Capelinha, C1 e C2. Prospecção da tensão induzida, em p.u., com o neutro dos reatores em derivação aterrados por reator de 800 Ω. Circuito paralelo aberto e não aterrado. Terminal Janaúba 5

14.5 LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3, C1 e C2

Esta LT possui um comprimento estimado em cerca de 286 km, com reatores em derivação de 225 Mvar em cada terminal, resultando em um grau de compensação de aproximadamente 72 % por circuito. Nas simulações o ponto de operação foi ajustado considerando-se um fluxo de cerca 2240 MVA, com o circuito paralelo em contingência, valor considerado conservador dentro do horizonte do estudo.

Os resultados da Tabela 14-4 indicam a necessidade de adoção de alguma medida para reduzir a corrente de arco secundário. Ressalta-se que este caso corresponde à situação em que um circuito tenta realizar o religamento monopolar enquanto o remanescente se encontra totalmente aberto e não aterrado nos terminais. Na Figura 14-7 pode-se verificar que um reator de neutro de 800 Ω é capaz de limitar a corrente de arco secundário em valores abaixo de 80 A em toda a faixa de frequência.

Tabela 14-4 LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3, C1 e C2. Corrente de arco secundário a 60 Hz, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados. Circuito paralelo aberto e não aterrado

Fase em falta	Local da falta		
	Paracatu 4	½ LT	Nova Ponte 3
A	167,7 A	162,8 A	166,0 A
B	148,6 A	146,8 A	146,7 A

C	167,9 A	162,7 A	165,6 A

As curvas da Figura 14-8 apresentam o caso mais severo da tensão de fase aberta, no circuito paralelo aberto e não aterrado. Observa-se que em toda a faixa de frequência a tensão induzida ficou abaixo do limite de 1,1 p.u. (317,5 kV). Nos estudos subsequentes é importante que sejam avaliadas também as solicitações nos reatores de neutro, em função de suas impedâncias, dado o potencial surgimento de sobretensões elevadas nos mesmos.

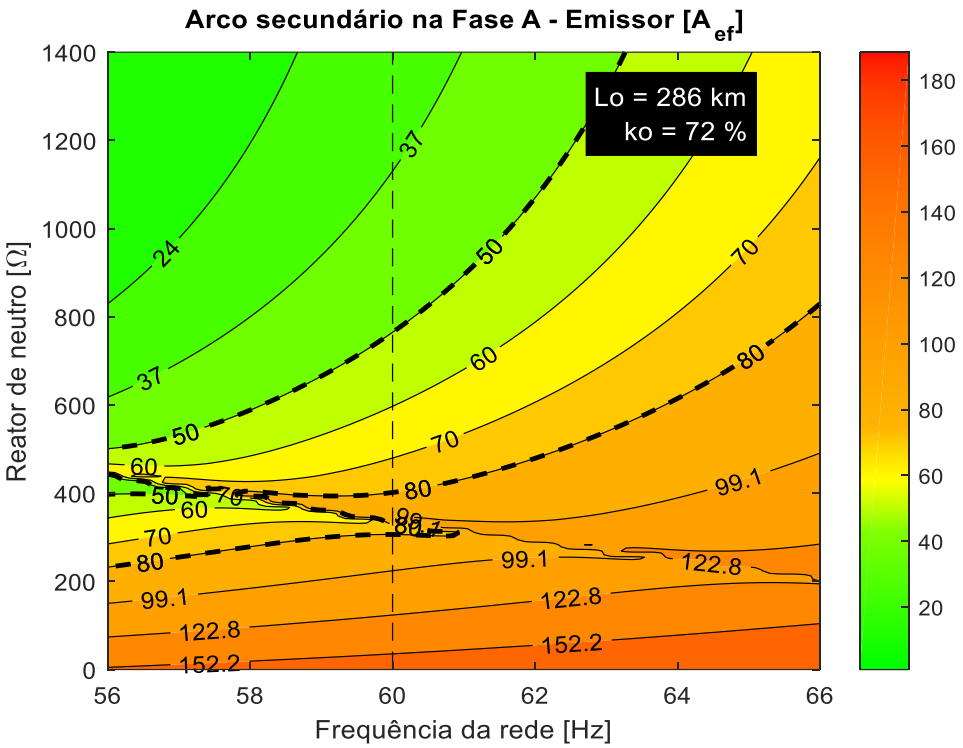


Figura 14-7 LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3, C1 e C2. Prospecção da corrente de arco secundário, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação aterrados por reator. Circuito paralelo aberto e não aterrado. Falta no terminal Paracatu 4

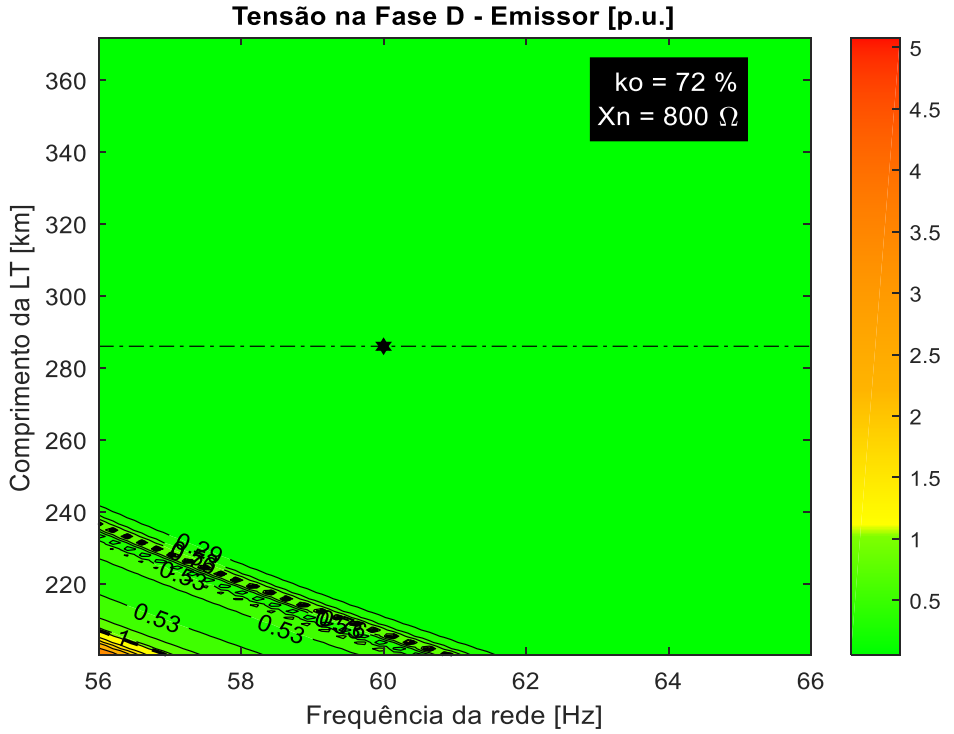


Figura 14-8 LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3, C1 e C2. Prospecção da tensão induzida, em p.u., com o neutro dos reatores em derivação aterrados por reator de 800 Ω. Circuito paralelo aberto e não aterrado. Terminal Paracatu 4

14.6 LT 500 kV Buritizeiro 3 – São Gonçalo do Pará, C1 e C2

Esta LT possui um comprimento estimado em cerca de 316 km, com reatores em derivação de 250 Mvar em cada terminal, resultando em um grau de compensação de aproximadamente 72 % por circuito. Nas simulações o ponto de operação foi ajustado considerando-se um fluxo de cerca 1800 MVA, com o circuito paralelo em contingência, valor considerado conservador dentro do horizonte do estudo.

Os resultados da Tabela 14-5 indicam a necessidade de adoção de alguma medida para reduzir a corrente de arco secundário. Ressalta-se que este caso corresponde à situação em que um circuito tenta realizar o religamento monopolar enquanto o remanescente se encontra totalmente aberto e não aterrado nos terminais. Na Figura 14-9 pode-se verificar que um reator de neutro de 800 Ω é capaz de limitar a corrente de arco secundário em valores abaixo de 80 A somente para frequências até cerca de 65 Hz. A viabilidade de utilização de uma maior impedância de neutro, visando atender o critério de corrente em toda a faixa de frequência, deverá ser investigada em mais detalhes nos estudos subsequentes, dado o impacto nas sobretensões de manobra e temporária bem como na energia drenada pelos para-raios dos terminais da LT. em toda a faixa de frequência.

Tabela 14-5 LT 500 kV Buritizeiro 3 – São Gonçalo do Pará, C1 e C2. Corrente de arco secundário a 60 Hz, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados. Circuito paralelo aberto e não aterrado

Fase em falta	Local da falta		
	Buritizeiro 3	½ LT	São G. do Pará
A	185,7 A	179,9 A	184,1 A
B	167,0 A	164,2 A	165,3 A
C	186,0 A	179,9 A	183,8 A

As curvas da Figura 14-10 apresentam o caso mais severo da tensão de fase aberta, com o circuito paralelo aberto e não aterrado. Observa-se que em toda a faixa de frequência a tensão induzida ficou abaixo do limite de 1,1 p.u. (317,5 kV). Nos estudos subsequentes é importante que sejam avaliadas também as solicitações nos reatores de neutro, em função de suas impedâncias, dado o potencial surgimento de sobretensões elevadas nos mesmos.

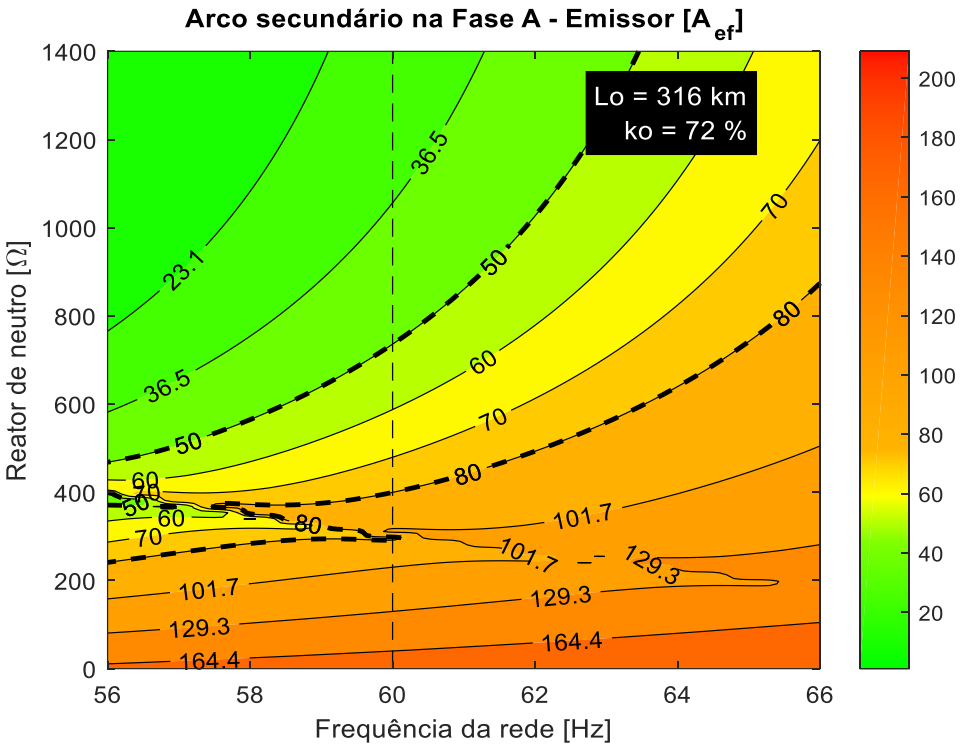


Figura 14-9 LT 500 kV Buritizeiro 2 – São Gonçalo do Pará, C1 e C2. Prospecção da corrente de arco secundário, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação aterrados por reator. Circuito paralelo aberto e não aterrado. Falta no terminal Buritizeiro 2

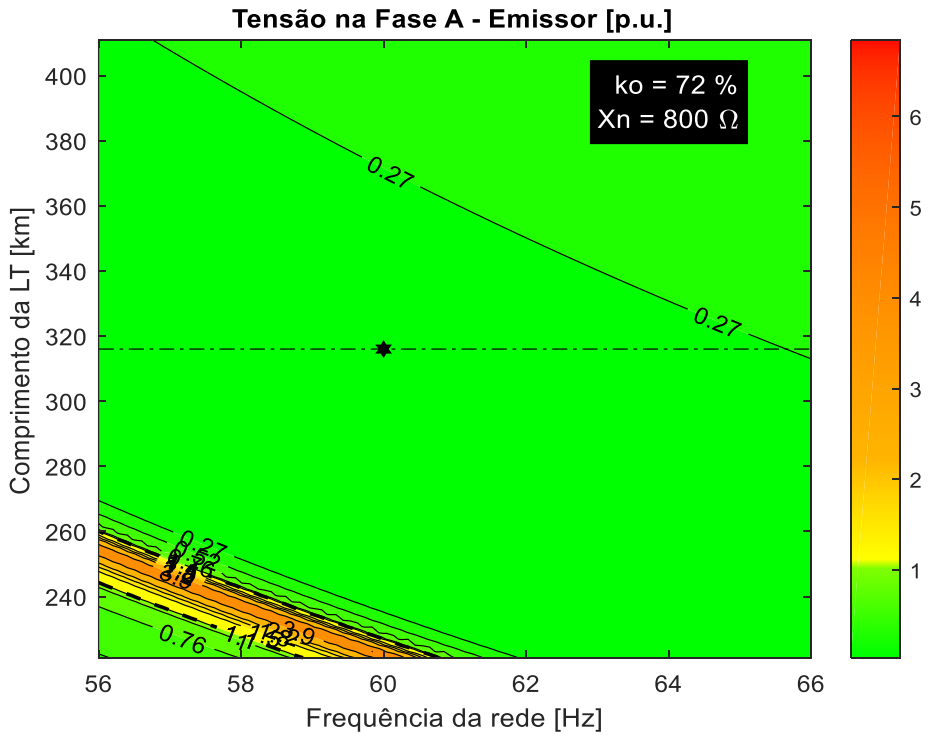


Figura 14-10 LT 500 kV Buritizeiro 2 – São Gonçalo do Pará, C1 e C2. Prospecção da tensão induzida, em p.u., com o neutro dos reatores em derivação aterrados por reator de 800 Ω. Circuito paralelo aberto e não aterrado. Terminal Buritizeiro 2

14.7 LT 500 kV Buritizeiro 3 – São Gotardo 2, C1

Esta LT possui um comprimento estimado em cerca de 234 km, com reatores em derivação de 180 Mvar em cada terminal, resultando em um grau de compensação de aproximadamente 70 %. Nas simulações o ponto de operação foi ajustado considerando-se um fluxo de cerca 1730 MVA, valor considerado conservador dentro do horizonte do estudo.

Os resultados da Tabela 14-6 indicam a necessidade de adoção de alguma medida para reduzir a corrente de arco secundário. Na Figura 14-11 pode-se verificar que um reator de neutro de 800 Ω é capaz de limitar a corrente de arco secundário em valores abaixo de 80 A em toda a faixa de frequência.

Tabela 14-6 LT 500 kV Buritizeiro 3 – São Gotardo 2, C1. Corrente de arco secundário a 60 Hz, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados.

Fase em falta	Local da falta		
	Buritizeiro 3	½ LT	São Gotardo 2
A	140,1	137,1	139,1
B	130,0	129,1	128,9
C	139,7	136,9	138,5

As curvas da Figura 14-12 apresentam o caso mais severo da tensão de fase aberta. Observa-se que em toda a faixa de frequência a tensão induzida ficou abaixo do limite de 1,1 p.u. (317,5 kV).

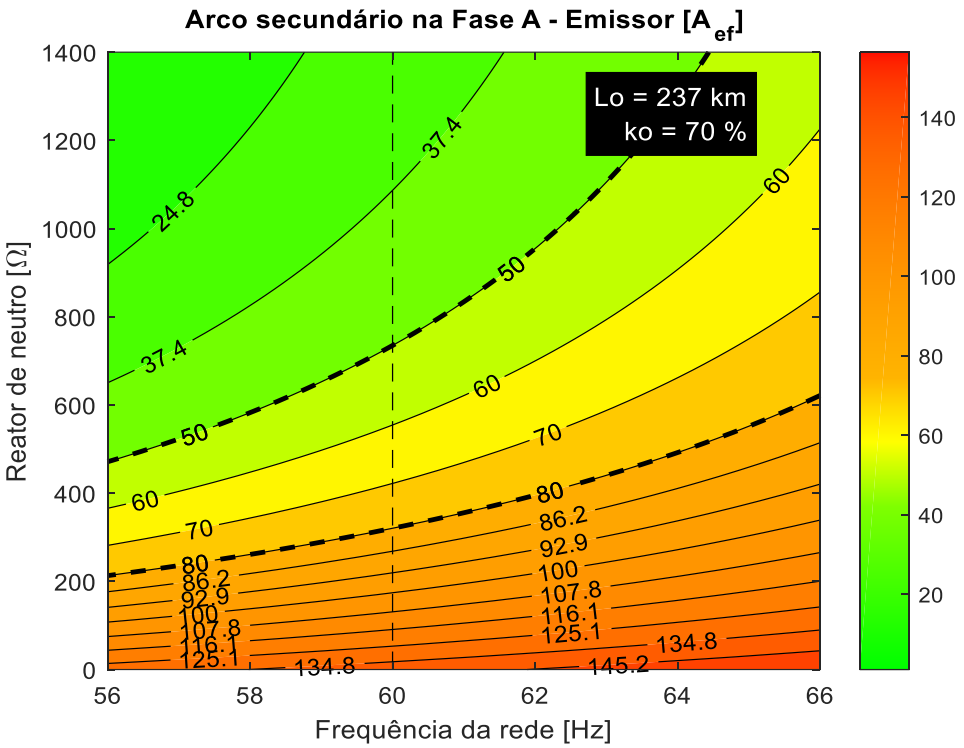


Figura 14-11 LT 500 kV Buritizeiro 2 – São Gotardo 2, C1 e C2. Prospecção da corrente de arco secundário, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação aterrados por reator. Falta no terminal Buritizeiro 2

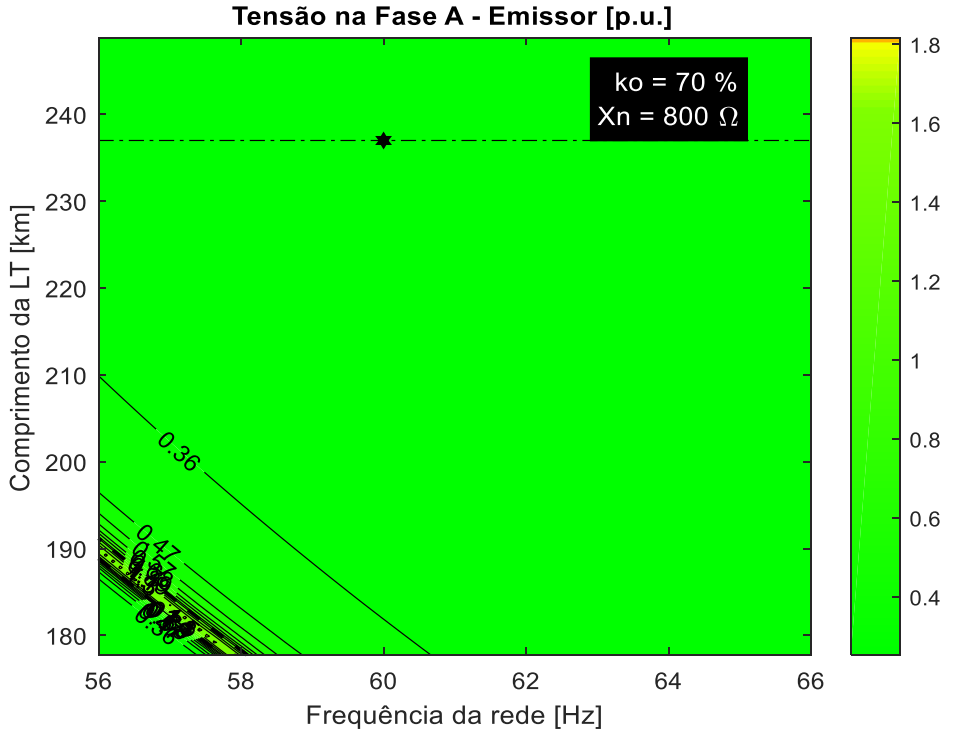


Figura 14-12 LT 500 kV Buritizeiro 2 – São Gotardo 2, C1 e C2. Prospecção da tensão induzida, em p.u., com o neutro dos reatores em derivação aterrados por reator de 800 Ω. Terminal Buritizeiro 2

14.8 LT 500 kV Nova Ponte 3 – Araraquara 2, C1 e C2

Esta LT possui um comprimento estimado em cerca de 293 km, com reatores em derivação de 225 Mvar em cada terminal, resultando em um grau de compensação de aproximadamente 70 % por circuito. Nas simulações o ponto de operação foi ajustado considerando-se um fluxo de cerca 2.030 MVA, com o circuito paralelo em contingência, valor considerado conservador dentro do horizonte do estudo.

Os resultados da Tabela 14-7 indicam a necessidade de adoção de alguma medida para reduzir a corrente de arco secundário. Ressalta-se que este caso corresponde à situação em que um circuito tenta realizar o religamento monopolar enquanto o remanescente se encontra totalmente aberto e não aterrado nos terminais. Na Figura 14-13 pode-se verificar que um reator de neutro de 800 Ω é capaz de limitar a corrente de arco secundário em valores abaixo de 80 A somente para frequências até cerca de 65 Hz. A viabilidade de utilização de uma maior impedância de neutro, visando atender o critério de corrente em toda a faixa de frequência, deverá ser investigada em mais detalhes nos estudos subsequentes, dado o impacto nas sobretensões de manobra e temporária bem como na energia drenada pelos para-raios dos terminais da LT.

Tabela 14-7 LT 500 kV Nova Ponte 3 – Araraquara 2, C1 e C2. Corrente de arco secundário a 60 Hz, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados. Circuito paralelo aberto e não aterrado

Fase em falta	Local da falta		
	Nova Ponte 3	½ LT	Araraquara 2
A	172,3 A	167,1 A	170,6 A
B	154,4 A	152,8 A	152,4 A
C	172,6 A	167,1 A	170,2 A

As curvas da Figura 14-14 apresentam o caso mais severo da tensão de fase aberta, com o circuito paralelo aberto e não aterrado. Observa-se que em toda a faixa de frequência a tensão induzida ficou abaixo do limite de 1,1 p.u. (317,5 kV). Nos estudos subsequentes é importante que sejam avaliadas também as solicitações nos reatores de neutro, em função de suas impedâncias, dado o potencial surgimento de sobretensões elevadas nos mesmos.

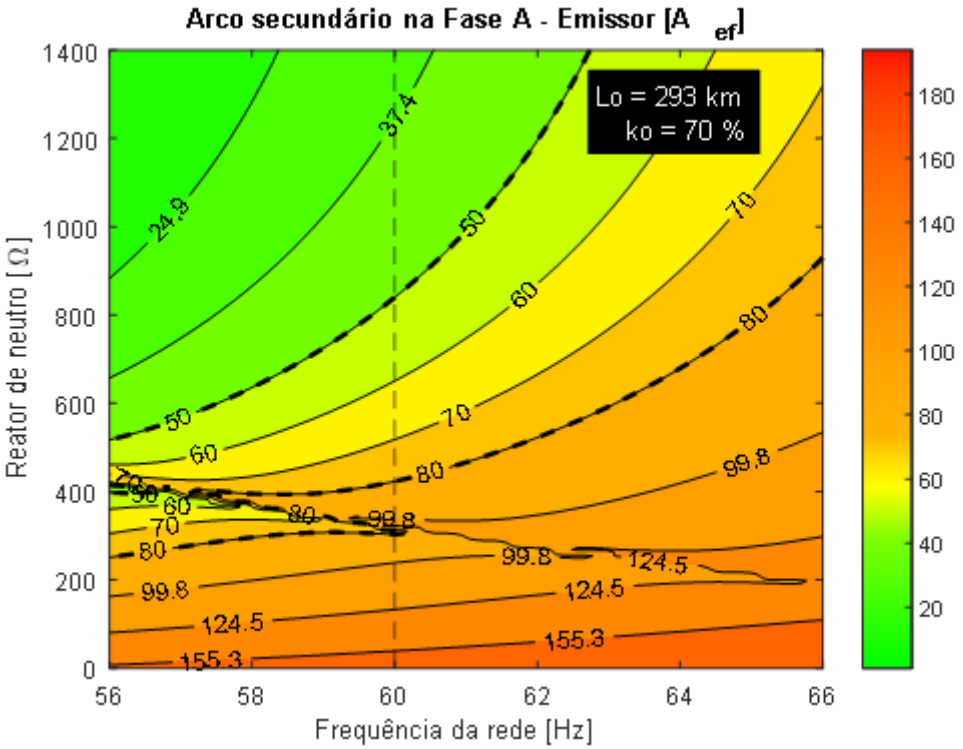


Figura 14-13 LT 500 kV Nova Ponte 3 – Araraquara 2, C1 e C2. Prospecção da corrente de arco secundário, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação aterrados por reator. Circuito paralelo aberto e não aterrado. Falta no terminal Nova Ponte 3

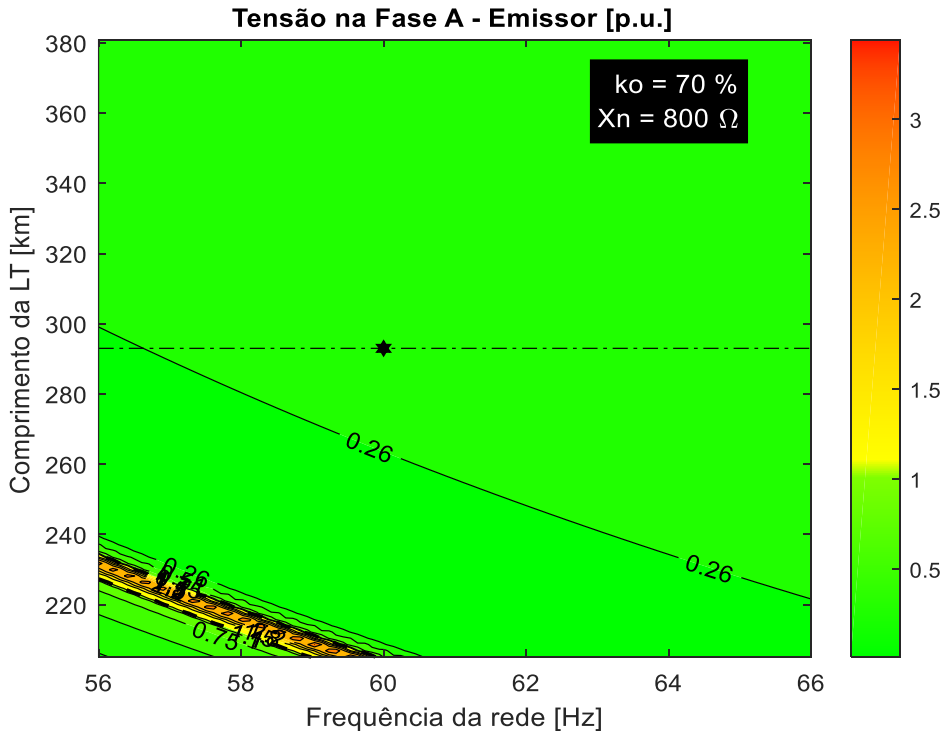


Figura 14-14 LT 500 kV Nova Ponte 3 – Araraquara 2, C1 e C2. Prospecção da tensão induzida, em p.u., com o neutro dos reatores em derivação aterrados por reator de 800 Ω. Circuito paralelo aberto e não aterrado. Terminal Nova Ponte 3

14.9 Seccionamento da LT 500 kV Bom Despacho 3 – Ouro Preto 2, C1, na SE São Gonçalo do Pará

A LT existente possui um comprimento estimado em cerca de 180 km, com reatores em derivação manobráveis de 100 Mvar, no terminal Bom Despacho 3, e 90,7 Mvar, no terminal Ouro Preto 2, resultando em um grau de compensação de aproximadamente 82 %. Após o seccionamento, o trecho São Gonçalo do Pará – Ouro Preto 2 ficará com comprimento e grau de compensação de cerca de 121 km e 58 %, respectivamente. Por sua vez, o trecho Bom Despacho 3 - São Gonçalo do Pará ficará com comprimento e grau de compensação de cerca de 59 km e 132 %, respectivamente.

Tendo em vista os comprimentos reduzidos dos novos trechos e a silhueta convencional da LT existente, na hipótese de habilitação do religamento monopolar, não são esperadas correntes de arco secundário acima do critério de 80 A. As curvas das Figura 14-15 e Figura 14-16 apresentam os casos mais severos de tensão de fase aberta.

Para o trecho São Gonçalo do Pará – Ouro Preto 2 observa-se que em toda a faixa de frequência essa tensão ficou abaixo do limite de 1,1 p.u. (317,5 kV). Portanto, conclui-se que o reator em derivação do terminal Ouro Preto 2 pode ser mantido conectado diretamente ao vão da LT, com baixo risco de surgimento de tensões elevadas na hipótese de habilitação do religamento monopolar. Para o trecho Bom Despacho 3 - São Gonçalo do Pará são observadas tensões acima de 1,1 p.u. em frequências a partir de 63,5 Hz.

Devido a sobrecompensação, o uso de reator de neutro provoca incremento na tensão de fase aberta. Logo, na hipótese de habilitação do religamento monopolar, e visando manter as tensões dentro do limite em toda a faixa de frequência, seria recomendável aterrar solidamente o neutro do reator em derivação do terminal Bom Despacho 3, caso ele fosse mantido conectado ao vão da LT. Contudo, muito embora o aterramento sólido deste reator resulte em tensões de fase aberta abaixo do limite, devido ao elevado grau de compensação resultante, podem surgir zeros atrasados nas correntes que passam pelos disjuntores durante manobras no trecho Bom Despacho 3 - São Gonçalo do Pará [39]. Uma vez que este fenômeno é indesejável, podendo causar degradação, e eventualmente até danos aos disjuntores existentes, recomenda-se, portanto, que o reator em derivação do terminal Bom Despacho 3 seja desconectado do vão da LT.

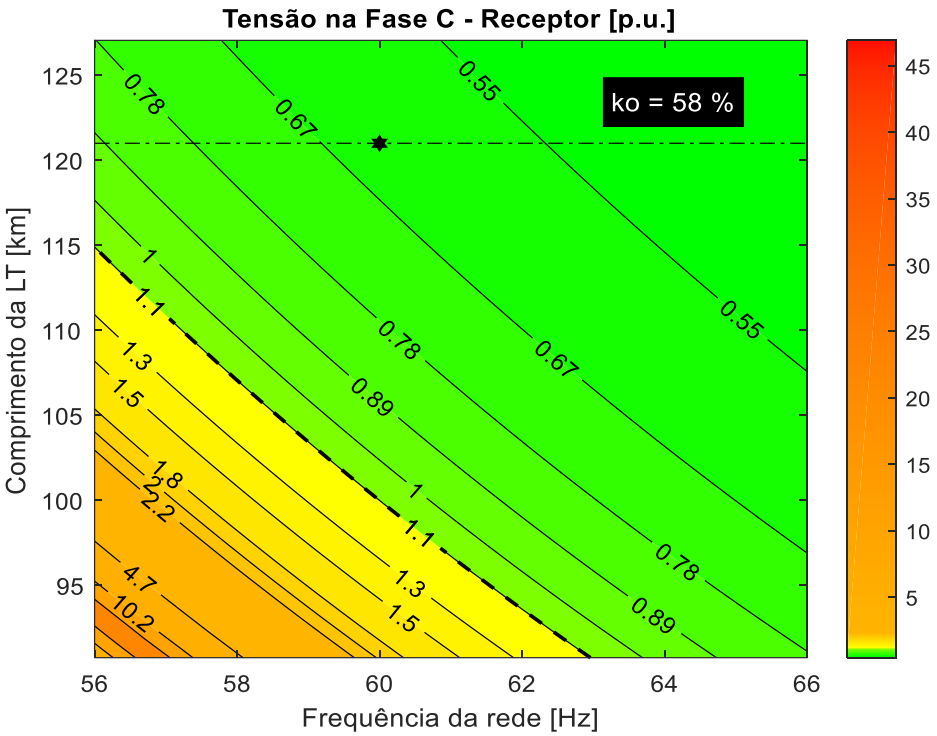


Figura 14-15 LT 500 kV São Gonçalo do Pará - Ouro Preto 2, C1. Prospecção da tensão induzida, em p.u., com o neutro do reator em derivação solidamente aterrado. Terminal Ouro Preto 2

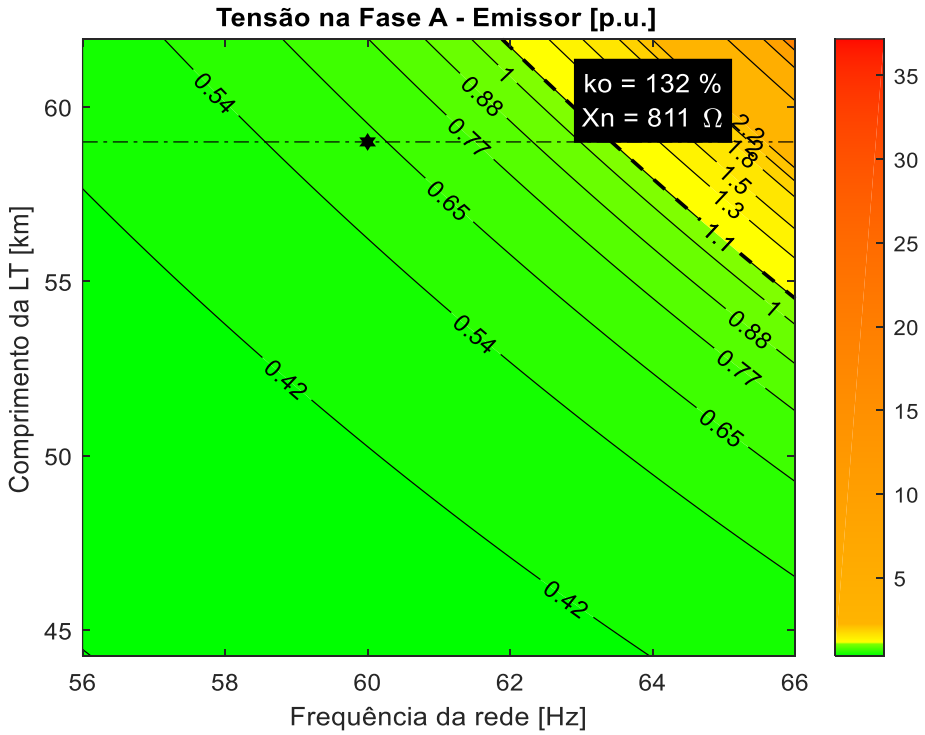


Figura 14-16 LT 500 kV Bom Despacho 3 - São Gonçalo do Pará, C1. Prospecção da tensão induzida, em p.u., com o neutro do reator em derivação aterrado por reator de 811 Ω. Terminal Bom Despacho 3

15 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

Os níveis de curto-circuito foram calculados levando-se em conta o conjunto de obras da alternativas vencedora (Alternativa 3), considerando o sistema em regime subtransitório, com todas as máquinas sincronizadas, utilizando a base de dados referente ao PDE 2029 e as atualizações detalhadas na seções 4.1 e 4.6. Os valores de corrente de curto-circuito trifásico e monofásico forma monitorados para as principais subestações de interesse, os valores mais críticos são apresentados na Tabela 15-1.

Tendo em vista o horizonte de análise de obras, considerou-se que as substituições de disjuntores indicadas no relatório ONS DPL-REL-0374/2019 estarão implantadas e em operação comercial. Porém, como parte considerável do potencial solar fotovoltaico analisado neste estudo possui conexão referencial, e os níveis de curto-circuito possuem forte dependência da geração local, os valores indicados nesta seção devem ser considerados de forma não-determinativa, devendo ser monitorados pelos proprietários dos ativos de transmissão e distribuição, bem como EPE e ONS a medida que os empreendimentos confirmem sua viabilidade e ponto de conexão.

Tabela 15-1 - Evolução e valores críticos de níveis de curto-circuito em subestações monitoradas

Subestação	2025	2026	2031	Capcidade de Interrupção Mínima	Icc/Icap
138 kV					
Avatinguara	14,36	14,61	14,68	14,60	101%
Emborcação	36,47	39,19	40,41	31,50	128%
Gafanhoto	17,70	19,58	21,46	14,60	147%
Horto A	12,36	14,12	15,02	14,60	103%
Ipatinga 1	20,96	23,72	24,92	13,50	185%
Jaguara	23,23	24,21	24,89	13,50	184%
Janauba 1	10,03	13,76	14,94	13,50	111%
Juiz De Fora 1	19,22	20,78	21,71	20,00	109%
Lafaiete 1	22,61	24,95	26,37	20,00	132%
Neves 1	44,54	51,32	55,18	31,50	175%
Paracatu 4	26,33	37,71	41,24	31,50	131%
Pirapora 1	19,36	23,61	25,59	17,50	146%
Pirapora 2	28,37	34,47	37,27	31,50	118%
Poços Caldas A	36,39	36,53	37,49	32,90	114%
Três Marias	16,23	19,83	21,42	14,20	151%
Várzea Da Palma 1	27,39	33,22	36,07	20,00	180%
Vespasiano 2	30,39	35,57	38,11	40,00	95%
230 kV					
Ipatinga 1	28,48	32,49	34,44	31,50	109%
Itabira 2	24,46	27,98	29,92	23,90	125%
Itabira 4	25,29	28,99	31,05	31,50	99%
Itabira 5	31,22	35,87	38,37	40,00	96%
Jaíba	25,64	32,60	40,07	40,00	100%
Janaúba 3	32,10	40,57	44,33	40,00	111%
Mesquita	31,69	36,18	38,42	31,50	122%
Taquaril	22,62	25,49	27,23	25,00	109%
345 kV					
Barreiro 1	20,56	22,93	24,54	25,00	98%
Estreito	38,39	39,80	41,23	40,00	103%

Subestação	2025	2026	2031	Capcidade de Interrupção Mínima	Icc/Icap
Jaguara	35,35	36,89	38,18	40,00	95%
Neves 1	23,78	26,63	28,72	25,00	115%
Taquaril	23,10	25,65	27,53	24,00	115%
500 kV					
Nova Ponte	27,47	29,36	37,85	31,50	120%
Pirapora 2	24,77	33,89	38,93	40,00	97%
UHE Itumbiara	32,27	33,65	35,05	31,50	111%
UHE Marimbondo	31,28	32,05	35,11	31,50	111%

16 RECOMENDAÇÕES PARA RELATÓRIOS R2

16.1 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, as análises de detalhamento realizadas neste Relatório R1, bem como, resultados de estudos já realizados para instalações semelhantes [40].

16.2 Linhas de transmissão

Dentre todas as linhas analisadas, as recomendadas para solicitação de elaboração do Relatório R2 estão relacionadas na Tabela 16-1.

Tabela 16-1 - Relação de linhas de transmissão recomendadas para elaboração do Relatório R2

Linha de transmissão
LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3, C1
LT 500 kV Nova Ponte 3 - Araraquara 2, C1
LT 500 kV Buritizeiro 3 – São Gonçalo do Pará, C1
LT 500 kV Janaúba 6 – Capelinha 3, C1
LT 500 kV Capelinha 3 – Governador Valadares, C1

Para as demais linhas de transmissão analisadas, recomenda-se a dispensa de elaboração do Relatório 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 500 kV Arinos 2 – Paracatu 4, C1

Linha de comprimento médio, 210 km, circuito simples, compensada, 4 subcondutores por fase, para implantação em 2026, com previsão futura do segundo circuito (C2), com avaliação de viabilidade para extinção de arco secundário por análise em regime permanente.

Recomendação: dispensar a elaboração do Relatório R2

LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3, C1

Linha em estruturas de circuito simples (CS), 286 km, 6 subcondutores por fase, SIL elevado (cerca de 1670 MW), primeiro circuito para implantação em 2026 (C1), compensada, com avaliação de viabilidade para extinção de arco secundário com reator de neutro, por análise em regime permanente. Além dessas características e comprimento, com previsão de ampliação com circuito paralelo (C2), faz parte do tronco de transmissão em 500 kV Arinos 2 – Paracatu 4 – Nova Ponte 3 - Araraquara 2, de cerca de 800 km de extensão.

Recomendação: solicitar elaboração do Relatório R2

LT 500 kV Nova Ponte 3 - Araraquara 2, C1

Linha em estruturas de circuito simples (CS), 293 km, 6 subcondutores por fase, SIL elevado (cerca de 1670 MW) para implantação em 2026 (C1), compensada, com avaliação de viabilidade para extinção de arco secundário com reator de neutro, por análise em regime permanente. Além dessas características e comprimento, com previsão de ampliação com circuito paralelo (C2), faz parte do tronco de transmissão em 500 kV Arinos 2 – Paracatu 4 – Nova Ponte 3 - Araraquara 2, de cerca de 800 km de extensão.

Recomendação: solicitar elaboração do Relatório R2

LT 440 kV Araraquara 2- Araraquara, C3

Linha curta em estruturas de circuito simples (CS), 11 km, 4 subcondutores por fase, terceiro circuito paralelo (C3).

Recomendação: dispensar a elaboração do Relatório R2

LT 500 kV Jaguara - Estreito, C1

Linha curta em estruturas de circuito simples (CS), 45 km, 4 subcondutores por fase.

Recomendação: dispensar a elaboração do Relatório R2

LT 500 kV Pirapora 2 – Buritizeiro 3, C1 e C2

Linha curta em estruturas de circuito duplo (CD), 26 km, 4 subcondutores por fase, sem compensação.

Recomendação: dispensar a elaboração do Relatório R2

LT 500 kV Buritizeiro 3 – São Gotardo 2, C1

Linha em estruturas de circuito simples (CS), 238 km, 6 subcondutores por fase, compensada, com avaliação de viabilidade para extinção de arco secundário por análise em regime permanente.

Recomendação: dispensar a elaboração do Relatório R2

LT 500 kV Buritizeiro 3 – São Gonçalo do Pará, C1

Linha em estruturas de circuito simples (CS), 316 km, 6 subcondutores por fase, SIL elevado (cerca de 1670 MW), a ser implantada em 2026, compensada, com avaliação de viabilidade para extinção de arco secundário com reator de neutro por análise em regime permanente. Além dessas características e comprimento, tem previsão de ampliação com circuito paralelo (C2).

Recomendação: solicitar a elaboração do Relatório R2

LT 500 kV Jaíba – Janaúba 6, C1 E C2

Linha curta em estruturas de circuito duplo (CD), 85 km, 4 subcondutores por fase, sem compensação.

Recomendação: dispensar a elaboração do Relatório R2

LT 500 kV Janaúba 6 - Janaúba 3, C1

Linha curta em estruturas de circuito simples (CS), 22 km, 4 subcondutores por fase, sem compensação.

Recomendação: dispensar a elaboração do Relatório R2

LT 500 kV Janaúba 6 - Capelinha 3, C1

Linha em estruturas em circuito simples (CS), 231 km, 6 subcondutores por fase, SIL elevado (cerca de 1670 MW) a ser implantada em 2026, compensada, com avaliação de viabilidade para extinção de arco secundário com reator de neutro, por análise em regime permanente. Além das características de SIL elevado, com previsão de ampliação em 2031 com circuito paralelo (C2), faz parte do tronco de transmissão em 500 kV que se forma entre Jaíba – Janaúba 6 – Capelinha 3 – Governador Valadares 6, com cerca de 450 km de extensão.

Recomendação: solicitar a elaboração do Relatório R2.

LT 500 kV Capelinha 3 - Governador Valadares 6, C1

Linha em estruturas em circuito simples (CS), 134 km, 6 subcondutores por fase, SIL elevado (cerca de 1670 MW) a ser implantada em 2026, compensada, com avaliação de viabilidade para extinção de arco secundário com reator de neutro, por análise em regime permanente. A despeito do comprimento, tem SIL elevado, previsão de ampliação em 2031 com circuito paralelo (C2) e faz parte do tronco de transmissão em 500 kV que se forma entre Jaíba – Janaúba 6 – Capelinha 3 – Governador Valadares 6, com cerca de 450 km de extensão.

Recomendação: solicitar a elaboração do Relatório R2

LT 500 kV Presidente Juscelino - Vespasiano 2, C1 E C2

Linha em estruturas de circuito duplo (CD), 135 km, 4 subcondutores por fase, sem compensação reativa.

Recomendação: dispensar a elaboração do Relatório R2

LT 500 kV Itabirito 2 - Santos Dumont 2, C1

Linha em estruturas de circuito simples (CS), 145 km, 4 subcondutores por fase, sem compensação reativa.

Recomendação: dispensar a elaboração do Relatório R2

LT 500 kV João Neiva 2 - Viana 2, C1

Linha curta em estruturas de circuito simples (CS), 76 km, 6 subcondutores por fase, sem compensação reativa.

Recomendação: dispensar a elaboração do Relatório R2

LT 345 kV Viana 2 - Viana, C3

Linha curta em estruturas de circuito simples (CS), 5 km, 4 subcondutores por fase.

Recomendação: dispensar a elaboração do Relatório R2

16.3 Seccionamentos de linhas de transmissão

As análises a seguir apresentadas contemplam as recomendações quanto à elaboração do Relatório R2 para as linhas resultantes de seccionamentos, com foco principal nas solicitações impostas por transitórios eletromagnéticos de manobra.

Com base nessas analises 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.

De todo modo, avaliações adicionais dessas linhas resultantes do seccionamento poderão ser necessárias nessas etapas posteriores, dentre as quais a avaliação de superação e dimensionamento de cabos para-raios, assim como de desequilíbrio de tensão (transposição de fases).

Seccionamento da LT 345 kV Itutinga - Juiz de Fora 1, C1, na SE Santos Dumont 2

Linha original, antes do seccionamento, com 144 km de comprimento, sem compensação reativa, com linhas resultantes desse seccionamento com comprimentos menores que o da linha original, igualmente sem compensação reativa.

Recomendação: dispensar a elaboração do Relatório R2

Seccionamento da LT 345 kV Pirapora 2 - Três Marias, C1, na SE Buritizeiro 3

Linha original, antes do seccionamento, com 108 km de comprimento, sem compensação reativa, com linhas resultantes desse seccionamento com comprimentos menores que o da linha original, igualmente sem compensação reativa.

Recomendação: dispensar a elaboração do Relatório R2

Seccionamento da LT 345 kV Pirapora 2 - Várzea da Palma, C1, na SE Buritizeiro 3

Linha original, antes do seccionamento, com 35 km de comprimento, sem compensação reativa, com linhas resultantes desse seccionamento com comprimentos maiores que o da linha original, mas ainda na faixa de comprimento de linhas curtas, igualmente sem compensação reativa.

Recomendação: dispensar a elaboração do Relatório R2

Seccionamento da LT 500 kV Bom Despacho 3 - Ouro Preto 2, C1, na SE São Gonçalo do Pará

Linha original, antes do seccionamento, com 180 km de comprimento, com compensação reativa em derivação manobrável de 100 Mvar em Bom Despacho 3 e 90,7 Mvar em Ouro Preto 2. A LT 500 kV Bom Despacho 3 - São Gonçalo do Pará, decorrente desse seccionamento, resultou com comprimento

bem menor que à da linha original e, consequentemente, sobrecompensada, caso a compensação na extremidade de Bom Despacho 3 fosse mantida.

Conforme indicado neste relatório, foi recomendado o deslocamento dessa compensação, passando a linha em questão a ser não compensada em derivação, enquanto que, para a LT 500 kV São Gonçalo do Pará – Ouro Preto 2, o grau de compensação decorrente do seccionamento não indicou a retirada da compensação em derivação. Com essa nova topologia, não se faz necessário a elaboração de Relatório R2.

Recomendação: dispensar a elaboração do Relatório R2

16.4 Subestações

Dentre todas as subestações analisadas, as recomendadas para solicitação de elaboração do Relatório R2, estão relacionadas na Tabela 16-2.

Tabela 16-2 - Relação de subestações recomendadas para elaboração do Relatório R2

Subestação	Unidades de transformação
SE Santos Dumont 2	1º ATF 500/345kV, 750MVA
SE Jaíba	1º e 2º ATF 500/230kV, 750 MVA
SE Buritizeiro 3	1º ATF 500/345kV, 600 MVA

Para as demais subestações recomenda-se a dispensa de elaboração do Relatório R2. Entretanto, sugere-se que, caso sejam identificadas nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores ao certame licitatório elevadas sobretensões, correntes, 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, 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.

SE Santos Dumont 2

Novo pátio em 500 kV, com transformação de potência nominal 750 MVA (1º ATF 500/345kV)

Recomendação: solicitar elaboração do Relatório R2

SE Araraquara 2

Quarta unidade de transformação em paralelo de potência nominal 1250 MVA (4º ATF 500/440kV), com três unidades em operação.

Recomendação: dispensar elaboração do Relatório R2

SE Jaíba

Novo pátio em 500 kV, com duas unidades de transformação paralelas de potência nominal 750 MVA cada (1º e 2º ATF 500/230kV)

Recomendação: solicitar elaboração do Relatório R2.

SE Buritizeiro 3

Nova subestação, com uma única unidade de transformação paralela de 600 MVA (1º ATF 500/345kV).

Recomendação: solicitar elaboração do Relatório R2.

Morro Agudo

Terceira unidade de transformação em paralelo de potência nominal 400 MVA (3º ATF 500/138 kV), com duas unidades em operação.

Recomendação: dispensar elaboração do Relatório R2

Paracatu 4

Terceira unidade de transformação em paralelo de potência nominal 300 MVA (3° TF 500/138 kV), com duas unidades em operação.

Recomendação: dispensar elaboração do Relatório R2

17 REFERÊNCIAS

[1] EPE, "NT EPE-DE-SMA 009/2020 - Análise Socioambiental do Estudo de Escoamento do Potencial Solar do Norte de Minas Gerais: Geração Distribuída e Centralizada," Rio de Janeiro, 2020.

[2] EPE, "EPE-DEE-RE-031/2017 - Estudo Prospectivo para Escoamento do Potencial Solar das Regiões Norte e Noroeste de Minas Gerais," EPE, 2017.

[3] EPE, "EPE-DEE-NT-008/2020-rev1 - Aumento da Capacidade de Escoamento de Geração Solar da Região de Jaíba e Janaúba, no Estado de Minas Gerais," Rio de Janeiro, 2020.

[4] ANEEL, "Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico - SIGEL," [Online]. Available: https://sigel.aneel.gov.br/portal/home/.

[5] EPE, "Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia Elétrica - AEGE," [Online]. Available: https://www.epe.gov.br/pt/acesso-restrito/sistema-aege.

[6] EPE, "Plano Decenal de Expansão de Energia 2029," [Online]. Available: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029.

[7] ANEEL, "Geração Distribuída," [Online]. Available: https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida.

[8] EPE, "EPE-DEE-RE-148/2014 – Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação Nordeste-Sudeste".

[9] ANEEL, "RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012," [Online]. Available: http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resolu%c3%a7%c3%a3o%20Normativa%20482,%20de%202012%20-%20bip-junho-2012.pdf.

[10] CEMIG Cemig Distribuição, "Sistema Integrado de Gestão e Monitoramento de Acessos - SIGMA," 2020.

[11] EPE, "Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica," Rio de Janeiro, 2016.

[12] CCPE/CTET, "Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão," Brasília, 2002.

[13] ANEEL, "Banco de Preços Regulatório - Simulação de Orçamento," [Online]. Available: https://bprsimulador.aneel.gov.br/.

[14] EPE, "EPE-DEE-NT-057/2019 - Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro Metodologia e Cálculo - 2019," Rio de Janeiro, 2019.

[15] ABNT, "Transformadores de potência - Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante," 2017. [Online]. Available: https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=374373.

[16] ONS, "Submódulo 2.3 - Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos," Rio de Janeiro, 2020.

[17] EPE, "Dados para Simulações Elétricas do SIN," EPE, [Online]. Available: https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-transmissao/dados-para-simulacoes-eletricas-do-sin.

[18] ONS, "DPL-REL 0139/2020 - Avaliação de Viabilidade Técnica para o acesso das UFV do Complexo Terra do Sol na futura SE Jaíba 230 kV," Rio de Janeiro, 2020.

[19] EPE, "Estudo de Atendimento à Região Norte do Espírito Santo," EPE, Rio de Janeiro, 2021.

[20] EPE, "EPE-DEE-RE-064/2020-rev0 – Expansão da Capacidade de Transmissão da Região Norte de Minas Gerais," 26 10 2020. [Online]. Available: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-548/EPE-DEE-RE-064-2020-rev0_Expansao-Capacidade-Transmissao-Regiao-Norte-MG_Socioamb.pdf.

[21] MME, "Ofício Circular nº12/2020/DPE/SPE-MME," 30 12 2020. [Online].

[22] EPE, [Online]. Available: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-276/topico-400/EPE-DEE-RE-029_2018-rev1%20-%20R1%20-%20Escoamento%20da%20gera%C3%A7%C3%A3o%20t%C3%A9rmica%20na%20%C3%A1rea%20RJ-ES%20(1).pdf.

[23] EPE, "Metodologia para Avaliação e Recomendação de Dois Circuitos Simples em Vez de Um Circuito Duplo e Afastamento Entre Circuitos," 07 04 2020. [Online]. Available: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-276/topico-525/EPE-DEE-DEA-NT-029-2020-rev0.pdf.

[24] EPE, "Diagnóstico Regional Da Rede Elétrica – PDE 2030 - Volume IV – GET Sudeste - EPE-DEE-RE-033/2021-rev0," Rio de Janeiro, 2021.

[25] EPE, "EPE-DEE-DEA-NT-029-2020-rev0 – Metodologia para avaliação e recomendação de dois circuitos simples em vez de um circuito duplo," Rio de Janeiro, 2020.

[26] EPE, "EPE-DEE-RE-008/2015-rev1 - Estudo de Compensação Reativa das Redes 440kV e 500kV do Estado de São Paulo," Rio de Janeiro, 2015.

[27] ANEEL, "Edital do Leilão nº 1/2020," [Online]. Available: https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_transmissao/documentos/Edital%20do%20Leil%C3%A3o%201-2020-ANEEL.pdf.

[28] EPE, "EPE-DEE-RE-063/2012-rev2 - Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste," Rio de Janeiro, 2013.

[29] ANEEL, "Edital do Leilão nº07/2013," [Online]. Available: https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_transmissao/documentos/Edital%20Leil%C3%A3o%20007-2013_(FINAL).pdf.

[30] EPE, "EPE-DEE-RE-029/2018-rev1 - Expansão do sistema de transmissão para escoamento do potencial termelétrico dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo," Rio de Janeiro, 2018.

[31] CEPEL, "ELEKTRA - Dimensionamento, Custeio e Otimização de LTs," [Online]. Available: http://www.cepel.br/pt_br/produtos/elektra-dimensionamento-custeio-e-otimizacao-de-lts-1.htm.

[32] INMET, "Normal Climatológico do Brasil 1981-2010: Temperatura Máxima.," [Online]. Available: http://www.inmet.gov.br/portal/.

[33] ONS, "ONS. Procedimentos de Rede – Submódulo 2.4 – Requisitos Mínimos Para Linhas de Transmissão. 2016.," [Online]. Available: http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%202%2FSubm%C3%B3dulo%202.4%2FSubm%C3%B3dulo%202.4.pdf.

[34] CEPEL, "Nota Técnica. DLE-7614/18 - Proposição de Configurações de Linhas de Transmissão em 500 kV com Seis Condutores por Fase, com Elevada Capacidade de Transmissão e com Estruturas Autoportantes," Rio de Janeiro, 2018.

[35] J. S. L. E. A.L.E. Reis, "Coordenação de isolamento integrada ao dimensionamento mecânico e custo de estruturas de linhas de transmissão," *XXV SNPTEE, Belo Horizonte, Brasil,* 2019.

[36] ONS, "Submódulo 23.3 - Diretrizes e critérios para estudos elétricos," [Online]. Available: http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2023%2FSubm%C3%B3dulo%2023.3%2FSubm%C3%B3dulo%2023.3%202018.08.pdf.

[37] ONS, "Diretrizes para a Elaboração de Projetos Básicos para Empreendimentos de Transmissão: Estudos elétricos, especificação das instalações, de equipamentos e de linhas de transmissão," Rio de Janeiro, 2013.

[38] H.-J. H. G. T. R. Haubrich, "Single-phase auto-reclosing in EHV Systems," *CIGRE 1974,* pp. 31-09, 1974.

[39] A. R. F. A. F. R. C. A. L. P. Freire, "Zeros Atrasados em Disjuntores de 550 kV Durante Manobras de Linhas de Transmissão Compensadas Com Reatores em Derivação: Estudo do Caso Das Linhas de Transmissão Fortaleza II – Pecém II – Sobral III," *XXIII SNPTEE,* nº FI/GDS/19, 2015.

[40] EPE, "EPE-DEE-NT-100/2018-rev0 - Transitórios eletromagnéticos de manobra em linhas de transmissão CA: experiência dos Relatórios R2," Rio de Janeiro, 2018.

[41] EPE, "Banco de Preços de Referência da ANEEL: Atualização dos Valores para a Data-Base Maio de 2019," Rio de Janeiro, 2019.

[42] EPE, "Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro - Metodogia e Cálculo," Rio de Janeiro, 2018.

[43] EPE, "EPE-DEE-IT-054/2019 – Banco de Preços de Referência da ANEEL: Atualização dos Valores para a Data-Base Maio de 2019," Rio de Janeiro, 2019.

18 FICHAS PET/PELP

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	SP
LT 440 kV ARARAQUARA 2 - ARARAQUARA, C3 (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Atendimento ao critério N-1

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 440 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 11 km	17.082,45
1 EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM // Araraquara 2	8.348,25
1 EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM // Araraquara	8.348,25
1 IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM // Araraquara	8.767,17
MIM - 440 kV // Araraquara	2.950,95
MIG-A // Araraquara	2.427,97
1 IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM // Araraquara 2	8.767,17
MIM - 440 kV // Araraquara 2	2.950,95

Total de Investimentos Previstos: **59.643,16**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
LT 500 kV ARINOS 2 - PARACATU 4, C1 (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Escoamento do potencial solar fotovoltaico do Norte de Minas Gerais

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 214 km	349.898,56
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Arinos 2	2.521,04
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Paracatu 4	2.521,04
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 24,5 Mvar 1Φ // Arinos 2	15.154,44
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 24,5 Mvar 1Φ // Paracatu 4	15.154,44
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Arinos 2	8.348,25
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Paracatu 4	8.348,25
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Arinos 2	8.767,17
MIM - 500 kV // Arinos 2	2.950,95
MIG-A // Arinos 2	2.427,97
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Paracatu 4	8.767,17
MIM - 500 kV // Paracatu 4	2.950,95

Total de Investimentos Previstos: 427.810,23

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
LT 500 kV ARINOS 2 - PARACATU 4, C2 (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2031
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Escoamento do potencial solar fotovoltaico do Norte de Minas Gerais

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 214 km	349.898,56
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Arinos 2	2.521,04
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Paracatu 4	2.521,04
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 24,5 Mvar 1Φ // Arinos 2	11.365,83
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 24,5 Mvar 1Φ // Arinos 2	11.365,83
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Arinos 2	8.348,25
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Paracatu 4	8.348,25
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Arinos 2	8.767,17
MIM - 500 kV // Arinos 2	2.950,95
MIG-A // Arinos 2	2.427,97
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Paracatu 4	8.767,17
MIM - 500 kV // Paracatu 4	2.950,95

Total de Investimentos Previstos: **420.233,01**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
LT 500 kV GOVERNADOR VALADARES 6 - LEOPOLDINA, C1 E C2 (CD) (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2031
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Escoamento do potencial solar fotovoltaico do Norte de Minas Gerais

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 305,4 km	860.076,64
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 36,67 Mvar 1Φ // Governador Valadares 6	27.994,40
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 36,67 Mvar 1Φ // Leopoldina	27.994,40
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Governador Valadares 6	16.696,50
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Leopoldina	16.696,50
2 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Governador Valadares 6	5.042,08
2 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Leopoldina	5.042,08

Total de Investimentos Previstos: **959.542,60**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
LT 500 kV ITABIRITO 2 - SANTOS DUMONT 2, C1 (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Atendimento ao critério N-1

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 142 km	232.175,68
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Itabirito 2	8.348,25
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Santos Dumont 2	8.348,25
MIG-A // Itabirito 2	2.427,97
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Itabirito 2	8.767,17
MIM - 500 kV // Itabirito 2	2.950,95
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Santos Dumont 2	8.767,17
MIM - 500 kV // Santos Dumont 2	2.950,95

Total de Investimentos Previstos: **274.736,39**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
LT 500 kV JAGUARA - ESTREITO, C2 (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Atendimento ao critério N-1

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 45,4 km	74.230,82
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo BDDD // Jaguara	20.145,02
MIM - 500 kV // Jaguara	5.901,91
MIG-A // Jaguara	2.427,97
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Estreito	8.348,25
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Estreito	8.767,17
MIM - 500 kV // Estreito	2.950,95
MIG-A // Estreito	2.427,97

Total de Investimentos Previstos: **125.200,06**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
LT 500 kV JAÍBA - JANAÚBA 6, C1 e C2 (CD) (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Escoamento do potencial solar fotovoltaico do Norte de Minas Gerais

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 109 km	306.969,07
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Jaíba	16.696,50
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Janaúba 6	16.696,50

Total de Investimentos Previstos: **340.362,07**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
LT 500 kV JOÃO NEIVA 2 - VIANA 2, C1 (CS) (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Atendimento ao critério N-1

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 77,5 km	145.588,40
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // João Neiva 2	8.348,25
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Viana 2	8.348,25
MIG-A // João Neiva 2	2.427,97
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Viana 2	8.767,17
MIM - 500 kV // Viana 2	2.950,95
MIG-A // Viana 2	2.427,97

Total de Investimentos Previstos: **178.858,96**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
LT 500 kV LEOPOLDINA - TERMINAL RIO, C1 E C2 (CD) (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2031
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Escoamento do potencial solar fotovoltaico do Norte de Minas Gerais

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 180,3 km	507.766,27
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Leopoldina	16.696,50
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Terminal Rio	16.696,50
2 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Leopoldina	5.042,08
2 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Terminal Rio	5.042,08
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 16,67 Mvar 1Φ // Leopoldina	25.194,75
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 16,67 Mvar 1Φ // Terminal Rio	25.194,75
2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Terminal Rio	17.534,34
MIM - 500 kV // Terminal Rio	5.901,91
MIG-A // Terminal Rio	2.427,97

Total de Investimentos Previstos: **627.497,15**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	SP
LT 500 kV MARIMBONDO 2 - CAMPINAS, C1 (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2031
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Atendimento ao critério N-1

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 373 km	700.702,88
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Marimbondo 2	8.348,25
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Campinas	8.348,25
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Campinas	2.521,04
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Marimbondo 2	2.521,04
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 82,67 Mvar 1Φ // Marimbondo 2	17.860,52
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 82,67 Mvar 1Φ // Campinas	17.860,52
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Marimbondo 2	8.767,17
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Campinas	8.767,17
MIG-A // Campinas	2.427,97
MIG-A // Marimbondo 2	2.427,97
MIM - 500 kV // Marimbondo 2	2.950,95
MIM - 500 kV // Campinas	2.950,95

Total de Investimentos Previstos: **786.454,68**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
LT 500 kV JANAÚBA 6 - JANAÚBA 3, C1 e C2 (CD) (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Atendimento ao critério N-1

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 44 km	123.914,12
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Janaúba 6	16.696,50
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Janaúba 3	16.696,50
MIG-A // Janaúba 3	2.427,97

Total de Investimentos Previstos: **159.735,09**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
LT 500 kV JANAÚBA 6 - CAPELINHA 3, C1 (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Escoamento do potencial solar fotovoltaico do Norte de Minas Gerais

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 232,9 km	437.516,62
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Janaúba 6	8.348,25
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Capelinha 3	8.348,25
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Janaúba 6	2.521,04
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Capelinha 3	2.521,04
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ // Janaúba 6	12.823,50
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ // Capelinha 3	12.823,50

Total de Investimentos Previstos: **484.902,20**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
LT 500 kV JANAÚBA 6 - CAPELINHA 3, C2 (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Escoamento do potencial solar fotovoltaico do Norte de Minas Gerais

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 232,9 km	437.516,62
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Janaúba 6	8.348,25
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Capelinha 3	8.348,25
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Capelinha 3	2.521,04
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Janaúba 6	2.521,04
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ // Janaúba 6	12.823,50
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ // Capelinha 3	12.823,50
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Janaúba 6	8.767,17
MIM - 500 kV // Janaúba 6	2.950,95
MIG-A // Janaúba 6	2.427,97

Total de Investimentos Previstos: **499.048,29**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
LT 500 kV CAPELINHA 3 - GOVERNADOR VALADARES 6, C1 (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Escoamento do potencial solar fotovoltaico do Norte de Minas Gerais

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 141 km	264.876,96
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Governador Valadares 6	8.348,25
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Capelinha 3	8.348,25
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Governador Valadares 6	2.521,04
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Capelinha 3	2.521,04
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 24,5 Mvar 1Φ // Governador Valadares 6	15.154,44
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 24,5 Mvar 1Φ // Capelinha 3	15.154,44
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Governador Valadares 6	8.767,17
MIM - 500 kV // Governador Valadares 6	2.950,95
MIG-A // Governador Valadares 6	2.427,97

Total de Investimentos Previstos: **331.070,51**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
LT 500 kV CAPELINHA 3 - GOVERNADOR VALADARES 6, C2 (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Escoamento do potencial solar fotovoltaico do Norte de Minas Gerais

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 141 km	264.876,96
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Governador Valadares 6	8.348,25
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Capelinha 3	8.348,25
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Governador Valadares 6	2.521,04
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Capelinha 3	2.521,04
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 24,5 Mvar 1Φ // Governador Valadares 6	11.365,83
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 24,5 Mvar 1Φ // Capelinha 3	11.365,83
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Governador Valadares 6	8.767,17
MIM - 500 kV // Governador Valadares 6	2.950,95
MIG-A // Governador Valadares 6	2.427,97
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Capelinha 3	8.767,17
MIM - 500 kV // Capelinha 3	2.950,95
MIG-A // Capelinha 3	2.427,97

Total de Investimentos Previstos: 337.639,38

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
LT 500 kV JANAÚBA 6 - PRESIDENTE JUSCELINO, C1 (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2031
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Escoamento do potencial solar fotovoltaico do Norte de Minas Gerais

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 310,3 km	582.917,17
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Presidente Juscelino	8.348,25
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Janaúba 6	8.348,25
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Presidente Juscelino	2.521,04
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Janaúba 6	2.521,04
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,33 Mvar 1Φ // Presidente Juscelino	17.879,92
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,33 Mvar 1Φ // Janaúba 6	17.879,92
MIG-A // Presidente Juscelino	2.427,97
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Janaúba 6	8.767,17
MIM - 500 kV // Janaúba 6	2.950,95
MIG-A // Janaúba 6	2.427,97

Total de Investimentos Previstos: **656.989,65**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
LT 500 kV PARACATU 4 - NOVA PONTE 3, C1 (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Escoamento do potencial solar fotovoltaico do Norte de Minas Gerais

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 292 km	548.539,52
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Nova Ponte 3	2.521,04
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Paracatu 4	2.521,04
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ // Paracatu 4	17.624,92
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ // Nova Ponte 3	17.624,92
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Nova Ponte 3	8.348,25
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Paracatu 4	8.348,25
MIG-A // Paracatu 4	2.427,97

Total de Investimentos Previstos: **607.955,91**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
LT 500 kV PARACATU 4 - NOVA PONTE 3, C2 (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2031
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Escoamento do potencial solar fotovoltaico do Norte de Minas Gerais

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 292 km	548.539,52
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Nova Ponte 3	2.521,04
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Paracatu 4	2.521,04
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ // Paracatu 4	13.218,69
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ // Nova Ponte 3	13.218,69
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Nova Ponte 3	8.348,25
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Paracatu 4	8.348,25
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Nova Ponte 3	8.767,17
MIM - 500 kV // Nova Ponte 3	2.950,95
MIG-A // Paracatu 4	2.427,97
MIG-A // Nova Ponte 3	2.427,97

Total de Investimentos Previstos: **613.289,54**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
LT 500 kV PIRAPORA 2 - BURITIZEIRO 3, C1 e C2 (CD) (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Escoamento do potencial solar fotovoltaico do Norte de Minas Gerais

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 35,1 km	98.849,67
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Pirapora 2	16.696,50
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Buritizeiro 3	8.348,25
2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Pirapora 2	17.534,34
MIM - 500 kV // Pirapora 2	5.901,91
MIG-A // Pirapora 2	2.427,97

Total de Investimentos Previstos: **149.758,64**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
LT 500 kV BURITIZEIRO 3 - SÃO GONÇALO DO PARÁ, C1 (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Escoamento do potencial solar fotovoltaico do Norte de Minas Gerais

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 351,5 km	660.313,84
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // São Gonçalo do Pará	8.348,25
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Buritizeiro 3	8.348,25
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // São Gonçalo do Pará	2.521,04
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Buritizeiro 3	2.521,04
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,33 Mvar 1Φ // São Gonçalo do Pará	17.879,92
Reator de Linha Fixo 500 kV, 1 x 83,33 Mvar 1Φ // Buritizeiro 3	4.469,98
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // São Gonçalo do Pará	8.767,17
MIM - 500 kV // São Gonçalo do Pará	2.950,95
MIG-A // São Gonçalo do Pará	2.427,97

Total de Investimentos Previstos: **718.548,41**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
LT 500 kV BURITIZEIRO 3 - SÃO GONÇALO DO PARÁ, C2 (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2031
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Escoamento do potencial solar fotovoltaico do Norte de Minas Gerais

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 351,5 km	660.313,84
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // São Gonçalo do Pará	8.348,25
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Buritizeiro 3	8.348,25
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Buritizeiro 3	2.521,04
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // São Gonçalo do Pará	2.521,04
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 83,33 Mvar 1Φ // Buritizeiro 3	13.409,94
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 83,33 Mvar 1Φ // São Gonçalo do Pará	13.409,94
MIG-A // São Gonçalo do Pará	2.427,97
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // São Gonçalo do Pará	8.767,17
MIM - 500 kV // São Gonçalo do Pará	2.950,95
MIG-A // Buritizeiro 3	2.427,97

Total de Investimentos Previstos: 725.446,36

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
LT 500 kV BURITIZEIRO 3 - SÃO GOTARDO 2, C1 (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Escoamento do potencial solar fotovoltaico do Norte de Minas Gerais

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 237,8 km	446.721,57
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // São Gotardo 2	2.521,04
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Buritizeiro 3	2.521,04
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ // São Gotardo 2	17.098,00
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ // Buritizeiro 3	12.823,50
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Buritizeiro 3	8.348,25
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // São Gotardo 2	8.348,25
MIG-A // São Gotardo 2	2.427,97

Total de Investimentos Previstos: **500.809,62**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
LT 500 kV PRESIDENTE JUSCELINO - VESPASIANO 2, C1 E C2 (CD) (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Escoamento do potencial solar fotovoltaico do Norte de Minas Gerais

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 149,4 km	420.744,76
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Presidente Juscelino	16.696,50
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Vespasiano 2	16.696,50
MIG-A // Presidente Juscelino	2.427,97
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Vespasiano 2	8.767,17
MIM - 500 kV // Vespasiano 2	2.950,95
MIG-A // Vespasiano 2	2.427,97

Total de Investimentos Previstos: **470.711,82**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - ARARAQUARA 2, C1 (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Escoamento do potencial solar fotovoltaico do Norte de Minas Gerais

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 307 km	576.717,92
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Nova Ponte 3	2.521,04
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Araraquara 2	2.521,04
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ // Nova Ponte 3	17.624,92
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ // Araraquara 2	17.624,92
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Nova Ponte 3	8.348,25
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Araraquara 2	8.348,25
MIG-A // Araraquara 2	2.427,97

Total de Investimentos Previstos: **636.134,31**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - ARARAQUARA 2, C2 (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2031
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Escoamento do potencial solar fotovoltaico do Norte de Minas Gerais

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 307 km	576.717,92
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Nova Ponte 3	2.521,04
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Araraquara 2	2.521,04
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ // Nova Ponte 3	13.218,69
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ // Araraquara 2	13.218,69
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Nova Ponte 3	8.348,25
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Araraquara 2	8.348,25
MIG-A // Araraquara 2	2.427,97
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Araraquara 2	8.767,17
MIM - 500 kV // Araraquara 2	2.950,95

Total de Investimentos Previstos: **639.039,97**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - RIBEIRÃO PRETO, C1 (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2031
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Escoamento do potencial solar fotovoltaico do Norte de Minas Gerais

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 222,9 km	418.731,02
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Nova Ponte 3	2.521,04
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Ribeirão Preto	2.521,04
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ // Nova Ponte 3	16.897,36
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ // Ribeirão Preto	16.897,36
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Nova Ponte 3	8.348,25
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Ribeirão Preto	8.348,25
MIG-A // Ribeirão Preto	2.427,97
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Nova Ponte 3	8.767,17
MIM - 500 kV // Nova Ponte 3	2.950,95
MIG-A // Nova Ponte 3	2.427,97

Total de Investimentos Previstos: 490.838,38

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	ES
LT 345 kV VIANA 2 - VIANA, C3 (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Atendimento ao critério N-1

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 7 km	7.213,50
1 EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM // Viana 2	6.635,98
1 EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM // Viana	6.635,98
1 IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM // Viana 2	7.135,34
MIM - 345 kV // Viana 2	2.192,30
1 IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM // Viana	7.135,34
MIM - 345 kV // Viana	2.192,30
MIG-A // Viana	2.374,87

Total de Investimentos Previstos: **41.515,61**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:** SP
SE 500/440/138 kV ARARAQUARA 2 (Ampliação/Adequação)	**DATA DE NECESSIDADE:** Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Atendimento ao critério N-1

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

1 IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM	8.767,17
4º ATF 500/440 kV, 3 x 416,67 MVA 1Φ	49.366,32
1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	9.522,36
1 CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM	9.522,36
MIM - 440 kV	2.950,95

Total de Investimentos Previstos: **80.129,16**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
SE 500/230/138 kV PARACATU 4 (Ampliação/Adequação)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Escoamento do potencial solar fotovoltaico do Norte de Minas Gerais

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	8.767,17
3° TF 500/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	28.650,60
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	4.712,82
1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	9.522,36
MIM - 500 kV	2.950,95
MIM - 138 kV	510,92

Total de Investimentos Previstos: **55.114,82**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:** MG
SE 500/345 kV SANTOS DUMONT 2 (Ampliação/Adequação) Novo pátio 500kV	**DATA DE NECESSIDADE:** Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Atendimento ao critério N-1

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 250 MVA 1Φ	48.974,96
1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	9.522,36
1 CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	7.580,87
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	8.767,17
1 IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	7.135,34
MIG (Terreno Rural)	19.702,84
MIM - 500 kV	2.950,95
MIM - 345 kV	2.192,30

Total de Investimentos Previstos: **106.826,79**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
SE 500/230 kV JAÍBA (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Escoamento do potencial solar fotovoltaico do Norte de Minas Gerais

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 250 MVA 1Φ	85.488,83
2 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	19.044,72
2 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	12.090,36
3 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	26.301,51
1 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	7.578,48
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	16.680,60
MIM - 230 kV	1.589,96
MIM - 500 kV	8.852,86
MIG (Terreno Rural)	17.433,95

Total de Investimentos Previstos: **195.061,27**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
SE 500 kV JANAÚBA 6 (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Escoamento do potencial solar fotovoltaico do Norte de Minas Gerais

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

3 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	26.301,51
1 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	7.578,48
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	17.098,00
MIM - 500 kV	8.852,86
MIG (Terreno Rural)	15.352,47

Total de Investimentos Previstos: **75.183,32**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	ES
SE 500/345 kV VIANA 2 (Ampliação/Adequação)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2031
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Atendimento ao critério N-1

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

3° ATF 500/345 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	33.761,07
1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	9.709,05
1 CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	7.748,16

Total de Investimentos Previstos: **51.218,28**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
SE 500 kV CAPELINHA 3 (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Escoamento do potencial solar fotovoltaico do Norte de Minas Gerais

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ	29.921,50
2 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	15.156,96
3 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	26.301,51
MIM - 500 kV	8.852,86
MIG (Terreno Rural)	15.352,47

Total de Investimentos Previstos: **95.585,30**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
SE 500 kV NOVA PONTE 3 (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Escoamento do potencial solar fotovoltaico do Norte de Minas Gerais

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	17.534,34
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	29.191,05
2 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	15.156,96
MIM - 500 kV	5.901,91
MIG (Terreno Rural)	15.505,95

Total de Investimentos Previstos:	**83.290,21**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
SE 500/345 kV BURITIZEIRO 3 (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Escoamento do potencial solar fotovoltaico do Norte de Minas Gerais

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 200 MVA 1Φ	44.862,64
1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	9.522,36
1 CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	7.580,87
4 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	35.068,68
2 IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	14.270,68
2 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	15.156,96
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ	29.921,50
MIM - 345 kV	4.384,59
MIM - 500 kV	11.803,81
MIG (Terreno Rural)	20.028,88

Total de Investimentos Previstos: **192.600,97**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:** SP
SE 500/440 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)	**DATA DE NECESSIDADE:** Jan/2031
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Atendimento ao critério N-1

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

3° ATF 500/440 kV, 3 x 400 MVA 1Φ	48.362,94
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	8.767,17
1 IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM	8.767,17
1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	9.522,36
1 CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM	9.522,36
MIM - 500 kV	5.901,91
MIM - 440 kV	5.901,91

Total de Investimentos Previstos: **96.745,82**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	ES
SE 500/345 kV RIO NOVO DO SUL (Ampliação/Adequação)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2031
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Atendimento ao critério N-1

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

2° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 350 MVA 1Φ	47.845,80
1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	9.709,05
1 CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	7.748,16
1 IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	7.305,58
MIM - 345 kV	2.329,64

Total de Investimentos Previstos: **74.938,23**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	SP
SE 500/138 kV MORRO AGUDO (Ampliação/Adequação)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Atendimento ao critério N-1

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

3° ATF 500/138 kV, 3 x 133,33 MVA 1Φ	24.467,79
1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	9.709,05
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	4.666,17
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	8.955,01
MIM - 500 kV	3.136,65
MIM - 138 kV	536,03

Total de Investimentos Previstos: **51.470,70**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
SE 500/345 kV LEOPOLDINA 2 (Ampliação/Adequação)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2031
Novo pátio 500kV	**PRAZO DE EXECUÇÃO:**	60 meses

Justificativa:

Escoamento do potencial solar fotovoltaico do Norte de Minas Gerais

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	17.534,34
MIM - 500 kV	5.901,91
MIG (Terreno Rural)	15.275,73

Total de Investimentos Previstos: **38.711,98**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
SECC LT 500 kV ITUMBIARA - NOVA PONTE, C1, NA SE NOVA PONTE 3 (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2031
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Escoamento do potencial solar fotovoltaico do Norte de Minas Gerais

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (RAIL), 13 km	31.096,91
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	16.696,50
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	8.767,17
MIM - 500 kV	2.950,95
MIG-A	2.427,97

Total de Investimentos Previstos: **61.939,50**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
SECC LT 500 kV BOM DESPACHO 3 - OURO PRETO, C1, NA SE SÃO GONÇALO DO PARÁ (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Atendimento ao critério N-1

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,6 km	898,92
Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,6 km	898,92
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	16.696,50
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	8.767,17
MIM - 500 kV	2.950,95
MIG-A	2.427,97

Total de Investimentos Previstos: **32.640,43**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
SECC LT 345 kV ITUTINGA - JUIZ DE FORA 1, C1, NA SE SANTOS DUMONT 2 (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Atendimento ao critério N-1

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Duplo 345 kV, 2 x 900 MCM (RUDDY), 9 km	15.325,02
2 EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	13.271,96
1 IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	7.135,34
MIM - 345 kV	2.192,30
MIG-A	2.374,87

Total de Investimentos Previstos: **40.299,49**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
SECC LT 345 kV PIRAPORA 2 - TRÊS MARIAS, C1, NA SE BURITIZEIRO 3 (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Escoamento do potencial solar fotovoltaico do Norte de Minas Gerais

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Duplo 345 kV, 2 x 1113 MCM (BLUEJAY), 15,3 km	28.562,65
2 EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	13.271,96
1 IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	7.135,34
MIM - 345 kV	2.192,30
MIG-A	2.374,87

Total de Investimentos Previstos: **53.537,12**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
SECC LT 345 kV PIRAPORA 2 - VÁRZEA DA PALMA, C1, NA SE BURITIZEIRO 3 (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Escoamento do potencial solar fotovoltaico do Norte de Minas Gerais

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

2 EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	13.271,96
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 900 MCM (RUDDY), 36,9 km	62.832,58
1 IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	7.135,34
MIM - 345 kV	2.192,30
MIG-A	2.374,87

Total de Investimentos Previstos: **87.807,05**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
SE 138 kV MONTES CLAROS 5 (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Reforço Distribuição

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

1 IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	3.742,44
MIM - 138 kV	536,03
MIG (Terreno Rural)	8.504,53

Total de Investimentos Previstos: **12.783,00**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
LT 138 kV MONTES CLAROS 5 - MONTES CLAROS 2, C1 E C2 (CD) Individualização entradas de linha	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Reforço Distribuição

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336.4 MCM (LINNET), 0,3 km	171,95
1 EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BS // Montes Claros 5	4.664,06
1 EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 // Montes Claros 2	4.990,04
MIM - 138 kV // Montes Claros 2	536,03
MIM - 138 kV // Montes Claros 5	536,03

Total de Investimentos Previstos: **10.898,11**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:** MG
LT 138 kV MONTES CLAROS 1 - MONTES CLAROS 5, C1 (Nova) LD subterrânea - 300 MVA	**DATA DE NECESSIDADE:** Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Reforço Distribuição

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Subterrâneo 138 kV, 1,3 km	10.992,64
1 EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BS // Montes Claros 5	4.664,06
MIM - 138 kV // Montes Claros 5	536,03

Total de Investimentos Previstos: **16.192,73**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
SE 138 kV FRANCISCO SÁ 5 (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Reforço Distribuição

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

1 IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	3.742,44
MIM - 138 kV	536,03
MIG (Terreno Rural)	8.504,53

Total de Investimentos Previstos: **12.783,00**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
SECC LT 138 kV FRANCISCO SÁ 2 - FRANCISCO SÁ 4, C1, NA SE FRANCISCO SÁ 5 (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Reforço Distribuição

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336.4 MCM (LINNET), 0,5 km	286,58
2 EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BS	9.328,12
MIM - 138 kV	1.072,05

Total de Investimentos Previstos: **10.686,75**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
LT 138 kV FRANCISCO SÁ 5 - MONTES CLAROS 2, C1 (Nova)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Reforço Distribuição

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 55 km	25.101,45
1 EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // Francisco Sá 5	4.827,05
MIM - 138 kV // Francisco Sá 5	536,03
1 EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 // Montes Claros 2	4.990,04
MIM - 138 kV // Montes Claros 2	536,03

Total de Investimentos Previstos: **35.990,60**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
LT 138 kV JANAÚBA 3 - JANAÚBA 1, C1 (Ampliação/Adequação) Recapacitação para 150 MVA	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Reforço Distribuição

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Recapacitação da LD, 16 km	3.160,16

Total de Investimentos Previstos: **3.160,16**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
SE 345/138 kV MONTES CLAROS 2 (Ampliação/Adequação) Substituição transformação 345/138 kV	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	60 meses

Justificativa:

Atendimento ao critério N-1

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

1° e 2° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 125 MVA 1Φ	55.814,08
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	4.829,16
MIM - 138 kV	536,03

Total de Investimentos Previstos: **61.179,27**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	**UF:**	MG
SE 500/230 kV JAÍBA (Ampliação/Adequação)	**DATA DE NECESSIDADE:**	Jan/2031
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	30 meses

Justificativa:

Escoamento do potencial solar fotovoltaico do Norte de Minas Gerais

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

3° ATF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ	31.342,23
1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	9.709,05
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	6.162,31
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	8.955,01
MIM - 230 kV	837,99
MIM - 500 kV	3.136,65

Total de Investimentos Previstos: **60.143,24**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2020.

19 ANEXOS

19.1 Anexo 1 – Parâmetros Elétricos

19.1.1 Alternativa 1

Tabela 19-1 - Parâmetros elétricos de linhas de transmissão da Alternativa 1

De	Para	Configuração	Nº Circ	Compr. [km]	R+ [%]	X+ [%]	B+ [Mvar]	Cap. Nom [A]	Cap. Emrg [A]
Arinos 2	Buritizeiro 3	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	1	212,8	0,1153%	1,6136%	463,719	2965	4000
Itabirito 2	Santos Dumont 2	LT CS 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CSH3	1	138,9	0,0951%	1,7028%	185,477	3260	4000
Jaguara	Araraquara 2	LT CS 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CSH3	1	223,4	0,1504%	2,7163%	299,626	3260	4000
Jaguara	Estreito	LT CS 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CSH3	1	45,0	0,0311%	0,5543%	59,948	3260	4000
Jaíba	Buritizeiro 3	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	2	280,3	0,1491%	2,1066%	613,905	2965	4000
João Neiva 2	Viana 2	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	1	79,0	0,0438%	0,6057%	171,258	2965	4000
Capelinha 3	Governador Valadares 6	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	1	165,7	0,0907%	1,2631%	360,314	2965	4000
Janaúba 6	Janaúba 3	LT CD 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CD2	2	24,1	0,0167%	0,2970%	32,423	3260	4000
Janaúba 6	Capelinha 3	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	1	201,3	0,1094%	1,5285%	438,383	2965	4000
Pirapora 2	Buritizeiro 3	LT CD 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CD2	2	26,5	0,0185%	0,3274%	35,751	3260	4000
Buritizeiro 3	São Gonçalo do Pará	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	1	299,5	0,1583%	2,2436%	656,867	2965	4000
Buritizeiro 3	São Gotardo 2	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	2	237,4	0,1279%	1,7949%	518,207	2965	4000
Presidente Juscelino	Vespasiano 2	LT CD 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CD2	2	125,4	0,0865%	1,5410%	169,300	3260	4000
São Gotardo 2	Jaguara	LT CS 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CSH3	1	167,0	0,1138%	2,0430%	223,317	3260	4000

Tabela 19-2 - Parâmetros elétricos de transformadores da Alternativa 1

Subestação	Tensão [kV]	X+ [%]	Cap. Nom [MVA]	Cap. Emrg [MVA]
Araraquara 2	500/440	0,960	1250	1500
Buritizeiro 3	500/345	2,333	600	720
Jaíba	500/230	1,867	750	900
Ribeirão Preto	500/440	1,082	1200	1440
Morro Agudo	500/138	2,500	400	480
Santos Dumont	500/345	1,867	750	900
Rio Novo do Sul	500/345	1,110	1050	1260
Itatiba	500/138	3,320	400	480

19.1.2 Alternativa 2

Tabela 19-3 - Parâmetros elétricos de linhas de transmissão da Alternativa 2

De	Para	Configuração	Nº Circ	Compr. [km]	R+ [%]	X+ [%]	B+ [Mvar]	Cap. Nom [A]	Cap. Emrg [A]
Arinos 2	Paracatu 4	LT CS 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CSH3	1	199,4	0,1350%	2,4303%	266,947	3260	4000
Itabirito 2	Santos Dumont	LT CS 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CSH3	1	138,9	0,0951%	1,7028%	185,477	3260	4000
Jaguara	Araraquara 2	LT CS 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CSH3	1	223,4	0,1504%	2,7163%	299,626	3260	4000
Jaguara	Estreito	LT CS 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CSH3	1	45,0	0,0311%	0,5543%	59,948	3260	4000
Jaíba	Janaúba 6	LT CS 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CSH3	1	84,2	0,0581%	1,0360%	112,286	3260	4000
Jaíba	Buritizeiro 3	LT CS 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CSH3	1	280,3	0,1857%	3,3813%	377,422	3260	4000
João Neiva 2	Viana 2	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	1	79,0	0,0438%	0,6057%	171,258	2965	4000
Capelinha 3	Governador Valadares 6	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	2	165,7	0,0907%	1,2631%	360,314	2965	4000
Janaúba 6	Janaúba 3	LT CS 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CSH3	1	24,1	0,0167%	0,2966%	32,059	3260	4000
Janaúba 6	Capelinha 3	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	2	201,3	0,1094%	1,5285%	438,383	2965	4000
Nova Serrana 3	Varginha 4	LT CD 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CD2	2	182,2	0,1245%	2,2273%	246,490	3260	4000
Paracatu 4	São Gotardo 2	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	1	281,0	0,1494%	2,1111%	615,292	2965	4000
Pirapora 2	Buritizeiro 3	LT CD 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CD2	2	26,5	0,0185%	0,3274%	35,751	3260	4000
Buritizeiro 3	Nova Serrana 3	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	2	277,0	0,1475%	2,0826%	606,432	2965	4000
Buritizeiro 3	São Gotardo 2	LT CS 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CSH3	1	237,4	0,1592%	2,8807%	318,602	3260	4000
São Gotardo 2	Jaguara	LT CS 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CSH3	1	167,0	0,1138%	2,0430%	223,317	3260	4000
Varginha 4	Itatiba 2	LT CD 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CD2	2	235,1	0,1586%	2,8566%	319,054	3260	4000

Tabela 19-4 - Parâmetros elétricos de transformadores da Alternativa 2

Subestação	Tensão [kV]	X+ [%]	Cap. Nom [MVA]	Cap. Emrg [MVA]
Araraquara 2	500/440	0,960	1250	1500
Buritizeiro 3	500/345	2,333	600	720
Jaíba	500/230	1,867	750	900
Santos Dumont	500/345	1,867	750	900
Ribeirão Preto	500/440	1,082	1200	1440
Morro Agudo	500/138	2,500	400	480
Rio Novo do Sul	500/345	1,110	1050	1260
Itatiba	500/138	3,320	400	480
Viana 2	500/345	1,100	900	1080
Varginha 4	500/345	2,000	600	720

19.1.3 Alternativa 3

Tabela 19-5 - Parâmetros elétricos de linhas de transmissão da Alternativa 3

De	Para	Configuração	Nº Circ	Compr. [km]	R+ [%]	X+ [%]	B+ [Mvar]	Cap. Nom [A]	Cap. Emrg [A]
Arinos 2	Paracatu 4	LT CS 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CSH3(1)	1	210,0	0,1418%	2,5570%	281,377	3260	4000
Itabirito 2	Santos Dumont 2	LT CS 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CSH3(1)	1	145,0	0,0992%	1,7768%	193,668	3260	4000
Jaguara	Estreito	LT CS 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CSH3(1)	1	45,0	0,0311%	0,5543%	59,948	3260	4000
Jaíba	Janaúba 6	LT CD 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CD2	2	85,0	0,0589%	1,0468%	114,603	3260	4000
João Neiva 2	Viana 2	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	1	76,0	0,0421%	0,5828%	164,744	2965	4000
Capelinha 3	Governador Valadares 6	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	1	134,0	0,0738%	1,0240%	290,962	2965	4000
Janaúba 6	Janaúba 3	LT CS 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CSH3(1)	1	22,0	0,0152%	0,2711%	29,302	3260	4000
Janaúba 6	Capelinha 3	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	1	231,0	0,1247%	1,7481%	504,068	2965	4000
Paracatu 4	Nova Ponte 3	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	2	286,0	0,1519%	2,1473%	626,582	2965	4000
Pirapora 2	Buritizeiro 3	LT CD 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CD2	2	31,0	0,0216%	0,3824%	41,760	3260	4000
Buritizeiro 3	São Gonçalo do Pará	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	1	302,0	0,1595%	2,2615%	662,513	2965	4000
Buritizeiro 3	São Gotardo 2	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	1	234,0	0,1262%	1,7701%	510,714	2965	4000
Presidente Juscelino	Vespasiano 2	LT CD 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CD2	2	135,0	0,0930%	1,6575%	182,295	3260	4000
Nova Ponte 3	Araraquara 2	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	2	293,0	0,1552%	2,1973%	642,284	2965	4000

(1) Condutor posteriormente alterado de 4x954 (RAIL) para 4x795 (TERN) conforme análise de otimização do item 11.4.

Tabela 19-6 - Parâmetros elétricos de transformadores da Alternativa 3

Subestação	Tensão [kV]	X+ [%]	Cap. Nom [MVA]	Cap. Emrg [MVA]
Araraquara 2	500/440	0,960	1250	1500
Buritizeiro 3	500/345	2,333	600	720
Jaíba	500/230	1,867	750	900
Ribeirão Preto	500/440	1,082	1200	1440
Morro Agudo	500/138	2,500	400	480
Rio Novo do Sul	500/345	1,110	1050	1260
Santos Dumont	500/345	1,867	750	900
Itatiba	500/138	3,320	400	480
Viana 2	500/345	1,100	900	1080

19.1.4 Alternativa Recomendada – Após a relaboração dos relatórios complementares

Tabela 19-7 - Parâmetros elétricos de linhas de transmissão da Alternativa recomendada após a elaboração dos relatórios complementares

De	Para	Configuração	Nº Circ	Compr. [km]	R+ [%]	X+ [%]	B+ [Mvar]	Cap. Nom [A]	Cap. Emrg [A]
Arinos 2	Paracatu 4	LT CS 500 kV, 4 x Term 795kcmil, 500CSH3	1	214,0	0,1744	2,7016	278,18	3260	4000
Buritizeiro 3	São Gonçalo do Pará	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	1	351,5	0,1836	2,6046	774,49	2965	4000
Buritizeiro 3	São Gotardo 2	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	1	237,8	0,1290	1,7952	519,04	2965	4000
Capelinha 3	Gov.Valadares 6	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	1	141,0	0,0781	1,0753	306,19	2965	4000
Itabirito 2	Santos Dumont 2	LT CS 500 kV, 4 x Term 795kcmil, 500CSH3	1	142,0	0,1174	1,8053	183,94	3260	4000
Jaguara	Estreito	LT CS 500 kV, 4 x Term 795kcmil, 500CSH3	1	45,4	0,0379	0,5801	58,66	3260	4000
Jaíba	Janaúba 6	LT CD 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CD2	2	109,0	0,0767	1,3806	145,25	3260	4000
Janaúba 6	Capelinha 3	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	1	232,9	0,1265	1,7593	508,18	2965	4000
Janaúba 6	Janaúba 3	LT CD 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CD2	2	44,0	0,0311	0,5588	58,55	3260	4000
João Neiva 2	Viana 2	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	1	77,5	0,0433	0,5933	167,97	2965	4000
Nova Ponte 3	Araraquara 2	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	2	307,0	0,1631	2,2935	673,64	2965	4000
Paracatu 4	Nova Ponte 3	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	2	292,0	0,1559	2,1869	639,92	2965	4000
Pirapora 2	Buritizeiro 3	LT CD 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CD2	2	35,1	0,0248	0,4459	46,70	3260	4000
Presidente Juscelino	Vespasiano 2	LT CD 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CD2	2	149,4	0,1044	1,8862	199,33	3260	4000

Tabela 19-8 - Parâmetros elétricos de transformadores da Alternativa recomendada após a elaboração dos relatórios complementares

Subestação	Tensão [kV]	X+ [%]	Cap. Nom [MVA]	Cap. Emrg [MVA]
Araraquara 2	500/440	0,960	1250	1500
Buritizeiro 3	500/345	2,333	600	720
Jaíba	500/230	1,867	750	900
Ribeirão Preto	500/440	1,082	1200	1440
Morro Agudo	500/138	2,500	400	480
Rio Novo do Sul	500/345	1,110	1050	1260
Santos Dumont	500/345	1,867	750	900
Viana 2	500/345	1,100	900	1080

19.1.5 Alternativa 4

Tabela 19-9 - Parâmetros elétricos de linhas de transmissão da Alternativa 4

De	Para	Configuração	Nº Circ	Compr. [km]	R+ [%]	X+ [%]	B+ [Mvar]	Cap. Nom [A]	Cap. Emrg [A]
Arinos 2	Paracatu 4	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	1	199,4	0,1084%	1,5143%	434,177	2965	4000
Itabirito 2	Santos Dumont 2	LT CS 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CSH3	1	138,9	0,0951%	1,7028%	185,477	3260	4000
Jaguara	Estreito	LT CS 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CSH3	1	45,0	0,0311%	0,5543%	59,948	3260	4000
Jaíba	Janaúba 6	LT CD 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CD2	2	84,2	0,0584%	1,0374%	113,563	3260	4000
João Neiva 2	Viana 2	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	1	79,0	0,0438%	0,6057%	171,258	2965	4000
Capelinha 3	Governador Valadares 6	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	2	165,7	0,0907%	1,2631%	360,314	2965	4000
Janaúba 6	Janaúba 3	LT CD 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CD2	2	24,1	0,0167%	0,2970%	32,423	3260	4000
Janaúba 6	Capelinha 3	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	2	201,3	0,1094%	1,5285%	438,383	2965	4000
Nova Serrana 3	Varginha 4	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	1	182,2	0,0994%	1,3862%	396,374	2965	4000
Paracatu 4	Nova Ponte 3	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	2	286,0	0,1519%	2,1473%	626,582	2965	4000
Buritizeiro 3	Nova Serrana 3	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	1	277,0	0,1475%	2,0826%	606,432	2965	4000
Presidente Juscelino	Vespasiano 2	LT CS 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CSH3	1	125,4	0,0860%	1,5391%	167,395	3260	4000
Nova Ponte 3	Araraquara 2	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	2	293,0	0,1552%	2,1973%	642,284	2965	4000
Nova Ponte 3	Ribeirão Preto	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	1	222,9	0,1205%	1,6884%	486,099	2965	4000
Varginha 4	Itatiba 2	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	1	235,1	0,1267%	1,7779%	513,064	2965	4000

Tabela 19-10 - Parâmetros elétricos de transformadores da Alternativa 4

Subestação	Tensão [kV]	X+ [%]	Cap. Nom [MVA]	Cap. Emrg [MVA]
Araraquara 2	500/440	0,960	1250	1500
Buritizeiro 3	500/345	2,333	600	720
Jaíba	500/230	1,867	750	900
Santos Dumont	500/345	1,867	750	900
Ribeirão Preto	500/440	1,082	1200	1440
Morro Agudo	500/138	2,500	400	480
Itatiba	500/138	3,320	400	480

19.1.6 Alternativa 5

Tabela 19-11 - Parâmetros elétricos de linhas de transmissão da Alternativa 5

De	Para	Configuração	Nº Circ	Compr. [km]	R+ [%]	X+ [%]	B+ [Mvar]	Cap. Nom [A]	Cap. Emrg [A]
Arinos 2	Paracatu 4	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	1	199,4	0,1084%	1,5143%	434,177	2965	4000
Gov. Valadares 6	Mutum	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	1	141,0	0,0775%	1,0770%	306,243	2965	4000
Itabirito 2	Santos Dumont 2	LT CS 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CSH3	1	138,9	0,0951%	1,7028%	185,477	3260	4000
Jaguara	Estreito	LT CS 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CSH3	1	45,0	0,0311%	0,5543%	59,948	3260	4000
Jaíba	Buritizeiro 3	LT CD 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CD2	2	280,3	0,1867%	3,3848%	381,762	3260	4000
João Neiva 2	Viana 2	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	1	79,0	0,0438%	0,6057%	171,258	2965	4000
Capelinha 3	Governador Valadares 6	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	2	165,7	0,0907%	1,2631%	360,314	2965	4000
Janaúba 6	Janaúba 3	LT CD 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CD2	2	24,1	0,0167%	0,2970%	32,423	3260	4000
Janaúba 6	Capelinha 3	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	2	201,3	0,1094%	1,5285%	438,383	2965	4000
Paracatu 4	Nova Ponte 3	LT CS 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CSH3	1	273,5	0,1816%	3,3019%	367,979	3260	4000
Buritizeiro 3	Nova Serrana 3	LT CS 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CSH3	1	277,0	0,1837%	3,3428%	372,829	3260	4000
Buritizeiro 3	São Gotardo 2	LT CS 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CSH3	1	237,4	0,1592%	2,8807%	318,602	3260	4000
Presidente Juscelino	Vespasiano 2	LT CS 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CSH3	1	125,4	0,0860%	1,5391%	167,395	3260	4000
São Gotardo 2	Jaguara	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	1	169,3	0,0926%	1,2897%	368,093	2965	4000
Nova Ponte 3	Araraquara 2	LT CS 500 kV, 4 x Rail 954kcmil, 500CSH3	1	288,3	0,1905%	3,4733%	388,411	3260	4000
Nova Ponte 3	Ribeirão Preto	LT CS 500 kV, 6 x Tern 795kcmil, 500CSH7	1	222,9	0,1205%	1,6884%	486,099	2965	4000

Tabela 19-12 - Parâmetros elétricos de transformadores da Alternativa 5

Subestação	Tensão [kV]	X+ [%]	Cap. Nom [MVA]	Cap. Emrg [MVA]
Araraquara 2	500/440	0,960	1250	1500
Buritizeiro 3	500/345	2,333	600	720
Jaíba	500/230	1,867	750	900
Santos Dumont	500/345	1,867	750	900
Ribeirão Preto	500/440	1,082	1200	1440
Morro Agudo	500/138	2,500	400	480
Rio Novo do Sul	500/345	1,110	1050	1260
Itatiba	500/138	3,320	400	480

19.2 Anexo 2 – Diagramas de Fluxos de Potência

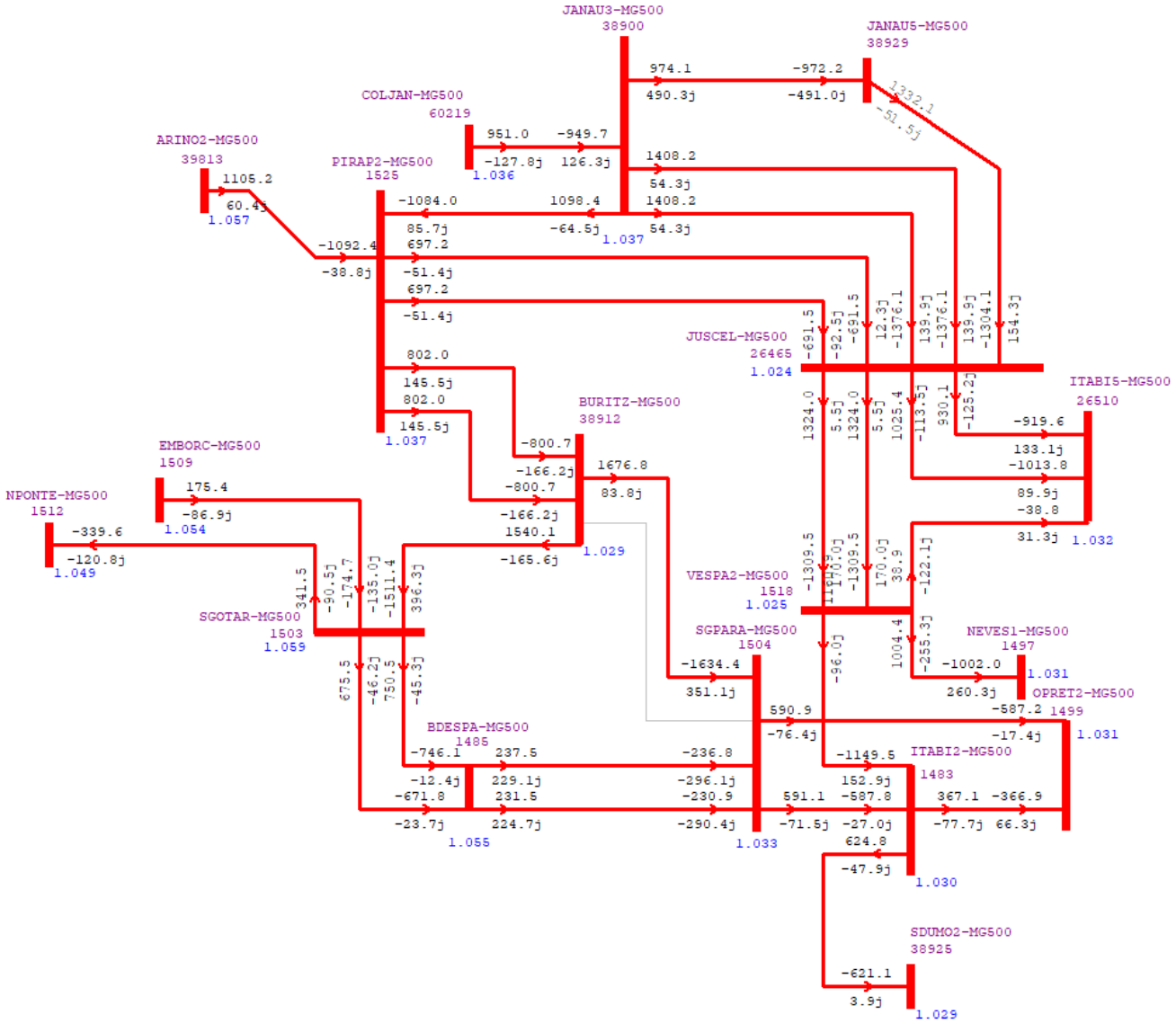


Figura 19-1 - Contingência da LT 500kV Buritizeiro 3 - S. Gonçalo do Pará C2 - ano 2031

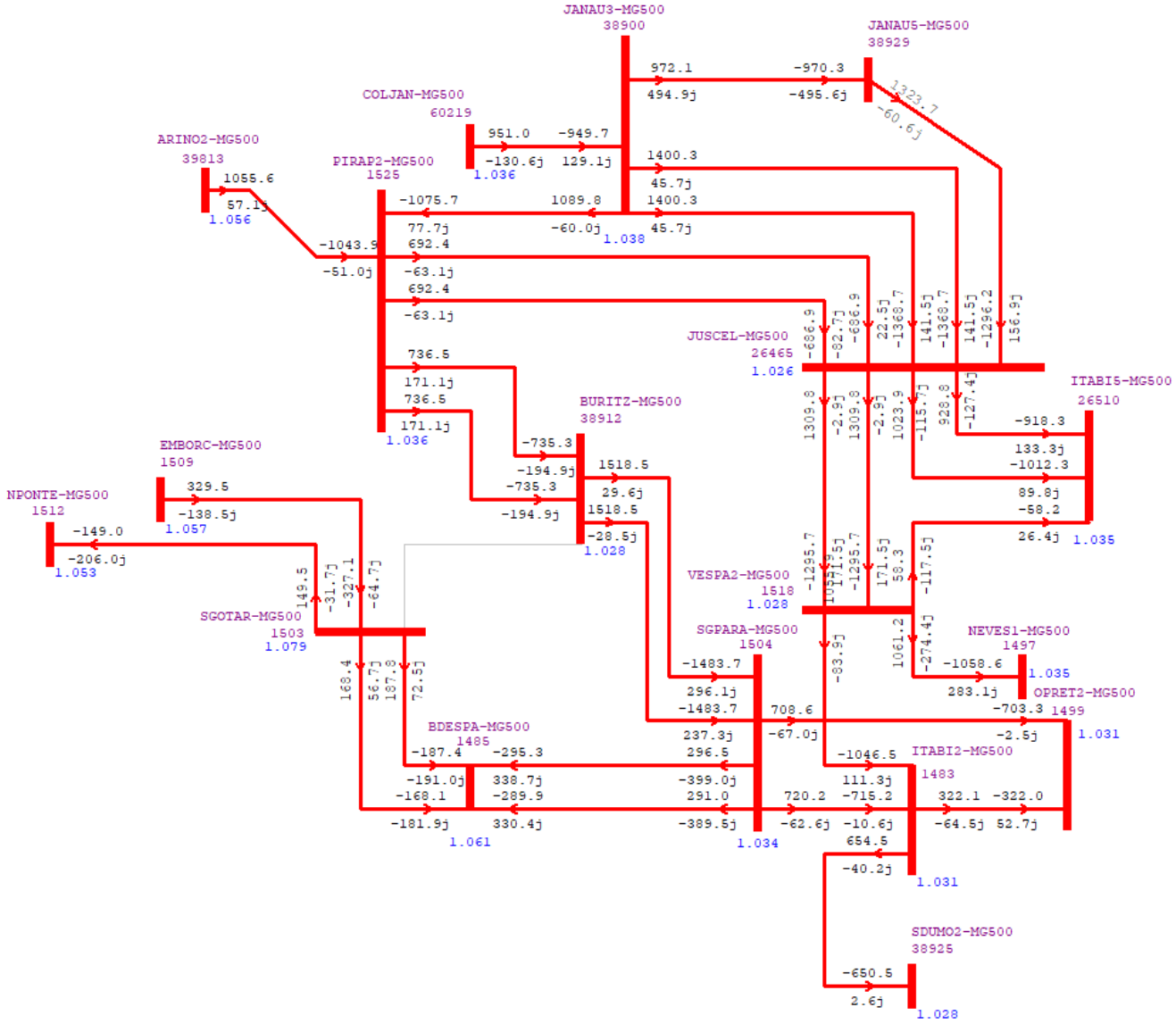


Figura 19-2 - Contingência da LT 500kV Buritizeiro 3 - S. Gotardo 2 - ano 2031

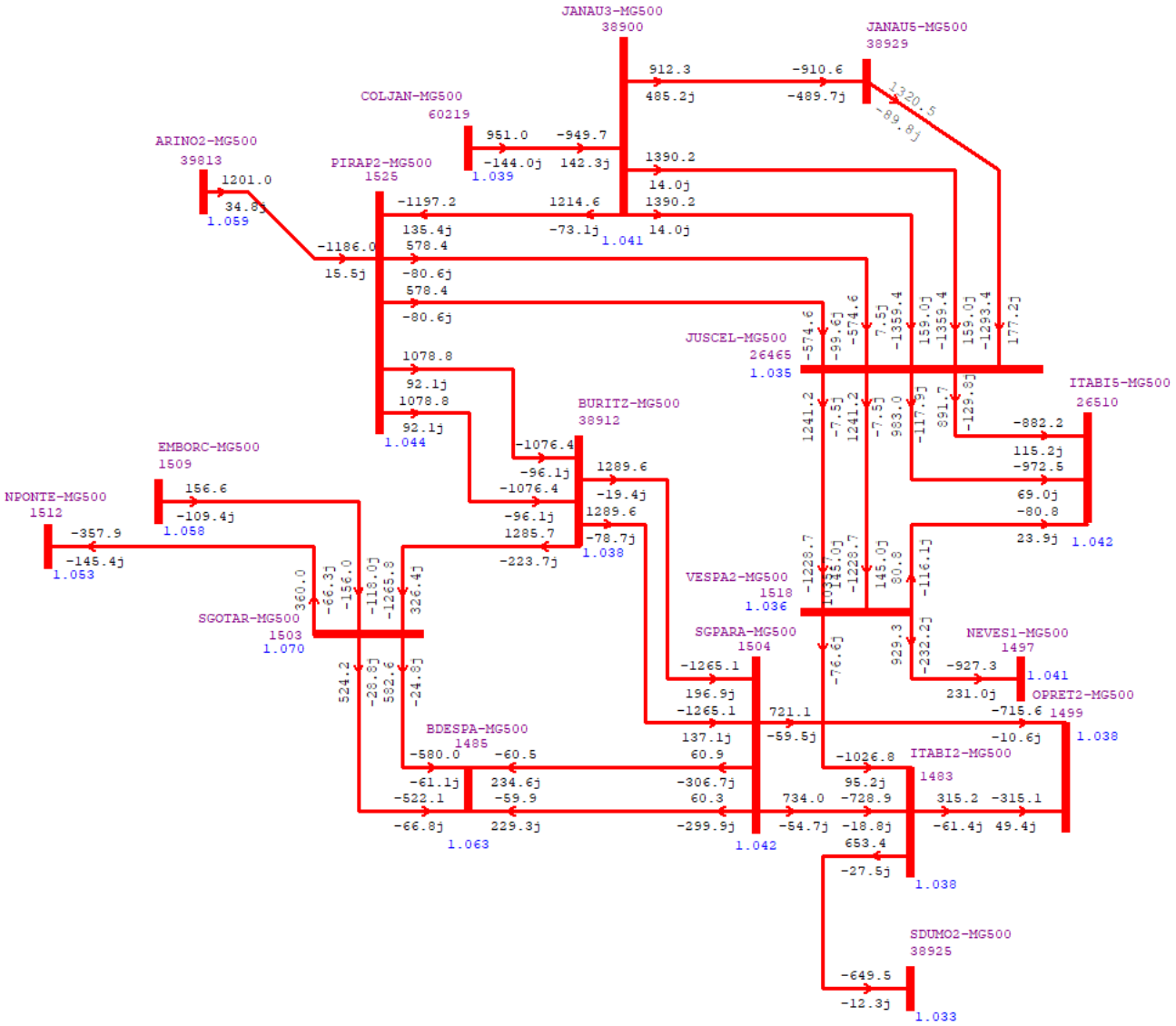


Figura 19-3 – Eixo central em condição normal - ano 2031

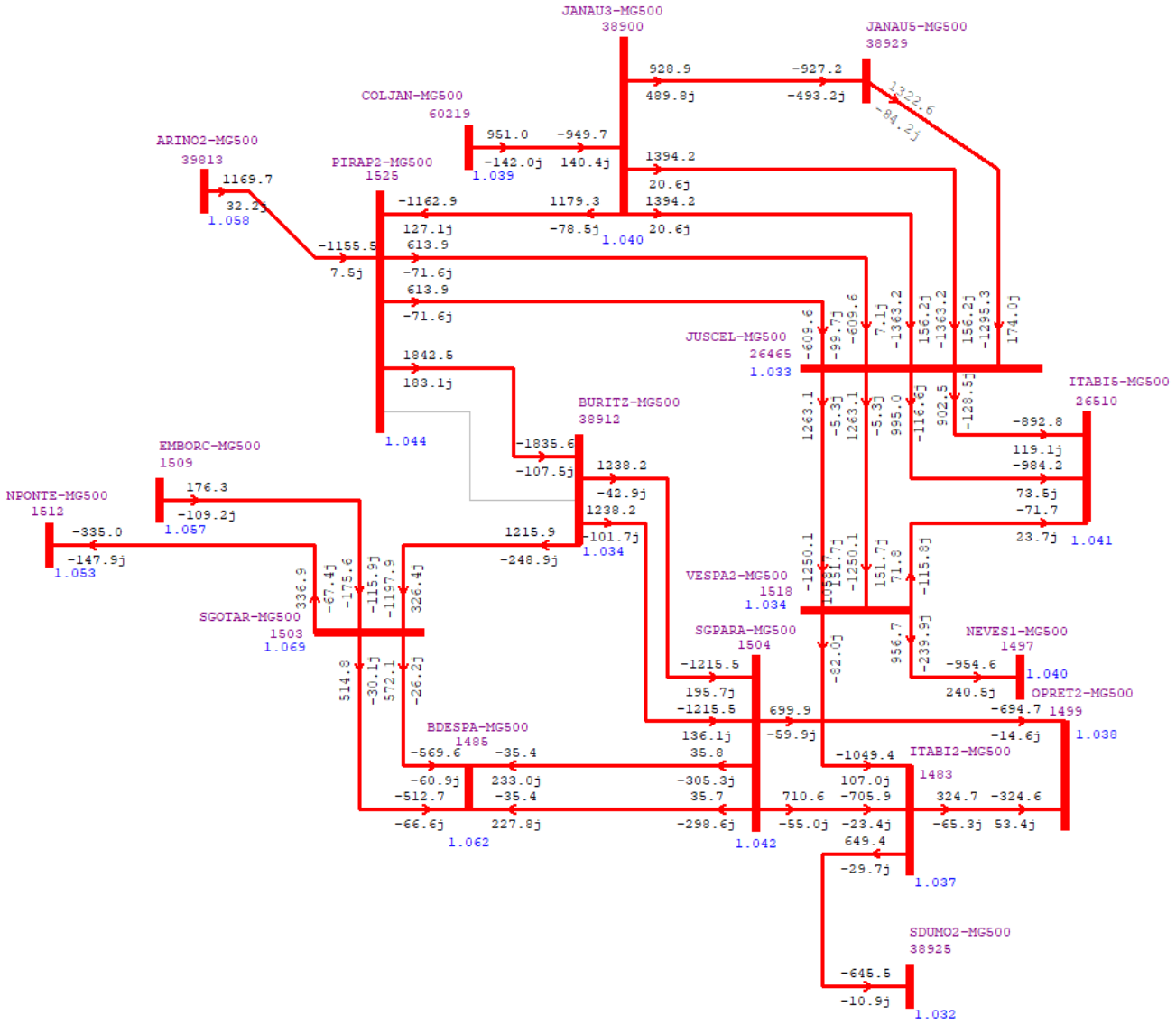


Figura 19-4 - Contingência da LT 500kV Buritizeiro 3 – Pirapora 2 C2 - ano 2031

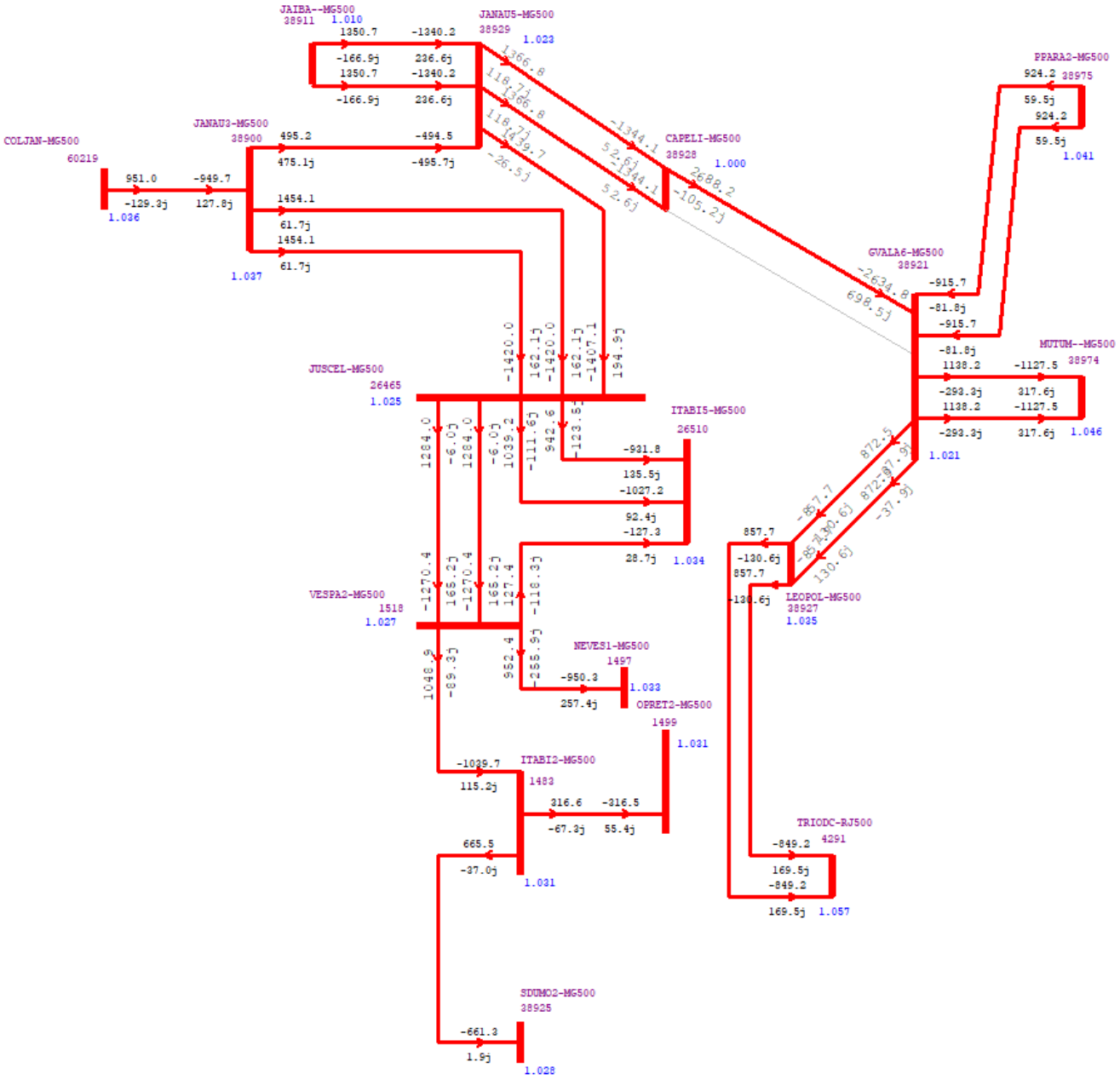


Figura 19-5 - Contingência da LT 500kV Buritizeiro 3 - S. Gonçalo do Pará C2 - ano 2031

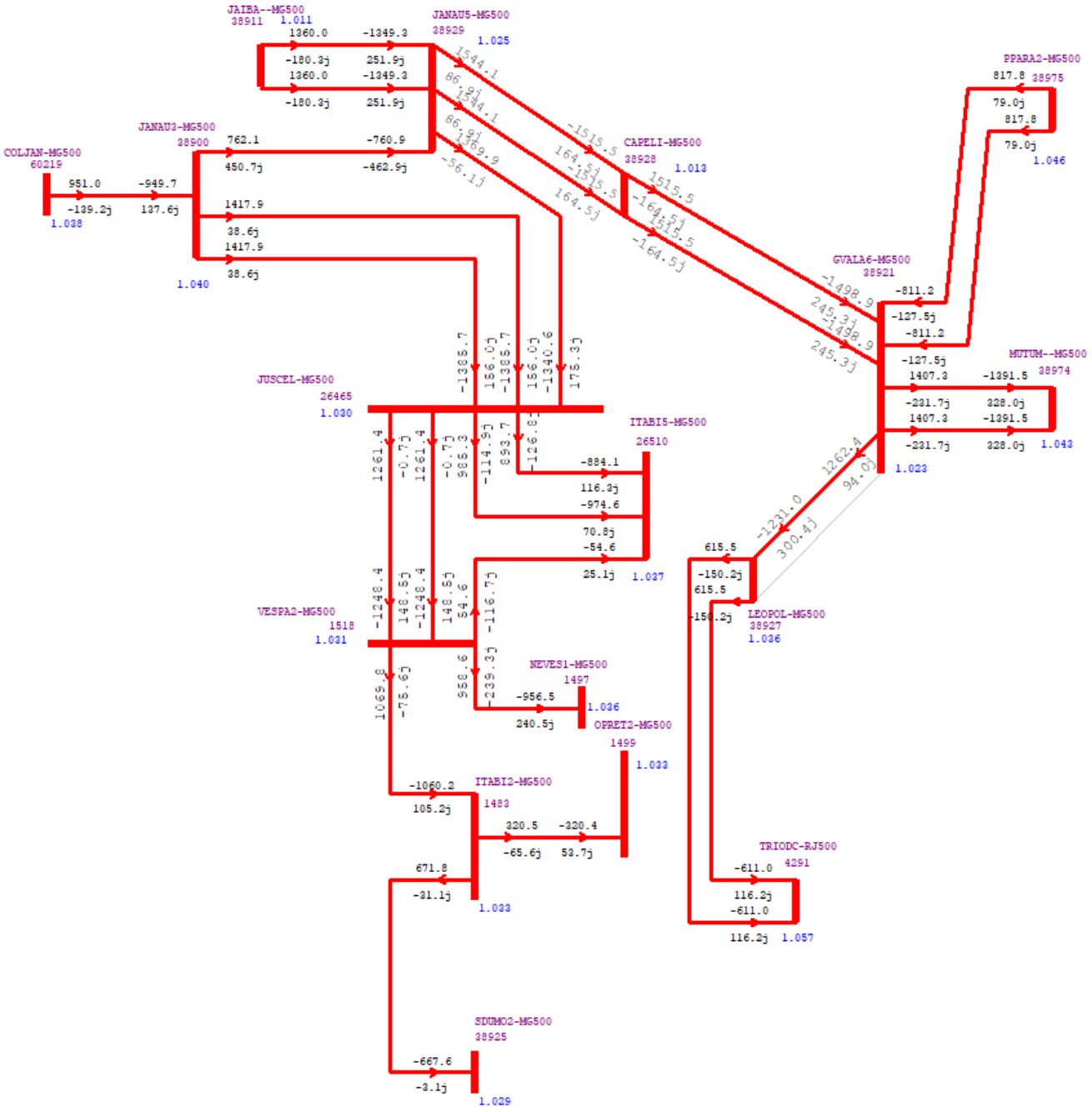


Figura 19-6 - Contingência da LT 500kV Gov. Valadares 6 - Leopoldina 2 C2 - ano 2031

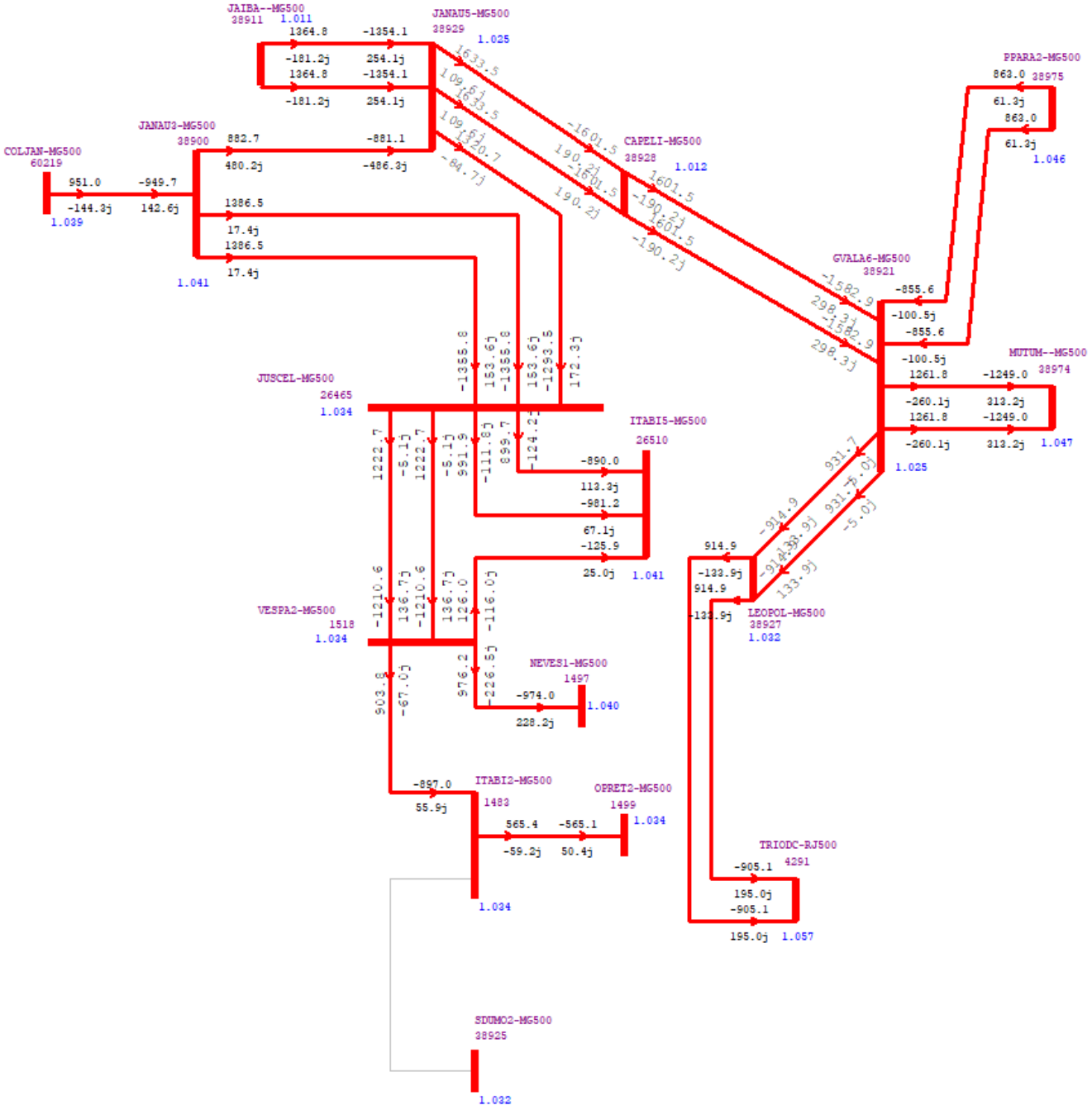


Figura 19-7 - Contingência da LT 500kV Itabirito 2 - Santos Dumont 2 - ano 2031

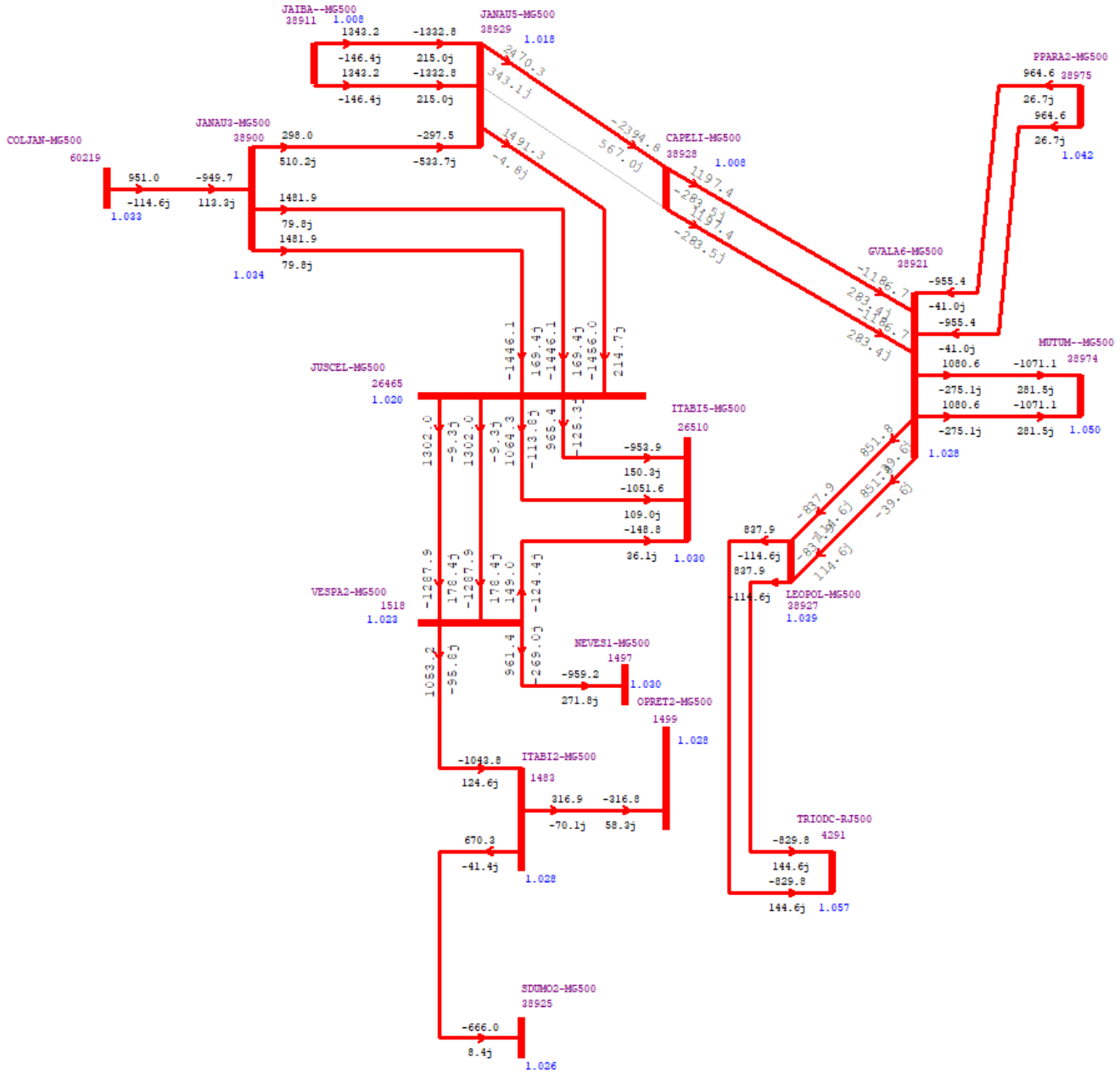


Figura 19-8 - Contingência da LT 500kV Janaúba 6 - Capelinha 3 C2 - ano 2031

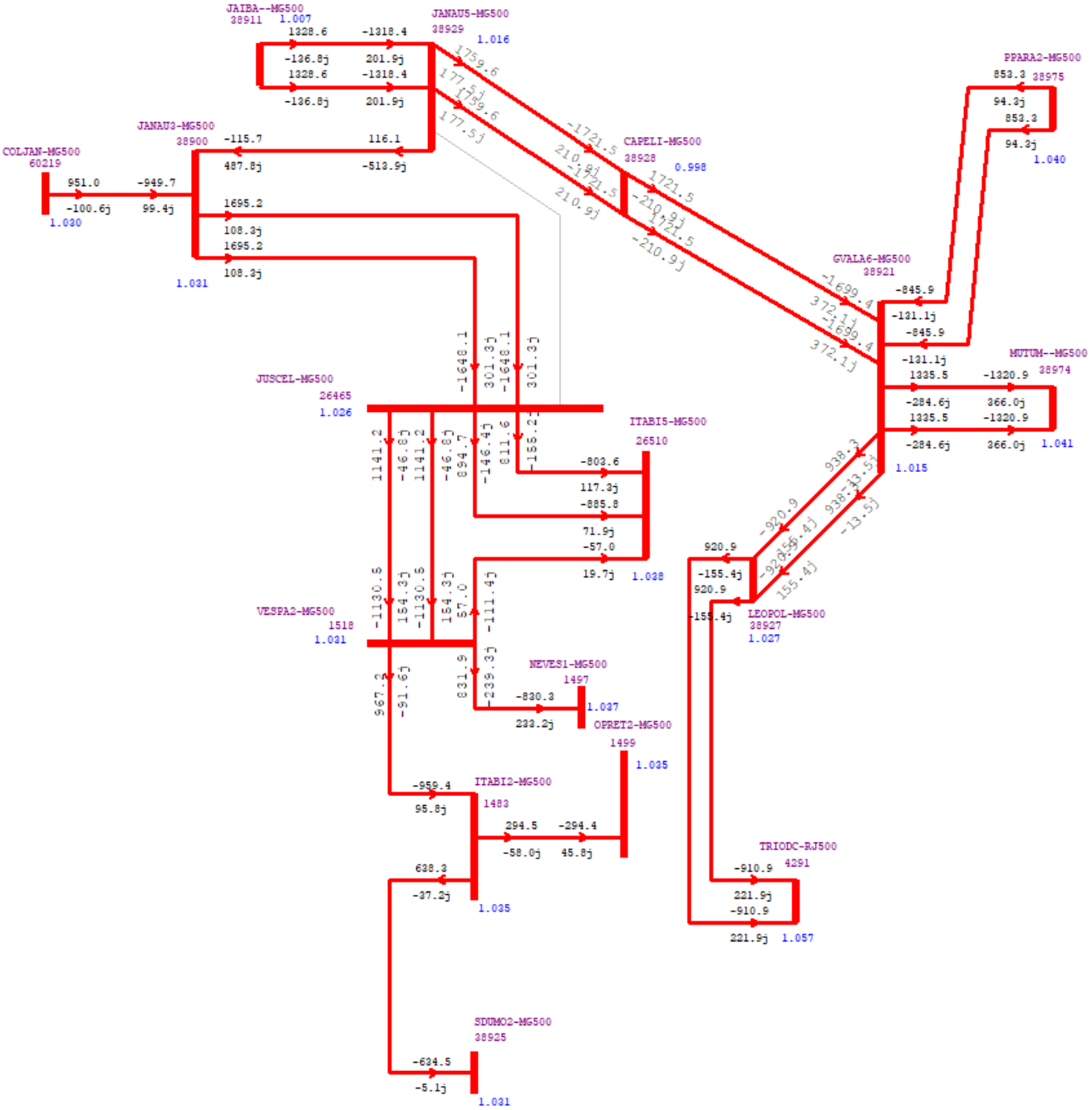


Figura 19-9 - Contingência da LT 500kV Janaúba 6 - Pres. Juscelino - ano 2031

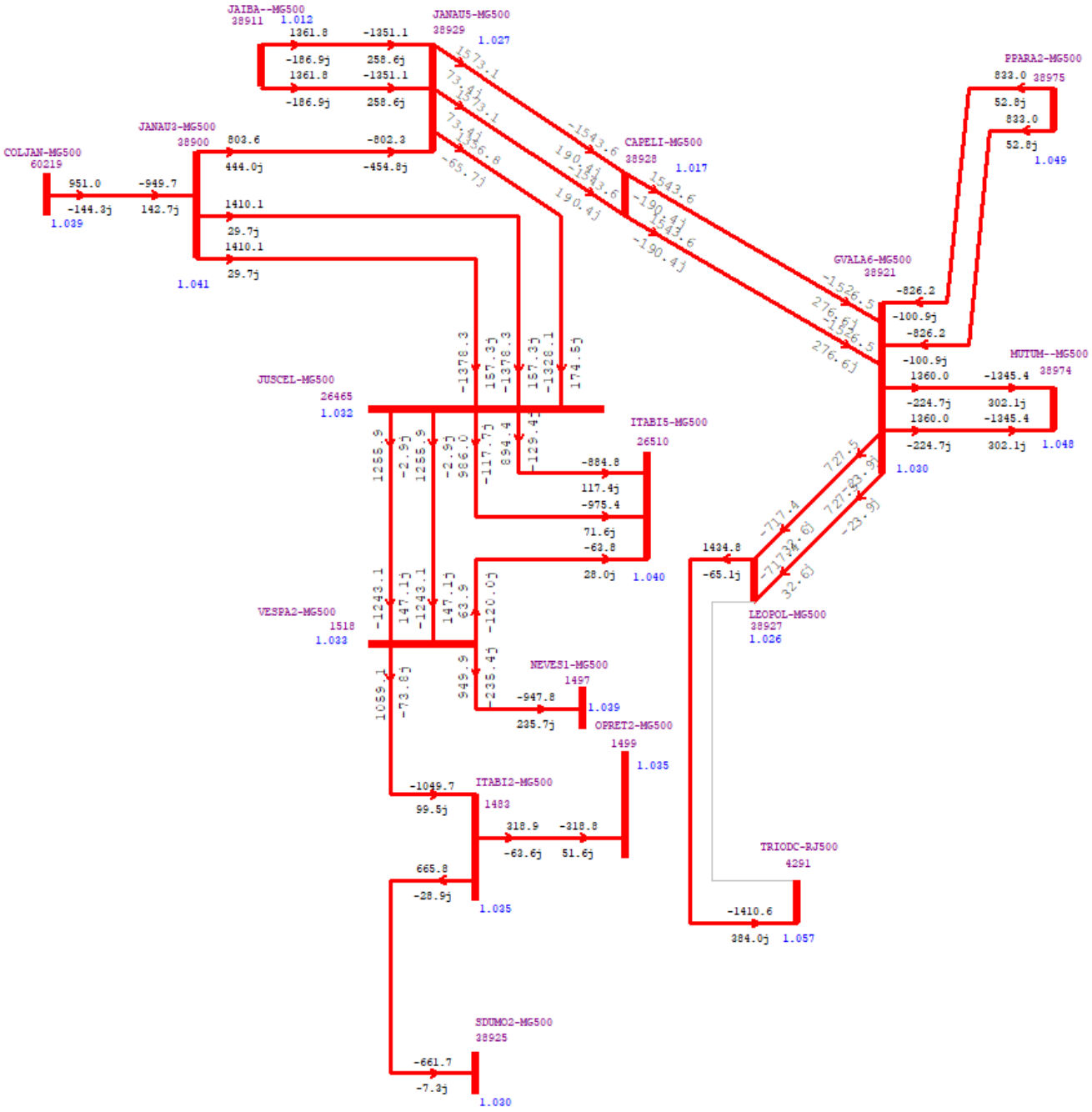


Figura 19-10 - Contingência da LT 500kV Leopoldina - Terminal Rio C2 - ano 2031

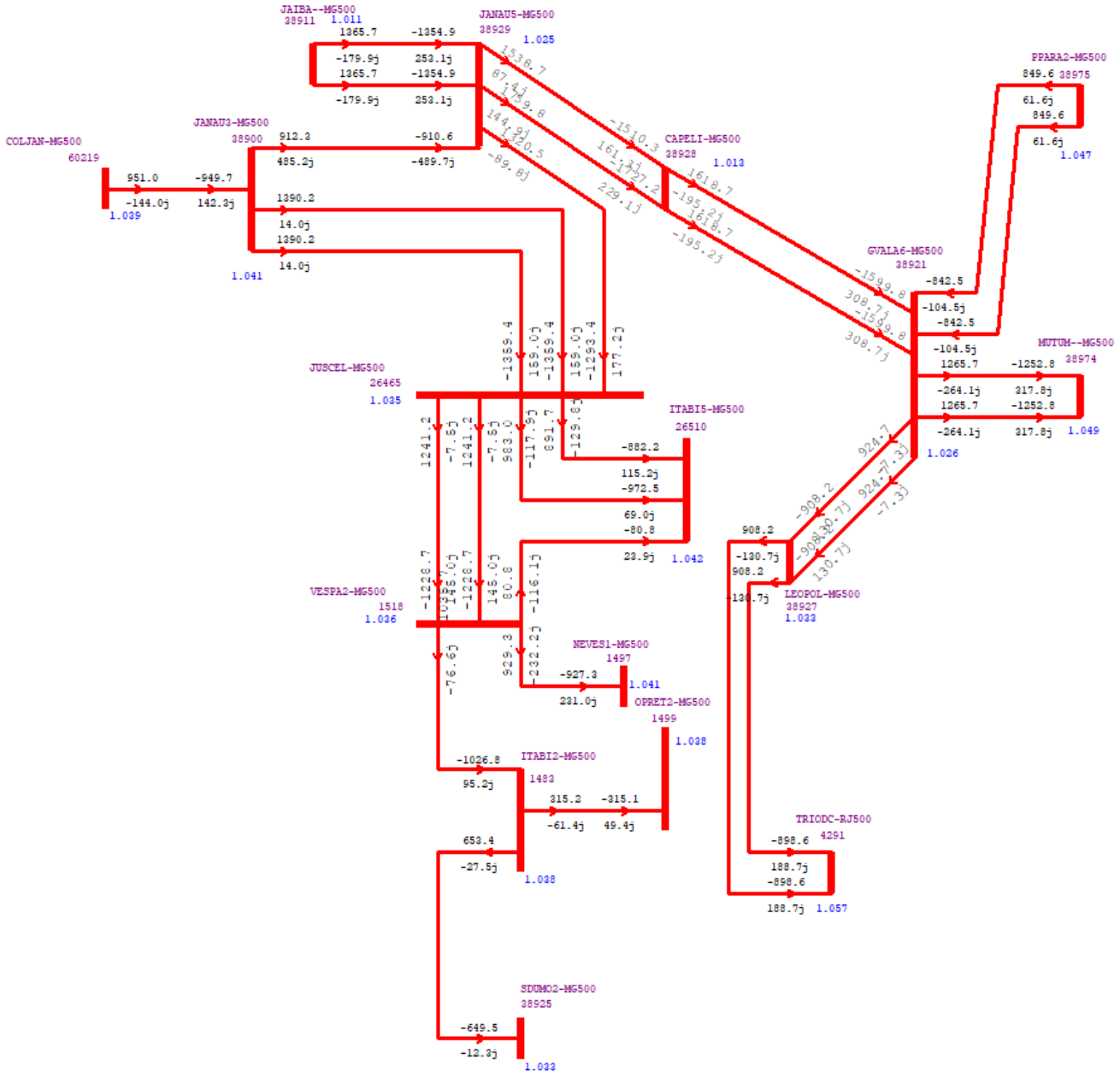


Figura 19-11 - Eixo leste em condição normal - ano 2031

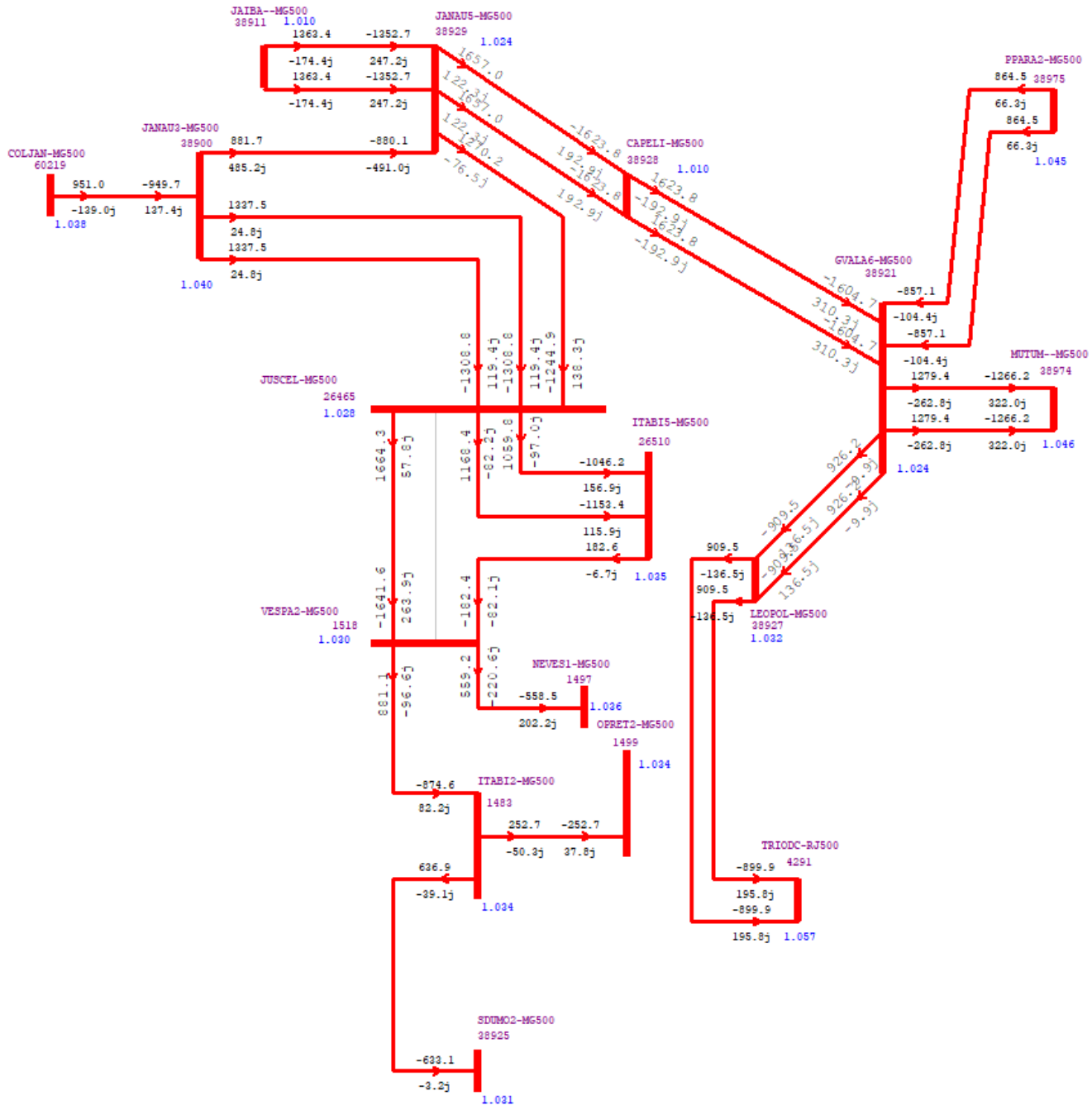


Figura 19-12 - Contingência da LT 500kV Pres. Juscelino - Vespasiano 2 C2 - ano 2031

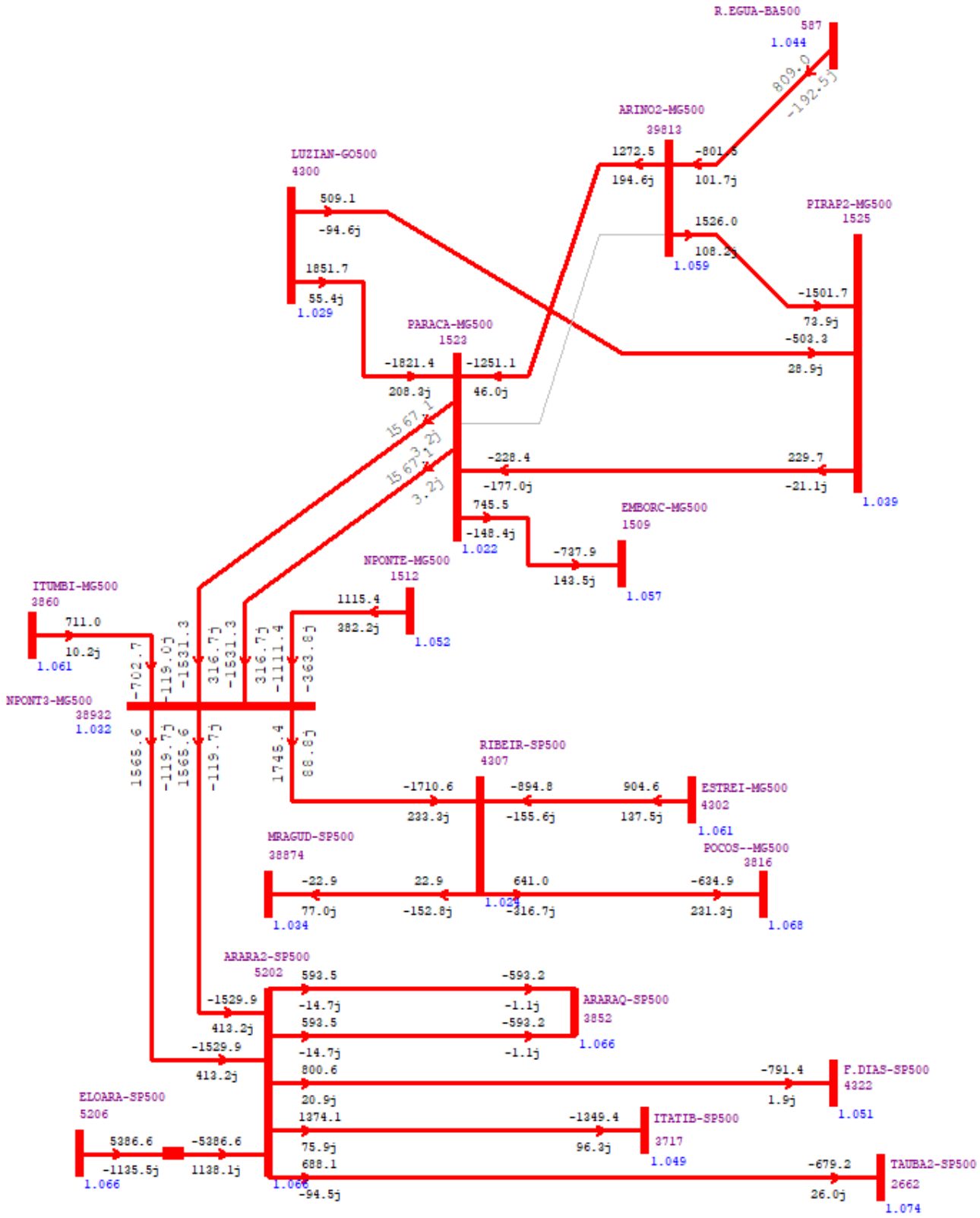


Figura 19-13 - Contingência da LT 500kV Arinos 2 - Paracatu 4 C2 - ano 2031

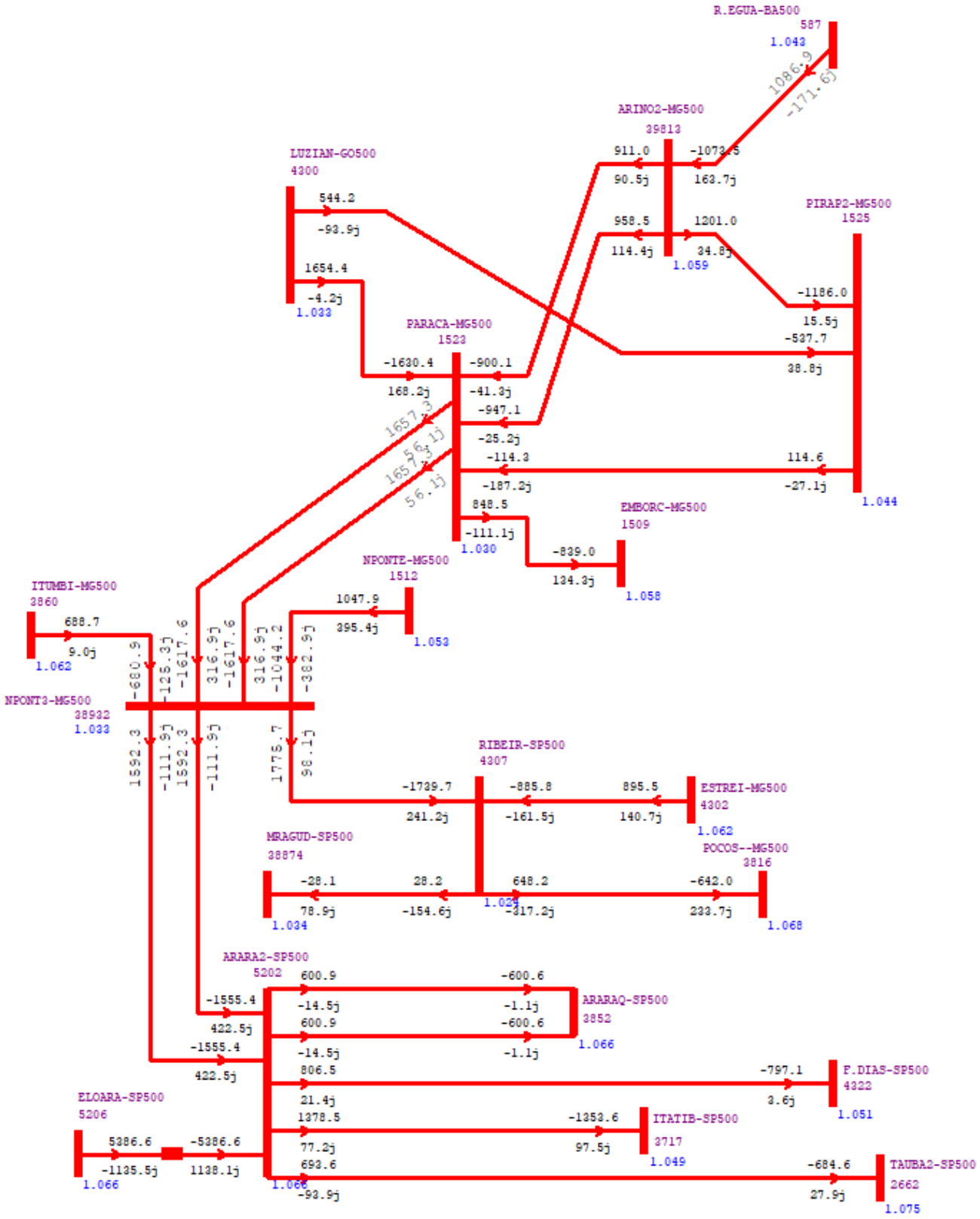


Figura 19-14 Eixo oeste em condição normal - ano 2031

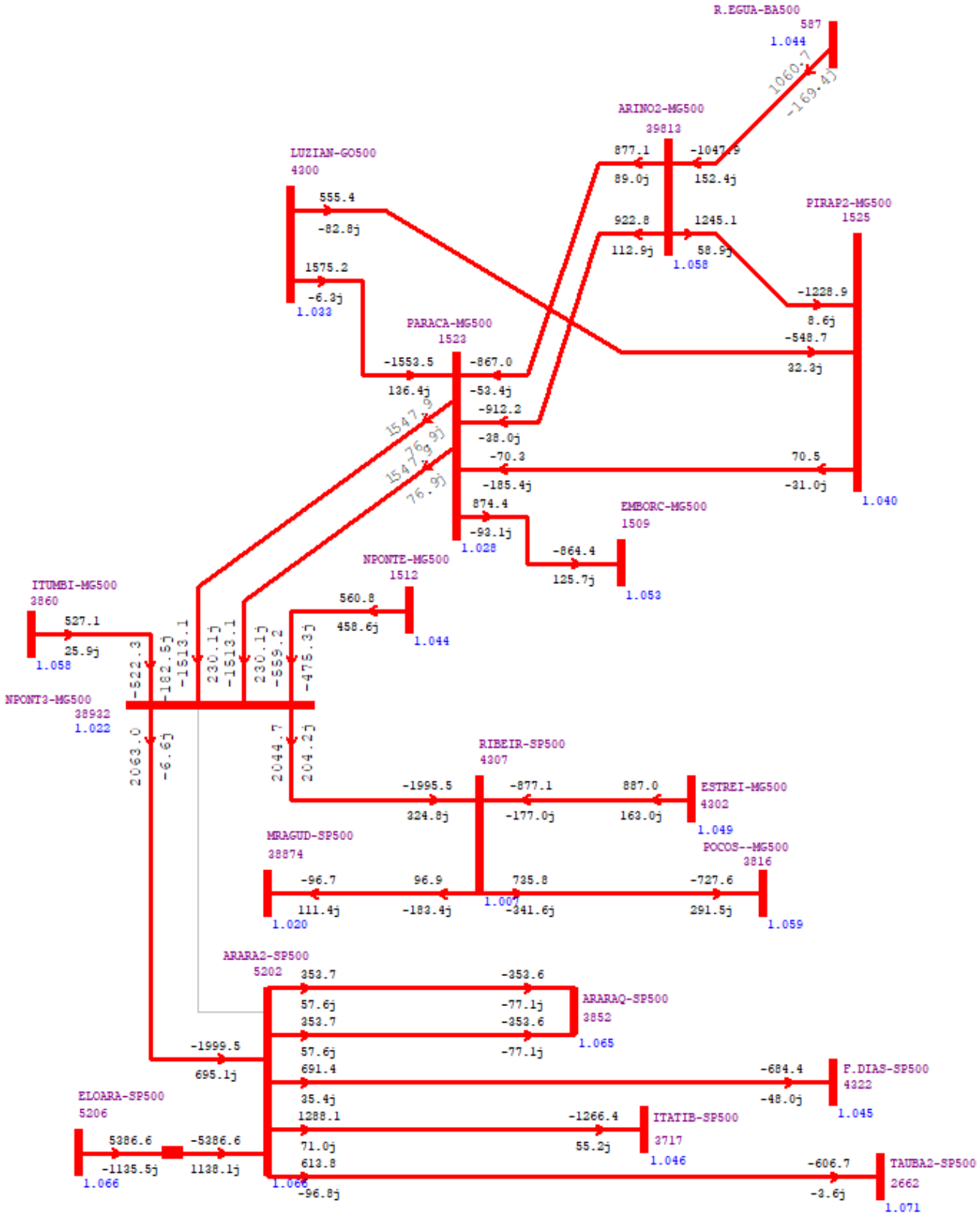


Figura 19-15 - Contingência da LT 500kV Nova Ponte 3 - Araraquara 2 C2 - ano 2031

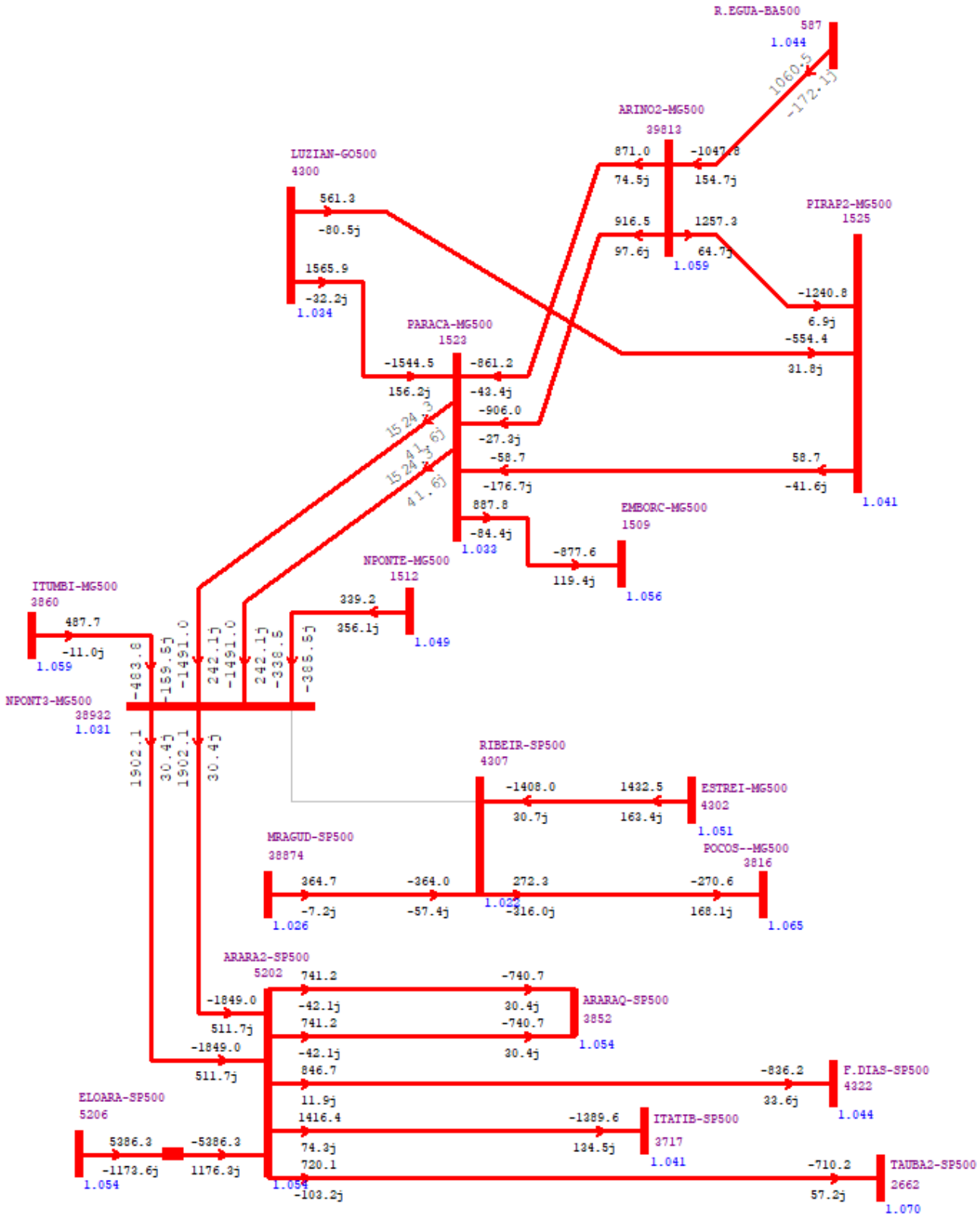


Figura 19-16 - Contingência da LT 500kV Nova Ponte 3 - Ribeirão Preto - ano 2031

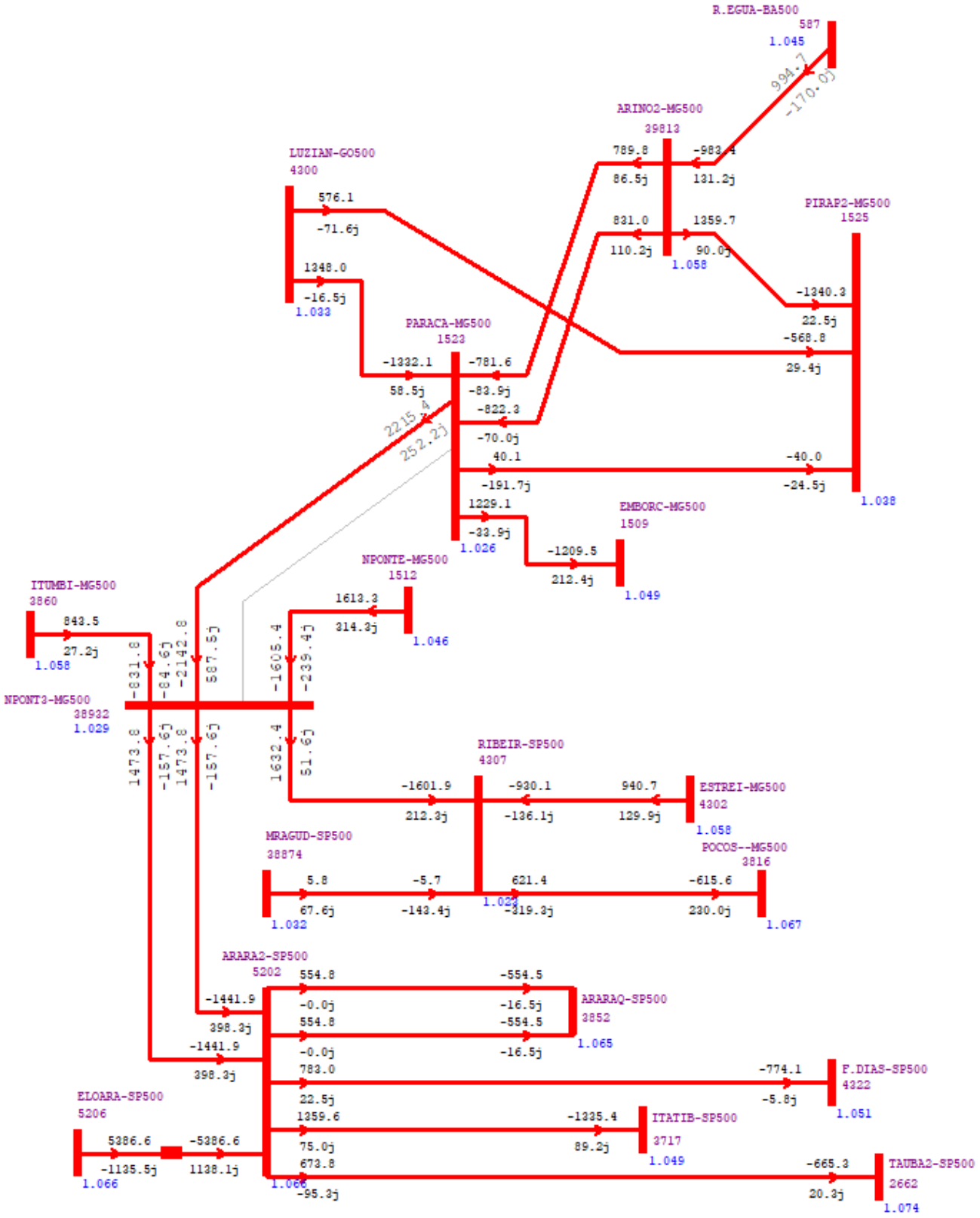


Figura 19-17 - Contingência da LT 500kV Paracatu 4 - Nova Ponte 3 C2 - ano 2031

19.3 Anexo 3 – Plano de Obras das Alternativas

19.3.1.1 Plano de Obras – Alternativa 1

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						13.415.624	**7.895.371**	**1.191.675**	**3.695.081**
LT 440 kV ARARAQUARA 2 - ARARAQUARA, C3 (Nova)						**33.779**	**22.989**	**3.000**	**12.757**
Circuito Simples 440 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 11 km		2026	11,0	1,0	1552,95	17.082	11.626	1.517	6.451
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM	Araraquara	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV ARINOS 2 - BURITIZEIRO 3, C1 (Nova)						**454.385**	**309.247**	**40.362**	**171.600**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 212,8 km		2026	212,8	1,0	1878,56	399.758	272.068	35.509	150.969
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45 Mvar 1Φ	Arinos 2	2026	4,0	1,0	4111,15	16.445	11.192	1.461	6.210
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45 Mvar 1Φ	Buritizeiro 3	2026	4,0	1,0	4111,15	16.445	11.192	1.461	6.210
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV ITABIRITO 2 - SANTOS DUMONT 2, C1 (Nova)						**287.979**	**195.993**	**25.580**	**108.756**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 145 km		2026	145,0	1,0	1635,04	237.081	161.353	21.059	89.534
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itabirito 2	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Santos Dumont 2	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 18,33 Mvar 1Φ	Itabirito 2	2026	4,0	1,0	3644,91	14.580	9.923	1.295	5.506
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 18,33 Mvar 1Φ	Santos Dumont 2	2026	4,0	1,0	3644,91	14.580	9.923	1.295	5.506
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itabirito 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Santos Dumont 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV JAGUARA - ARARAQUARA 2, C1 (Nova)						**417.910**	**284.423**	**37.122**	**157.825**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 223,4 km		2026	223,4	1,0	1635,04	365.268	248.595	32.446	137.944
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Jaguara	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 28,33 Mvar 1Φ	Jaguara	2026	4,0	1,0	3862,97	15.452	10.516	1.373	5.835
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 28,33 Mvar 1Φ	Araraquara 2	2026	4,0	1,0	3862,97	15.452	10.516	1.373	5.835
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Jaguara	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV JAGUARA - ARARAQUARA 2, C2 (Nova)						**417.910**	**193.573**	**37.122**	**56.951**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 223,4 km		2031	223,4	1,0	1635,04	365.268	169.190	32.446	49.777
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Jaguara	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 28,33 Mvar 1Φ	Jaguara	2031	4,0	1,0	3862,97	15.452	7.157	1.373	2.106
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 28,33 Mvar 1Φ	Araraquara 2	2031	4,0	1,0	3862,97	15.452	7.157	1.373	2.106
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Jaguara	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
LT 500 kV JAGUARA - ESTREITO, C2 (Nova)						**107.808**	**73.372**	**9.576**	**40.714**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 45 km		2026	45,0	1,0	1635,04	73.577	50.075	6.536	27.786
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Jaguara	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Estreito	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Jaguara	2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Estreito	2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
LT 500 kV JAÍBA - BURITIZEIRO 3, C1 E C2 (CS) (Nova)						**1.156.441**	**787.054**	**102.724**	**436.732**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 280,3 km		2026	280,3	1,0	1878,56	526.560	358.368	46.773	198.857
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 280,3 km		2026	280,3	1,0	1878,56	526.560	358.368	46.773	198.857
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ	Jaíba	2026	7,0	1,0	4274,50	29.922	20.364	2.658	11.300
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ	Buritizeiro 3	2026	7,0	1,0	4274,50	29.922	20.364	2.658	11.300
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Jaíba	2026	2,0	1,0	2521,04	5.042	3.432	448	1.904
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2026	2,0	1,0	2521,04	5.042	3.432	448	1.904
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Jaíba	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
LT 500 kV JOÃO NEIVA 2 - VIANA 2, C1 (CS) (Nova)						**159.467**	**108.531**	**14.165**	**60.223**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 76 km		2026	76,0	1,0	1878,56	142.771	97.167	12.682	53.918
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	João Neiva 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Viana 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV MARIMBONDO 2 - CAMPINAS, C1 (Nova)						**667.330**	**309.103**	**59.277**	**90.940**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 373 km		2031	373,0	1,0	1635,04	609.870	282.488	54.173	83.110
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 82,67 Mvar 1Φ	Marimbondo 2	2031	4,0	1,0	4465,13	17.861	8.273	1.587	2.434
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 82,67 Mvar 1Φ	Campinas	2031	4,0	1,0	4465,13	17.861	8.273	1.587	2.434
LT 230 kV MASCARENHAS - AIMORES, C3 (Nova)						**27.089**	**12.548**	**2.406**	**3.692**
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 12 km		2031	12,0	1,0	626,86	7.522	3.484	668	1.025
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Mascarenhas	2031	1,0	1,0	6676,73	6.677	3.093	593	910
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Aimores	2031	1,0	1,0	6676,73	6.677	3.093	593	910
MIG-A	Mascarenhas	2031	1,0	1,0	2311,82	2.312	1.071	205	315
MIG-A	Aimores	2031	1,0	1,0	2311,82	2.312	1.071	205	315
MIM - 230 kV	Mascarenhas	2031	1,0	1,0	794,98	795	368	71	108
MIM - 230 kV	Aimores	2031	1,0	1,0	794,98	795	368	71	108
LT 500 kV CAPELINHA 3 - GOVERNADOR VALADARES 6, C1 (Nova)						**303.775**	**206.744**	**26.984**	**114.721**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 134 km		2026	134,0	1,0	1878,56	251.727	171.321	22.360	95.065
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Governador Valadares 6	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Governador Valadares 6	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 24,5 Mvar 1Φ	Capelinha 3	2026	4,0	1,0	3788,61	15.154	10.314	1.346	5.723
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 24,5 Mvar 1Φ	Governador Valadares 6	2026	4,0	1,0	3788,61	15.154	10.314	1.346	5.723
LT 500 kV CAPELINHA 3 - GOVERNADOR VALADARES 6, C2 (Nova)						**296.197**	**137.197**	**26.310**	**40.364**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 134 km		2031	134,0	1,0	1878,56	251.727	116.598	22.360	34.304
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Governador Valadares 6	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Governador Valadares 6	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 24,5 Mvar 1Φ	Capelinha 3	2031	3,0	1,0	3788,61	11.366	5.265	1.010	1.549
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 24,5 Mvar 1Φ	Governador Valadares 6	2031	3,0	1,0	3788,61	11.366	5.265	1.010	1.549
LT 500 kV JANAÚBA 6 - JANAÚBA 3, C1 E C2 (CD) (Nova)						**95.350**	**64.894**	**8.470**	**36.009**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 22 km		2026	22,0	1,0	2816,23	61.957	42.167	5.503	23.398
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 3	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
LT 500 kV JANAÚBA 6 - CAPELINHA 3, C1 (Nova)						**489.882**	**333.405**	**43.515**	**185.005**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 231 km		2026	231,0	1,0	1878,56	433.947	295.337	38.546	163.881
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Janaúba 6	2026	4,0	1,0	4274,50	17.098	11.637	1.519	6.457
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Capelinha 3	2026	4,0	1,0	4274,50	17.098	11.637	1.519	6.457
LT 500 kV JANAÚBA 6 - CAPELINHA 3, C2 (Nova)						**481.333**	**222.950**	**42.756**	**65.594**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 231 km		2031	231,0	1,0	1878,56	433.947	201.002	38.546	59.136
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ	Janaúba 6	2031	3,0	1,0	4274,50	12.824	5.940	1.139	1.748
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ	Capelinha 3	2031	3,0	1,0	4274,50	12.824	5.940	1.139	1.748
LT 500 kV PIRAPORA 2 - BURITIZEIRO 3, C1 E C2 (CD) (Nova)						**120.696**	**82.144**	**10.721**	**45.581**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 31 km		2026	31,0	1,0	2816,23	87.303	59.417	7.755	32.970
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Pirapora 2	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
LT 500 kV BURITIZEIRO 3 - SÃO GONÇALO DO PARÁ, C1 (Nova)						**651.123**	**443.144**	**57.838**	**245.898**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 316 km		2026	316,0	1,0	1878,56	593.625	404.011	52.730	224.184

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,33 Mvar 1Φ	Buritizeiro 3	2026	4,0	1,0	4469,98	17.880	12.169	1.588	6.752
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,33 Mvar 1Φ	São Gonçalo do Pará	2026	4,0	1,0	4469,98	17.880	12.169	1.588	6.752
LT 500 kV BURITIZEIRO 3 - SÃO GONÇALO DO PARÁ, C2 E C3 (CS) (Nova)						**1.293.342**	**599.067**	**114.884**	**176.250**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 316 km		2031	316,0	1,0	1878,56	593.625	274.963	52.730	80.896
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 316 km		2031	316,0	1,0	1878,56	593.625	274.963	52.730	80.896
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2031	2,0	1,0	8348,25	16.697	7.734	1.483	2.275
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2031	2,0	1,0	8348,25	16.697	7.734	1.483	2.275
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2031	2,0	1,0	2521,04	5.042	2.335	448	687
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2031	2,0	1,0	2521,04	5.042	2.335	448	687
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 83,67 Mvar 1Φ	Buritizeiro 3	2031	7,0	1,0	4472,47	31.307	14.501	2.781	4.266
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 83,67 Mvar 1Φ	São Gonçalo do Pará	2031	7,0	1,0	4472,47	31.307	14.501	2.781	4.266
LT 500 kV BURITIZEIRO 3 - SÃO GOTARDO 2, C1 E C2 (CS) (Nova)						**982.486**	**668.664**	**87.272**	**371.038**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 234 km		2026	234,0	1,0	1878,56	439.583	299.173	39.047	166.010
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 234 km		2026	234,0	1,0	1878,56	439.583	299.173	39.047	166.010
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2026	2,0	1,0	2521,04	5.042	3.432	448	1.904
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	São Gotardo 2	2026	2,0	1,0	2521,04	5.042	3.432	448	1.904
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ	Buritizeiro 3	2026	7,0	1,0	4274,50	29.922	20.364	2.658	11.300
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ	São Gotardo 2	2026	7,0	1,0	4274,50	29.922	20.364	2.658	11.300
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	São Gotardo 2	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
LT 500 kV PRESIDENTE JUSCELINO - VESPASIANO 2, C1 E C2 (CD) (Nova)						**474.058**	**322.636**	**42.109**	**179.029**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 135 km		2026	135,0	1,0	2816,23	380.191	258.752	33.771	143.580
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Juscelino	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Vespasiano 2	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Juscelino	2026	2,0	1,0	2521,04	5.042	3.432	448	1.904
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Vespasiano 2	2026	2,0	1,0	2521,04	5.042	3.432	448	1.904
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 16,67 Mvar 1Φ	Presidente Juscelino	2026	7,0	1,0	3599,25	25.195	17.147	2.238	9.515
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 16,67 Mvar 1Φ	Vespasiano 2	2026	7,0	1,0	3599,25	25.195	17.147	2.238	9.515
LT 500 kV SÃO GONÇALO DO PARÁ - VARGINHA 4, C1 E C2 (CS) (Nova)						**735.546**	**340.700**	**65.337**	**100.237**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 169,3 km		2031	169,3	1,0	1878,56	318.040	147.314	28.251	43.341
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 169,3 km		2031	169,3	1,0	1878,56	318.040	147.314	28.251	43.341
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 36,67 Mvar 1Φ	São Gonçalo do Pará	2031	7,0	1,0	3999,20	27.994	12.967	2.487	3.815
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 36,67 Mvar 1Φ	Varginha 4	2031	7,0	1,0	3999,20	27.994	12.967	2.487	3.815
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2031	2,0	1,0	2521,04	5.042	2.335	448	687
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Varginha 4	2031	2,0	1,0	2521,04	5.042	2.335	448	687
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2031	2,0	1,0	8348,25	16.697	7.734	1.483	2.275
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Varginha 4	2031	2,0	1,0	8348,25	16.697	7.734	1.483	2.275

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
LT 500 kV SÃO GOTARDO 2 - JAGUARA, C1 (Nova)						**324.607**	**220.922**	**28.834**	**122.588**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 167 km		2026	167,0	1,0	1635,04	273.052	185.834	24.254	103.119
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	São Gotardo 2	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Jaguara	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 21,67 Mvar 1Φ	São Gotardo 2	2026	4,0	1,0	3727,04	14.908	10.146	1.324	5.630
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 21,67 Mvar 1Φ	Jaguara	2026	4,0	1,0	3727,04	14.908	10.146	1.324	5.630
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	São Gotardo 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Jaguara	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV SÃO GOTARDO 2 - JAGUARA, C2 (Nova)						**324.607**	**150.356**	**28.834**	**44.236**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 167 km		2031	167,0	1,0	1635,04	273.052	126.476	24.254	37.210
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	São Gotardo 2	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Jaguara	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 21,67 Mvar 1Φ	São Gotardo 2	2031	4,0	1,0	3727,04	14.908	6.905	1.324	2.032
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 21,67 Mvar 1Φ	Jaguara	2031	4,0	1,0	3727,04	14.908	6.905	1.324	2.032
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	São Gotardo 2	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Jaguara	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
LT 500 kV VARGINHA 4 - ITATIBA 2, C1 E C2 (CS) (Nova)						**985.158**	**456.319**	**87.509**	**134.253**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 235,1 km		2031	235,1	1,0	1878,56	441.649	204.569	39.231	60.186
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 235,1 km		2031	235,1	1,0	1878,56	441.649	204.569	39.231	60.186
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Varginha 4	2031	2,0	1,0	2521,04	5.042	2.335	448	687
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itatiba 2	2031	2,0	1,0	2521,04	5.042	2.335	448	687
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	Varginha 4	2031	7,0	1,0	4170,15	29.191	13.521	2.593	3.978
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	Itatiba 2	2031	7,0	1,0	4170,15	29.191	13.521	2.593	3.978
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Varginha 4	2031	2,0	1,0	8348,25	16.697	7.734	1.483	2.275
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itatiba 2	2031	2,0	1,0	8348,25	16.697	7.734	1.483	2.275
LT 345 kV VIANA 2 - VIANA, C3 (Nova)						**20.485**	**13.942**	**1.820**	**7.736**
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 7 km		2026	7,0	1,0	1030,50	7.214	4.909	641	2.724
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Viana 2	2026	1,0	1,0	6635,98	6.636	4.516	589	2.506
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Viana	2026	1,0	1,0	6635,98	6.636	4.516	589	2.506
SE 500/440/138 kV ARARAQUARA 2 (Ampliação/Adequação)						**100.177**	**68.179**	**8.898**	**37.832**
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
4° ATF 500/440 kV, 3 x 416,67 MVA 1Φ		2026	3,0	1,0	16455,44	49.366	33.598	4.385	18.643
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9522,36	9.522	6.481	846	3.596
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9522,36	9.522	6.481	846	3.596
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 440 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
SE 500 kV ARINOS (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500/345 kV BURITIZEIRO 3 (Nova)						**178.113**	**121.221**	**15.821**	**67.265**
1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 200 MVA 1Φ		2026	4,0	1,0	11215,66	44.863	30.533	3.985	16.942
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9522,36	9.522	6.481	846	3.596
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7580,87	7.581	5.159	673	2.863
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	5,0	1,0	8767,17	43.836	29.834	3.894	16.555
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	4,0	1,0	7135,34	28.541	19.425	2.535	10.779
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*8,0*						
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*6,0*						
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	20246,24	20.246	13.779	1.798	7.646
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	14754,77	14.755	10.042	1.311	5.572
MIM - 345 kV		2026	1,0	1,0	8769,19	8.769	5.968	779	3.312
SE 500/345 kV ITABIRITO 2 (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500/345 kV SANTOS DUMONT 2 | Novo pátio 500kV (Ampliação/Adequação)						**106.827**	**72.705**	**9.489**	**40.343**
1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 250 MVA 1Φ		2026	4,0	1,0	12243,74	48.975	33.332	4.350	18.496
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9522,36	9.522	6.481	846	3.596
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7580,87	7.581	5.159	673	2.863
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7135,34	7.135	4.856	634	2.695
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	19702,84	19.703	13.409	1.750	7.441
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
MIM - 345 kV		2026	1,0	1,0	2192,30	2.192	1.492	195	828
SE 500/345 kV JAGUARA (Ampliação/Adequação)						**25.864**	**17.603**	**2.297**	**9.768**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*3,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
SE 500/345 kV ESTREITO (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500/230 kV JAÍBA (Nova)						**223.897**	**138.312**	**19.888**	**68.934**
1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 250 MVA 1Φ		2026	7,0	1,0	12212,69	85.489	58.182	7.594	32.285
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	9522,36	19.045	12.962	1.692	7.192
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	2,0	1,0	6045,18	12.090	8.228	1.074	4.566
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
MIM - 230 kV		2026	1,0	1,0	1589,96	1.590	1.082	141	600
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	17528,58	17.529	11.930	1.557	6.620
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
3° ATF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ		2031	3,0	1,0	12212,69	36.638	16.971	3.254	4.993
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	9522,36	9.522	4.411	846	1.298
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2031	1,0	1,0	6045,18	6.045	2.800	537	824
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8767,17	8.767	4.061	779	1.195
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	2950,95	2.951	1.367	262	402
MIM - 230 kV		2031	1,0	1,0	794,98	795	368	71	108
SE 500/345 kV JOÃO NEIVA 2 (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500/345 kV VIANA 2 (Ampliação/Adequação)						**26.597**	**18.101**	**2.363**	**10.044**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8955,01	8.955	6.095	795	3.382
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7305,58	7.306	4.972	649	2.759
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	3136,65	3.137	2.135	279	1.185
MIM - 345 kV		2026	1,0	1,0	2329,64	2.330	1.586	207	880
MIG-A		2026	1,0	1,0	4870,15	4.870	3.315	433	1.839
SE 500/345 kV VIANA 2 (Ampliação/Adequação)						**51.218**	**23.724**	**4.550**	**6.980**
3° ATF 500/345 kV, 3 x 300 MVA 1Φ		2031	3,0	1,0	11253,69	33.761	15.638	2.999	4.601
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	9709,05	9.709	4.497	862	1.323
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	7748,16	7.748	3.589	688	1.056

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 345/138 kV VIANA (Ampliação/Adequação)						**11.703**	**7.965**	**1.040**	**4.419**
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7135,34	7.135	4.856	634	2.695
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2374,87	2.375	1.616	211	897
MIM - 345 kV		2026	1,0	1,0	2192,30	2.192	1.492	195	828
SE 500 kV CAPELINHA 3 (Nova)						**62.894**	**42.805**	**5.587**	**23.752**
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ		2026	4,0	1,0	4170,15	16.681	11.353	1.482	6.299
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7578,48	7.578	5.158	673	2.862
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	15198,98	15.199	10.344	1.350	5.740
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
SE 500 kV CAPELINHA 3 (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**6.552**	**1.257**	**1.928**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8767,17	8.767	4.061	779	1.195
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	2950,95	2.951	1.367	262	402
SE 500/230 kV GOVERNADOR VALADARES 6 (Ampliação/Adequação)						**25.864**	**17.603**	**2.297**	**9.768**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
SE 500 kV JANAÚBA 6 (Nova)						**38.558**	**26.242**	**3.425**	**14.562**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*3,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	15122,24	15.122	10.292	1.343	5.711
SE 500/230 kV JANAÚBA 3 (Ampliação/Adequação)						**25.864**	**17.603**	**2.297**	**9.768**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
SE 500/345 kV PIRAPORA 2 (Ampliação/Adequação)						**25.864**	**17.603**	**2.297**	**9.768**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
SE 500/138 kV SÃO GONÇALO DO PARÁ (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500/345 kV SÃO GOTARDO 2 (Ampliação/Adequação)						**25.864**	**17.603**	**2.297**	**9.768**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*3,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*3,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
SE 500/345 kV PRESIDENTE JUSCELINO (Ampliação/Adequação)						**25.864**	**17.603**	**2.297**	**9.768**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
SE 500/345 kV VESPASIANO 2 (Ampliação/Adequação)						**25.864**	**17.603**	**2.297**	**9.768**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
SE 500 kV MARIMBONDO (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**6.552**	**1.257**	**1.928**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8767,17	8.767	4.061	779	1.195
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	2950,95	2.951	1.367	262	402
SE 500/345 kV CAMPINAS (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**6.552**	**1.257**	**1.928**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8767,17	8.767	4.061	779	1.195
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	2950,95	2.951	1.367	262	402

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 500/230 kV GOVERNADOR VALADARES 6 (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**6.552**	**1.257**	**1.928**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8767,17	8.767	4.061	779	1.195
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	2950,95	2.951	1.367	262	402
SE 500 kV JANAÚBA 6 (Nova)						**26.764**	**12.397**	**2.377**	**3.647**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8767,17	8.767	4.061	779	1.195
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	2950,95	2.951	1.367	262	402
MIG (Terreno Rural)		2031	1,0	1,0	15045,50	15.046	6.969	1.336	2.050
SE 500/138 kV SÃO GONÇALO DO PARÁ (Ampliação/Adequação)						**25.864**	**11.980**	**2.297**	**3.525**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	2,0	1,0	8767,17	17.534	8.122	1.558	2.389
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	5901,91	5.902	2.734	524	804
SE 500 kV BURITIZEIRO 3 (Ampliação/Adequação)						**25.864**	**11.980**	**2.297**	**3.525**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	2,0	1,0	8767,17	17.534	8.122	1.558	2.389
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	5901,91	5.902	2.734	524	804
SE 500/345 kV VARGINHA 4 | Novo pátio 500kV (Ampliação/Adequação)						**124.915**	**57.860**	**11.096**	**17.023**
1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ		2031	4,0	1,0	8574,93	34.300	15.887	3.047	4.674
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	9522,36	9.522	4.411	846	1.298
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	7580,87	7.581	3.511	673	1.033
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	3,0	1,0	8767,17	26.302	12.183	2.336	3.584
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2031	2,0	1,0	7135,34	14.271	6.610	1.268	1.945
MIG (Terreno Rural)		2031	1,0	1,0	19702,84	19.703	9.126	1.750	2.685
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	8852,86	8.853	4.101	786	1.206
MIM - 345 kV		2031	1,0	1,0	4384,59	4.385	2.031	389	598
SE 500/345 kV JAGUARA (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**6.552**	**1.257**	**1.928**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8767,17	8.767	4.061	779	1.195
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	2950,95	2.951	1.367	262	402
SE 500 kV ITATIBA 2 (Nova)						**62.809**	**29.093**	**5.579**	**8.559**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	4,0	1,0	8767,17	35.069	16.244	3.115	4.779
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*6,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	11803,81	11.804	5.467	1.049	1.609
MIG (Terreno Rural)		2031	1,0	1,0	15936,10	15.936	7.381	1.416	2.172
SE 500/440 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)						**99.174**	**67.496**	**8.809**	**37.453**
3° ATF 500/440 kV, 3 x 400 MVA 1Φ		2026	3,0	1,0	16120,98	48.363	32.915	4.296	18.264
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9522,36	9.522	6.481	846	3.596
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9522,36	9.522	6.481	846	3.596
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
MIM - 440 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
SE 500/138 kV MORRO AGUDO (Ampliação/Adequação)						**51.471**	**35.030**	**4.572**	**19.438**
3° ATF 500/138 kV, 3 x 133,33 MVA 1Φ		2026	3,0	1,0	8155,93	24.468	16.652	2.173	9.240
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9709,05	9.709	6.608	862	3.667
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	4666,17	4.666	3.176	414	1.762
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8955,01	8.955	6.095	795	3.382
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	3136,65	3.137	2.135	279	1.185
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	536,03	536	365	48	202
SE 500/345 kV RIO NOVO DO SUL (Ampliação/Adequação)						**87.030**	**59.231**	**7.731**	**32.867**
2° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 350 MVA 1Φ		2026	4,0	1,0	11961,45	47.846	32.563	4.250	18.069
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9709,05	9.709	6.608	862	3.667
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7748,16	7.748	5.273	688	2.926
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8955,01	8.955	6.095	795	3.382
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7305,58	7.306	4.972	649	2.759
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	3136,65	3.137	2.135	279	1.185
MIM - 345 kV		2026	1,0	1,0	2329,64	2.330	1.586	207	880
SECC LT 345 kV FURNAS - ITUTINGA, C1, NA SE VARGINHA 4 (Nova)						**74.233**	**50.522**	**6.594**	**28.034**
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	6635,98	13.272	9.033	1.179	5.012
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 795 MCM (DRAKE), 34,95 km		2026	34,95	1,0	1744,24	60.961	41.489	5.415	23.022
SECC LT 500 kV ARARAQUARA 2 - ITATIBA, C1, NA SE ITATIBA 2 (Nova)						**35.429**	**24.112**	**3.147**	**13.380**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 1113 MCM (BLUEJAY), 5,3 km		2026	5,3	1,0	3058,70	16.211	11.033	1.440	6.122
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SECC LT 500 kV ITATIBA - IBIÚNA, C1, NA SE ITATIBA 2 (Nova)						**21.720**	**14.782**	**1.929**	**8.203**
Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (RAIL), 2,1 km		2026	2,1	1,0	2392,07	5.023	3.419	446	1.897
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
SE 440/138 kV ARARAQUARA (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 440 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SECC LT 500 kV BOM DESPACHO 3 - OURO PRETO, C1, NA SE SÃO GONÇALO DO PARÁ (Nova)						**32.640**	**22.215**	**2.899**	**12.327**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,6 km		2026	0,6	1,0	1498,20	899	612	80	339
Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,6 km		2026	0,6	1,0	1498,20	899	612	80	339
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
SECC LT 345 kV ITUTINGA - JUIZ DE FORA 1, C1, NA SE SANTOS DUMONT 2 (Nova)						**28.597**	**19.463**	**2.540**	**10.800**
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 900 MCM (RUDDY), 9 km		2026	9,0	1,0	1702,78	15.325	10.430	1.361	5.788
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	6635,98	13.272	9.033	1.179	5.012
SECC LT 345 kV PIRAPORA 2 - TRÊS MARIAS, C1, NA SE BURITIZEIRO 3 (Nova)						**39.968**	**27.201**	**3.550**	**15.094**
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 1113 MCM (BLUEJAY), 14,3 km		2026	14,3	1,0	1866,84	26.696	18.169	2.371	10.082
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	6635,98	13.272	9.033	1.179	5.012
SECC LT 345 kV PIRAPORA 2 - VÁRZEA DA PALMA, C1, NA SE BURITIZEIRO 3 (Nova)						**70.145**	**47.739**	**6.231**	**26.490**
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	6635,98	13.272	9.033	1.179	5.012
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 900 MCM (RUDDY), 33,4 km		2026	33,4	1,0	1702,78	56.873	38.707	5.052	21.478
SE 138 kV MONTES CLAROS 5 (Nova)						**12.783,00**	**8.699,90**	**1.135,48**	**4.827,53**
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			*3,0*						
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	3742,44	3.742,44	2.547,04	332,43	1.413,34
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	8504,53	8.504,53	5.788,04	755,44	3.211,75
LT 138 kV MONTES CLAROS 5 - MONTES CLAROS 2, C1 E C2 (CD) | Individualização entradas de linha (Ampliação/Adequação)						**10.841,84**	**7.378,77**	**963,05**	**4.094,44**
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 0,3 km		2026	0,3	1,0	385,59	115,68	78,73	10,28	43,69
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BS	Montes Claros 5	2026	1,0	1,0	4664,06	4.664,06	3.174,28	414,30	1.761,39
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Montes Claros 2	2026	1,0	1,0	4990,04	4.990,04	3.396,14	443,25	1.884,50
MIM - 138 kV	Montes Claros 2	2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
MIM - 138 kV	Montes Claros 5	2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
LT 138 kV MONTES CLAROS 1 - MONTES CLAROS 5, C1 | LD subterrânea - 300 MVA (Nova)						**16.192,73**	**11.020,50**	**1.438,36**	**6.115,22**
LD subterrânea, 138 kV - 1,3 km		2026	1,3	1,0	8455,88	10.992,64	7.481,41	976,45	4.151,40

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BS	Montes Claros 5	2026	1,0	1,0	4664,06	4.664,06	3.174,28	414,30	1.761,39
MIM - 138 kV	Montes Claros 5	2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
SE 138 kV FRANCISCO SÁ 5 (Nova)						**12.783,00**	**8.699,90**	**1.135,48**	**4.827,53**
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			*3,0*						
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	3742,44	3.742,44	2.547,04	332,43	1.413,34
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	8504,53	8.504,53	5.788,04	755,44	3.211,75
SECC LT 138 kV FRANCISCO SÁ 2 - FRANCISCO SÁ 4, C1, NA SE FRANCISCO SÁ 5 (Nova)						**10.686,75**	**7.273,22**	**949,28**	**4.035,87**
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 0,5 km		2026	0,5	1,0	573,15	286,58	195,04	25,46	108,23
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BS		2026	2,0	1,0	4664,06	9.328,12	6.348,56	828,59	3.522,79
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	1072,05	1.072,05	729,62	95,23	404,86
LT 138 kV FRANCISCO SÁ 5 - MONTES CLAROS 2, C1 (Nova)						**35.990,60**	**24.494,60**	**3.196,95**	**13.591,93**
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 55 km		2026	55,0	1,0	456,39	25.101,45	17.083,63	2.229,70	9.479,62
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Francisco Sá 5	2026	1,0	1,0	4827,05	4.827,05	3.285,21	428,77	1.822,95
MIM - 138 kV	Francisco Sá 5	2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Montes Claros 2	2026	1,0	1,0	4990,04	4.990,04	3.396,14	443,25	1.884,50
MIM - 138 kV	Montes Claros 2	2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
LT 138 kV JANAÚBA 3 - JANAÚBA 1, C1 | Recapacitação para 150 MVA (Ampliação/Adequação)						**3.160,16**	**2.150,75**	**280,71**	**1.193,44**
Recapacitação da LD, 16 km		2026	16,0	1,0	197,51	3.160,16	2.150,75	280,71	1.193,44
SE 345/138 kV MONTES CLAROS 2 | Substituição transformação 345/138 kV (Ampliação/Adequação)						**61.179,27**	**41.637,58**	**5.434,40**	**23.104,49**
1° e 2° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 125 MVA 1Φ		2026	7,0	1,0	7973,44	55.814,08	37.986,13	4.957,82	21.078,31
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	4829,16	4.829,16	3.286,65	428,96	1.823,74
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43

19.3.1.2 Plano de Obras – Alternativa 2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						14.993.014	**8.928.846**	**1.331.791**	**4.246.294**
LT 440 kV ARARAQUARA 2 - ARARAQUARA, C3 (Nova)						**33.779**	**22.989**	**3.000**	**12.757**
Circuito Simples 440 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 11 km		2026	11,0	1,0	1552,95	17.082	11.626	1.517	6.451
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM	Araraquara	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV ARINOS 2 - PARACATU 4, C1 (Nova)						**395.406**	**269.107**	**35.123**	**149.326**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 210 km		2026	210,0	1,0	1635,04	343.358	233.684	30.500	129.670
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 24,5 Mvar 1Φ	Arinos 2	2026	4,0	1,0	3788,61	15.154	10.314	1.346	5.723
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 24,5 Mvar 1Φ	Paracatu 4	2026	4,0	1,0	3788,61	15.154	10.314	1.346	5.723
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV ARINOS 2 - PARACATU 4, C2 (Nova)						**387.829**	**179.640**	**34.450**	**52.851**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 210 km		2031	210,0	1,0	1635,04	343.358	159.041	30.500	46.791
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 24,5 Mvar 1Φ	Arinos 2	2031	3,0	1,0	3788,61	11.366	5.265	1.010	1.549
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 24,5 Mvar 1Φ	Paracatu 4	2031	3,0	1,0	3788,61	11.366	5.265	1.010	1.549
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
LT 500 kV GOVERNADOR VALADARES 6 - LEOPOLDINA, C1 E C2 (CD) (Nova)						**959.543**	**444.454**	**85.234**	**130.762**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 305,4 km		2031	305,4	1,0	2816,23	860.077	398.382	76.398	117.207
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 36,67 Mvar 1Φ	Governador Valadares 6	2031	7,0	1,0	3999,20	27.994	12.967	2.487	3.815
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 36,67 Mvar 1Φ	Leopoldina	2031	7,0	1,0	3999,20	27.994	12.967	2.487	3.815
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Governador Valadares 6	2031	2,0	1,0	8348,25	16.697	7.734	1.483	2.275
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Leopoldina	2031	2,0	1,0	8348,25	16.697	7.734	1.483	2.275
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Governador Valadares 6	2031	2,0	1,0	2521,04	5.042	2.335	448	687
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Leopoldina	2031	2,0	1,0	2521,04	5.042	2.335	448	687
LT 500 kV ITABIRITO 2 - SANTOS DUMONT 2, C1 (Nova)						**287.979**	**195.993**	**25.580**	**108.756**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 145 km		2026	145,0	1,0	1635,04	237.081	161.353	21.059	89.534
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itabirito 2	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Santos Dumont 2	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 18,33 Mvar 1Φ	Itabirito 2	2026	4,0	1,0	3644,91	14.580	9.923	1.295	5.506
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 18,33 Mvar 1Φ	Santos Dumont 2	2026	4,0	1,0	3644,91	14.580	9.923	1.295	5.506
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itabirito 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Santos Dumont 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV JAGUARA - ARARAQUARA 2, C1 (Nova)						**417.910**	**284.423**	**37.122**	**157.825**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 223,4 km		2026	223,4	1,0	1635,04	365.268	248.595	32.446	137.944
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Jaguara	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 28,33 Mvar 1Φ	Jaguara	2026	4,0	1,0	3862,97	15.452	10.516	1.373	5.835
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 28,33 Mvar 1Φ	Araraquara 2	2026	4,0	1,0	3862,97	15.452	10.516	1.373	5.835
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Jaguara	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV JAGUARA - ARARAQUARA 2, C2 (Nova)						**422.766**	**195.823**	**37.553**	**57.613**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 223,4 km		2031	223,4	1,0	1635,04	365.268	169.190	32.446	49.777
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Jaguara	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 28,33 Mvar 1Φ	Jaguara	2031	4,0	1,0	3862,97	15.452	7.157	1.373	2.106
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 28,33 Mvar 1Φ	Araraquara 2	2031	4,0	1,0	3862,97	15.452	7.157	1.373	2.106
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Jaguara	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
MIG-A	Jaguara	2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
MIG-A	Araraquara 2	2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
LT 500 kV JAGUARA - ESTREITO, C2 (Nova)						**107.808**	**73.372**	**9.576**	**40.714**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 45 km		2026	45,0	1,0	1635,04	73.577	50.075	6.536	27.786
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Jaguara	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Estreito	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Jaguara	2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Estreito	2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
LT 500 kV JAÍBA - JANAÚBA 6, C1 (Nova)						**155.675**	**105.950**	**13.828**	**58.791**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 85 km		2026	85,0	1,0	1635,04	138.978	94.586	12.345	52.486
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Jaíba	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV JAÍBA - BURITIZEIRO 3, C1 (Nova)						**512.034**	**348.482**	**45.483**	**193.371**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 280,3 km		2026	280,3	1,0	1635,04	458.302	311.912	40.710	173.079
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Jaíba	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Jaíba	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 36,67 Mvar 1Φ	Jaíba	2026	4,0	1,0	3999,20	15.997	10.887	1.421	6.041
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 36,67 Mvar 1Φ	Buritizeiro 3	2026	4,0	1,0	3999,20	15.997	10.887	1.421	6.041
LT 500 kV JAÍBA - BURITIZEIRO 3, C2 (Nova)						**512.034**	**237.171**	**45.483**	**69.777**

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 280,3 km		2031	280,3	1,0	1635,04	458.302	212.282	40.710	62.455
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Jaíba	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Jaíba	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 36,67 Mvar 1Φ	Jaíba	2031	4,0	1,0	3999,20	15.997	7.410	1.421	2.180
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 36,67 Mvar 1Φ	Buritizeiro 3	2031	4,0	1,0	3999,20	15.997	7.410	1.421	2.180
LT 500 kV JOÃO NEIVA 2 - VIANA 2, C1 (CS) (Nova)						**159.467**	**108.531**	**14.165**	**60.223**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 76 km		2026	76,0	1,0	1878,56	142.771	97.167	12.682	53.918
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	João Neiva 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Viana 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV LEOPOLDINA - TERMINAL RIO, C1 E C2 (CD) (Nova)						**601.633**	**278.672**	**53.442**	**81.988**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 180,3 km		2031	180,3	1,0	2816,23	507.766	235.194	45.104	69.196
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Leopoldina	2031	2,0	1,0	8348,25	16.697	7.734	1.483	2.275
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2031	2,0	1,0	8348,25	16.697	7.734	1.483	2.275
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Leopoldina	2031	2,0	1,0	2521,04	5.042	2.335	448	687
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2031	2,0	1,0	2521,04	5.042	2.335	448	687
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 16,67 Mvar 1Φ	Leopoldina	2031	7,0	1,0	3599,25	25.195	11.670	2.238	3.433
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 16,67 Mvar 1Φ	Terminal Rio	2031	7,0	1,0	3599,25	25.195	11.670	2.238	3.433
LT 500 kV MARIMBONDO 2 - CAMPINAS, C1 (Nova)						**667.330**	**309.103**	**59.277**	**90.940**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 373 km		2031	373,0	1,0	1635,04	609.870	282.488	54.173	83.110
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 82,67 Mvar 1Φ	Marimbondo 2	2031	4,0	1,0	4465,13	17.861	8.273	1.587	2.434
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 82,67 Mvar 1Φ	Campinas	2031	4,0	1,0	4465,13	17.861	8.273	1.587	2.434
LT 230 kV MASCARENHAS - AIMORES, C3 (Nova)						**27.089**	**12.548**	**2.406**	**3.692**
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 12 km		2031	12,0	1,0	626,86	7.522	3.484	668	1.025
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Mascarenhas	2031	1,0	1,0	6676,73	6.677	3.093	593	910
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Aimores	2031	1,0	1,0	6676,73	6.677	3.093	593	910
MIG-A	Mascarenhas	2031	1,0	1,0	2311,82	2.312	1.071	205	315
MIG-A	Aimores	2031	1,0	1,0	2311,82	2.312	1.071	205	315
MIM - 230 kV	Mascarenhas	2031	1,0	1,0	794,98	795	368	71	108
MIM - 230 kV	Aimores	2031	1,0	1,0	794,98	795	368	71	108
LT 500 kV CAPELINHA 3 - GOVERNADOR VALADARES 6, C1 E C2 (CS) (Nova)						**599.972**	**408.331**	**53.294**	**226.581**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 134 km		2026	134,0	1,0	1878,56	251.727	171.321	22.360	95.065
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 134 km		2026	134,0	1,0	1878,56	251.727	171.321	22.360	95.065
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Governador Valadares 6	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2026	2,0	1,0	2521,04	5.042	3.432	448	1.904
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Governador Valadares 6	2026	2,0	1,0	2521,04	5.042	3.432	448	1.904
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 24,5 Mvar 1Φ	Capelinha 3	2026	7,0	1,0	3788,61	26.520	18.049	2.356	10.015
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 24,5 Mvar 1Φ	Governador Valadares 6	2026	7,0	1,0	3788,61	26.520	18.049	2.356	10.015
LT 500 kV JANAÚBA 6 - JANAÚBA 3, C1 (Nova)						**52.667**	**35.845**	**4.678**	**19.890**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 22 km		2026	22,0	1,0	1635,04	35.971	24.481	3.195	13.584
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 3	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV JANAÚBA 6 - CAPELINHA 3, C1 E C2 (CS) (Nova)						**971.215**	**660.993**	**86.271**	**366.781**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 231 km		2026	231,0	1,0	1878,56	433.947	295.337	38.546	163.881
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 231 km		2026	231,0	1,0	1878,56	433.947	295.337	38.546	163.881
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2026	2,0	1,0	2521,04	5.042	3.432	448	1.904
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2026	2,0	1,0	2521,04	5.042	3.432	448	1.904
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ	Janaúba 6	2026	7,0	1,0	4274,50	29.922	20.364	2.658	11.300
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ	Capelinha 3	2026	7,0	1,0	4274,50	29.922	20.364	2.658	11.300
LT 500 kV NOVA SERRANA 3 - VARGINHA 4, C1 E C2 (CD) (Nova)						**609.289**	**414.672**	**54.122**	**230.099**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 182,2 km		2026	182,2	1,0	2816,23	513.117	349.219	45.579	193.780
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Serrana 3	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Varginha 4	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Serrana 3	2026	2,0	1,0	2521,04	5.042	3.432	448	1.904
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Varginha 4	2026	2,0	1,0	2521,04	5.042	3.432	448	1.904
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 23,33 Mvar 1Φ	Varginha 4	2026	7,0	1,0	3763,92	26.347	17.932	2.340	9.950
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 23,33 Mvar 1Φ	Nova Serrana 3	2026	7,0	1,0	3763,92	26.347	17.932	2.340	9.950
LT 500 kV PARACATU 4 - SÃO GOTARDO 2, C1 (Nova)						**583.810**	**397.331**	**51.858**	**220.477**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 281 km		2026	281,0	1,0	1878,56	527.875	359.263	46.890	199.353
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	São Gotardo 2	2026	4,0	1,0	4274,50	17.098	11.637	1.519	6.457
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Paracatu 4	2026	4,0	1,0	4274,50	17.098	11.637	1.519	6.457
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	São Gotardo 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	São Gotardo 2	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
LT 500 kV PARACATU 4 - SÃO GOTARDO 2, C2 (Nova)						**583.810**	**270.417**	**51.858**	**79.559**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 281 km		2031	281,0	1,0	1878,56	527.875	244.508	46.890	71.936
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	São Gotardo 2	2031	4,0	1,0	4274,50	17.098	7.920	1.519	2.330
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Paracatu 4	2031	4,0	1,0	4274,50	17.098	7.920	1.519	2.330
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	São Gotardo 2	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	São Gotardo 2	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
LT 500 kV PIRAPORA 2 - BURITIZEIRO 3, C1 E C2 (CD) (Nova)						**120.696**	**82.144**	**10.721**	**45.581**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 31 km		2026	31,0	1,0	2816,23	87.303	59.417	7.755	32.970
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Pirapora 2	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
LT 500 kV BURITIZEIRO 3 - NOVA SERRANA 3, C1 E C2 (CS) (Nova)						**1.144.042**	**778.616**	**101.622**	**432.050**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 277 km		2026	277,0	1,0	1878,56	520.361	354.149	46.222	196.516
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 277 km		2026	277,0	1,0	1878,56	520.361	354.149	46.222	196.516
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Serrana 3	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 440 kV, Arranjo DJM	Nova Serrana 3	2026	2,0	1,0	2521,04	5.042	3.432	448	1.904
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 440 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2026	2,0	1,0	2521,04	5.042	3.432	448	1.904
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ	Buritizeiro 3	2026	7,0	1,0	4274,50	29.922	20.364	2.658	11.300
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ	Nova Serrana 3	2026	7,0	1,0	4274,50	29.922	20.364	2.658	11.300
LT 500 kV BURITIZEIRO 3 - NOVA SERRANA 3, C3 (Nova)						**576.296**	**266.936**	**51.191**	**78.535**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 277 km		2031	277,0	1,0	1878,56	520.361	241.028	46.222	70.912
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Serrana 3	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 440 kV, Arranjo DJM	Nova Serrana 3	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 440 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Buritizeiro 3	2031	4,0	1,0	4274,50	17.098	7.920	1.519	2.330
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Nova Serrana 3	2031	4,0	1,0	4274,50	17.098	7.920	1.519	2.330
LT 500 kV BURITIZEIRO 3 - SÃO GOTARDO 2, C1 (Nova)						**435.707**	**201.817**	**38.703**	**59.376**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 234 km		2031	234,0	1,0	1635,04	382.599	177.218	33.985	52.139
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	São Gotardo 2	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 31,67 Mvar 1Φ	Buritizeiro 3	2031	4,0	1,0	3921,15	15.685	7.265	1.393	2.137
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 31,67 Mvar 1Φ	São Gotardo 2	2031	4,0	1,0	3921,15	15.685	7.265	1.393	2.137
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	São Gotardo 2	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
LT 500 kV SÃO GOTARDO 2 - JAGUARA, C1 (Nova)						**324.607**	**220.922**	**28.834**	**122.588**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 167 km		2026	167,0	1,0	1635,04	273.052	185.834	24.254	103.119
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	São Gotardo 2	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Jaguara	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 21,67 Mvar 1Φ	São Gotardo 2	2026	4,0	1,0	3727,04	14.908	10.146	1.324	5.630
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 21,67 Mvar 1Φ	Jaguara	2026	4,0	1,0	3727,04	14.908	10.146	1.324	5.630
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	São Gotardo 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Jaguara	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV SÃO GOTARDO 2 - JAGUARA, C2 (Nova)						**324.607**	**150.356**	**28.834**	**44.236**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 167 km		2031	167,0	1,0	1635,04	273.052	126.476	24.254	37.210
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	São Gotardo 2	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Jaguara	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 21,67 Mvar 1Φ	São Gotardo 2	2031	4,0	1,0	3727,04	14.908	6.905	1.324	2.032
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 21,67 Mvar 1Φ	Jaguara	2031	4,0	1,0	3727,04	14.908	6.905	1.324	2.032
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	São Gotardo 2	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Jaguara	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
LT 500 kV VARGINHA 4 - ITATIBA 2, C1 E C2 (CD) (Nova)						**760.469**	**517.562**	**67.551**	**287.193**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 235,1 km		2026	235,1	1,0	2816,23	662.096	450.611	58.812	250.042
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Varginha 4	2026	2,0	1,0	2521,04	5.042	3.432	448	1.904
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itatiba 2	2026	2,0	1,0	2521,04	5.042	3.432	448	1.904
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 31,67 Mvar 1Φ	Varginha 4	2026	7,0	1,0	3921,15	27.448	18.681	2.438	10.366
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 31,67 Mvar 1Φ	Itatiba 2	2026	7,0	1,0	3921,15	27.448	18.681	2.438	10.366
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Varginha 4	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itatiba 2	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
LT 345 kV VIANA 2 - VIANA, C3 (Nova)						**20.485**	**13.942**	**1.820**	**7.736**
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 7 km		2026	7,0	1,0	1030,50	7.214	4.909	641	2.724
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Viana 2	2026	1,0	1,0	6635,98	6.636	4.516	589	2.506
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Viana	2026	1,0	1,0	6635,98	6.636	4.516	589	2.506
SE 500/345 kV ITABIRITO 2 (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500/345 kV SANTOS DUMONT 2 | Novo pátio 500kV (Ampliação/Adequação)						**106.827**	**72.705**	**9.489**	**40.343**
1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 250 MVA 1Φ		2026	4,0	1,0	12243,74	48.975	33.332	4.350	18.496
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9522,36	9.522	6.481	846	3.596
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7580,87	7.581	5.159	673	2.863
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7135,34	7.135	4.856	634	2.695
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	19702,84	19.703	13.409	1.750	7.441
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
MIM - 345 kV		2026	1,0	1,0	2192,30	2.192	1.492	195	828
SE 500/345 kV JAGUARA (Ampliação/Adequação)						**25.864**	**17.603**	**2.297**	**9.768**

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*3,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
SE 500/440/138 kV ARARAQUARA 2 (Ampliação/Adequação)						**100.177**	**68.179**	**8.898**	**37.832**
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
4° ATF 500/440 kV, 3 x 416,67 MVA 1Φ		2026	3,0	1,0	16455,44	49.366	33.598	4.385	18.643
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9522,36	9.522	6.481	846	3.596
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9522,36	9.522	6.481	846	3.596
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 440 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
SE 500/345 kV ESTREITO (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500/230 kV JAÍBA (Nova)						**223.897**	**138.312**	**19.888**	**68.934**
1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 250 MVA 1Φ		2026	7,0	1,0	12212,69	85.489	58.182	7.594	32.285
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	9522,36	19.045	12.962	1.692	7.192
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	2,0	1,0	6045,18	12.090	8.228	1.074	4.566
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
MIM - 230 kV		2026	1,0	1,0	1589,96	1.590	1.082	141	600
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	17528,58	17.529	11.930	1.557	6.620
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*3,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
3° ATF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ		2031	3,0	1,0	12212,69	36.638	16.971	3.254	4.993
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	9522,36	9.522	4.411	846	1.298
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2031	1,0	1,0	6045,18	6.045	2.800	537	824
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8767,17	8.767	4.061	779	1.195
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	2950,95	2.951	1.367	262	402
MIM - 230 kV		2031	1,0	1,0	794,98	795	368	71	108
SE 500 kV JANAÚBA 6 (Nova)						**38.635**	**26.294**	**3.432**	**14.591**
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	15198,98	15.199	10.344	1.350	5.740
SE 500/345 kV BURITIZEIRO 3 (Nova)						**168.786**	**114.873**	**14.993**	**63.742**
1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 200 MVA 1Φ		2026	4,0	1,0	11215,66	44.863	30.533	3.985	16.942
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9522,36	9.522	6.481	846	3.596
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7580,87	7.581	5.159	673	2.863
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	5,0	1,0	8767,17	43.836	29.834	3.894	16.555
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	3,0	1,0	7135,34	21.406	14.569	1.901	8.084
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*8,0*						
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*6,0*						
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	20246,24	20.246	13.779	1.798	7.646
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	14754,77	14.755	10.042	1.311	5.572
MIM - 345 kV		2026	1,0	1,0	6576,89	6.577	4.476	584	2.484
SE 500/345 kV JOÃO NEIVA 2 (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500/345 kV VIANA 2 (Ampliação/Adequação)						**26.597**	**18.101**	**2.363**	**10.044**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8955,01	8.955	6.095	795	3.382
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7305,58	7.306	4.972	649	2.759
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	3136,65	3.137	2.135	279	1.185
MIM - 345 kV		2026	1,0	1,0	2329,64	2.330	1.586	207	880
MIG-A		2026	1,0	1,0	4870,15	4.870	3.315	433	1.839
SE 500/345 kV VIANA 2 (Ampliação/Adequação)						**51.218**	**23.724**	**4.550**	**6.980**
3° ATF 500/345 kV, 3 x 300 MVA 1Φ		2031	3,0	1,0	11253,69	33.761	15.638	2.999	4.601
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	9709,05	9.709	4.497	862	1.323
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	7748,16	7.748	3.589	688	1.056
SE 500 kV CAPELINHA 3 (Nova)						**74.689**	**50.832**	**6.634**	**28.207**
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ		2026	4,0	1,0	4170,15	16.681	11.353	1.482	6.299
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7578,48	7.578	5.158	673	2.862
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	3,0	1,0	8767,17	26.302	17.900	2.336	9.933
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	15275,73	15.276	10.396	1.357	5.769
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	8852,86	8.853	6.025	786	3.343
SE 500/230 kV GOVERNADOR VALADARES 6 (Ampliação/Adequação)						**25.864**	**17.603**	**2.297**	**9.768**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
SE 500/230 kV JANAÚBA 3 (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500 kV NOVA SERRANA (Nova)						**74.020**	**50.377**	**6.575**	**27.954**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	5,0	1,0	8767,17	43.836	29.834	3.894	16.555
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*8,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	15429,21	15.429	10.501	1.371	5.827
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	14754,77	14.755	10.042	1.311	5.572
SE 500/345 kV VARGINHA 4 | Novo pátio 500kV (Ampliação/Adequação)						**125.133**	**85.163**	**11.115**	**47.257**
1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ		2026	4,0	1,0	8574,93	34.300	23.344	3.047	12.953
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9522,36	9.522	6.481	846	3.596
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7580,87	7.581	5.159	673	2.863
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	3,0	1,0	8767,17	26.302	17.900	2.336	9.933
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	7135,34	14.271	9.712	1.268	5.389
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	19920,20	19.920	13.557	1.769	7.523
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	8852,86	8.853	6.025	786	3.343
MIM - 345 kV		2026	1,0	1,0	4384,59	4.385	2.984	389	1.656
SE 500/230/138 kV PARACATU 4 (Ampliação/Adequação)						**25.864**	**17.603**	**2.297**	**9.768**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
SE 440/138 kV ARARAQUARA (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 440 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500 kV ARINOS (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500/345 kV SÃO GOTARDO 2 (Ampliação/Adequação)						**25.864**	**17.603**	**2.297**	**9.768**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*3,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*3,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
SE 500/345 kV PIRAPORA 2 (Ampliação/Adequação)						**25.864**	**17.603**	**2.297**	**9.768**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
SE 500 kV ITATIBA 2 (Nova)						**62.809**	**29.093**	**5.579**	**8.559**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	4,0	1,0	8767,17	35.069	16.244	3.115	4.779
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*6,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	11803,81	11.804	5.467	1.049	1.609
MIG (Terreno Rural)		2031	1,0	1,0	15936,10	15.936	7.381	1.416	2.172
SE 345/138 kV VIANA (Ampliação/Adequação)						**11.703**	**7.965**	**1.040**	**4.419**
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7135,34	7.135	4.856	634	2.695
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2374,87	2.375	1.616	211	897
MIM - 345 kV		2026	1,0	1,0	2192,30	2.192	1.492	195	828
SE 500/138 kV MORRO AGUDO (Ampliação/Adequação)						**51.471**	**35.030**	**4.572**	**19.438**
3° ATF 500/138 kV, 3 x 133,33 MVA 1Φ		2026	3,0	1,0	8155,93	24.468	16.652	2.173	9.240
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9709,05	9.709	6.608	862	3.667
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	4666,17	4.666	3.176	414	1.762
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8955,01	8.955	6.095	795	3.382
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	3136,65	3.137	2.135	279	1.185
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	536,03	536	365	48	202

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 500/440 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)						**99.174**	**67.496**	**8.809**	**37.453**
3° ATF 500/440 kV, 3 x 400 MVA 1Φ		2026	3,0	1,0	16120,98	48.363	32.915	4.296	18.264
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9522,36	9.522	6.481	846	3.596
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9522,36	9.522	6.481	846	3.596
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
MIM - 440 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
SE 500/345 kV RIO NOVO DO SUL (Ampliação/Adequação)						**87.030**	**59.231**	**7.731**	**32.867**
2° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 350 MVA 1Φ		2026	4,0	1,0	11961,45	47.846	32.563	4.250	18.069
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9709,05	9.709	6.608	862	3.667
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7748,16	7.748	5.273	688	2.926
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8955,01	8.955	6.095	795	3.382
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7305,58	7.306	4.972	649	2.759
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	3136,65	3.137	2.135	279	1.185
MIM - 345 kV		2026	1,0	1,0	2329,64	2.330	1.586	207	880
SECC LT 345 kV FURNAS - ITUTINGA, C1, NA SE VARGINHA 4 (Nova)						**74.233**	**50.522**	**6.594**	**28.034**
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	6635,98	13.272	9.033	1.179	5.012
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 795 MCM (DRAKE), 34,95 km		2026	34,95	1,0	1744,24	60.961	41.489	5.415	23.022
SECC LT 500 kV ARARAQUARA 2 - ITATIBA, C1, NA SE ITATIBA 2 (Nova)						**35.429**	**24.112**	**3.147**	**13.380**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 1113 MCM (BLUEJAY), 5,3 km		2026	5,3	1,0	3058,70	16.211	11.033	1.440	6.122
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
SECC LT 500 kV ITATIBA - IBIÚNA, C1, NA SE ITATIBA 2 (Nova)						**21.720**	**14.782**	**1.929**	**8.203**
Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (RAIL), 2,1 km		2026	2,1	1,0	2392,07	5.023	3.419	446	1.897
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
SECC LT 500 kV BOM DESPACHO 3 - NEVES 1, C1, NA SE NOVA SERRANA 3 (Nova)						**33.009**	**22.465**	**2.932**	**12.466**
Circuito Duplo 500 kV, 3 x 900 MCM (RUDDY), 7 km		2026	7,0	1,0	2330,29	16.312	11.102	1.449	6.160
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
SECC LT 500 kV BOM DESPACHO 3 - NEVES 1, C2, NA SE NOVA SERRANA 3 (Nova)						**33.009**	**22.465**	**2.932**	**12.466**
Circuito Duplo 500 kV, 3 x 900 MCM (RUDDY), 7 km		2026	7,0	1,0	2330,29	16.312	11.102	1.449	6.160
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
SE 500 kV ARINOS (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**6.552**	**1.257**	**1.928**

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8767,17	8.767	4.061	779	1.195
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	2950,95	2.951	1.367	262	402
SE 500/230/138 kV PARACATU 4 (Ampliação/Adequação)						**25.864**	**11.980**	**2.297**	**3.525**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	2,0	1,0	8767,17	17.534	8.122	1.558	2.389
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	5901,91	5.902	2.734	524	804
SE 500/345 kV LEOPOLDINA 2 | Novo pátio 500kV (Ampliação/Adequação)						**25.864**	**11.980**	**2.297**	**3.525**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	2,0	1,0	8767,17	17.534	8.122	1.558	2.389
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	5901,91	5.902	2.734	524	804
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
SE 500/345 kV JAGUARA (Ampliação/Adequação)						**25.864**	**11.980**	**2.297**	**3.525**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	2,0	1,0	8767,17	17.534	8.122	1.558	2.389
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*3,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	5901,91	5.902	2.734	524	804
SE 500/440/138 kV ARARAQUARA 2 (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**6.552**	**1.257**	**1.928**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8767,17	8.767	4.061	779	1.195
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	2950,95	2.951	1.367	262	402
SE 500 kV TERMINAL RIO (Ampliação/Adequação)						**25.864**	**11.980**	**2.297**	**3.525**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	2,0	1,0	8767,17	17.534	8.122	1.558	2.389
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	5901,91	5.902	2.734	524	804
SE 500 kV MARIMBONDO (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**6.552**	**1.257**	**1.928**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8767,17	8.767	4.061	779	1.195
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	2950,95	2.951	1.367	262	402
SE 500/345 kV CAMPINAS (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**6.552**	**1.257**	**1.928**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8767,17	8.767	4.061	779	1.195
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	2950,95	2.951	1.367	262	402
SE 500/345 kV SÃO GOTARDO 2 (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**6.552**	**1.257**	**1.928**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8767,17	8.767	4.061	779	1.195
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	2950,95	2.951	1.367	262	402
SE 500 kV NOVA SERRANA (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**6.552**	**1.257**	**1.928**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8767,17	8.767	4.061	779	1.195
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	2950,95	2.951	1.367	262	402
SECC LT 500 kV BOM DESPACHO 3 - OURO PRETO, C1, NA SE SÃO GONÇALO DO PARÁ (Nova)						**32.640**	**22.215**	**2.899**	**12.327**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,6 km		2026	0,6	1,0	1498,20	899	612	80	339
Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,6 km		2026	0,6	1,0	1498,20	899	612	80	339
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
SECC LT 345 kV ITUTINGA - JUIZ DE FORA 1, C1, NA SE SANTOS DUMONT 2 (Nova)						**28.597**	**19.463**	**2.540**	**10.800**
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 900 MCM (RUDDY), 9 km		2026	9,0	1,0	1702,78	15.325	10.430	1.361	5.788
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	6635,98	13.272	9.033	1.179	5.012
SECC LT 345 kV PIRAPORA 2 - TRÊS MARIAS, C1, NA SE BURITIZEIRO 3 (Nova)						**39.968**	**27.201**	**3.550**	**15.094**
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 1113 MCM (BLUEJAY), 14,3 km		2026	14,3	1,0	1866,84	26.696	18.169	2.371	10.082
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	6635,98	13.272	9.033	1.179	5.012
SECC LT 345 kV PIRAPORA 2 - VÁRZEA DA PALMA, C1, NA SE BURITIZEIRO 3 (Nova)						**70.145**	**47.739**	**6.231**	**26.490**
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	6635,98	13.272	9.033	1.179	5.012
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 900 MCM (RUDDY), 33,4 km		2026	33,4	1,0	1702,78	56.873	38.707	5.052	21.478

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 138 kV MONTES CLAROS 5 (Nova)						**12.783,00**	**8.699,90**	**1.135,48**	**4.827,53**
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			*3,0*						
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	3742,44	3.742,44	2.547,04	332,43	1.413,34
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	8504,53	8.504,53	5.788,04	755,44	3.211,75
LT 138 kV MONTES CLAROS 5 - MONTES CLAROS 2, C1 E C2 (CD) | Individualização entradas de linha (Ampliação/Adequação)						**10.841,84**	**7.378,77**	**963,05**	**4.094,44**
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 0,3 km		2026	0,3	1,0	385,59	115,68	78,73	10,28	43,69
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BS	Montes Claros 5	2026	1,0	1,0	4664,06	4.664,06	3.174,28	414,30	1.761,39
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Montes Claros 2	2026	1,0	1,0	4990,04	4.990,04	3.396,14	443,25	1.884,50
MIM - 138 kV	Montes Claros 2	2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
MIM - 138 kV	Montes Claros 5	2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
LT 138 kV MONTES CLAROS 1 - MONTES CLAROS 5, C1 | LD subterrânea - 300 MVA (Nova)						**16.192,73**	**11.020,50**	**1.438,36**	**6.115,22**
LD subterrânea, 138 kV - 1,3 km		2026	1,3	1,0	8455,88	10.992,64	7.481,41	976,45	4.151,40
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BS	Montes Claros 5	2026	1,0	1,0	4664,06	4.664,06	3.174,28	414,30	1.761,39
MIM - 138 kV	Montes Claros 5	2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
SE 138 kV FRANCISCO SÁ 5 (Nova)						**12.783,00**	**8.699,90**	**1.135,48**	**4.827,53**
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			*3,0*						
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	3742,44	3.742,44	2.547,04	332,43	1.413,34
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	8504,53	8.504,53	5.788,04	755,44	3.211,75
SECC LT 138 kV FRANCISCO SÁ 2 - FRANCISCO SÁ 4, C1, NA SE FRANCISCO SÁ 5 (Nova)						**10.686,75**	**7.273,22**	**949,28**	**4.035,87**
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 0,5 km		2026	0,5	1,0	573,15	286,58	195,04	25,46	108,23
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BS		2026	2,0	1,0	4664,06	9.328,12	6.348,56	828,59	3.522,79
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	1072,05	1.072,05	729,62	95,23	404,86
LT 138 kV FRANCISCO SÁ 5 - MONTES CLAROS 2, C1 (Nova)						**35.990,60**	**24.494,60**	**3.196,95**	**13.591,93**
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 55 km		2026	55,0	1,0	456,39	25.101,45	17.083,63	2.229,70	9.479,62
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Francisco Sá 5	2026	1,0	1,0	4827,05	4.827,05	3.285,21	428,77	1.822,95
MIM - 138 kV	Francisco Sá 5	2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Montes Claros 2	2026	1,0	1,0	4990,04	4.990,04	3.396,14	443,25	1.884,50
MIM - 138 kV	Montes Claros 2	2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
LT 138 kV JANAÚBA 3 - JANAÚBA 1, C1 | Recapacitação para 150 MVA (Ampliação/Adequação)						**3.160,16**	**2.150,75**	**280,71**	**1.193,44**
Recapacitação da LD, 16 km		2026	16,0	1,0	197,51	3.160,16	2.150,75	280,71	1.193,44
SE 345/138 kV MONTES CLAROS 2 | Substituição transformação 345/138 kV (Ampliação/Adequação)						**61.179,27**	**41.637,58**	**5.434,40**	**23.104,49**
1° e 2° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 125 MVA 1Φ		2026	7,0	1,0	7973,44	55.814,08	37.986,13	4.957,82	21.078,31
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	4829,16	4.829,16	3.286,65	428,96	1.823,74
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN

19.3.1.3 Plano de Obras – Alternativa 3

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						13.341.865	**7.577.762**	**1.185.124**	**3.370.309**
LT 440 kV ARARAQUARA 2 - ARARAQUARA, C3 (Nova)						**33.779**	**22.989**	**3.000**	**12.757**
Circuito Simples 440 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 11 km		2026	11,0	1,0	1552,95	17.082	11.626	1.517	6.451
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM	Araraquara	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV ARINOS 2 - PARACATU 4, C1 (Nova)						**395.406**	**269.107**	**35.123**	**149.326**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 210 km		2026	210,0	1,0	1635,04	343.358	233.684	30.500	129.670
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 24,5 Mvar 1Φ	Arinos 2	2026	4,0	1,0	3788,61	15.154	10.314	1.346	5.723
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 24,5 Mvar 1Φ	Paracatu 4	2026	4,0	1,0	3788,61	15.154	10.314	1.346	5.723
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV ARINOS 2 - PARACATU 4, C2 (Nova)						**387.829**	**179.640**	**34.450**	**52.851**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 210 km		2031	210,0	1,0	1635,04	343.358	159.041	30.500	46.791
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 24,5 Mvar 1Φ	Arinos 2	2031	3,0	1,0	3788,61	11.366	5.265	1.010	1.549
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 24,5 Mvar 1Φ	Arinos 2	2031	3,0	1,0	3788,61	11.366	5.265	1.010	1.549
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
LT 500 kV GOVERNADOR VALADARES 6 - LEOPOLDINA, C1 E C2 (CD) (Nova)						**959.543**	**444.454**	**85.234**	**130.762**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 305,4 km		2031	305,4	1,0	2816,23	860.077	398.382	76.398	117.207
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 36,67 Mvar 1Φ	Governador Valadares 6	2031	7,0	1,0	3999,20	27.994	12.967	2.487	3.815
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 36,67 Mvar 1Φ	Leopoldina	2031	7,0	1,0	3999,20	27.994	12.967	2.487	3.815
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Governador Valadares 6	2031	2,0	1,0	8348,25	16.697	7.734	1.483	2.275
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Leopoldina	2031	2,0	1,0	8348,25	16.697	7.734	1.483	2.275
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Governador Valadares 6	2031	2,0	1,0	2521,04	5.042	2.335	448	687
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Leopoldina	2031	2,0	1,0	2521,04	5.042	2.335	448	687
LT 500 kV ITABIRITO 2 - SANTOS DUMONT 2, C1 (Nova)						**253.777**	**172.717**	**22.542**	**95.840**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 145 km		2026	145,0	1,0	1635,04	237.081	161.353	21.059	89.534
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itabirito 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Santos Dumont 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV JAGUARA - ESTREITO, C2 (Nova)						**107.808**	**73.372**	**9.576**	**40.714**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 45 km		2026	45,0	1,0	1635,04	73.577	50.075	6.536	27.786

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Jaguara	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Estreito	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Jaguara	2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Estreito	2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
LT 500 kV JAÍBA - JANAÚBA 6, C1 E C2 (CD) (Nova)						**272.773**	**185.644**	**24.230**	**103.013**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 85 km		2026	85,0	1,0	2816,23	239.380	162.918	21.263	90.402
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Jaíba	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
LT 500 kV JOÃO NEIVA 2 - VIANA 2, C1 (CS) (Nova)						**159.467**	**108.531**	**14.165**	**60.223**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 76 km		2026	76,0	1,0	1878,56	142.771	97.167	12.682	53.918
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	João Neiva 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Viana 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV LEOPOLDINA - TERMINAL RIO, C1 E C2 (CD) (Nova)						**601.633**	**278.672**	**53.442**	**81.988**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 180,3 km		2031	180,3	1,0	2816,23	507.766	235.194	45.104	69.196
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Leopoldina	2031	2,0	1,0	8348,25	16.697	7.734	1.483	2.275
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2031	2,0	1,0	8348,25	16.697	7.734	1.483	2.275
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Leopoldina	2031	2,0	1,0	2521,04	5.042	2.335	448	687
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2031	2,0	1,0	2521,04	5.042	2.335	448	687
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 16,67 Mvar 1Φ	Leopoldina	2031	7,0	1,0	3599,25	25.195	11.670	2.238	3.433
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 16,67 Mvar 1Φ	Terminal Rio	2031	7,0	1,0	3599,25	25.195	11.670	2.238	3.433
LT 500 kV MARIMBONDO 2 - CAMPINAS, C1 (Nova)						**667.330**	**309.103**	**59.277**	**90.940**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 373 km		2031	373,0	1,0	1635,04	609.870	282.488	54.173	83.110
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 82,67 Mvar 1Φ	Marimbondo 2	2031	4,0	1,0	4465,13	17.861	8.273	1.587	2.434
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 82,67 Mvar 1Φ	Campinas	2031	4,0	1,0	4465,13	17.861	8.273	1.587	2.434
LT 230 kV MASCARENHAS - AIMORES, C3 (Nova)						**27.089**	**12.548**	**2.406**	**3.692**
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 12 km		2031	12,0	1,0	626,86	7.522	3.484	668	1.025
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Mascarenhas	2031	1,0	1,0	6676,73	6.677	3.093	593	910
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Aimores	2031	1,0	1,0	6676,73	6.677	3.093	593	910
MIG-A	Mascarenhas	2031	1,0	1,0	2311,82	2.312	1.071	205	315
MIG-A	Aimores	2031	1,0	1,0	2311,82	2.312	1.071	205	315
MIM - 230 kV	Mascarenhas	2031	1,0	1,0	794,98	795	368	71	108
MIM - 230 kV	Aimores	2031	1,0	1,0	794,98	795	368	71	108
LT 500 kV JANAÚBA 6 - JANAÚBA 3, C1 (Nova)						**52.667**	**35.845**	**4.678**	**19.890**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 22 km		2026	22,0	1,0	1635,04	35.971	24.481	3.195	13.584

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 3	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV JANAÚBA 6 - CAPELINHA 3, C1 (Nova)						**489.882**	**333.405**	**43.515**	**185.005**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 231 km		2026	231,0	1,0	1878,56	433.947	295.337	38.546	163.881
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Janaúba 6	2026	4,0	1,0	4274,50	17.098	11.637	1.519	6.457
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Capelinha 3	2026	4,0	1,0	4274,50	17.098	11.637	1.519	6.457
LT 500 kV JANAÚBA 6 - CAPELINHA 3, C2 (Nova)						**481.333**	**222.950**	**42.756**	**65.594**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 231 km		2031	231,0	1,0	1878,56	433.947	201.002	38.546	59.136
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ	Janaúba 6	2031	3,0	1,0	4274,50	12.824	5.940	1.139	1.748
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ	Capelinha 3	2031	3,0	1,0	4274,50	12.824	5.940	1.139	1.748
LT 500 kV CAPELINHA 3 - GOVERNADOR VALADARES 6, C1 (Nova)						**303.775**	**206.744**	**26.984**	**114.721**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 134 km		2026	134,0	1,0	1878,56	251.727	171.321	22.360	95.065
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Governador Valadares 6	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Governador Valadares 6	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 24,5 Mvar 1Φ	Capelinha 3	2026	4,0	1,0	3788,61	15.154	10.314	1.346	5.723
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 24,5 Mvar 1Φ	Governador Valadares 6	2026	4,0	1,0	3788,61	15.154	10.314	1.346	5.723
LT 500 kV CAPELINHA 3 - GOVERNADOR VALADARES 6, C2 (Nova)						**296.197**	**137.197**	**26.310**	**40.364**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 134 km		2031	134,0	1,0	1878,56	251.727	116.598	22.360	34.304
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Governador Valadares 6	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Governador Valadares 6	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 24,5 Mvar 1Φ	Capelinha 3	2031	3,0	1,0	3788,61	11.366	5.265	1.010	1.549
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 24,5 Mvar 1Φ	Governador Valadares 6	2031	3,0	1,0	3788,61	11.366	5.265	1.010	1.549
LT 500 kV JANAÚBA 6 - PRESIDENTE JUSCELINO, C1 (Nova)						**640.416**	**296.636**	**56.886**	**87.273**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 310,3 km		2031	310,3	1,0	1878,56	582.917	270.003	51.779	79.437
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Juscelino	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Juscelino	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,33 Mvar 1Φ	Janaúba 6	2031	4,0	1,0	4469,98	17.880	8.282	1.588	2.437
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,33 Mvar 1Φ	Presidente Juscelino	2031	4,0	1,0	4469,98	17.880	8.282	1.588	2.437
LT 500 kV PARACATU 4 - NOVA PONTE 3, C1 (Nova)						**594.257**	**404.441**	**52.786**	**224.422**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 286 km		2026	286,0	1,0	1878,56	537.268	365.656	47.724	202.901
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ	Paracatu 4	2026	4,0	1,0	4406,23	17.625	11.995	1.566	6.656
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2026	4,0	1,0	4406,23	17.625	11.995	1.566	6.656
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV PARACATU 4 - NOVA PONTE 3, C2 (Nova)						**585.444**	**271.174**	**52.003**	**79.781**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 286 km		2031	286,0	1,0	1878,56	537.268	248.859	47.724	73.216
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	Paracatu 4	2031	3,0	1,0	4406,23	13.219	6.123	1.174	1.801
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2031	3,0	1,0	4406,23	13.219	6.123	1.174	1.801
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
LT 500 kV PIRAPORA 2 - BURITIZEIRO 3, C1 E C2 (CD) (Nova)						**120.696**	**82.144**	**10.721**	**45.581**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 31 km		2026	31,0	1,0	2816,23	87.303	59.417	7.755	32.970
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Pirapora 2	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
LT 500 kV BURITIZEIRO 3 - SÃO GONÇALO DO PARÁ, C1 (Nova)						**651.123**	**443.144**	**57.838**	**245.898**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 316 km		2026	316,0	1,0	1878,56	593.625	404.011	52.730	224.184
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,33 Mvar 1Φ	Buritizeiro 3	2026	4,0	1,0	4469,98	17.880	12.169	1.588	6.752
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,33 Mvar 1Φ	São Gonçalo do Pará	2026	4,0	1,0	4469,98	17.880	12.169	1.588	6.752
LT 500 kV BURITIZEIRO 3 - SÃO GONÇALO DO PARÁ, C2 (Nova)						**651.123**	**301.596**	**57.838**	**88.732**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 316 km		2031	316,0	1,0	1878,56	593.625	274.963	52.730	80.896
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,33 Mvar 1Φ	Buritizeiro 3	2031	4,0	1,0	4469,98	17.880	8.282	1.588	2.437
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,33 Mvar 1Φ	São Gonçalo do Pará	2031	4,0	1,0	4469,98	17.880	8.282	1.588	2.437

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
LT 500 kV BURITIZEIRO 3 - SÃO GOTARDO 2, C1 (Nova)						**495.518**	**337.241**	**44.016**	**187.133**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 234 km		2026	234,0	1,0	1878,56	439.583	299.173	39.047	166.010
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	São Gotardo 2	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Buritizeiro 3	2026	4,0	1,0	4274,50	17.098	11.637	1.519	6.457
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	São Gotardo 2	2026	4,0	1,0	4274,50	17.098	11.637	1.519	6.457
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	São Gotardo 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV PRESIDENTE JUSCELINO - VESPASIANO 2, C1 E C2 (CD) (Nova)						**413.584**	**281.478**	**36.738**	**156.191**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 135 km		2026	135,0	1,0	2816,23	380.191	258.752	33.771	143.580
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Juscelino	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Vespasiano 2	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - ARARAQUARA 2, C1 (Nova)						**607.407**	**413.391**	**53.954**	**229.388**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 293 km		2026	293,0	1,0	1878,56	550.418	374.605	48.892	207.867
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2026	4,0	1,0	4406,23	17.625	11.995	1.566	6.656
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ	Araraquara 2	2026	4,0	1,0	4406,23	17.625	11.995	1.566	6.656
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - ARARAQUARA 2, C2 (Nova)						**598.594**	**277.265**	**53.172**	**81.573**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 293 km		2031	293,0	1,0	1878,56	550.418	254.950	48.892	75.008
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2031	3,0	1,0	4406,23	13.219	6.123	1.174	1.801
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	Araraquara 2	2031	3,0	1,0	4406,23	13.219	6.123	1.174	1.801
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - RIBEIRÃO PRETO, C1 (Nova)						**474.264**	**219.676**	**42.128**	**64.630**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 222,9 km		2031	222,9	1,0	1878,56	418.731	193.953	37.195	57.063
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2031	4,0	1,0	4224,34	16.897	7.827	1.501	2.303
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ	Ribeirão Preto	2031	4,0	1,0	4224,34	16.897	7.827	1.501	2.303
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
LT 345 kV VIANA 2 - VIANA, C3 (Nova)						**20.485**	**13.942**	**1.820**	**7.736**
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 7 km		2026	7,0	1,0	1030,50	7.214	4.909	641	2.724

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Viana 2	2026	1,0	1,0	6635,98	6.636	4.516	589	2.506
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Viana	2026	1,0	1,0	6635,98	6.636	4.516	589	2.506
SE 500/440/138 kV ARARAQUARA 2 (Ampliação/Adequação)						**100.177**	**68.179**	**8.898**	**37.832**
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
4° ATF 500/440 kV, 3 x 416,67 MVA 1Φ		2026	3,0	1,0	16455,44	49.366	33.598	4.385	18.643
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9522,36	9.522	6.481	846	3.596
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9522,36	9.522	6.481	846	3.596
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 440 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
SE 500 kV ARINOS (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500/230/138 kV PARACATU 4 (Ampliação/Adequação)						**70.893**	**48.248**	**6.297**	**26.773**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*3,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*3,0*						
3° TF 500/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ		2026	3,0	1,0	9550,20	28.651	19.499	2.545	10.820
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9522,36	9.522	6.481	846	3.596
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	4552,72	4.553	3.099	404	1.719
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
MIG-A		2026	1,0	1,0	4730,58	4.731	3.220	420	1.787
SE 500/345 kV ITABIRITO 2 (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500/345 kV SANTOS DUMONT 2 | Novo pátio 500kV (Ampliação/Adequação)						**106.827**	**72.705**	**9.489**	**40.343**
1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 250 MVA 1Φ		2026	4,0	1,0	12243,74	48.975	33.332	4.350	18.496
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9522,36	9.522	6.481	846	3.596
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7580,87	7.581	5.159	673	2.863
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7135,34	7.135	4.856	634	2.695
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	19702,84	19.703	13.409	1.750	7.441
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
MIM - 345 kV		2026	1,0	1,0	2192,30	2.192	1.492	195	828
SE 500/345 kV JAGUARA (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500/345 kV ESTREITO (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500/230 kV JAÍBA (Nova)						**223.897**	**138.312**	**19.888**	**68.934**
1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 250 MVA 1Φ		2026	7,0	1,0	12212,69	85.489	58.182	7.594	32.285
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	9522,36	19.045	12.962	1.692	7.192
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	2,0	1,0	6045,18	12.090	8.228	1.074	4.566
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
MIM - 230 kV		2026	1,0	1,0	1589,96	1.590	1.082	141	600
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	17528,58	17.529	11.930	1.557	6.620
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
3° ATF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ		2031	3,0	1,0	12212,69	36.638	16.971	3.254	4.993
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	9522,36	9.522	4.411	846	1.298
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2031	1,0	1,0	6045,18	6.045	2.800	537	824
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8767,17	8.767	4.061	779	1.195
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	2950,95	2.951	1.367	262	402
MIM - 230 kV		2031	1,0	1,0	794,98	795	368	71	108
SE 500 kV JANAÚBA 6 (Nova)						**38.635**	**26.294**	**3.432**	**14.591**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*5,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	15198,98	15.199	10.344	1.350	5.740
SE 500/345 kV JOÃO NEIVA 2 (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500/345 kV VIANA 2 (Ampliação/Adequação)						**26.597**	**18.101**	**2.363**	**10.044**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8955,01	8.955	6.095	795	3.382
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7305,58	7.306	4.972	649	2.759
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	3136,65	3.137	2.135	279	1.185
MIM - 345 kV		2026	1,0	1,0	2329,64	2.330	1.586	207	880
MIG-A		2026	1,0	1,0	4870,15	4.870	3.315	433	1.839
SE 500/345 kV VIANA 2 (Ampliação/Adequação)						**51.218**	**23.724**	**4.550**	**6.980**
3° ATF 500/345 kV, 3 x 300 MVA 1Φ		2031	3,0	1,0	11253,69	33.761	15.638	2.999	4.601
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	9709,05	9.709	4.497	862	1.323
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	7748,16	7.748	3.589	688	1.056
SE 500 kV CAPELINHA 3 (Nova)						**62.894**	**42.805**	**5.587**	**23.752**
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ		2026	4,0	1,0	4170,15	16.681	11.353	1.482	6.299
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7578,48	7.578	5.158	673	2.862
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	15198,98	15.199	10.344	1.350	5.740
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
SE 500 kV CAPELINHA 3 (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**6.552**	**1.257**	**1.928**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8767,17	8.767	4.061	779	1.195
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	2950,95	2.951	1.367	262	402
SE 500/230 kV GOVERNADOR VALADARES 6 (Ampliação/Adequação)						**25.864**	**17.603**	**2.297**	**9.768**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
SE 500/230 kV JANAÚBA 3 (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500 kV NOVA PONTE 3 (Nova)						**94.855**	**64.557**	**8.426**	**35.822**
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	3,0	1,0	8767,17	26.302	17.900	2.336	9.933
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ		2026	7,0	1,0	4170,15	29.191	19.867	2.593	11.024
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	7578,48	15.157	10.316	1.346	5.724
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	8852,86	8.853	6.025	786	3.343
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	15352,47	15.352	10.449	1.364	5.798
SE 500 kV NOVA PONTE 3 (Ampliação/Adequação)						**25.864**	**11.980**	**2.297**	**3.525**
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*3,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	2,0	1,0	8767,17	17.534	8.122	1.558	2.389
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	5901,91	5.902	2.734	524	804
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
SE 500/345 kV PIRAPORA 2 (Ampliação/Adequação)						**25.864**	**17.603**	**2.297**	**9.768**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
SE 500/345 kV BURITIZEIRO 3 (Nova)						**168.786**	**114.873**	**14.993**	**63.742**
1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 200 MVA 1Φ		2026	4,0	1,0	11215,66	44.863	30.533	3.985	16.942
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9522,36	9.522	6.481	846	3.596
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7580,87	7.581	5.159	673	2.863
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	5,0	1,0	8767,17	43.836	29.834	3.894	16.555
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	3,0	1,0	7135,34	21.406	14.569	1.901	8.084
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*8,0*						
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*6,0*						
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	20246,24	20.246	13.779	1.798	7.646
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	14754,77	14.755	10.042	1.311	5.572
MIM - 345 kV		2026	1,0	1,0	6576,89	6.577	4.476	584	2.484
SE 500/138 kV SÃO GONÇALO DO PARÁ (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500/345 kV SÃO GOTARDO 2 (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500/345 kV PRESIDENTE JUSCELINO (Ampliação/Adequação)						**25.864**	**17.603**	**2.297**	**9.768**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
SE 500/345 kV VESPASIANO 2 (Ampliação/Adequação)						**25.864**	**17.603**	**2.297**	**9.768**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
SE 500/440 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)						**99.174**	**45.937**	**8.809**	**13.515**
3° ATF 500/440 kV, 3 x 400 MVA 1Φ		2031	3,0	1,0	16120,98	48.363	22.401	4.296	6.591
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8767,17	8.767	4.061	779	1.195
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8767,17	8.767	4.061	779	1.195
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	9522,36	9.522	4.411	846	1.298
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	9522,36	9.522	4.411	846	1.298
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	5901,91	5.902	2.734	524	804
MIM - 440 kV		2031	1,0	1,0	5901,91	5.902	2.734	524	804
SE 345/138 kV VIANA (Ampliação/Adequação)						**11.703**	**7.965**	**1.040**	**4.419**
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7135,34	7.135	4.856	634	2.695
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2374,87	2.375	1.616	211	897
MIM - 345 kV		2026	1,0	1,0	2192,30	2.192	1.492	195	828
SE 500/345 kV RIO NOVO DO SUL (Ampliação/Adequação)						**87.030**	**40.312**	**7.731**	**11.860**
2° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 350 MVA 1Φ		2031	4,0	1,0	11961,45	47.846	22.162	4.250	6.520
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	9709,05	9.709	4.497	862	1.323

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	7748,16	7.748	3.589	688	1.056
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8955,01	8.955	4.148	795	1.220
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	7305,58	7.306	3.384	649	996
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	3136,65	3.137	1.453	279	427
MIM - 345 kV		2031	1,0	1,0	2329,64	2.330	1.079	207	317
SE 500/138 kV MORRO AGUDO (Ampliação/Adequação)						**51.471**	**35.030**	**4.572**	**19.438**
3° ATF 500/138 kV, 3 x 133,33 MVA 1Φ		2026	3,0	1,0	8155,93	24.468	16.652	2.173	9.240
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9709,05	9.709	6.608	862	3.667
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	4666,17	4.666	3.176	414	1.762
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8955,01	8.955	6.095	795	3.382
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	3136,65	3.137	2.135	279	1.185
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	536,03	536	365	48	202
SE 500 kV ARINOS (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**6.552**	**1.257**	**1.928**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8767,17	8.767	4.061	779	1.195
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	2950,95	2.951	1.367	262	402
SE 500/345 kV LEOPOLDINA 2 | Novo pátio 500kV (Ampliação/Adequação)						**25.864**	**11.980**	**2.297**	**3.525**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	2,0	1,0	8767,17	17.534	8.122	1.558	2.389
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	5901,91	5.902	2.734	524	804
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
SE 500 kV TERMINAL RIO (Ampliação/Adequação)						**25.864**	**11.980**	**2.297**	**3.525**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	2,0	1,0	8767,17	17.534	8.122	1.558	2.389
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	5901,91	5.902	2.734	524	804
SE 500 kV MARIMBONDO (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**6.552**	**1.257**	**1.928**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8767,17	8.767	4.061	779	1.195
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	2950,95	2.951	1.367	262	402
SE 500/345 kV CAMPINAS (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**6.552**	**1.257**	**1.928**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8767,17	8.767	4.061	779	1.195

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	2950,95	2.951	1.367	262	402
SE 500 kV JANAÚBA 6 (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**6.552**	**1.257**	**1.928**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8767,17	8.767	4.061	779	1.195
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	2950,95	2.951	1.367	262	402
SE 500/345 kV PRESIDENTE JUSCELINO (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**6.552**	**1.257**	**1.928**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8767,17	8.767	4.061	779	1.195
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	2950,95	2.951	1.367	262	402
SE 500 kV BURITIZEIRO 3 (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**6.552**	**1.257**	**1.928**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8767,17	8.767	4.061	779	1.195
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	2950,95	2.951	1.367	262	402
SE 500/138 kV SÃO GONÇALO DO PARÁ (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**6.552**	**1.257**	**1.928**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8767,17	8.767	4.061	779	1.195
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	2950,95	2.951	1.367	262	402
SECC LT 500 kV ITUMBIARA - NOVA PONTE, C1, NA SE NOVA PONTE 3 (Nova)						**47.793**	**22.138**	**4.245**	**6.513**
Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (RAIL), 13 km		2031	13,0	1,0	2392,07	31.097	14.404	2.762	4.238
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2031	2,0	1,0	8348,25	16.697	7.734	1.483	2.275
SE 440/138 kV ARARAQUARA (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 440 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SECC LT 500 kV BOM DESPACHO 3 - OURO PRETO, C1, NA SE SÃO GONÇALO DO PARÁ (Nova)						**32.858**	**22.362**	**2.919**	**12.409**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,6 km		2026	0,6	1,0	1498,20	899	612	80	339
Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,6 km		2026	0,6	1,0	1498,20	899	612	80	339
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	3136,65	3.137	2.135	279	1.185
MIG-A		2026	1,0	1,0	2459,51	2.460	1.674	218	929
SECC LT 345 kV ITUTINGA - JUIZ DE FORA 1, C1, NA SE SANTOS DUMONT 2 (Nova)						**28.597**	**19.463**	**2.540**	**10.800**
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 900 MCM (RUDDY), 9 km		2026	9,0	1,0	1702,78	15.325	10.430	1.361	5.788
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	6635,98	13.272	9.033	1.179	5.012
SECC LT 345 kV PIRAPORA 2 - TRÊS MARIAS, C1, NA SE BURITIZEIRO 3 (Nova)						**39.968**	**27.201**	**3.550**	**15.094**
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 1113 MCM (BLUEJAY), 14,3 km		2026	14,3	1,0	1866,84	26.696	18.169	2.371	10.082
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	6635,98	13.272	9.033	1.179	5.012
SECC LT 345 kV PIRAPORA 2 - VÁRZEA DA PALMA, C1, NA SE BURITIZEIRO 3 (Nova)						**70.145**	**47.739**	**6.231**	**26.490**
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	6635,98	13.272	9.033	1.179	5.012
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 900 MCM (RUDDY), 33,4 km		2026	33,4	1,0	1702,78	56.873	38.707	5.052	21.478
SE 138 kV MONTES CLAROS 5 (Nova)						**12.783,00**	**8.699,90**	**1.135,48**	**4.827,53**
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			*3,0*						
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	3742,44	3.742,44	2.547,04	332,43	1.413,34
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	8504,53	8.504,53	5.788,04	755,44	3.211,75
LT 138 kV MONTES CLAROS 5 - MONTES CLAROS 2, C1 E C2 (CD) | Individualização entradas de linha (Ampliação/Adequação)						**10.841,84**	**7.378,77**	**963,05**	**4.094,44**
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 0,3 km		2026	0,3	1,0	385,59	115,68	78,73	10,28	43,69
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BS	Montes Claros 5	2026	1,0	1,0	4664,06	4.664,06	3.174,28	414,30	1.761,39
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Montes Claros 2	2026	1,0	1,0	4990,04	4.990,04	3.396,14	443,25	1.884,50
MIM - 138 kV	Montes Claros 2	2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
MIM - 138 kV	Montes Claros 5	2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
LT 138 kV MONTES CLAROS 1 - MONTES CLAROS 5, C1 | LD subterrânea - 300 MVA (Nova)						**16.192,73**	**11.020,50**	**1.438,36**	**6.115,22**
LD subterrânea, 138 kV - 1,3 km		2026	1,3	1,0	8455,88	10.992,64	7.481,41	976,45	4.151,40
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BS	Montes Claros 5	2026	1,0	1,0	4664,06	4.664,06	3.174,28	414,30	1.761,39
MIM - 138 kV	Montes Claros 5	2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
SE 138 kV FRANCISCO SÁ 5 (Nova)						**12.783,00**	**8.699,90**	**1.135,48**	**4.827,53**
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			*3,0*						
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	3742,44	3.742,44	2.547,04	332,43	1.413,34
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	8504,53	8.504,53	5.788,04	755,44	3.211,75

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SECC LT 138 kV FRANCISCO SÁ 2 - FRANCISCO SÁ 4, C1, NA SE FRANCISCO SÁ 5 (Nova)						**10.686,75**	**7.273,22**	**949,28**	**4.035,87**
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 0,5 km		2026	0,5	1,0	573,15	286,58	195,04	25,46	108,23
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BS		2026	2,0	1,0	4664,06	9.328,12	6.348,56	828,59	3.522,79
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	1072,05	1.072,05	729,62	95,23	404,86
LT 138 kV FRANCISCO SÁ 5 - MONTES CLAROS 2, C1 (Nova)						**35.990,60**	**24.494,60**	**3.196,95**	**13.591,93**
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 55 km		2026	55,0	1,0	456,39	25.101,45	17.083,63	2.229,70	9.479,62
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Francisco Sá 5	2026	1,0	1,0	4827,05	4.827,05	3.285,21	428,77	1.822,95
MIM - 138 kV	Francisco Sá 5	2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Montes Claros 2	2026	1,0	1,0	4990,04	4.990,04	3.396,14	443,25	1.884,50
MIM - 138 kV	Montes Claros 2	2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
LT 138 kV JANAÚBA 3 - JANAÚBA 1, C1 | Recapacitação para 150 MVA (Ampliação/Adequação)						**3.160,16**	**2.150,75**	**280,71**	**1.193,44**
Recapacitação da LD, 16 km		2026	16,0	1,0	197,51	3.160,16	2.150,75	280,71	1.193,44
SE 345/138 kV MONTES CLAROS 2 | Substituição transformação 345/138 kV (Ampliação/Adequação)						**61.179,27**	**41.637,58**	**5.434,40**	**23.104,49**
1° e 2° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 125 MVA 1Φ		2026	7,0	1,0	7973,44	55.814,08	37.986,13	4.957,82	21.078,31
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	4829,16	4.829,16	3.286,65	428,96	1.823,74
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43

19.3.1.4 Plano de Obras – Alternativa 3 – Pós Relatórios Complementares

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						13.960.689	**8.131.197**	**1.240.092**	**3.750.879**
LT 440 kV ARARAQUARA 2 - ARARAQUARA, C3 (Nova)						**59.643**	**40.592**	**5.298**	**22.524**
Circuito Simples 440 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 11 km		2026	11,0	1,0	1.552,95	17.082	11.626	1.517	6.451
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2026	1,0	1,0	8.348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM	Araraquara	2026	1,0	1,0	8.348,25	8.348	5.682	742	3.153
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM	Araraquara	2026	1,0	1,0	8.767,17	8.767	5.967	779	3.311
MIM - 440 kV	Araraquara	2026	1,0	1,0	2.950,95	2.951	2.008	262	1.114
MIG-A	Araraquara	2026	1,0	1,0	2.427,97	2.428	1.652	216	917
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2026	1,0	1,0	8.767,17	8.767	5.967	779	3.311
MIM - 440 kV	Araraquara 2	2026	1,0	1,0	2.950,95	2.951	2.008	262	1.114
LT 500 kV ARINOS 2 - PARACATU 4, C1 (Nova)						**427.810**	**291.160**	**38.001**	**161.563**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 214 km		2026	214,0	1,0	1.635,04	349.899	238.135	31.081	132.140
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2026	1,0	1,0	2.521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2026	1,0	1,0	2.521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 24,5 Mvar 1Φ	Arinos 2	2026	4,0	1,0	3.788,61	15.154	10.314	1.346	5.723
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 24,5 Mvar 1Φ	Paracatu 4	2026	4,0	1,0	3.788,61	15.154	10.314	1.346	5.723
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2026	1,0	1,0	8.348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2026	1,0	1,0	8.348,25	8.348	5.682	742	3.153
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2026	1,0	1,0	8.767,17	8.767	5.967	779	3.311
MIM - 500 kV	Arinos 2	2026	1,0	1,0	2.950,95	2.951	2.008	262	1.114
MIG-A	Arinos 2	2026	1,0	1,0	2.427,97	2.428	1.652	216	917
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2026	1,0	1,0	8.767,17	8.767	5.967	779	3.311
MIM - 500 kV	Paracatu 4	2026	1,0	1,0	2.950,95	2.951	2.008	262	1.114
LT 500 kV ARINOS 2 - PARACATU 4, C2 (Nova)						**420.233**	**194.649**	**37.328**	**57.267**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 214 km		2031	214,0	1,0	1.635,04	349.899	162.071	31.081	47.682
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2031	1,0	1,0	2.521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2031	1,0	1,0	2.521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 24,5 Mvar 1Φ	Arinos 2	2031	3,0	1,0	3.788,61	11.366	5.265	1.010	1.549
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 24,5 Mvar 1Φ	Arinos 2	2031	3,0	1,0	3.788,61	11.366	5.265	1.010	1.549
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2031	1,0	1,0	8.348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2031	1,0	1,0	8.348,25	8.348	3.867	742	1.138
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2031	1,0	1,0	8.767,17	8.767	4.061	779	1.195
MIM - 500 kV	Arinos 2	2031	1,0	1,0	2.950,95	2.951	1.367	262	402
MIG-A	Arinos 2	2031	1,0	1,0	2.427,97	2.428	1.125	216	331
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2031	1,0	1,0	8.767,17	8.767	4.061	779	1.195
MIM - 500 kV	Paracatu 4	2031	1,0	1,0	2.950,95	2.951	1.367	262	402
LT 500 kV GOVERNADOR VALADARES 6 - LEOPOLDINA, C1 E C2 (CD) (Nova)						**959.543**	**444.454**	**85.234**	**130.762**

Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 305,4 km		2031	305,4	1,0	2.816,23	860.077	398.382	76.398	117.207
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 36,67 Mvar 1Φ	Governador Valadares 6	2031	7,0	1,0	3.999,20	27.994	12.967	2.487	3.815
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 36,67 Mvar 1Φ	Leopoldina	2031	7,0	1,0	3.999,20	27.994	12.967	2.487	3.815
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Governador Valadares 6	2031	2,0	1,0	8.348,25	16.697	7.734	1.483	2.275
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Leopoldina	2031	2,0	1,0	8.348,25	16.697	7.734	1.483	2.275
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Governador Valadares 6	2031	2,0	1,0	2.521,04	5.042	2.335	448	687
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Leopoldina	2031	2,0	1,0	2.521,04	5.042	2.335	448	687
LT 500 kV ITABIRITO 2 - SANTOS DUMONT 2, C1 (Nova)						**274.736**	**186.981**	**24.404**	**103.755**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 142 km		2026	142,0	1,0	1.635,04	232.176	158.015	20.624	87.682
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itabirito 2	2026	1,0	1,0	8.348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Santos Dumont 2	2026	1,0	1,0	8.348,25	8.348	5.682	742	3.153
MIG-A	Itabirito 2	2026	1,0	1,0	2.427,97	2.428	1.652	216	917
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itabirito 2	2026	1,0	1,0	8.767,17	8.767	5.967	779	3.311
MIM - 500 kV	Itabirito 2	2026	1,0	1,0	2.950,95	2.951	2.008	262	1.114
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Santos Dumont 2	2026	1,0	1,0	8.767,17	8.767	5.967	779	3.311
MIM - 500 kV	Santos Dumont 2	2026	1,0	1,0	2.950,95	2.951	2.008	262	1.114
LT 500 kV JAGUARA - ESTREITO, C2 (Nova)						**125.200**	**85.209**	**11.121**	**47.282**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 45,4 km		2026	45,4	1,0	1.635,04	74.231	50.520	6.594	28.033
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo BDDD	Jaguara	2026	2,0	1,0	10.072,51	20.145	13.710	1.789	7.608
MIM - 500 kV	Jaguara	2026	1,0	1,0	5.901,91	5.902	4.017	524	2.229
MIG-A	Jaguara	2026	1,0	1,0	2.427,97	2.428	1.652	216	917
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Estreito	2026	1,0	1,0	8.348,25	8.348	5.682	742	3.153
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Estreito	2026	1,0	1,0	8.767,17	8.767	5.967	779	3.311
MIM - 500 kV	Estreito	2026	1,0	1,0	2.950,95	2.951	2.008	262	1.114
MIG-A	Estreito	2026	1,0	1,0	2.427,97	2.428	1.652	216	917
LT 500 kV JAÍBA - JANAÚBA 6, C1 e C2 (CD) (Nova)						**340.362**	**231.645**	**30.233**	**128.538**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 109 km		2026	109,0	1,0	2.816,23	306.969	208.918	27.267	115.928
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Jaíba	2026	2,0	1,0	8.348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2026	2,0	1,0	8.348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
LT 500 kV JOÃO NEIVA 2 - VIANA 2, C1 (CS) (Nova)						**178.859**	**121.728**	**15.888**	**67.546**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 77,5 km		2026	77,5	1,0	1.878,56	145.588	99.085	12.932	54.982
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	João Neiva 2	2026	1,0	1,0	8.348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Viana 2	2026	1,0	1,0	8.348,25	8.348	5.682	742	3.153
MIG-A	João Neiva 2	2026	1,0	1,0	2.427,97	2.428	1.652	216	917
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Viana 2	2026	1,0	1,0	8.767,17	8.767	5.967	779	3.311
MIM - 500 kV	Viana 2	2026	1,0	1,0	2.950,95	2.951	2.008	262	1.114
MIG-A	Viana 2	2026	1,0	1,0	2.427,97	2.428	1.652	216	917
LT 500 kV LEOPOLDINA - TERMINAL RIO, C1 E C2 (CD) (Nova)						**627.497**	**290.653**	**55.739**	**85.512**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 180,3 km		2031	180,3	1,0	2.816,23	507.766	235.194	45.104	69.196
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Leopoldina	2031	2,0	1,0	8.348,25	16.697	7.734	1.483	2.275
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2031	2,0	1,0	8.348,25	16.697	7.734	1.483	2.275
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Leopoldina	2031	2,0	1,0	2.521,04	5.042	2.335	448	687
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2031	2,0	1,0	2.521,04	5.042	2.335	448	687

Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 16,67 Mvar 1Φ	Leopoldina	2031	7,0	1,0	3.599,25	25.195	11.670	2.238	3.433
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 16,67 Mvar 1Φ	Terminal Rio	2031	7,0	1,0	3.599,25	25.195	11.670	2.238	3.433
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2031	2,0	1,0	8.767,17	17.534	8.122	1.558	2.389
MIM - 500 kV	Terminal Rio	2031	1,0	1,0	5.901,91	5.902	2.734	524	804
MIG-A	Terminal Rio	2031	1,0	1,0	2.427,97	2.428	1.125	216	331
LT 500 kV MARIMBONDO 2 - CAMPINAS, C1 (Nova)						**786.455**	**364.281**	**69.859**	**107.174**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 373 km		2031	373,0	1,0	1.878,56	700.703	324.561	62.242	95.488
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2031	1,0	1,0	8.348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2031	1,0	1,0	8.348,25	8.348	3.867	742	1.138
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2031	1,0	1,0	2.521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2031	1,0	1,0	2.521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 82,67 Mvar 1Φ	Marimbondo 2	2031	4,0	1,0	4.465,13	17.861	8.273	1.587	2.434
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 82,67 Mvar 1Φ	Campinas	2031	4,0	1,0	4.465,13	17.861	8.273	1.587	2.434
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2031	1,0	1,0	8.767,17	8.767	4.061	779	1.195
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2031	1,0	1,0	8.767,17	8.767	4.061	779	1.195
MIG-A	Campinas	2031	1,0	1,0	2.427,97	2.428	1.125	216	331
MIG-A	Marimbondo 2	2031	1,0	1,0	2.427,97	2.428	1.125	216	331
MIM - 500 kV	Marimbondo 2	2031	1,0	1,0	2.950,95	2.951	1.367	262	402
MIM - 500 kV	Campinas	2031	1,0	1,0	2.950,95	2.951	1.367	262	402
LT 500 kV JANAÚBA 6 - JANAÚBA 3, C1 e C2 (CD) (Nova)						**159.735**	**108.713**	**14.189**	**60.324**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 44 km		2026	44,0	1,0	2.816,23	123.914	84.334	11.007	46.796
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2026	2,0	1,0	8.348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 3	2026	2	1,0	8.348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
MIG-A	Janaúba 3	2026	1	1,0	2.427,97	2.428	1.652	216	917
LT 500 kV JANAÚBA 6 - CAPELINHA 3, C1 (Nova)						**484.902**	**330.016**	**43.073**	**183.124**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 232,9 km		2026	232,9	1,0	1.878,56	437.517	297.766	38.863	165.229
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2026	1,0	1,0	8.348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2026	1,0	1,0	8.348,25	8.348	5.682	742	3.153
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2026	1,0	1,0	2.521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2026	1,0	1,0	2.521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ	Janaúba 6	2026	3,0	1,0	4.274,50	12.824	8.727	1.139	4.843
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ	Capelinha 3	2026	3,0	1,0	4.274,50	12.824	8.727	1.139	4.843
LT 500 kV JANAÚBA 6 - CAPELINHA 3, C2 (Nova)						**499.048**	**339.644**	**44.329**	**188.467**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 232,9 km		2026	232,9	1,0	1.878,56	437.517	297.766	38.863	165.229
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2026	1,0	1,0	8.348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2026	1,0	1,0	8.348,25	8.348	5.682	742	3.153
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2026	1,0	1,0	2.521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2026	1,0	1,0	2.521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ	Janaúba 6	2026	3,0	1,0	4.274,50	12.824	8.727	1.139	4.843
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ	Capelinha 3	2026	3,0	1,0	4.274,50	12.824	8.727	1.139	4.843
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2026	1,0	1,0	8.767,17	8.767	5.967	779	3.311
MIM - 500 kV	Janaúba 6	2026	1,0	1,0	2.950,95	2.951	2.008	262	1.114
MIG-A	Janaúba 6	2026	1,0	1,0	2.427,97	2.428	1.652	216	917

LT 500 kV CAPELINHA 3 - GOVERNADOR VALADARES 6, C1 (Nova)						**331.071**	**225.321**	**29.408**	**125.030**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 141 km		2026	141,0	1,0	1.878,56	264.877	180.271	23.528	100.031
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Governador Valadares 6	2026	1,0	1,0	8.348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2026	1,0	1,0	8.348,25	8.348	5.682	742	3.153
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Governador Valadares 6	2026	1,0	1,0	2.521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2026	1,0	1,0	2.521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 24,5 Mvar 1Φ	Governador Valadares 6	2026	4,0	1,0	3.788,61	15.154	10.314	1.346	5.723
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 24,5 Mvar 1Φ	Capelinha 3	2026	4,0	1,0	3.788,61	15.154	10.314	1.346	5.723
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Governador Valadares 6	2026	1,0	1,0	8.767,17	8.767	5.967	779	3.311
MIM - 500 kV	Governador Valadares 6	2026	1,0	1,0	2.950,95	2.951	2.008	262	1.114
MIG-A	Governador Valadares 6	2026	1,0	1,0	2.427,97	2.428	1.652	216	917
LT 500 kV CAPELINHA 3 - GOVERNADOR VALADARES 6, C2 (Nova)						**337.639**	**229.792**	**29.992**	**127.510**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 141 km		2026	141,0	1,0	1.878,56	264.877	180.271	23.528	100.031
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Governador Valadares 6	2026	1,0	1,0	8.348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2026	1,0	1,0	8.348,25	8.348	5.682	742	3.153
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Governador Valadares 6	2026	1,0	1,0	2.521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2026	1,0	1,0	2.521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 24,5 Mvar 1Φ	Governador Valadares 6	2026	3,0	1,0	3.788,61	11.366	7.735	1.010	4.292
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 24,5 Mvar 1Φ	Capelinha 3	2026	3,0	1,0	3.788,61	11.366	7.735	1.010	4.292
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Governador Valadares 6	2026	1,0	1,0	8.767,17	8.767	5.967	779	3.311
MIM - 500 kV	Governador Valadares 6	2026	1,0	1,0	2.950,95	2.951	2.008	262	1.114
MIG-A	Governador Valadares 6	2026	1,0	1,0	2.427,97	2.428	1.652	216	917
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2026	1,0	1,0	8.767,17	8.767	5.967	779	3.311
MIM - 500 kV	Capelinha 3	2026	1,0	1,0	2.950,95	2.951	2.008	262	1.114
MIG-A	Capelinha 3	2026	1,0	1,0	2.427,97	2.428	1.652	216	917
LT 500 kV JANAÚBA 6 - PRESIDENTE JUSCELINO, C1 (Nova)						**656.990**	**304.313**	**58.359**	**89.531**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 310,3 km		2031	310,3	1,0	1.878,56	582.917	270.003	51.779	79.437
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Juscelino	2031	1,0	1,0	8.348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2031	1,0	1,0	8.348,25	8.348	3.867	742	1.138
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Juscelino	2031	1,0	1,0	2.521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2031	1,0	1,0	2.521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,33 Mvar 1Φ	Presidente Juscelino	2031	4,0	1,0	4.469,98	17.880	8.282	1.588	2.437
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,33 Mvar 1Φ	Janaúba 6	2031	4,0	1,0	4.469,98	17.880	8.282	1.588	2.437
MIG-A	Presidente Juscelino	2031	1,0	1,0	2.427,97	2.428	1.125	216	331
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2031	1,0	1,0	8.767,17	8.767	4.061	779	1.195
MIM - 500 kV	Janaúba 6	2031	1,0	1,0	2.950,95	2.951	1.367	262	402
MIG-A	Janaúba 6	2031	1,0	1,0	2.427,97	2.428	1.125	216	331
LT 500 kV PARACATU 4 - NOVA PONTE 3, C1 (Nova)						**607.956**	**413.765**	**54.003**	**229.596**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 292 km		2026	292,0	1,0	1.878,56	548.540	373.327	48.725	207.157
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2026	1,0	1,0	2.521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2026	1,0	1,0	2.521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ	Paracatu 4	2026	4,0	1,0	4.406,23	17.625	11.995	1.566	6.656
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2026	4,0	1,0	4.406,23	17.625	11.995	1.566	6.656
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2026	1,0	1,0	8.348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2026	1,0	1,0	8.348,25	8.348	5.682	742	3.153

MIG-A	Paracatu 4	2026	1,0	1,0	2.427,97	2.428	1.652	216	917
LT 500 kV PARACATU 4 - NOVA PONTE 3, C2 (Nova)						**613.290**	**284.072**	**54.477**	**83.576**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 292 km		2031	292,0	1,0	1.878,56	548.540	254.080	48.725	74.752
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2031	1,0	1,0	2.521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2031	1,0	1,0	2.521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	Paracatu 4	2031	3,0	1,0	4.406,23	13.219	6.123	1.174	1.801
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2031	3,0	1,0	4.406,23	13.219	6.123	1.174	1.801
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2031	1,0	1,0	8.348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2031	1,0	1,0	8.348,25	8.348	3.867	742	1.138
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2031	1,0	1,0	8.767,17	8.767	4.061	779	1.195
MIM - 500 kV	Nova Ponte 3	2031	1,0	1,0	2.950,95	2.951	1.367	262	402
MIG-A	Paracatu 4	2031	1,0	1,0	2.427,97	2.428	1.125	216	331
MIG-A	Nova Ponte 3	2031	1,0	1,0	2.427,97	2.428	1.125	216	331
LT 500 kV PIRAPORA 2 - BURITIZEIRO 3, C1 e C2 (CD) (Nova)						**149.759**	**101.923**	**13.303**	**56.557**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 35,1 km		2026	35,1	1,0	2.816,23	98.850	67.275	8.781	37.331
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Pirapora 2	2026	2,0	1,0	8.348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2026	1,0	1,0	8.348,25	8.348	5.682	742	3.153
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Pirapora 2	2026	2,0	1,0	8.767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
MIM - 500 kV	Pirapora 2	2026	1,0	1,0	5.901,91	5.902	4.017	524	2.229
MIG-A	Pirapora 2	2026	1,0	1,0	2.427,97	2.428	1.652	216	917
LT 500 kV BURITIZEIRO 3 - SÃO GONÇALO DO PARÁ, C1 (Nova)						**718.548**	**489.032**	**63.827**	**271.361**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 351,5 km		2026	351,5	1,0	1.878,56	660.314	449.399	58.654	249.369
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2026	1,0	1,0	8.348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2026	1,0	1,0	8.348,25	8.348	5.682	742	3.153
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2026	1,0	1,0	2.521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2026	1,0	1,0	2.521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,33 Mvar 1Φ	São Gonçalo do Pará	2026	4,0	1,0	4.469,98	17.880	12.169	1.588	6.752
Reator de Linha Fixo 500 kV, 1 x 83,33 Mvar 1Φ	Buritizeiro 3	2026	1,0	1,0	4.469,98	4.470	3.042	397	1.688
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2026	1,0	1,0	8.767,17	8.767	5.967	779	3.311
MIM - 500 kV	São Gonçalo do Pará	2026	1,0	1,0	2.950,95	2.951	2.008	262	1.114
MIG-A	São Gonçalo do Pará	2026	1,0	1,0	2.427,97	2.428	1.652	216	917
LT 500 kV BURITIZEIRO 3 - SÃO GONÇALO DO PARÁ, C2 (Nova)						**725.446**	**336.022**	**64.440**	**98.860**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 351,5 km		2031	351,5	1,0	1.878,56	660.314	305.853	58.654	89.984
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2031	1,0	1,0	8.348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2031	1,0	1,0	8.348,25	8.348	3.867	742	1.138
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2031	1,0	1,0	2.521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2031	1,0	1,0	2.521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 83,33 Mvar 1Φ	Buritizeiro 3	2031	3,0	1,0	4.469,98	13.410	6.211	1.191	1.827
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 83,33 Mvar 1Φ	São Gonçalo do Pará	2031	3,0	1,0	4.469,98	13.410	6.211	1.191	1.827
MIG-A	São Gonçalo do Pará	2031	1,0	1,0	2.427,97	2.428	1.125	216	331
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2031	1,0	1,0	8.767,17	8.767	4.061	779	1.195
MIM - 500 kV	São Gonçalo do Pará	2031	1,0	1,0	2.950,95	2.951	1.367	262	402
MIG-A	Buritizeiro 3	2031	1,0	1,0	2.427,97	2.428	1.125	216	331

LT 500 kV BURITIZEIRO 3 - SÃO GOTARDO 2, C1 (Nova)						**500.810**	**340.843**	**44.486**	**189.132**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 237,8 km		2026	237,8	1,0	1.878,56	446.722	304.031	39.681	168.705
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	São Gotardo 2	2026	1,0	1,0	2.521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2026	1,0	1,0	2.521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	São Gotardo 2	2026	4,0	1,0	4.274,50	17.098	11.637	1.519	6.457
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ	Buritizeiro 3	2026	3,0	1,0	4.274,50	12.824	8.727	1.139	4.843
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2026	1,0	1,0	8.348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	São Gotardo 2	2026	1,0	1,0	8.348,25	8.348	5.682	742	3.153
MIG-A	São Gotardo 2	2026	1,0	1,0	2.427,97	2.428	1.652	216	917
LT 500 kV PRESIDENTE JUSCELINO - VESPASIANO 2, C1 E C2 (CD) (Nova)						**470.712**	**320.359**	**41.812**	**177.765**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 149,4 km		2026	149,4	1,0	2.816,23	420.745	286.352	37.374	158.895
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Juscelino	2026	2,0	1,0	8.348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Vespasiano 2	2026	2,0	1,0	8.348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
MIG-A	Presidente Juscelino	2026	1,0	1,0	2.427,97	2.428	1.652	216	917
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Vespasiano 2	2026	1,0	1,0	8.767,17	8.767	5.967	779	3.311
MIM - 500 kV	Vespasiano 2	2026	1,0	1,0	2.950,95	2.951	2.008	262	1.114
MIG-A	Vespasiano 2	2026	1,0	1,0	2.427,97	2.428	1.652	216	917
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - ARARAQUARA 2, C1 (Nova)						**636.134**	**432.942**	**56.506**	**240.238**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 307 km		2026	307,0	1,0	1.878,56	576.718	392.505	51.228	217.799
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2026	1,0	1,0	2.521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2026	1,0	1,0	2.521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2026	4,0	1,0	4.406,23	17.625	11.995	1.566	6.656
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ	Araraquara 2	2026	4,0	1,0	4.406,23	17.625	11.995	1.566	6.656
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2026	1,0	1,0	8.348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2026	1,0	1,0	8.348,25	8.348	5.682	742	3.153
MIG-A	Araraquara 2	2026	1,0	1,0	2.427,97	2.428	1.652	216	917
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - ARARAQUARA 2, C2 (Nova)						**639.040**	**295.999**	**56.764**	**87.085**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 307 km		2031	307,0	1,0	1.878,56	576.718	267.132	51.228	78.592
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2031	1,0	1,0	2.521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2031	1,0	1,0	2.521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2031	3,0	1,0	4.406,23	13.219	6.123	1.174	1.801
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	Araraquara 2	2031	3,0	1,0	4.406,23	13.219	6.123	1.174	1.801
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2031	1,0	1,0	8.348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2031	1,0	1,0	8.348,25	8.348	3.867	742	1.138
MIG-A	Araraquara 2	2031	1,0	1,0	2.427,97	2.428	1.125	216	331
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2031	1,0	1,0	8.767,17	8.767	4.061	779	1.195
MIM - 500 kV	Araraquara 2	2031	1,0	1,0	2.950,95	2.951	1.367	262	402
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - RIBEIRÃO PRETO, C1 (Nova)						**490.838**	**227.353**	**43.600**	**66.889**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 222,9 km		2031	222,9	1,0	1.878,56	418.731	193.953	37.195	57.063
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2031	1,0	1,0	2.521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2031	1,0	1,0	2.521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2031	4,0	1,0	4.224,34	16.897	7.827	1.501	2.303
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ	Ribeirão Preto	2031	4,0	1,0	4.224,34	16.897	7.827	1.501	2.303
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2031	1,0	1,0	8.348,25	8.348	3.867	742	1.138

EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2031	1,0	1,0	8.348,25	8.348	3.867	742	1.138
MIG-A	Ribeirão Preto	2031	1,0	1,0	2.427,97	2.428	1.125	216	331
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2031	1,0	1,0	8.767,17	8.767	4.061	779	1.195
MIM - 500 kV	Nova Ponte 3	2031	1,0	1,0	2.950,95	2.951	1.367	262	402
MIG-A	Nova Ponte 3	2031	1,0	1,0	2.427,97	2.428	1.125	216	331
LT 345 kV VIANA 2 - VIANA, C3 (Nova)						**41.516**	**28.255**	**3.688**	**15.678**
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 7 km		2026	7,0	1,0	1.030,50	7.214	4.909	641	2.724
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Viana 2	2026	1,0	1,0	6.635,98	6.636	4.516	589	2.506
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Viana	2026	1,0	1,0	6.635,98	6.636	4.516	589	2.506
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	Viana 2	2026	1,0	1,0	7.135,34	7.135	4.856	634	2.695
MIM - 345 kV	Viana 2	2026	1,0	1,0	2.192,30	2.192	1.492	195	828
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	Viana	2026	1,0	1,0	7.135,34	7.135	4.856	634	2.695
MIM - 345 kV	Viana	2026	1,0	1,0	2.192,30	2.192	1.492	195	828
MIG-A	Viana	2026	1,0	1,0	2.374,87	2.375	1.616	211	897
SE 500/440/138 kV ARARAQUARA 2 (Ampliação/Adequação)						**80.129**	**54.535**	**7.118**	**30.261**
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8.767,17	8.767	5.967	779	3.311
4º ATF 500/440 kV, 3 x 416,67 MVA 1Φ		2026	3,0	1,0	16.455,44	49.366	33.598	4.385	18.643
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9.522,36	9.522	6.481	846	3.596
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9.522,36	9.522	6.481	846	3.596
MIM - 440 kV		2026	1,0	1,0	2.950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500/230/138 kV PARACATU 4 (Ampliação/Adequação)						**55.115**	**37.510**	**4.896**	**20.814**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8.767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*3,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*3,0*						
3° TF 500/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ		2026	3,0	1,0	9.550,20	28.651	19.499	2.545	10.820
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	4.712,82	4.713	3.207	419	1.780
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9.522,36	9.522	6.481	846	3.596
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2.950,95	2.951	2.008	262	1.114
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	510,92	511	348	45	193
SE 500/345 kV SANTOS DUMONT 2 | Novo pátio 500kV (Ampliação/Adequação)						**106.827**	**72.705**	**9.489**	**40.343**
1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 250 MVA 1Φ		2026	4,0	1,0	12.243,74	48.975	33.332	4.350	18.496
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9.522,36	9.522	6.481	846	3.596
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7.580,87	7.581	5.159	673	2.863
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8.767,17	8.767	5.967	779	3.311
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7.135,34	7.135	4.856	634	2.695
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	19.702,84	19.703	13.409	1.750	7.441
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2.950,95	2.951	2.008	262	1.114
MIM - 345 kV		2026	1,0	1,0	2.192,30	2.192	1.492	195	828
SE 500/230 kV JAÍBA (Nova)						**195.061**	**132.755**	**17.327**	**73.665**
1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 250 MVA 1Φ		2026	7,0	1,0	12.212,69	85.489	58.182	7.594	32.285
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	9.522,36	19.045	12.962	1.692	7.192

CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2026	2,0	1,0	6.045,18	12.090	8.228	1.074	4.566
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2026	3,0	1,0	8.767,17	26.302	17.900	2.336	9.933
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*2,0*						
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	2026	1,0	1,0	7.578,48	7.578	5.158	673	2.862
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	2026	4,0	1,0	4.170,15	16.681	11.353	1.482	6.299
MIM - 230 kV	2026	1,0	1,0	1.589,96	1.590	1.082	141	600
MIM - 500 kV	2026	1,0	1,0	8.852,86	8.853	6.025	786	3.343
MIG (Terreno Rural)	2026	1,0	1,0	17.433,95	17.434	11.865	1.549	6.584
SE 500 kV JANAÚBA 6 (Nova)					**75.183**	**51.169**	**6.678**	**28.393**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2026	3,0	1,0	8.767,17	26.302	17.900	2.336	9.933
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*6,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		*1,0*						
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	2026	1,0	1,0	7.578,48	7.578	5.158	673	2.862
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	2026	4,0	1,0	4.274,50	17.098	11.637	1.519	6.457
MIM - 500 kV	2026	1,0	1,0	8.852,86	8.853	6.025	786	3.343
MIG (Terreno Rural)	2026	1,0	1,0	15.352,47	15.352	10.449	1.364	5.798
SE 500/345 kV VIANA 2 (Ampliação/Adequação)					**51.218**	**23.724**	**4.550**	**6.980**
3° ATF 500/345 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	2031	3,0	1,0	11.253,69	33.761	15.638	2.999	4.601
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2031	1,0	1,0	9.709,05	9.709	4.497	862	1.323
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	2031	1,0	1,0	7.748,16	7.748	3.589	688	1.056
SE 500 kV CAPELINHA 3 (Nova)					**95.585**	**65.054**	**8.491**	**36.098**
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ	2026	7,0	1,0	4.274,50	29.922	20.364	2.658	11.300
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	2026	2,0	1,0	7.578,48	15.157	10.316	1.346	5.724
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2026	3,0	1,0	8.767,17	26.302	17.900	2.336	9.933
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		*1,0*						
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*4,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*4,0*						
MIM - 500 kV	2026	1,0	1,0	8.852,86	8.853	6.025	786	3.343
MIG (Terreno Rural)	2026	1,0	1,0	15.352,47	15.352	10.449	1.364	5.798
SE 500 kV NOVA PONTE 3 (Nova)					**83.290**	**56.686**	**7.398**	**31.455**
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*7,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*5,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		*5,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2026	2,0	1,0	8.767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	2026	7,0	1,0	4.170,15	29.191	19.867	2.593	11.024
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	2026	2,0	1,0	7.578,48	15.157	10.316	1.346	5.724
MIM - 500 kV	2026	1,0	1,0	5.901,91	5.902	4.017	524	2.229
MIG (Terreno Rural)	2026	1,0	1,0	15.505,95	15.506	10.553	1.377	5.856
SE 500/345 kV BURITIZEIRO 3 (Nova)					**192.601**	**131.081**	**17.108**	**72.736**
1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 200 MVA 1Φ	2026	4,0	1,0	11.215,66	44.863	30.533	3.985	16.942
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2026	1,0	1,0	9.522,36	9.522	6.481	846	3.596
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	2026	1,0	1,0	7.580,87	7.581	5.159	673	2.863

IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2026	4,0	1,0	8.767,17	35.069	23.867	3.115	13.244
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	2026	2,0	1,0	7.135,34	14.271	9.712	1.268	5.389
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		*2,0*						
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*4,0*						
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		*4,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*2,0*						
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	2026	2,0	1,0	7.578,48	15.157	10.316	1.346	5.724
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ	2026	7,0	1,0	4.274,50	29.922	20.364	2.658	11.300
MIM - 345 kV	2026	1,0	1,0	4.384,59	4.385	2.984	389	1.656
MIM - 500 kV	2026	1,0	1,0	11.803,81	11.804	8.033	1.049	4.458
MIG (Terreno Rural)	2026	1,0	1,0	20.028,88	20.029	13.631	1.779	7.564
SE 500/440 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)					**96.746**	**44.812**	**8.594**	**13.184**
3° ATF 500/440 kV, 3 x 400 MVA 1Φ	2031	3,0	1,0	16.120,98	48.363	22.401	4.296	6.591
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2031	1,0	1,0	8.767,17	8.767	4.061	779	1.195
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM	2031	1,0	1,0	8.767,17	8.767	4.061	779	1.195
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2031	1,0	1,0	9.522,36	9.522	4.411	846	1.298
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM	2031	1,0	1,0	9.522,36	9.522	4.411	846	1.298
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*1,0*						
MIM - 500 kV	2031	1,0	1,0	5.901,91	5.902	2.734	524	804
MIM - 440 kV	2031	1,0	1,0	5.901,91	5.902	2.734	524	804
SE 500/345 kV RIO NOVO DO SUL (Ampliação/Adequação)					**74.938**	**34.711**	**6.657**	**10.212**
2° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 350 MVA 1Φ	2031	4,0	1,0	11.961,45	47.846	22.162	4.250	6.520
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2031	1,0	1,0	9.709,05	9.709	4.497	862	1.323
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	2031	1,0	1,0	7.748,16	7.748	3.589	688	1.056
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	2031	1,0	1,0	7.305,58	7.306	3.384	649	996
MIM - 345 kV	2031	1,0	1,0	2.329,64	2.330	1.079	207	317
SE 500/138 kV MORRO AGUDO (Ampliação/Adequação)					**51.471**	**35.030**	**4.572**	**19.438**
3° ATF 500/138 kV, 3 x 133,33 MVA 1Φ	2026	3,0	1,0	8.155,93	24.468	16.652	2.173	9.240
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2026	1,0	1,0	9.709,05	9.709	6.608	862	3.667
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2026	1,0	1,0	4.666,17	4.666	3.176	414	1.762
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2026	1,0	1,0	8.955,01	8.955	6.095	795	3.382
MIM - 500 kV	2026	1,0	1,0	3.136,65	3.137	2.135	279	1.185
MIM - 138 kV	2026	1,0	1,0	536,03	536	365	48	202
SE 500/345 kV LEOPOLDINA 2 | Novo pátio 500kV (Ampliação/Adequação)					**38.712**	**17.931**	**3.439**	**5.275**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2031	2,0	1,0	8.767,17	17.534	8.122	1.558	2.389
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*4,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		*4,0*						
MIM - 500 kV	2031	1,0	1,0	5.901,91	5.902	2.734	524	804
MIG (Terreno Rural)	2031	1,0	1,0	15.275,73	15.276	7.076	1.357	2.082
SECC LT 500 kV ITUMBIARA - NOVA PONTE, C1, NA SE NOVA PONTE 3 (Nova)					**61.940**	**28.690**	**5.502**	**8.441**
Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (RAIL), 13 km	2031	13,0	1,0	2.392,07	31.097	14.404	2.762	4.238
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2031	2,0	1,0	8.348,25	16.697	7.734	1.483	2.275

IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8.767,17	8.767	4.061	779	1.195
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	2.950,95	2.951	1.367	262	402
MIG-A		2031	1,0	1,0	2.427,97	2.428	1.125	216	331
SECC LT 500 kV BOM DESPACHO 3 - OURO PRETO, C1, NA SE SÃO GONÇALO DO PARÁ (Nova)						**32.640**	**22.215**	**2.899**	**12.327**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,6 km		2026	0,6	1,0	1.498,20	899	612	80	339
Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,6 km		2026	0,6	1,0	1.498,20	899	612	80	339
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8.348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8.767,17	8.767	5.967	779	3.311
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2.950,95	2.951	2.008	262	1.114
MIG-A		2026	1,0	1,0	2.427,97	2.428	1.652	216	917
SECC LT 345 kV ITUTINGA - JUIZ DE FORA 1, C1, NA SE SANTOS DUMONT 2 (Nova)						**40.299**	**27.427**	**3.580**	**15.219**
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 900 MCM (RUDDY), 9 km		2026	9,0	1,0	1.702,78	15.325	10.430	1.361	5.788
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	6.635,98	13.272	9.033	1.179	5.012
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7.135,34	7.135	4.856	634	2.695
MIM - 345 kV		2026	1,0	1,0	2.192,30	2.192	1.492	195	828
MIG-A		2026	1,0	1,0	2.374,87	2.375	1.616	211	897
SECC LT 345 kV PIRAPORA 2 - TRÊS MARIAS, C1, NA SE BURITIZEIRO 3 (Nova)						**53.537**	**36.436**	**4.756**	**20.218**
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 1113 MCM (BLUEJAY), 15,3 km		2026	15,3	1,0	1.866,84	28.563	19.439	2.537	10.787
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	6.635,98	13.272	9.033	1.179	5.012
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7.135,34	7.135	4.856	634	2.695
MIM - 345 kV		2026	1,0	1,0	2.192,30	2.192	1.492	195	828
MIG-A		2026	1,0	1,0	2.374,87	2.375	1.616	211	897
SECC LT 345 kV PIRAPORA 2 - VÁRZEA DA PALMA, C1, NA SE BURITIZEIRO 3 (Nova)						**87.807**	**59.760**	**7.800**	**33.161**
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	6.635,98	13.272	9.033	1.179	5.012
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 900 MCM (RUDDY), 36,9 km		2026	36,9	1,0	1.702,78	62.833	42.763	5.581	23.729
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7.135,34	7.135	4.856	634	2.695
MIM - 345 kV		2026	1,0	1,0	2.192,30	2.192	1.492	195	828
MIG-A		2026	1,0	1,0	2.374,87	2.375	1.616	211	897
SE 138 kV MONTES CLAROS 5 (Nova)						**12.783**	**8.700**	**1.135**	**4.828**
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			*3,0*						
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	3.742,44	3.742	2.547	332	1.413
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	536,03	536	365	48	202
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	8.504,53	8.505	5.788	755	3.212
LT 138 kV MONTES CLAROS 5 - MONTES CLAROS 2, C1 E C2 (CD) | Individualização entradas de linha (Ampliação/Adequação)						**10.898**	**7.417**	**968**	**4.116**
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336.4 MCM (LINNET), 0,3 km		2026	0,3	1,0	573,15	172	117	15	65
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BS	Montes Claros 5	2026	1,0	1,0	4.664,06	4.664	3.174	414	1.761
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Montes Claros 2	2026	1,0	1,0	4.990,04	4.990	3.396	443	1.884
MIM - 138 kV	Montes Claros 2	2026	1,0	1,0	536,03	536	365	48	202
MIM - 138 kV	Montes Claros 5	2026	1,0	1,0	536,03	536	365	48	202
LT 138 kV MONTES CLAROS 1 - MONTES CLAROS 5, C1 | LD subterrânea - 300 MVA (Nova)						**16.193**	**11.021**	**1.438**	**6.115**
Circuito Subterrâneo 138 kV, 1,3 km		2026	1,3	1,0	8.455,88	10.993	7.481	976	4.151

EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BS	Montes Claros 5	2026	1,0	1,0	4.664,06	4.664	3.174	414	1.761
MIM - 138 kV	Montes Claros 5	2026	1,0	1,0	536,03	536	365	48	202
SE 138 kV FRANCISCO SÁ 5 (Nova)						**12.783**	**8.700**	**1.135**	**4.828**
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			*3,0*						
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	3.742,44	3.742	2.547	332	1.413
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	536,03	536	365	48	202
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	8.504,53	8.505	5.788	755	3.212
SECC LT 138 kV FRANCISCO SÁ 2 - FRANCISCO SÁ 4, C1, NA SE FRANCISCO SÁ 5 (Nova)						**10.687**	**7.273**	**949**	**4.036**
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336.4 MCM (LINNET), 0,5 km		2026	0,5	1,0	573,15	287	195	25	108
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BS		2026	2,0	1,0	4.664,06	9.328	6.349	829	3.523
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	1.072,05	1.072	730	95	405
LT 138 kV FRANCISCO SÁ 5 - MONTES CLAROS 2, C1 (Nova)						**35.991**	**24.495**	**3.197**	**13.592**
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 55 km		2026	55,0	1,0	456,39	25.101	17.084	2.230	9.480
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Francisco Sá 5	2026	1,0	1,0	4.827,05	4.827	3.285	429	1.823
MIM - 138 kV	Francisco Sá 5	2026	1,0	1,0	536,03	536	365	48	202
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Montes Claros 2	2026	1,0	1,0	4.990,04	4.990	3.396	443	1.884
MIM - 138 kV	Montes Claros 2	2026	1,0	1,0	536,03	536	365	48	202
LT 138 kV JANAÚBA 3 - JANAÚBA 1, C1 | Recapacitação para 150 MVA (Ampliação/Adequação)						**3.160**	**2.151**	**281**	**1.193**
Recapacitação da LD, 16 km		2026	16,0	1,0	197,51	3.160	2.151	281	1.193
SE 345/138 kV MONTES CLAROS 2 | Substituição transformação 345/138 kV (Ampliação/Adequação)						**61.179**	**41.638**	**5.434**	**23.104**
1° e 2° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 125 MVA 1Φ		2026	7,0	1,0	7.973,44	55.814	37.986	4.958	21.078
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	4.829,16	4.829	3.287	429	1.824
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	536,03	536	365	48	202
SE 500/230 kV JAÍBA (Ampliação/Adequação)						**60.143**	**27.858**	**5.342**	**8.196**
3° ATF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ		2031	3,0	1,0	10.447,41	31.342	14.518	2.784	4.271
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	9.709,05	9.709	4.497	862	1.323
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2031	1,0	1,0	6.162,31	6.162	2.854	547	840
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8.955,01	8.955	4.148	795	1.220
MIM - 230 kV		2031	1,0	1,0	837,99	838	388	74	114
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	3.136,65	3.137	1.453	279	427

19.3.1.5 Plano de Obras – Alternativa 4

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						13.097.504	**8.110.053**	**1.163.418**	**4.053.710**
LT 440 kV ARARAQUARA 2 - ARARAQUARA, C3 (Nova)						**33.779**	**22.989**	**3.000**	**12.757**
Circuito Simples 440 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 11 km		2026	11,0	1,0	1552,95	17.082	11.626	1.517	6.451
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM	Araraquara	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV ARINOS 2 - PARACATU 4, C1 (Nova)						**448.958**	**305.553**	**39.880**	**169.550**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 210 km		2026	210,0	1,0	1878,56	394.498	268.488	35.042	148.983
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 43,33 Mvar 1Φ	Arinos 2	2026	4,0	1,0	4090,21	16.361	11.135	1.453	6.179
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 43,33 Mvar 1Φ	Paracatu 4	2026	4,0	1,0	4090,21	16.361	11.135	1.453	6.179
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV GOVERNADOR VALADARES 6 - JOÃO NEIVA 2, C1 (Nova)						**433.929**	**200.993**	**38.545**	**59.134**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 202 km		2031	202,0	1,0	1878,56	379.469	175.768	33.707	51.712
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 43,33 Mvar 1Φ	Governador Valadares 6	2031	4,0	1,0	4090,21	16.361	7.578	1.453	2.230
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 43,33 Mvar 1Φ	João Neiva 2	2031	4,0	1,0	4090,21	16.361	7.578	1.453	2.230
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Governador Valadares 6	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	João Neiva 2	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Governador Valadares 6	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	João Neiva 2	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
LT 500 kV ITABIRITO 2 - SANTOS DUMONT 2, C1 (Nova)						**287.979**	**195.993**	**25.580**	**108.756**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 145 km		2026	145,0	1,0	1635,04	237.081	161.353	21.059	89.534
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itabirito 2	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Santos Dumont 2	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 18,33 Mvar 1Φ	Itabirito 2	2026	4,0	1,0	3644,91	14.580	9.923	1.295	5.506
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 18,33 Mvar 1Φ	Santos Dumont 2	2026	4,0	1,0	3644,91	14.580	9.923	1.295	5.506
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itabirito 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Santos Dumont 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV JAGUARA - ESTREITO, C2 (Nova)						**107.808**	**73.372**	**9.576**	**40.714**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 45 km		2026	45,0	1,0	1635,04	73.577	50.075	6.536	27.786
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Jaguara	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Estreito	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Jaguara	2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Estreito	2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
LT 500 kV JAÍBA - JANAÚBA 6, C1 E C2 (CD) (Nova)						**272.773**	**185.644**	**24.230**	**103.013**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 85 km		2026	85,0	1,0	2816,23	239.380	162.918	21.263	90.402
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Jaíba	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
LT 500 kV JOÃO NEIVA 2 - VIANA 2, C1 (CS) (Nova)						**159.467**	**108.531**	**14.165**	**60.223**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 76 km		2026	76,0	1,0	1878,56	142.771	97.167	12.682	53.918
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	João Neiva 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Viana 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV MARIMBONDO 2 - CAMPINAS, C1 (Nova)						**667.330**	**309.103**	**59.277**	**90.940**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 373 km		2031	373,0	1,0	1635,04	609.870	282.488	54.173	83.110
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 82,67 Mvar 1Φ	Marimbondo 2	2031	4,0	1,0	4465,13	17.861	8.273	1.587	2.434
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 82,67 Mvar 1Φ	Campinas	2031	4,0	1,0	4465,13	17.861	8.273	1.587	2.434
LT 230 kV MASCARENHAS - AIMORES, C3 (Nova)						**27.089**	**12.548**	**2.406**	**3.692**
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 12 km		2031	12,0	1,0	626,86	7.522	3.484	668	1.025
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Mascarenhas	2031	1,0	1,0	6676,73	6.677	3.093	593	910
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Aimores	2031	1,0	1,0	6676,73	6.677	3.093	593	910
MIG-A	Mascarenhas	2031	1,0	1,0	2311,82	2.312	1.071	205	315
MIG-A	Aimores	2031	1,0	1,0	2311,82	2.312	1.071	205	315
MIM - 230 kV	Mascarenhas	2031	1,0	1,0	794,98	795	368	71	108
MIM - 230 kV	Aimores	2031	1,0	1,0	794,98	795	368	71	108
LT 500 kV CAPELINHA 3 - GOVERNADOR VALADARES 6, C1 E C2 (CS) (Nova)						**599.972**	**408.331**	**53.294**	**226.581**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 134 km		2026	134,0	1,0	1878,56	251.727	171.321	22.360	95.065
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 134 km		2026	134,0	1,0	1878,56	251.727	171.321	22.360	95.065
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Governador Valadares 6	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2026	2,0	1,0	2521,04	5.042	3.432	448	1.904
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Governador Valadares 6	2026	2,0	1,0	2521,04	5.042	3.432	448	1.904
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 24,5 Mvar 1Φ	Capelinha 3	2026	7,0	1,0	3788,61	26.520	18.049	2.356	10.015
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 24,5 Mvar 1Φ	Governador Valadares 6	2026	7,0	1,0	3788,61	26.520	18.049	2.356	10.015
LT 500 kV JANAÚBA 6 - JANAÚBA 3, C1 E C2 (CD) (Nova)						**95.350**	**64.894**	**8.470**	**36.009**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 22 km		2026	22,0	1,0	2816,23	61.957	42.167	5.503	23.398
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 3	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
LT 500 kV JANAÚBA 6 - CAPELINHA 3, C1 E C2 (CS) (Nova)						**971.215**	**660.993**	**86.271**	**366.781**

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 231 km		2026	231,0	1,0	1878,56	433.947	295.337	38.546	163.881
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 231 km		2026	231,0	1,0	1878,56	433.947	295.337	38.546	163.881
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2026	2,0	1,0	2521,04	5.042	3.432	448	1.904
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2026	2,0	1,0	2521,04	5.042	3.432	448	1.904
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ	Janaúba 6	2026	7,0	1,0	4274,50	29.922	20.364	2.658	11.300
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ	Capelinha 3	2026	7,0	1,0	4274,50	29.922	20.364	2.658	11.300
LT 500 kV NOVA SERRANA 3 - VARGINHA 4, C1 (Nova)						**396.197**	**269.645**	**35.193**	**149.625**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 182,2 km		2026	182,2	1,0	1878,56	342.274	232.946	30.403	129.260
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Serrana 3	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Varginha 4	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Varginha 4	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Serrana 3	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 38,33 Mvar 1Φ	Nova Serrana 3	2026	4,0	1,0	4023,12	16.092	10.952	1.429	6.077
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 38,33 Mvar 1Φ	Varginha 4	2026	4,0	1,0	4023,12	16.092	10.952	1.429	6.077
LT 500 kV NOVA SERRANA 3 - VARGINHA 4, C2 (Nova)						**396.197**	**183.516**	**35.193**	**53.992**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 182,2 km		2031	182,2	1,0	1878,56	342.274	158.539	30.403	46.643
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Serrana 3	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Varginha 4	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Varginha 4	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Serrana 3	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 38,33 Mvar 1Φ	Nova Serrana 3	2031	4,0	1,0	4023,12	16.092	7.454	1.429	2.193
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 38,33 Mvar 1Φ	Varginha 4	2031	4,0	1,0	4023,12	16.092	7.454	1.429	2.193
LT 500 kV PARACATU 4 - NOVA PONTE 3, C1 E C2 (CS) (Nova)						**1.034.647**	**704.163**	**91.905**	**390.737**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 286 km		2026	286,0	1,0	1635,04	467.621	318.255	41.538	176.598
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 286 km		2026	286,0	1,0	1635,04	467.621	318.255	41.538	176.598
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2026	2,0	1,0	2521,04	5.042	3.432	448	1.904
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2026	2,0	1,0	2521,04	5.042	3.432	448	1.904
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 36,37 Mvar 1Φ	Paracatu 4	2026	7,0	1,0	3994,78	27.963	19.031	2.484	10.560
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 36,37 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2026	7,0	1,0	3994,78	27.963	19.031	2.484	10.560
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
LT 500 kV BURITIZEIRO 3 - NOVA SERRANA 3, C1 (Nova)						**576.296**	**392.217**	**51.191**	**217.639**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 277 km		2026	277,0	1,0	1878,56	520.361	354.149	46.222	196.516
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Serrana 3	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 440 kV, Arranjo DJM	Nova Serrana 3	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 440 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Buritizeiro 3	2026	4,0	1,0	4274,50	17.098	11.637	1.519	6.457

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Nova Serrana 3	2026	4,0	1,0	4274,50	17.098	11.637	1.519	6.457
LT 500 kV BURITIZEIRO 3 - NOVA SERRANA 3, C2 (Nova)						**576.296**	**266.936**	**51.191**	**78.535**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 277 km		2031	277,0	1,0	1878,56	520.361	241.028	46.222	70.912
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Serrana 3	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 440 kV, Arranjo DJM	Nova Serrana 3	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 440 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Buritizeiro 3	2031	4,0	1,0	4274,50	17.098	7.920	1.519	2.330
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Nova Serrana 3	2031	4,0	1,0	4274,50	17.098	7.920	1.519	2.330
LT 500 kV BURITIZEIRO 3 - PRESIDENTE JUSCELINO, C1 (Nova)						**358.372**	**165.996**	**31.833**	**48.837**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 187,3 km		2031	187,3	1,0	1635,04	306.243	141.850	27.203	41.733
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 25 Mvar 1Φ	Buritizeiro 3	2031	4,0	1,0	3798,85	15.195	7.038	1.350	2.071
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 25 Mvar 1Φ	Presidente Juscelino	2031	4,0	1,0	3798,85	15.195	7.038	1.350	2.071
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Juscelino	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Juscelino	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
LT 500 kV PRESIDENTE JUSCELINO - VESPASIANO 2, C1 (Nova)						**271.263**	**184.617**	**24.096**	**102.443**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 135 km		2026	135,0	1,0	1635,04	220.730	150.225	19.607	83.359
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Juscelino	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Vespasiano 2	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 16,67 Mvar 1Φ	Presidente Juscelino	2026	4,0	1,0	3599,25	14.397	9.798	1.279	5.437
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 16,67 Mvar 1Φ	Vespasiano 2	2026	4,0	1,0	3599,25	14.397	9.798	1.279	5.437
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Juscelino	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Vespasiano 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV SANTOS DUMONT - TERMINAL RIO, C1 (Nova)						**275.389**	**127.558**	**24.462**	**37.529**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 137,3 km		2031	137,3	1,0	1635,04	224.491	103.983	19.941	30.593
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Santos Dumont	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 18,33 Mvar 1Φ	Santos Dumont	2031	4,0	1,0	3644,91	14.580	6.753	1.295	1.987
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 18,33 Mvar 1Φ	Terminal Rio	2031	4,0	1,0	3644,91	14.580	6.753	1.295	1.987
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Santos Dumont	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - ARARAQUARA 2, C1 E C2 (CS) (Nova)						**1.206.001**	**820.784**	**107.126**	**455.449**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 293 km		2026	293,0	1,0	1878,56	550.418	374.605	48.892	207.867
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 293 km		2026	293,0	1,0	1878,56	550.418	374.605	48.892	207.867
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2026	2,0	1,0	2521,04	5.042	3.432	448	1.904
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2026	2,0	1,0	2521,04	5.042	3.432	448	1.904
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 75 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2026	7,0	1,0	4406,23	30.844	20.992	2.740	11.648

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 75 Mvar 1Φ	Araraquara 2	2026	7,0	1,0	4406,23	30.844	20.992	2.740	11.648
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - RIBEIRÃO PRETO, C1 (Nova)						**474.264**	**322.776**	**42.128**	**179.107**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 222,9 km		2026	222,9	1,0	1878,56	418.731	284.981	37.195	158.135
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2026	4,0	1,0	4224,34	16.897	11.500	1.501	6.381
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ	Ribeirão Preto	2026	4,0	1,0	4224,34	16.897	11.500	1.501	6.381
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV VARGINHA 4 - ITATIBA 2, C1 (Nova)						**496.749**	**338.079**	**44.125**	**187.598**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 235,1 km		2026	235,1	1,0	1878,56	441.649	300.579	39.231	166.790
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Varginha 4	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itatiba 2	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Varginha 4	2026	4,0	1,0	4170,15	16.681	11.353	1.482	6.299
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Itatiba 2	2026	4,0	1,0	4170,15	16.681	11.353	1.482	6.299
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Varginha 4	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itatiba 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV VARGINHA 4 - ITATIBA 2, C2 (Nova)						**496.749**	**230.091**	**44.125**	**67.695**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 235,1 km		2031	235,1	1,0	1878,56	441.649	204.569	39.231	60.186
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Varginha 4	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itatiba 2	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Varginha 4	2031	4,0	1,0	4170,15	16.681	7.726	1.482	2.273
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Itatiba 2	2031	4,0	1,0	4170,15	16.681	7.726	1.482	2.273
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Varginha 4	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itatiba 2	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
LT 500 kV VESPASIANO 2 - ITABIRITO 2, C1 (Nova)						**147.500**	**68.321**	**13.102**	**20.101**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 80 km		2031	80,0	1,0	1635,04	130.803	60.587	11.619	17.825
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Vespasiano 2	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itabirito 2	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
LT 345 kV VIANA 2 - VIANA, C3 (Nova)						**20.485**	**13.942**	**1.820**	**7.736**
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 7 km		2026	7,0	1,0	1030,50	7.214	4.909	641	2.724
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Viana 2	2026	1,0	1,0	6635,98	6.636	4.516	589	2.506
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Viana	2026	1,0	1,0	6635,98	6.636	4.516	589	2.506
SE 500 kV ARINOS (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500/230/138 kV PARACATU 4 (Ampliação/Adequação)						**25.864**	**17.603**	**2.297**	**9.768**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*3,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*3,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
SE 500 kV NOVA PONTE 3 (Nova)						**106.650**	**72.584**	**9.473**	**40.277**
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*7,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*5,0*						
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ		2026	7,0	1,0	4170,15	29.191	19.867	2.593	11.024
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	7578,48	15.157	10.316	1.346	5.724
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	4,0	1,0	8767,17	35.069	23.867	3.115	13.244
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	11803,81	11.804	8.033	1.049	4.458
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	15429,21	15.429	10.501	1.371	5.827
SE 500/138 kV MORRO AGUDO (Ampliação/Adequação)						**51.471**	**35.030**	**4.572**	**19.438**
3° ATF 500/138 kV, 3 x 133,33 MVA 1Φ		2026	3,0	1,0	8155,93	24.468	16.652	2.173	9.240
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9709,05	9.709	6.608	862	3.667
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	4666,17	4.666	3.176	414	1.762
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8955,01	8.955	6.095	795	3.382
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	3136,65	3.137	2.135	279	1.185
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	536,03	536	365	48	202
SE 500/440/138 kV ARARAQUARA 2 (Ampliação/Adequação)						**100.177**	**68.179**	**8.898**	**37.832**
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
4° ATF 500/440 kV, 3 x 416,67 MVA 1Φ		2026	3,0	1,0	16455,44	49.366	33.598	4.385	18.643
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9522,36	9.522	6.481	846	3.596
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9522,36	9.522	6.481	846	3.596
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 440 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
SE 500/345 kV JAGUARA (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*5,0*						

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500/345 kV ESTREITO (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500/345 kV BURITIZEIRO 3 (Nova)						**168.677**	**114.799**	**14.983**	**63.701**
1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 200 MVA 1Φ		2026	4,0	1,0	11215,66	44.863	30.533	3.985	16.942
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9522,36	9.522	6.481	846	3.596
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7580,87	7.581	5.159	673	2.863
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	5,0	1,0	8767,17	43.836	29.834	3.894	16.555
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	3,0	1,0	7135,34	21.406	14.569	1.901	8.084
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*6,0*						
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	20137,56	20.138	13.705	1.789	7.605
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	14754,77	14.755	10.042	1.311	5.572
MIM - 345 kV		2026	1,0	1,0	6576,89	6.577	4.476	584	2.484
SE 500 kV NOVA SERRANA (Nova)						**74.020**	**50.377**	**6.575**	**27.954**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	5,0	1,0	8767,17	43.836	29.834	3.894	16.555
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*8,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	15429,21	15.429	10.501	1.371	5.827
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	14754,77	14.755	10.042	1.311	5.572
SE 500/345 kV VARGINHA 4 | Novo pátio 500kV (Ampliação/Adequação)						**95.993**	**65.331**	**8.527**	**36.252**
1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ		2026	4,0	1,0	8574,93	34.300	23.344	3.047	12.953
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9522,36	9.522	6.481	846	3.596
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7580,87	7.581	5.159	673	2.863
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7135,34	7.135	4.856	634	2.695
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	19920,20	19.920	13.557	1.769	7.523
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
SE 500 kV ITATIBA 2 (Nova)						**62.809**	**42.746**	**5.579**	**23.720**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	4,0	1,0	8767,17	35.069	23.867	3.115	13.244
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*6,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	11803,81	11.804	8.033	1.049	4.458
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	15936,10	15.936	10.846	1.416	6.018
SE 500/345 kV PRESIDENTE JUSCELINO (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500/345 kV PRESIDENTE JUSCELINO (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**6.552**	**1.257**	**1.928**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8767,17	8.767	4.061	779	1.195
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	2950,95	2.951	1.367	262	402
SE 500/345 kV VESPASIANO 2 (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500/345 kV VESPASIANO 2 (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**6.552**	**1.257**	**1.928**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8767,17	8.767	4.061	779	1.195
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	2950,95	2.951	1.367	262	402
SE 500 kV ITABIRITO 2 (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
SE 500 kV ITABIRITO 2 (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**6.552**	**1.257**	**1.928**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8767,17	8.767	4.061	779	1.195
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	2950,95	2.951	1.367	262	402

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
SE 500/345 kV SANTOS DUMONT 2 | Novo pátio 500kV (Ampliação/Adequação)						**101.684**	**69.204**	**9.032**	**38.401**
1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 250 MVA 1Φ		2026	4,0	1,0	12243,74	48.975	33.332	4.350	18.496
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9522,36	9.522	6.481	846	3.596
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7580,87	7.581	5.159	673	2.863
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7135,34	7.135	4.856	634	2.695
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	19702,84	19.703	13.409	1.750	7.441
SE 500 kV TERMINAL RIO (Ampliação/Adequação)						**25.864**	**11.980**	**2.297**	**3.525**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	2,0	1,0	8767,17	17.534	8.122	1.558	2.389
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	5901,91	5.902	2.734	524	804
SE 500/230 kV JAÍBA (Nova)						**223.897**	**138.312**	**19.888**	**68.934**
1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 250 MVA 1Φ		2026	7,0	1,0	12212,69	85.489	58.182	7.594	32.285
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	9522,36	19.045	12.962	1.692	7.192
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	2,0	1,0	6045,18	12.090	8.228	1.074	4.566
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
MIM - 230 kV		2026	1,0	1,0	1589,96	1.590	1.082	141	600
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	17528,58	17.529	11.930	1.557	6.620
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
3° ATF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ		2031	3,0	1,0	12212,69	36.638	16.971	3.254	4.993
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	9522,36	9.522	4.411	846	1.298
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2031	1,0	1,0	6045,18	6.045	2.800	537	824
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8767,17	8.767	4.061	779	1.195
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	2950,95	2.951	1.367	262	402
MIM - 230 kV		2031	1,0	1,0	794,98	795	368	71	108
SE 500 kV JANAÚBA 6 (Nova)						**62.148**	**42.297**	**5.520**	**23.470**
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*6,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	4,0	1,0	8767,17	35.069	23.867	3.115	13.244
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	11803,81	11.804	8.033	1.049	4.458
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	15275,73	15.276	10.396	1.357	5.769
SE 500/230 kV JANAÚBA 3 (Ampliação/Adequação)						**25.864**	**17.603**	**2.297**	**9.768**

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
SE 500 kV CAPELINHA 3 (Nova)						**74.689**	**50.832**	**6.634**	**28.207**
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ		2026	4,0	1,0	4170,15	16.681	11.353	1.482	6.299
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7578,48	7.578	5.158	673	2.862
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	3,0	1,0	8767,17	26.302	17.900	2.336	9.933
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	15275,73	15.276	10.396	1.357	5.769
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	8852,86	8.853	6.025	786	3.343
SE 500/230 kV GOVERNADOR VALADARES 6 (Ampliação/Adequação)						**25.864**	**17.603**	**2.297**	**9.768**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
SE 500/345 kV JOÃO NEIVA 2 (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500/345 kV VIANA 2 (Ampliação/Adequação)						**26.597**	**18.101**	**2.363**	**10.044**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8955,01	8.955	6.095	795	3.382
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7305,58	7.306	4.972	649	2.759
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	3136,65	3.137	2.135	279	1.185
MIM - 345 kV		2026	1,0	1,0	2329,64	2.330	1.586	207	880
MIG-A		2026	1,0	1,0	4870,15	4.870	3.315	433	1.839
SE 500/345 kV VIANA 2 (Ampliação/Adequação)						**51.218**	**23.724**	**4.550**	**6.980**
3° ATF 500/345 kV, 3 x 300 MVA 1Φ		2031	3,0	1,0	11253,69	33.761	15.638	2.999	4.601
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	9709,05	9.709	4.497	862	1.323
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	7748,16	7.748	3.589	688	1.056
SE 345/138 kV VIANA (Ampliação/Adequação)						**11.703**	**7.965**	**1.040**	**4.419**
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7135,34	7.135	4.856	634	2.695
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			*1,0*						

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
MIG-A		2026	1,0	1,0	2374,87	2.375	1.616	211	897
MIM - 345 kV		2026	1,0	1,0	2192,30	2.192	1.492	195	828
SE 500/345 kV RIO NOVO DO SUL (Ampliação/Adequação)						**87.030**	**40.312**	**7.731**	**11.860**
2° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 350 MVA 1Φ		2031	4,0	1,0	11961,45	47.846	22.162	4.250	6.520
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	9709,05	9.709	4.497	862	1.323
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	7748,16	7.748	3.589	688	1.056
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8955,01	8.955	4.148	795	1.220
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	7305,58	7.306	3.384	649	996
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	3136,65	3.137	1.453	279	427
MIM - 345 kV		2031	1,0	1,0	2329,64	2.330	1.079	207	317
SE 500 kV MARIMBONDO (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500/345 kV CAMPINAS (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SECC LT 345 kV FURNAS - ITUTINGA, C1, NA SE VARGINHA 4 (Nova)						**74.233**	**50.522**	**6.594**	**28.034**
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	6635,98	13.272	9.033	1.179	5.012
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 795 MCM (DRAKE), 34,95 km		2026	34,95	1,0	1744,24	60.961	41.489	5.415	23.022
SECC LT 500 kV ITUMBIARA - NOVA PONTE, C1, NA SE NOVA PONTE 3 (Nova)						**47.793**	**22.138**	**4.245**	**6.513**
Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (RAIL), 13 km		2031	13,0	1,0	2392,07	31.097	14.404	2.762	4.238
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2031	2,0	1,0	8348,25	16.697	7.734	1.483	2.275
SECC LT 500 kV ARARAQUARA 2 - ITATIBA, C1, NA SE ITATIBA 2 (Nova)						**35.429**	**24.112**	**3.147**	**13.380**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 1113 MCM (BLUEJAY), 5,3 km		2026	5,3	1,0	3058,70	16.211	11.033	1.440	6.122
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
SECC LT 500 kV ITATIBA - IBIÚNA, C1, NA SE ITATIBA 2 (Nova)						**21.720**	**14.782**	**1.929**	**8.203**
Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (RAIL), 2,1 km		2026	2,1	1,0	2392,07	5.023	3.419	446	1.897
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
SECC LT 500 kV BOM DESPACHO 3 - NEVES 1, C1, NA SE NOVA SERRANA 3 (Nova)						**33.009**	**22.465**	**2.932**	**12.466**

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
Circuito Duplo 500 kV, 3 x 900 MCM (RUDDY), 7 km		2026	7,0	1,0	2330,29	16.312	11.102	1.449	6.160
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
SECC LT 500 kV BOM DESPACHO 3 - NEVES 1, C2, NA SE NOVA SERRANA 3 (Nova)						**33.009**	**22.465**	**2.932**	**12.466**
Circuito Duplo 500 kV, 3 x 900 MCM (RUDDY), 7 km		2026	7,0	1,0	2330,29	16.312	11.102	1.449	6.160
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
SE 440/138 kV ARARAQUARA (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 440 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500/440 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)						**99.174**	**67.496**	**8.809**	**37.453**
3° ATF 500/440 kV, 3 x 400 MVA 1Φ		2026	3,0	1,0	16120,98	48.363	32.915	4.296	18.264
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9522,36	9.522	6.481	846	3.596
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9522,36	9.522	6.481	846	3.596
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
MIM - 440 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
SECC LT 500 kV BOM DESPACHO 3 - OURO PRETO, C1, NA SE SÃO GONÇALO DO PARÁ (Nova)						**32.640**	**22.215**	**2.899**	**12.327**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,6 km		2026	0,6	1,0	1498,20	899	612	80	339
Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,6 km		2026	0,6	1,0	1498,20	899	612	80	339
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
SECC LT 345 kV ITUTINGA - JUIZ DE FORA 1, C1, NA SE SANTOS DUMONT 2 (Nova)						**28.597**	**19.463**	**2.540**	**10.800**
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 900 MCM (RUDDY), 9 km		2026	9,0	1,0	1702,78	15.325	10.430	1.361	5.788
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	6635,98	13.272	9.033	1.179	5.012
SECC LT 345 kV PIRAPORA 2 - TRÊS MARIAS, C1, NA SE BURITIZEIRO 3 (Nova)						**39.968**	**27.201**	**3.550**	**15.094**
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 1113 MCM (BLUEJAY), 14,3 km		2026	14,3	1,0	1866,84	26.696	18.169	2.371	10.082
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	6635,98	13.272	9.033	1.179	5.012
SECC LT 345 kV PIRAPORA 2 - VÁRZEA DA PALMA, C1, NA SE BURITIZEIRO 3 (Nova)						**70.145**	**47.739**	**6.231**	**26.490**
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	6635,98	13.272	9.033	1.179	5.012
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 900 MCM (RUDDY), 33,4 km		2026	33,4	1,0	1702,78	56.873	38.707	5.052	21.478

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 138 kV MONTES CLAROS 5 (Nova)						**12.783,00**	**8.699,90**	**1.135,48**	**4.827,53**
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			*3,0*						
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	3742,44	3.742,44	2.547,04	332,43	1.413,34
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	8504,53	8.504,53	5.788,04	755,44	3.211,75
LT 138 kV MONTES CLAROS 5 - MONTES CLAROS 2, C1 E C2 (CD) | Individualização entradas de linha (Ampliação/Adequação)						**10.841,84**	**7.378,77**	**963,05**	**4.094,44**
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 0,3 km		2026	0,3	1,0	385,59	115,68	78,73	10,28	43,69
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BS	Montes Claros 5	2026	1,0	1,0	4664,06	4.664,06	3.174,28	414,30	1.761,39
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Montes Claros 2	2026	1,0	1,0	4990,04	4.990,04	3.396,14	443,25	1.884,50
MIM - 138 kV	Montes Claros 2	2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
MIM - 138 kV	Montes Claros 5	2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
LT 138 kV MONTES CLAROS 1 - MONTES CLAROS 5, C1 | LD subterrânea - 300 MVA (Nova)						**16.192,73**	**11.020,50**	**1.438,36**	**6.115,22**
LD subterrânea, 138 kV - 1,3 km		2026	1,3	1,0	8455,88	10.992,64	7.481,41	976,45	4.151,40
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BS	Montes Claros 5	2026	1,0	1,0	4664,06	4.664,06	3.174,28	414,30	1.761,39
MIM - 138 kV	Montes Claros 5	2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
SE 138 kV FRANCISCO SÁ 5 (Nova)						**12.783,00**	**8.699,90**	**1.135,48**	**4.827,53**
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			*3,0*						
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	3742,44	3.742,44	2.547,04	332,43	1.413,34
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	8504,53	8.504,53	5.788,04	755,44	3.211,75
SECC LT 138 kV FRANCISCO SÁ 2 - FRANCISCO SÁ 4, C1, NA SE FRANCISCO SÁ 5 (Nova)						**10.686,75**	**7.273,22**	**949,28**	**4.035,87**
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 0,5 km		2026	0,5	1,0	573,15	286,58	195,04	25,46	108,23
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BS		2026	2,0	1,0	4664,06	9.328,12	6.348,56	828,59	3.522,79
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	1072,05	1.072,05	729,62	95,23	404,86
LT 138 kV FRANCISCO SÁ 5 - MONTES CLAROS 2, C1 (Nova)						**35.990,60**	**24.494,60**	**3.196,95**	**13.591,93**
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 55 km		2026	55,0	1,0	456,39	25.101,45	17.083,63	2.229,70	9.479,62
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Francisco Sá 5	2026	1,0	1,0	4827,05	4.827,05	3.285,21	428,77	1.822,95
MIM - 138 kV	Francisco Sá 5	2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Montes Claros 2	2026	1,0	1,0	4990,04	4.990,04	3.396,14	443,25	1.884,50
MIM - 138 kV	Montes Claros 2	2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
LT 138 kV JANAÚBA 3 - JANAÚBA 1, C1 | Recapacitação para 150 MVA (Ampliação/Adequação)						**3.160,16**	**2.150,75**	**280,71**	**1.193,44**
Recapacitação da LD, 16 km		2026	16,0	1,0	197,51	3.160,16	2.150,75	280,71	1.193,44
SE 345/138 kV MONTES CLAROS 2 | Substituição transformação 345/138 kV (Ampliação/Adequação)						**61.179,27**	**41.637,58**	**5.434,40**	**23.104,49**
1° e 2° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 125 MVA 1Φ		2026	7,0	1,0	7973,44	55.814,08	37.986,13	4.957,82	21.078,31
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	4829,16	4.829,16	3.286,65	428,96	1.823,74
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN

19.3.1.6 Plano de Obras – Alternativa 5

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						14.004.606	**8.518.472**	**1.243.993**	**4.164.285**
LT 440 kV ARARAQUARA 2 - ARARAQUARA, C3 (Nova)						**33.779**	**22.989**	**3.000**	**12.757**
Circuito Simples 440 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 11 km		2026	11,0	1,0	1552,95	17.082	11.626	1.517	6.451
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM	Araraquara	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV ARINOS 2 - PARACATU 4, C1 (Nova)						**448.958**	**305.553**	**39.880**	**169.550**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 210 km		2026	210,0	1,0	1878,56	394.498	268.488	35.042	148.983
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 43,33 Mvar 1Φ	Arinos 2	2026	4,0	1,0	4090,21	16.361	11.135	1.453	6.179
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 43,33 Mvar 1Φ	Paracatu 4	2026	4,0	1,0	4090,21	16.361	11.135	1.453	6.179
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Arinos 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV GOVERNADOR VALADARES 6 - MUTUM, C1 (Nova)						**317.758**	**216.260**	**28.226**	**120.002**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 141 km		2026	141,0	1,0	1878,56	264.877	180.271	23.528	100.031
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 30 Mvar 1Φ	Governador Valadares 6	2026	4,0	1,0	3892,75	15.571	10.597	1.383	5.880
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 30 Mvar 1Φ	Mutum	2026	4,0	1,0	3892,75	15.571	10.597	1.383	5.880
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Governador Valadares 6	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Mutum	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Governador Valadares 6	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Mutum	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV ITABIRITO 2 - SANTOS DUMONT 2, C1 (Nova)						**287.979**	**195.993**	**25.580**	**108.756**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 145 km		2026	145,0	1,0	1635,04	237.081	161.353	21.059	89.534
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itabirito 2	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Santos Dumont 2	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 18,33 Mvar 1Φ	Itabirito 2	2026	4,0	1,0	3644,91	14.580	9.923	1.295	5.506
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 18,33 Mvar 1Φ	Santos Dumont 2	2026	4,0	1,0	3644,91	14.580	9.923	1.295	5.506
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itabirito 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Santos Dumont 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV JAGUARA - ESTREITO, C2 (Nova)						**107.808**	**73.372**	**9.576**	**40.714**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 45 km		2026	45,0	1,0	1635,04	73.577	50.075	6.536	27.786
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Jaguara	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Estreito	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Jaguara	2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Estreito	2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
LT 500 kV JAGUARA - RIBEIRÃO PRETO, C1 (Nova)						**309.629**	**143.418**	**27.504**	**42.195**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 136,8 km		2031	136,8	1,0	1878,56	256.987	119.035	22.827	35.021
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 28,33 Mvar 1Φ	Jaguara	2031	4,0	1,0	3862,97	15.452	7.157	1.373	2.106
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 28,33 Mvar 1Φ	Ribeirão Preto	2031	4,0	1,0	3862,97	15.452	7.157	1.373	2.106
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Jaguara	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Jaguara	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
LT 500 kV JAÍBA - JANAÚBA 6, C1 E C2 (CD) (Nova)						**272.773**	**126.346**	**24.230**	**37.172**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 85 km		2031	85,0	1,0	2816,23	239.380	110.879	21.263	32.621
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Jaíba	2031	2,0	1,0	8348,25	16.697	7.734	1.483	2.275
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2031	2,0	1,0	8348,25	16.697	7.734	1.483	2.275
LT 500 kV JAÍBA - BURITIZEIRO 3, C1 E C2 (CD) (Nova)						**888.855**	**604.940**	**78.955**	**335.678**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 280,3 km		2026	280,3	1,0	2816,23	789.389	537.245	70.119	298.115
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Jaíba	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Jaíba	2026	2,0	1,0	2521,04	5.042	3.432	448	1.904
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2026	2,0	1,0	2521,04	5.042	3.432	448	1.904
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 36,67 Mvar 1Φ	Jaíba	2026	7,0	1,0	3999,20	27.994	19.053	2.487	10.572
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 36,67 Mvar 1Φ	Buritizeiro 3	2026	7,0	1,0	3999,20	27.994	19.053	2.487	10.572
LT 500 kV JOÃO NEIVA 2 - VIANA 2, C1 (CS) (Nova)						**159.467**	**108.531**	**14.165**	**60.223**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 76 km		2026	76,0	1,0	1878,56	142.771	97.167	12.682	53.918
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	João Neiva 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Viana 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV MARIMBONDO 2 - CAMPINAS, C1 (Nova)						**667.330**	**309.103**	**59.277**	**90.940**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 373 km		2031	373,0	1,0	1635,04	609.870	282.488	54.173	83.110
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo 2	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 82,67 Mvar 1Φ	Marimbondo 2	2031	4,0	1,0	4465,13	17.861	8.273	1.587	2.434
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 82,67 Mvar 1Φ	Campinas	2031	4,0	1,0	4465,13	17.861	8.273	1.587	2.434
LT 230 kV MASCARENHAS - AIMORES, C3 (Nova)						**27.089**	**12.548**	**2.406**	**3.692**
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 12 km		2031	12,0	1,0	626,86	7.522	3.484	668	1.025
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Mascarenhas	2031	1,0	1,0	6676,73	6.677	3.093	593	910
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Aimores	2031	1,0	1,0	6676,73	6.677	3.093	593	910
MIG-A	Mascarenhas	2031	1,0	1,0	2311,82	2.312	1.071	205	315
MIG-A	Aimores	2031	1,0	1,0	2311,82	2.312	1.071	205	315
MIM - 230 kV	Mascarenhas	2031	1,0	1,0	794,98	795	368	71	108

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
MIM - 230 kV	Aimores	2031	1,0	1,0	794,98	795	368	71	108
LT 500 kV CAPELINHA 3 - GOVERNADOR VALADARES 6, C1 E C2 (CS) (Nova)						**599.972**	**408.331**	**53.294**	**226.581**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 134 km		2026	134,0	1,0	1878,56	251.727	171.321	22.360	95.065
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 134 km		2026	134,0	1,0	1878,56	251.727	171.321	22.360	95.065
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Governador Valadares 6	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2026	2,0	1,0	2521,04	5.042	3.432	448	1.904
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Governador Valadares 6	2026	2,0	1,0	2521,04	5.042	3.432	448	1.904
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 24,5 Mvar 1Φ	Capelinha 3	2026	7,0	1,0	3788,61	26.520	18.049	2.356	10.015
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 24,5 Mvar 1Φ	Governador Valadares 6	2026	7,0	1,0	3788,61	26.520	18.049	2.356	10.015
LT 500 kV JANAÚBA 6 - JANAÚBA 3, C1 E C2 (CD) (Nova)						**95.350**	**64.894**	**8.470**	**36.009**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 22 km		2026	22,0	1,0	2816,23	61.957	42.167	5.503	23.398
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 3	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
LT 500 kV JANAÚBA 6 - CAPELINHA 3, C1 E C2 (CS) (Nova)						**971.215**	**660.993**	**86.271**	**366.781**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 231 km		2026	231,0	1,0	1878,56	433.947	295.337	38.546	163.881
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 231 km		2026	231,0	1,0	1878,56	433.947	295.337	38.546	163.881
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Janaúba 6	2026	2,0	1,0	2521,04	5.042	3.432	448	1.904
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Capelinha 3	2026	2,0	1,0	2521,04	5.042	3.432	448	1.904
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ	Janaúba 6	2026	7,0	1,0	4274,50	29.922	20.364	2.658	11.300
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ	Capelinha 3	2026	7,0	1,0	4274,50	29.922	20.364	2.658	11.300
LT 500 kV NOVA SERRANA 3 - VARGINHA 4, C1 (Nova)						**396.197**	**183.516**	**35.193**	**53.992**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 182,2 km		2031	182,2	1,0	1878,56	342.274	158.539	30.403	46.643
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Serrana 3	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Varginha 4	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Varginha 4	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Serrana 3	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 38,33 Mvar 1Φ	Nova Serrana 3	2031	4,0	1,0	4023,12	16.092	7.454	1.429	2.193
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 38,33 Mvar 1Φ	Varginha 4	2031	4,0	1,0	4023,12	16.092	7.454	1.429	2.193
LT 500 kV PARACATU 4 - NOVA PONTE 3, C1 (Nova)						**521.318**	**354.800**	**46.307**	**196.877**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 286 km		2026	286,0	1,0	1635,04	467.621	318.255	41.538	176.598
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 36,37 Mvar 1Φ	Paracatu 4	2026	4,0	1,0	3994,78	15.979	10.875	1.419	6.035
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 36,37 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2026	4,0	1,0	3994,78	15.979	10.875	1.419	6.035
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
LT 500 kV PARACATU 4 - NOVA PONTE 3, C2 (Nova)						**521.318**	**343.127**	**46.307**	**183.916**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 286 km		2026	286,0	1,0	1635,04	467.621	318.255	41.538	176.598
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Paracatu 4	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 36,37 Mvar 1Φ	Paracatu 4	2031	4,0	1,0	3994,78	15.979	7.401	1.419	2.178
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 36,37 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2031	4,0	1,0	3994,78	15.979	7.401	1.419	2.178
LT 500 kV PIRAPORA 2 - BURITIZEIRO 3, C1 E C2 (CD) (Nova)						**120.696**	**82.144**	**10.721**	**45.581**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 31 km		2026	31,0	1,0	2816,23	87.303	59.417	7.755	32.970
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Pirapora 2	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
LT 500 kV BURITIZEIRO 3 - NOVA SERRANA 3, C1 (Nova)						**506.603**	**344.785**	**45.000**	**191.320**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 277 km		2026	277,0	1,0	1635,04	452.906	308.240	40.230	171.041
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Serrana 3	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Serrana 3	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 36,37 Mvar 1Φ	Buritizeiro 3	2026	4,0	1,0	3994,78	15.979	10.875	1.419	6.035
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 36,37 Mvar 1Φ	Nova Serrana 3	2026	4,0	1,0	3994,78	15.979	10.875	1.419	6.035
LT 500 kV BURITIZEIRO 3 - NOVA SERRANA 3, C2 (Nova)						**506.603**	**234.655**	**45.000**	**69.037**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 277 km		2031	277,0	1,0	1635,04	452.906	209.783	40.230	61.720
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Serrana 3	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Serrana 3	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 36,37 Mvar 1Φ	Buritizeiro 3	2031	4,0	1,0	3994,78	15.979	7.401	1.419	2.178
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 36,37 Mvar 1Φ	Nova Serrana 3	2031	4,0	1,0	3994,78	15.979	7.401	1.419	2.178
LT 500 kV BURITIZEIRO 3 - PRESIDENTE JUSCELINO, C1 (Nova)						**358.372**	**165.996**	**31.833**	**48.837**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 187,3 km		2031	187,3	1,0	1635,04	306.243	141.850	27.203	41.733
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 25 Mvar 1Φ	Buritizeiro 3	2031	4,0	1,0	3798,85	15.195	7.038	1.350	2.071
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 25 Mvar 1Φ	Presidente Juscelino	2031	4,0	1,0	3798,85	15.195	7.038	1.350	2.071
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Juscelino	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Juscelino	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
LT 500 kV BURITIZEIRO 3 - SÃO GOTARDO 2, C1 (Nova)						**435.707**	**296.535**	**38.703**	**164.546**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 234 km		2026	234,0	1,0	1635,04	382.599	260.391	33.985	144.490

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	São Gotardo 2	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 31,67 Mvar 1Φ	Buritizeiro 3	2026	4,0	1,0	3921,15	15.685	10.675	1.393	5.923
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 31,67 Mvar 1Φ	São Gotardo 2	2026	4,0	1,0	3921,15	15.685	10.675	1.393	5.923
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Buritizeiro 3	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	São Gotardo 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV PRESIDENTE JUSCELINO - VESPASIANO 2, C1 (Nova)						**271.263**	**184.617**	**24.096**	**102.443**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 135 km		2026	135,0	1,0	1635,04	220.730	150.225	19.607	83.359
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Juscelino	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Vespasiano 2	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 16,67 Mvar 1Φ	Presidente Juscelino	2026	4,0	1,0	3599,25	14.397	9.798	1.279	5.437
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 16,67 Mvar 1Φ	Vespasiano 2	2026	4,0	1,0	3599,25	14.397	9.798	1.279	5.437
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Presidente Juscelino	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Vespasiano 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV SANTOS DUMONT - TERMINAL RIO, C1 (Nova)						**275.389**	**127.558**	**24.462**	**37.529**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 137,3 km		2031	137,3	1,0	1635,04	224.491	103.983	19.941	30.593
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Santos Dumont	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 18,33 Mvar 1Φ	Santos Dumont	2031	4,0	1,0	3644,91	14.580	6.753	1.295	1.987
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 18,33 Mvar 1Φ	Terminal Rio	2031	4,0	1,0	3644,91	14.580	6.753	1.295	1.987
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Santos Dumont	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Terminal Rio	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
LT 500 kV SÃO GOTARDO 2 - JAGUARA, C1 (Nova)						**367.452**	**250.081**	**32.640**	**138.769**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 167 km		2026	167,0	1,0	1878,56	313.720	213.512	27.867	118.477
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	São Gotardo 2	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Jaguara	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 36,67 Mvar 1Φ	São Gotardo 2	2026	4,0	1,0	3999,20	15.997	10.887	1.421	6.041
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 36,67 Mvar 1Φ	Jaguara	2026	4,0	1,0	3999,20	15.997	10.887	1.421	6.041
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	São Gotardo 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Jaguara	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - ARARAQUARA 2, C1 (Nova)						**533.029**	**362.770**	**47.348**	**201.299**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 293 km		2026	293,0	1,0	1635,04	479.067	326.045	42.554	180.921
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 38,67 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2026	4,0	1,0	4027,91	16.112	10.965	1.431	6.085
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 38,67 Mvar 1Φ	Araraquara 2	2026	4,0	1,0	4027,91	16.112	10.965	1.431	6.085
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - ARARAQUARA 2, C2 (Nova)						**533.029**	**246.895**	**47.348**	**72.639**

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 293 km		2031	293,0	1,0	1635,04	479.067	221.901	42.554	65.285
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 38,67 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2031	4,0	1,0	4027,91	16.112	7.463	1.431	2.196
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 38,67 Mvar 1Φ	Araraquara 2	2031	4,0	1,0	4027,91	16.112	7.463	1.431	2.196
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
LT 500 kV NOVA PONTE 3 - RIBEIRÃO PRETO, C1 (Nova)						**474.264**	**322.776**	**42.128**	**179.107**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 222,9 km		2026	222,9	1,0	1878,56	418.731	284.981	37.195	158.135
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2026	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.716	224	952
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ	Nova Ponte 3	2026	4,0	1,0	4224,34	16.897	11.500	1.501	6.381
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ	Ribeirão Preto	2026	4,0	1,0	4224,34	16.897	11.500	1.501	6.381
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte 3	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirão Preto	2026	1,0	1,0	8348,25	8.348	5.682	742	3.153
LT 500 kV VARGINHA 4 - ITATIBA 2, C1 (Nova)						**496.749**	**230.091**	**44.125**	**67.695**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 235,1 km		2031	235,1	1,0	1878,56	441.649	204.569	39.231	60.186
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Varginha 4	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itatiba 2	2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Varginha 4	2031	4,0	1,0	4170,15	16.681	7.726	1.482	2.273
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Itatiba 2	2031	4,0	1,0	4170,15	16.681	7.726	1.482	2.273
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Varginha 4	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itatiba 2	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
LT 500 kV VESPASIANO 2 - ITABIRITO 2, C1 (Nova)						**147.500**	**68.321**	**13.102**	**20.101**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 80 km		2031	80,0	1,0	1635,04	130.803	60.587	11.619	17.825
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Vespasiano 2	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itabirito 2	2031	1,0	1,0	8348,25	8.348	3.867	742	1.138
LT 345 kV VIANA 2 - VIANA, C3 (Nova)						**20.485**	**13.942**	**1.820**	**7.736**
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 7 km		2026	7,0	1,0	1030,50	7.214	4.909	641	2.724
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Viana 2	2026	1,0	1,0	6635,98	6.636	4.516	589	2.506
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Viana	2026	1,0	1,0	6635,98	6.636	4.516	589	2.506
SE 500 kV ARINOS (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500/230/138 kV PARACATU 4 (Ampliação/Adequação)						**25.864**	**17.603**	**2.297**	**9.768**

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*3,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*3,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
SE 500 kV NOVA PONTE 3 (Nova)						**106.650**	**72.584**	**9.473**	**40.277**
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*7,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*5,0*						
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ		2026	7,0	1,0	4170,15	29.191	19.867	2.593	11.024
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	7578,48	15.157	10.316	1.346	5.724
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	4,0	1,0	8767,17	35.069	23.867	3.115	13.244
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	11803,81	11.804	8.033	1.049	4.458
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	15429,21	15.429	10.501	1.371	5.827
SE 500/138 kV MORRO AGUDO (Ampliação/Adequação)						**51.471**	**35.030**	**4.572**	**19.438**
3° ATF 500/138 kV, 3 x 133,33 MVA 1Φ		2026	3,0	1,0	8155,93	24.468	16.652	2.173	9.240
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9709,05	9.709	6.608	862	3.667
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	4666,17	4.666	3.176	414	1.762
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8955,01	8.955	6.095	795	3.382
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	3136,65	3.137	2.135	279	1.185
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	536,03	536	365	48	202
SE 500/440/138 kV ARARAQUARA 2 (Ampliação/Adequação)						**100.177**	**68.179**	**8.898**	**37.832**
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
4° ATF 500/440 kV, 3 x 416,67 MVA 1Φ		2026	3,0	1,0	16455,44	49.366	33.598	4.385	18.643
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9522,36	9.522	6.481	846	3.596
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9522,36	9.522	6.481	846	3.596
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 440 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
SE 500/345 kV ESTREITO (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500/345 kV JAGUARA (Ampliação/Adequação)						**25.864**	**17.603**	**2.297**	**9.768**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
SE 500/345 kV JAGUARA (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**6.552**	**1.257**	**1.928**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8767,17	8.767	4.061	779	1.195
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	2950,95	2.951	1.367	262	402
SE 500/345 kV SÃO GOTARDO 2 (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500/345 kV PRESIDENTE JUSCELINO (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500/345 kV PRESIDENTE JUSCELINO (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**6.552**	**1.257**	**1.928**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8767,17	8.767	4.061	779	1.195
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	2950,95	2.951	1.367	262	402
SE 500/345 kV VESPASIANO 2 (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500/345 kV VESPASIANO 2 (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**6.552**	**1.257**	**1.928**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8767,17	8.767	4.061	779	1.195
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	2950,95	2.951	1.367	262	402
SE 500 kV ITABIRITO 2 (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
SE 500 kV ITABIRITO 2 (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**6.552**	**1.257**	**1.928**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8767,17	8.767	4.061	779	1.195
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	2950,95	2.951	1.367	262	402
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
SE 500/345 kV SANTOS DUMONT 2 | Novo pátio 500kV (Ampliação/Adequação)						**101.684**	**69.204**	**9.032**	**38.401**
1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 250 MVA 1Φ		2026	4,0	1,0	12243,74	48.975	33.332	4.350	18.496
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9522,36	9.522	6.481	846	3.596
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7580,87	7.581	5.159	673	2.863
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7135,34	7.135	4.856	634	2.695
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	19702,84	19.703	13.409	1.750	7.441
SE 500 kV TERMINAL RIO (Ampliação/Adequação)						**25.864**	**11.980**	**2.297**	**3.525**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	2,0	1,0	8767,17	17.534	8.122	1.558	2.389
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2031	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.125	216	331
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	5901,91	5.902	2.734	524	804
SE 500 kV ITATIBA 2 (Nova)						**62.809**	**29.093**	**5.579**	**8.559**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	4,0	1,0	8767,17	35.069	16.244	3.115	4.779
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*6,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	11803,81	11.804	5.467	1.049	1.609
MIG (Terreno Rural)		2031	1,0	1,0	15936,10	15.936	7.381	1.416	2.172
SE 500/345 kV VARGINHA 4 | Novo pátio 500kV (Ampliação/Adequação)						**103.978**	**48.162**	**9.236**	**14.170**
1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ		2031	4,0	1,0	8574,93	34.300	15.887	3.047	4.674

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	9522,36	9.522	4.411	846	1.298
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	7580,87	7.581	3.511	673	1.033
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	2,0	1,0	8767,17	17.534	8.122	1.558	2.389
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	7135,34	7.135	3.305	634	972
MIG (Terreno Rural)		2031	1,0	1,0	19811,52	19.812	9.177	1.760	2.700
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	5901,91	5.902	2.734	524	804
MIM - 345 kV		2031	1,0	1,0	2192,30	2.192	1.015	195	299
SE 500 kV NOVA SERRANA (Nova)						**62.225**	**42.349**	**5.527**	**23.499**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	4,0	1,0	8767,17	35.069	23.867	3.115	13.244
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*7,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*3,0*						
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	15352,47	15.352	10.449	1.364	5.798
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	11803,81	11.804	8.033	1.049	4.458
SE 500/345 kV BURITIZEIRO 3 (Nova)						**168.786**	**114.873**	**14.993**	**63.742**
1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 200 MVA 1Φ		2026	4,0	1,0	11215,66	44.863	30.533	3.985	16.942
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9522,36	9.522	6.481	846	3.596
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7580,87	7.581	5.159	673	2.863
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	5,0	1,0	8767,17	43.836	29.834	3.894	16.555
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	3,0	1,0	7135,34	21.406	14.569	1.901	8.084
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*8,0*						
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*6,0*						
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	20246,24	20.246	13.779	1.798	7.646
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	14754,77	14.755	10.042	1.311	5.572
MIM - 345 kV		2026	1,0	1,0	6576,89	6.577	4.476	584	2.484
SE 500/230 kV JAÍBA (Nova)						**223.992**	**138.376**	**19.897**	**68.969**
1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 250 MVA 1Φ		2026	7,0	1,0	12212,69	85.489	58.182	7.594	32.285
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	9522,36	19.045	12.962	1.692	7.192
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	2,0	1,0	6045,18	12.090	8.228	1.074	4.566
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
MIM - 230 kV		2026	1,0	1,0	1589,96	1.590	1.082	141	600
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	17623,20	17.623	11.994	1.565	6.655
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
3° ATF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ		2031	3,0	1,0	12212,69	36.638	16.971	3.254	4.993
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	9522,36	9.522	4.411	846	1.298
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2031	1,0	1,0	6045,18	6.045	2.800	537	824
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8767,17	8.767	4.061	779	1.195

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	2950,95	2.951	1.367	262	402
MIM - 230 kV		2031	1,0	1,0	794,98	795	368	71	108
SE 500/230 kV JANAÚBA 3 (Ampliação/Adequação)						**25.864**	**17.603**	**2.297**	**9.768**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
SE 500 kV JANAÚBA 6 (Nova)						**62.148**	**42.297**	**5.520**	**23.470**
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*6,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	4,0	1,0	8767,17	35.069	23.867	3.115	13.244
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	11803,81	11.804	8.033	1.049	4.458
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	15275,73	15.276	10.396	1.357	5.769
SE 500 kV CAPELINHA 3 (Nova)						**74.689**	**50.832**	**6.634**	**28.207**
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ		2026	4,0	1,0	4170,15	16.681	11.353	1.482	6.299
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7578,48	7.578	5.158	673	2.862
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	3,0	1,0	8767,17	26.302	17.900	2.336	9.933
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	15275,73	15.276	10.396	1.357	5.769
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	8852,86	8.853	6.025	786	3.343
SE 500/230 kV GOVERNADOR VALADARES 6 (Ampliação/Adequação)						**25.864**	**17.603**	**2.297**	**9.768**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	5901,91	5.902	4.017	524	2.229
SE 500 kV MUTUM (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500/345 kV JOÃO NEIVA 2 (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 500/345 kV VIANA 2 (Ampliação/Adequação)						**26.597**	**18.101**	**2.363**	**10.044**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8955,01	8.955	6.095	795	3.382
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7305,58	7.306	4.972	649	2.759
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	3136,65	3.137	2.135	279	1.185
MIM - 345 kV		2026	1,0	1,0	2329,64	2.330	1.586	207	880
MIG-A		2026	1,0	1,0	4870,15	4.870	3.315	433	1.839
SE 500/345 kV VIANA 2 (Ampliação/Adequação)						**51.218**	**23.724**	**4.550**	**6.980**
3° ATF 500/345 kV, 3 x 300 MVA 1Φ		2031	3,0	1,0	11253,69	33.761	15.638	2.999	4.601
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	9709,05	9.709	4.497	862	1.323
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	7748,16	7.748	3.589	688	1.056
SE 345/138 kV VIANA (Ampliação/Adequação)						**11.703**	**7.965**	**1.040**	**4.419**
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7135,34	7.135	4.856	634	2.695
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2374,87	2.375	1.616	211	897
MIM - 345 kV		2026	1,0	1,0	2192,30	2.192	1.492	195	828
SE 500/345 kV RIO NOVO DO SUL (Ampliação/Adequação)						**87.030**	**40.312**	**7.731**	**11.860**
2° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 350 MVA 1Φ		2031	4,0	1,0	11961,45	47.846	22.162	4.250	6.520
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	9709,05	9.709	4.497	862	1.323
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	7748,16	7.748	3.589	688	1.056
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	8955,01	8.955	4.148	795	1.220
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	7305,58	7.306	3.384	649	996
MIM - 500 kV		2031	1,0	1,0	3136,65	3.137	1.453	279	427
MIM - 345 kV		2031	1,0	1,0	2329,64	2.330	1.079	207	317
SE 500 kV MARIMBONDO (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500/345 kV CAMPINAS (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SECC LT 345 kV FURNAS - ITUTINGA, C1, NA SE VARGINHA 4 (Nova)						**74.233**	**34.384**	**6.594**	**10.116**
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2031	2,0	1,0	6635,98	13.272	6.147	1.179	1.809
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 795 MCM (DRAKE), 34,95 km		2031	34,95	1,0	1744,24	60.961	28.237	5.415	8.307
SECC LT 500 kV ITUMBIARA - NOVA PONTE, C1, NA SE NOVA PONTE 3 (Nova)						**47.793**	**22.138**	**4.245**	**6.513**
Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (RAIL), 13 km		2031	13,0	1,0	2392,07	31.097	14.404	2.762	4.238
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2031	2,0	1,0	8348,25	16.697	7.734	1.483	2.275
SECC LT 500 kV ARARAQUARA 2 - ITATIBA, C1, NA SE ITATIBA 2 (Nova)						**35.429**	**16.410**	**3.147**	**4.828**
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 1113 MCM (BLUEJAY), 5,3 km		2031	5,3	1,0	3058,70	16.211	7.509	1.440	2.209
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2031	2,0	1,0	8348,25	16.697	7.734	1.483	2.275
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	2521,04	2.521	1.168	224	344
SECC LT 500 kV ITATIBA - IBIÚNA, C1, NA SE ITATIBA 2 (Nova)						**21.720**	**13.690**	**1.929**	**6.990**
Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (RAIL), 2,1 km		2031	2,1	1,0	2392,07	5.023	2.327	446	685
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
SECC LT 500 kV BOM DESPACHO 3 - NEVES 1, C1, NA SE NOVA SERRANA 3 (Nova)						**33.009**	**22.465**	**2.932**	**12.466**
Circuito Duplo 500 kV, 3 x 900 MCM (RUDDY), 7 km		2026	7,0	1,0	2330,29	16.312	11.102	1.449	6.160
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
SECC LT 500 kV BOM DESPACHO 3 - NEVES 1, C2, NA SE NOVA SERRANA 3 (Nova)						**33.009**	**22.465**	**2.932**	**12.466**
Circuito Duplo 500 kV, 3 x 900 MCM (RUDDY), 7 km		2026	7,0	1,0	2330,29	16.312	11.102	1.449	6.160
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
SE 440/138 kV ARARAQUARA (Ampliação/Adequação)						**14.146**	**9.628**	**1.257**	**5.342**
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 440 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
SE 500/440 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)						**113.843**	**77.480**	**10.112**	**42.993**
3° ATF 500/440 kV, 3 x 400 MVA 1Φ		2026	3,0	1,0	16120,98	48.363	32.915	4.296	18.264
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8767,17	17.534	11.934	1.558	6.622
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9522,36	9.522	6.481	846	3.596
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9522,36	9.522	6.481	846	3.596
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*						
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	8852,86	8.853	6.025	786	3.343
MIM - 440 kV		2026	1,0	1,0	8852,86	8.853	6.025	786	3.343
SECC LT 500 kV BOM DESPACHO 3 - OURO PRETO, C1, NA SE SÃO GONÇALO DO PARÁ (Nova)						**32.640**	**22.215**	**2.899**	**12.327**

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,6 km		2026	0,6	1,0	1498,20	899	612	80	339
Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,6 km		2026	0,6	1,0	1498,20	899	612	80	339
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8348,25	16.697	11.363	1.483	6.305
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	8767,17	8.767	5.967	779	3.311
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2950,95	2.951	2.008	262	1.114
MIG-A		2026	1,0	1,0	2427,97	2.428	1.652	216	917
SECC LT 345 kV ITUTINGA - JUIZ DE FORA 1, C1, NA SE SANTOS DUMONT 2 (Nova)						**28.597**	**19.463**	**2.540**	**10.800**
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 900 MCM (RUDDY), 9 km		2026	9,0	1,0	1702,78	15.325	10.430	1.361	5.788
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	6635,98	13.272	9.033	1.179	5.012
SECC LT 345 kV PIRAPORA 2 - TRÊS MARIAS, C1, NA SE BURITIZEIRO 3 (Nova)						**39.968**	**27.201**	**3.550**	**15.094**
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 1113 MCM (BLUEJAY), 14,3 km		2026	14,3	1,0	1866,84	26.696	18.169	2.371	10.082
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	6635,98	13.272	9.033	1.179	5.012
SECC LT 345 kV PIRAPORA 2 - VÁRZEA DA PALMA, C1, NA SE BURITIZEIRO 3 (Nova)						**70.145**	**47.739**	**6.231**	**26.490**
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	6635,98	13.272	9.033	1.179	5.012
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 900 MCM (RUDDY), 33,4 km		2026	33,4	1,0	1702,78	56.873	38.707	5.052	21.478
SE 138 kV MONTES CLAROS 5 (Nova)						**12.783,00**	**8.699,90**	**1.135,48**	**4.827,53**
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			*3,0*						
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	3742,44	3.742,44	2.547,04	332,43	1.413,34
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	8504,53	8.504,53	5.788,04	755,44	3.211,75
LT 138 kV MONTES CLAROS 5 - MONTES CLAROS 2, C1 E C2 (CD) | Individualização entradas de linha (Ampliação/Adequação)						**10.841,84**	**7.378,77**	**963,05**	**4.094,44**
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 0,3 km		2026	0,3	1,0	385,59	115,68	78,73	10,28	43,69
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BS	Montes Claros 5	2026	1,0	1,0	4664,06	4.664,06	3.174,28	414,30	1.761,39
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Montes Claros 2	2026	1,0	1,0	4990,04	4.990,04	3.396,14	443,25	1.884,50
MIM - 138 kV	Montes Claros 2	2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
MIM - 138 kV	Montes Claros 5	2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
LT 138 kV MONTES CLAROS 1 - MONTES CLAROS 5, C1 | LD subterrânea - 300 MVA (Nova)						**16.192,73**	**11.020,50**	**1.438,36**	**6.115,22**
LD subterrânea, 138 kV - 1,3 km		2026	1,3	1,0	8455,88	10.992,64	7.481,41	976,45	4.151,40
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BS	Montes Claros 5	2026	1,0	1,0	4664,06	4.664,06	3.174,28	414,30	1.761,39
MIM - 138 kV	Montes Claros 5	2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
SE 138 kV FRANCISCO SÁ 5 (Nova)						**12.783,00**	**8.699,90**	**1.135,48**	**4.827,53**
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			*3,0*						
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	3742,44	3.742,44	2.547,04	332,43	1.413,34
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	8504,53	8.504,53	5.788,04	755,44	3.211,75
SECC LT 138 kV FRANCISCO SÁ 2 - FRANCISCO SÁ 4, C1, NA SE FRANCISCO SÁ 5 (Nova)						**10.686,75**	**7.273,22**	**949,28**	**4.035,87**

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 0,5 km		2026	0,5	1,0	573,15	286,58	195,04	25,46	108,23
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BS		2026	2,0	1,0	4664,06	9.328,12	6.348,56	828,59	3.522,79
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	1072,05	1.072,05	729,62	95,23	404,86
LT 138 kV FRANCISCO SÁ 5 - MONTES CLAROS 2, C1 (Nova)						**35.990,60**	**24.494,60**	**3.196,95**	**13.591,93**
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 55 km		2026	55,0	1,0	456,39	25.101,45	17.083,63	2.229,70	9.479,62
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Francisco Sá 5	2026	1,0	1,0	4827,05	4.827,05	3.285,21	428,77	1.822,95
MIM - 138 kV	Francisco Sá 5	2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Montes Claros 2	2026	1,0	1,0	4990,04	4.990,04	3.396,14	443,25	1.884,50
MIM - 138 kV	Montes Claros 2	2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43
LT 138 kV JANAÚBA 3 - JANAÚBA 1, C1 | Recapacitação para 150 MVA (Ampliação/Adequação)						**3.160,16**	**2.150,75**	**280,71**	**1.193,44**
Recapacitação da LD, 16 km		2026	16,0	1,0	197,51	3.160,16	2.150,75	280,71	1.193,44
SE 345/138 kV MONTES CLAROS 2 | Substituição transformação 345/138 kV (Ampliação/Adequação)						**61.179,27**	**41.637,58**	**5.434,40**	**23.104,49**
1° e 2° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 125 MVA 1Φ		2026	7,0	1,0	7973,44	55.814,08	37.986,13	4.957,82	21.078,31
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	4829,16	4.829,16	3.286,65	428,96	1.823,74
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	536,03	536,03	364,81	47,61	202,43

19.4 Anexo 4 – Consultas de Viabilidade de Expansão

19.4.1 SE Presidente Juscelino – MG (Mantiqueira Transmissora de Energia S.A.)

MANTIQUEIRA
TRANSMISSORA DE ENERGIA

Rio de Janeiro/RJ, 18 de setembro de 2020.

CO-347-20

À
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
Av. Rio Branco, 1 - 11º andar
Centro - Rio de Janeiro
20900-003

At.: **Sr. José Marcos Bressane**
Superintendente de Transmissão de Energia

Ref.: Resposta ao Ofício n° 0511/2020/DEE/EPE

Anexo 1 – Formulário de Consulta - Expansão da SE Presidente Juscelino
Anexo 2 – Planta de Situação e Localização da SE Presidente Juscelino

Prezado Senhor Superintendente,

A **MANTIQUEIRA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.**, ("Mantiqueira"), concessionária do serviço público de transmissão de energia elétrica, conforme lote A - leilão 005/2015, na pessoa do seu representante legal, com sede no Município do Rio de Janeiro/RJ, na Avenida Presidente Wilson, n° 231, sala 1004-parte, inscrita no CNPJ n.º 24.176.892/0001-44, vem, respeitosamente, perante V.Sa. informar o que segue:

Em resposta ao Ofício de n° 0511/2020/DEE/EPE, com relação à consulta de viabilidade de expansão da Subestação 500kV Presidente Juscelino, de propriedade da Mantiqueira, seguem em anexo (Anexo 1) as informações solicitadas para atendimento a esta consulta, de acordo com o descrito no ofício, levando-se em consideração o Formulário de Consulta recebido e as considerações indicadas no campo "Observações do Proprietário", do anexo supracitado. Também está sendo encaminhada em anexo (Anexo 2) a este Ofício a Planta de Situação e Localização da Subestação Presidente Juscelino, para melhor compreensão acerca das considerações expostas.

Sem mais para o momento, reiteramos nossos sinceros votos de estima e consideração, bem como nos colocamos à disposição para esclarecimentos do que for necessário.

Atenciosamente,

MARCELLO NUNES MEDEIROS: 08130481766

Assinado digitalmente por MARCELLO NUNES MEDEIROS:08130481766
DN: C=BR, O=ICP-Brasil, OU=Secretaria da Receita Federal do Brasil - RFB, OU=RFB e-CPF A3, OU=SEM BRANCO, OU=Autenticado por AR Certificar Online, CN=MARCELLO NUNES MEDEIROS:08130481766
Razão: Eu sou o autor deste documento
Localização:
Data: 2020-09-18 15:02:45

Marcello Nunes Medeiros
Gerente Técnico de Concessões

MANTIQUEIRA - Av. Presidente Wilson, 231, sala 1004, CEP: 20030-021, Centro, Rio de Janeiro, RJ - Tel.: + 55 21 2101-9900 – www.cymimaia.com.br

epe Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 11/09/2020 Revisão: 0

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo para o atendimento à geração de energia solar fotovoltaica da região norte de Minas Gerais

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Presidente Juscelino **Concessionária Proprietária:** Mantiqueira Transmissora de Energia S.A.

1. Módulos de Manobra

- [ ] EL Quantidade: 3 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [ ] CRL fixo Quantidade: 3 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [ ] IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

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).

1

epe Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 11/09/2020 Revisão: 0

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

☒ EL Quantidade: 3 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

☒ CRL Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

☒ IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

☐ CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV): _____ Arranjo Prim.: ___ Sec.: ___ Ter: ____

2. Módulos de Equipamentos

☐ Transformadores Quantidade: ___ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (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 _____

2

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 11/09/2020
		Revisão: 0

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações da EPE

Informar se é possível atender ao menos parcialmente

6. Observações do Proprietário

A Mantiqueira esclarece que o presente Ofício está sendo respondido considerando-se exclusivamente as informações de disponibilidade solicitadas pela EPE (disponibilidade para implantação de 3 módulos de Entrada de Linha, para implantação de 3 módulos de Conexão de Reator de Linha e para implantação de 2 módulos de Interligação de Barras).
Informamos que há viabilidade para conexão de 3 Entradas de Linha no setor de 500kV, em vãos que já possuem Interligação de Barras implantadas, porém há espaço físico disponível para conexão de reatores de linha em apenas duas delas, em ambos os casos sem unidade reserva. Para atendimento de um terceiro módulo de conexão de reator de linha, seria necessária a implantação de módulos adicionais de entrada de linha, porém, para tal, torna-se necessária uma avaliação acerca da expansão futura da subestação. Com relação aos 2 módulos de Interligação de Barras, há disponibilidade para implantação, porém, com o atual arranjo da subestação e com base no Relatório R4 da subestação Presidente Juscelino, o espaço destinado a essa implantação será para atender à futura expansão prevista do setor de 345kV da subestação, e do futuro setor de 230kV.

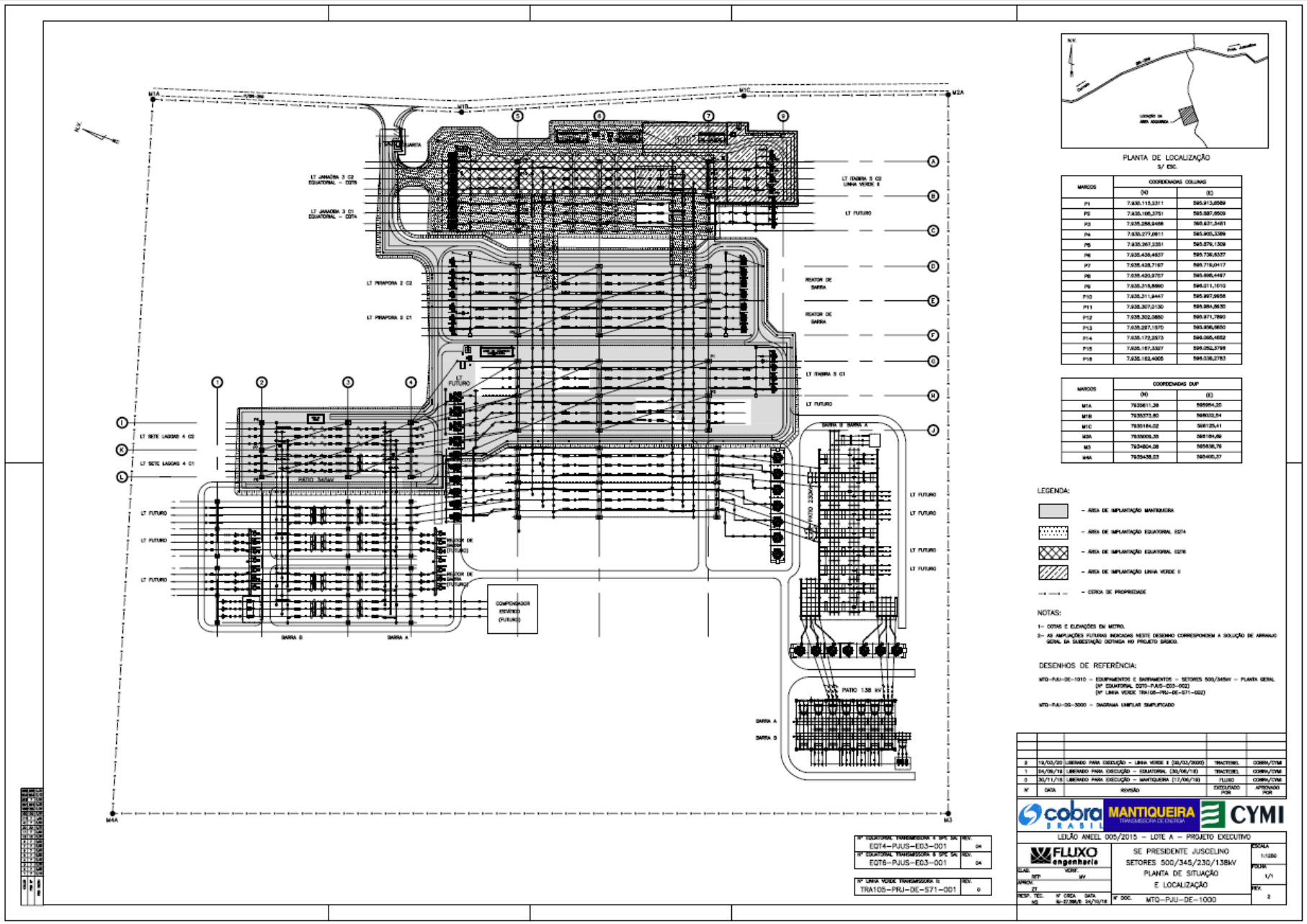
11 de setembro de 2020
Data da Solicitação

18 de setembro de 2020
Data da Entrega do Formulário

José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome:
Cargo:

3


PLANTA DE LOCALIZAÇÃO
S/ ESC.
LEGENDA:
NOTAS:
DESENHOS DE REFERÊNCIA:
SE PRESIDENTE JUSCELINO
SETORES 500/345/230/138kV
PLANTA DE SITUAÇÃO
E LOCALIZAÇÃO
MTG-PJU-DE-1000
LEILÃO ANEEL 005/2015 – LOTE A – PROJETO EXECUTIVO

19.4.2 SE Campinas – SP (Furnas)

FURNAS

Rua Real grandeza, 219 – Botafogo
Rio de Janeiro RJ Brasil
CEP.: 22281-900
Tel.: 55 21 2528-3112
Fax: 55 21 2528-6858
CNPJ.: 23274194/0001-19

Rio de Janeiro, 31 de agosto de 2020
N.Ref.: ET.E.E.025.2020
S.Ref.: Ofício 0456/2020/DEE/EPE

Ao Senhor
José Marco Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
EPE – Empresa de Energia Elétrica
Avenida Rio Branco 1, 11º andar
Centro- Rio de Janeiro RJ

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão da Subestação Campinas.

Senhor Superintendente

1. O Ofício 0456/2020/DEE/EPE de 13 de agosto de 2020 encaminhado para FURNAS, solicitou-nos informar a viabilidade de expansão da SE Campinas de FURNAS e para tanto a EPE encaminhou-nos formulários, anexos ao ofício supracitado, a serem preenchidos onde é solicitado um levantamento de informações visando o balizamento de alternativas viáveis para o atendimento de futura expansão da Subestação.

2. Adicionalmente, a EPE fez as seguintes observações nos formulários encaminhados:
   a. O espaço alvo desta consulta já foi considerado pela EPE para o reforço indicativo da LT 500kV Marimbondo 2 – Campinas. A necessidade desta LT, no entanto, não foi confirmada, e o espaço anteriormente cogitado para sua conexão poderá ser utilizado para esse novo reforço;
   b. Embora aparentemente inviável, a EPE solicita informar se seria possível implementar uma saída de linha adicional, além da hachurada em azul;
   c. Informar se é possível atender ao menos parcialmente.

3. Assim, para uma correta análise da viabilidade faz-se necessária uma visita ao site da Subestação em epígrafe, haja vista que muito provavelmente deverá ocorrer uma expansão da área britada, contemplando eventualmente a realocação de galpões, de arruamento dentre outras interferências.

4. Considerando os pontos acima destacados, e diante da situação de Pandemia pela qual passamos, que exigem necessários protocolos de segurança para presença em campo, e que demandam prazo para estruturação logística das equipes, solicitamos que o prazo estipulado pelo referido Ofício, de 15 dias, seja ampliado para 30 dias, diferentemente de uma análise de viabilidade padrão.

Atenciosamente,

Victor Hugo Goes Ricco
Superintendente de Empreendimentos de Transmissão – ET.E

"Este documento é classificado como "Informação Pública", nos termos da Lei nº 12.527/2011, sendo seu emissor responsável pela classificação, nesta data."

19.4.3 SE Araraquara 2 – SP (Araraquara Transmissora de Energia S.A. - State Grid Brazil Holding)

ARARAQUARA
TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.

Rio de Janeiro, 24 de agosto de 2020.
SMTE/BD/087/2020

À
EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE
Av. Rio Branco, 01 – 11° andar
20.090-003 – Rio de Janeiro – RJ

Atenção: José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia Elétrica

Assunto: Resposta ao Ofício n° 0440/2020: Consulta de viabilidade de expansão da subestação Araraquara 2

Prezados Senhores,

A Araraquara Transmissora de Energia S.A. ("Araraquara"), concessionária de transmissão de energia elétrica, vem, em atendimento ao solicitado por meio do ofício em referência, informar sobre a viabilidade de expansão da subestação Araraquara 2, conforme formulário de consulta anexo.

Ressalta-se que as informações consideram apenas as premissas elencadas pela EPE no formulário de consulta para análise de viabilidade física da Subestação, sendo necessários estudos mais aprofundados quando da definição do projeto para verificação plena da viabilidade técnica do acesso.

Sendo o que nos cabia informar, permanecemos à disposição.

Atenciosamente.

Ramon Sade Haddad
Diretor Presidente

Av. Presidente Vargas, 955 – 16° Andar – Centro – Rio de Janeiro – RJ – CEP: 20.071-004
Tel.: (21) 2223-7342 / Fax: (21) 2173-7591

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 07/08/2020 Revisão: 0

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo Prospectivo das Solares do Norte de Minas Gerais

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: ARARAQUARA 2 **Concessionária Proprietária:** ARARAQUARA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A

1. Módulos de Manobra

■	EL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
■	CRL fixo	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
■	IB	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM

2. Diagrama Unifilar

O diagrama unifilar simplificado da alternativa proposta encontra-se em figura anexa.

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).

1

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 07/08/2020 Revisão: 0

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

[X] EL Quantidade: 1 / 2 Tensão (kV): 500/440 Arranjo: DJM

[X] CRL Quantidade: 1/2 Tensão (kV): 500/440 Arranjo: DJM

[X] IB Quantidade: 1/1 Tensão (kV): 500/440 Arranjo: DJM

[X] CT Quantidade: 1/1 Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 500/440 Arranjo Prim.: DJM Sec.: DJM Ter: Ser. Auxiliar

2. Módulos de Equipamentos

[X] Transformadores Quantidade: 3+1R Potência (MVA): 416,67 por fase Tensão Prim./Sec. (kV) 500/440 Fase: três + R

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? [ ] Sim Área Prevista:_____

[X] Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? [ ] Sim Equipamentos Necessários: _____

[X] Não _____

2

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 07/08/2020 Revisão: 0

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações da EPE

. Solicitamos informar se a expansão seria realizada em Barra Dupla Disjuntor Duplo ou se há a possibilidade de evoluir para o arranjo Disjunto e Meio;

. Aparentemente, há necessidade de aquisição de terreno; e

. Informar se é possível atender ao menos parcialmente.

6. Observações do Proprietário

Comentários numerados a seguir referem-se as áreas identificadas no arranjo da página seguinte de 1 a 3.

1-Em função de acessos anteriores, impossibilitou a expansão de uma EL+IB de 500kV, pois inviabiliza a saída da LT em função de cruzamentos de LTs 500kV, Itatiba e Fernão Dias sobre quatro outras LTs (500kV e 440kV), ainda na área da Subestação.

2-Área de propriedade da proprietária da SE, há espaço físico para expansão de duas EL e um IB 500kV, contudo trata-se de área com vegetação densa a ser licenciada.

3-Há espaço físico na SE, contudo pode haver limitação em função de traçado aprovado para novas LTs 500kV implementadas, Itatiba e e Fernão Dias, idem item 1.

Não há espaço físico para novos painéis, relativos as entradas de LT ou Conexão de transformador, sendo necessário construção nova.

Necessária instalação de 4 unidades de transformação, 3 + 1R.

07 de agosto de 2020
Data da Solicitação

Data da Entrega do Formulário

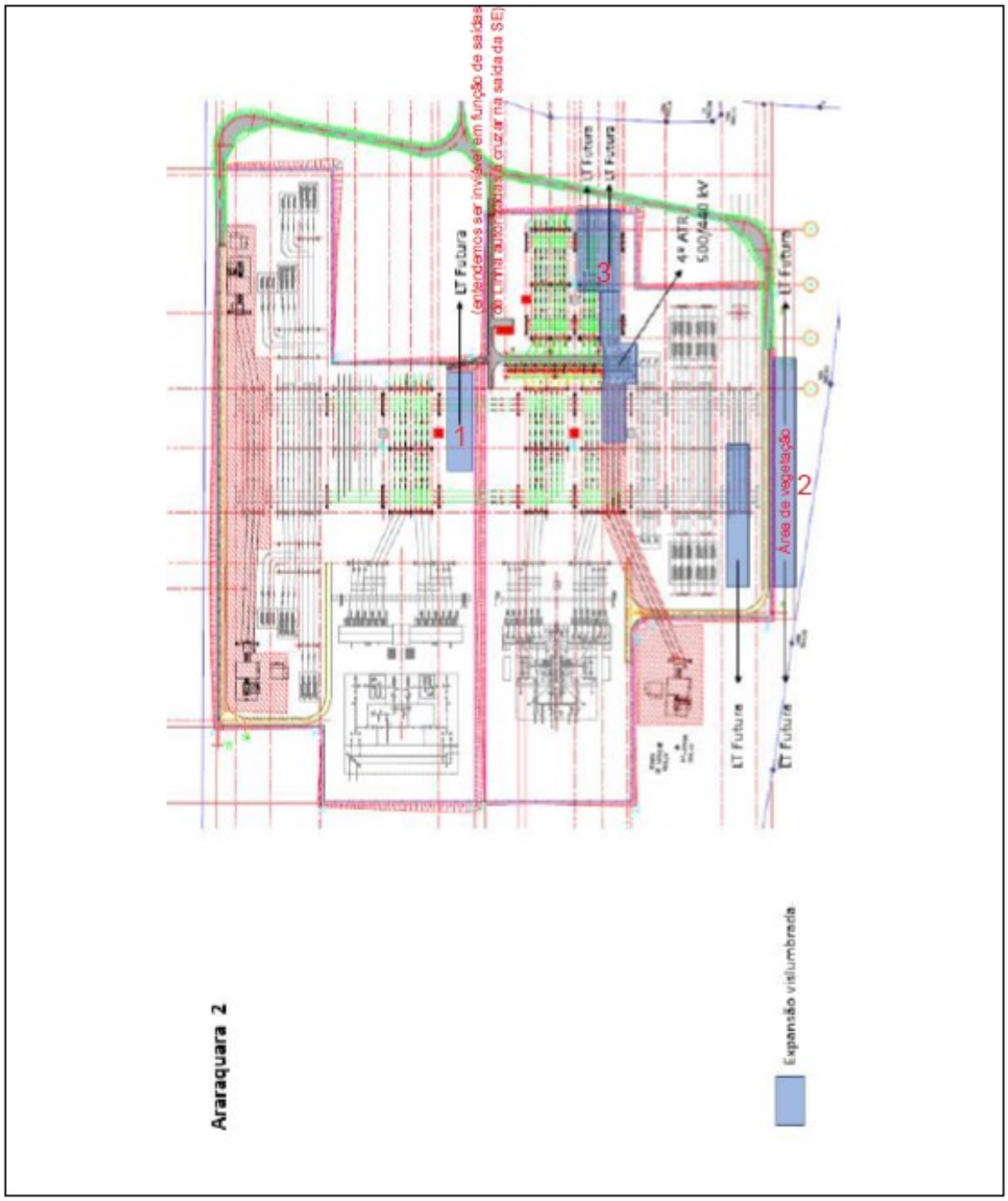
José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome:
Cargo:

3

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 07/08/2020 Revisão: 0

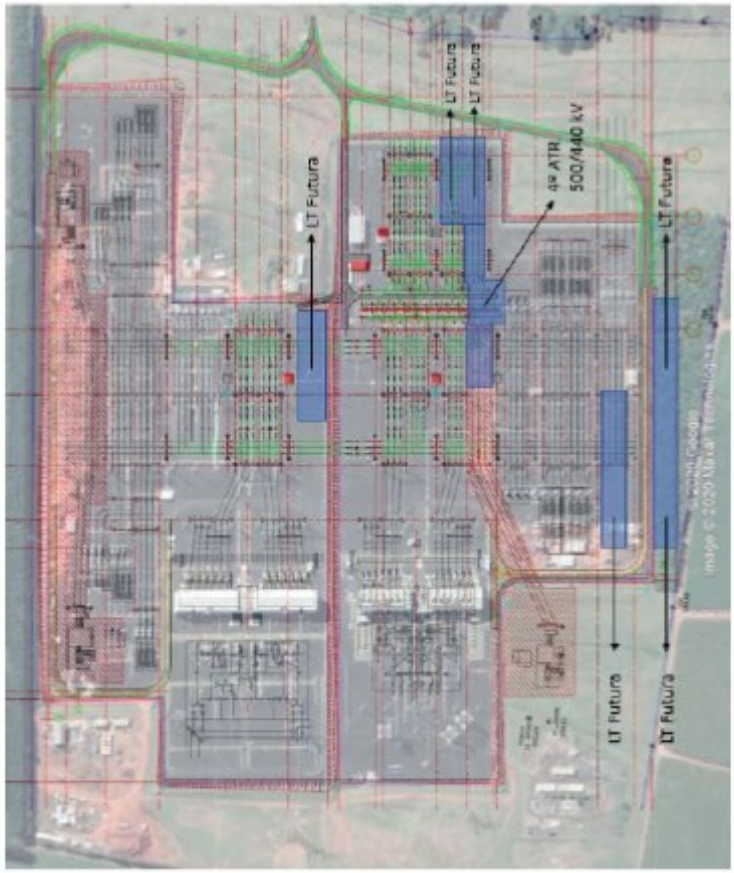
ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA



4

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 07/08/2020 Revisão: 0

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA



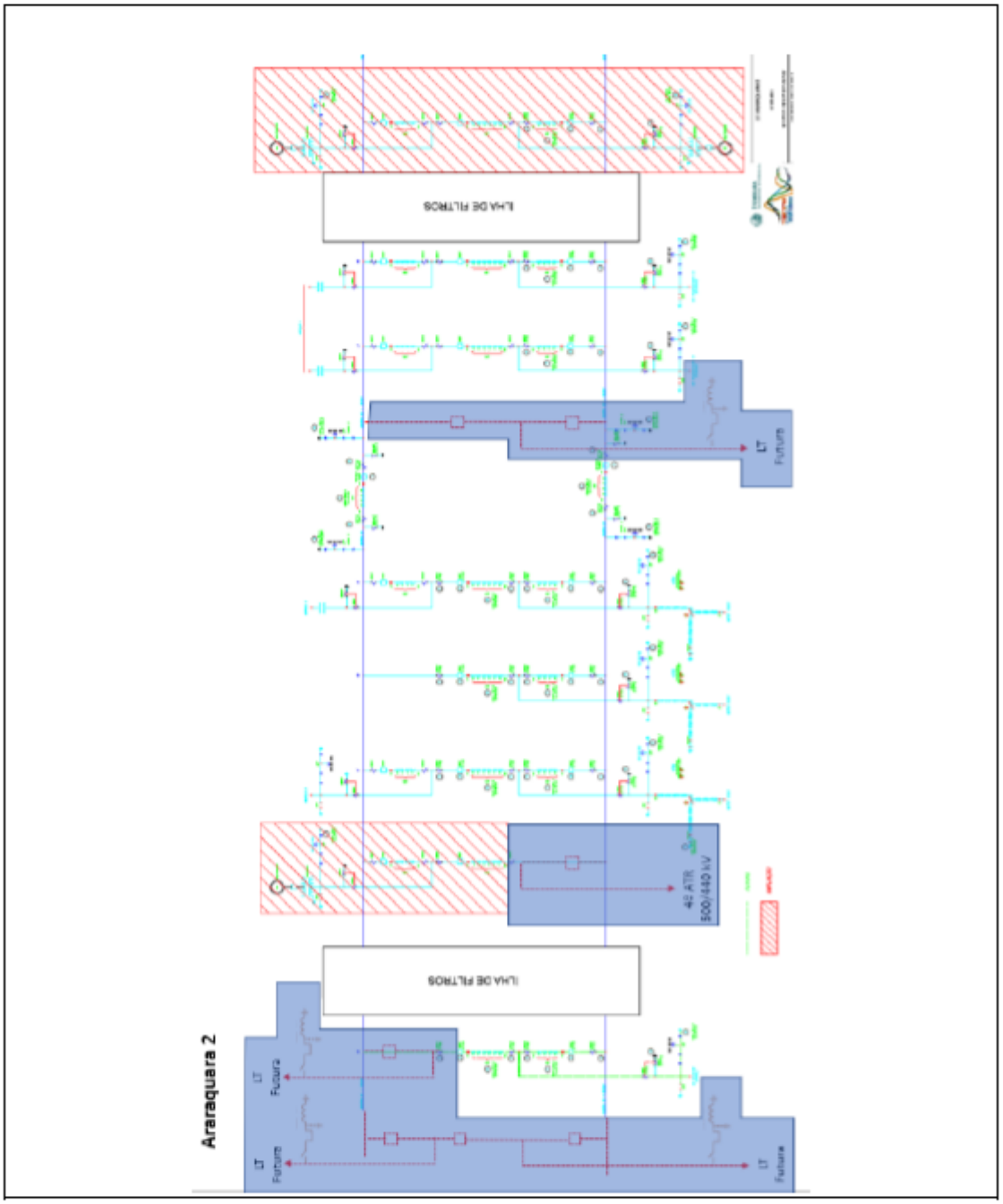
Araraquara 2

Expansão vislumbrada

5

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 07/08/2020 Revisão: 0

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA



6

19.4.4 SE Itabirito 2 – MG (Linhas de Transmissão de Montes Claros S.A. - State Grid Brazil Holding)

MONTES CLAROS
LINHAS DE TRANSMISSÃO DE MONTES CLAROS S.A.

Rio de Janeiro, 24 de agosto de 2020
SMTE/BD/088/2020

À
EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE
Av. Rio Branco, 01 – 11° andar
20.090-003 – Rio de Janeiro – RJ

Atenção: José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia Elétrica

Assunto: Resposta ao Ofício n° 0441/2020: Consulta de viabilidade de expansão da subestação Itabirito 2

Prezados Senhores,

A Linhas de Transmissão de Montes Claros S.A. ("LTMC"), concessionária de transmissão de energia elétrica, vem, em atendimento ao solicitado por meio do ofício em referência, informar sobre a viabilidade de expansão da subestação Itabirito 2, conforme formulário de consulta anexo.

Ressalta-se que as informações consideram apenas as premissas elencadas pela EPE no formulário de consulta para análise de viabilidade física da Subestação, sendo necessários estudos mais aprofundados quando da definição do projeto para verificação plena da viabilidade técnica do acesso.

Sendo o que nos cabia informar, permanecemos à disposição.

Atenciosamente.

Ramon Sade Haddad
Diretor Presidente

Av. Presidente Vargas, 955 – 16° Andar – Centro – Rio de Janeiro – RJ – CEP: 20.071-004
Tel.: (21) 2223-7342 / Fax: (21) 2173-7591

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 07/08/2020 Revisão: 0

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo Prospectivo das Solares do Norte de Minas Gerais

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: ITABIRITO 2 **Concessionária Proprietária:** LINHAS DE TRANSMISSAO DE MONTES CLAROS LTDA.

1. Módulos de Manobra

■	EL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
■	IB	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
■	CT	Quantidade: 1	Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 500/345	Arranjo Prim.: DJM Sec.: BD4 Ter: ____
■	EL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 345	Arranjo: BD4
■	IB	Quantidade: 2	Tensão (kV): 345	Arranjo: BD4
■	CT	Quantidade: 1	Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 500/345	Arranjo Prim.: DJM Sec.: BD4 Ter: ____

2. Módulos de Equipamentos

■	Transformadores	Quantidade: 3	Potência (MVA): 186,67	Tensão Prim./Sec. (kV) 500/345	Fase: 3

3. Diagrama Unifilar

O diagrama unifilar simplificado da alternativa proposta encontra-se em figura anexa.

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).

1

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 07/08/2020 Revisão: 0

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

- [X] EL Quantidade: 3 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [X] IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [X] CT Quantidade: 3 Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 500/345/13,8 Arranjo Prim.: DJM Sec.: DJM Ter: Serv Aux
- [X] EL Quantidade: 2 Tensão (kV): 345 Arranjo: DJM
- [X] IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 345 Arranjo: DJM
- [ ] CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV)_____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: _____ Ter:_____ Já considerado acima.

2. Módulos de Equipamentos

- [X] Transformadores Quantidade: 3+1R Potência (MVA): 186,66 Tensão Prim./Sec. (kV) 500/345 Fase: 3 + 1R

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno?

- [ ] Sim Área Prevista:_____
- [X] Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo?

- [ ] Sim Equipamentos Necessários: _____
- [X] Não _____

2

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 07/08/2020 Revisão: 0

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações da EPE

. Favor informar se o vão anteriormente previsto para a LT 500 kV Estreito – Itabirito 2 está disponível e está sendo considerado na resposta a esta consulta;

. No setor de 345 kV poderão ser usados vãos inicialmente reservados para reatores; e

. Informar se é possível atender ao menos parcialmente.

6. Observações do Proprietário

O vão previsto para LT Estreito segue vago.

Considerado nas respostas a utilização dos vão inicialmente previstos para reatores.

No setor de 500kV há a possibilidade de mais uma EL, além das solicitadas neste documento, já considerada no total.

Há espaço para conexão de banco de transformador, considerado em apenas um item dos apresentados na página anterior.

Necessária instalação de 4 unidades de transformação, 3 + 1R.

Não há espaço físico para novos painéis, relativos as entradas de LT ou Conexão de transformador, sendo necessário construção nova.

07 de agosto de 2020
Data da Solicitação

Data da Entrega do Formulário

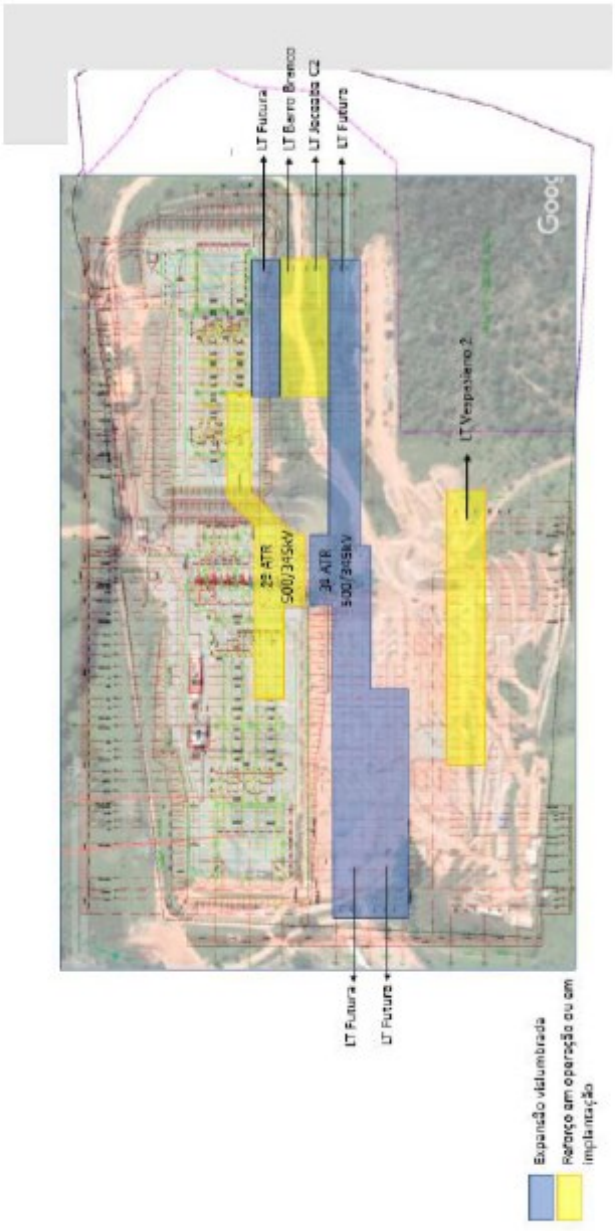
José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome:
Cargo:

3

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 07/08/2020 Revisão: 0

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA



4

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 07/08/2020 Revisão: 0

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA



5

19.4.5 SE Paracatu 4 – MG (Serra da Mesa Transmissora de Energia S.A. - State Grid Brazil Holding)

SERRA DA MESA
TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.

Rio de Janeiro, 24 de agosto de 2020.
SMTE/BD/086/2020

À
EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE
Av. Rio Branco, 01 – 11° andar
20.090-003 – Rio de Janeiro – RJ

Atenção: José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia Elétrica

Assunto: Resposta ao Ofício n° 0439/2020: Consulta de viabilidade de expansão da subestação Paracatu 4

Prezados Senhores,

A Serra da Mesa Transmissora de Energia S.A. ("SMTE"), concessionária de transmissão de energia elétrica, vem, em atendimento ao solicitado por meio do ofício em referência, informar sobre a viabilidade de expansão da subestação Paracatu 4, conforme formulário de consulta anexo.

Ressalta-se que as informações consideram apenas as premissas elencadas pela EPE no formulário de consulta para análise de viabilidade física da Subestação, sendo necessários estudos mais aprofundados quando da definição do projeto para verificação plena da viabilidade técnica do acesso.

Sendo o que nos cabia informar, permanecemos à disposição.

Atenciosamente.

Ramon Sade Haddad
Diretor Presidente

Av. Presidente Vargas, 955 – 16° Andar – Centro – Rio de Janeiro – RJ – CEP: 20.071-004
Tel.: (21) 2223-7342 / Fax: (21) 2173-7591

Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 07/08/2020 Revisão: 0

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo Prospectivo das Solares do Norte de Minas Gerais

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: PARACATU 4 **Concessionária Proprietária:** SMTE - Serra da Mesa Transmissora de Energia S/A.

1. Módulos de Manobra

- ■ EL Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ■ CRL fixo Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ■ IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ■ CT Quantidade: 1 Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 500/138 Arranjo Prim.: DJM Sec.: BD4 Ter: ____

2. Módulos de Equipamentos

- ■ Transformadores Quantidade: 3 Potência (MVA): 100 Tensão Prim./Sec. (kV) 500/138 Fase: 3

3. Diagrama Unifilar

O diagrama unifilar simplificado da alternativa proposta encontra-se em figura anexa.

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).

1

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 07/08/2020 Revisão: 0

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

[X] EL Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

[X] CRL Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

[X] IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

[X] CT Quantidade: 1 Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 500/138 Arranjo Prim.: DJM Sec.: BD4 Ter: SERV AUX.

2. Módulos de Equipamentos

[X] Transformadores Quantidade: 3+1R Potência (MVA): 100 Tensão Prim./Sec. (kV) 500/138 Fase: 3 + 1R

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? [ ] Sim Área Prevista:_____

[X] Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? [ ] Sim Equipamentos Necessários: _____

[X] Não _____

2

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 07/08/2020 Revisão: 0

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações da EPE

. O vão onde se conecta a LT 500 kV para a SE Pirapora 2 já está completo, pois compartilha conexão com a conexão para Kinross Brazil (Mineradora);

. A 2ª EL 500 kV ocupará o lugar do CT reservado para a conexão de uma eventual futura transformação 500/345 KV;

. Transformação 500/138 kV: (3 +1R) x 100 MVA; e

. Informar se é possível atender ao menos parcialmente

6. Observações do Proprietário

Necessária instalação de 4 unidades de transformação, 3 + 1R.

Não há espaço físico para novos painéis, relativos as entradas de LT ou Conexão de transformador, sendo necessário construção nova.

07 de agosto de 2020
Data da Solicitação

Data da Entrega do Formulário

José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome:
Cargo:

3

epe Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 07/08/2020 Revisão: 0

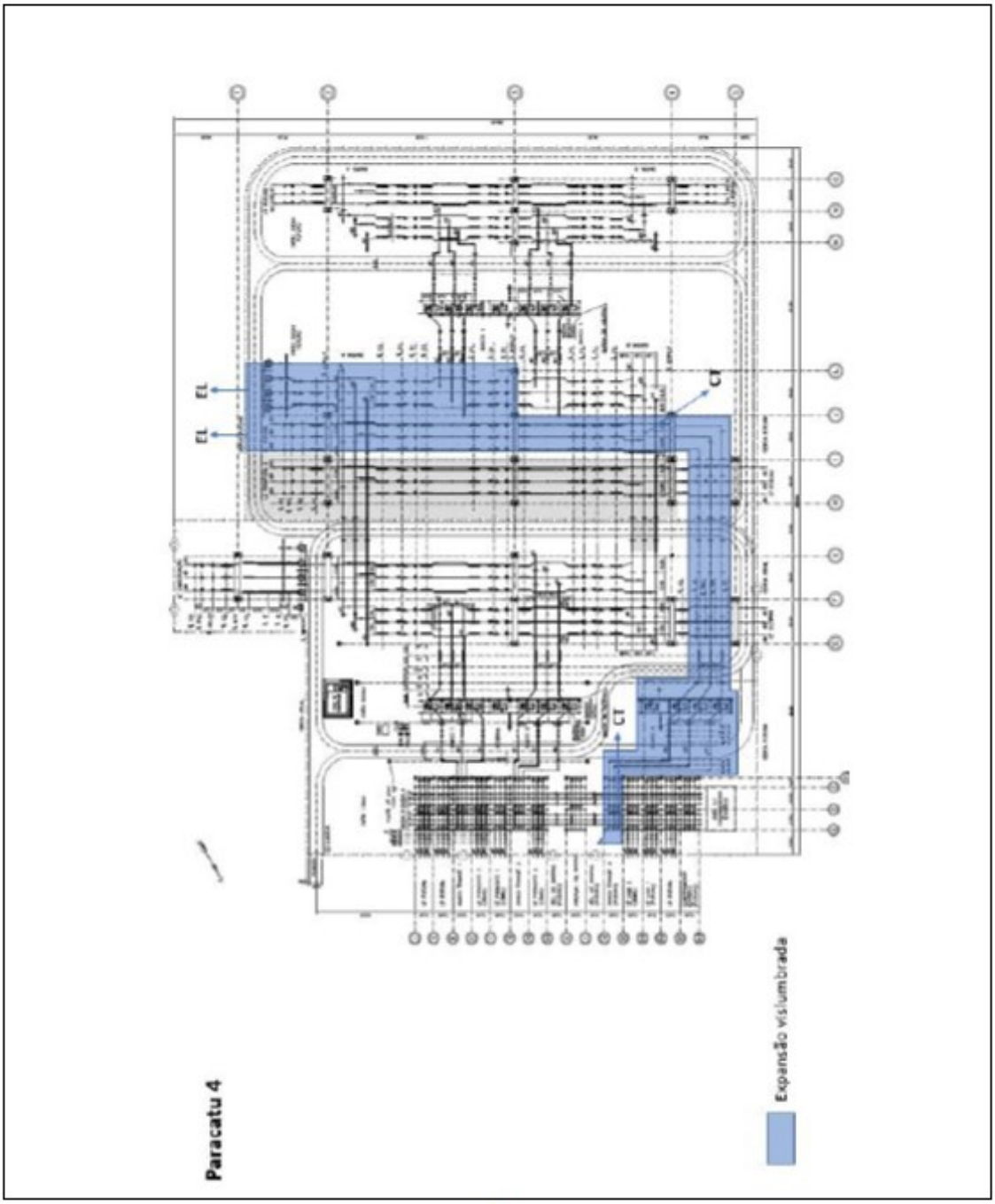
ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA



4

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 07/08/2020 Revisão: 0

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA



5

19.4.6 SE Santos Dumont 2 – MG (ESDE – Empresa Santos Dumont de Energia S.A.)

CA ESDE 026/2020

São Paulo, 28 de agosto de 2020.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE
Avenida Rio Branco, n° 1, 11° andar
CEP 20090-003 – Rio de Janeiro/ RJ

At.: Sr. José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia

Ref.: Ofício nº 0459/2020/DEE/EPE – Consulta sobre a viabilidade de expansão da SE Santos Dumont 2

A **ESDE - EMPRESA SANTOS DUMONT DE ENERGIA S.A.** ("ESDE"), concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, inscrita no CNPJ nº 11.004.138/0001-85, com endereço na Rua Olimpíadas nº 66, 8º andar, Sala I, São Paulo/SP, CEP 04551-000, por seus representantes abaixo assinados, vem, em atenção ao Ofício em referência, apresentar o Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações devidamente preenchido com as informações solicitadas.

Sendo o que tínhamos para o momento, colocamo-nos à disposição para prestar quaisquer esclarecimentos adicionais que se fizerem necessários.

Atenciosamente,

MARCELO TOSTO DE OLIVEIRA CARVALHO:00727488856 — Assinado de forma digital por MARCELO TOSTO DE OLIVEIRA CARVALHO:00727488856 Dados: 2020.08.28 11:17:55 -03'00'

PAULO AUGUSTO NEPOMUCENO GARCIA:76563430678 — Assinado de forma digital por PAULO AUGUSTO NEPOMUCENO GARCIA:76563430678 Dados: 2020.08.28 11:54:43 -03'00'

ESDE - EMPRESA SANTOS DUMONT DE ENERGIA S.A.
Marcelo Tosto de Oliveira Carvalho — Paulo Augusto Nepomuceno Garcia

ESDE - Empresa Santos Dumont de Energia S.A.
Rua Olimpíadas, 66, 8º andar, Sala I | Vila Olímpia | São Paulo/SP | CEP 04551-000
Tel.: +55 11 3382-8700 / FAX: +55 11 3382-8776

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 13/08/2020 Revisão: 0

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo Prospectivo das Solares do Norte de Minas Gerais

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Santos Dumont 2 **Concessionária Proprietária:** ESDE - Empresa Santos Dumont de Energia S.A. (TBE)

1. Módulos de Manobra

■	EL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
■	CRL fixo	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
■	IB	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
■	CT	Quantidade: 2	Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 500/345	Arranjo Prim.: DJM Sec.: DJM Ter: ____
■	EL	Quantidade: 1	Tensão (kV): 345	Arranjo: DJM
■	IB	Quantidade: 1	Tensão (kV): 345	Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos

■	Transformadores	Quantidade: 6+1R	Potência (MVA): 350	Tensão Prim./Sec. (kV) 500/345	Fase: 1

3. Diagrama Unifilar

O diagrama unifilar simplificado da alternativa proposta encontra-se em figura anexa.

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).

1

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 13/08/2020 Revisão: 0

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

[X]	EL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM			
[X]	CRL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM			
[X]	IB	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM			
[X]	CT	Quantidade: 2	Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 500/345	Arranjo Prim.: DJM	Sec.: DJM	Ter:	
[X]	EL	Quantidade:	Tensão (kV): 345	Arranjo: DJM			
[X]	IB	Quantidade: 1	Tensão (kV): 345	Arranjo: DJM			

2. Módulos de Equipamentos

[X] Transformadores Quantidade: 6+1R Potência (MVA): 350 Tensão Prim./Sec. (kV) 500/345 Fase: 1

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? [X] Sim Área Prevista: 3 ha

[ ] Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? [X] Sim Equipamentos Necessários: _____

[ ] Não _____

2

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 13/08/2020 Revisão: 0

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações da EPE

. Considerar nas análises a LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2, outorgada através do Leilão 002/2009 – Lote 3;

. O diagrama em anexo apresenta uma visão referencial de expansão da SE Santos Dumont 2, quando da sua outorga via Leilão 001/2009 – Lote H. Embora a implantação efetiva dos vãos não tenha seguido exatamente o mesmo arranjo mostrado, a figura mostra de forma esquemática o que se pretende expandir nesta consulta de viabilidade;

. Informar se é possível atender ao menos parcialmente.

6. Observações do Proprietário

13 de agosto de 2020
Data da Solicitação

JOSE MARCOS BRESSANE

José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

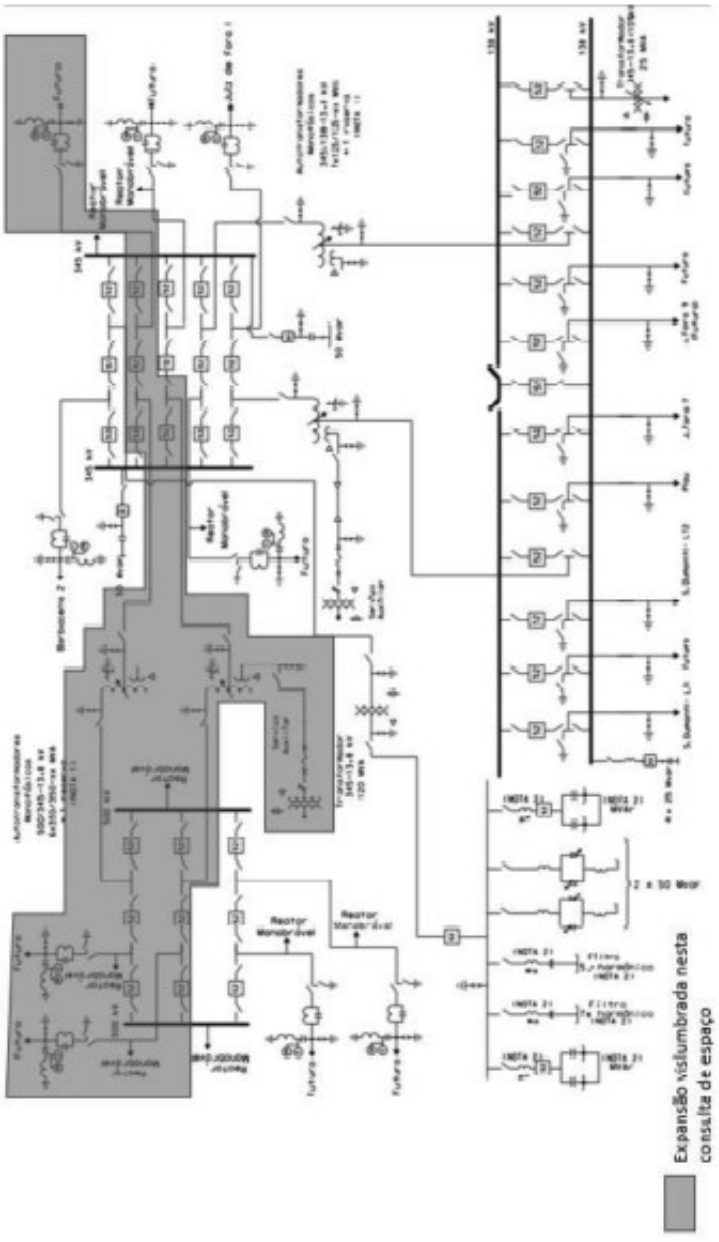
Data da Entrega do Formulário

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome:
Cargo:

3

epe Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 13/08/2020 Revisão: 0

ANEXO ➔ DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA



4

19.4.7 SEs São Gotardo 2, São Gonçalo do Pará, Jaguara e Vespasiano 2 – MG (Cemig Geração e Transmissão S.A.)

CLASSIFICAÇÃO: RESERVADO

CEMIG
Geração e Transmissão S.A.

Ilmo. Sr.
José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
Av. Rio Branco nº 1 - 11º andar
20.090-003 - Rio de Janeiro - RJ

Nossa Referência: EO/PL–01726/2020:EGT Data: 04/09/2020

Sua Referência: Ofício nº 0426/2020/DEE/EPE, de 31/07/2020

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão das subestações: São Gotardo 2, São Gonçalo do Pará, Jaguara e Vespasiano 2

Senhor Superintendente:

Em resposta ao oficio supracitado encaminhamos as seguintes observações em relação à viabilidade de instalação de novos módulos[1] nas subestações listadas a seguir:

I. **São Gotardo 2**

- Solicitação de instalação de: 2 EL, 1 IB, 2 CRL fixo (500 kV, DJM).
- O Diagrama Unifilar apresentado no ofício está desatualizado, tendo em vista que os dois módulos de CT-500kV-DJM propostos para adequação da conexão dos autotransformadores T3 e T4 já foram instalados pela Cemig GT, tendo sido autorizados pela REA 6.044/2016. Essa resolução também autorizou a instalação de banco de reatores de barra 500 kV, no arranjo DJM, contemplando um IB (vão 7U) e CRB (vão 6U), conforme apresentado na figura 1.
- Atualmente, no pátio existente, é possível a instalação de 1 EL (vão 8U) e de 1 banco de reatores fixo, completando os vãos 6U e 7U, onde está conectado o novo banco de reatores.
- Para instalação do 2º módulo de EL e de um banco de reatores fixos será necessária a ampliação do pátio 500 kV, com aquisição de área externa ao terreno da subestação.
- Nessa situação, haverá necessidade de supressão de vegetação local. Cabe informar que demais aspectos associados ao licenciamento ambiental não foram avaliados nessa etapa, assim como aspectos associados aos encaminhamentos e entradas das linhas de transmissão dentro da SE e no entorno.

[1] EL – entrada de linha; CT – conexão de transformador; IB – interligação de barramentos; CRL - conexão reator de linha; CRB – conexão de reator de barra, DJM – arranjo físico disjuntor e meio; BDD – arranjo físico barra dupla disjuntor duplo

Av. Barbacena, 1219 - 4º Andar - Ala B - Santo Agostinho - CEP 30190-131
Belo Horizonte - MG - Brasil - Tel.: (31) 3506-4539

Em sua resposta, favor citar nossa referência

88278

Revisão: 09/2012

CLASSIFICAÇÃO: RESERVADO

- Para avaliações mais detalhadas faz-se necessária uma visita técnica ao local com a presença das equipes de planejamento, engenharia de projetos de subestações e de linha.
- A figura 1 apresenta o diagrama atual da SE São Gotardo 2 enquanto que a figura 2 mostra o local possível de ampliação do pátio de 500 kV.

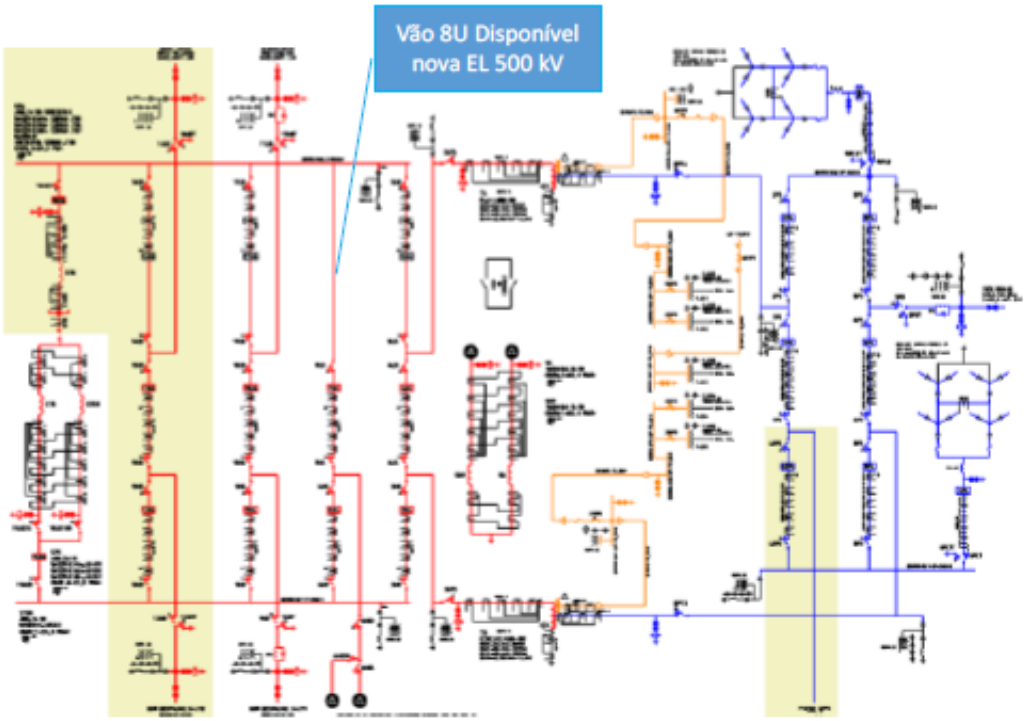


Figura 1 – SE São Gotardo 2 - Diagrama atual

Av.Barbacena, 1219 - 4º Andar - Ala B - Santo Agostinho - CEP 30190-131
Belo Horizonte - MG - Brasil - Tel.: (31) 3506-4639
58276

Em sua resposta, favor citar nossa referência

Revisão: 09/2012

CLASSIFICAÇÃO: RESERVADO



Figura 2 – SE São Gotardo 2 – Croqui

- Observa-se pela figura 2 que o local de ampliação do pátio de 500 kV necessita de infraestrutura para instalação de novos módulos de conexão e de equipamentos, sendo necessária a extensão dos barramentos 1 e 2 para integração desses novos ativos.

II. São Gonçalo do Pará

- Solicitação de instalação de: 6 EL, 3 IB, 4 CRL (500 kV, arranjo DJM).
- A análise da viabilidade técnica da ampliação da subestação teve como premissa que 2 EL e 1B serão instalados para o seccionamento da LT 500 kV Bom Despacho 3 - Ouro Preto 2, e que as outras 4 EL e 2 IB serão para novas LTs.
- Avaliou-se pela necessidade de ampliação do pátio de 500 kV, com aquisição de área externa, adjacente ao terreno da subestação.
- Nessa situação, haverá necessidade de supressão de vegetação local. Cabe informar que demais aspectos associados ao licenciamento ambiental não foram avaliados nessa etapa, assim como aspectos relativos aos encaminhamentos e entradas das linhas de transmissão dentro da SE e no entorno.
- Conforme figura 3 a seguir, o local de ampliação do pátio de 500 kV necessita de infraestrutura para instalação de novos módulos de conexão e de equipamentos, devendo ser avaliado a questão de ampliações futuras, tendo em vista a necessidade de aquisição de terreno.

Av.Barbacena, 1219 - 4º Andar - Ala B - Santo Agostinho - CEP 30190-131
Belo Horizonte - MG - Brasil - Tel.: (31) 3506-4539

CLASSIFICAÇÃO: RESERVADO

- Para avaliações mais detalhadas faz-se necessária uma visita técnica ao local com a presença das equipes de planejamento, engenharia de projetos de subestações e de linha.



Figura 3 – SE São Gonçalo do Pará – Croqui

- Cabe informar que na SE São Gonçalo existem 2 reatores trifásicos (S1 e S2), 50 Mvar, instalados nos terciários dos transformadores 500-138-13,8 kV (T1 e T2), cuja data de fabricação remonta a 1977, estando em operação nesta SE desde 1988, relocados de outra instalação. A proposta da Cemig GT é a descontinuidade da operação desses reatores no terciário, tendo em vista as dificuldades recentes para substituição dos disjuntores de manobra, cuja proposta apresentada ao ONS foi a instalação de reator de 500 kV, em substituição aos existentes.

III. SE Jaguara

- Solicitação de instalação de: 2 EL, 2 IB, 1 CRL Fixo (500 kV, arranjo DJM).
- No formulário da SE Jaguara foi solicitada a avaliação da instalação de 2 EL, 2 IB e 1 CRL no arranjo disjuntor e meio, porém o arranjo físico do pátio de 500 kV é em Barra Dupla Disjuntor Duplo - BDDD, conforme figura 4, a seguir.
- Para instalação desses novos módulos de conexão e de equipamentos de controle de tensão faz-se necessária utilização de área externa ao pátio de 500 kV, com previsão de negociação com a Engie, proprietária da UHE Jaguara, para aquisição de área ou eventual compartilhamento dessa instalação do setor elétrico nacional.
- Nessa situação de utilização de área anexa, haverá necessidade de supressão de vegetação local, não tendo sido avaliados aspectos associados ao licenciamento

Av. Barbacena, 1219 - 4º Andar - Ala B - Santo Agostinho - CEP 30190-131
Belo Horizonte - MG - Brasil - Tel.: (31) 3506-4539
88278

Em sua resposta, favor citar nossa referência
Revisão: 09/2012

CLASSIFICAÇÃO: RESERVADO

ambiental, nessa etapa, assim como aspectos relativos aos encaminhamentos e entradas das linhas de transmissão dentro da SE e no entorno.

- Conforme figura 5 a seguir, o local de ampliação do pátio de 500 kV necessita de infraestrutura para instalação de novos módulos de conexão e de equipamentos.
- Conforme solicitado posteriormente ao ofício, via contato telefônico, informamos que não há restrições adicionais às aquelas anteriormente descritas para inserção de um total de 5 Entradas de Linhas de 500 kV, resultando na necessidade de aquisição/compartilhamento de uma maior área, decorrente de uma maior quantidade de equipamento a serem implementados.

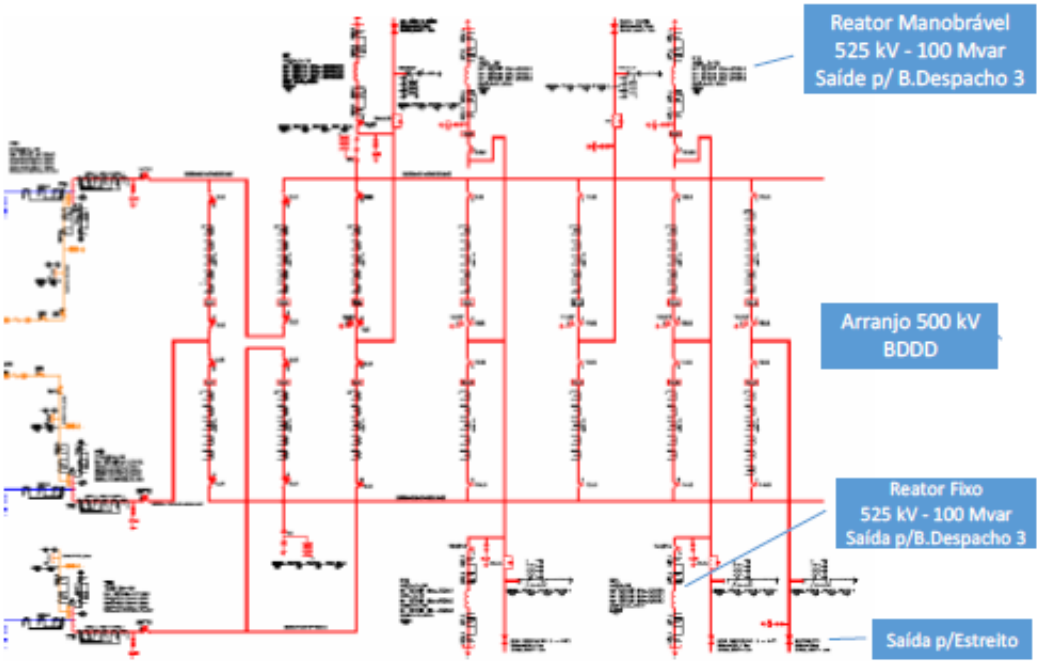


Figura 4 – SE Jaguara – 500 kV – Arranjo BDDD

Av.Barbacena, 1219 - 4° Andar - Ala B - Santo Agostinho - CEP 30190-131
Belo Horizonte - MG - Brasil - Tel.: (31) 3506-4639
88278

Em sua resposta, favor citar nossa referência
Revisão: 09/2012

CLASSIFICAÇÃO: RESERVADO



Figura 5 – SE Jaguara – 500 kV – Local de ampliação

IV. **SE Vespasiano 2**

- Solicitação de instalação de: 4 EL, 2 IB (500 kV, arranjo DJM).
- Avaliou-se a possibilidade de instalação de 1 EL (vão 13U), completando o vão DJM onde está sendo conectada a LT Itabirito 2 - Vespasiano 2, que contemplou a instalação de EL (vão 11U) e do IB (vão 12U), conforme desenho da figura 6, a seguir.
- Para instalação dos outros 3 EL e 2 IB será necessária ampliação do pátio 500 kV, com aquisição de área externa, adjacente ao terreno da subestação, conforme apresentado na figura 7.

Av.Barbacena, 1219 - 4º Andar - Ala B - Santo Agostinho - CEP 30190-131
Belo Horizonte - MG - Brasil - Tel.: (31) 3506-4639

CLASSIFICAÇÃO: RESERVADO

- Nessa situação, haverá necessidade de supressão de vegetação local. Cabe informar que demais aspectos associados ao licenciamento ambiental não foram avaliados nessa etapa, assim como aspectos relativos aos encaminhamentos e entradas das linhas de transmissão dentro da SE e no entorno.
- Conforme figura 7 o local de ampliação do pátio de 500 kV necessita de infraestrutura para instalação de novos módulos de conexão e de equipamentos, devendo ser avaliado a questão de ampliações futuras, tendo em vista a necessidade de aquisição de terreno.
- Para a ampliação do pátio 500 kV serão necessárias obras civis significativas, tais como:
  - Terraplenagem com grande volume de movimentação de terra;
  - Reconstituição do sistema separador água óleo existente (relocação da Caixa SAO e interligações com equipamentos);
  - Reconstituição do sistema de drenagem pluvial existente, com escadas d'água e riprap de saída.
- Para avaliações mais detalhadas faz-se necessária uma visita técnica ao local com a presença das equipes de planejamento, engenharia de projetos de subestações e de linha.
- Em relação à instalação de 2 CT-500 kV–DJM, para adequação da conexão dos transformadores T2 e T3, essa obra se mostra tecnicamente viável, e não seria prejudicada pela ampliação em análise.

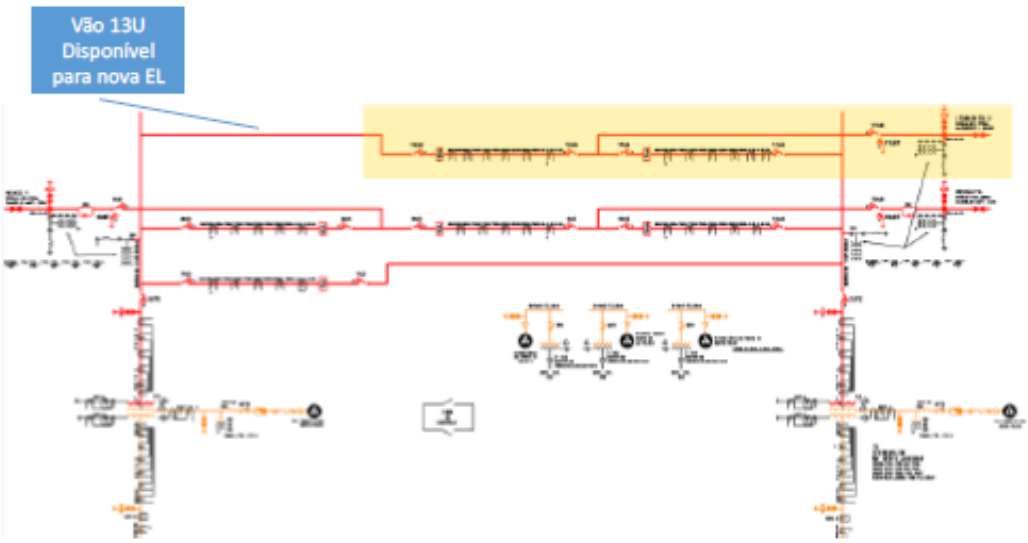


Figura 6 – SE Vespasiano 2 - Diagrama atual pátio 500 kV

Av. Barbacena, 1219 - 4º Andar - Ala B - Santo Agostinho - CEP 30190-131
Belo Horizonte - MG - Brasil - Tel.: (31) 3506-4539
88278

Em sua resposta, favor citar nossa referência

Revisão: 09/2012

CLASSIFICAÇÃO: RESERVADO

CEMIG
Geração e Transmissão S.A.



Figura 7 – SE Vespasiano 2 – 500 kV – Local de ampliação

Para avaliações mais detalhadas das subestações que necessitam de ampliação da área de pátio faz-se necessária uma visita técnica ao local com a presença das equipes especificas, para um melhor detalhamento das soluções previamente avaliadas. Aspectos relacionados ao licenciamento ambiental não foram avaliados nessa etapa, assim como aqueles associados aos encaminhamentos e entradas das linhas de transmissão dentro da SE e no seu entorno.

Estamos à disposição para esclarecimentos adicionais, bem como para futuros detalhamentos da viabilidade dessas novas instalações de transmissão.

Assinatura Eletrônica
10/09/2020 12:58 UTC

Atenciosamente,

BRy *marcelo de deus melo*

Marcelo de Deus Melo
Superintendente de Planejamento e Operação de Geração e Transmissão

Av. Barbacena, 1219 - 4º Andar - Ala B - Santo Agostinho - CEP 30190-131
Belo Horizonte - MG - Brasil - Tel.: (31) 3506-4539
86278

Em sua resposta, favor citar nossa referência
Revisão: 09/2012

19.4.8 SE Pirapora 2 – MG (Serra Paracatu Transmissora de Energia S.A. - State Grid Brazil Holding)

SERRA PARACATU
TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.

Rio de Janeiro, 11 de setembro de 2020
SPTE/BD/094/2020

À
EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE
Av. Rio Branco, 01 – 11° andar
20.090-003 – Rio de Janeiro – RJ

Atenção: José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia Elétrica

Assunto: Resposta ao Ofício n° 0498/2020: Consulta de viabilidade de expansão da subestação Pirapora 2

Prezados Senhores,

A Serra Paracatu Transmissora de Energia S.A. ("SPTE"), concessionária de transmissão de energia elétrica, vem, em atendimento ao solicitado por meio do ofício em referência, apresentar informações sobre a viabilidade de expansão da Subestação Pirapora 2.

Após análise de documentos considerando os acessos em andamento e levantamentos em campo, a SPTE verificou a inexistência de espaço suficiente para implementação de nova entrada de LT no setor de 500kV dentro da área da subestação de propriedade da SPTE.

Assim, para a implementação de duas EL e dois IB se faz necessário adquirir terreno suplementar nas áreas adjacentes, bem como os demais trâmites relacionados a nova área, de forma a viabilizar esta expansão.

Ressalta-se que as informações consideram apenas as premissas elencadas pela EPE no formulário de consulta para análise de viabilidade física da Subestação, sendo necessários estudos mais aprofundados quando da definição do projeto para verificação plena da expansão.

Sendo o que nos cabia informar, permanecemos à disposição.

Atenciosamente.

Ramon Sade Haddad
Diretor Presidente

Av. Presidente Vargas, 955 – 16° Andar – Centro – Rio de Janeiro – RJ – CEP: 20.071-004
Tel.: (21) 2223-7342

19.4.9 SE Terminal Rio – RJ (Xingu Rio Transmissora de Energia S.A. - State Grid Brazil Holding)

XINGU RIO
TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.

Rio de Janeiro, 22 de setembro de 2020
XRTE/BD/097/20

À
EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE
Av. Rio Branco, 01 – 11° andar
20.090-003 – Rio de Janeiro – RJ

Atenção: José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia Elétrica

Assunto: Resposta ao Ofício nº 0509/2020: Consulta de viabilidade de expansão da subestação Terminal Rio

Prezados Srs.,

A Xingu Rio Transmissora de Energia S.A. ("XRTE"), concessionária de serviço público de transmissão de energia, vem, em atendimento ao solicitado por meio do ofício em referência, informar sobre a viabilidade de expansão da subestação Terminal Rio, conforme formulário de consulta anexo.

Ressalta-se que as informações consideram apenas as premissas elencadas pela EPE no formulário de consulta para análise de viabilidade física da Subestação, sendo necessários estudos mais aprofundados quando da definição do projeto para verificação plena da viabilidade técnica.

Sendo o que nos cabia, permanecemos à disposição para qualquer esclarecimento adicional.

Atenciosamente,

Anselmo Leal
Diretor

Av. Presidente Vargas, 955 – 16º Andar – Centro – Rio de Janeiro – RJ – CEP: 20.071-004
Tel.: (21) 3513 – 7070

epe empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 11/09/2020 Revisão: 0

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo para o atendimento à geração de energia solar fotovoltaica da região norte de Minas Gerais

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Terminal Rio **Concessionária Proprietária:** XRTE – Xingu Rio Transmissora de Energia S.A.

1. Módulos de Manobra

■	EL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
■	CRL fixo	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
■	IB	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM

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).

1

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 11/09/2020 Revisão: 0

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

☐ EL Quantidade: 1 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJm

☐ CRL Quantidade: 1 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJm

☐ IB Quantidade: 1 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJm

☐ CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV)____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter:____

2. Módulos de Equipamentos

☐ Transformadores Quantidade: ___ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (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 _____

2

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 11/09/2020 Revisão: 0

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações da EPE

Informar se é possível atender ao menos parcialmente

6. Observações do Proprietário

É POSSÍVEL ATENDER ÁREA PARA 1 DIÂMETRO DISJUNTOR E MEIO

11 de setembro de 2020
Data da Solicitação

José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

21/09/2020
Data da Entrega do Formulário

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome: PAULO ALEXANDRE GERBATI
Cargo: DIRETOR ADJUNTO DRM

3

XINGU RIO
TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.

Rio de Janeiro, 30 de setembro de 2020
XRTE/BD/100/20

À
EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE
Av. Rio Branco, 01 – 11° andar
20.090-003 – Rio de Janeiro – RJ

Atenção: José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia Elétrica

Assunto: Complementação à Resposta ao Ofício nº 0509/2020: Consulta de viabilidade de expansão da subestação Terminal Rio

Prezados Srs.,

A Xingu Rio Transmissora de Energia S.A. ("XRTE"), concessionária de serviço público de transmissão de energia, vem, em atendimento ao solicitado por meio do ofício em referência, complementar a resposta sobre a viabilidade de expansão da subestação Terminal Rio.

Isto porque o formulário de consulta encaminhado na carta XRTE/BD/097/20 apresentou a viabilidade de expansão dentro da área existente da SE Terminal Rio de propriedade da XRTE somente para mais um vão em disjuntor e meio em 500 kV, sendo necessário esclarecer que há também possibilidade de expansão a partir de compra de terreno em área adjacente à existente, sendo necessário verificar todos os demais trâmites relacionados a nova área, de forma a viabilizar esta expansão.

Ressalta-se que as informações consideram apenas as premissas elencadas pela EPE no formulário de consulta para análise de viabilidade física da Subestação, sendo necessários estudos mais aprofundados quando da definição do projeto para verificação plena da viabilidade técnica.

Sendo o que nos cabia, permanecemos à disposição para qualquer esclarecimento adicional.

Atenciosamente,

Anselmo Leal
Diretor

Av. Presidente Vargas, 955 – 16º Andar – Centro – Rio de Janeiro – RJ – CEP: 20.071-004
Tel.: (21) 3513 – 7070

19.4.10 SE Morro Agudo – SP (CPFL Transmissão)

CARTA nº 092/2020/GC
Campinas, 23 de setembro de 2020.

Ilustríssimo Senhor
José Marcos Bressane
Superintendência de Transmissão de Energia Elétrica
Empresa de Pesquisa Energética – EPE
Rio de Janeiro – RJ

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão da subestação Morro Agudo - CC nº 006/2015

Ref.: Ofício nº 0512/2020/DEE/EPE (48002.001890/2020-35)

Prezado Senhor,

A **CPFL TRANSMISSÃO MORRO AGUDO S.A.**, em atendimento ao solicitado no ofício nº 0512/2020/DEE/EPE e conforme suas diretrizes, apresenta o Anexo a seguir.

Permanecemos à disposição para os esclarecimentos complementares que se fizerem necessários por meio do contato da Sra. Mayara Groppo, e-mail: mayaragroppo@cpfl.com.br, telefone (19) 99932 8537.

Atenciosamente,

MAYARA ANGOLINI GROPPO SILVEIRA:31837467862

Mayara Angolini Groppo
Gerente de Regulação e Comercialização da Geração

1

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 11/09/2020 Revisão: 0

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo para o atendimento à geração de energia solar fotovoltaica da região norte de Minas Gerais

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Morro Agudo **Concessionária Proprietária:** CPFL Transmissão Morro Agudo

1. Módulos de Manobra

■ IB Quantidade: 1 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

■ CT Quantidade: 1 Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 500/138 Arranjo Prim.: DJM Sec.: BPT Ter: ____

2. Módulos de Equipamentos

■ Transformadores Quantidade: 3 Potência (MVA): 133,33 Tensão Prim./Sec. (kV) 500/138 Fase: 1

3. Diagrama Unifilar

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).

1

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 11/09/2020 Revisão: 0

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

☐ EL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

☐ CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

☒ IB Quantidade: 1 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

☒ CT Quantidade: 1 Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 500/138 Arranjo Prim.: DJM Sec.: BD4 Ter:_____

2. Módulos de Equipamentos

☒ Transformadores Quantidade: 3 Potência (MVA):133,33Tensão Prim./Sec. (kV) 500 Fase: 138

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 _____

2

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 11/09/2020 Revisão: 0

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações da EPE

Informar se é possível atender ao menos parcialmente

6. Observações do Proprietário

O arranjo instalado permite a instalação de um novo módulo IB-500 kV, bem como os módulos de CT-500kV e Banco deTransformadores monofásicos ao lado das instalações existentes, sendo necessário obras de infraestrutura, tais como; terraplanagem, drenagem, malha de terra, extensão dos barramentos, entre outros.

11 de setembro de 2020
Data da Solicitação

José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

21 de setembro de 2020
Data da Entrega do Formulário

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome: Sidnei Leopoldo da Silva
Cargo: Coordenador de Engenharia da Geração e Transmissão

3

19.4.11 SE Viana – ES (Furnas)

FURNAS

Rua Real Grandeza, 219 Botafogo
Rio de Janeiro RJ Brasil
CEP 22281-900
Tel 55 21 2528-3112

Fax 55 21 2528-5858

Rio de Janeiro,25 de setembro de 2020
N. Ref. ET.E.E.028.2020
S. Ref. Ofício 0510/2020/DEE/EPE

Ao Senhor
José Marco Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
EPE – Empresa de Energia Elétrica
Avenida Rio Branco 1, 110 andar
Centro
Rio de Janeiro RJ

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão da Subestação Viana.

Senhor Superintendente

1. O Ofício 0510/2020/DEE/EPE de 11 de setembro de 2020, nos solicitou informar a viabilidade de expansão da SE Viana, Para tanto a EPE enviou-nos o formulário em anexo, preenchido por FURNAS.

2. Em atenção à correspondência em referência, informamos que o terreno da subestação de Viana possui espaço disponível para ampliação.

3. O local disponível para a expansão está fora da área britada, o que implica na necessidade da ampliação do pátio da SE e extensão de barramentos. Informamos que para estes serviços serão necessários uma grande movimentação de terra para terraplenagem, drenagem entre outras obras civis.

4. Salientamos que a área disponível pertence à empresa MGE Transmissora, que também deve ser consultada sobre esta ampliação.

5. Encaminhamos em anexo, o formulário supracitado contendo as informações oriundas do levantamento realizado por FURNAS e a possibilidade de expansão da Subestação Viana, em atendimento ao Ofício da EPE.

6. Sendo o que tínhamos a apresentar nesta oportunidade, colocamo-nos à disposição para quaisquer esclarecimentos e/ou informações adicionais que se façam necessários.

Atenciosamente,

Victor Hugo Goes Ricco
Superintendente de Empreendimentos de Transmissão

ANEXO: Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações da EPE DE 11/09/2020.

"Este documento é classificado como "Informação Pública", nos termos da Lei nº 12.527/2011, sendo seu emissor responsável pela classificação, nesta data."

AOP.A.0006

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 11/09/2020 Revisão:0

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo para o Atendimento à geração de energia solar fotovoltaica da região norte de Minas Gerais

ALTERNATIVAS DE PLANEJAMENTO

Subestação: Viana **Concessionária Proprietária:** FURNAS - Furnas Centrais Elétricas S.A.

1. Módulos de Manobra

[redacted]	EL	Quantidade: 1	Tensão (kV): 345	Arranjo: DJM
[redacted]	IB	Quantidade: 1	Tensão (kV): 345	Arranjo: DJM

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).

epe	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 11/09/2020 Revisão:0

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 -

■ EL Quantidade: __2__ Tensão (kV): _345___ Arranjo: _DJM_

☐ CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: _DJM_

■ IB Quantidade: __2__ Tensão (kV): _345___ Arranjo: _DJM_

☐ CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV)_____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: _____ Ter:_____

2. Módulos de Equipamentos

☐ Transformadores Quantidade: ___ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (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

Data: 11/09/2020

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Revisão:

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações da EPE

Informar se é possível atender ao menos parcialmente

6. Observações do Proprietário

Informamos que a área disponível para ampliação pertence à outra empresa, MGE. O espaço disponível para ampliação também necessita de um grande volume de terraplenagem. Em destaque de vermelho é informado o espaço disponível para a ampliação na SE Viana. Sugestão de avaliarem a conexão em Viana 2 (também da MGE).



Foto da área para expansão na SE Viana (fonte Google Earth)

11 de setembro de 2020
Data da Solicitação

Data da Entrega do Formulário

José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome:
Cargo:

19.4.12 SE João Neiva 2 – ES (ESTE)

CA ESTE 103/2020

São Paulo, 08 de outubro de 2020.

À
EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE
Avenida Rio Branco n° 1, 11° andar, Centro
CEP 20090-003 | Rio de Janeiro/RJ

At.: **José Marcos Bressane**
Superintendente de Transmissão de Energia

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão da subestação João Neiva 2

Ref.: Ofício n° 548/2020/DEE/EPE
Processo: 48002.001968/2020-11

Prezado Senhor,

A **EMPRESA SUDESTE DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.** ("**ESTE**"), concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, com sede na Rua Olimpíadas nº 66, 8° andar, Sala K, Vila Olímpia, CEP 04551-000, São Paulo/SP, inscrita no CNPJ sob nº 26.643.937/0001-79, vem, por seus representantes legais abaixo assinados, em atenção ao Ofício em referência vem apresentar:

Anexo o Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações devidamente preenchido com as informações solicitadas.

Sendo o que tínhamos para o momento, colocamo-nos à disposição para prestar quaisquer esclarecimentos adicionais que se fizerem necessários.

Atenciosamente,

MARCELO TOSTO DE OLIVEIRA CARVALHO:00727488856 — Assinado de forma digital por MARCELO TOSTO DE OLIVEIRA CARVALHO:00727488856 Dados: 2020.10.08 15:57:45 -03'00'

PAULO AUGUSTO NEPOMUCENO GARCIA:76563430670 — Assinado de forma digital por PAULO AUGUSTO NEPOMUCENO GARCIA:76563430670 Dados: 2020.10.08 16:40:34 -03'00'

EMPRESA SUDESTE DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.
Marcelo Tosto de Oliveira Carvalho — Paulo Augusto Nepomuceno Garcia

JUR - TBE
ADV
REV

Empresa Sudeste de Transmissão de Energia S.A.
Rua Olimpíadas, 66, 8º andar, Sala k | Vila Olímpia | São Paulo/SP | CEP 04551-000
Tel.: +55 11 3382-8700 / FAX: +55 11 3382-8776

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 21/09/2020 Revisão: 0

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo para o atendimento à geração de energia solar fotovoltaica da região norte de Minas Gerais

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: João Neiva 2 **Concessionária Proprietária:** Empresa Sudeste de Transmissão de Energia S.A. - ESTE

1. Módulos de Manobra

■	EL	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
■	IB	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

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).

1

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 21/09/2020 Revisão: 0

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

[X] EL Quantidade: 01 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

[ ] CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

[X] IB Quantidade: 01 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

[ ] CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV)_____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: _____ Ter:_____

2. Módulos de Equipamentos

[ ] Transformadores Quantidade: ___ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV) ____Fase: ____

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? [ ] Sim Área Prevista:_____

[X] Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? [ ] Sim Equipamentos Necessários: _____

[X] Não _____

2

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 21/09/2020 Revisão: 0

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações da EPE

Informar se é possível atender ao menos parcialmente

6. Observações do Proprietário

_____
_____
_____
_____
_____
_____
_____

21 de setembro de 2020
Data da Solicitação

JOSE MARCOS BRESSANE:60963255800 (Assinado de forma digital por JOSE MARCOS BRESSANE:60963255800 Dados: 2020.09.21 18:05:22 -03'00')

José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

Data da Entrega do Formulário

PAULO AUGUSTO NEPOMUCENO GARCIA:76563430678 (Assinado de forma digital por PAULO AUGUSTO NEPOMUCENO GARCIA:76563430678 Dados: 2020.10.13 17:21:47 -03'00')

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome:
Cargo:

3

19.4.13 SEs Aimorés, Mascarenhas e Araraquara – MG e SP (Isa CTEEP)

CTEEP

São Paulo, 15 de outubro de 2020 CT/EP/1586/2020

Ilmo. Sr.
José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
Empresa de Pesquisa Energética - EPE
Rio de Janeiro - RJ

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão da subestação Aimorés, Mascarenhas, João Neiva 2, Araraquara e Ribeirão Preto
Ofício 0513/2020/DEE/EPE

Senhor Superintendente,

Em atenção ao Ofício 0513/2020/DEE/EPE, encaminhamos em anexo os Formulários de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações referente às SEs Aimorés, Mascarenhas e Araraquara, conforme requisitado para elaboração do estudo de reforços na transmissão para o atendimento à geração solar fotovoltaica na região norte de Minas Gerais.

A expansão do setor de 440 kV da subestação Araraquara é viável, porém há necessidade de aquisição de terreno adjacente à subestação.

A construção de 1 EL no setor de 230 kV da subestação Aimorés é viável, sendo necessário extensão das barras.

Na subestação Mascarenhas, no espaço onde seria possível instalar 1 EL de 230 kV está prevista a construção de uma casa de comando e proteção para atendimento à REA 6630-2017.

Com relação às subestações João Neiva 2 e Ribeirão Preto, esta transmissora já havia informado por meio de correio eletrônico que as possíveis expansões solicitadas pela EPE não são de instalações de responsabilidade da ISA CTEEP.

Para maiores esclarecimentos permanecemos a disposição à medida que reforçamos nossos votos de estima e consideração.

Atenciosamente,

Vinicius Fernando Conrado Crema
Gerente de Planejamento Integrado de Ativos

CTEEP - COMPANHIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELETRICA PAULISTA
CNPJ: 02.998.611/0001-04

Rua Casa do Ator, 1155 - Vila Olímpia,
São Paulo - SP, Brasil
Cep: 04546-004 Tel: +55 11 3138-7000

www.isacteep.com.br

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 11/09/2020 Revisão: 0

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo para o atendimento à geração de energia solar fotovoltaica da região norte de Minas Gerais

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Aimorés **Concessionária Proprietária:** Evrecy Participações Ltda. (Cteep)

1. Módulos de Manobra

■ EL Quantidade: 1 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4

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).

1

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 11/09/2020 Revisão: 0

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

[X] EL Quantidade: 1 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4

[ ] CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

[ ] IB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

[ ] CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV)_____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: _____ Ter:_____

2. Módulos de Equipamentos

[ ] Transformadores Quantidade: ___ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV) ____Fase: ____

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? [ ] Sim Área Prevista:_____

[X] Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? [ ] Sim Equipamentos Necessários: _____

[X] Não _____

2

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 11/09/2020 Revisão: 0

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações da EPE

6. Observações do Proprietário

A subestação Aimorés possui espaço ao lado do bay Mascarenhas C2 (Furnas), para instalação de 01 novo módulo de conexão de LT solicitado. No entanto haverá necessidade de extensão das barras de 230kV da subestação para atendimento do empreendimento.

11 de setembro de 2020
Data da Solicitação

Data da Entrega do Formulário

José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome:
Cargo:

3

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 11/09/2020 Revisão: 0

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo para o atendimento à geração de energia solar fotovoltaica da região norte de Minas Gerais

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Araraquara **Concessionária Proprietária:** CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista

1. Módulos de Manobra

■	EL	Quantidade: 1	Tensão (kV): 440	Arranjo: DJM
■	IB	Quantidade: 1	Tensão (kV): 440	Arranjo: DJM

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).

1

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 11/09/2020 Revisão: 0

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

☐ EL Quantidade: 1 Tensão (kV): 440 Arranjo: DJM

☐ CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

☐ IB Quantidade: 1 Tensão (kV): 440 Arranjo: DJM

☐ CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV)_____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: _____ Ter:_____

2. Módulos de Equipamentos

☐ Transformadores Quantidade: ___ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV) ____Fase: ____

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? ☒ Sim Área Prevista: 12000m²

☐ Não

4. Outros

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

☒ Não _____

2

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 11/09/2020 Revisão: 0

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações da EPE

Informar se é possível atender ao menos parcialmente

6. Observações do Proprietário

Haverá necessidade de expansão do módulo geral 440kV da subestação Araraquara para atendimento da solicitação da EPE, e para a referida expansão ser realizada, haverá necessidade de aquisição de terreno adjacente à subestação.
Informamos que existe um espaço para instalação de 01 módulo de conexão 440kV na SE Araraquara, entre os bay's MOM III e o reator de barras 1. No entanto estamos considerando reservar este espaço, pois é o único local que podemos instalar um futuro 4º banco de transformadores 440/138kV.

11 de setembro de 2020
Data da Solicitação

José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

Data da Entrega do Formulário

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome:
Cargo:

3

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 11/09/2020 Revisão: 0

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo para o atendimento à geração de energia solar fotovoltaica da região norte de Minas Gerais

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Mascarenhas **Concessionária Proprietária:** Evrecy Participações Ltda. (Cteep)

1. Módulos de Manobra

■ EL Quantidade: 1 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4

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).

1

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 11/09/2020 Revisão: 0

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

☐ EL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

☐ CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

☐ IB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

☐ CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV)_____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: _____ Ter:_____

2. Módulos de Equipamentos

☐ Transformadores Quantidade: ___ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (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 _____

2

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 11/09/2020 Revisão: 0

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações da EPE

6. Observações do Proprietário

Avaliando o setor de 230kV da SE Mascarenhas, fazemos as seguintes considerações:

a) Não há espaço para conexão de 1 novo módulo de conexão entre os módulos já instalados no setor de 230kV,

b) Existe espaço para instalação de 01 novo bay 230kV na extremidade das barras ao lado do bay Aimorés C1, porém o espaço citado será utilizado para atendimento a REA-6630/17 que autorizou a Evrecy a construir uma casa de comando/proteção, visando melhoria nos sistemas de serviços auxiliares, comando/proteção/supervisão. Informamos ainda que não identificamos outro local para instalação da casa de comando/proteção.

c) Na outra extremidade das barras de 230kV, ao lado do bay Linhares, não é possível a ampliação devido termos o final da área de propriedade da Evrecy e nessa área existem construções em terreno de propriedade de Hidroelétrica Mascarenhas (EDP).

11 de setembro de 2020
Data da Solicitação

José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

Data da Entrega do Formulário

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome:
Cargo:

3

19.4.14 SE Ribeirão Preto – SP (Poços de Caldas Transmissora de Energia S.A. – State Grid Brazil Holding)

POÇOS DE CALDAS
TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.

Rio de Janeiro, 05 de outubro de 2020
PCTE/BD/101/20

À
EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE
Av. Rio Branco, 01 – 11° andar
20.090-003 – Rio de Janeiro – RJ

Atenção: José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia Elétrica

Assunto: Resposta ao Ofício nº 0549/2020: Consulta de viabilidade de expansão da subestação Ribeirão Preto 500/440 kV

Prezados Srs.,

A Poços de Caldas Transmissora de Energia S.A. ("PCTE"), concessionária de serviço público de transmissão de energia, vem, em atendimento ao solicitado por meio do ofício em referência, informar sobre a viabilidade física de expansão da subestação Ribeirão Preto, conforme formulário de consulta anexo.

Para a implementação de mais um banco de autotransformadores 500/440 kV de 1200 MVA (3x400 MVA) e vão de linha em 500 kV será necessário, dependendo da configuração dos equipamentos escolhida na SE, obras ´para adequações dos barramentos e obras civis como terraplanagem, alteração de taludes, etc.

Ressalta-se que as informações consideram apenas as premissas elencadas pela EPE no formulário de consulta para análise de viabilidade física da Subestação, sendo necessários estudos mais aprofundados quando da definição do projeto para verificação plena da viabilidade técnica.

Sendo o que nos cabia, permanecemos à disposição para qualquer esclarecimento adicional.

Atenciosamente,

Ramon Sade Haddad
Diretor Presidente

Av. Presidente Vargas, 955 – 16° Andar – Centro – Rio de Janeiro – RJ – CEP: 20.071-004
Tel.: (21) 3513 – 7070

19.4.15 SE Montes Claros 2 – MG (Cemig-GT)

CLASSIFICAÇÃO: RESERVADO

CEMIG
Geração e Transmissão S.A.

Ilmo. Sr.
José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
Av. Rio Branco nº 1 - 11º andar
20.090-003 - Rio de Janeiro - RJ

Nossa Referência: PO/PL – 00907/2020 Data: 27/04/2020

Sua Referência: Ofício nº 0206/EPE/2020, de 24/04/2020

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão da subestação **Montes Claros 2**

Senhor Superintendente:

Em resposta ao ofício supracitado, informamos que existe a disponibilidade de espaço físico na **SE Montes Claros 2** para a obra de substituição das três unidades trifásicas da transformação 345/138-13,8 kV por dois bancos de autotransformadores monofásicos.

Cabe informar que, devido ao elevado carregamento da transformação 345/138 kV, associada à baixa possibilidade de remanejamento de cargas para outras instalações de Rede Básica, há necessidade de se fazer um sequenciamento de obras, contemplando: inicialmente, a disponibilização de uma nova unidade abaixadora, para viabilização do início da desmontagem das unidades existentes, garantindo assim a confiabilidade, continuidade e segurança ao atendimento da região de Montes Claros.

É importante informar que a SE Montes Claros 2, no lado de 345 kV, dispõe de arranjo em anel, contando com seis elementos, sendo três conexões de transformadores (T3, T4 e T5) e três entradas de linha (V. Palma 1, Pirapora 2 e Irapé).

Para a viabilidade de substituição das três unidades trifásicas da transformação 345/138-13,8 kV da SE Montes Claros 2 por dois bancos de autotransformadores monofásicos, avaliou-se:

- Para a disponibilização de uma nova unidade transformadora faz-se necessária a instalação de uma nova conexão de transformador de 138 kV.
- Visando a rápida disponibilização da nova transformação, em caso de falha de uma das fases, indica-se a necessidade de manobra de fase reserva por meio de secionadores no 345, 138 e 13,8 kV, bem como dos painéis de transferência.

Av. Barbacena, 1200 - 12º Andar - Ala B1 - Santo Agostinho - CEP 30190-131
Belo Horizonte - MG - Brasil - Tel.: (31) 3506-4639

Em sua resposta, favor citar nossa referência

88278

Revisão: 09/2012

CLASSIFICAÇÃO: RESERVADO

- Necessidade de adequação dos arruamentos, canaletas, e demais obras de infraestrutura, existentes; e,
- O primeiro banco de transformador a ser montado ficará sob 2 LDs de 138kV, sendo necessária, na fase detalhamento do projeto, a avaliação quanto às distâncias elétricas de segurança entre Trafo/parede corta-fogo e LD 138kV, com indicação preliminar da necessidade de substituição de uma torre metálica da Cemig D, para alteamento dos cabos condutores.

Quanto à viabilidade de individualização das proteções da LD 138 kV Montes Claros 2 – Montes Claros 1 C1 e C2, tem-se:

- A SE Montes Claros 2 dispõe de vão que permite o pleito requerido, sendo que a nova entrada de linha deverá ser no vão 8K, ao lado do vão 9K, atual encabeçamento da LT Montes Claros 2 – Montes Claros 1.

Em relação a instalação de novas entradas de linhas em 138 kV, verificou-se muita dificuldade, tendo em vista o esgotamento de espaço físico para ampliação dos barramentos de 138 kV e restrições de encabeçamentos das linhas na área interna da subestação.

A substituição das três unidades transformadoras, por dois bancos de autotransformadores, resultará na disponibilidade de um vão, existente no arranjo de 345 kV, sendo que o mesmo entrou em operação, recentemente, quando da individualização da manobra de T3, T4 e T5, conectados, anteriormente, no mesmo ponto do arranjo em anel. Nessa situação, têm-se as seguintes possibilidades para a sua utilização:

- Instalação de um terceiro banco de autotransformadores 345/138-13,8 kV;
- Instalação de banco de reatores de 345 kV, tendo sido avaliada a necessidade de relocação do GMG, devido a necessidade de liberação de espaço físico para instalação de fase reserva do reator.
- Encabeçamento de uma nova LT de 345 kV, sendo necessárias significativas intervenções no pátio de manobras, com impacto também no galpão de manutenção, existente na SE.

Em relação ao aproveitamento dos transformadores T3 e T4, não se vislumbra a reutilização dos mesmos tendo em vista que se trata de unidades trifásicas, em final de vida útil, com alto risco quando de sua relocação para outra instalação. Já em relação ao transformador

Av. Barbacena, 1200 - 12º Andar - Ala B1 - Santo Agostinho - CEP 30190-131
Belo Horizonte - MG - Brasil - Tel.: (31) 3506-4639
88278

Em sua resposta, favor citar nossa referência
Revisão: 09/2012

CLASSIFICAÇÃO: RESERVADO

T5, o mesmo poderá ser relocado para a SE Várzea da Palma 1, configurando-se como reserva fria.

Cabe destacar a necessidade de avaliação da substituição dos equipamentos existentes por violação de capacidade, além da obsolescência e final de vida útil.

Seguem anexos os formulários com as respostas às informações solicitadas.

Estamos à disposição para quaisquer esclarecimentos adicionais.

Atenciosamente,

Marcelo de Deus Melo
Superintendente de Planejamento e Operação de Geração e Transmissão

c.c.
Humberto Donisete Faria - Superintendente de Gestão de Ativos da Distribuição – Cemig D

Anexos:

1. Resposta ao questionário;
2. Desenho do croqui da SE Montes Claros 2.

CLASSIFICAÇÃO: RESERVADO

ANEXO 1 – RESPOSTAS AO QUESTIONÁRO

1) Verificação da área necessária para implantação e necessidade de aquisição de terreno (ver Figura 2)

Avaliou-se que não será necessária a aquisição de terreno adicional para implantação das obras previstas.

2) Viabilidade de implantação sem interrupção de suprimento e compatibilidade de cronograma

Com a implantação de nova unidade abaixadora 345/138-13,8 kV, em área adjacente a atual localização das unidades transformadoras e a instalação do módulo de conexão em 138 kV a substituição da transformação poderá ocorrer, minimizando assim os desligamentos necessários para efetivação das obras.

3) Viabilidade de remanejo das unidades existentes com vida útil remanescente para outras estações (reserva fria ou quente)

Em relação ao manejo dos transformadores T3 e T4, não se vislumbra a reutilização dos mesmos tendo em vista que se trata de unidades trifásicas, em final de vida útil, com alto risco quando de sua relocação para outra instalação. Já em relação ao transformador T5, o mesmo poderá ser relocado para a SE Várzea da Palma 1, configurando-se como reserva fria.

4) Viabilidade de utilização do vão 345 kV remanescente para conexão de uma nova LT 345 kV ou reator de barra.

Sim. Avaliou-se três alternativas, contemplando a ampliação de capacidade com a instalação de uma 3ª unidade da transformação 345/138-13,8kV, ou a instalação de um banco de reatores ou de nova conexão de LT de 345 kV.

5) Viabilidade de utilização do vão 138 kV remanescente para conexão da EL referente à individualização da proteção da LD 138 KV Montes Claros 2 – Montes Claros 1 C1/C2

Sim. Verificou-se a viabilidade de individualização da manobra e proteção de uma das LD para Montes Claros 1 via o vão 8K.

6) Informações sobre os autotransformadores trifásicos: ano de início de operação e ano final de vida útil.

Unid.	kV/ MVA	Data Fabricação	Final de Vida Útil
T3	345/138-13,8 kV 150/150/50 MVA	1986	2021
T4	345/138-13,8 kV 150/150/50 MVA	1983	2018

CLASSIFICAÇÃO: RESERVADO

Com a individualização dos circuitos C1 e C2 da LT 138 kV Montes Claros 2 – Montes Claros 1 e extensão de barra para construção de nova conexão de transformador, restará ainda dois vãos de 138 kV, sendo um para nova conexão do novo transformador e um de uma futura linha da de distribuição, ressalvadas as dificuldades de encaminhamento para o encabeçamento da mesma na área interna da subestação.

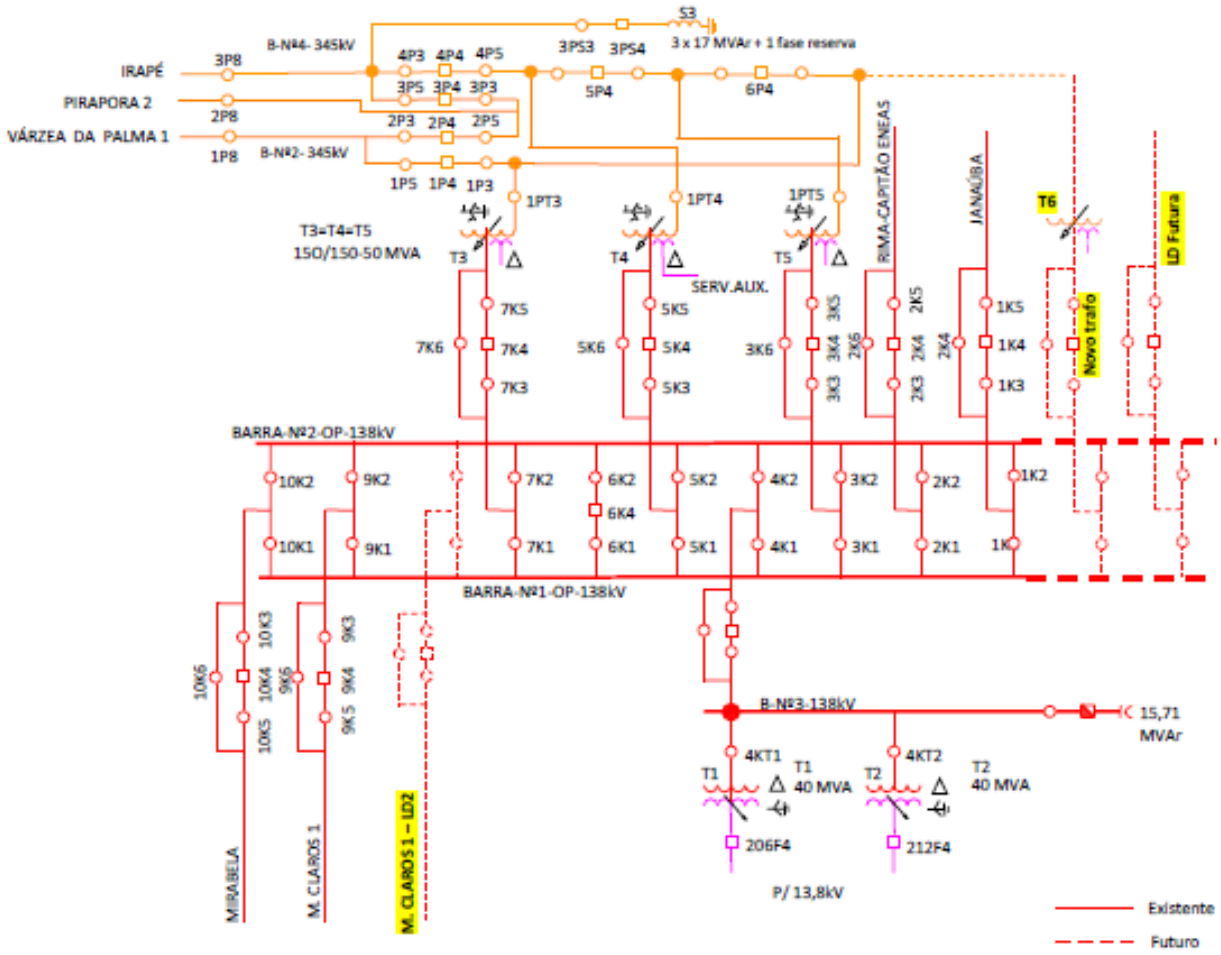
Cabe ressaltar a necessidade de individualização dos transformadores T1 e T2 - 138-13,8 kV – 2x40MVA, manobrados pela mesmo módulo de conexão via o vão 4K.

ANEXO 2 – Desenho do Croqui da SE Montes Claros 2

CLASSIFICAÇÃO: RESERVADO

CEMIG
Geração e Transmissão S.A.

SE Montes Claros 2



Av.Barbacena, 1200 - 12º Andar - Ala B1 - Santo Agostinho - CEP 30190-131
Belo Horizonte - MG - Brasil - Tel.: (31) 3506-4639
88278

Em sua resposta, favor citar nossa referência

Revisão: 09/2012

ANEXO 2 – Desenho do Croqui da SE Montes Claros 2

CLASSIFICAÇÃO: RESERVADO

CEMIG
Geração e Transmissão S.A.



Av. Barbacena, 1200 - 12º Andar - Ala B1 - Santo Agostinho - CEP 30190-131
Belo Horizonte - MG - Brasil - Tel.: (31) 3506-4839
88278

Em sua resposta, favor citar nossa referência

Revisão: 09/2012

19.4.16 LD 138 kV Montes Claros 1 - Montes Claros 2 – MG (Cemig-D)

CLASSIFICAÇÃO: RESERVADO

CEMIG
Distribuição S.A.

Ilmo. Sr.
José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
Av. Rio Branco nº 1 - 11º andar
20.090-003 - Rio de Janeiro - RJ

Nossa Referência: AD/PS – 03041/2020 Data: 14/05/2020

Sua Referência: Ofício nº 0205/EPE/2020, de 24/03/2020

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de adequação da LD 138 kV Montes Claros 2 – Montes Claros 1 C1 e C2 e de expansão da subestação Montes Claros 1

Senhor Superintendente:

Em resposta ao ofício supracitado, informamos que não há viabilidade para a individualização das proteções da LD 138 kV Montes Claros 2 – Montes Claros 1 C1 e C2 na SE Montes Claros 1, tendo em vista o esgotamento de espaço físico para ampliação dos barramentos de 138 kV e restrições de encabeçamentos das linhas na área interna da subestação.

Adicionalmente, verificou-se muita dificuldade para saída de novas linhas no entorno da SE, visto que a mesma está localizada em área densamente urbanizada e as linhas de distribuição existentes apresentam invasões significativas de suas faixas de servidão e se encontram em processo de regularização junto aos órgãos competentes.

Informamos que estamos avaliando alternativas para solucionar a atual restrição ao uso de toda a capacidade de cada um dos dois circuitos 138kV que interligam a SE Montes Claros 1 à Montes Claros 2. No momento, a alternativa mais promissora contempla a substituição do trecho compartilhado pelos circuitos que ligam a SE Montes Claros 1 à SE Montes Claros 2, próximo à entrada da SE Montes Claros 1, incluindo o trecho que apresenta ocupação irregular da faixa de servidão a ser substituído por linha subterrânea de maior capacidade. Esta alternativa será objeto de um estudo de viabilidade mais detalhado, que ocorrerá em paralelo ao estudo de planejamento.

Seguem, em anexo, os formulários com as respostas às informações solicitadas.

Av.Barbacena, 1200 - 12º Andar - Ala B1 - Santo Agostinho - CEP 30190-131
Belo Horizonte - MG - Brasil - Tel.: (31) 3506-4639

Em sua resposta, favor citar nossa referência

88278

Revisão: 09/2012

CEMIG
Distribuição S.A.

Estamos à disposição para quaisquer esclarecimentos adicionais.

Atenciosamente,

Ronaldo Gomes de Abreu

Diretor da Cemig Distribuição

Assinatura Eletrônica
19/05/2020 16:24 UTC
BRy ronaldo gomes de abreu
56330723687
Ronaldo Gomes de Abreu

C.C.
Marcelo de Deus Melo - Superintendente de Planejamento e Operação de Geração e Transmissão – Cemig GT

Anexos:

1. Resposta ao questionário;
2. Desenho do croqui da SE Montes Claros 5.

Assinatura Eletrônica
15/05/2020 14:54 UTC
BRy
71744533687
Wagner Antônio Araújo Veloso

Av.Barbacena, 1200 - 12º Andar - Ala B1 - Santo Agostinho - CEP 30190-131
Belo Horizonte - MG - Brasil - Tel.: (31) 3506-4639

88278

Em sua resposta, favor citar nossa referência

Revisão: 09/2012

CEMIG Distribuição S.A.

ANEXO 1 – RESPOSTAS AO QUESTIONÁRO

1) Informar a viabilidade de eliminar a restrição nos trechos de cerca de 100 m próximos às entradas das subestações (ver Figura 3), de forma a se eliminar a restrição de carregamento conjunto dos dois circuitos.

Resposta: Informamos que é possível eliminar a restrição de carregamento conjunto dos dois circuitos substituindo a rede aérea existente por rede subterrânea de capacidade 300MVA. O estudo de viabilidade se encontra em andamento, portanto a capacidade pode sofrer alterações.

2) Informar as capacidades individuais de cada circuito nessa configuração, tanto em regime normal quanto em emergência.

LD1: Capacidade Normal: 78 MVA / Capacidade em Emergência:78 MVA
LD 2: Capacidade Normal: 99 MVA / Capacidade em Emergência:99 MVA

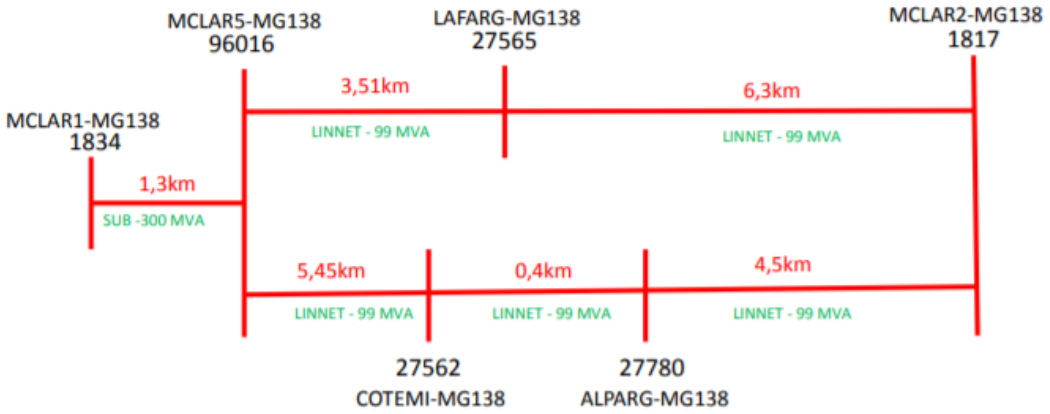
3) Adicionalmente, independentemente das opções acima, solicita-se informar a viabilidade de recapacitação ou recondutoramento do circuito de menor capacidade, de forma a equipará-la à capacidade do circuito paralelo.

Resposta: Sim. É possível recondutorar o circuito de menor capacidade para equipará-lo à capacidade do circuito paralelo. Encontra-se em andamento estudo de viabilidade para recapacitação dos circuitos para 125 MVA.

CEMIG Distribuição S.A.

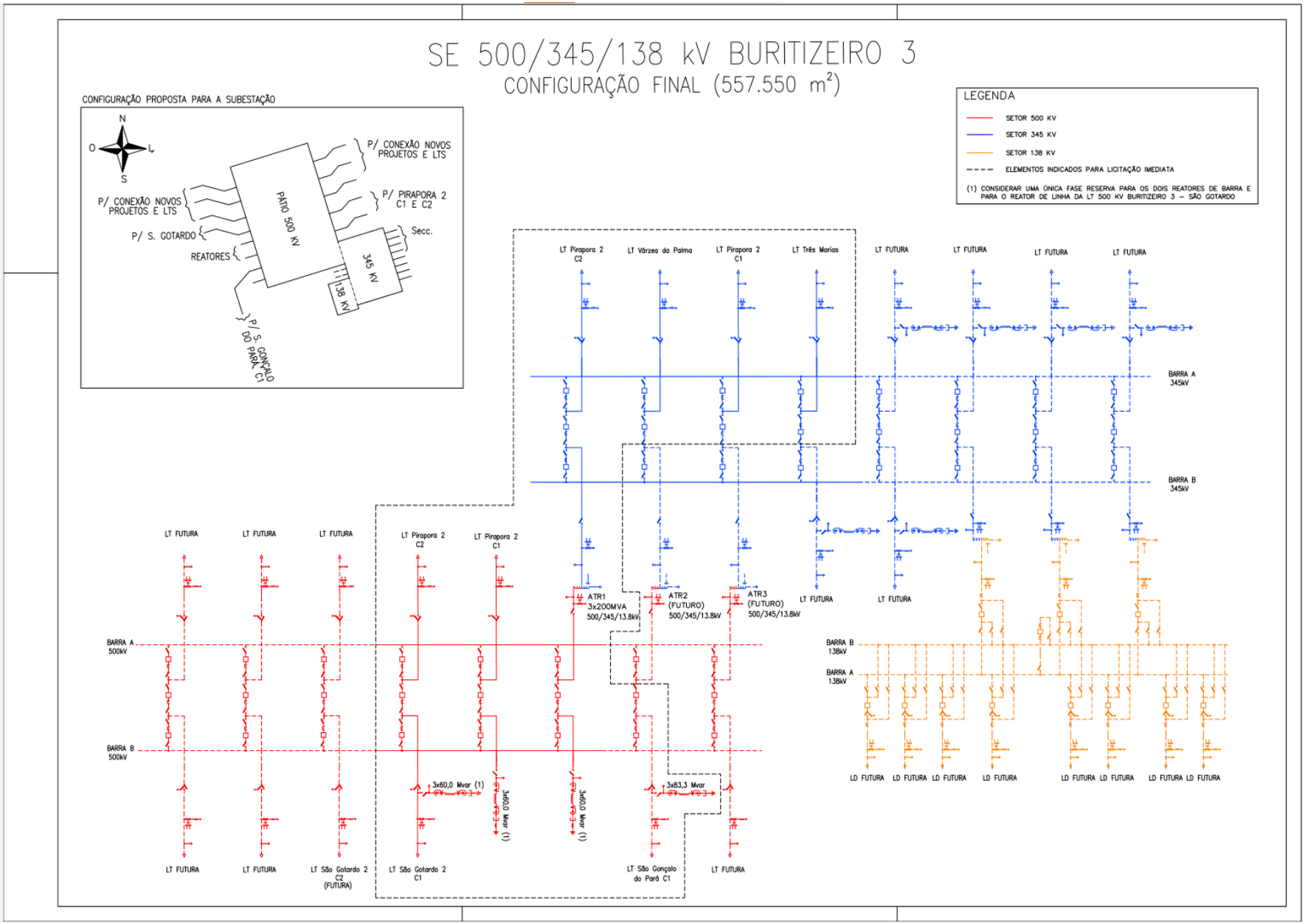
CLASSIFICAÇÃO: RESERVADO

ANEXO 2 – Desenho do Croqui da Configuração proposta pela Cemig D

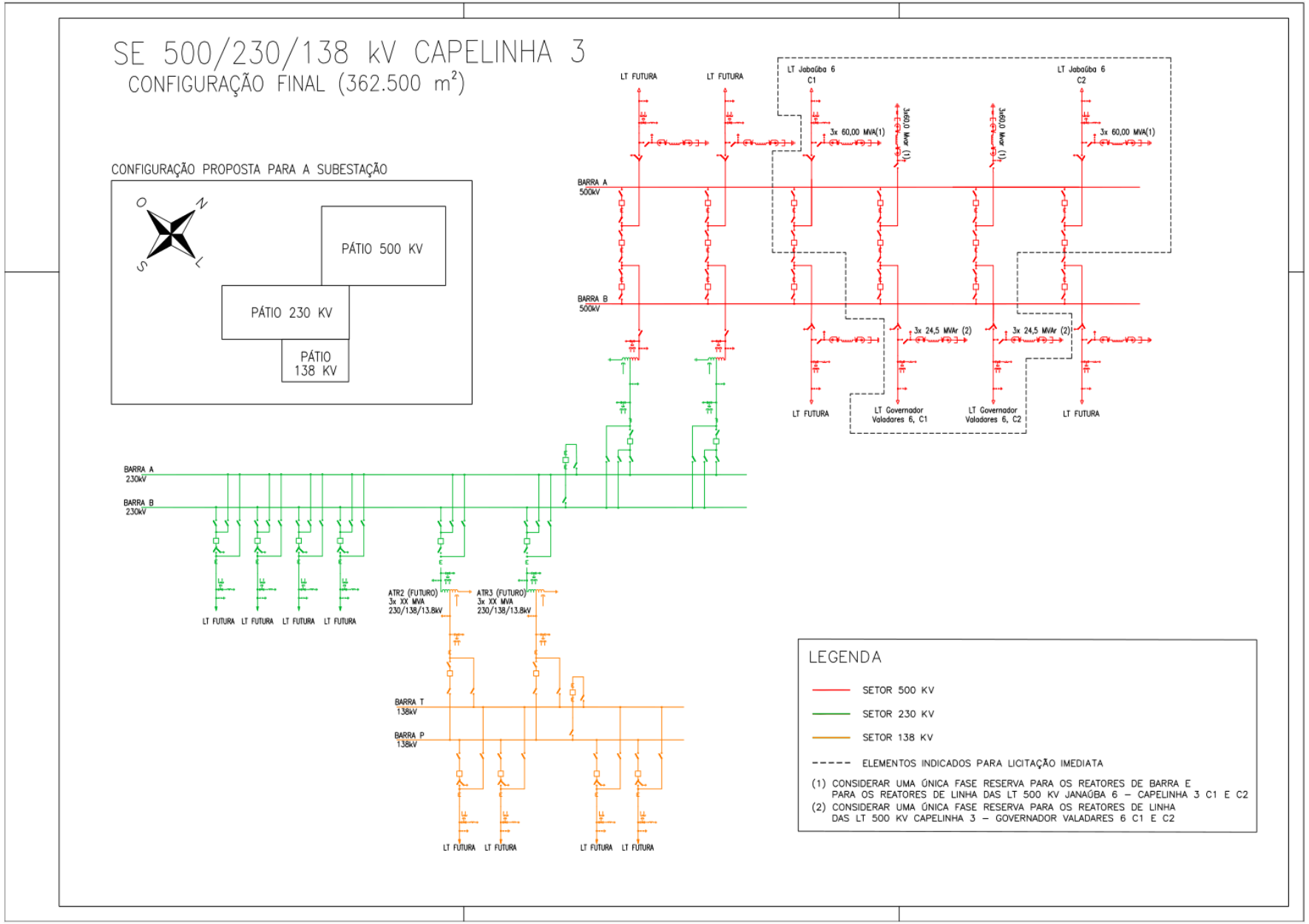


19.5 Anexo 5 – Diagramas Unifilares das Subestações

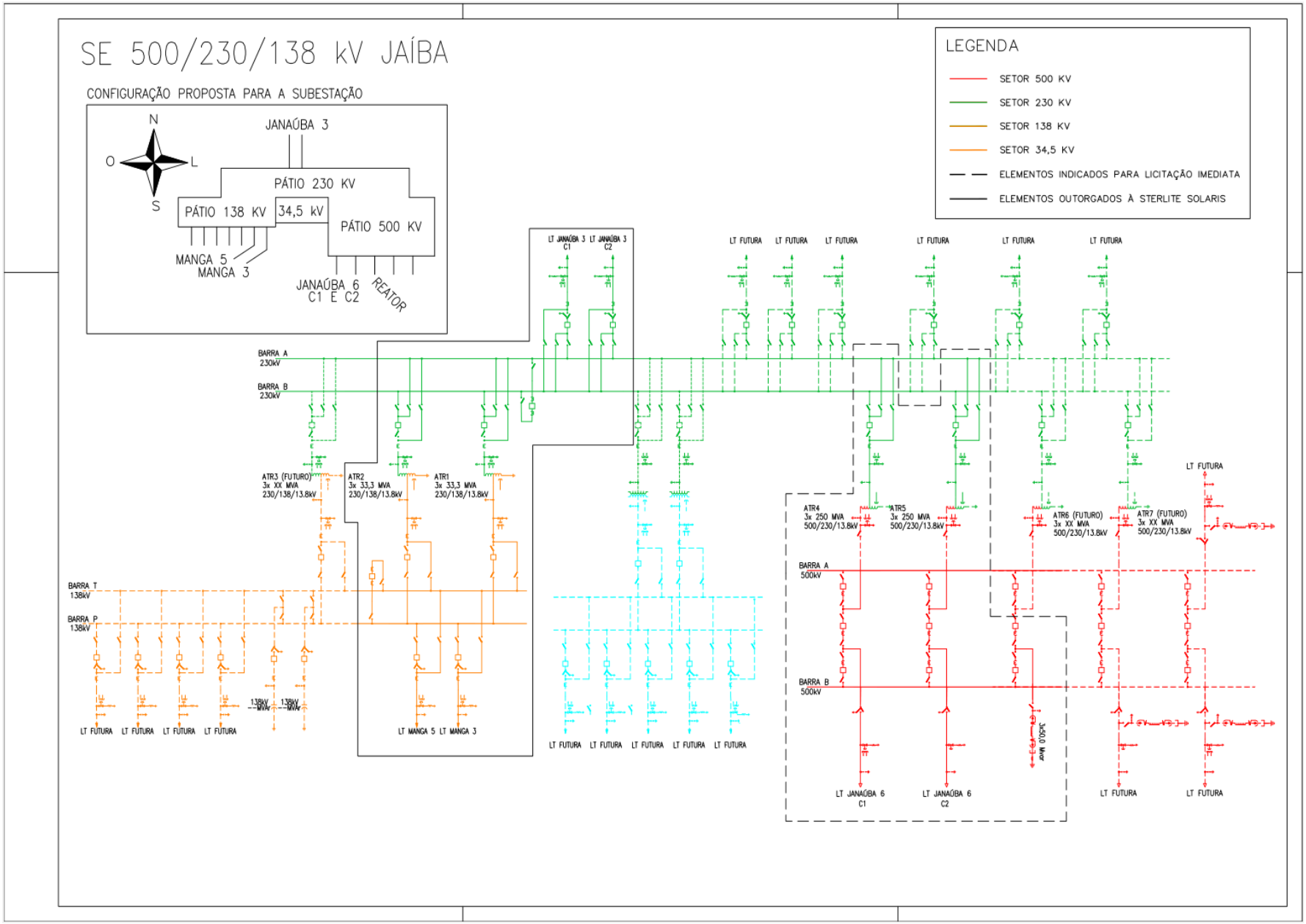
19.5.1 SE Buritizeiro 3



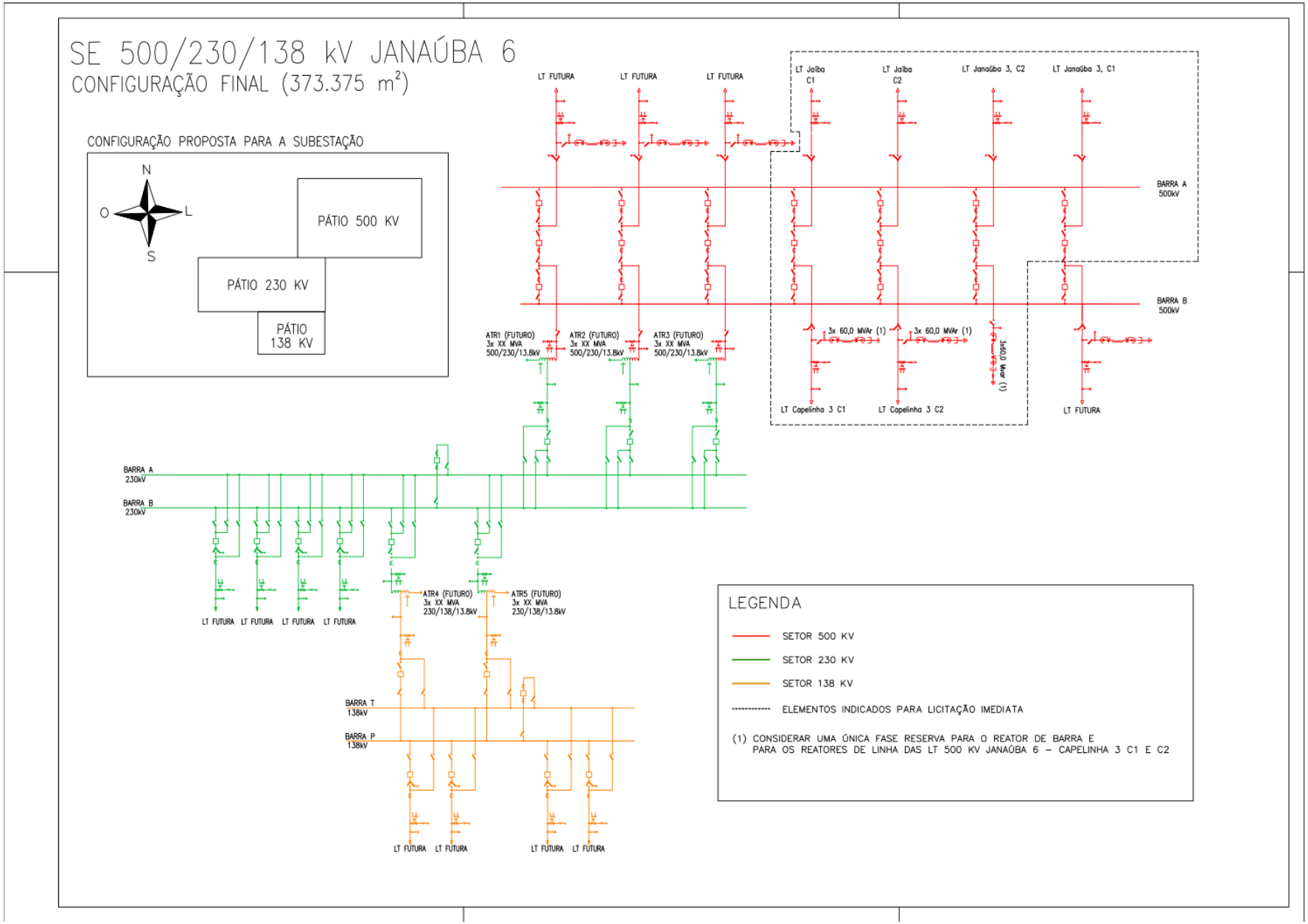
19.5.2 SE Capelinha 3



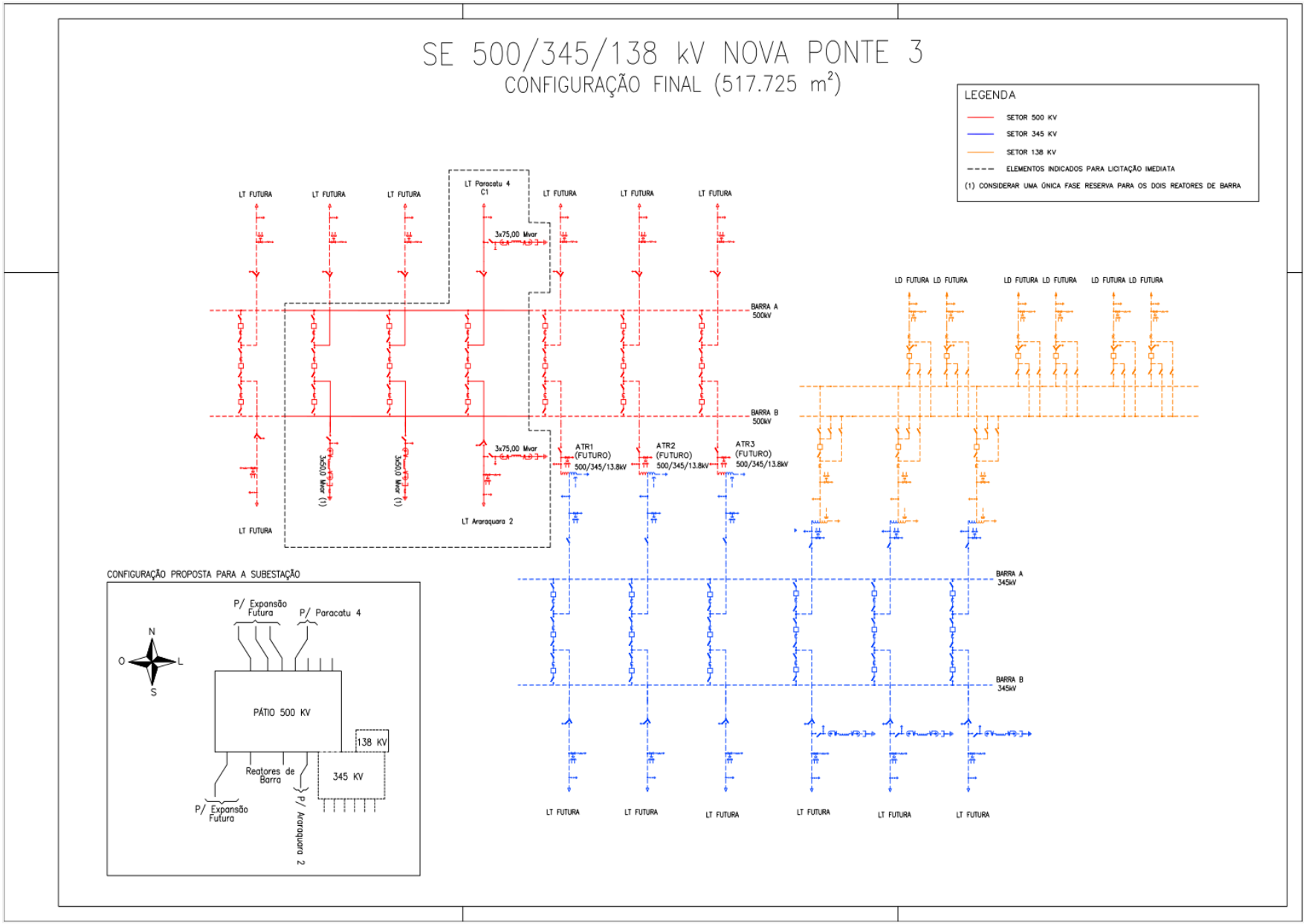
19.5.3 SE Jaíba



19.5.4 SE Janaúba 6



19.5.5 SE Nova Ponte 3



19.6 Anexo 6 – Nota Técnica EPE-DEA-SMA 009/2020 – "Análise Socioambiental do Estudo de Expansão da Capacidade de Transmissão da Região Norte de Minas Gerais

NOTA TÉCNICA EPE/DEA/SMA 009/2020

Análise Socioambiental do Estudo de Expansão da Capacidade de Transmissão da Região Norte de Minas Gerais

(Relatório R1)

Empresa de Pesquisa Energética

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

NOTA TÉCNICA EPE/DEA/SMA 009/2020

Análise Socioambiental do Estudo de Expansão da Capacidade de Transmissão da Região Norte de Minas Gerais

(Relatório R1)

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
Hélvio Neves Guerra (Adjunto)

Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei n° 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

Coordenação Geral
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Coordenação Executiva
Elisângela Medeiros de Almeida

Equipe Técnica
Alfredo Lima Silva
André Viola Barreto
Bernardo Regis Guimarães de Oliveira
Carina Renno Siniscalchi
Clayton Borges da Silva
Daniel Filipe Silva
Kátia Gisele Matosinho
Leonardo de Sousa Lopes
Luciana Álvares da Silva
Thalles Fonseca Casado Lins (estagiário)
Thamires Dutra da Silva (estagiário)
Valentine Jahnel

NT EPE/DEA/SMA 009/2020
08 de outubro de 2020

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

SUMÁRIO

SIGLÁRIO 7

1 INTRODUÇÃO 9

2 PROCEDIMENTOS ADOTADOS 12

2.1 DEFINIÇÃO DOS CÍRCULOS (*BUFFERS*) PARA AS SUBESTAÇÕES 12

2.2 DEFINIÇÃO DE CORREDORES PARA LINHAS AÉREAS 13

2.3 BASE DE DADOS UTILIZADA 14

3 DESCRIÇÃO DOS EMPREENDIMENTOS PLANEJADOS 16

3.1 ÁREA 1 – MINAS GERAIS 17

3.1.1 LT 500 KV ARINOS 2 - PARACATU 4 C1 18

3.1.2 LT 500 KV PARACATU 4 - NOVA PONTE 3 C1 34

3.1.3 SE 500 KV NOVA PONTE 3 51

3.2 ÁREA 2 – MINAS GERAIS E SÃO PAULO 55

3.2.1 LT 500 KV NOVA PONTE 3 - ARARAQUARA 2 C1 56

3.2.2 LT 440 KV ARARAQUARA 2 – ARARAQUARA 2 C3 71

3.2.3 LT 500 KV JAGUARA - ESTREITO C2 76

3.3 ÁREA 3 – MINAS GERAIS 89

3.3.1 SE 500/345 KV BURITIZEIRO 2 90

3.3.2 SECCIONAMENTO DA LT 345 KV PIRAPORA 2 - VÁRZEA DA PALMA C1 NA SE BURITIZEIRO 2 95

3.3.3 SECCIONAMENTO DA LT 345 KV PIRAPORA 2 - TRÊS MARIAS C1 NA BURITIZEIRO 2 107

3.3.4 LT 500 KV PIRAPORA 2 - BURITIZEIRO 2 C1 E C2 (CD) 115

3.3.5 LT 500 KV BURITIZEIRO 2 - SÃO GOTARDO 2 C1 126

3.3.6 LT 500 KV BURITIZEIRO 2 - SÃO GONÇALO DO PARÁ C1 142

3.3.7 SECCIONAMENTO DA LT 500 KV BOM DESPACHO 3 - OURO PRETO C1 NA SE SÃO GONÇALO DO PARÁ 163

3.3.8 LT 500 KV PRESIDENTE JUSCELINO - VESPASIANO 2 C1 E C2 (CD) 166

3.3.9 LT 500 KV ITABIRITO 2 - SANTOS DUMONT 2 C1 185

3.3.10 SECCIONAMENTO DA LT 345 KV ITUTINGA - JUIZ DE FORA 1 C1 NA SE SANTOS DUMONT 2 200

3.4 ÁREA 4 - MINAS GERAIS 206

3.4.1 LT 500 KV JAÍBA - JANAÚBA 5 C1 E C2 (CD) 207

3.4.2 SE 500 KV JANAÚBA 5 218

3.4.3 LT 500 KV JANAÚBA 5 - JANAÚBA 3 C1 222

3.4.4 LT 500 KV JANAÚBA 5- CAPELINHA C1 228

3.4.5 LT 500 kV Capelinha - Governador Valadares 6 C1 245
3.4.6 SE 500 kV Capelinha 261
3.5 Área 5 – Espírito Santo 266
3.5.1 LT 500 kV João Neiva 2 - Viana 2 C1 267
3.5.2 LT 345 kV Viana 2 – Viana C3 280

4 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 290

TABELAS DE RECOMENDAÇÕES PARA OS EMPREENDIMENTOS PLANEJADOS 298

ÁREA 1 299

ÁREA 2 305

ÁREA 3 311

ÁREA 4 332

ÁREA 5 342

SIGLÁRIO

Anac	Agência Nacional de Aviação Civil
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANM	Agência Nacional de Mineração
APA	Área de Proteção Ambiental
APE	Área de Proteção Especial
APP	Área de Preservação Permanente
CAR	Cadastro Ambiental Rural
Cecav	Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas
Conama	Conselho Nacional de Meio Ambiente
CNPMS	Embrapa Milho e Sorgo
CNSA	Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos
CPRM	Serviço Geológico do Brasil
CRQ	Comunidades Remanescentes de Quilombos
C1	1º circuito
C2	2º circuito
C3	3º circuito
C4	4º circuito
CC	Corrente contínua
CD	Circuito duplo
CS	Circuito simples
Decea	Departamento de Controle do Espaço Aéreo
DRO	Despacho de recebimento de requerimento de outorga.
DUP	Declaração de utilidade pública
ECI	Estudo do Componente Indígena
ECQ	Estudo do Componente Quilombola
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESEC	Estação Ecológica
FCA	Ferrovia Centro Atlântica S.A.
FCP	Fundação Cultural Palmares
Funai	Fundação Nacional do Índio
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMBio	Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade

IEF	Instituto Estadual de Florestas
Iphan	Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional
Incra	Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária
LT	Linha de Transmissão
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
PA	Projetos de Assentamentos Rurais
Parest	Parque Estadual
PNM	Parque Natural Municipal
PBZPA	Plano Básico de Zona de Proteção de Aeródromo
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
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
Rebio	Reserva Biológica
RMBH	Região Metropolina de Belo Horizonte
RPPN	Reserva Particular do Patrimônio Natural
RVS	Refúgio de Vida Silvestre
SE	Subestação
Sigel	Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico
SNUC	Sistema Nacional de Unidades de Conservação
TI	Terra Indígena
TQ	Terra Quilombola
UFV	Usina Fotovoltaica
UHE	Usina Hidrelétrica
UC	Unidade de Conservação
UTE	Usina Termelétrica

1 INTRODUÇÃO

O presente documento apresenta a análise socioambiental preliminar das linhas indicadas para a expansão da capacidade de transmissão da região norte de Minas Gerais. Trata-se de um grande conjunto de obras, cujas linhas de transmissão atravessam áreas heterogêneas, em especial quanto às características de uso e cobertura do solo e relevo. A área de abrangência dos empreendimentos apresenta um grande número de áreas protegidas, em especial unidades de conservação e terrritórios quilombolas, que foram determinantes para a configuração dos corredores das linhas de transmissão e definição para as áreas das subestações planejadas. Outra questão que se destaca na região é a presença de extensas áreas de mineração e um significativo número de processos minerários, em especial no estado de Minas Gerais.

Cabe ressaltar que os relatórios R1 fazem parte da etapa inicial do planejamento de linhas de transmissão e subestações. Na sequência são elaborados os relatórios R2, R3, R4 e R5, que apresentam, para os empreendimentos recomendados no R1, 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 apresentarão uma análise mais aprofundada das áreas a serem atravessadas pelas LTs planejadas e definirão as diretrizes de traçado que subsidiarão a licitação dos empreendimentos pela 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 abrange os estados brasileiros de Minas Gerais, Espírito Santo e São Paulo, contemplando as análises socioambientais de 16 novas linhas de transmissão (LT), quatro LTs de seccionamentos e quatro subestações (SE) planejadas. Ao total, são aproximadamente 2.304 km de extensão de linhas de transmissão em 345, 440 e 500 kV.

A Tabela 1 apresenta as 17 LTs planejadas de 345, 440 e 500 kV e suas extensões; a Tabela ***2***, os quatro seccionamentos; e a Tabela 3 as quatro subestações planejadas.

Tabela 1 – Linhas de transmissão planejadas

LT Planejada	Circuitos	Extensão (km)
LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4	C1	210
LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3	C1)	286
LT 500 kV Nova Ponte 3 - Araraquara 2	C1)	293
LT 440 kV Araraquara 2 - Araraquara	C3	11
LT 500 kV Jaguara - Estreito	C2	45
LT 500 kV Pirapora 2 – Buritizeiro 2	C1 e C2 (CD)	31
LT 500 kV Buritizeiro 2 - São Gonçalo do Pará	C1	302
LT 500 kV Buritizeiro 2 - São Gotardo 2	C1	234
LT 500 kV Presidente Juscelino - Vespasiano 2	C1 e C2 (CD)	135
LT 500 kV Itabirito 2 - Santos Dumont 2	C1	145
LT 500 kV Jaíba - Janaúba 5	C1 E C2 (CD)	85
LT 500 kV Janaúba 5 - Janaúba 3	C1	22,1
LT 500 kV Janaúba 5 - Capelinha	C1	231
LT 500 kV Capelinha - Governador Valadares 6	C1	134
LT 500 kV João Neiva 2 - Viana 2	C1 (CS)	76
LT 345 kV Viana 2 – Viana C3	C3	7

Tabela 2 - Seccionamentos planejados

LT Seccionada	Subestação de Conexão	Extensão (km)
LT 345 kV Pirapora 2 - Três Marias C1	Buritizeiro 2	14,3
LT 345 kV Pirapora 2 - Várzea da Palma C1	Buritizeiro 2	33,4
LT 500 kV Bom Despacho 3 - Ouro Preto C1	São Gonçalo do Pará	-
LT 345 kV Itutinga - Juiz de Fora 1 C1	Santos Dumont 2	9

Tabela 3 - Subestações planejadas

Subestação Planejada	Tensões
Buritizeiro 2	500/345 kV
Capelinha	500 kV
Janaúba 5	500 kV
Nova Ponte 3	500 kV

A Figura 1 apresenta a localização dos empreendimentos e os traçados esquemáticos das linhas de transmissão, seccionamentos e subestações planejadas neste Relatório R1.

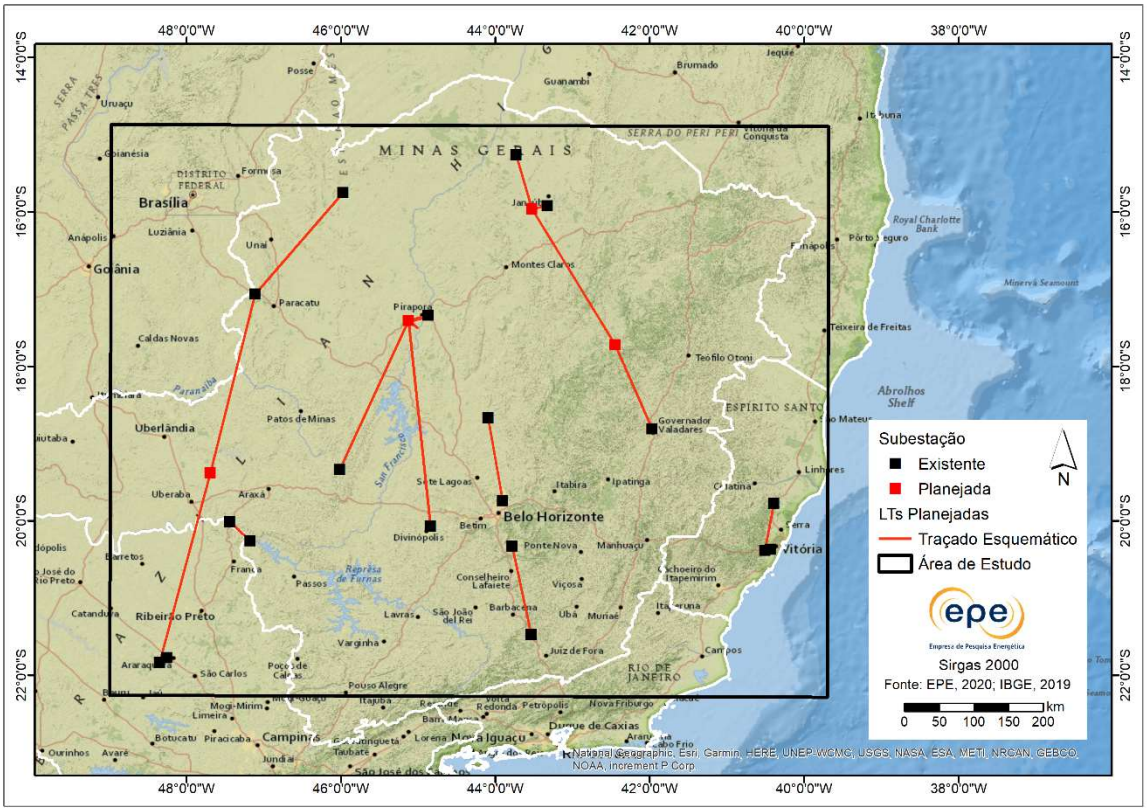


Figura 1 - Localização dos empreendimentos planejados (traçados esquemáticos)

2 PROCEDIMENTOS ADOTADOS

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 as linhas de transmissão, e dos círculos (*buffers*), no caso das subestações. Nos estudos subsequentes são realizadas análises mais detalhadas dessas áreas para a definição da localização referencial dos empreendimentos planejados.

Devido à extensão da área de abrangência do estudo, a região foi dividida em cinco áreas de forma a contemplar as especificidades de cada uma e facilitar a descrição dos corredores e círculos (*buffers*) das obras planejadas nessas áreas.

Os itens 2.1, 2.2 e 2.3 detalham os procedimentos utilizados para a definição dos círculos (buffers) para as subestações e dos corredores de linhas transmissão.

2.1 Definição dos círculos (*buffers*) para as subestações

A localização das novas subestações 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. Neste sentido, as análises socioambientais apontam a localização referencial da subestação, sendo que a área selecionada não pode se afastar muito do ponto indicado pelos estudos elétricos, sob o prejuízo de inviabilizar a alternativa selecionada.

Para a definição da área do círculo (buffers) foram utilizadas imagens de satélite disponíveis no aplicativo Google Earth Pro, sobre as quais foram visualizadas bases cartográficas dos empreendimentos de energia elétrica e de temas relevantes do ponto de vista socioambiental (item 2.3). A partir dessas informações, os círculos (buffers) foram definidos de forma a evitar sobreposição com áreas sensíveis e possíveis restrições para a chegada e saída das novas linhas de transmissão. Em geral, considera-se a possibilidade da área do círculo englobar áreas alternativas de localização para a subestação. Nesses casos, o ponto central do círculo não é, necessariamente, a área mais promissora para a nova subestação.

Na descrição dos círculos para a subestação é feita uma caracterização da área abrangida, em especial quanto ao uso e cobertura do solo, e é apresentada uma figura de imagem de satélite com a localização das áreas de sensibilidade socioambiental e das áreas

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.

2.2 Definição de corredores para linhas aéreas

Para a definição dos corredores de linhas aéreas, foi utilizado o aplicativo Google Earth Pro e o programa ArcGIS 10.7.1, a partir dos quais foram visualizadas imagens de satélite e as bases cartográficas dos empreendimentos de energia elétrica e de temas relevantes do ponto de vista socioambiental, como Unidades de Conservação (UC), Terras Indígenas (TI), Territórios Quilombolas (TQ), áreas com vegetação nativa, áreas urbanas e de expansão urbana, áreas de interesse minerário, e outros listados no item 2.3. Além dessas áreas, para as linhas que atravessam regiões próximas a áreas urbanas, foram consultados também, os planos diretores municipais. A partir dessas informações foram definidos os corredores para as LTs planejadas, desviando-se, sempre que possível, das áreas que apresentam restrições ou sensibilidades socioambientais.

Para descrição dos corredores das linhas de transmissão, inicialmente é feita uma breve caracterização das regiões atravessadas em seu percurso, apontando-se os principais aspectos socioambientais e motivos de desvios em seu traçado. Para a travessia de áreas de maior complexidade socioambiental, são definidas alternativas de corredor para comparação e seleção daquele que possibilita traçados menos impactantes em seus limites.

Visando complementar a descrição, são apresentadas figuras relativas à infraestrutura presente no corredor, uso do solo, meio físico, processos minerários e áreas de protegidas, além de eventuais imagens de satélite com indicações de áreas que devem ser observadas quando da definição do traçado da LT. Os mapas de infraestrutura apresentam os principais núcleos urbanos, malha viária, dutos, aeródromos e LTs existentes e planejadas; os mapas de processos minerários indicam os polígonos associados a esses processos em seus diferentes estágios, com destaque para as substâncias de maior valor econômico ou para as quais o método de extração é incompatível com os empreendimentos de transmissão; e os mapas de áreas protegidas, que englobam unidades de conservação, terras indígenas, terras quilombolas, cavernas, sítios arqueológicos, e assentamentos rurais. A existência de questões específicas em alguns dos corredores motivou a inclusão de outros mapas para caracterização desses aspectos. Por fim são indicadas recomendações para o relatório R3 para a definição das diretrizes de traçado.

2.3 Base de dados utilizada

Para definição dos corredores e dos círculos para as subestações, assim como para elaboração das figuras e tabelas, foram consultadas e/ou utilizadas informações das seguintes bases de dados:

- Aeródromos Públicos e Privados (Anac, 2018; IBGE, 2009)
- Base Cartográfica Integrada do Brasil ao Milionésimo Digital, incluindo hidrografia, divisão territorial, áreas militares e sistema viário (IBGE, 2009)
- Cadastro Ambiental Rural (Sicar, 2020)
- Cavidades Naturais Subterrâneas (Cecav, 2019)
- Corredores Ecológicos (IDE-Sisema, 2020)
- Declividade em Percentual do Relevo Brasileiro (CPRM, 2010)
- Dutos (EPE, 2018)
- Eixo de Usina Hidrelétrica Existente (Sigel, 2014)
- Eixo de Usina Hidrelétrica Planejada (Sigel, 2016)
- Ferrovias (IBGE, 2017)
- Identificação, mapeamento e quantificação das áreas urbanas do Brasil (Embrapa, 2017)
- Hidrografia (OSM, 2019a)
- Linhas de transmissão e subestações existentes e planejadas (EPE, 2020a)
- Mapa da Área de Aplicação da Lei da Mata Atlântica (IBGE, 2008)
- Mapa das Áreas Prioritárias para a Conservação do Patrimônio Espeleológico (ICMBio, 2018)
- Mapa de Declividade em Percentual do Relevo Brasileiro (CPRM, 2010)
- Mapa de Geodiversidade Estadual (CPRM, 2010)
- Mapa de Pivôs Centrais de Irrigação (ANA e CNPMS, 2019)

- Mapa da Cobertura Vegetal Brasileira (IBGE, 2012)
- Mapeamento em Alta Resolução dos Biomas Brasileiros (FBDS, 2020)
- Municípios Brasileiros (IBGE, 2016)
- Potencialidade de Ocorrência de Cavernas no Brasil (Cecav, 2012)
- Processos Minerários (ANM, 2019)
- Projetos de Assentamento (Incra, 2020a)
- Rede Viária (OSM, 2019b)
- Relevo sombreado (Inpe, 2011)
- Reserva Particular do Patrimônio Natural (ICMBio, 2020)
- Sítios arqueológicos georreferenciados (Iphan, 2019)
- Terras Indígenas (Funai, 2020)
- Territórios Quilombolas (Incra, 2020b)
- Unidades de Conservação Federais, Estaduais e Municipais (MMA, 2020; Eletrobras, 2011; IDE-Sisema, 2002)
- Usinas Solares Fotovoltaicas (EPE, 2020b)
- Zonas de Amortecimento de Unidades de Conservação definidas em Planos de Manejo (IDE-Sisema, 2008)

3 DESCRIÇÃO DOS EMPREENDIMENTOS PLANEJADOS

Devido à abrangência da área de estudo e ao agrupamento espacial dos empreendimentos, para a análise socioambiental a região foi dividida em cinco áreas distintas, conforme Figura 2 e Tabela 4.

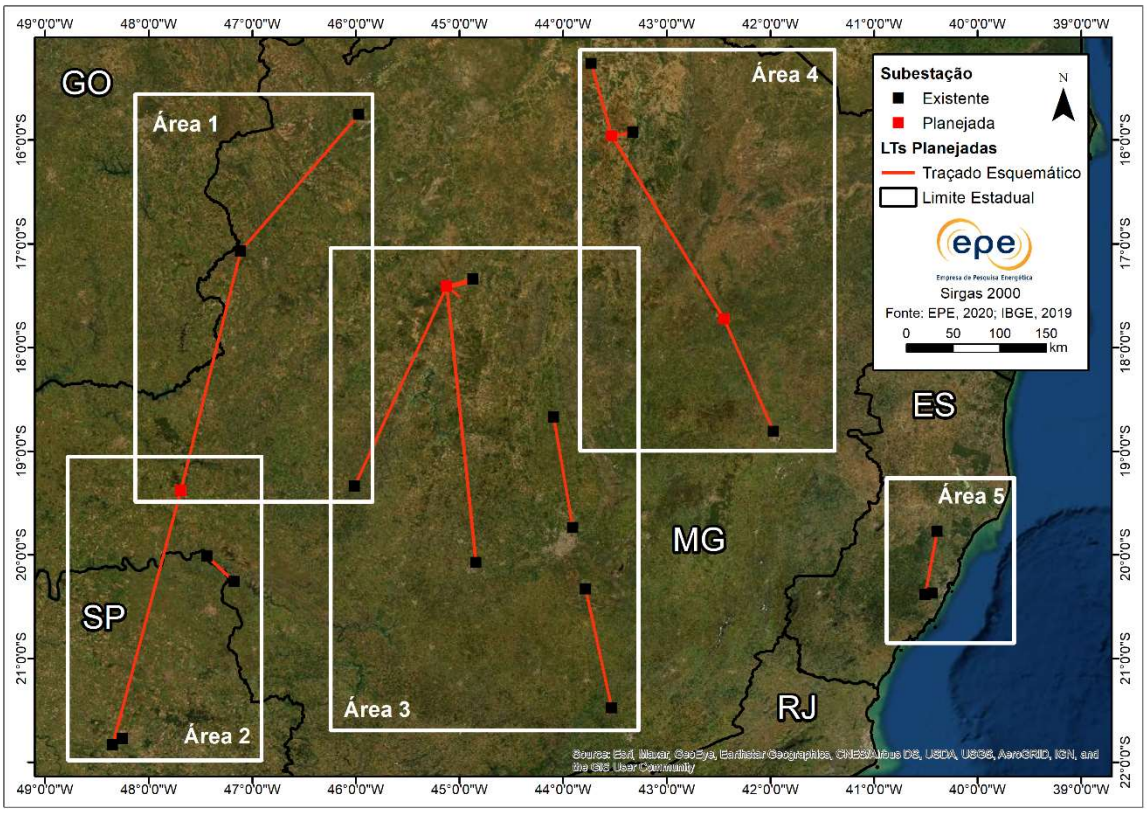


Figura 2 – Áreas de estudo

Tabela 4 - Empreendimentos planejados por área de estudo

Áreas	Empreendimentos Planejados
Área 1	LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4 C1
	LT 500 kV Paracatu 4 - Nova Ponte 3 C1
	SE 500 kV Nova Ponte 3
Área 2	LT 500 kV Nova Ponte 3 - Araraquara 2 C1
	LT 440 kV Araraquara 2 - Araraquara C3
	LT 500 kV Jaguara - Estreito C2
Área 3	SE 500/345 kV Buritizeiro 2
	Secc LT 345 kV Pirapora 2 - Várzea Da Palma C1 na Buritizeiro 2
	Secc. LT 345 kV Pirapora 2 - Três Marias C1 na SE Buritizeiro 2
	LT 500 kV Pirapora 2 - Buritizeiro 2 C1 e C2 (CD)
	LT 500 kV Pirapora 3 - São Gotardo 2 C1
	LT 500 kV Buritizeiro 2 - São Gonçalo do Pará, C1
	Secc. LT 500 kV Bom Despacho 3 - Ouro Preto C1 na SE São Gonçalo Do Pará

Áreas	Empreendimentos Planejados
	LT 500 kV Presidente Juscelino - Vespasiano 2 C1 E C2 (CD)
	LT 500 kV Itabirito 2 - Santos Dumont 2 C1
	Secc LT 345 kV Itutinga - Juiz De Fora 1 C1 na SE Santos Dumont 2
Área 4	LT 500 kV Jaíba - Janaúba 5 C1 E C2 (CD)
	SE 500 kV Janaúba 5
	LT 500 kV Janaúba 5 - Janaúba 3 C1
	LT 500 kV Janaúba 5- Capelinha C1
	SE 500 kV Capelinha
	LT 500 kV Capelinha - Governador Valadares 6 C1
Área 5	LT 500 kV João Neiva 2 - Viana 2 C1 (CS)
	LT 345 kV Viana 2 - Viana C3

3.1 Área 1 – Minas Gerais

A Área 1 localiza-se no estado de Minas Gerais em área de domínio do bioma Cerrado. Estão planejadas para essa área uma subestação e duas linhas de transmissão de 500 kV, que somadas perfazem aproximadamente 496 km de extensão. A Figura 3 apresenta a Área 1 com os corredores das LTs planejadas.

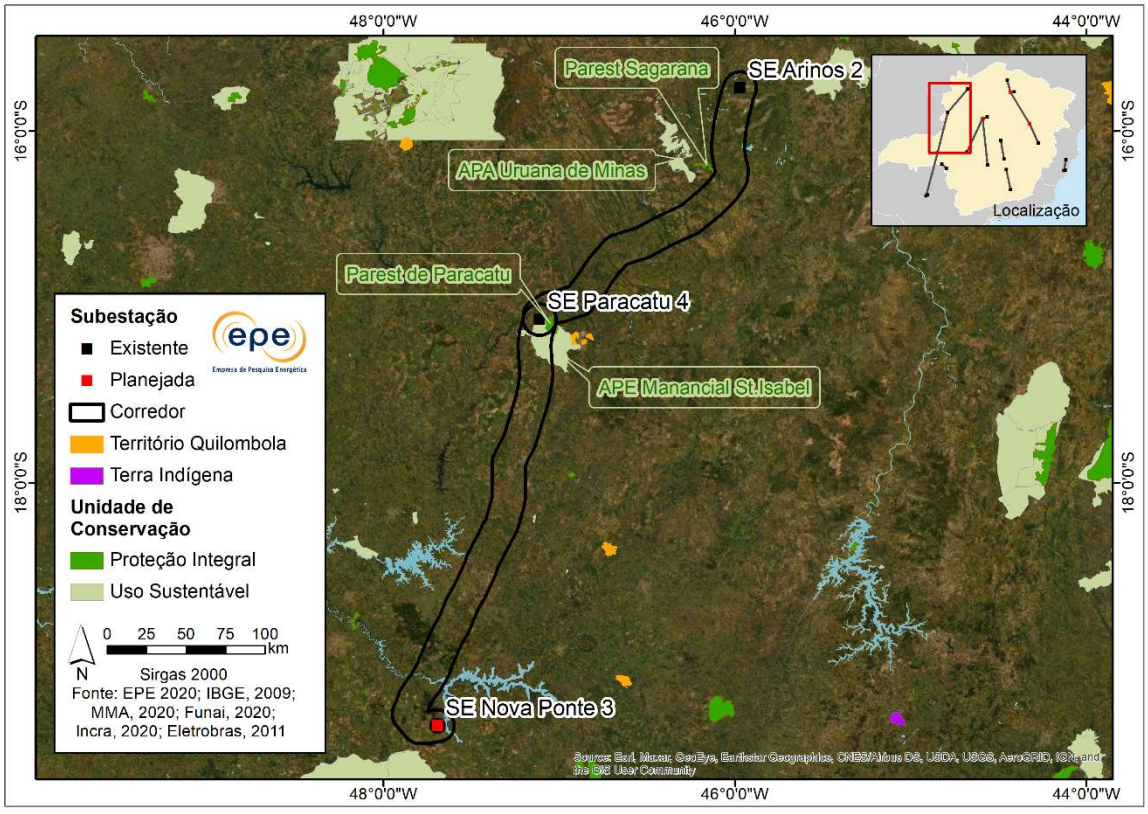


Figura 3 - Corredores das LTs planejadas na Área 1

A Tabela 5 apresenta as linhas de transmissão e a subestação planejadas na Área 1.

Tabela 5 - Empreendimentos planejados na Área 1

Empreendimentos Planejados	Tensão	Circuitos	Extensão aproximada (km)	Largura do corredor (km)
LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4	500 kV	C1	210	20
LT 500 kV Paracatu 4 - Nova Ponte 3	500 kV	C1	286	20
SE 500 kV Nova Ponte 3	500 kV	-	-	-

3.1.1 LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4 C1

A ligação entre a SE planejada Arinos 2 e a SE Paracatu 4 (em operação) está prevista para ser realizada em um **circuito simples de 500 kV**.

Caracterização do corredor selecionado

O corredor proposto para a LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4 C1 foi elaborado com **20 km de largura** e seu eixo possui aproximadamente **210 km de extensão**. Caso o traçado da diretriz seja indicado fora do corredor, deverá constar no Relatório R3 justificativa fundamentada para tal.

Os principais norteadores para o delineamento do corredor foram: possibilitar traçados que desviam do **Parest de Sagarana** e da **APA de Uruana de Minas**; evitar travessia em relevo movimentado da **Serra Geral do Rio Preto**; e buscar passagens por regiões com **menor incidência de pivôs centrais de irrigação**.

Assim, a partir da SE Arinos 2, o corredor segue inicialmente na direção sul-sudoeste, cruza a rodovia MG-202 e o rio Urucuia e segue até a MG-181. Na sequência, desvia do Parest de Sagarana e segue no sentido sudoeste até o cruzamento com a BR-251. Por fim, desvia de área com grande incidência de pivôs de irrigação, deflete para esquerda e segue rumo à SE Paracatu 4 (Figura 4).

Infraestrutura e localização

O corredor da LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4 C1 localiza-se quase integralmente no estado de Minas Gerais e abrange uma estreita faixa de Goiás, na chegada à SE Paracatu 4. **Sete municípios** do Noroeste e Norte de Minas e **um** do Leste Goiano são atravessados pelo corredor (Tabela 6).

O corredor abrange as áreas urbanas de Arinos, Natalândia, Riachinho e Unaí, mas com possibilidade da futura LT desviar.

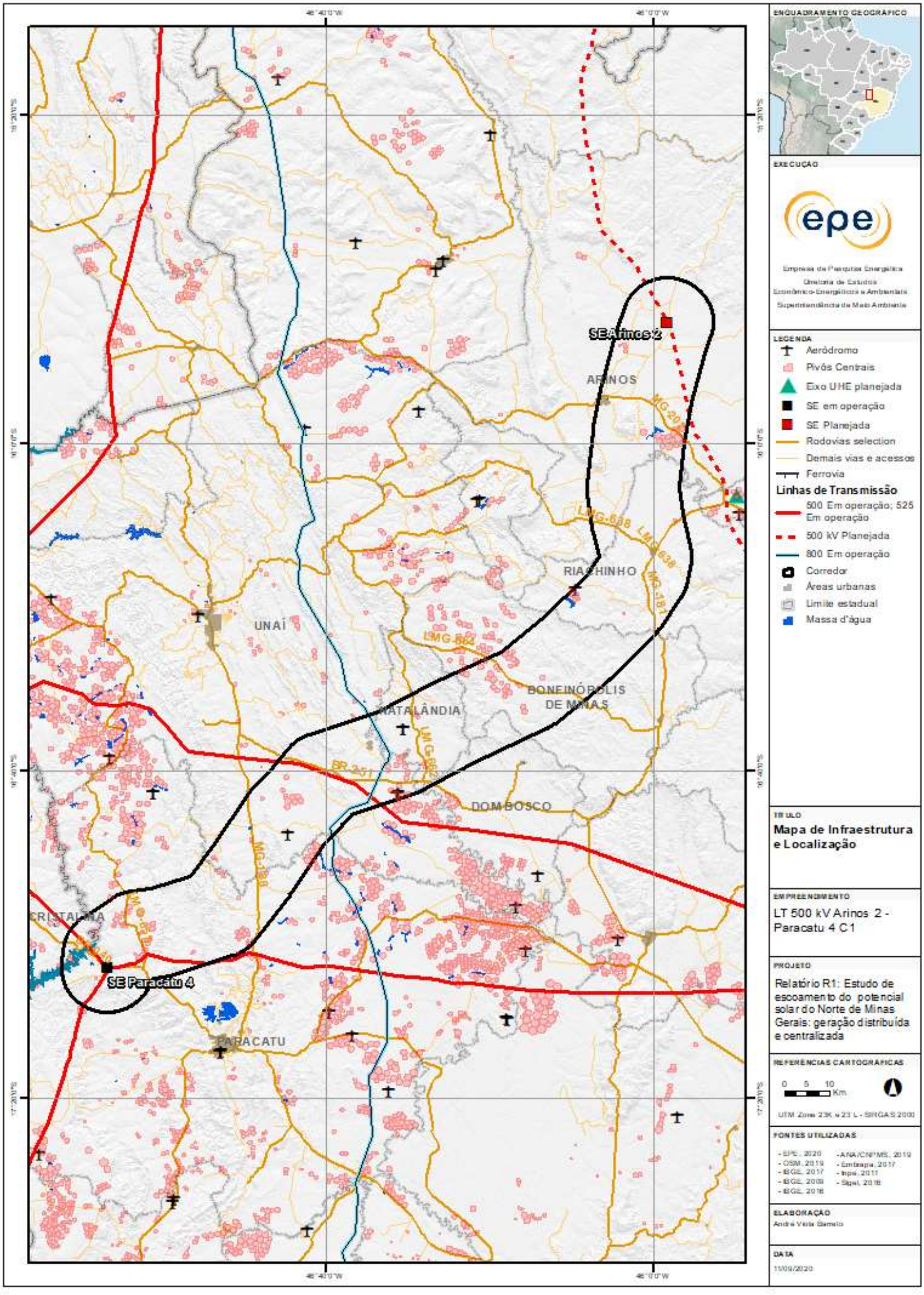


Figura 4 – Infraestrutura e Localização no corredor da LT 500 kV Arinos 2 – Paracatu 4 C1

Tabela 6 – Municípios atravessados pelo corredor da LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4 C1

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
GO	Leste Goiano	Entorno de Brasília	Cristalina
MG	Noroeste de Minas	Paracatu	Paracatu
		Unaí	Arinos
			Bonfinópolis de Minas
			Dom Bosco
			Natalândia
			Unaí
	Norte de Minas	Pirapora	Riachinho

A SE Arinos 2 está localizada cerca de 400 m da rodovia BR-479 e aproximadamente 20 km da área urbana de Arinos, enquanto a SE Paracatu 4 se situa ao lado da rodovia BR-040 (Rodovia Juscelino Kubitschek), cerca de 27 km da área urbana de Paracatu. As coordenadas das subestações do corredor são apresentadas na Tabela 7 a seguir.

Tabela 7 – Coordenadas das subestações do corredor da LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4 C1

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Arinos 2	Planejada[1]	15°45'9.15"S	45°58'18.50"O	Arinos	MG
Paracatu 4	Existente	17°4'9.69"S	47°6'46.53"O	Paracatu	MG

[1]As coordenadas referem-se ao ponto central da área da subestação definida na DUP.

A região do corredor apresenta **apoio rodoviário** constituído por rodovias federais (BR-040, BR-479 e BR-251), estaduais (MG-181, MG-188, MG-202 e MG-658) e por estradas vicinais e vias secundárias, que podem favorecer o acesso durante o processo construtivo da linha planejada (Figura 4).

Existem quatro **aeródromos** na área abrangida pelo corredor. Todos são pistas de pouso privadas de fazendas da região. Há 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) 63-19, cuja reedição foi aprovada por meio da Portaria n° 184 do Departamento de Controle do Espaço Aéreo (Decea), de 13 de julho de 2015, define os critérios de análise técnica da área de aeródromos.

O corredor abrange diversas LTs planejadas e existentes ao longo de sua extensão, de diferentes tensões (Figura 4). Na SE Arinos 2, o corredor se sobrepõe com **LTs planejadas,** cujos traçados são referentes às DUPs das respectivas linhas. Com relação às **LTs existentes**, o quantitativo é de cinco (Tabela 8).

Tabela 8 – Linhas de transmissão abrangidas pelo corredor da LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4 C1

Status	Tensão	Interligação
Em operação	500 kV	Luziânia - Paracatu 4 C1
		Paracatu 4 - Pirapora 2 C1
		Paracatu 4 - Emborcação C1
		Luziânia - Pirapora 2 C1
	800 kV	Xingu - Terminal Rio
Planejada	500 kV	Arinos 2 - Pirapora 2 C1
		Rio das Éguas - Arinos 2 C1

Vegetação e uso do solo

O corredor LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4 C1 está localizado no bioma Cerrado. Os fragmentos de vegetação nativa no corredor compreendem as formações florestais (Floresta estacional semidecidual, Mata de galeria, Vereda e Savana) e formações campestres. Tais fragmentos estão associados majoritariamente a áreas de APP e reserva legal.

Vale destacar que no estado de Minas Gerais, o pequi e o ipê amarelo (Lei Estadual Nº 20.308/12) e o buriti (Lei Estadual Nº 13.635/00) são declaradas imunes de corte, sendo necessária a autorização do órgão ambiental estadual competente em caso de supressão de vegetação.

De forma geral, o uso do solo no corredor se destina às atividades agrícolas e pastagem. É importante destacar que, por ser uma área com ênfase na produção de grãos como a soja, feijão, milho, sorgo e café, com alto uso de insumos e tecnologia, há muitos pivôs de irrigação na região do corredor, segundo dados do Levantamento de Agricultura Irrigada por Pivôs Centrais no Brasil (ANA e CNPMS, 2019).

No trecho norte do corredor, nota-se a presença de pequenas áreas com silvicultura, agricultura irrigada por pivôs e remanescentes de vegetação nativa ao longo dos cursos d'água, como no ribeirão Extrema e rio Urucuia (Figura 5). No trecho central, as características de uso do solo são semelhantes, porém há maior ocorrência de pivôs de irrigação (Figura 6). Já no trecho sul, também há ocorrência de pivôs de irrigação e remanescentes de vegetação Floresta semidecidual/Savana (Figura 7).

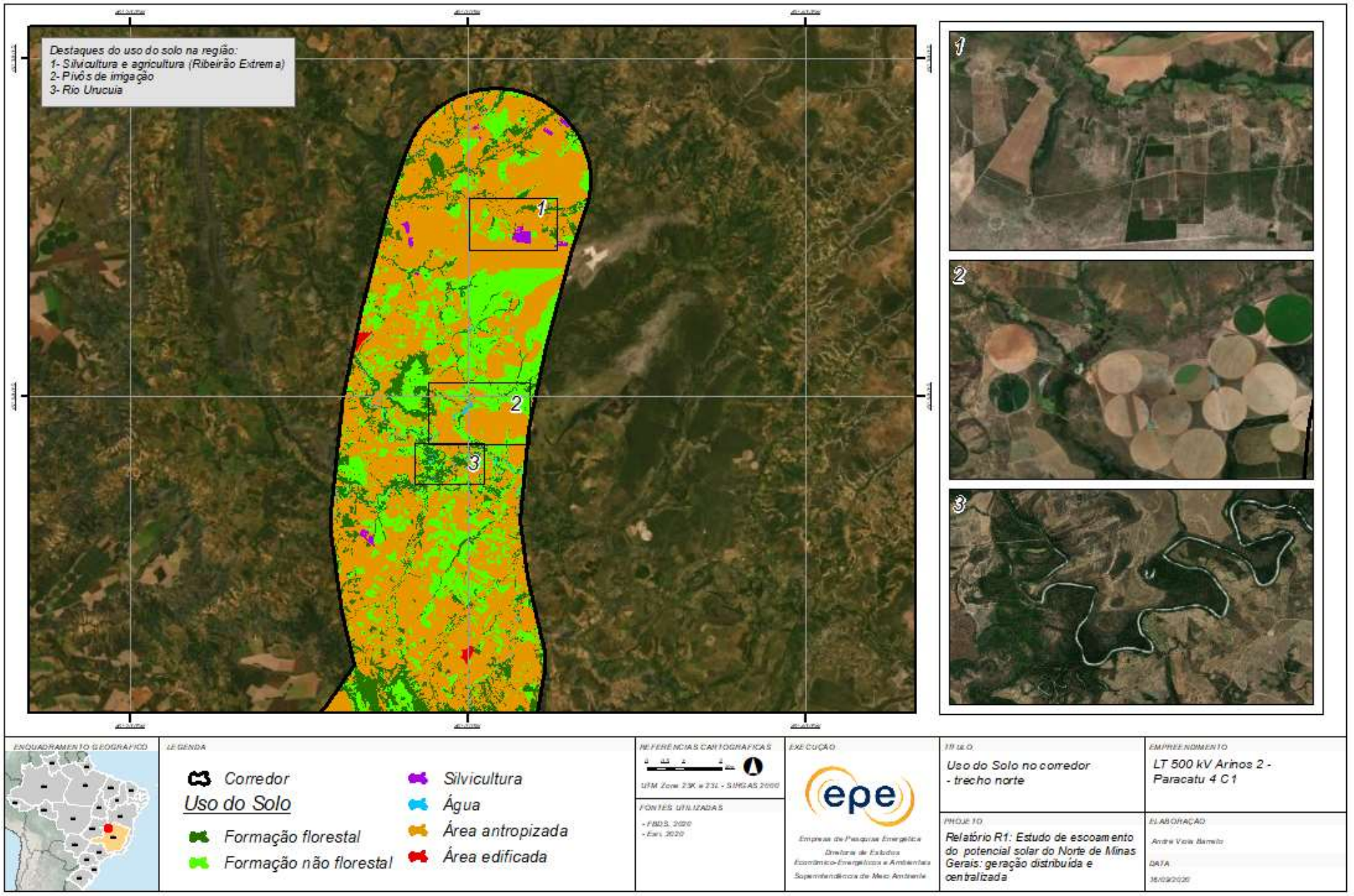


Figura 5 – Uso do solo no trecho norte do corredor da LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4 C1

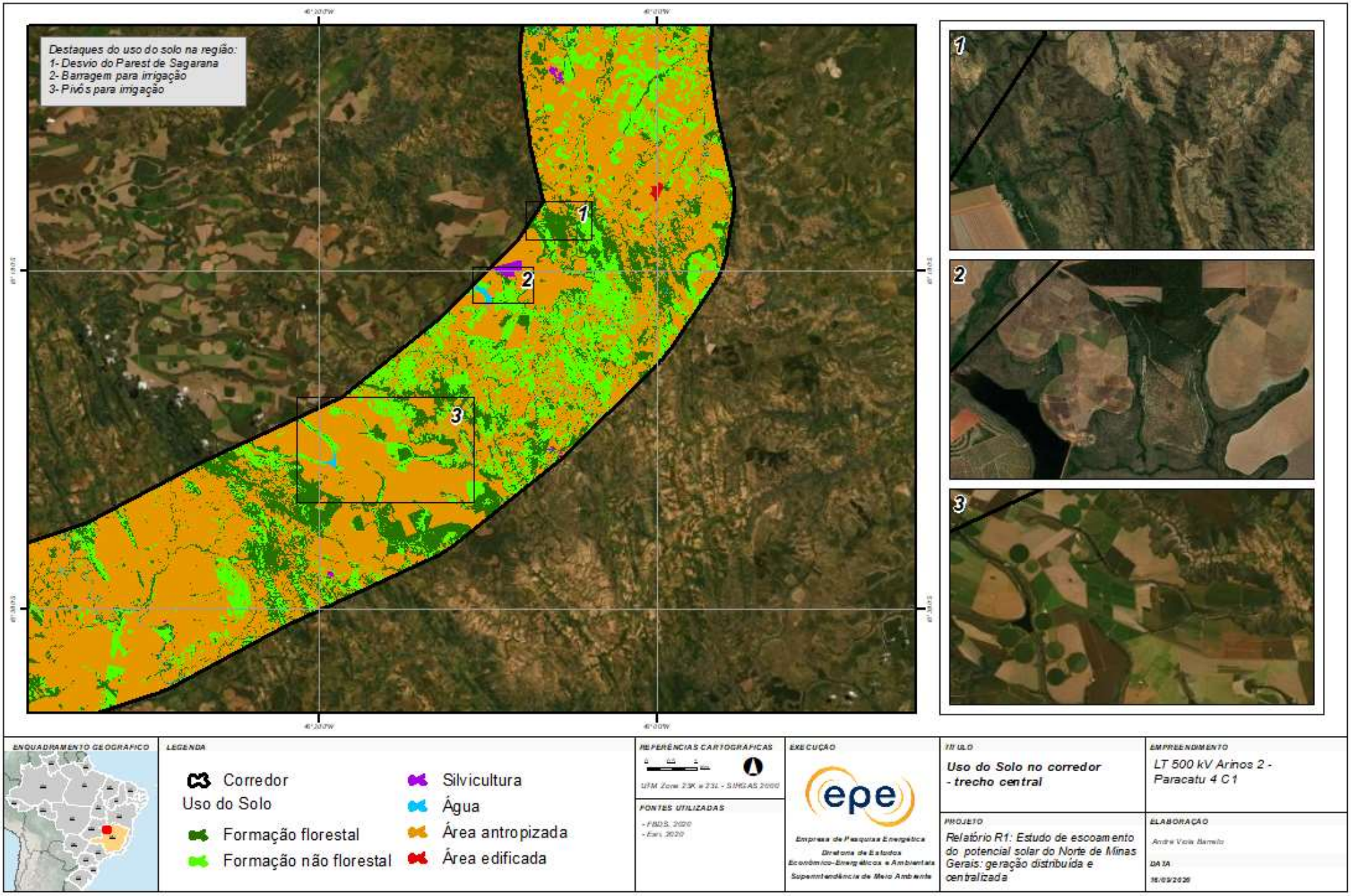


Figura 6 – Uso do solo no trecho central do corredor da LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4 C1

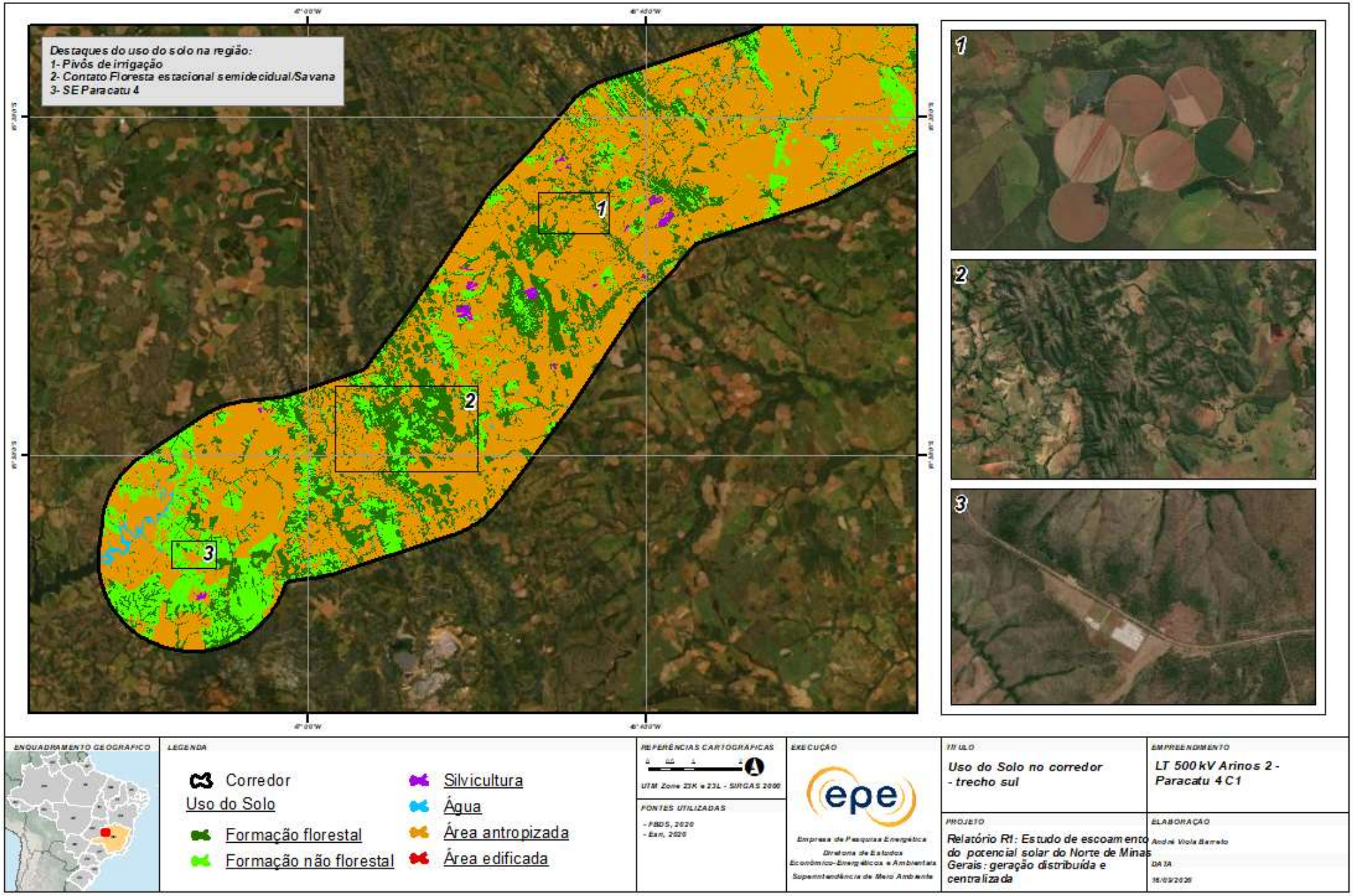


Figura 7 – Uso do solo no trecho sul do corredor da LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4 C1

Meio físico

As unidades de relevo predominantes ao longo do corredor são associadas aos domínios de: **Tabuleiros, Chapadas e Platôs, Colinas Amplas e Suaves, Superfícies Aplainadas Conservadas, Escarpas Serranas e Morros e de Serras Baixas.** Tais unidades não representam grandes dificuldades para a construção da linha e viabilização de acessos.

No corredor predominam áreas classificadas como planas (0 a 3%) a suave onduladas (3 a 8%) associadas às unidades de relevo tabuleiros, e chapadas e baixos platôs. Na transição dessas unidades com as escarpas serranas e morros e serras baixas, a declividade varia de ondulada (8 a 20%) a forte ondulada (20 a 45%) (Figura 8).

No trecho entre Riachinho e Natalândia e em Paracatu, o corredor atravessa formas de relevo mais movimentados que podem representar complexidade construtiva, embora sejam passíveis de desvios.

Os principais cursos d'água presentes no corredor estão localizados entre Arinos e Riachinho (Rio Urucuia), entre Natalândia e Unaí (Rio Preto) e entre Paracatu e Cristalina (Rio São Marcos). Importa registrar que não há grande travessia de curso d'água que seja necessário o dimensionamento de torres especiais para a passagem da linha.

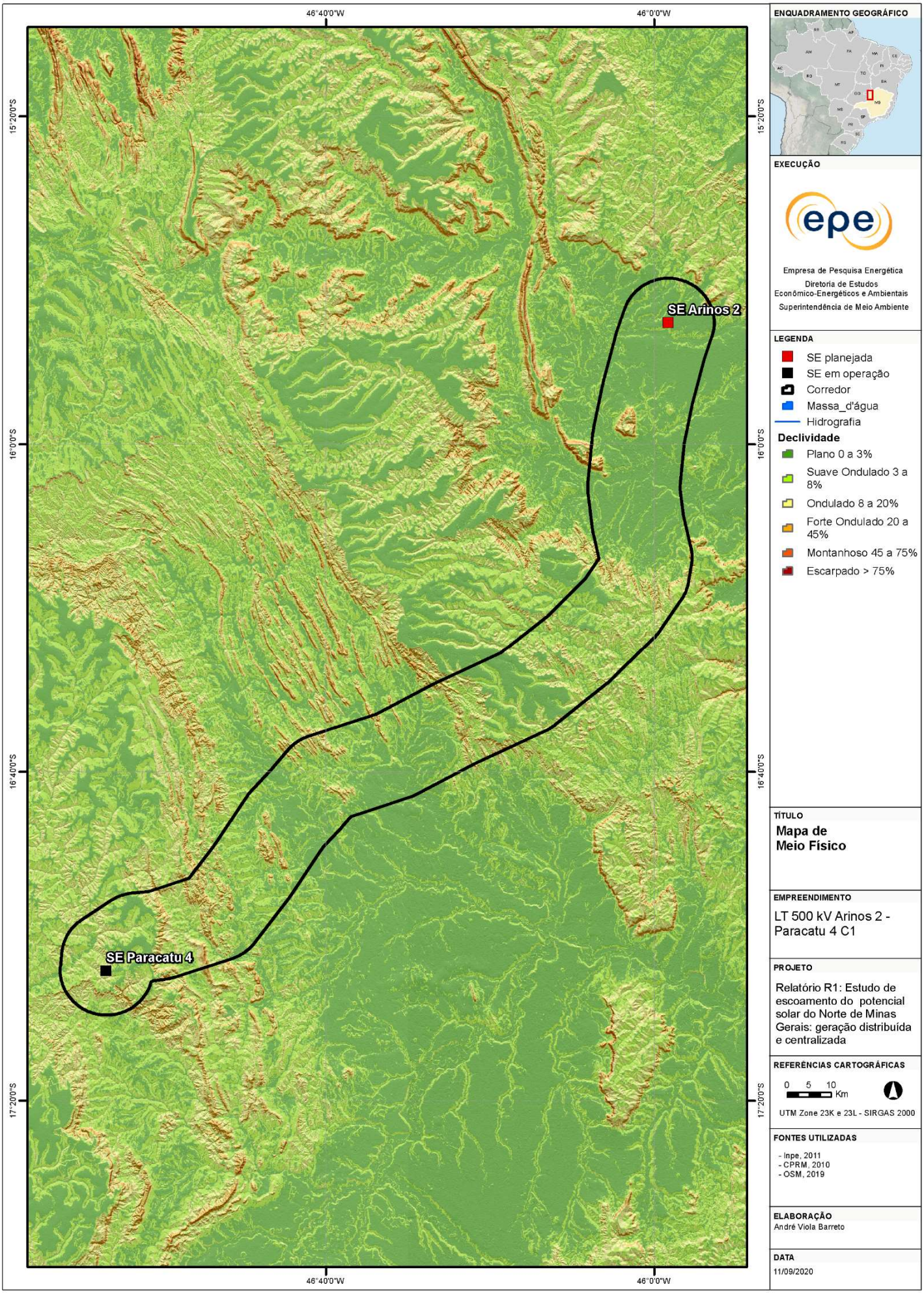


Figura 8 – Meio Físico no corredor da LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4 C1

Processos minerários

De acordo com a ANM (2019), a área abrangida pelo corredor possui **89 processos minerários** registrados, a maioria em fase de autorização de pesquisa, disponibilidade e requerimento de pesquisa (Figura 9). A maior concentração de processos é em Paracatu, na divisa com o município de Unaí, cujos polígonos estão nas fases de autorização de pesquisa e disponibilidade, e provavelmente haverá interferência com a LT planejada. Ainda no trecho em que o corredor atravessa o município de Paracatu, há três processos em fases mais avançadas de concessão de lavra para extração de cádmio e requerimento de lavra para extração de chumbo e calcário dolomítico, os quais poderão ser desviados (Figura 10). No restante do corredor, não haverá interferência da LT planejada na maioria dos processos minerários.

Com relação àqueles que se encontram em estágios mais avançados, os quantitativos são, em ordem crescente de restrição a interferências e de acordo com a categoria/fase: 1 em requerimento de licenciamento, 2 em licenciamento, 46 em autorização de pesquisa, 7 em requerimento de lavra e **1 em concessão de lavra**.

As principais substâncias extraídas são o minério de zinco, minério de chumbo e fosfato (Tabela 9).

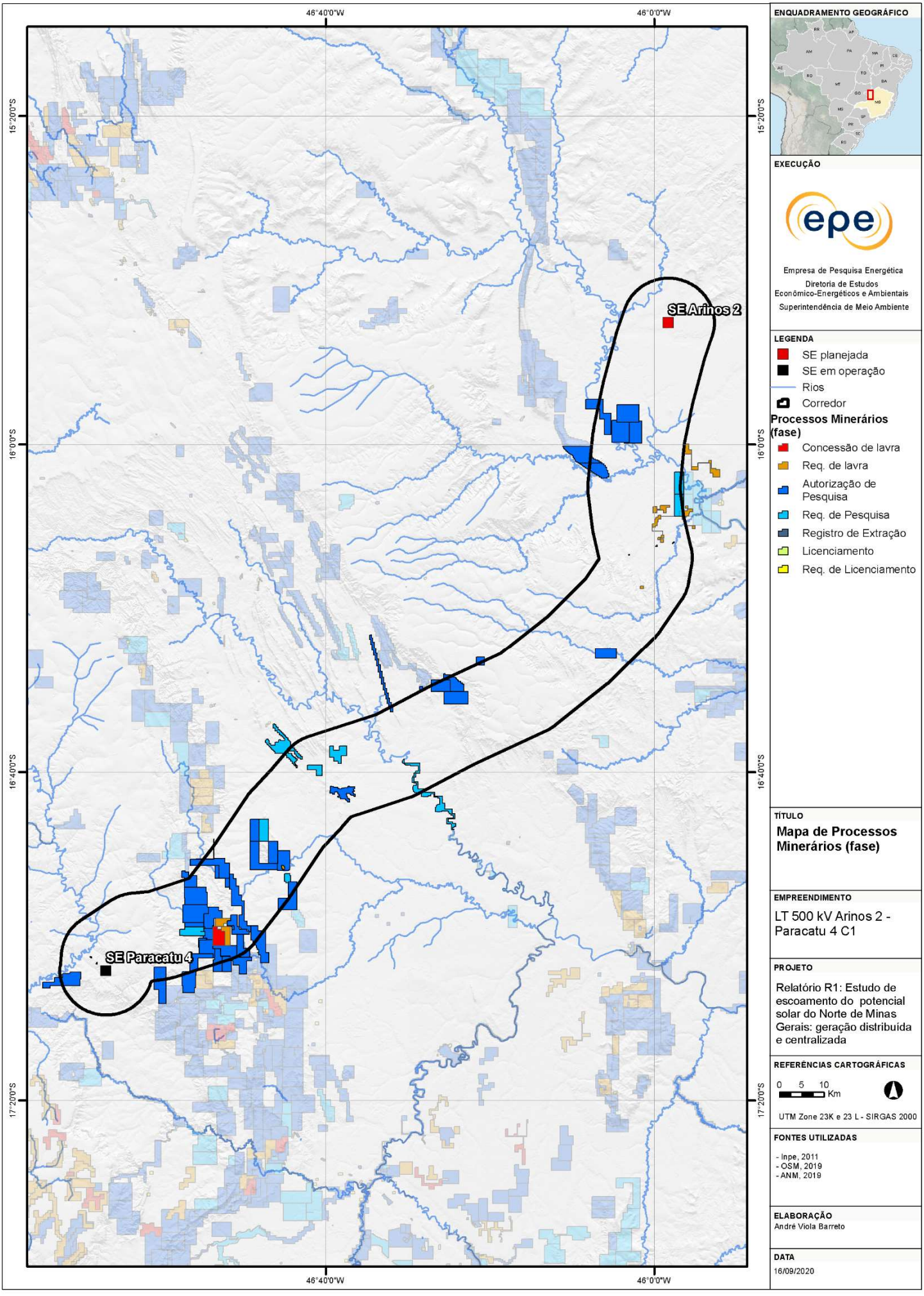


Figura 9 – Processos Minerários (fase) no corredor da LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4 C1

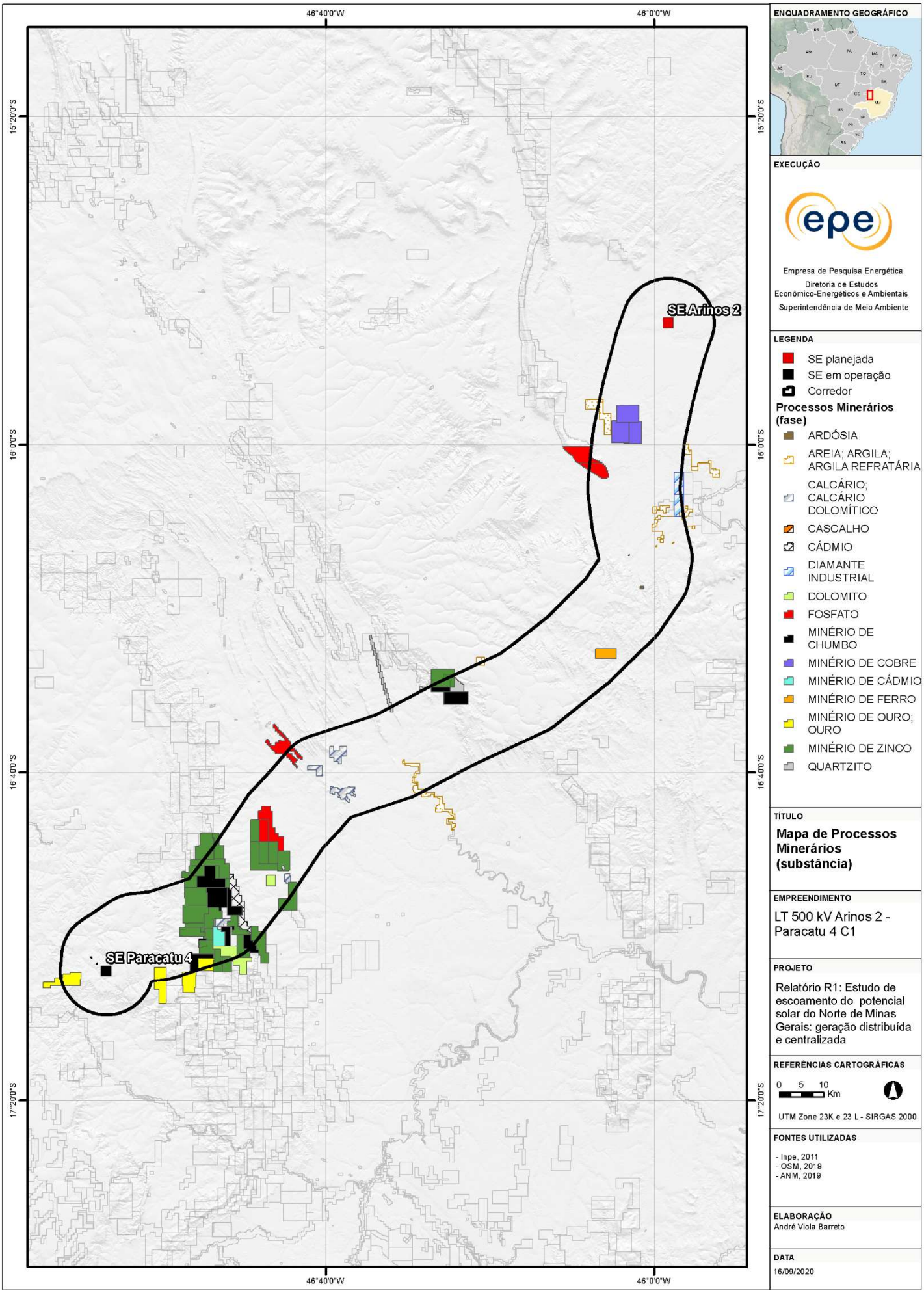


Figura 10 – Processos minerários (substância) no corredor da LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4 C1

Tabela 9 - Processos minerários no corredor da LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4 C1

Fase/Substância	Autorização de pesquisa	Concessão de lavra	Disponibilidade	Licenciamento	Registro de extração	Requerimento de lavra	Requerimento de licenciamento	Requerimento de pesquisa	Total Geral
Minério de zinco	20		9					1	30
Minério de chumbo	5		4			1		1	11
Fosfato	2		1					3	6
Calcário	1					1		3	5
Cascalho	3				1				4
Dado não cadastrado			4						4
Minério de ouro	4								4
Areia	2							1	3
Argila				2			1		3
Argila refratária						3			3
Minério de cobre	3								3
Quartzito	3								3
Diamante industrial								2	2
Dolomito	1		1						2
Ardósia						1			1
Cádmio	1								1
Calcário dolomítico						1			1
Minério de Cádmio		1							1
Minério de ferro	1								1
Ouro			1						1
Total Geral	**46**	**1**	**20**	**2**	**1**	**7**	**1**	**11**	**89**

Áreas protegidas e com restrições legais

O corredor da LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4 C1, segundo a base de dados consultada, não se sobrepõe a terra indígena ou território quilombola (Figura 11), ou mesmo em suas proximidades, considerando o limite de 5km de distanciamento mínimo conforme definido no Anexo I da Portaria Interministerial n° 60, de 24/03/2015, que estabelece procedimentos administrativos que disciplinam a atuação dos órgãos e entidades da administração pública federal envolvidos no licenciamento ambiental. Tal distância é considerada como referência para a realização de estudo específico sobre as comunidades indígenas e quilombolas, que inclui diagnóstico, avaliação de impactos, medidas e programas (ECI e ECQ).

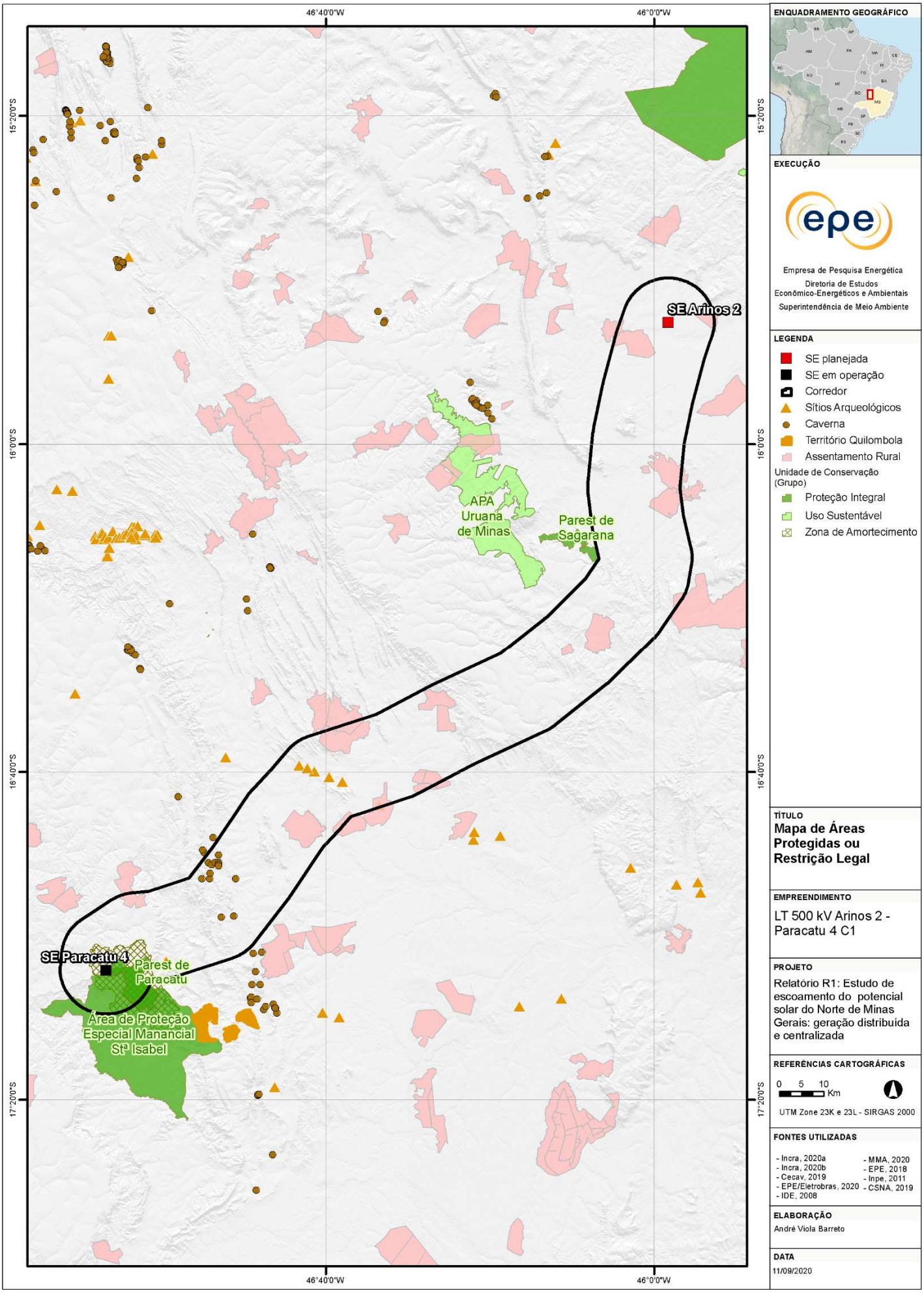


Figura 11 – Áreas protegidas e com restrições legais no corredor da LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4 C1

A Lista de Comunidades Quilombolas Certificadas por Município, disponível no site da Fundação Cultural Palmares (FCP, 2020), identifica cinco comunidades quilombolas no município de Paracatu. Dessas, as comunidades Amaros, Machadinho e São Domingos constam na base de dados georreferenciada e distam mais de 5km do corredor. No entanto, as comunidades Cercado e Pontal não constam na base de dados e podem estar sobrepostas pelo corredor.

Na chegada à SE Paracatu 4, o corredor engloba parcialmente as UCs estaduais **Parest de Paracatu e sua zona de amortecimento** e a **APE Santa Izabel e Espalha.** Tendo em vista que essas duas UCs estão localizadas ao lado da SE Paracatu e a APE Santa Izabel e Espalha possui sobreposição com o Parest de Paracatu e sua zona de amortecimento, não foi possível desviar o corredor. No entanto, no corredor existe a possibilidade do traçado da LT planejada desviar dessas UCs. No Plano de Manejo do Parest de Paracatu não há menção sobre proibição de implantação de LTs em ambas as áreas, apesar da indicação de restrição no interior da zona de amortecimento, que diz: "*A instalação de redes de abastecimento de água, esgoto, energia e infraestrutura em geral na zona de amortecimento dependerá de prévia aprovação do órgão responsável pela administração da UC, sem prejuízo da necessidade de elaboração de estudos de impacto ambiental e outras exigências legais conforme legislação vigente*" (IEF, 2016).

Entre Arinos e Riachinho, o corredor passa no limite do Parest de Sagarana, mas há possibilidade da LT planejada desviar dessa UC.

Foram identificadas **13 cavernas** no interior do corredor, localizadas na divisa de Unaí e Paracatu, as quais são passíveis de desvio (Cecav, 2019). Com relação à potencialidade de ocorrência de cavernas, o trecho do corredor em que foram identificadas essas cavernas é classificado como de potencial médio para a ocorrência de cavidades subterrâneas (Cecav, 2012). Vale destacar que o trecho central do corredor, entre os municípios de Riachinho e Unaí, é classificado como de potencial muito alto, embora não tenha registro de cavernas na base de dados do Cecav.

Segundo a base de dados dos sítios arqueológicos georreferenciados (Iphan, 2019) foram identificados **sete sítios arqueológicos** no corredor, sendo um em Paracatu, ao longo da LT 500 kV Paracatu 4 - Pirapora 2 C1 e o restante em Unaí, na LT 500 kV Luziânia - Pirapora 2 C1. Em consulta ao portal http://portal.iphan.gov.br/sgpa/?consulta=cnsa, há registro de 69 sítios arqueológicos nos municípios do corredor (Iphan, 2020). Como esse sistema de busca de sítios por município não possui representação cartográfica, tais sítios eventualmente podem também estar situados na área do corredor.

O corredor abrange **17 assentamentos rurais**, todos com possibilidade de desvio. Em Unaí, trecho em que o corredor atravessa cinco PAs, apresenta outras restrições para a passagem da LT planejada, tais como a presença de pivôs de irrigação, aeródromos das Fazendas Mamoneira e Santo Antônio, e cruzamento com a LT 800 kV CC Xingu - Terminal Rio e LT 500 kV Luziânia - Pirapora 2 C1.

Recomendações para o Relatório R3

Deverão ser estudadas criteriosamente, durante a elaboração do Relatório R3 da LT 500 kV Arinos 2 – Paracatu 4 C1, 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 Arinos 2, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.
- Priorizar o afastamento da APE Santa Izabel e Espalha e desviar dos Parques Estaduais de Sagarana e de Paracatu.
- Evitar interferência com sítios arqueológicos situados no 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 supressão de pequi e ipê amarelo (Lei Estadual Nº 20.308/12) e buriti (Lei Estadual Nº 13.635/00), tendo em vista que essas espécies são declaradas imunes de corte no estado de Minas Gerais.
- Evitar, se possível, sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, desviando preferencialmente daqueles que se encontram em estágios mais avançados como a concessão de lavra para extração de cádmio e requerimento de lavra para extração de chumbo e calcário dolomítico.
- Manter o distanciamento mínimo de 250 m das cavernas presentes no corredor, localizadas principalmente no trecho sul do corredor, considerando o disposto no artigo 4° da Resolução Conama 347/2004.
- Buscar desvio dos assentamentos rurais presentes no corredor.

- Minimizar o cruzamento com os cursos d'água presentes no corredor, principalmente entre Arinos e Riachinho (Rio Urucuia), entre Natalândia e Unaí (Rio Preto) e entre Paracatu e Cristalina (Rio São Marcos).

- Evitar interferência com áreas irrigadas por pivôs centrais presentes ao longo do corredor.

- Desviar o traçado das áreas urbanas presentes no corredor, além das áreas com 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.

- 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.

3.1.2 LT 500 kV Paracatu 4 - Nova Ponte 3 C1

A ligação entre a SE Paracatu 4 e a SE Nova Ponte 3 (planejada) está prevista para ser realizada em dois **circuitos simples de 500 kV**.

Caracterização do corredor selecionado

O corredor proposto para a LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3 C1 foi elaborado com **20 km de largura** e seu eixo possui aproximadamente **286 km de extensão**. Caso o traçado da diretriz seja indicado fora do corredor, deverá constar no Relatório R3 justificativa fundamentada para tal.

Os principais norteadores para o delineamento do corredor foram: possibilitar traçados que desviam dos **reservatórios das UHEs Emborcação, Miranda e Nova Ponte**; e buscar ponto com **menor travessia do rio Araguari** de forma a evitar o dimensionamento de torres especiais para a passagem da linha.

Assim, a partir da SE Paracatu 4, o corredor segue inicialmente na direção sul-sudoeste até o rio Paranaíba. Em Coromandel, o corredor desvia de área com cavernas e segue no sentido sudoeste, cruzando os rios Dourados, Bagagem e Araguari. Por fim, deflete para esquerda e segue no sentido leste rumo à SE Nova Ponte 3 (Figura 12).

Infraestrutura e localização

O corredor da LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3 C1 localiza-se quase integralmente no estado de Minas Gerais e abrange uma estreita faixa de Goiás (Figura 12). **14 municípios** do Noroeste de Minas e Triângulo Mineiro/Alto Paranaíba e **dois** do Leste e Sul Goiano são atravessados pelo corredor (Tabela 10).

O corredor abrange as áreas urbanas de Abadia dos Dourados, Coromandel, Estrela do Sul, Monte Carmelo, Nova Ponte e Romaria, mas com possibilidade da futura LT desviar.

Tabela 10 – Municípios atravessados pelo corredor da LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3 C1

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
GO	Leste Goiano	Entorno de Brasília	Cristalina
	Sul Goiano	Catalão	Catalão
MG	Noroeste de Minas	Paracatu	Guarda-Mor
			Paracatu
	Triângulo Mineiro/Alto Paranaíba	Araxá	Nova Ponte
			Sacramento
			Santa Juliana
		Patrocínio	Abadia dos Dourados
			Coromandel
			Douradoquara
			Estrela do Sul
			Monte Carmelo
			Romaria
		Uberaba	Uberaba
		Uberlândia	Indianópolis
			Uberlândia

A SE Paracatu 4 se situa ao lado da rodovia BR-040 (Rodovia Juscelino Kubitschek), cerca de 27 km da área urbana de Paracatu, enquanto a SE Nova Ponte 3 está planejada ao lado da rodovia MG-190, cerca de 25 km ao sul do município de Nova Ponte. As coordenadas das subestações do corredor são apresentadas na Tabela 11 a seguir.

Tabela 11 – Coordenadas das subestações do corredor da LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3 C1

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Paracatu 4	Existente	17°4'9.69"S	47°6'46.53"O	Paracatu	MG
Nova Ponte 3	Planejada[1]	19°22'48.54"S	47°41'34.48"O	Nova Ponte	MG

[1]As coordenadas referem-se ao ponto central da área referencial para a subestação, a ser definida no Relatório R3.

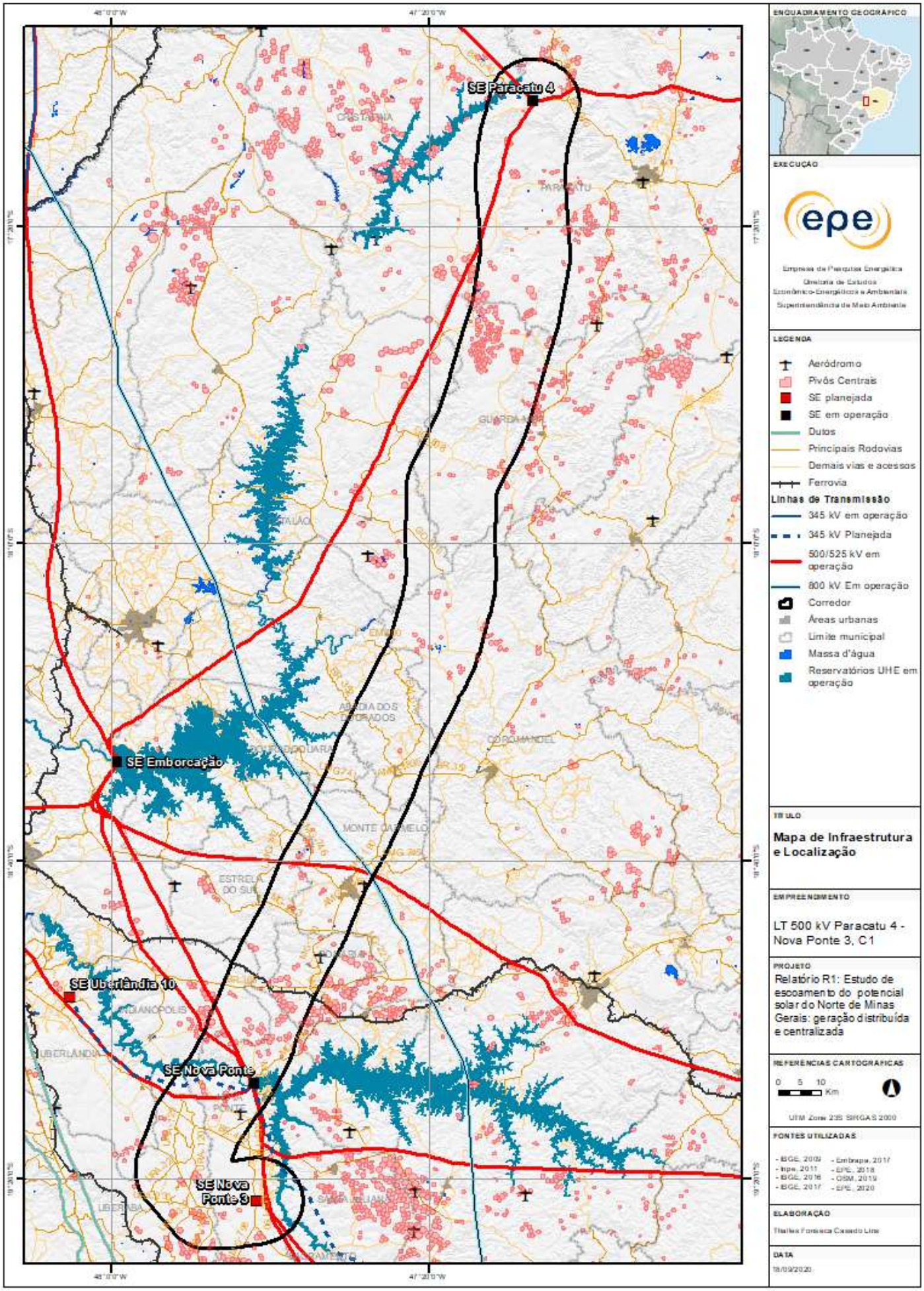


Figura 12 – Infraestrutura e Localização no corredor da LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3 C1

A região do corredor apresenta bom **apoio rodoviário** constituído por rodovias federais (BR-040, BR-352, BR-354 e BR-452), estaduais (GO-506, GO-508, MG-190 e MG-223) e por estradas vicinais e vias secundárias, que podem favorecer o acesso durante o processo construtivo da linha planejada.

A **Ferrovia Centro-Atlântica S.A. - FCA** atravessa o corredor no trecho no Sul, entre os municípios de Monte Carmelo e Nova Ponte.

Existem **três aeródromos** na área abrangida pelo corredor. Todos são pistas de pouso privadas de fazendas da região. Há 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) 63-19, cuja reedição foi aprovada por meio da Portaria n° 184 do Departamento de Controle do Espaço Aéreo (Decea), de 13 de julho de 2015, define os critérios de análise técnica da área de aeródromos.

O corredor abrange diversas LTs planejadas e existentes ao longo de sua extensão, de diferentes tensões (Figura 12). Os traçados das LTs planejadas são referentes às diretrizes selecionadas no relatório R3 das respectivas linhas. Com relação às LTs existentes, o quantitativo é de 10 (Tabela 12).

Tabela 12 – Linhas de transmissão abrangidas pelo corredor da LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3 C1

Status	Tensão	Interligação
Em operação	500 kV	Emborcação - Nova Ponte C1 e C2
		Emborcação - São Gotardo 2 C1
		Jaguará - Nova Ponte C1
		Luziânia - Paracatu 4 C1
		Nova Ponte - UHE Itumbiara C1
		Nova Ponte - São Gotardo 2 C1
		Nova Ponte - Estreito C1
		Paracatu 4 - Pirapora 2 C1
		Paracatu 4 - Emborcação C1
	800 kV	Xingu - Estreito
Planejada	345 kV	Nova Ponte - Araxá 3, C1
		Nova Ponte - Uberlândia 10, C1

Destaca-se no trecho sul do corredor, parte dos reservatórios das **UHEs Nova Ponte e Miranda** (Figura 12). Tais empreendimentos eventualmente poderão ser desviados por parte da futura LT e não haverá significativas restrições (extensas travessias) para a passagem da linha.

Vegetação e uso do solo

O corredor LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3 C1 está inserido no bioma Cerrado, embora o trecho sul esteja em área de transição com o bioma Mata Atlântica. Os fragmentos de vegetação nativa no corredor compreendem as formações florestais (Floresta estacional semidecidual, Savana, contato Savana/Floresta estacional semidecidual e Vereda) e formações campestres.

Embora o corredor esteja em área de transição com o bioma Mata Atlântica, não foi observada interferência com os polígonos delimitados pela Lei da Mata Atlântica (Lei n° 11.428, de 22 de dezembro de 2006, regulamentada pelo Decreto n° 6.660/08), que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma Mata Atlântica. No entanto, vale destacar que no estado de Minas Gerais, o pequi e o ipê amarelo (Lei Estadual Nº 20.308/12) e o buriti (Lei Estadual Nº 13.635/00) são declaradas imunes de corte, sendo necessária a autorização do órgão ambiental estadual competente em caso de supressão de vegetação.

De forma geral, o uso do solo no corredor se destina às atividades agrícolas e pastagens. Nota-se, também, a presença de silvicultura (pinus e eucalipto), principalmente no trecho sul do corredor.

É importante destacar que, por ser uma área com ênfase na produção de grãos como a soja, feijão, milho, sorgo, cana-de-açúcar e café, com alto uso de insumos e tecnologia, há muitos pivôs de irrigação na região do corredor, segundo dados do Levantamento de Agricultura Irrigada por Pivôs Centrais no Brasil (ANA e CNPMS, 2019), principalmente entre Paracatu e Guarda-Mor e Romaria e Nova Ponte.

No trecho norte do corredor, nota-se a presença de pequenas áreas com silvicultura, agricultura irrigada por pivôs, pastagens e remanescentes de vegetação nativa, principalmente ao longo dos cursos d'água (Figura 13). No trecho central, as características de uso do solo são semelhantes ao trecho anterior, porém há menor ocorrência de pivôs de irrigação (Figura 14). Já no trecho sul, também há ocorrência de pivôs de irrigação e predomínio de áreas de silvicultura e cultivo de cana de açúcar (Figura 15).

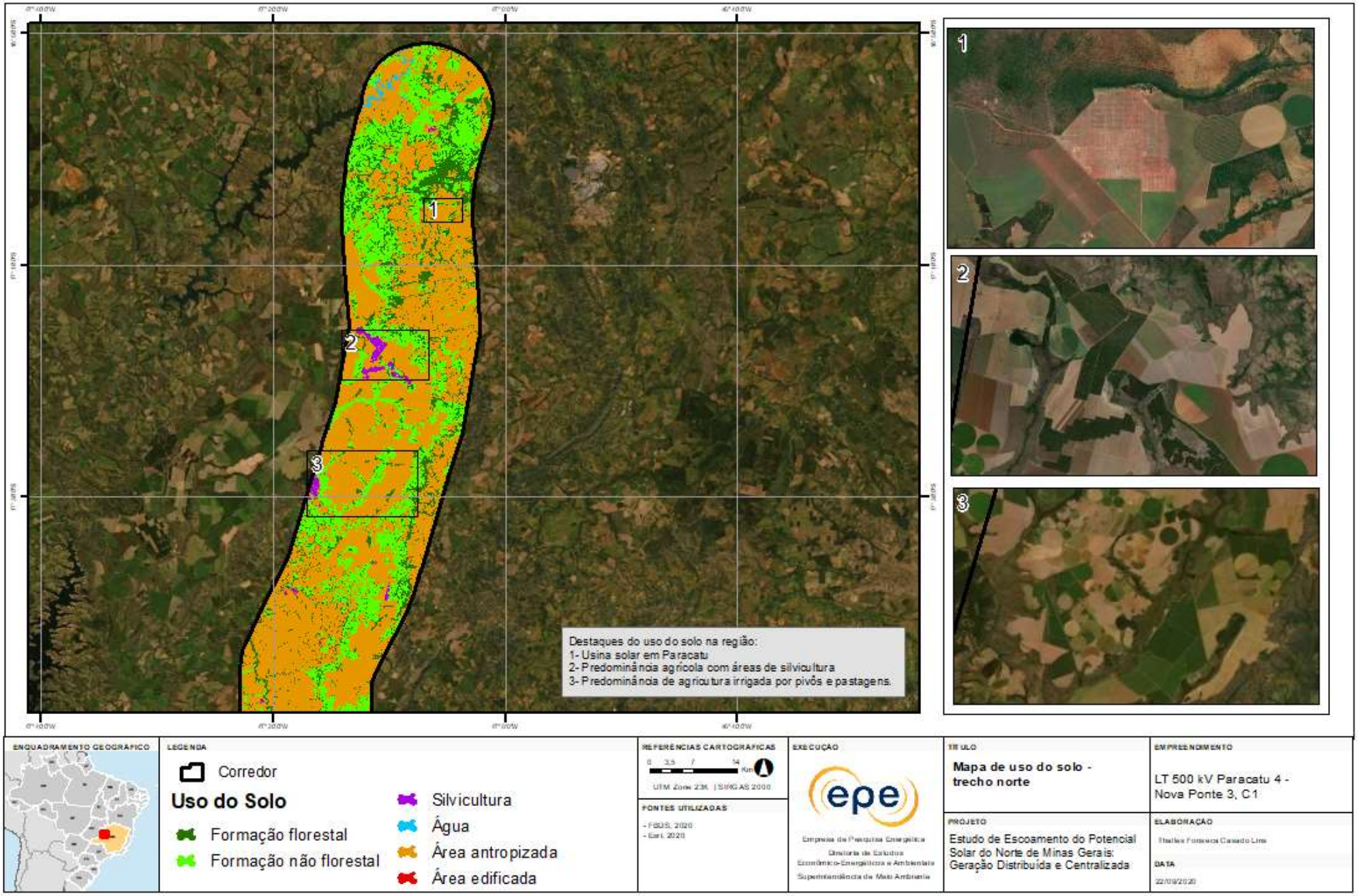


Figura 13 – Uso do solo no trecho norte do corredor da LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3 C1

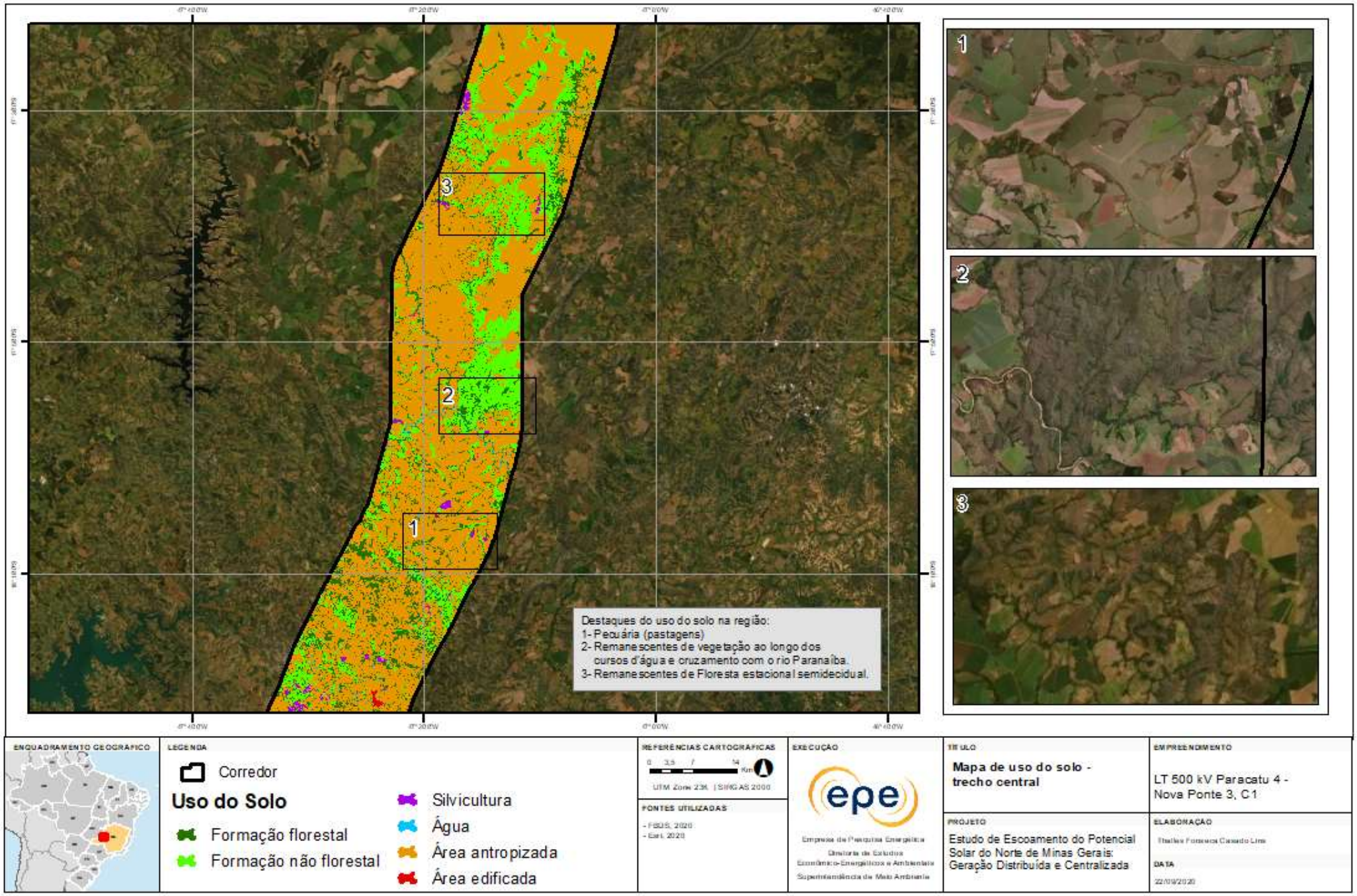


Figura 14 – Uso do solo no trecho central do corredor da LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3 C1

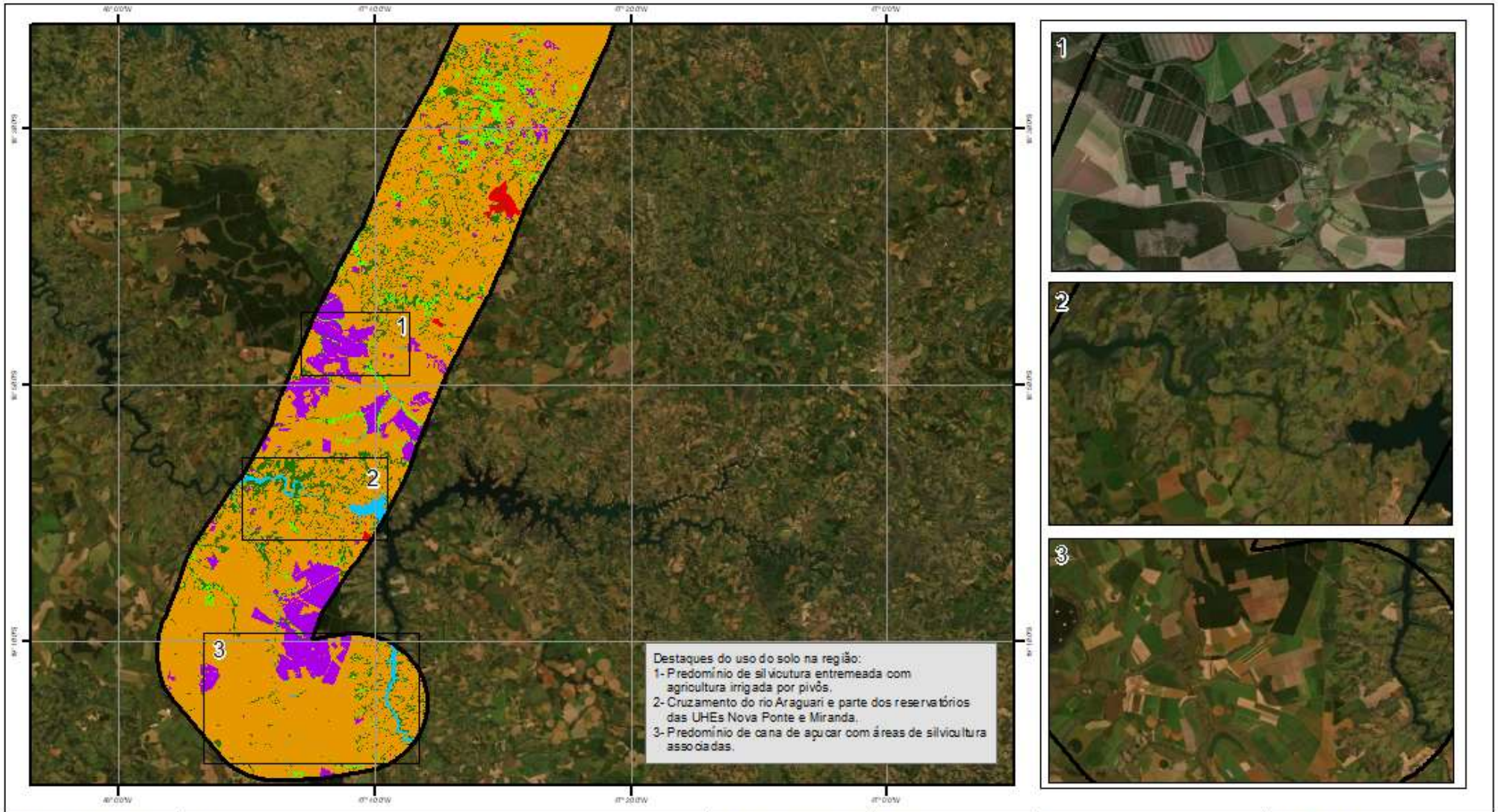


Figura 15 – Uso do solo no trecho sul do corredor da LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3 C1

Meio físico

As unidades de relevo predominantes ao longo do corredor são associadas aos domínios de: **Planícies Fluviais ou flúvio-lacustres**, **Planaltos e Baixos Platôs**, **Colinas Amplas e Suaves**, **Colinas Dissecadas e Morros Baixos**, **Degraus Estruturais e Rebordos Erosivos**, **Vales Encaixados** e **Morros e de Serras Baixas.** Tais unidades não representam grandes dificuldades para a construção da linha e viabilização de acessos.

No corredor predominam áreas classificadas como planas (0 a 3%) a suave onduladas (3 a 8%) associadas às unidades de relevo planícies fluviais ou flúvio-lacustres, planaltos e baixos platôs, e colinas amplas e suaves. Na transição com as outras unidades de relevo, a declividade varia de ondulada (8 a 20%) a forte ondulada (20 a 45%) (Figura 16).

Os principais cursos d'água presentes no corredor estão localizados entre Guarda-Mor e Coromandel (rio Paranaíba), entre Abadia dos Dourados e Monte Carmelo (rio Dourados) e em Nova Ponte (rio Araguari). Importa registrar que, com exceção do rio Araguari devido à influência das UHEs Miranda e Nova Ponte, não há grandes travessias de cursos d'águas para as quais seja necessário o dimensionamento de torres especiais para a passagem da linha.

Processos minerários

De acordo com a ANM (2019), a área abrangida pelo corredor possui **605 processos minerários** registrados, a maioria em fase de autorização de pesquisa, disponibilidade e requerimento de pesquisa, e requerimento de lavra (Figura 17). A maior concentração dos polígonos de processos minerários, onde provavelmente haverá interferência da LT planejada, é entre os municípios de Paracatu e Guarda-Mor e Abadia dos Dourados e Nova Ponte.

Com relação àqueles que se encontram em estágios mais avançados, os quantitativos são, em ordem crescente de restrição a interferências e de acordo com a categoria/fase: 37 em licenciamento, 271 em autorização de pesquisa, 77 em requerimento de lavra, **28 em concessão de lavra** e **25 em lavra garimpeira**. Destaca-se ainda a ocorrência de 167 processos minerários nas fases de disponibilidade, requerimento de pesquisa e requerimento de licenciamento.

As principais substâncias extraídas são areia, diamante, turfa, argila, argila refratária, minério de ouro, diamante industrial e cascalho (Figura 18; Tabela 13).

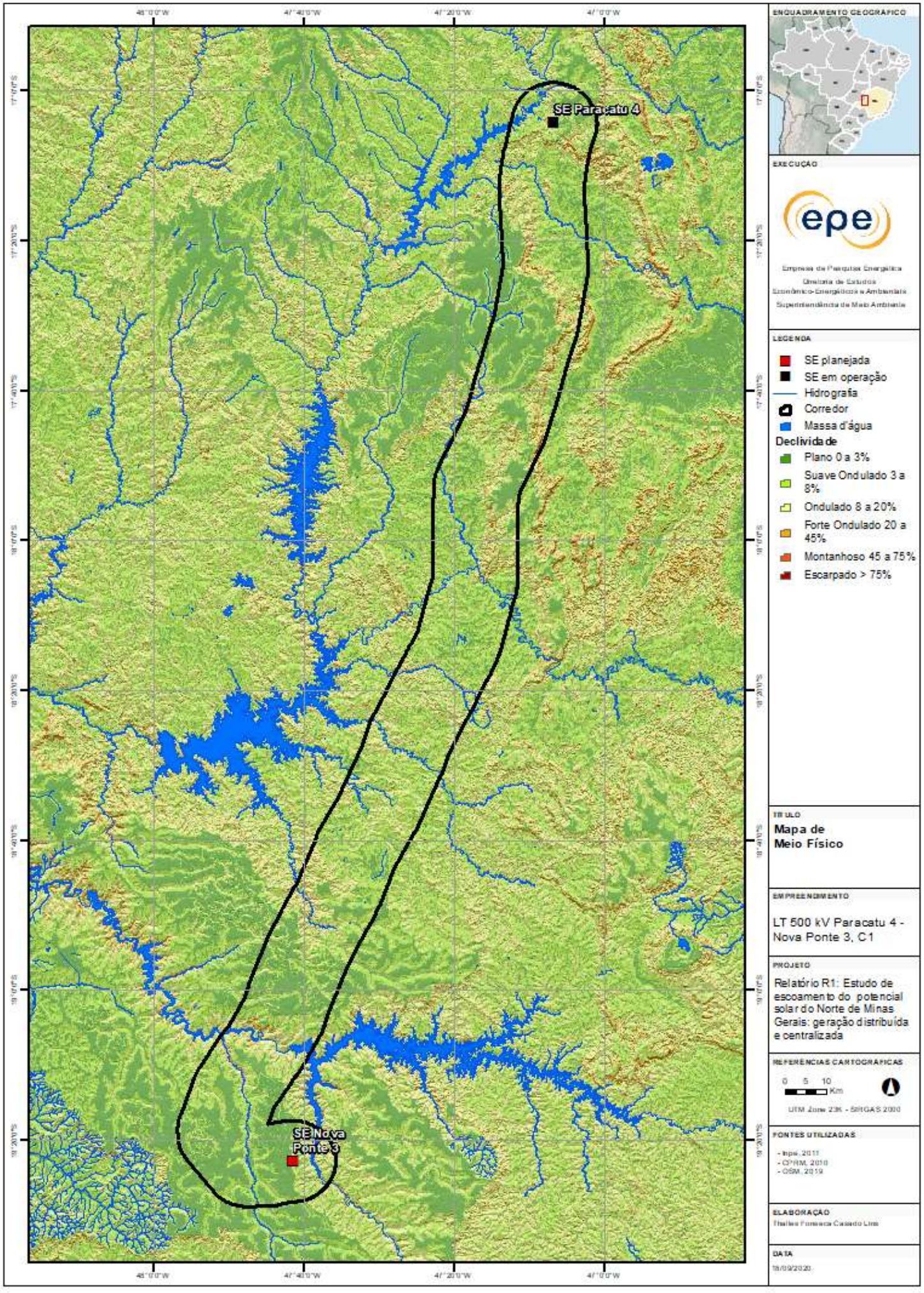


Figura 16 – Meio Físico no corredor da LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3 C1

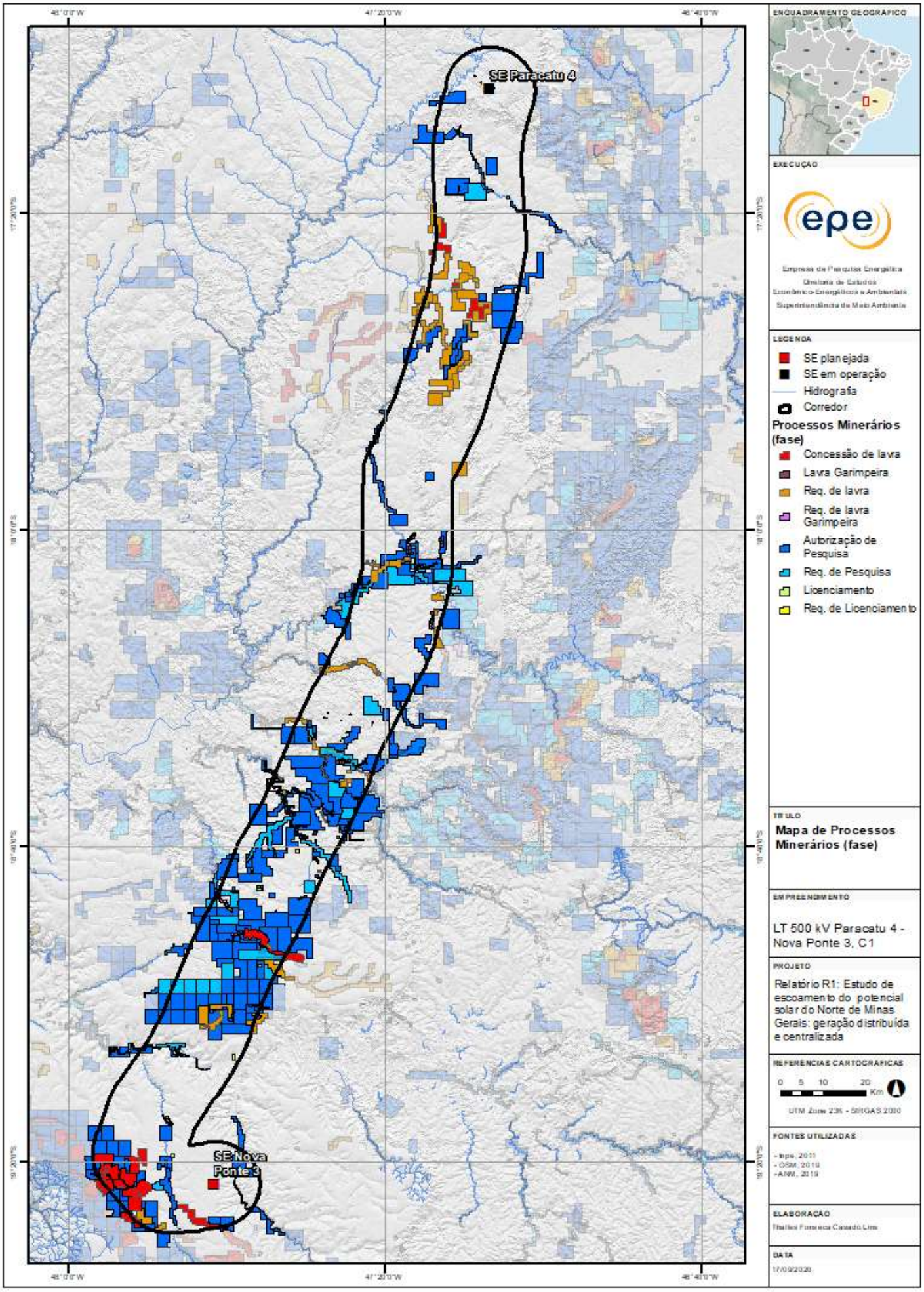


Figura 17 – Processos Minerários (fase) no corredor da LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3 C1

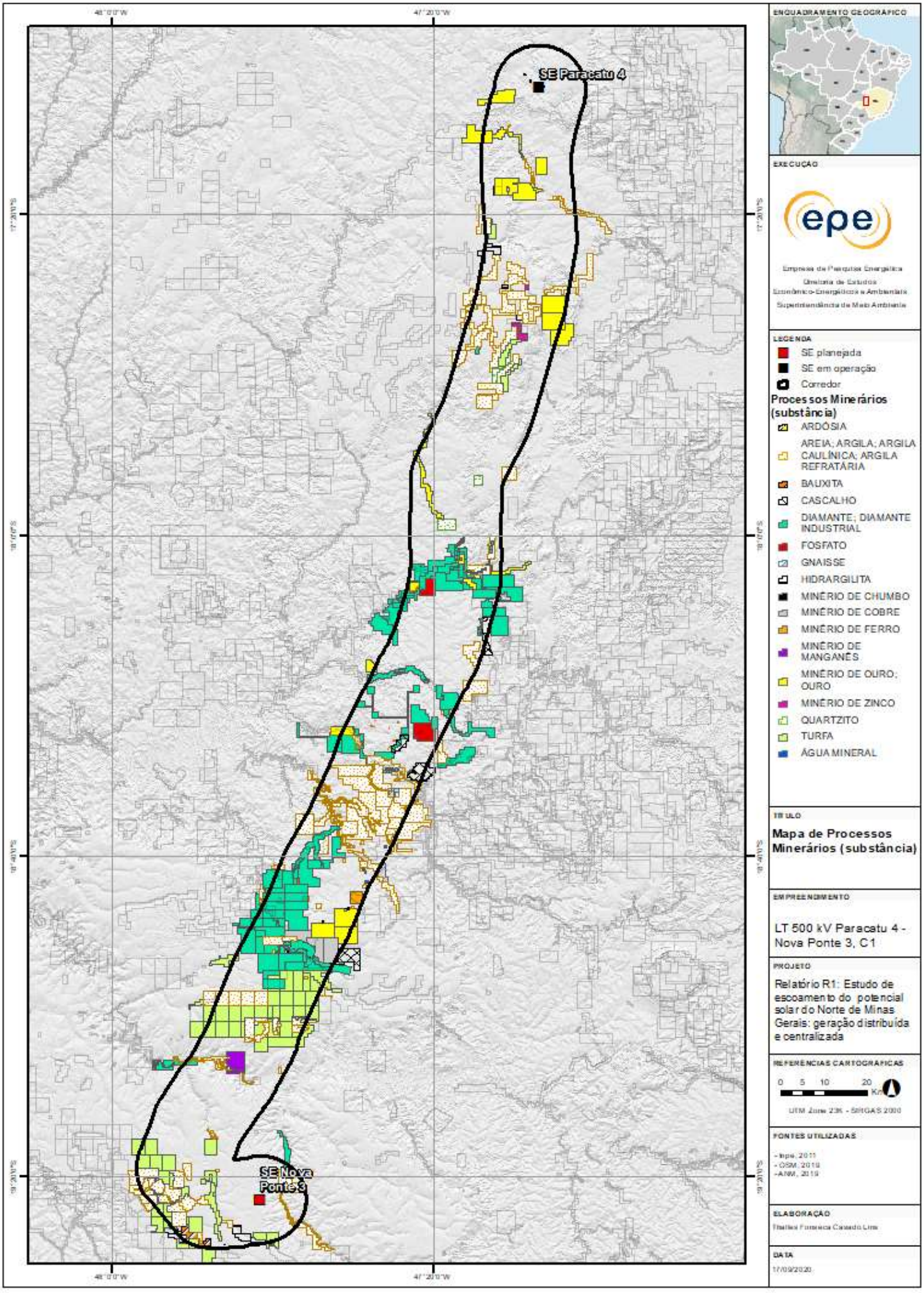


Figura 18 – Processos Minerários (substância) no corredor da LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3 C1

Tabela 13 - Processos minerários no corredor da LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3 C1

Fase/Substância	Autorização de pesquisa	Concessão de lavra	Disponibilidade	Lavra garimpeira	Licenciamento	Requerimento de lavra	Requerimento de lavra garimpeira	Requerimento de licenciamento	Requerimento de pesquisa	Total Geral
Areia	79		4		16	15		25	26	165
Diamante	42	1	7	25		7	16		15	113
Turfa	68	1				3			3	75
Argila	24	8			20	9		6	7	74
Dado não cadastrado			53							53
Argila refratária	3	7	1			17				28
Minério de ouro	22						1		2	25
Diamante industrial	9	1	8			3				21
Cascalho	11				1	1		3		16
Hidrargilita		8								8
Água mineral	1	1							2	4
Quartzito	4									4
Gnaisse	1					2				3
Minério de cobre	3									3
Fosfato	1		1							2
Minério de chumbo	2									2
Minério de Manganês			2							2
Minério de Zinco						2				2
Ardósia	1									1
Argila caulínica		1								1
Bauxita						1				1
Minério de ferro									1	1
Ouro			1							1
Total Geral	**271**	**28**	**77**	**25**	**37**	**60**	**17**	**34**	**56**	**605**

Áreas protegidas e com restrições legais

O corredor da LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3 C1, segundo a base de dados consultada, não se sobrepõe a terra indígena ou território quilombola (Figura 19), ou mesmo em suas proximidades, considerando o limite de 5km de distanciamento mínimo conforme definido no Anexo I da Portaria Interministerial n° 60, de 24/03/2015, que estabelece procedimentos administrativos que disciplinam a atuação dos órgãos e entidades da administração pública federal envolvidos no licenciamento ambiental. Tal distância é considerada como referência para a realização de estudo específico sobre as comunidades indígenas e quilombolas, que inclui diagnóstico, avaliação de impactos, medidas e programas (ECI e ECQ).

A Lista de Comunidades Quilombolas Certificadas por Município, disponível no site da Fundação Cultural Palmares (FCP, 2020), identifica cinco comunidades quilombolas no município de Paracatu. Dessas, as comunidades Amaros, Machadinho e São Domingos constam na base de dados georreferenciada e distam mais de 5km do corredor. No entanto, as comunidades Cercado e Pontal não constam na base de dados e podem estar sobrepostas pelo corredor.

Na saída da SE Paracatu 4, o corredor engloba parcialmente as UCs estaduais **Parest de Paracatu e sua zona de amortecimento** e a **APE Santa Izabel e Espalha.** Tendo em vista que essas duas UCs estão localizadas ao lado da SE Paracatu e a APE Santa Izabel e Espalha possui sobreposição com o Parest de Paracatu e sua zona de amortecimento, não foi possível desviar o corredor. No entanto, no corredor existe a possibilidade do traçado da LT planejada desviar somente do Parest de Paracatu. No Plano de Manejo do Parest de Paracatu não há menção sobre proibição de implantação de LTs em ambas as áreas, apesar da indicação de restrição no interior da zona de amortecimento, que diz: "*A instalação de redes de abastecimento de água, esgoto, energia e infraestrutura em geral na zona de amortecimento dependerá de prévia aprovação do órgão responsável pela administração da UC, sem prejuízo da necessidade de elaboração de estudos de impacto ambiental e outras exigências legais conforme legislação vigente*" (IEF, 2016).

Nos municípios de Guarda-Mor e Nova Ponte, o corredor engloba, respectivamente, as **RPPNs Reserva Água Limpa e do Jacob**, mas há possibilidade da LT planejada desviar dessas UCs de uso sustentável. Em Paracatu, o corredor engloba as **RPPNs Fazenda Caetano-Lugar Santo Agostinho e Fazenda Caetano**. Porém, de acordo com a base de dados do ICMBio (2020), a localização de ambas é apenas referencial, podendo ou não haver interferência com o corredor.

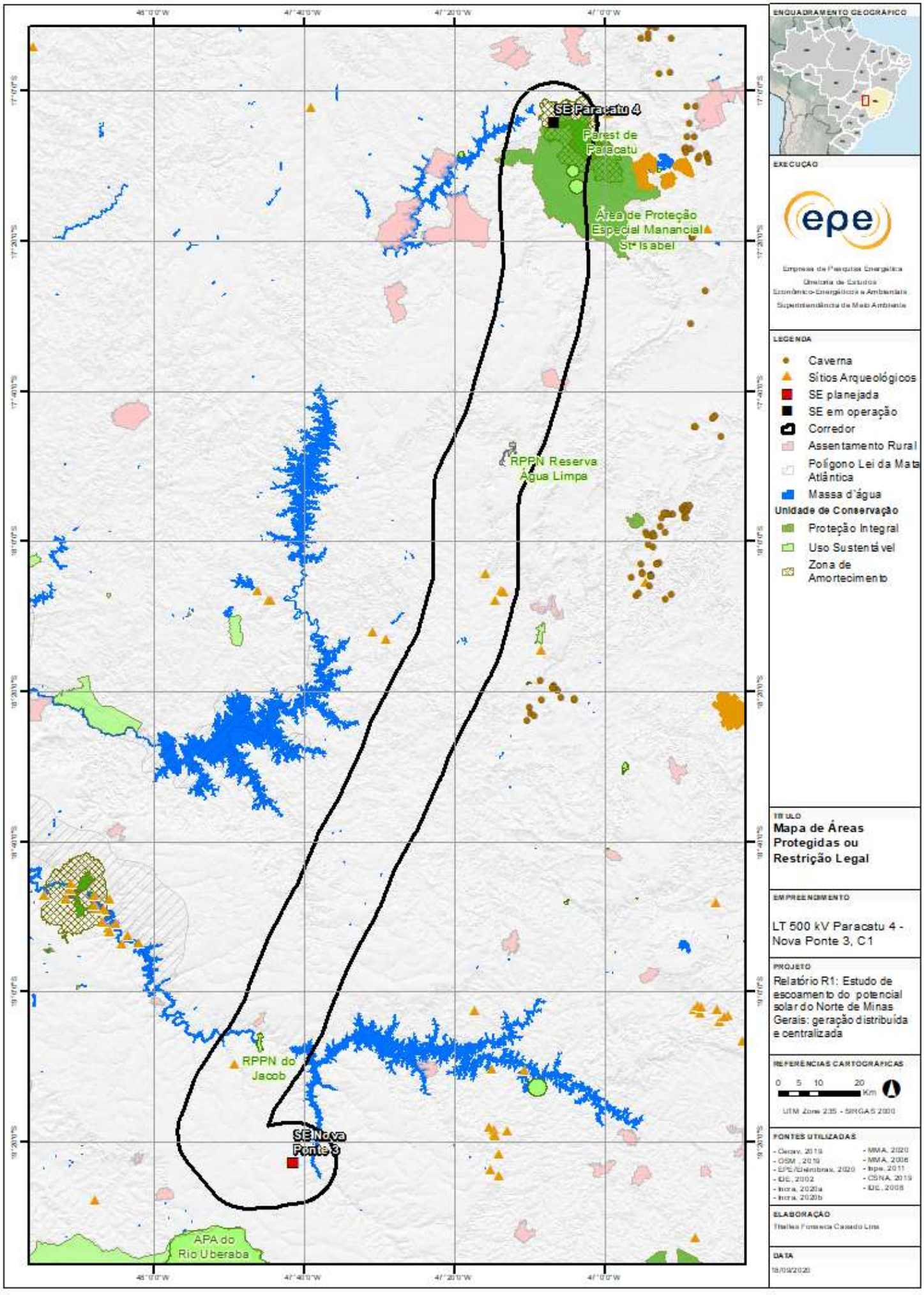


Figura 19 – Áreas protegidas e com restrições legais no corredor da LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3 C1

Em consulta à base de dados do Cecav (2019), não há registro de cavernas no interior do corredor. No entanto, o corredor atravessa áreas classificadas como de potencial médio para a ocorrência de cavidades subterrâneas (Cecav, 2012).

Segundo a base de dados dos sítios arqueológicos georreferenciados (Iphan, 2019) foram identificados **cinco sítios arqueológicos** no corredor, sendo quatro em Coromandel e um em Nova Ponte. Em consulta ao portal http://portal.iphan.gov.br/sgpa/?consulta=cnsa, há registro de 43 sítios arqueológicos nos municípios do corredor (Iphan, 2020), sendo que somente quatro constam da base de dados de sítios arqueológicos georreferenciados. Como esse sistema de busca de sítios por município não possui representação cartográfica, tais sítios eventualmente podem também estar situados na área do corredor.

O corredor engloba **dois assentamentos rurais**, um em Guarda-Mor e outro em Nova Ponte, ambos com possibilidade de desvio pela LT planejada.

Recomendações para o Relatório R3

Deverão ser estudadas criteriosamente, durante a elaboração do Relatório R3 da LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3 C1, 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 Nova Ponte 3, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.
- Desviar do Parest de Paracatu e das RPPNs Reserva Água Limpa e do Jacob.
- Checar a localização das RPPNs Fazenda Caetano-Lugar Santo Agostinho e Fazenda Caetano, em Paracatu, tendo em vista que a localização de ambas é apenas referencial.
- Minimizar a interferência na APE Santa Izabel e Espalha.
- Evitar interferência com sítios arqueológicos situados no 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 supressão de pequi e ipê amarelo (Lei Estadual Nº 20.308/12) e buriti (Lei Estadual Nº 13.635/00), tendo em vista que essas espécies são declaradas imunes de corte no estado de Minas Gerais.

- Atentar para a presença de silvicultura (pinus e eucalipto), principalmente no trecho sul do corredor.

- Evitar, se possível, sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, desviando preferencialmente daqueles que se encontram em estágios mais avançados e daquelas substâncias cujas extrações possam trazer conflitos com a LT planejada.

- Minimizar o cruzamento com os cursos d'água presentes no corredor, principalmente entre Guarda-Mor e Coromandel (rio Paranaíba), entre Abadia dos Dourados e Monte Carmelo (rio Dourados) e em Nova Ponte (rio Araguari).

- Buscar ponto com menor travessia no rio Araguari, de forma a evitar os reservatórios das UHEs Miranda e Nova Ponte.

- Evitar interferência com áreas irrigadas por pivôs centrais presentes ao longo do corredor.

- Desviar o traçado das áreas urbanas presentes no corredor, além das áreas com 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.

- 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.

3.1.3 SE 500 kV Nova Ponte 3

A nova SE Nova Ponte 3, de **tensão de transformação 500 kV**, está planejada para 2026 para se interligar, por meio de dois circuitos simples de 500 kV, com a SE Paracatu 4 e a SE Araraquara 2; e, em 2031, para seccionar a LT 500 kV Itumbiara – Nova Ponte C1.

Os principais fatores que subsidiaram a escolha do local da subestação foram: evitar áreas com **cana de açúcar**, **pivôs de irrigação** e **silvicultura**, muito comuns na região; proximidade com a **LT 500 kV Itumbiara – Nova Ponte C1**, que será seccionada; proximidade com vias de acesso; e escolha de uma área com mínima interferência do ponto de vista socioambiental.

Nesse sentido, sugere-se avaliar in loco, na etapa de elaboração do Relatório R3, terrenos adequados para implantação da subestação que estejam localizados na área **com raio de 4 km** no entorno do ponto de coordenadas 19°22'48.54"S e 47°41'34.48"O. Vale destacar que essas coordenadas se referem ao ponto central da área de estudo proposta, que não deve ser confundida como sugestão de terreno para a alocação da subestação. Caso a localização da subestação seja indicada fora da área recomendada, deverá constar no Relatório R3 da SE 500 kV Nova Ponte 3 justificativa fundamentada para tal.

Infraestrutura e localização

A área de estudo proposta para implantação da SE 500 kV Nova Ponte 3 está inserida no **município de Nova Ponte**, no estado de Minas Gerais, a aproximadamente 21 km ao sul da sede municipal. O **acesso rodoviário à região** ocorre por meio das rodovias pavimentadas MG-190, LMG-798 e BR-452 e por estradas vicinais que atendem à zona rural de Nova Ponte (Figura 20).

Na área de estudo proposta há cruzamento, no sentido norte-sul, de duas linhas de transmissão em operação e uma em planejamento (Tabela 14) e da rodovia MG-190.

Tabela 14 – Linhas de transmissão na área de estudo da SE 500 kV Nova Ponte 3

Tensão	Interligação	Status
500 kV	LT kV Jaguará - Nova Ponte C1	Existente
	LT Nova Ponte - Estreito C1	
	LT Nova Ponte - Araxá 3 C1	Planejada



Figura 20– Acesso pavimentado no interior da área referencial da SE 500 kV Nova Ponte 3

Vegetação e uso do solo

A área proposta para a SE 500 kV Nova Ponte 3 está inserida no bioma Cerrado. Na análise das imagens do Google Earth Pro e do mapa de uso do solo, verifica-se a presença de poucos remanescentes de vegetação nativa nas áreas de preservação permanente e de reserva legal das propriedades (Figura 21). De forma geral, o uso do solo na área se destina à agricultura, principalmente soja e cana de açúcar, e pastagens.

Meio físico

As unidades de relevo predominantes na área são associadas aos domínios de Planaltos e Baixos Platôs, Vales Encaixados, com declividades variando de planas (0 a 3%) a onduladas (3 a 8%). Tais unidades não representam grandes dificuldades para a construção da subestação e viabilização de acessos.

Há também pequenos cursos d'água presentes na área, os córregos Sobrado e do Lucas, afluentes do rio Araguari.

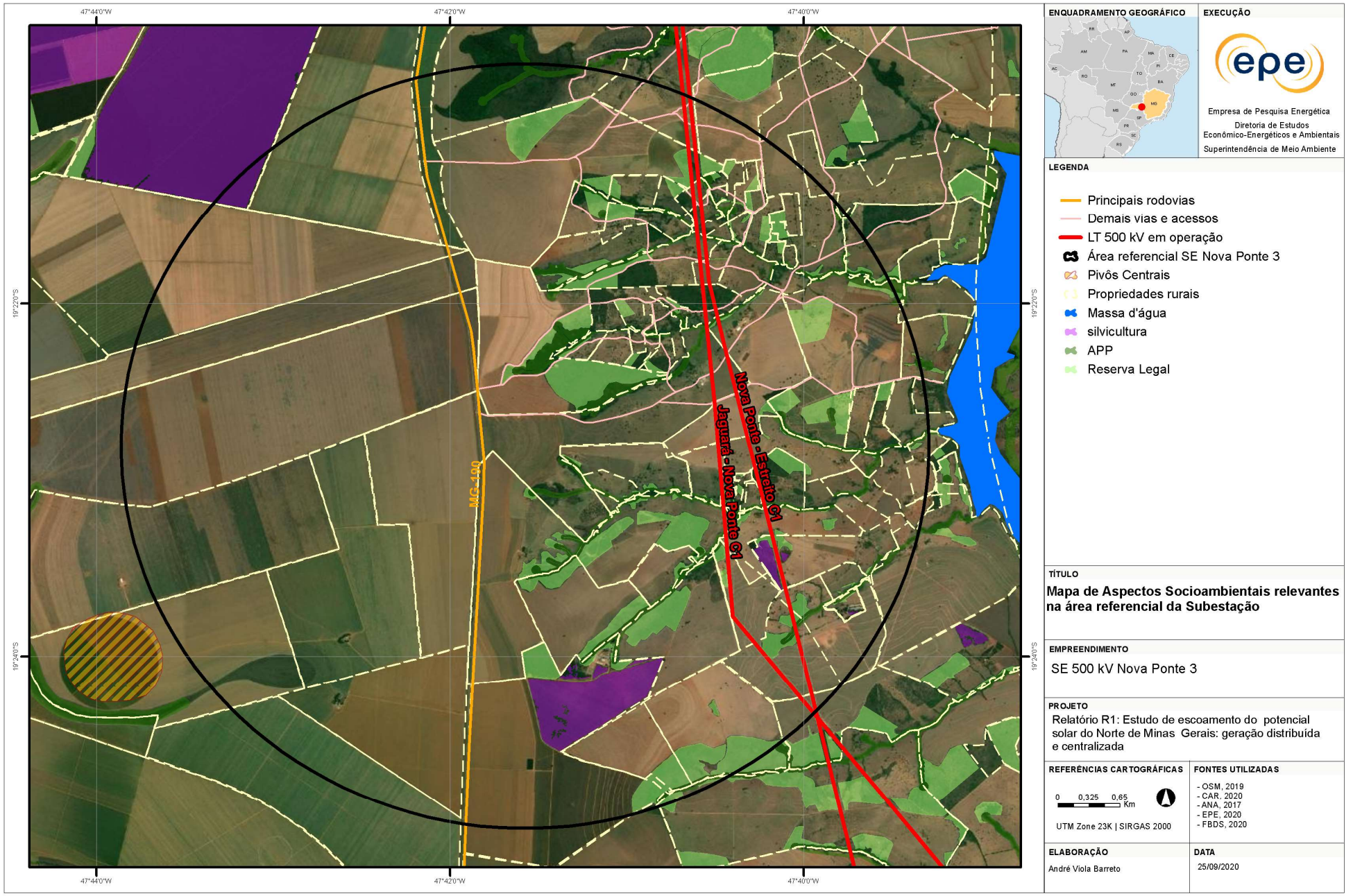


Figura 21 – Aspectos socioambientais relevantes na área proposta para a SE Nova Ponte 3

Áreas protegidas e com restrições legais

Segundo as bases de dados utilizadas, não há registro de unidade de conservação, terra indígena, terra quilombola, caverna, sítio arqueológico e projeto de assentamento do Incra na área proposta para a subestação. No entanto, vale destacar que mais da metade da área é classificada como de potencial médio para a ocorrência de cavidades subterrâneas, segundo o Mapa de Potencialidade de Ocorrência de Cavernas no Brasil (Cecav, 2012).

Observa-se na Figura 21, remanescentes de vegetação nativa associados principalmente às áreas de reserva legal e de preservação permanente das propriedades, conforme dados do Cadastro Ambiental Rural (CAR, 2020), cuja interferência direta deverá ser evitada a partir da escolha do terreno para a implantação da Subestação Nova Ponte 3.

Recomendações para os Relatórios R3

Deverão ser estudadas criteriosamente, durante a elaboração do Relatório R3 da SE 500 kV Nova Ponte 3, as opções de terreno para a futura subestação, escolhendo-se a alternativa mais viável do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para indicação do local de implantação da SE 500 kV Nova Ponte 3:

- Considerar o arranjo planejado no Relatório R4 para a SE 500 kV Nova Ponte 3, de forma a compatibilizar o espaço reservado para as linhas planejadas.
- Evitar interferência em remanescentes de vegetação nativa, de forma a evitar a supressão, tendo em vista que a maioria está localizada em áreas de reserva legal e de preservação permanente.
- Observar presença de edificações, benfeitorias rurais e evitar interferência direta sobre tais construções.
- Obter informações junto à Prefeitura de Nova Ponte sobre eventuais restrições adicionais em relação à área indicada, verificando possíveis interferências com a SE 500 kV Nova Ponte 3.
- Priorizar, se possível, a escolha de terrenos que incidam sobre um menor número de proprietários.

3.2 Área 2 – Minas Gerais e São Paulo

A Área 2 localiza-se nos estados de Minas Gerais e São Paulo em área de domínio do bioma Cerrado. Estão planejadas para essa área três linhas de transmissão, sendo uma de 440 kV e duas de 500 kV, que somadas perfazem aproximadamente 349 km de extensão. A

Figura *22* apresenta a Área 2 com os corredores das LTs planejadas.

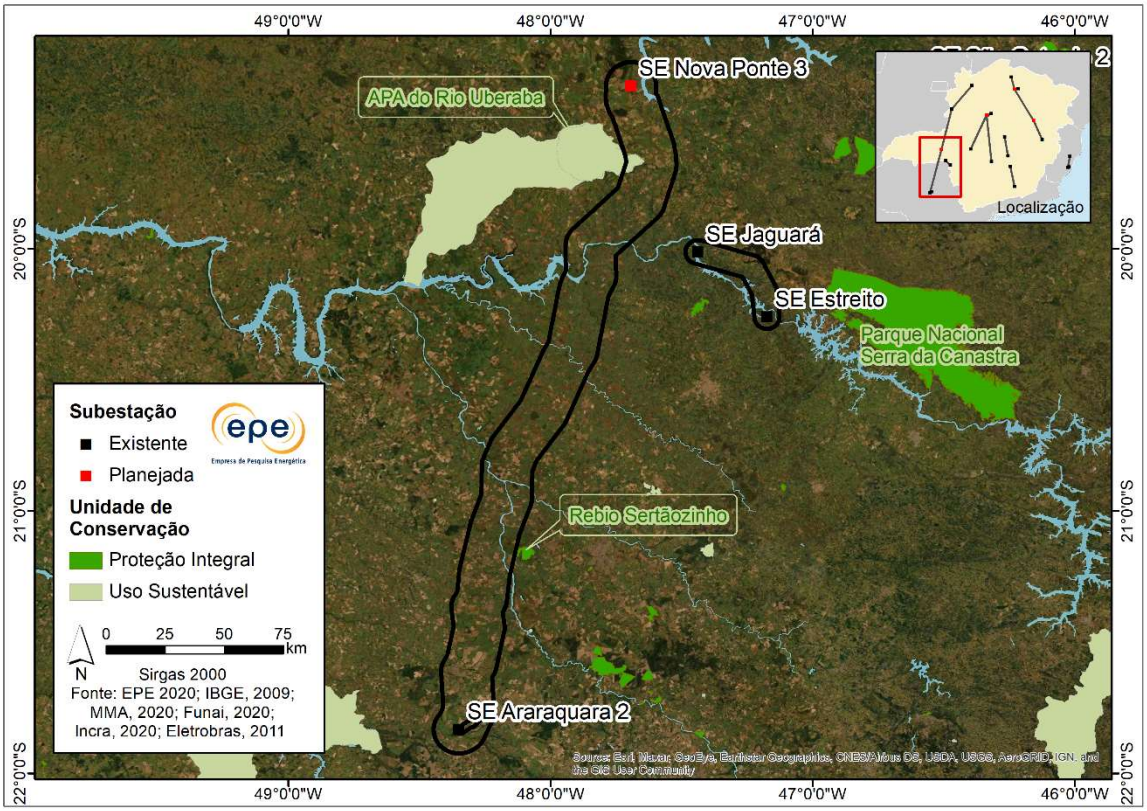


Figura 22 – Corredor da LT planejada na Área 2

A Tabela 15 apresenta as linhas de transmissão planejadas que compõem o estudo na Área 2.

Tabela 15 - Empreendimentos planejados na Área 2

Empreendimentos Planejados	Tensão	Circuito	Extensão do corredor (km)	Largura do corredor (Km)
LT Nova Ponte 3 - Araraquara 2	500 kV	C1	293	20
LT Araraquara 2 - Araraquara	440 kV	C3	11	3
LT Jaguara - Estreito	500 kV	C1	45	10

3.2.1 LT 500 kV Nova Ponte 3 - Araraquara 2 C1

A ligação entre a SE Nova Ponte 3 e a SE Araraquara 2 está prevista para ser realizada em **dois circuitos simples de 500 kV**. O corredor da LT 500 kV Nova Ponte 3 – Araraquara 2 possui **20 km de largura** e seu eixo **293 km de extensão**. Para facilitar sua descrição e apresentação das avaliações socioambientais, a área do corredor foi dividida em três trechos: norte (entre a SE Nova Ponte 3 e os reservatórios localizados no rio Grande), central (entre o rio Grande e o município de Pitangueiras) e sul (entre Pitangueiras e a SE Araraquara 2).

Os principais motivadores para o delineamento do corredor foram: possibilitar travessia de menor largura nos reservatórios presentes no rio Grande, desvio de áreas urbanas, unidade de conservação e pivôs centrais de irrigação. Assim, a partir da SE Nova Ponte 3, o corredor segue inicialmente na direção sudeste e depois de cruzar a BR-262 deflete para sul-sudoeste e segue até os reservatórios do rio Grande, quando deflete para sul até a SE Araraquara 2.

Infraestrutura e localização

O corredor LT 500 kV Nova Ponte 3 – Araraquara 2 localiza-se nos estados de Minas Gerais e São Paulo. Abrange **32 municípios**, sendo seis em Minas Gerais e o restante em São Paulo (Tabela 16).

Tabela 16 – Municípios atravessados pelo corredor da LT 500 kV Nova Ponte 3 – Araraquara 2 C1

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
MG	Triângulo Mineiro	Araxá	Nova Ponte
			Sacramento
			Santa Juliana
		Uberaba	Conquista
			Delta
			Uberaba
SP	Araraquara	Araraquara	Araraquara
			Boa Esperança do Sul
			Dobrada
			Gavião Peixoto
			Matão
			Motuca
	Ribeirão Preto	Ituverava	Aramina
			Buritizal
			Guará
			Igarapava
			Ituverava
		Jaboticabal	Guariba

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
			Jaboticabal
			Pitangueiras
			Santa Ernestina
			Taquaritinga
			Viradouro
		Ribeirão Preto	Barrinha
			Pontal
			Sertãozinho
		São Joaquim da Barra	Ipuã
			Miguelópolis
			Morro agudo
			Orlândia
			São Joaquim da Barra

O corredor abrange áreas urbanas de parte dos municípios apresentados na Tabela 17, todas com possibilidade de desvio pela futura linha de transmissão. Abrange ainda áreas com concentração de habitações, sobretudo no trecho sul do corredor e muitas delas associadas a usinas sucroalcooleiras.

A SE Nova Ponte 3 está planejada para ser construída nas proximidades da MG-190 e das LTs 500 kV Jaguará – Nova Ponte C1 e Estreito – Nova Ponte C1, aproximadamente 21 km ao sul da área urbana de Nova Ponte. A SE Araraquara 2 é existente e se situa a cerca de 2 km da SP-042, a aproximadamente 15 km a oeste da área urbana de Araraquara. As coordenadas das subestações do corredor são apresentadas na Tabela 17 a seguir.

Tabela 17 – Coordenadas das subestações do corredor da LT 500 kV Nova Ponte 3 – Araraquara 2 C1

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Nova Ponte 3	Planejada[1]	19°22'48.54"S	47°41'34.48"O	Nova Ponte	MG
Araraquara 2	Existente	21°50'0.83"S	48°20'58.81"O	Araraquara	SP

[1]As coordenadas referem-se ao ponto central da área referencial para a subestação, a ser definida no Relatório R3.

O corredor apresenta **bom apoio rodoviário.** Abrange as rodovias federais BR-464, BR-050, BR-265 BR-364 e há diversas rodovias estaduais (MG-190, SP-385, SP-345, SP-373, SP-333, SP-042) e municipais bem distribuídas ao longo de seu trajeto, além de 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 (Figura 23).

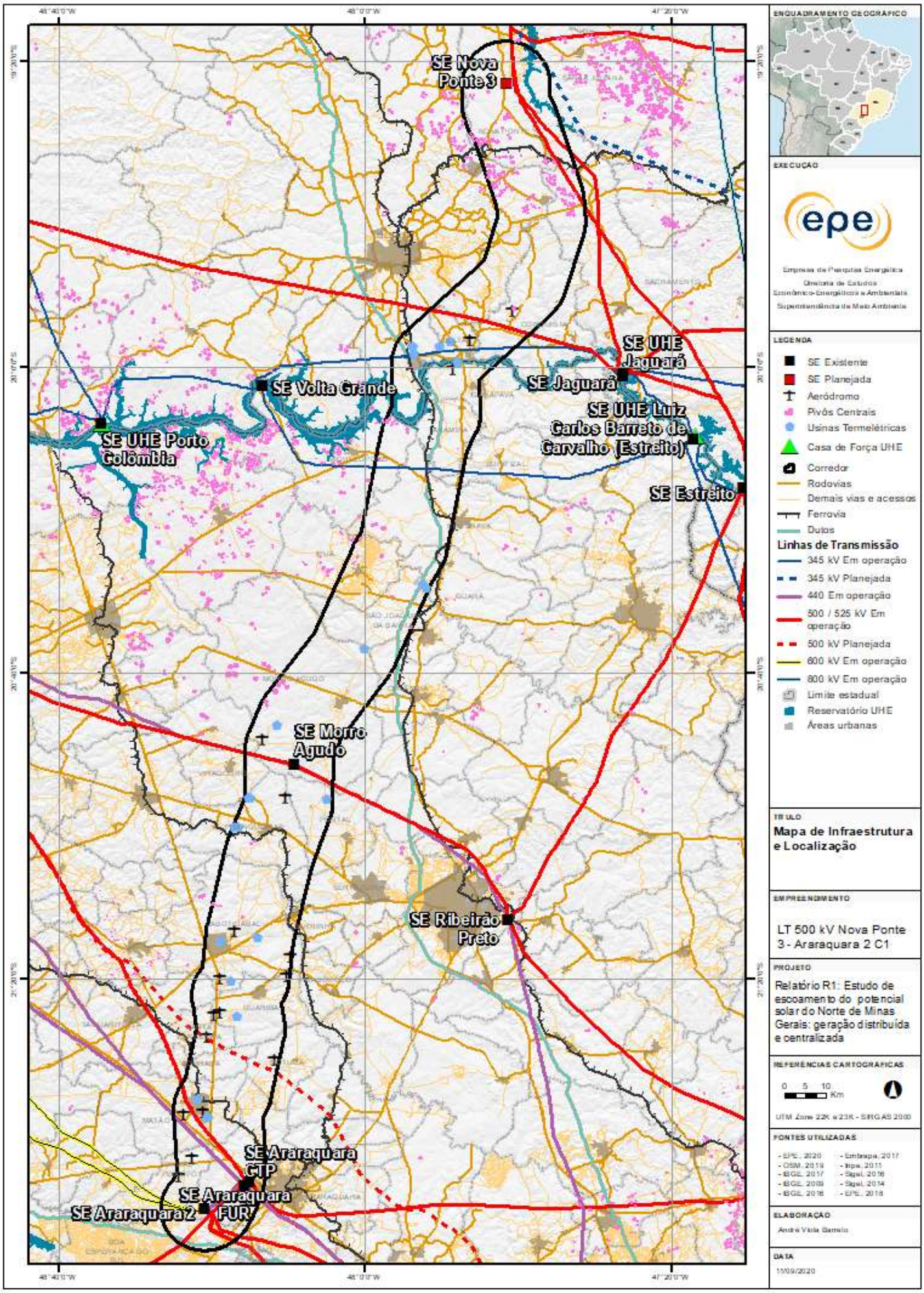


Figura 23 – Infraestrutura e Localização no corredor da LT 500 kV Nova Ponte 3 – Araraquara 2 C1

A **Ferrovia Bandeirantes** atravessa os três trechos do corredor. Estão previstas no mínimo quatro travessias desta ferrovia, tanto nas proximidades das subestações Nova Ponte 3 e Araraquara 2, como também próximo ao reservatório da UHE Volta Grande e nos arredores do município de Jaboticabal.

O corredor abrange **dezenove aeródromos**, sendo quatorze em seu trecho sul onde a maior parte é associado a usinas de cana-de-açúcar e fazendas. Há espaço no corredor para que não haja interferência com as áreas mais restritivas das zonas de proteção de aeródromos. A Instrução do Comando da Aeronáutica (ICA) 63-19, cuja reedição foi aprovada por meio da Portaria n° 184 do Departamento de Controle do Espaço Aéreo (Decea), de 13 de julho de 2015, define os critérios de análise técnica da área de aeródromos.

No que diz respeito aos **dutos** em operação, o corredor abrange o oleoduto Osbra entre os municípios de Uberaba (MG) e Orlândia (SP) e o gasoduto Gasbol ao sul da SE Araraquara 2. Para a travessia da linha planejada com esses dutos será necessária a consulta e aprovação do Contrato de Permissão de Travessia junto ao seu operador.

O corredor se sobrepõe a **termelétricas** ao longo de seu trajeto, ao todo são vinte UTEs, quatro a óleo diesel e dezesseis a bagaço de cana-de-açúcar.

No que diz respeito às linhas de transmissão, o corredor abrange diversas ao longo de sua extensão, planejadas e existentes, de 345, 440 e 500, 525 e 600 kV. Com relação às LTs existentes, o quantitativo é de **trinta e uma linhas de transmissão**, conforme Tabela 18. Há também duas LTs planejadas no corredor: LT 345 kV Nova Ponte - Araxá 3 C1 e LT 500 kV Campinas - Marimbondo II C1.

Tabela 18 – Linhas de transmissão abrangidas pelo corredor da LT 500 kV Nova Ponte 3 – Araraquara 2 C1

Status	Tensão	Interligação
Existente	345 kV	LT UHE Jaguará - Volta Grande C1
		LT UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho - Volta Grande C1
	440 kV	LT Água Vermelha - Araraquara CTP C1
		LT Água Vermelha - Ribeirão Preto C1
		LT Araraquara 2 - Araraquara CTP C1
		LT Araraquara 2 - Araraquara CTP C2
		LT Araraquara CTP - Araras C1
		LT Araraquara CTP - Piracicaba C1
		LT Araraquara CTP - Mirassol II C1
		LT Araraquara CTP - Mirassol II C2
		LT Bauru - Araraquara CTP C1

Status	Tensão	Interligação
		LT Mogi Mirim III - Araraquara CTP C1
	500 kV	LT Araraquara 2 - Araraquara FUR C1
		LT Araraquara 2 - Araraquara FUR C2
		LT Araraquara 2 - Taubaté, C1
		LT Araraquara FUR - Campinas C1
		LT Araraquara FUR - Poços de Caldas C1
		LT Araraquara II - Fernão Dias, C1
		LT Araraquara II - Itatiba, C1
		LT Jaguará - Nova Ponte C1
		LT Jaguará - São Simão C1
		LT Marimbondo - Morro Agudo C1
		LT Marimbondo 2 - Araraquara FUR, C1
		LT Marimbondo 2 - Araraquara FUR, C2
		LT Morro Agudo - Ribeirão Preto C1
		LT Nova Ponte - Estreito C1
	525 kV	LT Assis - Araraquara FUR C1
	600 kV	LT Coletora Porto Velho - Araraquara 2 n° 1 C1/C2
		LT Coletora Porto Velho - Araraquara 2 n° 1 C1/C2
		LT Coletora Porto Velho - Araraquara 2 n° 2 C3/C4
		LT Coletora Porto Velho - Araraquara 2 n° 2 C3/C4

Vegetação e uso do solo

O uso do solo no corredor é majoritariamente agrícola, com extensas plantações de cana-de-açúcar, entre outras culturas, como soja, milho e citrus. Nota-se a presença de pivôs centrais de irrigação principalmente nos trechos norte e central, além de áreas de silvicultura nas extremidades do corredor. Os remanescentes de vegetação nativa estão dispersos ao longo do corredor, sobretudo como reserva legal e área de preservação permanente (Figura 24,Figura 25 e Figura 26).

O corredor da LT 500 kV Nova Ponte 3 – Araraquara 2 C1 está localizado no bioma Cerrado e os poucos remanescentes de vegetação nativa pertencem às fitofisionomias Savana e Floresta Estacional.

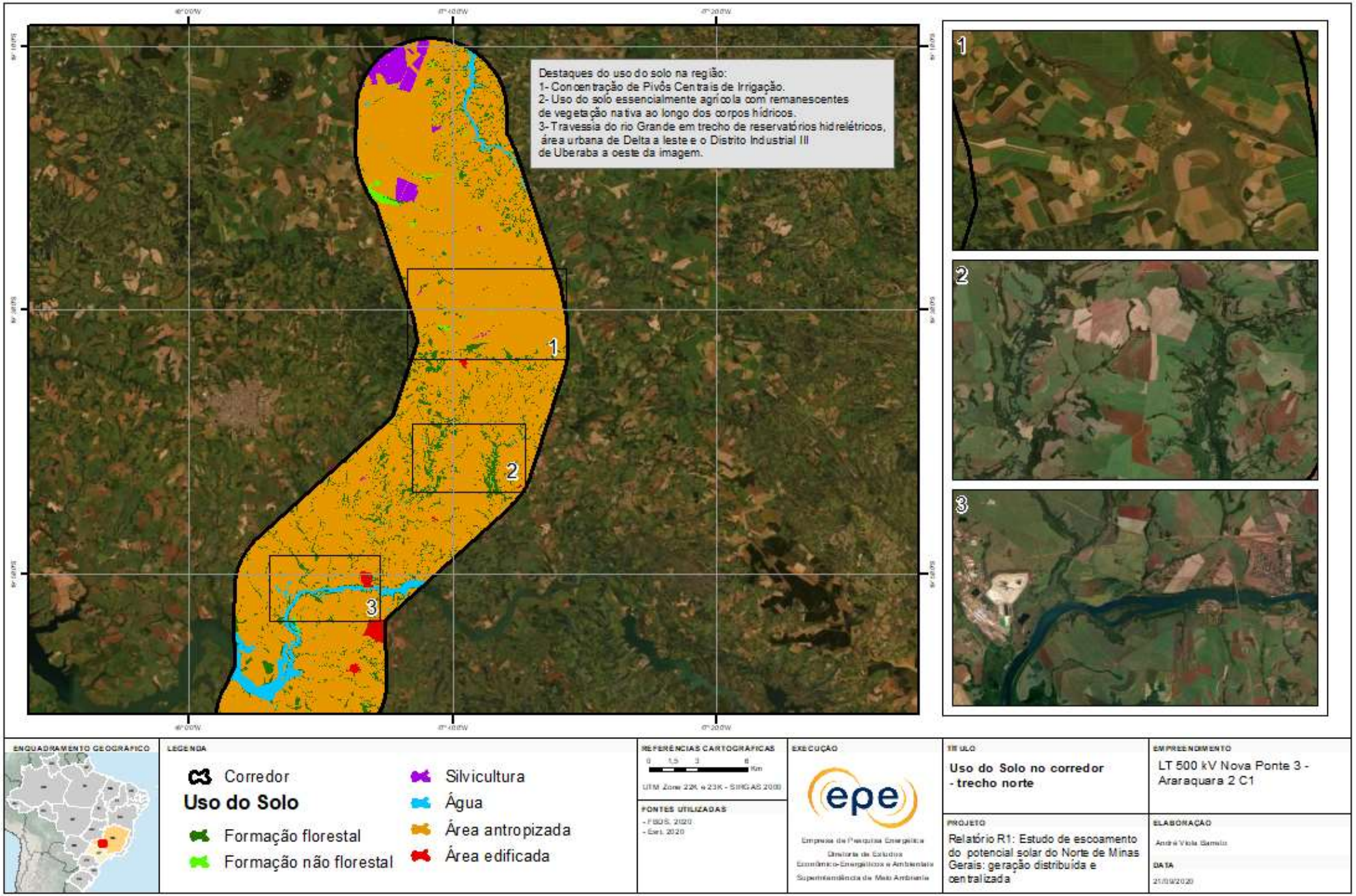


Figura 24 – Uso do solo no trecho norte do corredor da LT 500 kV Nova Ponte 3 – Araraquara 2 C1

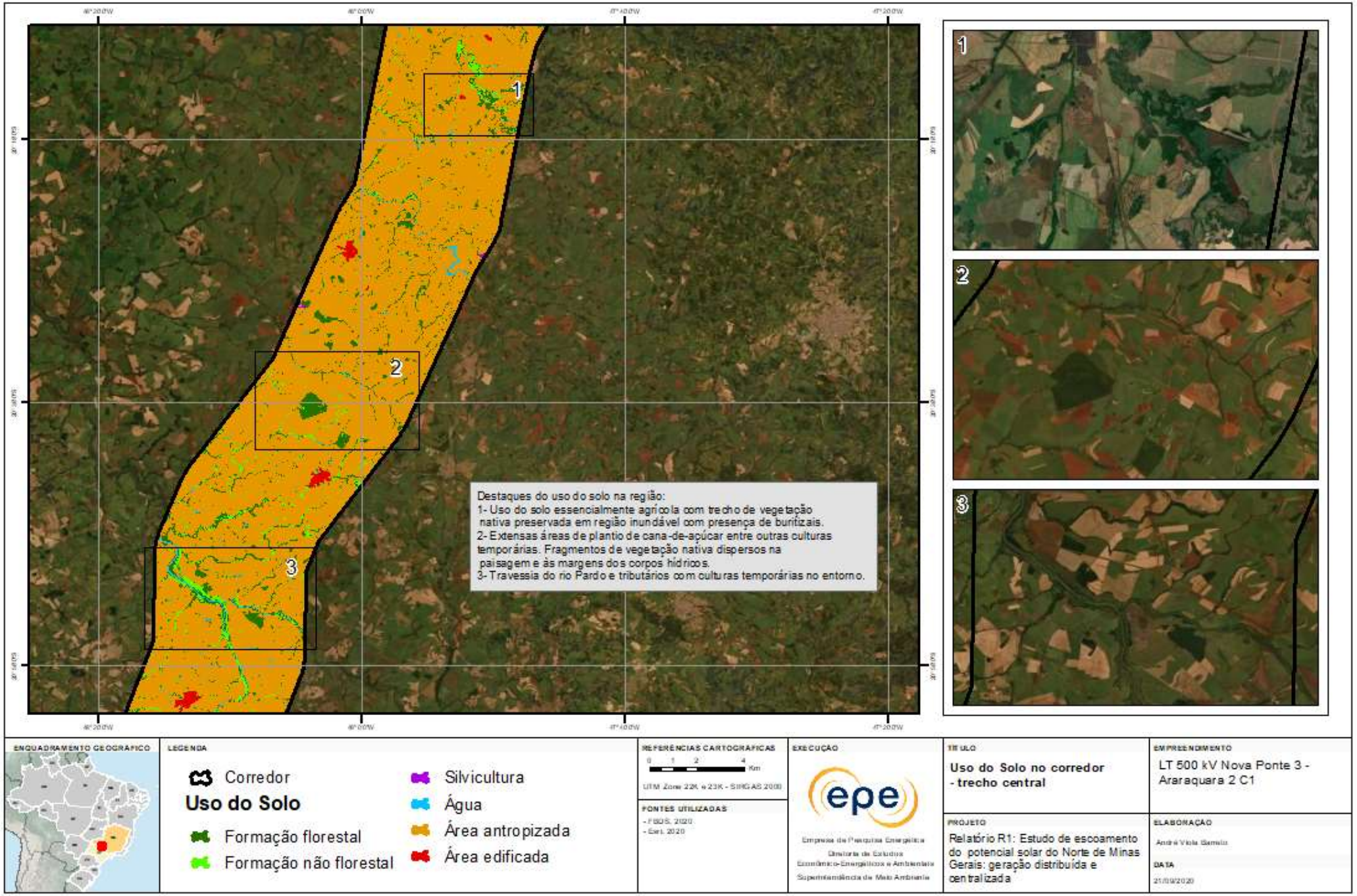


Figura 25 – Uso do solo no trecho central do corredor da LT 500 kV Nova Ponte 3 – Araraquara 2 C1

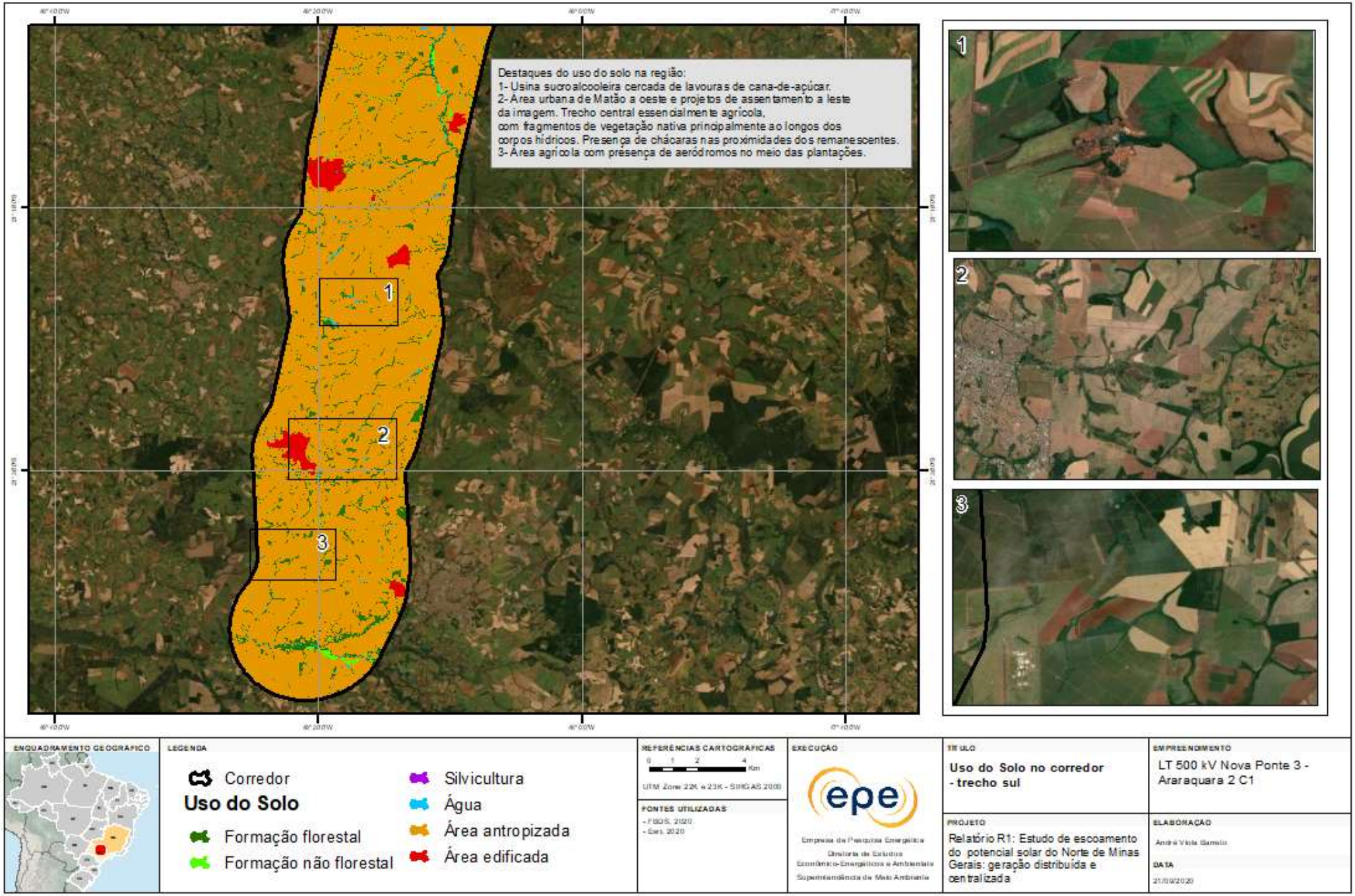


Figura 26 – Uso do solo no trecho sul do corredor da LT 500 kV Nova Ponte 3 – Araraquara C1

Meio físico

O relevo na área é preponderantemente plano. As unidades de relevo predominantes são associadas principalmente aos domínios de colinas amplas e suaves na parte central do corredor, planaltos e baixos platôs nas suas extremidades, degraus estruturais e rebordos erosivos ao sul do corredor e planícies fluviais distribuídas ao longo de seu trajeto, com declividade variando de plana a ondulada (CPRM, 2010). Destacam-se ainda as unidades de relevo de vales encaixados e domínio de colinas dissecadas e morros baixos nas extremidades do corredor. De uma forma geral, tais unidades não representam grandes dificuldades para a construção da linha e acessos. Os degraus estruturais e rebordos erosivos constituem um relevo acidentado, com atuação frequente de movimentos de massa com depósito de colúvios e tálus nos trechos mais baixos e, as planícies fluviais são compostas por terrenos que inundam periodicamente, o que pode representar complexidade construtiva.

O corredor abrange no trecho norte o reservatório da UHE Nova Ponte, que poderá ser desviado pela futura linha, e os reservatórios das UHEs Volta Grande e Igarapava, ambos no rio Grande. Necessariamente um dos reservatórios localizados no rio Grande será atravessado pelos circuitos planejados, o que pode exigir uma travessia maior que 500 m, de tal modo que pode ser necessário o dimensionamento de torres especiais. No trecho central destaca-se a travessia do rio Sapucaí e do rio Pardo e diversos tributários em um trecho bastante plano e inundável (Figura 27).

Processos minerários

A área abrangida pelo corredor é objeto de **256 processos minerários** registrados na ANM (2019), a grande maioria localizado no trecho norte do corredor e ao longo dos corpos hídricos (Figura 28). Há maior participação das substâncias areia, argila e basalto. Destacam-se processos minerários de diamante e ouro em fases iniciais (Figura 18). Com relação àqueles que se encontram em estágios mais avançados, os quantitativos são, em ordem crescente de restrição a interferências e de acordo com a categoria/fase: 23 em licenciamento, 98 em autorização de pesquisa, 24 em requerimento de lavra e **50 em concessão de lavra** (Tabela 19).

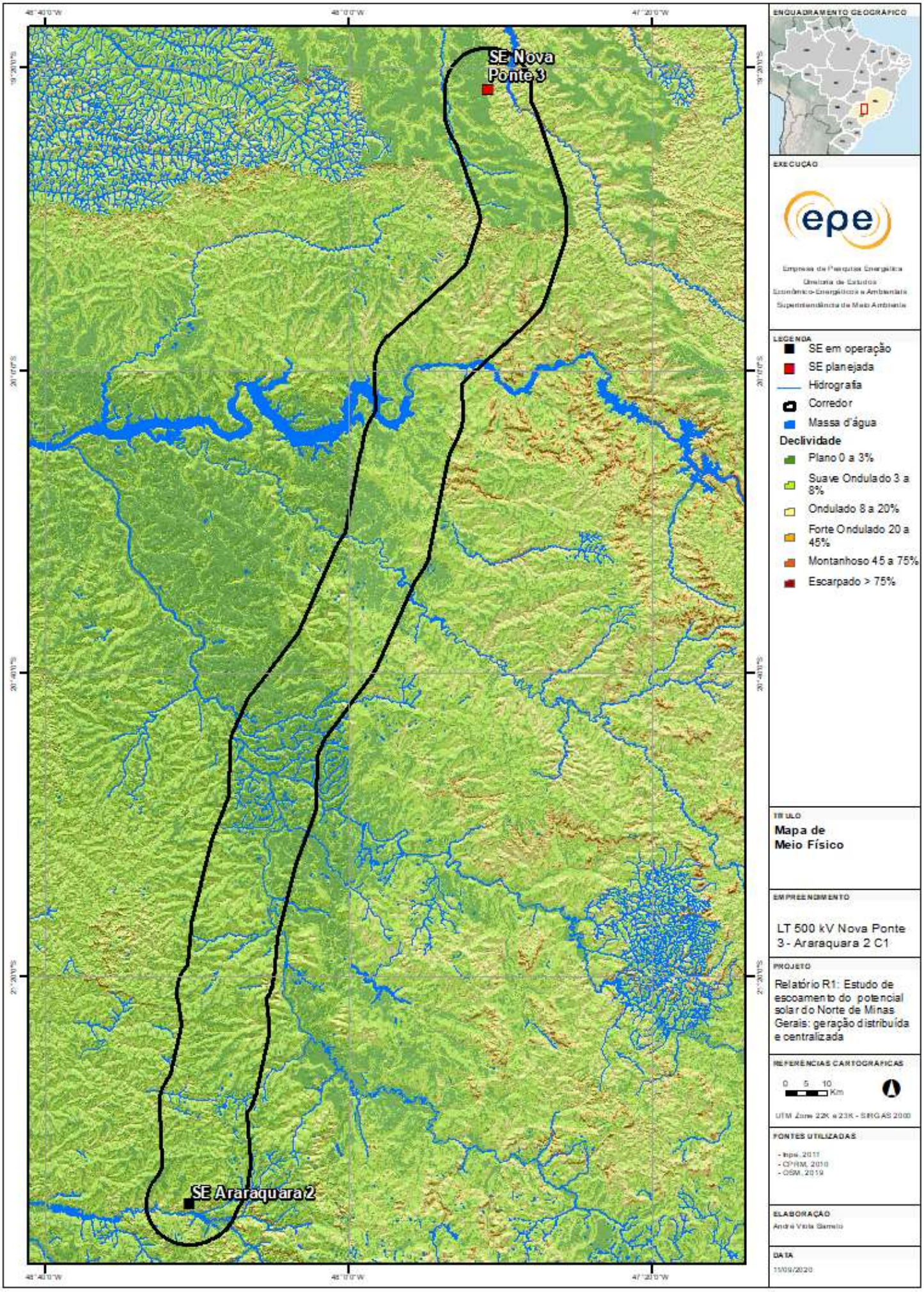


Figura 27 – Meio Físico no corredor da LT 500 kV Nova Ponte 3 – Araraquara C1

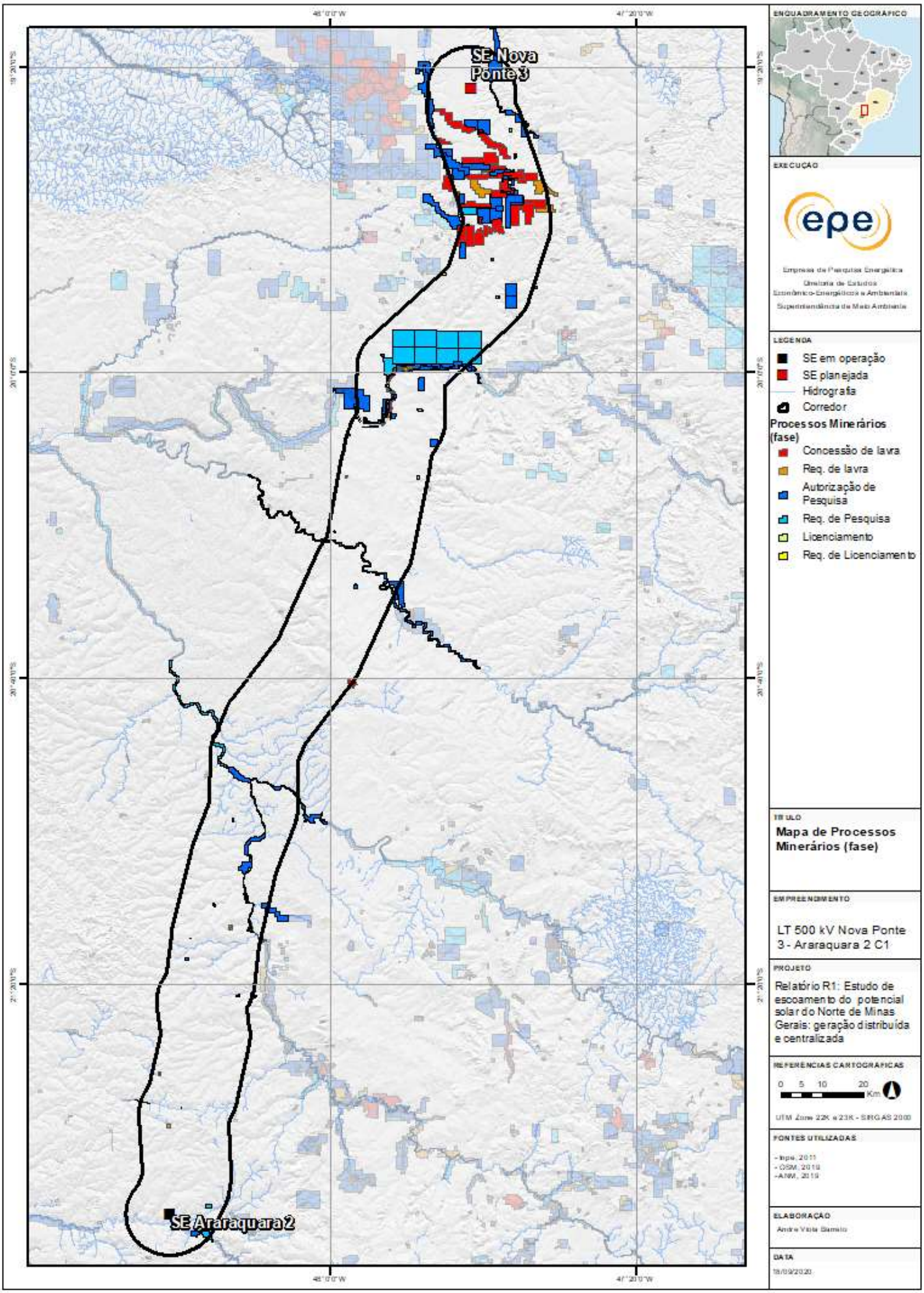


Figura 28 – Processos Minerários (fase) no corredor da LT 500 kV Nova Ponte 3 – Araraquara C1

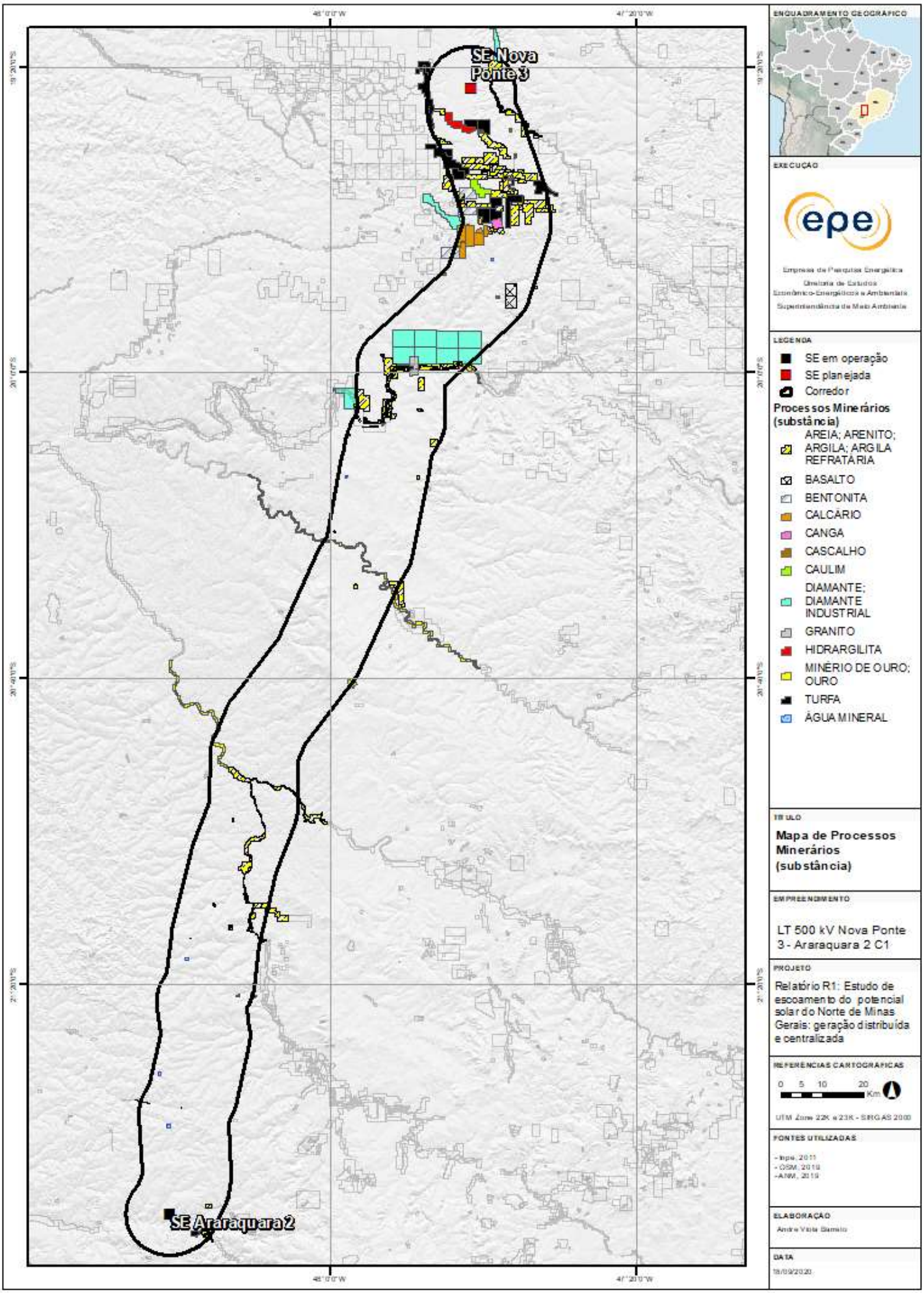


Figura 29 – Processos Minerários (substância) no corredor da LT 500 kV Nova Ponte 3 – Araraquara C1

Tabela 19 - Processos minerários no corredor da LT 500 kV Nova Ponte 3 – Araraquara C1

Fase/ Substância	Autorização de pesquisa	Concessão de lavra	Disponibilidade	Licenciamento	Req. de lavra	Req. de licenciamento	Req. de pesquisa	Total geral
Água mineral	3	2			1		1	**7**
Areia	38	9	6	14	16	10	17	**110**
Arenito	1							**1**
Argila	17	9		4		1	2	**33**
Argila refratária		19			2			**21**
Basalto	4			1	2		1	**8**
Bentonita			2				1	**3**
Calcário	1	5						**6**
Canga		1						**1**
Cascalho				4		5		**9**
Caulim		1			1			**2**
Dado não cadastrado			3					**3**
Diamante	5						9	**14**
Diamante industrial	1							**1**
Granito			1					**1**
Hidrargilita		4						**4**
Minério de ouro	4						1	**5**
Ouro					1			**1**
Turfa	24		1		1			**26**
Total Geral	**98**	**50**	**13**	**23**	**24**	**16**	**32**	**256**

Áreas protegidas e com restrições legais

O corredor abrange em seu trecho norte a APA Municipal do Rio Uberaba com possibilidade de desvio pelos circuitos planejados. No trecho sul, abrange a zona de amortecimento da Reserva Biológica Sertãozinho, localizada no munícipio homônimo (Figura 30).

Com relação a Territórios Quilombolas e Terras Indígenas na área abrangida pelo corredor, ou mesmo em suas proximidades (considerando os limites da portaria nº 60/2015), não foi observada sua presença, de acordo com as bases de dados utilizadas (Incra, 2020; Funai, 2020). A Lista de Comunidades Quilombolas Certificadas por Município, disponível no *site* da Fundação Cultural Palmares (FCP, 2020) também não identifica comunidades quilombolas certificadas em municípios abrangidos pelo corredor.

Não foram identificadas cavernas no interior do corredor. Com relação à potencialidade de ocorrência de cavernas, o corredor atravessa áreas de médio potencial em seu trecho central e médio potencial nas extremidades do corredor.

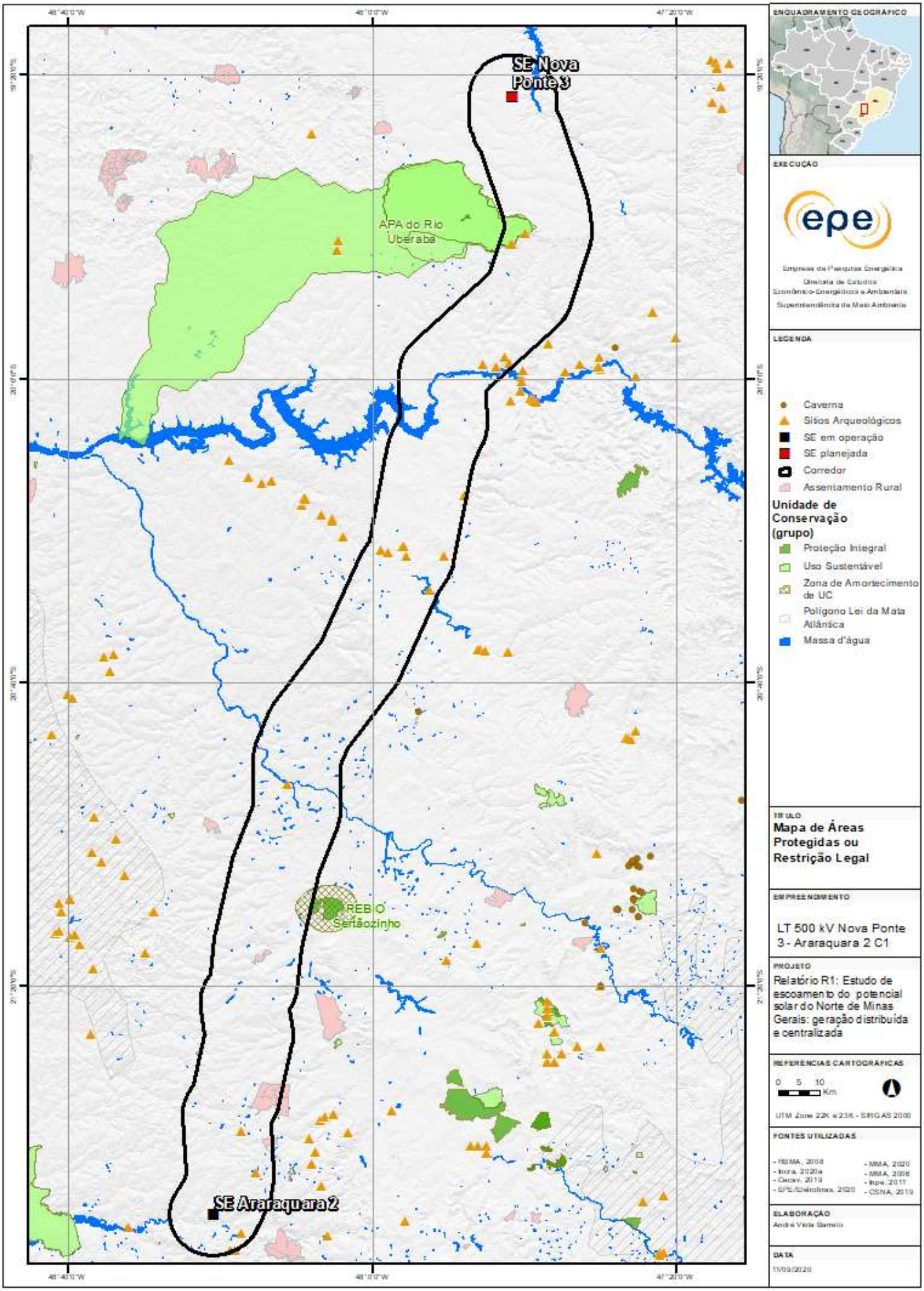


Figura 30 – Áreas protegidas e com restrições legais no corredor da LT 500 kV Nova Ponte 3 – Araraquara 2 C1

De acordo com consulta realizada no Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos, acessado por meio do *site* do Iphan, foram identificados **21 sítios georreferenciados** dentro do corredor, localizados principalmente nos trechos norte e central, nas proximidades dos rios Grande e Sapucaí. Esses sítios 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 62 sítios arqueológicos nos municípios da área de estudo, 33 em São Paulo (oito em Igarapava, seis em Buritizal e Ipuã, três em Boa Esperança do Sul, Ituverava e Guará, dois em Miguelópolis, um em Taquaratinga e outro Gavião Peixoto) e 29 em Minas Gerais (17 em Conquista, 11 em Uberaba e um em Nova Ponte) que eventualmente podem também estar situados na área do corredor.

Constam **sete assentamentos rurais** no corredor, todos no trecho sul e com possibilidade de desvio.

Recomendações para o Relatório R3

Deverão ser estudadas criteriosamente, durante a elaboração do Relatório R3 deste empreendimento, as opções de traçado para os circuitos planejados, 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 os arranjos planejados para a conexão dos circuitos na SE Nova Ponte 3 e SE Araraquara 2, propostos nos respectivos Relatórios R4, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.

- Evitar interferência com a APA Municipal do Rio Uberaba, localizada no trecho norte do corredor.

- Evitar interferência com os 21 sítios arqueológicos situados no corredor, localizados principalmente nos trechos norte e central.

- 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 localizados no trecho norte. Atentar para áreas de pesquisa de diamante e minério de ouro.

- Buscar desvio dos assentamentos rurais presentes no corredor, localizados em seu trecho sul.
- Estudar criteriosamente o local de travessia do rio Grande, no trecho de reservatório de hidrelétricas e também do rio Pardo, no trecho central, locais que poderão demandar travessias superiores a 500 m.
- 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.
- Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.
- Minimizar as interferências e o número de travessias com a Ferrovia Bandeirantes, que atravessa o corredor em seus três trechos.
- Minimizar as interferências com os dutos sobrepostos pelo corredor.
- Avaliar possíveis incompatibilidades do traçado da LT em relação aos Planos Básicos das Zonas de Proteção dos Aeródromos existentes localizados no interior do corredor, sobretudo em seu trecho sul onde há concentração de aeródromos de fazendas e de usinas sucroalcooleiras.

3.2.2 LT 440 kV Araraquara 2 – Araraquara 2 C3

A ligação entre a SE Araraquara 2 e a SE Araraquara é o terceiro circuito em 440 kV entre essas duas subestações. O corredor da LT 440kV Araraquara 2 – Araraquara C3 possui **3 km de largura** e seu eixo **11 km de extensão** e segue paralelo aos dois circuitos existentes.

Infraestrutura e localização

O corredor localiza-se no município de Araraquara, estado de São Paulo. A SE Araraquara 2 se localiza ao sul da SP-042 e a SE Araraquara se situa cerca de 2 km ao sul da BR-364. As coordenadas das subestações do corredor são apresentadas na Tabela 20 a seguir.

Tabela 20 – Coordenadas das subestações do corredor da LT 440 kV Araraquara – Araraquara 2 C3

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Araraquara	Existente	21°46'57.65"S	48°15'50.11"O	Araraquara	SP
Araraquara 2	Existente	21°50'0.83"S	48°20'58.81"O		

O corredor apresenta **bom apoio rodoviário** ao longo de seu trajeto. A rodovia estadual SP-042 atravessa transversalmente o corredor e a rodovia federal BR-364 e a rodovia estadual SP-255 localizam-se próximas a corredor, podendo servir também de apoio para a implantação do futuro circuito (Figura 31).

O corredor abrange algumas LTs existentes ao longo de sua extensão, planejadas e existentes, de 440 e 500 e 600 kV. Com relação às LTs existentes, o quantitativo é de **vinte e uma linhas de transmissão**, conforme Tabela 21. Há também duas LTs planejadas no corredor: LT 500 kV Araraquara 2 - Itatiba C1 e LT 500 kV Araraquara 2 - Fernão Dias C1.

Tabela 21 – Linhas de transmissão abrangidas pelo corredor da LT 440kV Araraquara 2 – Araraquara C3

Tensão	Interligação
440 kV	LT Água Vermelha - Araraquara CTP C1
	LT Araraquara 2 - Araraquara CTP C1
	LT Araraquara 2 - Araraquara CTP C2
	LT Araraquara CTP - Araras C1
	LT Araraquara CTP - Piracicaba C1
	LT Araraquara CTP - Mirassol II C1
	LT Araraquara CTP - Mirassol II C2
	LT Bauru - Araraquara CTP C1
	LT Mogi Mirim III - Araraquara CTP C1
500 kV	LT Araraquara 2 - Araraquara FUR C1
	LT Araraquara 2 - Araraquara FUR C2
	LT Araraquara 2 - Taubaté, C1
	LT Araraquara FUR - Campinas C1
	LT Araraquara FUR - Poços de Caldas C1
	LT Marimbondo 2 - Araraquara FUR, C1
	LT Marimbondo 2 - Araraquara FUR, C2
525 kV	LT Assis - Araraquara FUR C1
600 kV	LT Coletora Porto Velho - Araraquara 2 n° 1 C1/C2
	LT Coletora Porto Velho - Araraquara 2 n° 1 C1/C2
	LT Coletora Porto Velho - Araraquara 2 n° 2 C3/C4
	LT Coletora Porto Velho - Araraquara 2 n° 2 C3/C4

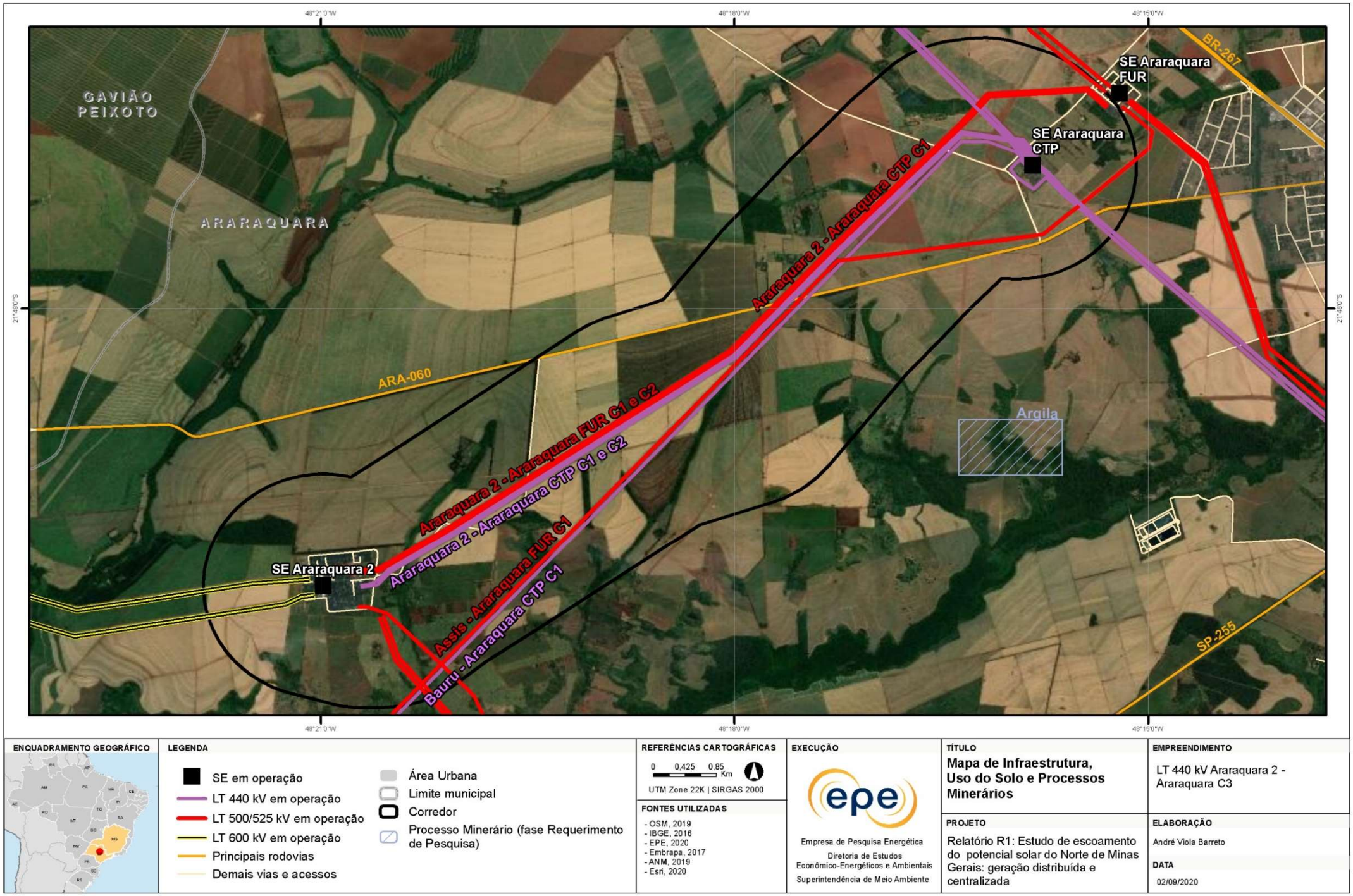


Figura 31 – Mapa de Infraestrutura e Uso do solo do corredor da LT 440 kV Araraquara 2 – Araraquara C3

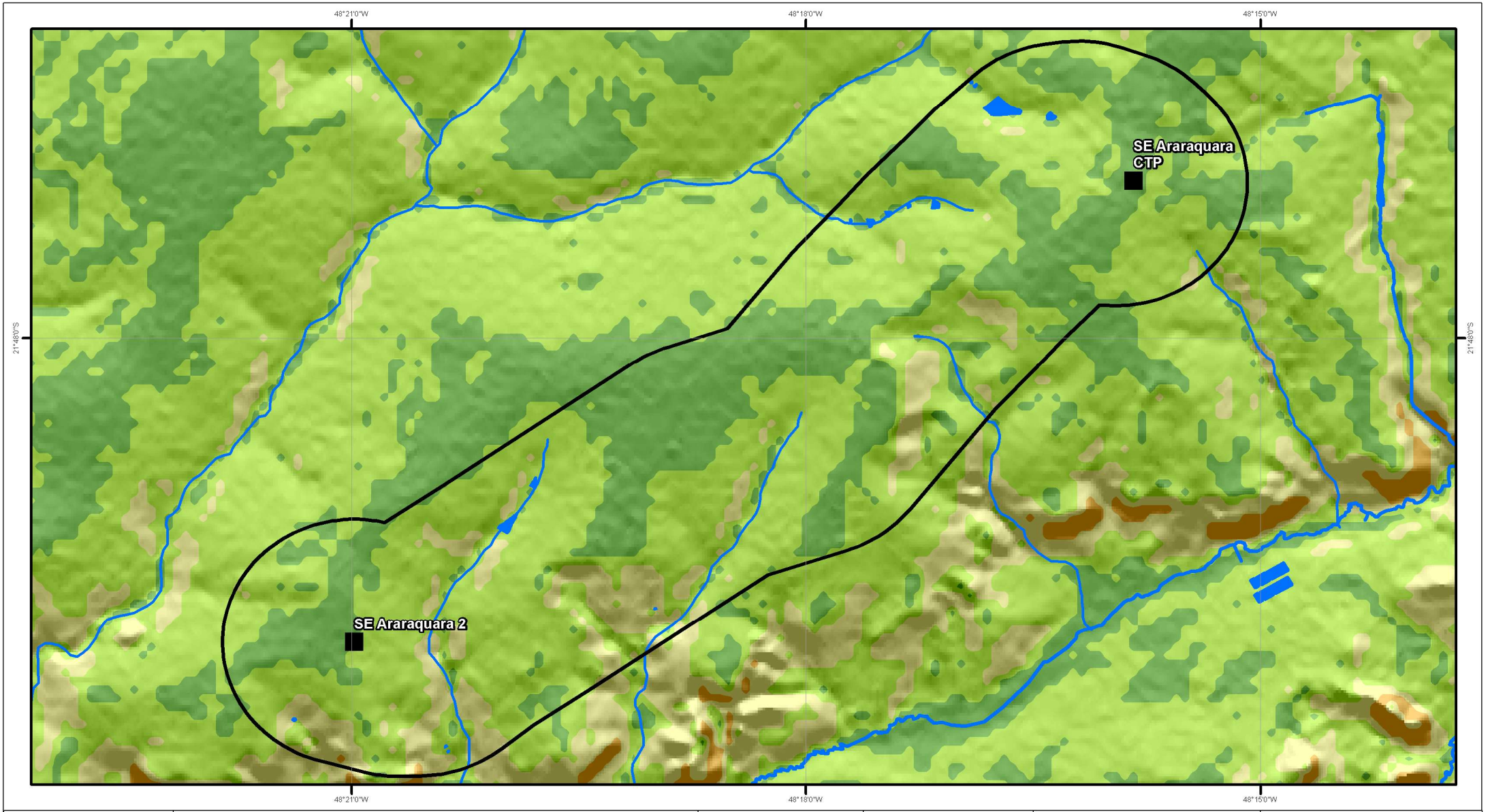


Figura 32 – Meio Físico do corredor da LT 440 kV Araraquara 2 – Araraquara C3

Vegetação e uso do solo

O uso do solo no corredor é agrícola, com presença de fazendas de agricultura intensiva, chácaras de alto padrão e remanescentes de vegetação nativa associados às áreas de preservação permanente e reservas legais (Figura 31).

O corredor da LT 440 kV Araraquara 2 – Araraquara C3 está localizado no bioma Cerrado e os poucos remanescentes de vegetação nativa pertencem às fitofisionomias Savana e Floresta Estacional.

Meio físico

A unidade de relevo no corredor é associada ao domínio de colinas dissecadas e morros baixos, com declividades que variam de plano a suave ondulado. De uma forma geral, tal unidade não representa grandes dificuldades para a construção da linha (Figura 32).

Processos Minerários e Áreas Protegidas e com restrições legais

O corredor não abrange processos minerários registrados na ANM (2019), nem áreas protegidas e com restrições legais como Terras Indígenas, Territórios Quilombolas, cavernas, sítios arqueológicos, assentamentos rurais e unidade de conservação.

Recomendações para o Relatório R3

Deverão ser estudadas criteriosamente, durante a elaboração do Relatório R3 deste empreendimento, as opções de traçado para o circuito planejado, 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 os arranjos planejados propostos pela equipe de elaboração dos respectivos Relatórios R4 das SEs Araraquara e Araraquara 2, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.

- Desviar, na medida do possível, dos remanescentes de vegetação nativa sobrepostos pelo corredor e evitar interferência com as áreas de preservação permanente e reservas legais, priorizando-se áreas já antropizadas.

- 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.

3.2.3 LT 500 kV Jaguara - Estreito C2

A ligação entre as SEs Jaguara e Estreito, ambas em operação, está prevista para ser realizada em um **circuito simples de 500 kV**. A motivação para recomendação dessa nova LT é respeitar os limites de carregamento elétrico na interligação entre os estados de Minas Gerais e São Paulo durante situações de contingência.

Alternativas de corredor

Foram considerados e estudados dois conjuntos de rotas para a linha de transmissão em questão, que resultaram nos corredores Alternativa Leste e Alternativa Oeste. Ambos os corredores foram delineados com 10 km de largura e apresentam possibilidades de traçados para a futura LT. O eixo do corredor elaborado para a Alternativa Leste possui extensão de cerca de 45 km, enquanto a Alternativa Oeste 41 km.

Considerando a saída da linha pela SE Jaguara, a Alternativa Leste segue inicialmente na direção leste-sudeste e em seguida na direção sul-sudeste, seguindo o traçado da LT 500 kV Jaguara – Estreito C1 (Figura 33).

Já a Alternativa Oeste segue predominantemente na direção sudeste, seguindo o traçado das LTs de 345 kV UHE Jaguara – UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho C1 e Estreito – UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho C1 e C2. Ambas as alternativas abrangem os reservatórios das UHEs Jaguara e Luiz Carlos Barreto de Carvalho.

Diante das avaliações realizadas, o corredor escolhido foi o da Alternativa Leste, visto que apresenta opções de traçado com melhores oportunidades para minimização de interferências socioambientais, principalmente considerando o compartilhamento de faixa de servidão e/ou paralelismo com a da LT 500 kV Jaguara – Estreito C1, a qual percorre o mesmo trajeto do corredor ao longo de toda sua extensão e conecta as mesmas SEs que a LT planejada.

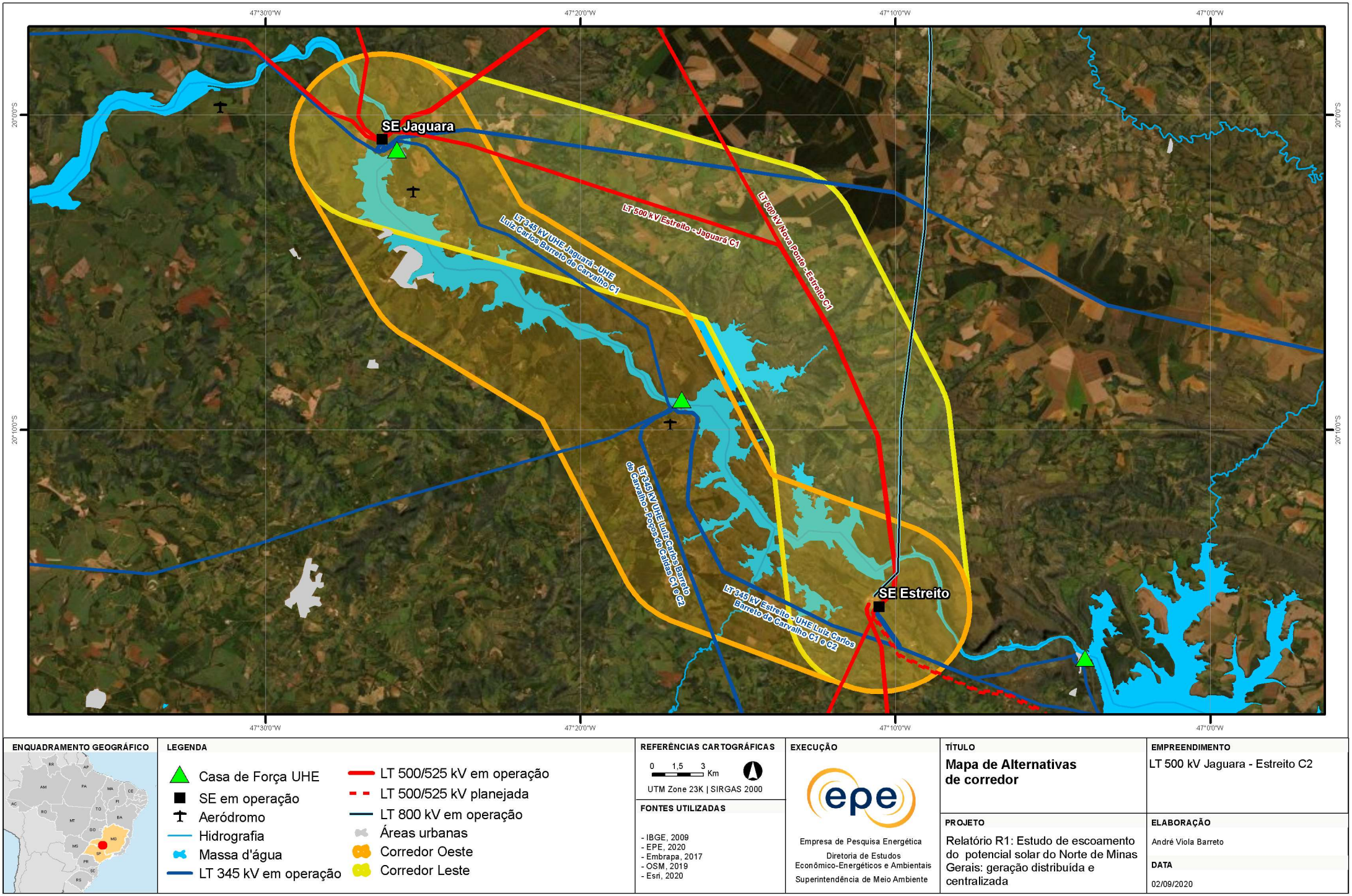


Figura 33 – Alternativas de corredor avaliadas para a LT 500 kV Jaguara – Estreito C2

Caracterização do corredor selecionado

O corredor selecionado para a LT 500 kV Jaguara – Estreito C2 possui **10 km de largura** e seu eixo possui aproximadamente **45 km de extensão**.

O principal motivador para o delineamento do corredor foi a existência da LT 500 kV Jaguara – Estreito C1, a qual poderá servir para paralelismo e/ou compartilhamento de faixa, possibilitando minimização de impactos socioambientais associados à viabilização de acessos. Assim, a partir da SE Jaguara, o corredor segue inicialmente na direção leste-sudeste até cerca de metade de sua extensão. Na sequência segue para direção sul-sudeste até a SE Estreito, de modo que o eixo do corredor desvie dos reservatórios das UHEs Jaguara e Luiz Carlos Barreto de Carvalho.

Infraestrutura e localização

O corredor localiza-se nos estados de Minas Gerais e São Paulo. **Cinco municípios**, três mesorregiões e três microrregiões são abrangidos pelo corredor (Tabela 22).

Tabela 22 – Municípios atravessados pelo corredor da LT 500 kV Jaguara – Estreito C2

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
MG	Sul/Sudoeste de Minas	Passos	Claraval
			Ibiraci
	Triângulo Mineiro/Alto Parnaíba	Araxá	Sacramento
SP	Ribeirão Preto	Franca	Pedregulho
			Rifaina

Segundo a base de dados utilizada, o corredor não abrange nenhuma área urbana (Embrapa, 2017). Entretanto, o corredor se sobrepõe a algumas áreas com reduzida concentração de habitações, tais como as localidades Quenta Sol, Bananal e Jaguarinho e algumas regiões às margens do reservatório da UHE Jaguara e da rodovia MG-428.

A SE Jaguara está localizada adjacente ao barramento da UHE Jaguara, cerca de 3 km a oeste da rodovia MG-428 e aproximadamente 1,3 km a leste da rodovia Antônio Floriano de Leme. A SE Estreito se situa a montante do barramento da UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho (aproximadamente 15,5 km a noroeste) e cerca de 8,5 km a noroeste da rodovia MG-438. As coordenadas das subestações do corredor são apresentadas na Tabela 23 a seguir.

Tabela 23 – Coordenadas das subestações do corredor da LT 500 kV Jaguara – Estreito C2

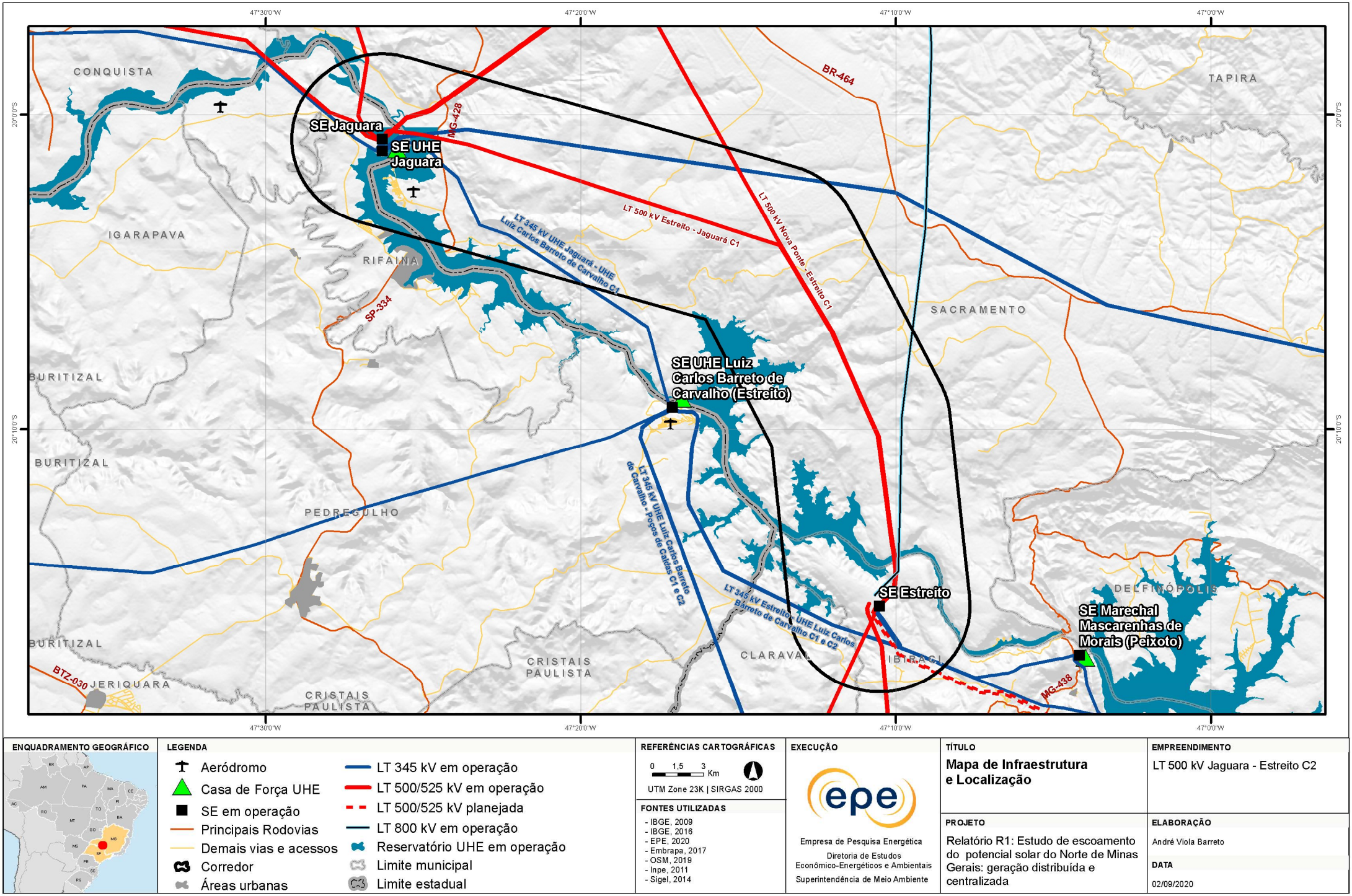
Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Jaguara	Em operação	20°00'46''S	47°26'18''O	Rifaina	São Paulo
Estreito	Em operação	20°15'34''S	47°10'34''O	Ibiraci	Minas Gerais

O **apoio rodoviário** no corredor não é expressivo, principalmente nas áreas de vegetação nativa. De forma geral, o sistema viário é constituído por estradas vicinais e vias secundárias que atendem as propriedades rurais. Em sua maioria, o apoio viário não possui pavimentação asfáltica e pode ser estreito e declivoso. Contudo, ressalta-se a existência de acessos viabilizados para construção/manutenção das LTs de 500 kV Jaguara – Estreito C1 e Nova Ponte – Estreito C1, os quais poderão ser utilizados para a implantação da futura LT, principalmente nos locais de menor oferta viária. Destaca-se a importância da utilização de vias e acessos existentes, de forma a evitar impactos socioambientais negativos da abertura de novo apoio rodoviário. A rodovia estadual MG-428 cruza transversalmente o corredor na região próxima à SE Jaguara e rodovia federal BR-464 se situa a leste, percorrendo o mesmo sentido de seu eixo. Tais rodovias podem ser importantes vias de acesso à região do corredor (Figura ***34***).

O **aeródromo Jaguara** é abrangido pelo corredor e está localizado cerca de 3 km a sudeste da SE Jaguara. Há espaço no corredor para que não haja interferência, considerando seu respectivo Plano Básico de Zona de Proteção de Aérodromo (PBZPA). A Instrução do Comando da Aeronáutica (ICA) 63-19, cuja reedição foi aprovada por meio da Portaria n° 184 do Departamento de Controle do Espaço Aéreo (Decea), de 13 de julho de 2015, define os critérios de análise técnica da área de aeródromos.

De acordo com a base utilizada, não há presença de ferrovias ou dutos no corredor (IBGE, 2017; EPE, 2018). O corredor abrange **22 LTs** (2 planejadas e 20 em operação), sendo que a maior parte (14) se localiza ou ao sul da SE Estreito e a oeste da SE Jaguara ou conecta as SEs Jaguara e UHE Jaguara, não percorrendo, portanto, o mesmo caminhamento do corredor. Conforme mencionado, destaca-se a LT 500 kV Jaguara – Estreito C1, que possui traçado coincidente com o eixo do corredor – o compartilhamento de faixa de servidão e/ou paralelismo pode reduzir complexidades construtivas e de licenciamento ambiental, devendo ser observados, porém, aspectos restritivos nas adjacências da LT em operação, como ocupações e benfeitorias rurais, por exemplo. Ressalta-se ainda a presença da LT em corrente contínua 800 kV Xingu – Estreito, sobre a qual poderá haver necessidade de cruzamento pelo futuro empreendimento.

De acordo com as informações utilizadas, as linhas planejadas englobadas pelo corredor (LTs 500 kV Estreito – Cachoeira Paulista C1 e C2) possuem faixa de servidão com Declaração de Utilidade Pública emitida (EPE, 2020).



ENQUADRAMENTO GEOGRÁFICO

LEGENDA

- Aeródromo
- Casa de Força UHE
- SE em operação
- Principais Rodovias
- Demais vias e acessos
- Corredor
- Áreas urbanas
- LT 345 kV em operação
- LT 500/525 kV em operação
- LT 500/525 kV planejada
- LT 800 kV em operação
- Reservatório UHE em operação
- Limite municipal
- Limite estadual

REFERÊNCIAS CARTOGRÁFICAS

0 1,5 3 Km

UTM Zone 23K | SIRGAS 2000

FONTES UTILIZADAS

- IBGE, 2009
- IBGE, 2016
- EPE, 2020
- Embrapa, 2017
- OSM, 2019
- Inpe, 2011
- Sigel, 2014

EXECUÇÃO

epe

Empresa de Pesquisa Energética

Diretoria de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Superintendência de Meio Ambiente

TÍTULO

Mapa de Infraestrutura e Localização

EMPREENDIMENTO

LT 500 kV Jaguara - Estreito C2

PROJETO

Relatório R1: Estudo de escoamento do potencial solar do Norte de Minas Gerais: geração distribuída e centralizada

ELABORAÇÃO

André Viola Barreto

DATA

02/09/2020

Figura 34 – Infraestrutura e Localização no corredor da LT 500 kV Jaguara – Estreito C2

A Tabela 24 a seguir relaciona as LTs em operação sobrepostas ao corredor.

Tabela 24 – Linhas de transmissão em operação abrangidas pelo corredor da LT 500 kV Jaguara – Estreito C2

Tensão	Conexão
800 kV	Xingu – Estreito
500 kV	Estreito - Ribeirão Preto C1
	Fernão Dias - Estreito, C1 e C2 (CD)
	Estreito - Jaguará C1
	Nova Ponte - Estreito C1
	Bom Despacho 3 - Jaguará C1
	Bom Despacho 3 - Jaguará C2
	Jaguará - São Simão C1
	Jaguará - Nova Ponte C1
345 kV	Estreito - UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho C1
	Estreito - UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho C2
	Estreito - Mascarenhas de Moraes C1
	Estreito - UHE Furnas C1
	UHE Jaguará - Pimenta C1
	UHE Jaguará - Pimenta C2
	UHE Jaguará - UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho C1
	UHE Jaguará - Volta Grande C1
	Jaguara – UHE Jaguara C1
	Jaguara – UHE Jaguara C2
	Jaguara – UHE Jaguara C3

Vegetação e uso do solo

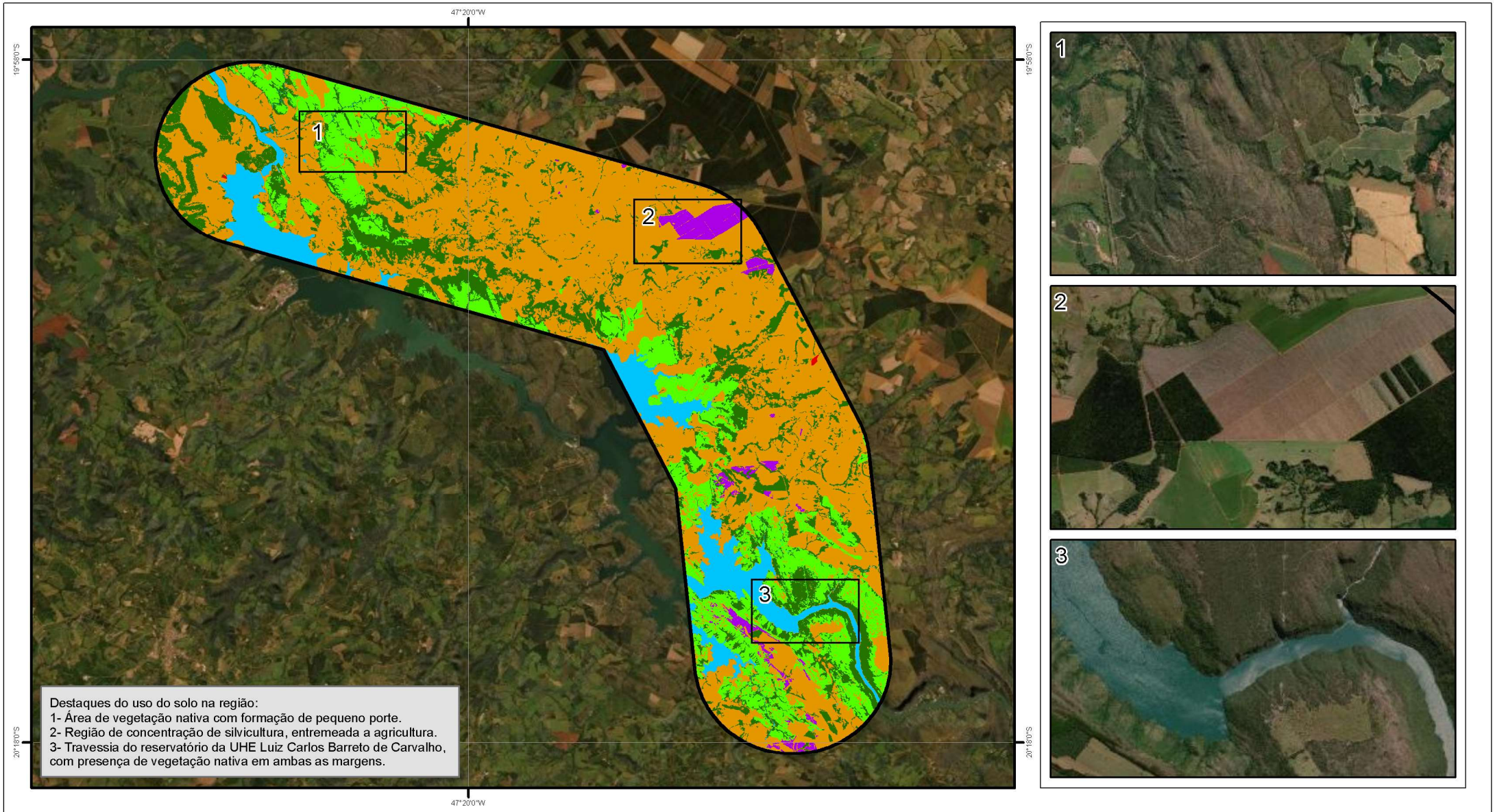
O uso do solo no corredor é destinado, principalmente, a **atividades agropecuárias**, havendo ainda alguns pequenos fragmentos onde há aproveitamento para **silvicultura** (Figura ***35***). Nas extremidades do corredor, são abrangidas **áreas residenciais** (geralmente de alto padrão) ao longo das margens dos reservatórios das UHEs Jaguara e Luiz Carlos Barreto de Carvalho, com presença de condomínios, marinas, sítios e loteamentos. Essas áreas também são verificadas ao longo do canal à jusante do barramento da UHE Jaguara, embora em menor quantidade. As demais habitações, geralmente de reduzido porte, estão concentradas nas localidades de Quenta Sol, Bananal e Jaguarinho, além daquelas situadas às margens da rodovia MG-428. As **propriedades rurais** estão distribuídas ao longo do corredor (em alguns trechos intercaladas com regiões de vegetação nativa) e possuem caráter de pequenas e médias propriedades, majoritariamente, com presença de algumas benfeitorias.

A **vegetação nativa** ocorre de forma entremeada a essas áreas, geralmente associada aos canais de drenagem e às áreas de relevo movimentado, sendo observada em APPs e também em Reservas Legais. O corredor está localizado inteiramente no **bioma Cerrado** e as fitofisionomias presentes estão associadas à tipologia de savana com nível de formação gramíneo lenhosa, parque e arborizada. Ressalta-se a significativa presença de **formações de baixo porte** (Figura 35), notadamente localizadas em áreas às margens dos reservatórios das UHEs e a leste da rodovia MG-428. Numa eventual necessidade de passagem por áreas onde há sua ocorrência, essa vegetação representa baixa complexidade para implantação da LT, não havendo necessidade de alteamento de torres para minimização de interferências. As demais fitofisionomias presentes no corredor ocorrem em reduzidos fragmentos, relacionadas a formações florestais (fitofisionomias de Floresta Estacional).

Deve-se atentar para a presença de **áreas turísticas e de lazer**, principalmente nas margens dos reservatórios, cuja orla e praias representam potencial para atividades náuticas, observação de beleza cênica, prática esportiva, pescaria, dentre outros. Ainda, os canais que se prolongam do reservatório, juntamente com o relevo, propiciam a formação de cachoeiras, lagos e paredões rochosos, indicando potencial para práticas turísticas, esportivas e de lazer.

Meio físico

As unidades de relevo predominantes ao longo do corredor são associadas aos domínios de: **colinas dissecadas e morros baixos** (5 a 20°); **morros e serras baixas** (15 a 35°) e **planaltos e baixos platôs** (0 a 5°) (Figura 36), havendo ainda trechos com presença dos domínios montanhoso (25 a 45°) e de colinas amplas e suaves (3 a 10°). Os morros e serras, associados aos vales presentes, podem reduzir o número de torres para o futuro empreendimento, por meio da alocação das estruturas no topo. Embora nesses locais a viabilização de novos acessos possa representar complexidade para implantação da LT, as vias já abertas, associadas à LT 500 kV Jaguara – Estreito C1, poderão ser utilizadas. Destaca-se, porém, que a passagem da linha nos trechos de relevo com alta declividade pode gerar interferências negativas sobre a beleza cênica, impactando a atividade turística e de lazer. Nesse aspecto, convém mencionar que um eventual paralelismo/compartilhamento de faixa de servidão com a LT citada pode reduzir os impactos visuais. A forma de relevo com maior declividade (domínio montanhoso) abrangida pelo corredor é passível de desvio.



ENQUADRAMENTO GEOGRÁFICO

LEGENDA

Corredor

Uso do Solo

- Formação florestal
- Formação não florestal
- Silvicultura
- Água
- Área antropizada
- Área edificada
- Corredor

REFERÊNCIAS CARTOGRÁFICAS

0 0,5 1 Km

UTM Zone 22K e 23K - SIRGAS 2000

FONTES UTILIZADAS

- FBDS, 2020
- Esri, 2020

EXECUÇÃO

Empresa de Pesquisa Energética
Diretoria de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Superintendência de Meio Ambiente

TÍTULO

Uso do Solo no corredor

EMPREENDIMENTO

LT 500 kV Jaguara - Estreito C2

PROJETO

Relatório R1: Estudo de escoamento do potencial solar do Norte de Minas Gerais: geração distribuída e centralizada

ELABORAÇÃO

André Viola Barreto

DATA

21/09/2020

Figura 35 – Uso do solo no corredor da LT 500 kV Jaguara – Estreito C2

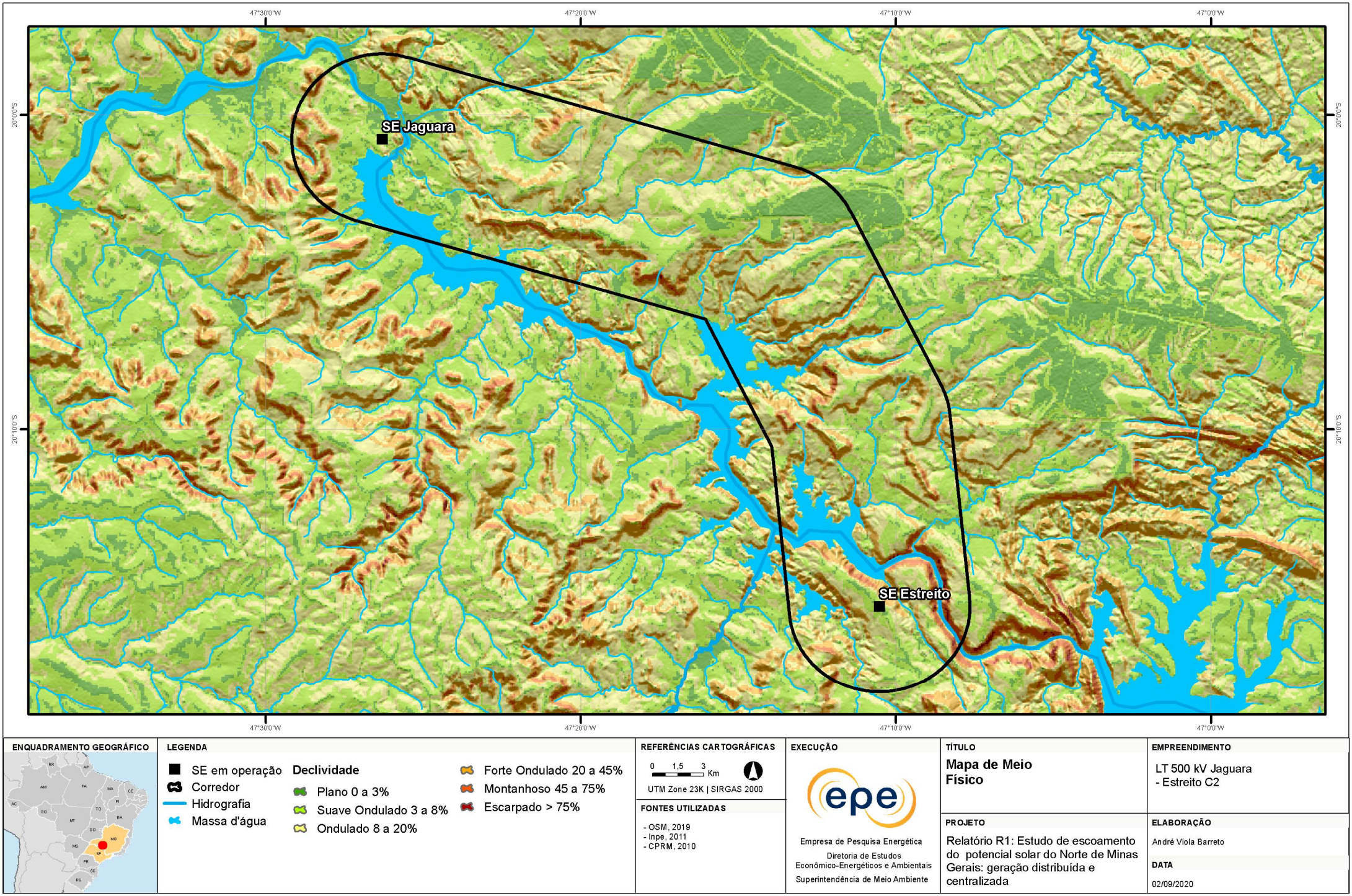


Figura 36 – Meio Físico no corredor da LT 500 kV Jaguara – Estreito C2

Apesar do corredor se sobrepor aos reservatórios das UHEs Jaguara e Luiz Carlos Barreto de Carvalho, as travessias esperadas para a futura LT não representam extensões maiores que 500 m e ocorrem nas proximidades das SEs Jaguara e Estreito. Em geral, os demais cursos d'água presentes ao longo do corredor são de reduzido porte e se localizam de forma transversal ao seu eixo, cujas interferências podem ser evitadas.

Processos minerários

A área abrangida pelo corredor é objeto de **17 processos minerários** registrados na ANM (2019), cuja concentração é maior no trecho oeste do corredor (Figura ***37***). Todos são passíveis de desvio, porém os polígonos situados no trecho sul do corredor são adjacentes, de forma que o desvio de um processo minerário ocasiona necessariamente interferência em outro. Há maior participação da substância **diamante** para uso industrial. Com relação àqueles que se encontram em estágios mais avançados, os quantitativos são, em ordem crescente de restrição a interferências e de acordo com a categoria/fase: um em licenciamento, dois em requerimento de pesquisa, nove em autorização de pesquisa, cinco em requerimento de lavra/lavra garimpeira. Não há nenhum processo em fase de concessão de lavra.

Áreas protegidas e com restrições legais

De acordo com a base de dados utilizada, não foram identificadas sobreposições do corredor com Terras Indígenas, Territórios Quilombolas, Unidades de Conservação, Assentamentos Rurais ou cavernas.

Em consulta realizada no Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos, acessado por meio do *site* do Iphan, foram identificados **dois sítios georreferenciados** dentro do corredor, os quais podem ser desviados pela futura LT (Figura ***38***). 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 oito em Sacramento, três em Ibiraci e um em Claraval, que eventualmente podem também estar situados na área do corredor.

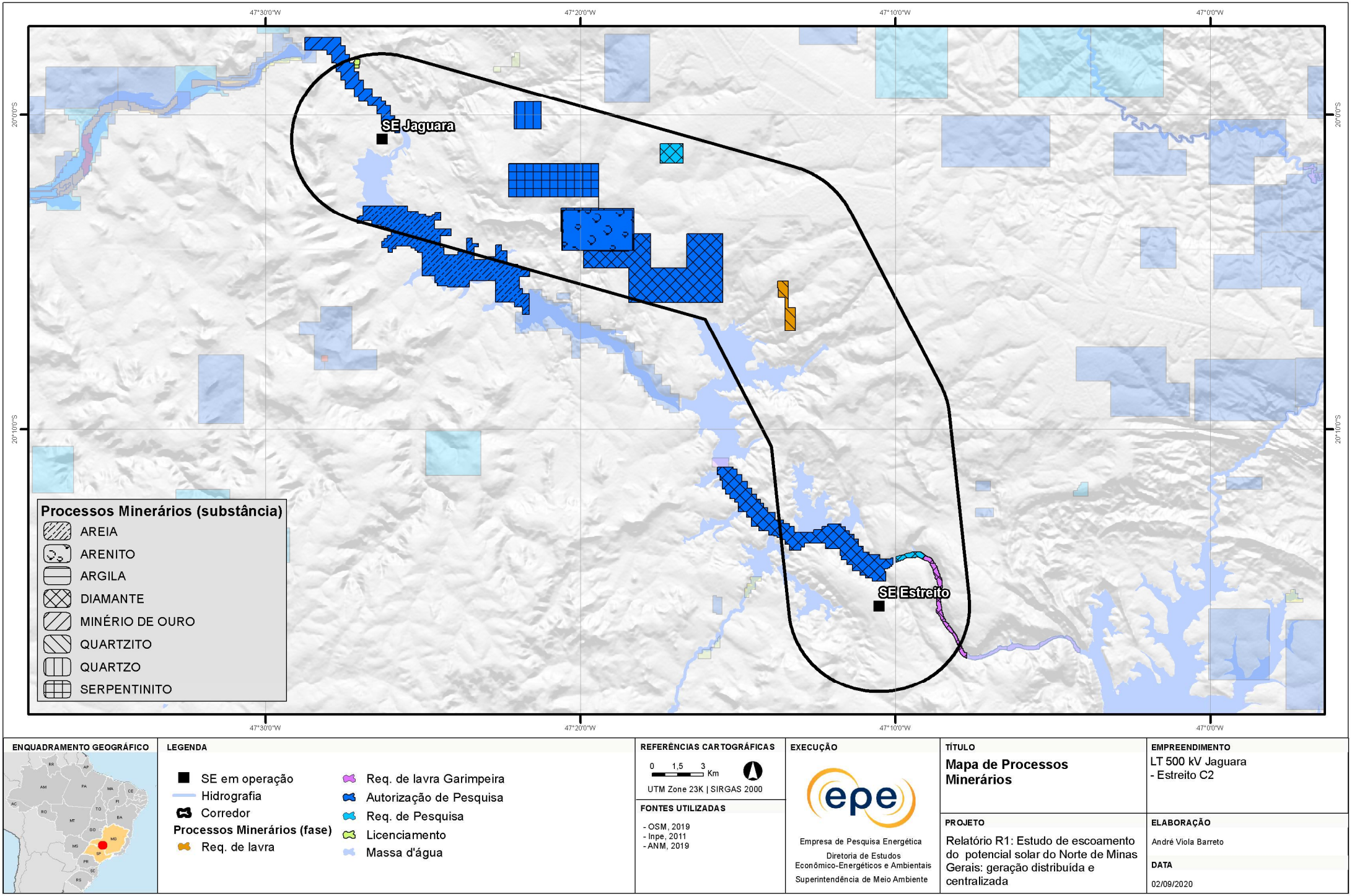


Figura 37 – Processos Minerários no corredor da LT 500 kV Jagura – Estreito C2

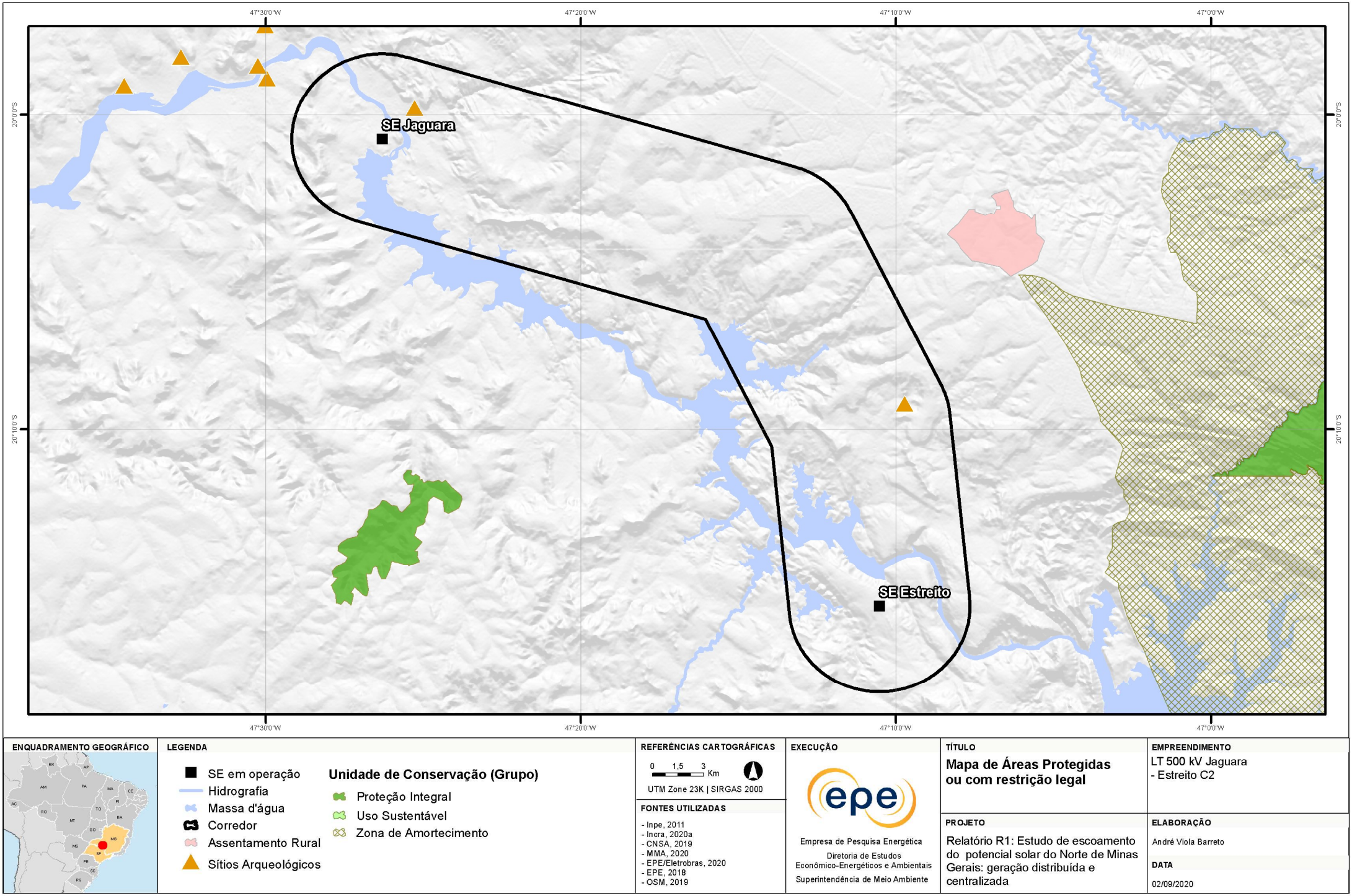


Figura 38 – Áreas protegidas e com restrições legais no corredor da LT 500 kV Jagura – Estreito C2

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:

- Evitar interferência com os dois sítios arqueológicos situados no interior do corredor (proximidades da SE Jaguara e região cerca de 11,5 km a nordeste da SE Estreito).

- Priorizar compartilhamento de faixa de servidão e/ou paralelismo com a LT 500 kV Jaguara – Estreito C1, sempre que possível.

- Localizar e desviar de áreas turísticas, de lazer e de relevante beleza cênica (margens dos reservatórios das UHEs Jaguara e Luiz Carlos Barreto de Carvalho, cachoeiras, paredões rochosos, dentre outros).

- Desviar, sempre que possível, dos remanescentes de vegetação nativa sobrepostos pelo corredor e evitar interferência com as Áreas de Preservação Permanente e Reservas Legais, 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 (Requerimento de Lavra e Requerimento de Lavra Garimpeira), atentando-se para a presença da substância diamante, devido ao seu alto valor agregado.

- Minimizar o cruzamento com os cursos d'água presentes no corredor e escolher criteriosamente os locais de travessias do reservatório da UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho e o canal a jusante do barramento da UHE Jaguara.

- Evitar, caso possível, áreas de atividade de silvicultura presentes no interior do corredor.

- Desviar o traçado das áreas com concentração de habitações (orla do reservatório da UHE Jaguara e do canal a jusante de seu barramento, além das localidades Quenta Sol, Bananal e Jaguarinho) e benfeitorias rurais.

- Considerar a localização das Linhas de Transmissão em operação e planejadas, minimizando o número de cruzamentos, atentando-se ainda para a LT em corrente contínua de elevada tensão 800 kV Xingu – Estreito.

- Buscar, sempre que possível, proximidade com vias de acesso existentes, considerando a baixa oferta de apoio viário nos trechos de vegetação nativa e com relevo movimentado.

- Considerar a localização do aeródromo Jaguara e evitar possíveis incompatibilidades do traçado da LT em relação ao seu Plano Básico da Zona de Proteção do Aeródromo.

3.3 Área 3 – Minas Gerais

A Área 3 localiza-se no estado de Minas Gerais em área de domínio dos biomas Cerrado e Mata Atlântica. Estão planejados para essa área cinco linhas de transmissão de 500 kV e três seccionamentos, sendo dois de 345 kV e um de 500 kV, que somados perfazem aproximadamente 904 km de extensão. A Figura 39 apresenta a Área 3 com os corredores das LTs planejadas.

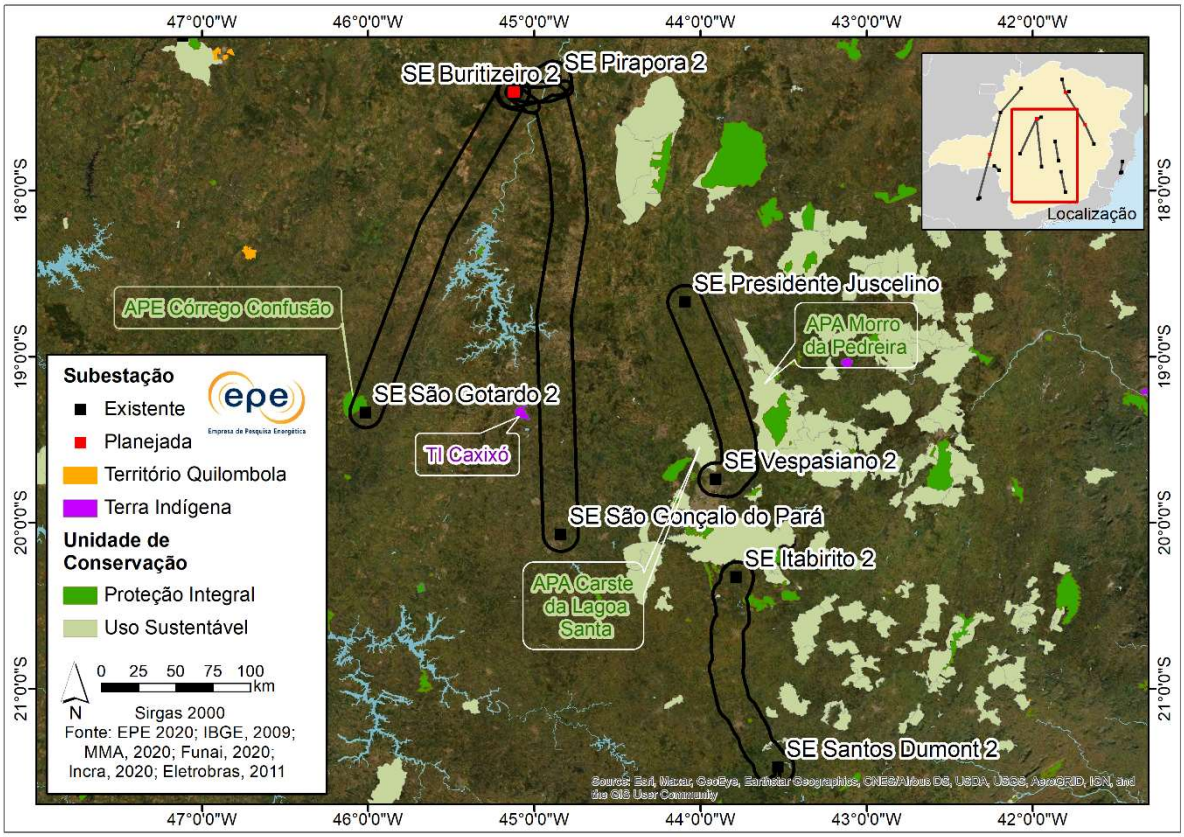


Figura 39 – Corredores das LT planejadas na Área 3

A Tabela 25 apresenta os empreendimentos planejados que compõem o estudo na Área 3.

Tabela 25 - Empreendimentos planejados na Área 3

Empreendimentos Planejados	Tensão	Circuitos	Extensão do corredor (km)	Largura do corredor (km)
SE Buritizeiro 2	500/345 kV	-	-	-
Secc LT Pirapora 2 - Várzea Da Palma C1 na SE Buritizeiro 2	345 kV	CD	33,4	10
Secc. LT Pirapora 2 - Três Marias C1 na SE Buritizeiro 2	345 kV	CD	14,3	10
LT Pirapora 2 - Buritizeiro 2	500 kV	C1 e C2 (CD)	31	20
LT Buritizeiro 2 - São Gotardo 2	500 kV	C1	234	20
LT Buritizeiro 2 - São Gonçalo do Pará	500 kV	C1	302	20
Secc. LT Bom Despacho 3 - Ouro Preto C1 na SE São Gonçalo Do Pará	500 kV	CD	-	-
LT Presidente Juscelino - Vespasiano 2	500 kV	C1 E C2 (CD)	135	20
LT Itabirito 2 - Santos Dumont 2	500 kV	C1	145	20
Secc LT 345 kV Itutinga - Juiz de Fora 1 C1 na SE Santos Dumont 2	345 kV	C1	9	3

3.3.1 SE 500/345 kV Buritizeiro 2

A SE Buritizeiro 2, de tensão de transformação 500/345 kV, está planejada para 2026. A necessidade desse empreendimento ocorre devido à inviabilidade de expansão da subestação Pirapora.

Com base na seleção de alternativas locacionais mediante trabalho de escritório, foi identificada uma área com potencial para implantação da SE. Assim, sugere-se avaliar *in loco*, no processo de elaboração do Relatório R3, uma área com raio de 5 km no entorno do ponto de coordenadas 17°24'36''S e 45°07'25''O.

Para a indicação da área referencial para a SE, foram determinantes os seguintes aspectos: afastamento de áreas urbanas; otimização das futuras linhas de transmissão associadas à SE; proximidade com vias de acesso e menor interferência com vegetação nativa.

Infraestrutura e localização

A área de estudo proposta para a SE se localiza no município de Buritizeiro, aproximadamente 12 km a oeste da área urbana do município.

O acesso rodoviário à região ocorre por meio da rodovia BR-365 (Figura 40) e pela rodovia MG-161 que não possui pavimentação asfáltica (Figura 41).



Figura 40 – Rodovia BR-365 sentido Buritizeiro



Figura 41 – Rodovia MG-161 sem pavimentação asfáltica no interior da área referencial da SE Buritizeiro 2

A linha de distribuição LD 138kV kV Buritizeiro – Brasilândia 2 cruza a área referencial nas proximidades da rodovia BR-365.

Embora não esteja indicada na relação de aeródromos da Anac, foi identificado nas imagens de satélite, um campo de pouso a leste da rodovia MG- 161. A localização desse campo de pouso pode ser observada na Figura 42.

Vegetação e uso do solo

O perímetro proposto para a subestação localiza no bioma Cerrado. As fitofisionomias mais presentes são campos, cerrado e formações florestais. As coberturas florestais presentes estão associadas majoritariamente às drenagens dos rios onde se destaca a ocorrência de veredas. A região apresenta abundância de ocorrência de árvores imunes à supressão como o pequizeiro e o ipê-amarelo. Estas espécies foram declaradas protegidas pela Lei 20.308 de 27 de julho de 2012, que estabelece sua preservação permanente e imunidade ao corte no estado de Minas Gerais.

O uso do solo é majoritariamente destinado a pastagens, entremeadas por áreas de vegetação nativa e silvicultura (Figura 42).

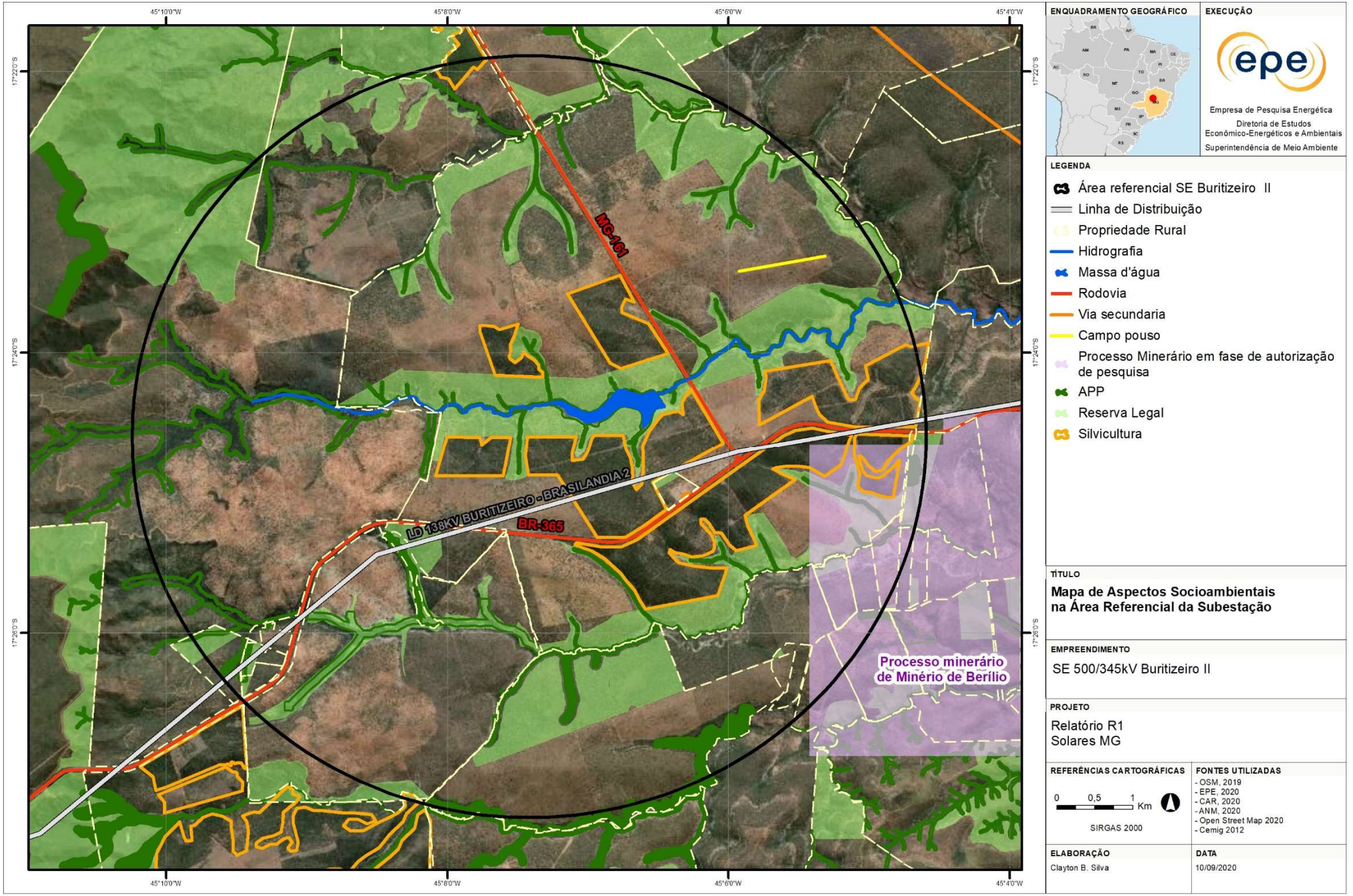


Figura 42 – Aspectos socioambientais relevantes na SE 500/345 KV Buritizeiro 2

Meio físico

A área referencial para a SE Buritizeiro 2 apresenta relevo predominantemente suave com declividades variando de 3 a 10°, sendo também observadas áreas de relevo ondulado em algumas vertentes de drenagem com topografia apresentando declividades de 10 a 25°.

Processos minerários

Em relação aos processos minerários, há um polígono registrados na ANM (2019) que possui sobreposição com a área referencial para a SE. Este bloco exploratório encontra-se em estágio de autorização de pesquisa e é correspondente à exploração de minério de berílio.

Áreas protegidas e com restrições legais

Observa-se na Figura 42 áreas de Reserva Legal, APPs e nascentes/olhos d'água, conforme dados do Cadastro Ambiental Rural (CAR, 2020), cuja interferência direta deverá ser evitada a partir da escolha da localização da Subestação Buritizeiro 2.

Na área referencial, ou mesmo em suas proximidades (considerando os limites conforme definido no Anexo I da Portaria Interministerial n° 60, de 24/03/2015), não foi observada a presença de terras indígenas ou territórios quilombolas. Os projetos de assentamento mais próximos estão localizados 6 km ao norte do perímetro de estudo. Não foram identificadas cavernas mapeadas pelo Cecav, nem constatada a existência de comunidades quilombolas certificados no município de Buritizeiro.

Mediante consulta realizada no Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos, acessado por meio do *site* do Iphan, não constam sítios georreferenciados dentro da área referencial (Iphan, 2019). 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 sete sítios arqueológicos localizados no município de Buritizeiro (Iphan, 2020).

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 alternativa de terreno mais viável do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para indicação de local de implantação da SE 500/345 KV Buritizeiro 2:

- Considerar as dimensões da SE 500/345 KV Buritizeiro 2 estimadas pela equipe de elaboração do Relatório R4.

- Considerar o arranjo elétrico da SE 500/345 KV Buritizeiro 2 esboçado pela equipe de elaboração do Relatório R4, observando os espaços designados para conexão de cada linha associada com a SE, de forma a otimizar o traçado das linhas futuras.

- Buscar afastamento de locais de concentração de habitações e de sítios/chácaras, bem como áreas de lazer que possam estar associadas à presença de uma represa na área do buffer.

- Evitar supressão de pequizeiros e ipês amarelos, tendo em vista a Lei estadual 20.308 de 27 de julho de 2012 declara de preservação permanente, de interesse comum e imune de corte no estado de Minas Gerais o pequizeiro e o ipê-amarelo.

- Evitar interferência com a vegetação nativa, principalmente as Áreas de Preservação Permanentes e áreas destinadas às Reservas Legais das propriedades rurais, priorizando-se áreas já antropizadas.

- Observar a presença de edificações, benfeitorias rurais e evitar interferência direta sobre tais construções.

- Priorizar, se possível, a escolha de terrenos que incidam sobre um menor número de proprietários.

3.3.2 Seccionamento da LT 345 kV Pirapora 2 - Várzea da Palma C1 na SE Buritizeiro 2

O corredor do seccionamento da LT 345 kV Pirapora 2 – Várzea da Palma C1 na SE Buritizeiro 2 possui **10 km de largura** e seu eixo possui aproximadamente **33,4 km de extensão**.

Os principais motivadores para o delineamento do corredor foram: desviar dos pivôs de irrigação ao sul da rodovia BR-365, do Complexo Fotovoltaico Pirapora às margens do rio São Francisco, e possibilitar opções de seccionamento ao sul da serra do Repartimento (Figura ***43***).

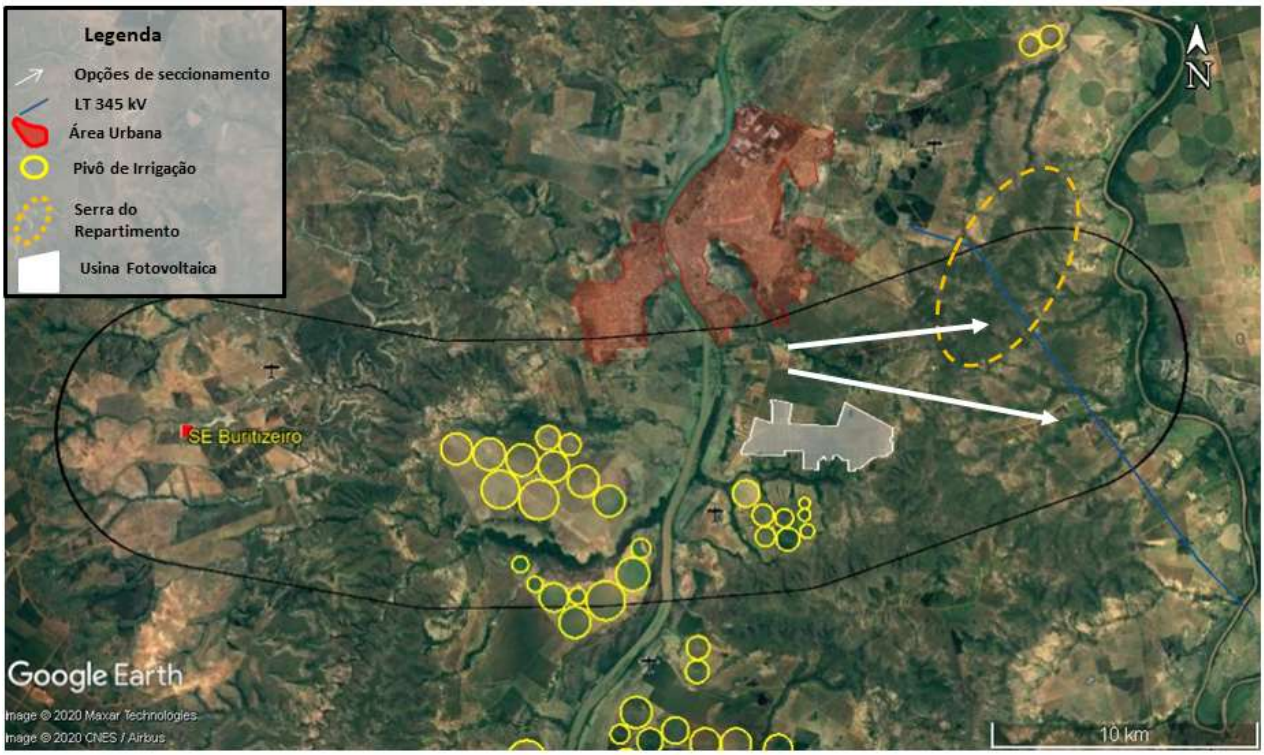


Figura 43 – Motivadores do delineamento do corredor

Assim, a partir da SE Buritizeiro 2, localizada no município de mesmo nome, o corredor segue na direção és-sudeste, cruza a rodovia BR-365, e chega a um conjunto de pivôs de irrigação, onde faz ligeira deflexão para leste e atravessa o rio São Francisco. Nesse trecho o corredor engloba o **aeródromo Fazenda Cachoeira 2** (localizado a cerca de 3 km a nordeste da SE Buritizeiro 2), áreas de silvicultura, formações florestais nas áreas de preservação permanente de cursos d'água, e parte da área urbana de Buritizeiro.

Após cruzar o rio, que demarca a divisa entre os municípios de Buritizeiro e Pirapora, o corredor sobrepõe o **aeródromo Fazenda Marambaia**, outro conjunto de pivôs de irrigação, e o Complexo Fotovoltaico Pirapora; faz outra pequena deflexão para és-nordeste seguindo nessa direção até a LT 345 kV Pirapora 2 – Várzea da Palma. Neste trecho final o corredor sobrepõe parte da área urbana de Pirapora, uma grande formação florestal natural na área da serra do Repartimento, e quatro LTs planejadas.

Infraestrutura e localização

O corredor do Seccionamento da LT Pirapora 2 – Várzea da Palma C1 na SE Buritizeiro 2 localiza-se no estado de Minas Gerais, e abrange **três municípios** pertencentes às mesmas micro e mesorregião (Tabela 26). Além das áreas urbanas de Buritizeiro e Pirapora, outros dois núcleos habitacionais de Pirapora são abrangidos pelo corredor, a Ilha dos Coqueiros

situada no rio São Francisco ao sul da sede municipal, e um pequeno núcleo na margem oposta da foz do riacho Doce.

Tabela 26 – Municípios atravessados pelo corredor do Seccionamento da LT Pirapora 2 – Várzea da Palma C1 na SE Buritizeiro 2

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
MG	Norte de Minas	Pirapora	Buritizeiro
			Pirapora
			Várzea da Palma

A SE Buritizeiro 2 está sendo planejada nesse estudo, e o ponto central da área referencial proposta para essa subestação situa-se nas coordenadas 17°24'36"S e 45°7'25"O. Este ponto central localiza-se no município de Buritizeiro, às margens da rodovia BR-365, próximo ao km 187, a cerca de 3 km a oeste do entroncamento com a rodovia MG-161, e aproximadamente a 12 km a oeste da área urbana do município.

O corredor apresenta **pequeno apoio rodoviário**, com infraestrutura viária constituída majoritariamente de estradas vicinais e rurais; três rodovias são sobrepostas pelo corredor, a MG-161 que se inicia no quilômetro 185 da BR-365 nas proximidades da SE Buritizeiro 2 e segue rumo ao norte; a BR-365 que adentra o corredor a sudoeste da SE Buritizeiro 2, segue diagonalmente até sair do corredor após a área urbana de Buritizeiro; e a BR-496 que também parte da BR-365 na área periurbana de Pirapora, nas proximidades da LT Pirapora 2 – Várzea da Palma (Figura *44*).

A **Ferrovia Centro-Atlântica S.A. - FCA** possui um terminal intermodal ao sul do entroncamento entre as rodovias MG-365 e MG-496, e a partir desse ponto parte um ramal no sentido sudeste acompanhando a MG-496 até sair do corredor (Figura *44*).

O corredor abrange **dois aeródromos** privados, o aeródromo Fazenda Cachoeira 2 situado a nordeste da SE Buritizeiro 2, e o aeródromo Fazenda Marambaia a sudoeste do Complexo Fotovoltaico Pirapora 2, existindo espaço no corredor para desvio de ambos Figura 44).

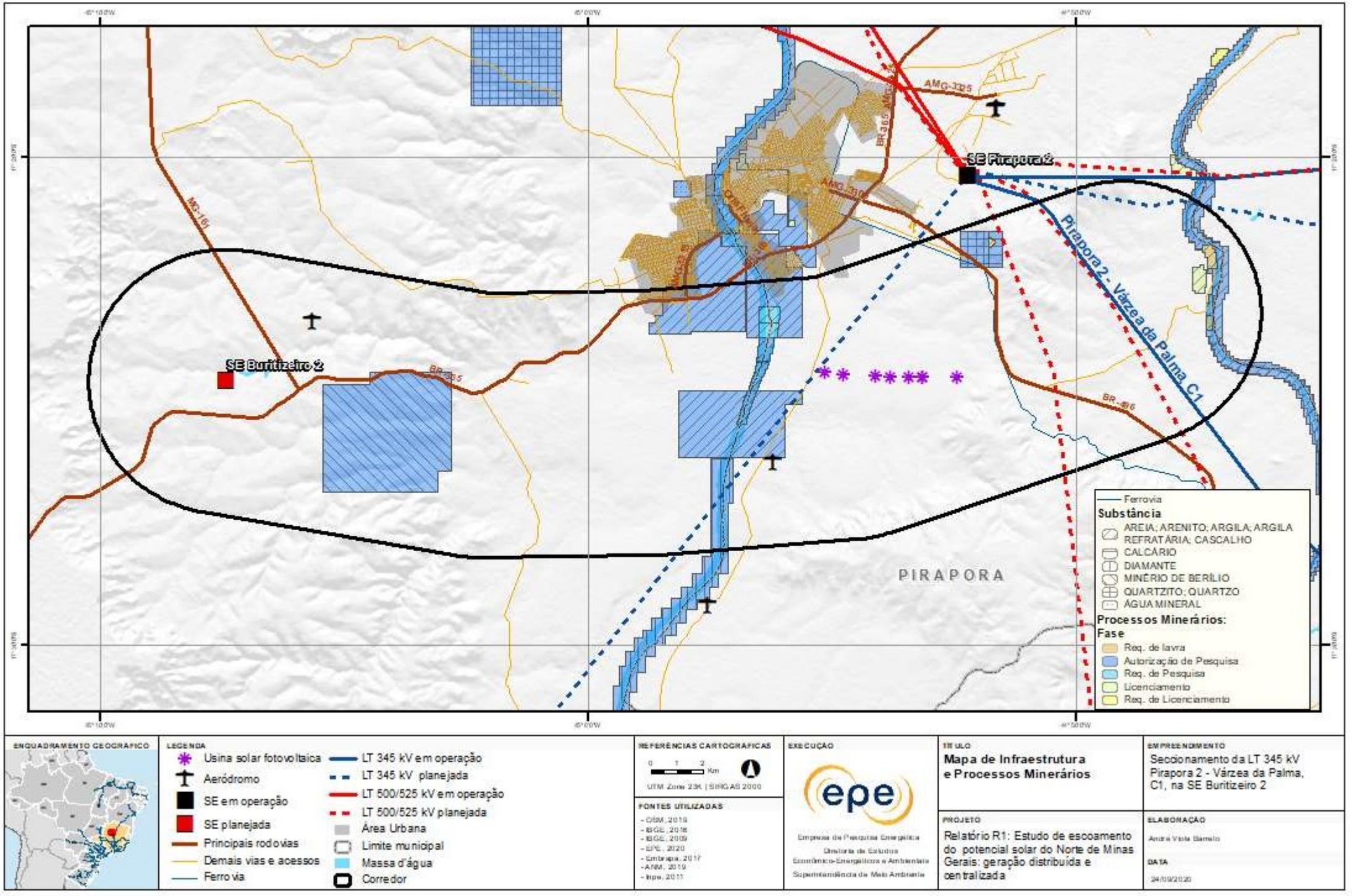


Figura 44 – Infraestrutura e processos minerários no corredor do Seccionamento da LT Pirapora 2 – Várzea da Palma C1 na SE Buritizeiro 2

O corredor abrange **uma LT em operação e quatro planejadas** (Tabela 27). A LT em operação é a que será seccionada na SE Buritizeiro 2, LT 345 kV Pirapora 2 - Várzea da Palma C1. As LTs planejadas estão associadas à SE Pirapora 2, e localizadas na porção leste do corredor. Também são abrangidas quatro linhas estudadas neste Relatório R1, todas associadas à SE Buritizeiro 2; são elas: Pirapora 2 - Buritizeiro 2, Buritizeiro 2 - São Gonçalo do Pará, Buritizeiro 2 - São Gotardo, e o Seccionamento da LT Pirapora 2 - Três Marias C1.

Tabela 27 – Linhas de transmissão abrangidas pelo corredor do Seccionamento da LT Pirapora 2 – Várzea da Palma C1 na SE Buritizeiro 2

Status	Tensão	Interligação
Em operação	345 kV	Pirapora 2 - Várzea da Palma C1
Planejadas	345 kV	Pirapora 2 - UFV Leo Silveira C1
		Pirapora 2 - Três Marias C1
	500 kV	Pirapora 2 - Presidente Juscelino C1
		Pirapora 2 - Presidente Juscelino C2

De acordo com dados da Aneel foi identificada **uma UHE planejada** no rio São Francisco que possui sobreposição com o corredor; trata-se da UHE Formoso, com Registro Ativo na Aneel e prazo de entrega dos Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica para 17/04/2022 (Sigel, 2016). Essa UHE encontra-se atualmente em processo de licenciamento ambiental no Ibama, mas foi firmado acordo para que o processo seja feito pelo estado de Minas Gerais (Ibama, 2018; Ibama, 2020). Destaca-se que tal empreendimento poderá ser desviado por parte da futura LT, conforme pode ser verificado na Figura 45, que apresenta parte do polígono esquemático do reservatório da UHE Formoso (EPE, 2015).

É importante destacar que o desenho apresentado na Figura 45 foi elaborado a partir de dados antigos do inventário, não possuindo precisão geográfica, e, portanto, não corresponde à área exata do projeto que atualmente se encontra em desenvolvimento. Ainda que o desenho fosse fiel ao projeto atual, as interferências com os traçados da linha de transmissão podem ser superadas com soluções dentro dos projetos de engenharia de ambos os empreendimentos, ou com regras operativas do reservatório (EPE, 2015).

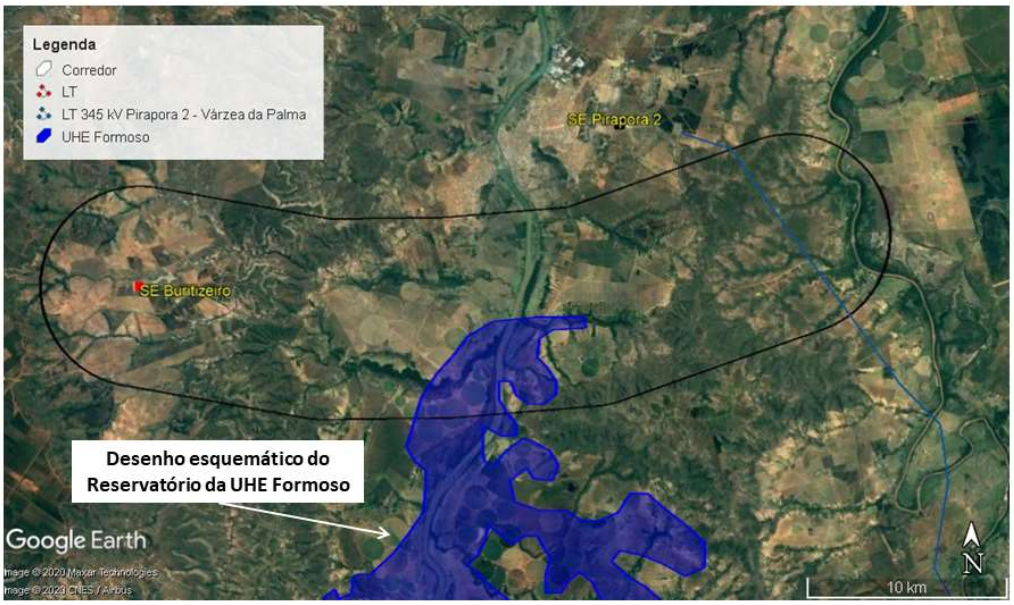


Figura 45 – Detalhe do reservatório da UHE Formoso, planejada no rio São Francisco

O corredor abrange várias **usinas fotovoltaicas** em estágio de DRO na Aneel. Com o desenvolvimento desses projetos, recomenda-se buscar informações sobre o status de implantação e localização, principalmente os projetos listados na Tabela 28, que correspondem aos abrangidos pelo corredor até o momento de finalização desta Nota Técnica.

Tabela 28 – Usinas fotovoltaicas planejadas para o corredor do Seccionamento da LT Pirapora 2 – Várzea da Palma C1 na SE Buritizeiro 2

Usina / Complexo Fotovoltaico	Município
Riacho I a V	Buritizeiro
UFV Ottilia Nucci Bononi	Buritizeiro
Velho Chico 1 a 11	Buritizeiro
Casa Blanca II	Pirapora
UFV Pirapora	Pirapora

Fonte: https://biblioteca.aneel.gov.br/

Vegetação e uso do solo

De forma geral, o uso do solo no corredor se destina às atividades de **silvicultura, agricultura irrigada e pastagem**. A vegetação nativa está associada às áreas de relevo ondulado, e às áreas de preservação permanente dos cursos d'água, e na serra do Repartimento ao sul da SE Pirapora 2 (Figura ***46***).

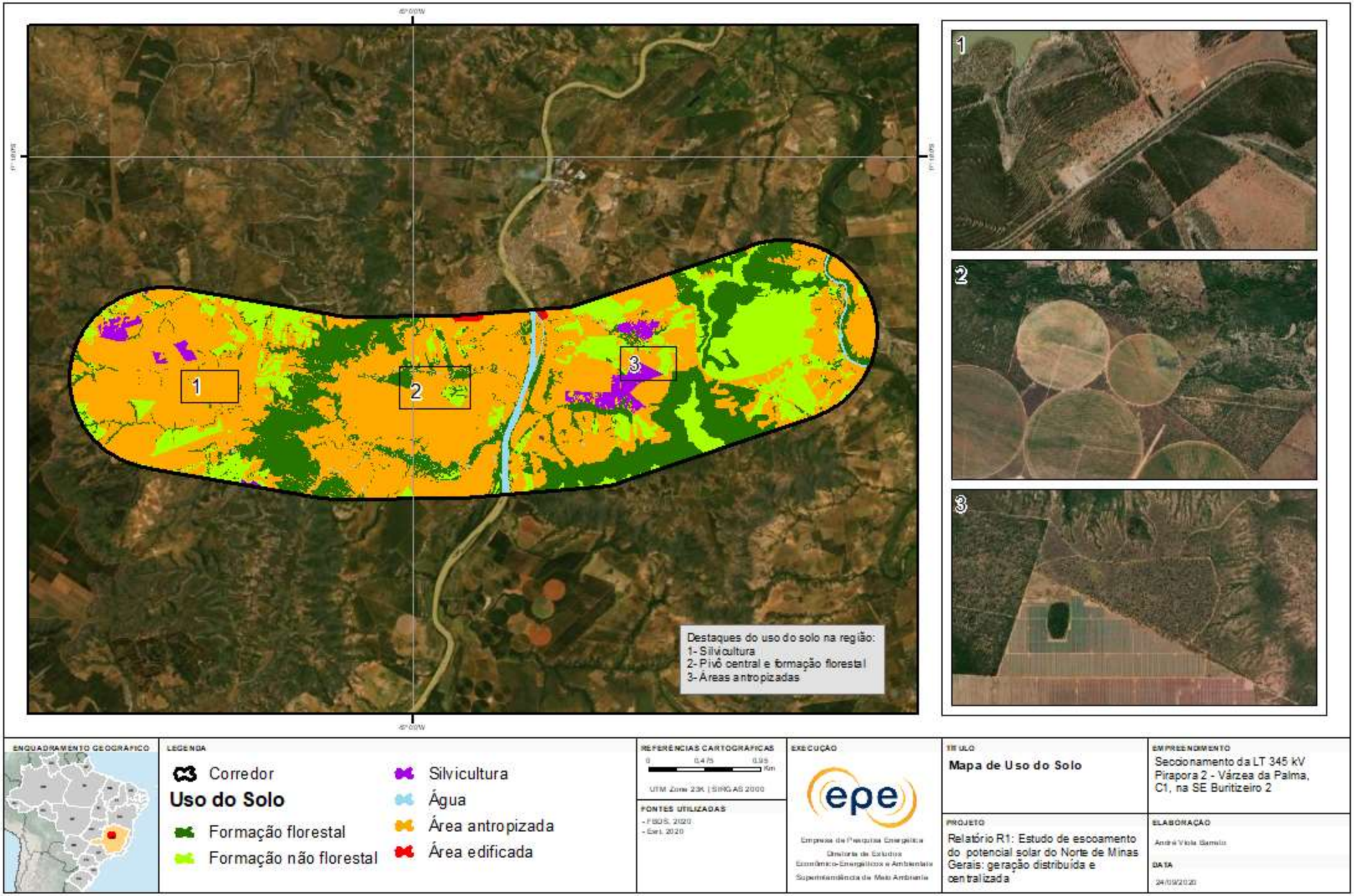


Figura 46 – Uso do solo no corredor do Seccionamento da LT Pirapora 2 – Várzea da Palma C1 na SE Buritizeiro 2

O corredor do Seccionamento da LT Pirapora 2 – Várzea da Palma C1 na SE Buritizeiro 2 está localizado no bioma **Cerrado** e a vegetação nativa pertence às fitofisionomias campos e cerrados. Também ocorrem formações florestais localizadas majoritariamente nas drenagens dos rios, onde se destaca a ocorrência de veredas, que são áreas protegidas por lei no estado de Minas Gerais (Minas Gerais, 2013). A região apresenta as espécies Pequi e Ipê Amarelo, que foram declaradas protegidas pela Lei 20.308 de 27 de julho de 2012 que estabelece sua preservação permanente e imunidade ao corte no estado de Minas Gerais (Minas Gerais, 2012).

Meio físico

O corredor apresenta **relevo** plano na região do entorno do rio São Francisco, suave ondulado na região da SE Buritizeiro 2, uma região ondulada entre as duas anteriores, sendo também observadas áreas de relevo ondulado a montanhoso a sudeste da SE Pirapora 2 (Figura ***47***).

Os principais cursos d'água presentes no corredor são o **rio São Francisco**, que faz a divisa entre os municípios de Buritizeiro e Pirapora, e cujo largura está em torno de 300 m na região do corredor; o **rio Formoso** situado entre dois conjuntos de pivô na margem direita do São Francisco; o **riacho Doce** que se forma nas proximidades do aeródromo Fazenda Cachoeira 2, cruza a BR-365 e deságua no rio São Francisco cerca de 1 km à jusante da foz do rio Formoso; e o rio das Velhas, que faz a divisa entre Pirapora e Várzea da Palma no extremo leste do corredor, e que não vai sofrer interferência da futura diretriz. Importa registrar que o rio São Francisco pode exigir uma travessia maior que 600 m, em alguns pontos, caso o órgão licenciador não permita a implantação de torres na mata ciliar, de tal modo que pode ser necessário o dimensionamento de torres especiais para a passagem da linha pelo curso d'água (Figura 48). Deve-se atentar para o projeto da **UHE Formoso,** situado nessa região (EPE, 2015).

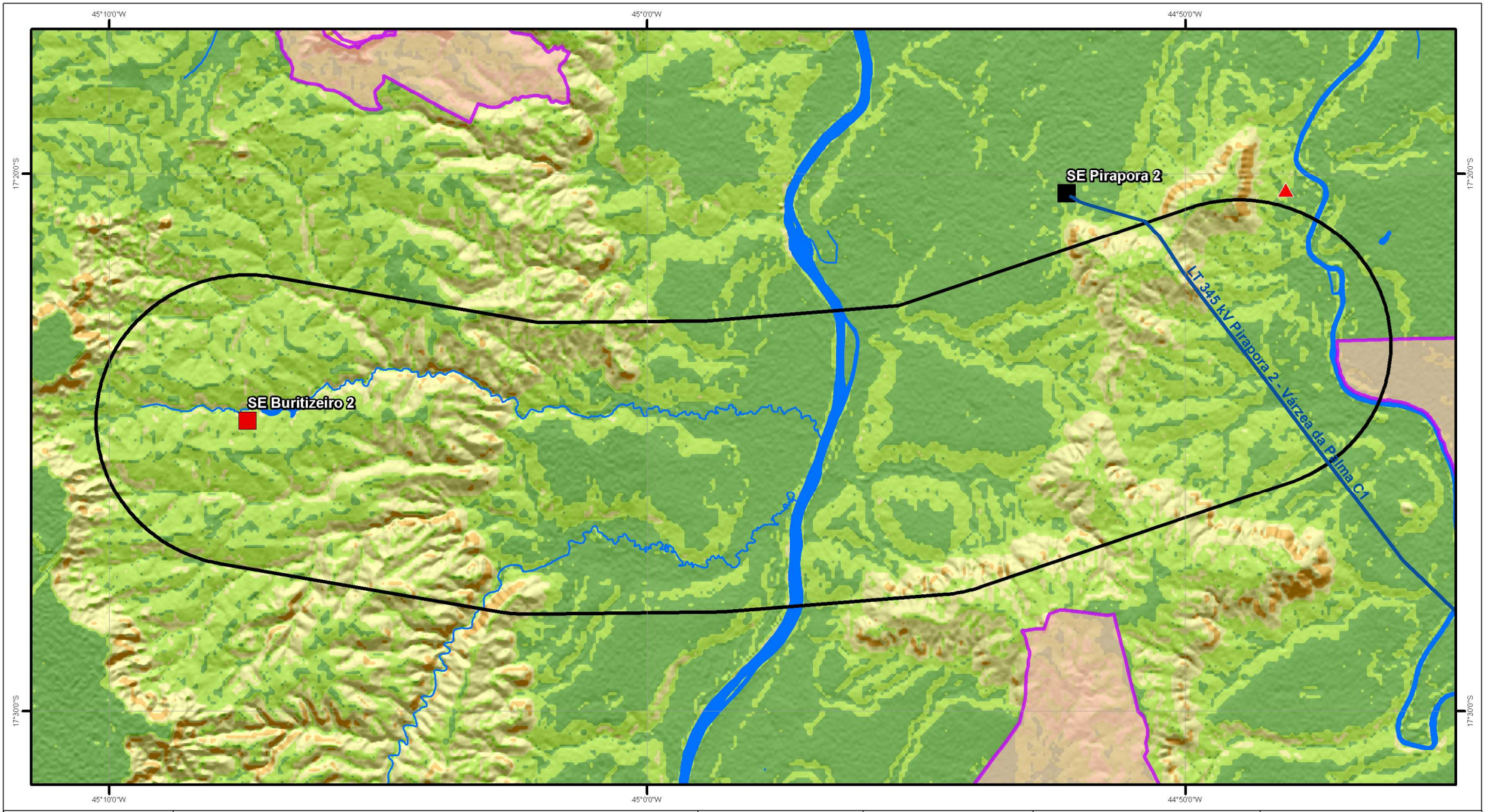


Figura 47 – Meio Físico, áreas protegidas e com restrições legais no corredor do Seccionamento da LT Pirapora 2 – Várzea da Palma C1 na SE Buritizeiro 2

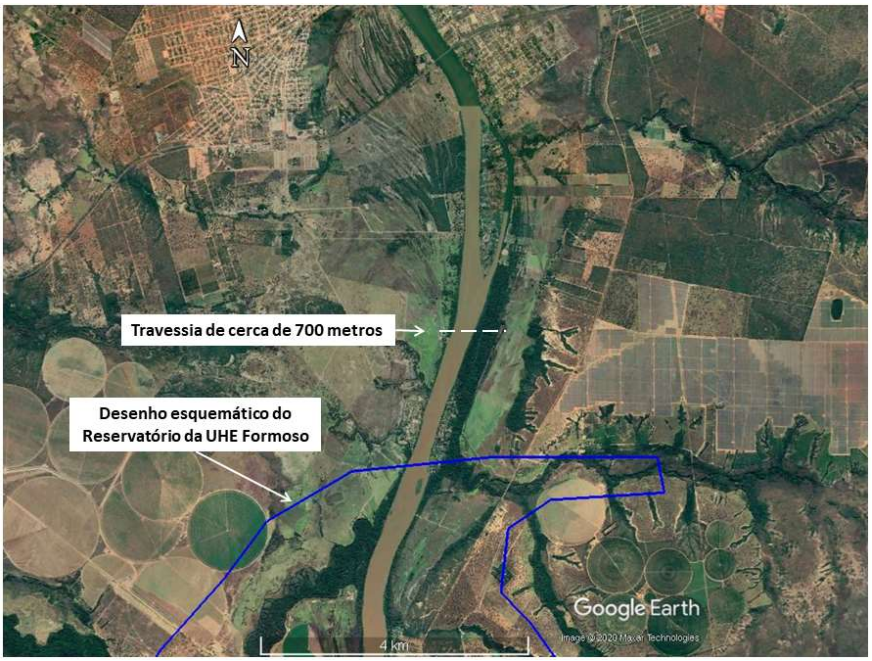


Figura 48 – Detalhe de trecho para travessia do rio São Francisco e reservatório da UHE Formoso

Processos minerários

A área abrangida pelo corredor é objeto de **42 processos minerários** registrados na ANM (2019) , e a maioria se concentra em duas áreas, uma no entorno do rio São Francisco, e outra no entorno do rio das Velhas (Figura *44*). Não será possível desviar de todos os processos pois a diretriz terá que cruzar o rio São Francisco. A maioria dos processos está registrada para as substâncias **areia e argila**, e a fase com mais processos é a de Autorização de Pesquisa (Tabela 29).

Tabela 29 - Processos minerários no corredor do Seccionamento da LT Pirapora 2 – Várzea da Palma C1 na SE Buritizeiro 2

Fase/ Substância	Autorização de pesquisa	Disponibilidade	Licenciamento	Req. de lavra	Req.de licenciamento	Req.de pesquisa	Req. de registro de extração	Total Geral
Areia	12	-	1	1	-	2	-	**16**
Argila	4	-	4	-	2	-	-	**10**
Quartzito	2	-	-	1	-	1	-	**4**
Água Mineral	1	-	-	-	-	-	-	**1**
Arenito	-	-	-	-	1	-	-	**1**
Argila Refratária	1	-	-	-	-	-	-	**1**
Calcário	1	-	-	-	-	-	-	**1**
Cascalho	-	-	-	-	-	-	1	**1**
Diamante	1	-	-	-	-	-	-	**1**
Minério de Berílio	1	-	-	-	-	-	-	**1**

Fase/ Substância	Autorização de pesquisa	Disponibilidade	Licenciamento	Req. de lavra	Req.de licenciamento	Req.de pesquisa	Req. de registro de extração	Total Geral
Minério de Ouro	1	-	-	-	-	-	-	**1**
Quartzo	1	-	-	-	-	-	-	**1**
Dada não cadastrado	-	3	-	-	-	-	-	**3**
Total Geral	**25**	**3**	**5**	**2**	**3**	**3**	**1**	**42**

Áreas protegidas e com restrições legais

O corredor sobrepõe parcialmente o **PA Correntes**, situado na margem leste do corredor, após o traçado da LT a ser seccionada (Figura ***47***).

De acordo com a consulta realizada no Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos, acessado por meio do *site* do Iphan, foram identificados **quatro sítios não georreferenciados** nos municípios sobrepostos pelo corredor, dois localizados em Pirapora e dois em Buritizeiro.

É importante mencionar a existência de estruturas arqueológicas com relevância natural e cultural no estado de Minas Gerais, os **valos e os muros de pedra**; trata-se de estruturas do período colonial que serviam para determinação de divisas entre propriedades, cercamento de áreas para criação de animais e delimitação de estradas (Miranda, 2016). A interferência do empreendimento com essas estruturas pode resultar na necessidade de alteração de traçado, ou no resgate e relocação dessas estruturas às expensas do empreendedor.

Não foram identificados **unidades de conservação, terras indígenas, territórios remanescentes de quilombolas, sítios arqueológicos e cavernas** no interior do corredor.

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 Buritizeiro 2, proposto pela equipe de elaboração do respectivo Relatório R4, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.

- Buscar o traçado das LTs planejadas associadas à SE Buritizeiro 2, com as concessionárias responsáveis pelos respectivos relatórios R3, minimizando cruzamentos e priorizando o paralelismo, quando possível.
- Desviar do Plano de Proteção (PBZPA) do Aeródromo Fazenda Cachoeira 2 situado em Buritizeiro.
- Desviar, na medida do possível, dos remanescentes de vegetação nativa sobrepostos pelo corredor e das áreas de silvicultura presentes no corredor.
- Evitar áreas de veredas, protegidas por lei estadual.
- Caso identificadas nos trabalhos de campo, evitar interferência da diretriz com espécimes de Pequi e Ipê Amarelo, protegidos por lei e imunes de corte no estado de Minas Gerais.
- Evitar, se possível, sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, desviando preferencialmente daqueles que se encontram em estágios mais avançados.
- Estudar criteriosamente o local de travessia do Rio São Francisco, onde poderá haver necessidade de travessia maior que 500 m, indicando, se for o caso, a necessidade de torres especiais para travessia do rio.
- Desviar do Complexo Fotovoltaico Pirapora e demais usinas fotovoltaicas existentes no corredor.
- Desviar dos pivôs de irrigação existentes no corredor.
- Confirmar a localização da UHE Formoso e desviar desse empreendimento.
- Desviar o traçado das áreas urbanas presentes no corredor.
- Atualizar status das usinas fotovoltaicas planejadas para o corredor, buscando informações sobre a localização e área a ser ocupada pelas mesmas, desviando a diretriz.
- Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.

3.3.3 Seccionamento da LT 345 kV Pirapora 2 - Três Marias C1 na Buritizeiro 2

O corredor do seccionamento da LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias C1 na SE Buritizeiro 2 possui **10 km de largura** e seu eixo possui aproximadamente **14,3 km de extensão.**

Os principais motivadores para o delineamento do corredor foram: desviar dos conjuntos de pivôs de irrigação às margens do rio São Francisco, e abranger maior extensão da linha a ser seccionada, possibilitando mais opções para o ponto de seccionamento (Figura 49).

Assim, a partir da SE Buritizeiro 2, localizada no município de mesmo nome, o corredor segue na direção sudeste, cruza a rodovia BR-365, e chega ao traçado apresentado no Relatório R3 da LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias. Nesse trecho o corredor engloba o Aeródromo Fazenda Cachoeira 2, áreas de silvicultura, formações florestais nas áreas de preservação permanente de cursos d'água, e dois conjuntos de pivôs de irrigação.

Infraestrutura e localização

O corredor do Seccionamento da LT Pirapora 2 – Três Marias C1 localiza-se no estado de Minas Gerais, e abrange **dois municípios** pertencentes às mesmas micro e mesorregião (Tabela 30). Nenhuma área de concentração habitacional é abrangida pelo corredor.

Tabela 30 – Municípios atravessados pelo corredor do Seccionamento da LT Pirapora 2 – Três Marias C1 na SE Buritizeiro 2

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
MG	Norte de Minas	Pirapora	Buritizeiro
			Pirapora

A SE Buritizeiro 2 está sendo planejada nesse estudo, e o ponto central da área referencial proposta para essa subestação situa-se nas coordenadas 17°24'36"S e 45°7'25"O. Este ponto central localiza-se no município de Buritizeiro, às margens da rodovia BR-365, próximo ao km 187, cerca de 3 km a oeste do entroncamento com a rodovia MG-161, e aproximadamente 12 km a oeste da área urbana do município.

O corredor apresenta **apoio rodoviário** constituído pela rodovia MG-161, que se inicia no km 185 da BR-365, nas proximidades da SE Buritizeiro 2, e segue rumo ao norte, e pela BR-365, que atravessa o corredor em sua porção noroeste. As demais vias são estradas rurais que atendem às propriedades rurais (Figura 49).

O corredor abrange o **aeródromo** privado Fazenda Cachoeira 2, situado a nordeste da SE Buritizeiro 2, fora da rota do futuro seccionamento (Figura 49).

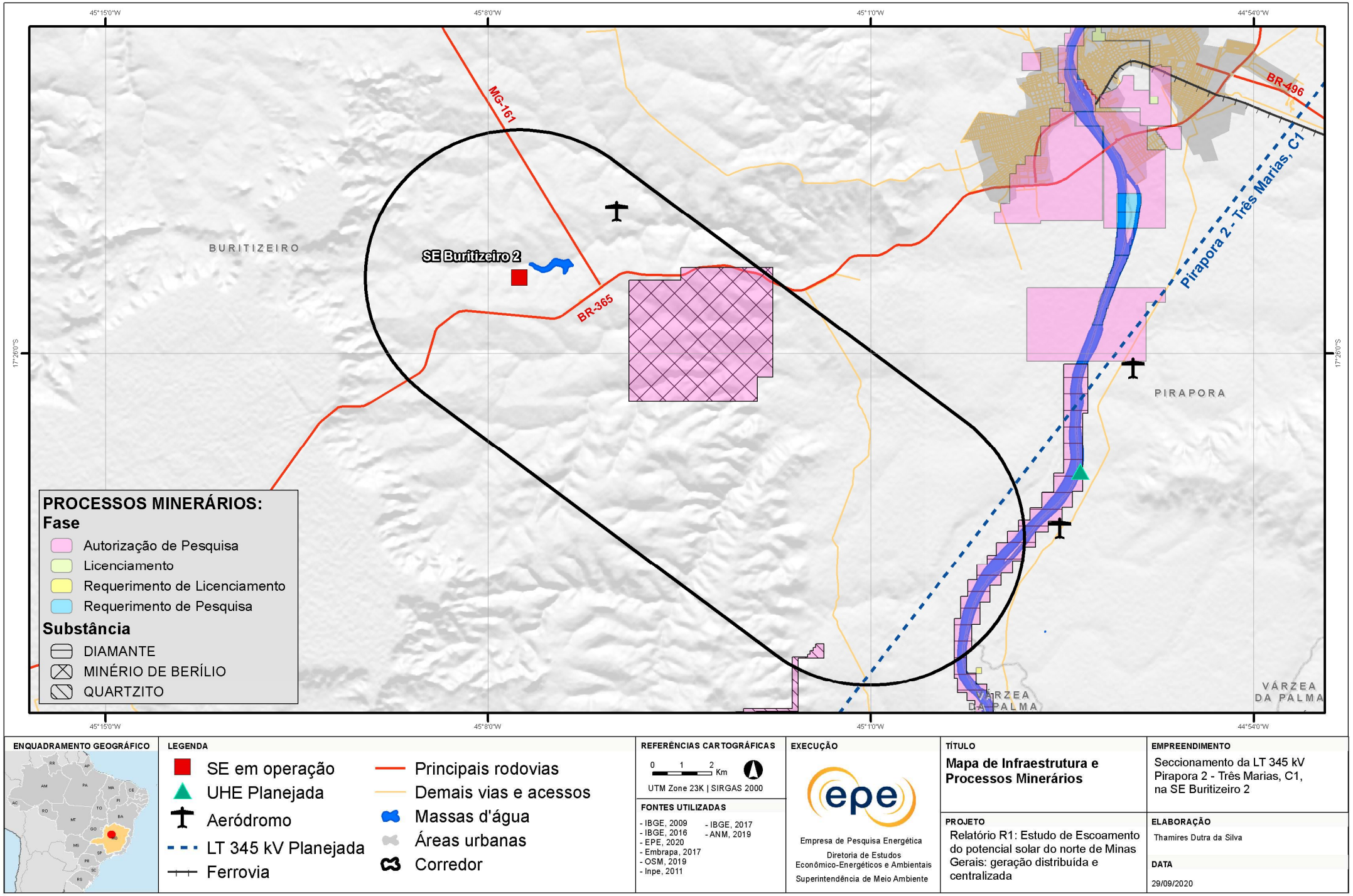


Figura 49 – Infraestrutura e processos minerários no corredor do Seccionamento da LT Pirapora 2 – Três Marias C1 na SE Buritizeiro 2

O corredor abrange apenas a LT que será seccionada, LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias C1, que se encontra em processo de licenciamento ambiental. A partir de documentação disponibilizada pelo Conselho de Política Ambiental – COPAM[1] na rede mundial de computadores, as coordenadas geográficas dos vértices dessa LT foram georreferenciadas (Semad, 2019), e o traçado na região do corredor é apresentado na Figura 50. Importa destacar que não se trata do traçado definitivo, e o que o corredor delineado possui espaço para seccionar tanto esse traçado quanto o apresentado no Relatório R3.

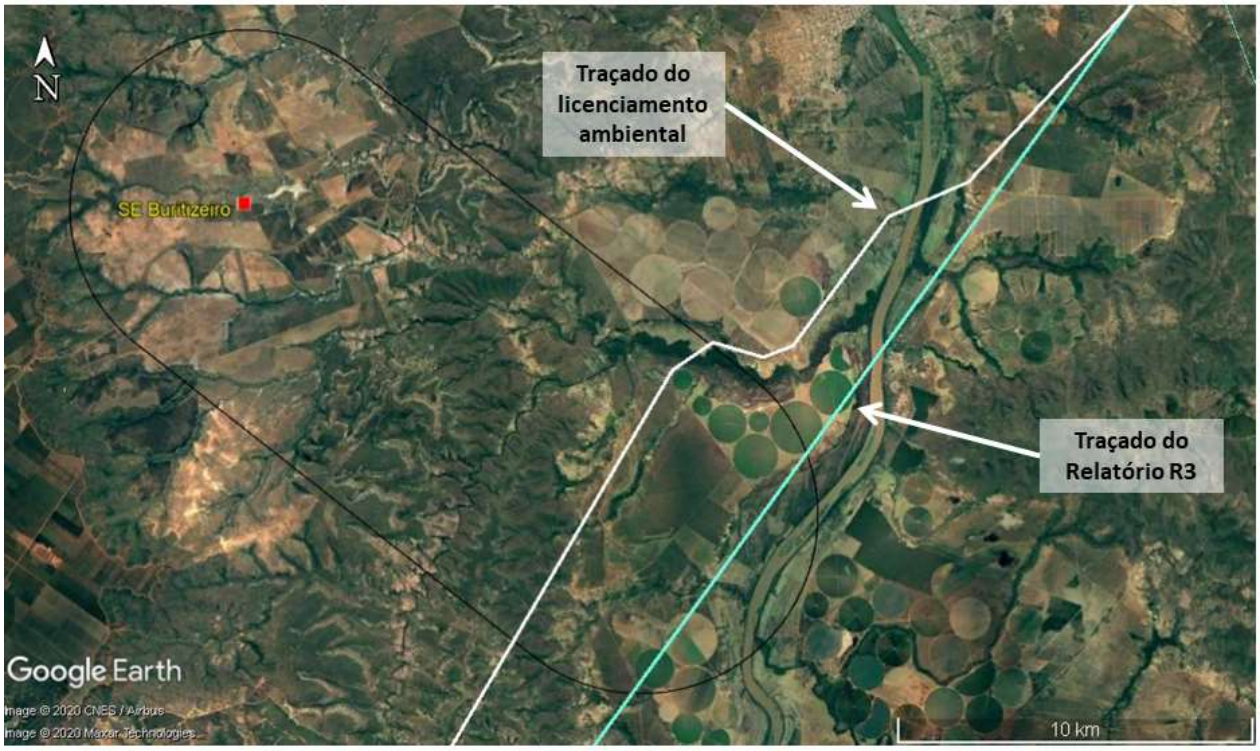


Figura 50 – Traçado da LT Pirapora 2 – Três Marias no R3 e no processo de licenciamento ambiental

De acordo com dados da Aneel foi identificada **uma UHE planejada** no rio São Francisco que possui sobreposição com o corredor; trata-se da UHE Formoso, com Registro Ativo na Aneel e prazo de entrega dos Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica para 17/04/2022 (Sigel, 2016). Essa UHE encontra-se atualmente em processo de licenciamento ambiental no Ibama, mas foi firmado acordo para que o licenciamento seja feito pelo estado de Minas Gerais (Ibama, 2018; Ibama, 2020). A Figura 51 apresenta a localização aproximada do eixo dessa UHE, e é importante destacar que tal desenho foi elaborado a partir de dados antigos do inventário, não possuindo precisão geográfica, e, portanto, não corresponde à área exata do projeto, que atualmente se encontra em

[1] Órgão colegiado, que dentre outras funções é responsável por aprovar normas relativas ao licenciamento ambiental no estado de Minas Gerais.

desenvolvimento. Ainda que o desenho fosse fiel ao projeto atual, as interferências com os traçados da linha de transmissão podem ser superadas com soluções dentro dos projetos de engenharia de ambos os empreendimentos, ou com regras operativas do reservatório (EPE, 2015).

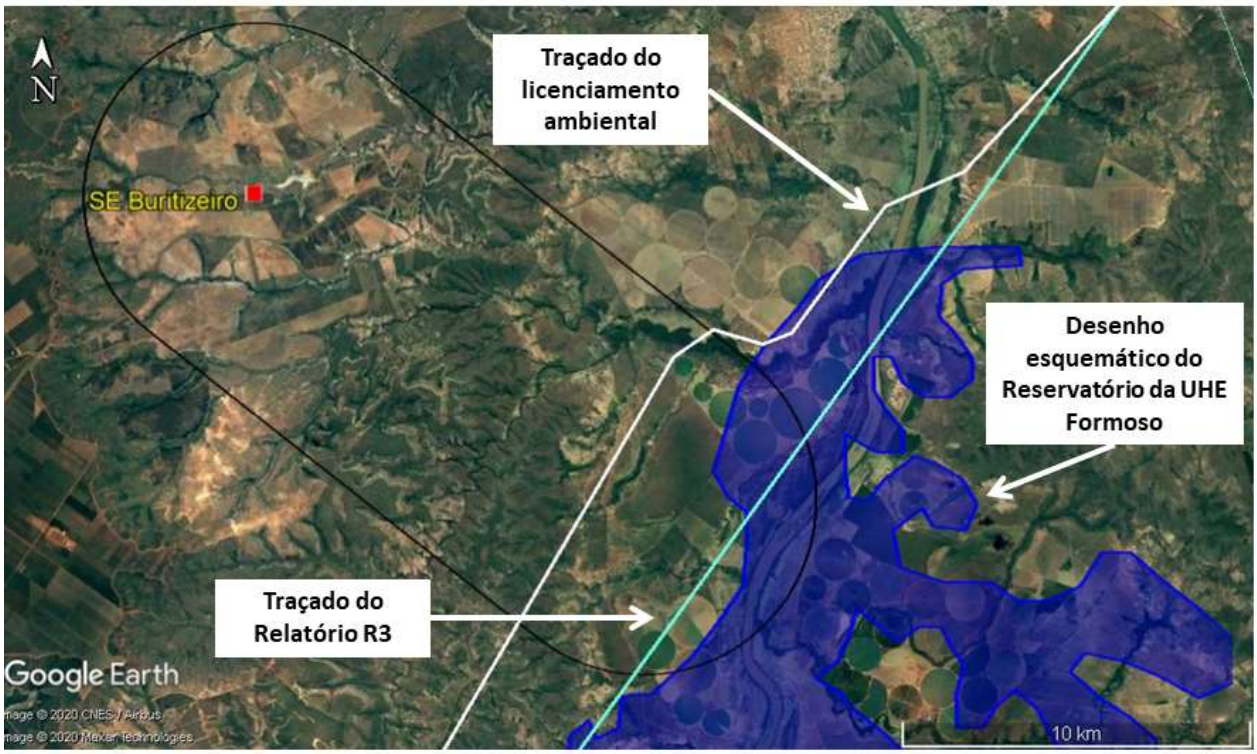


Figura 51 – Detalhe do reservatório da UHE Formoso, planejada no rio São Francisco

O corredor abrange algumas **usinas fotovoltaicas** em estágio de DRO na Aneel. Com o desenvolvimento desses projetos, recomenda-se buscar informações sobre o status de implantação e localização, principalmente os projetos listados na Tabela 31, que correspondiam aos abrangidos pelo corredor até o momento de finalização desta Nota Técnica.

Tabela 31 – Usinas fotovoltaicas planejadas no corredor do Seccionamento da LT Pirapora 2 – Três Marias C1 na SE Buritizeiro 2

Usina / Complexo Fotovoltaico	Município
Riacho I a V	Buritizeiro
UFV Ottilia Nucci Bononi	Buritizeiro
Velho Chico 1 a 11	Buritizeiro

Fonte: https://biblioteca.aneel.gov.br/

Vegetação e uso do solo

De forma geral, o uso do solo no corredor se destina às atividades de **silvicultura, agricultura irrigada e pastagem**. A vegetação nativa está associada às áreas de relevo ondulado e às áreas de preservação permanente dos cursos d'água (Figura ***52***).

O corredor do Seccionamento da LT Pirapora 2 – Três Marias C1 na SE Buritizeiro 2 está localizado no bioma **Cerrado** e a vegetação nativa pertence às fitofisionomias campos e cerrados. Também ocorrem formações florestais localizadas majoritariamente nas drenagens dos rios, onde se destaca a ocorrência de veredas, que são áreas protegidas por lei no estado de Minas Gerais (Minas Gerais, 2013). A região apresenta as espécies Pequi e Ipê Amarelo, que foram declaradas protegidas pela Lei 20.308 de 27 de julho de 2012, que estabelece sua preservação permanente e imunidade ao corte no estado de Minas Gerais (Minas Gerais, 2012).

Meio físico

O corredor apresenta **relevo** suave ondulado na região da SE Buritizeiro 2, ondulado em sua porção mediana, e plano na região do entorno do rio São Francisco (Figura ***53***).

Os principais cursos d'água presentes no corredor são o **rio São Francisco**, na borda sudeste, o **rio Formoso**, que atravessa o corredor em sua porção sudeste, e o **riacho Doce** ao norte da SE Buritizeiro 2 (Figura ***53***).

Processos minerários

A área abrangida pelo corredor é objeto de **cinco processos minerários** registrados na ANM (2019) , todos passíveis de desvio. São três processos na fase de Autorização de Pesquisa para as substâncias **diamante, minério de berílio e quartzito**, e dois processos em Disponibilidade (Figura 49).

Áreas protegidas e com restrições legais

De acordo com consulta realizada no Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos, acessado por meio do *site* do Iphan, foram identificados **quatro sítios não georreferenciados** nos municípios sobrepostos pelo corredor, dois localizados em Pirapora, e dois em Buritizeiro.

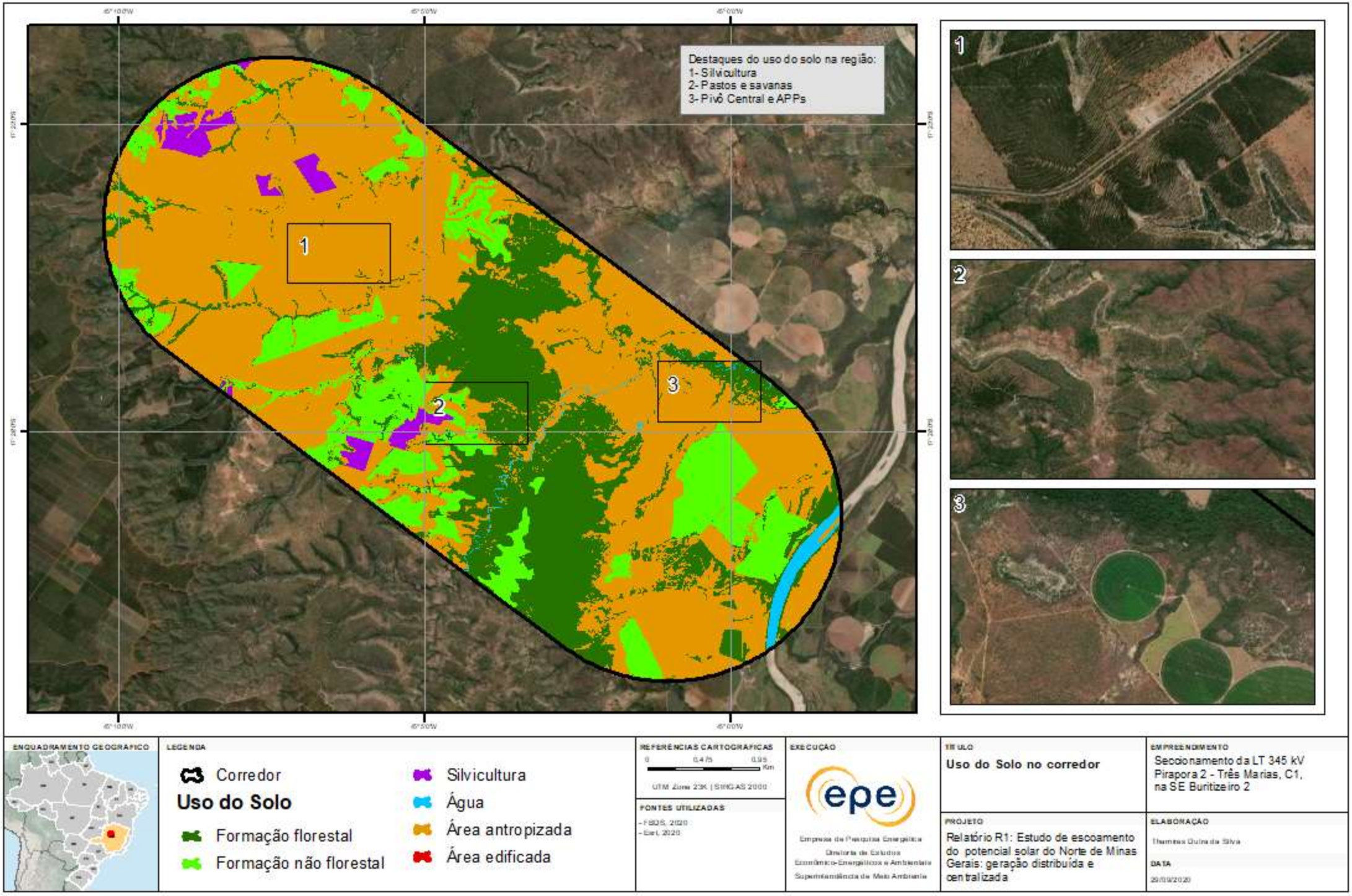


Figura 52 – Uso do solo no corredor do Seccionamento da LT Pirapora 2 – Três Marias C1 na SE Buritizeiro 2

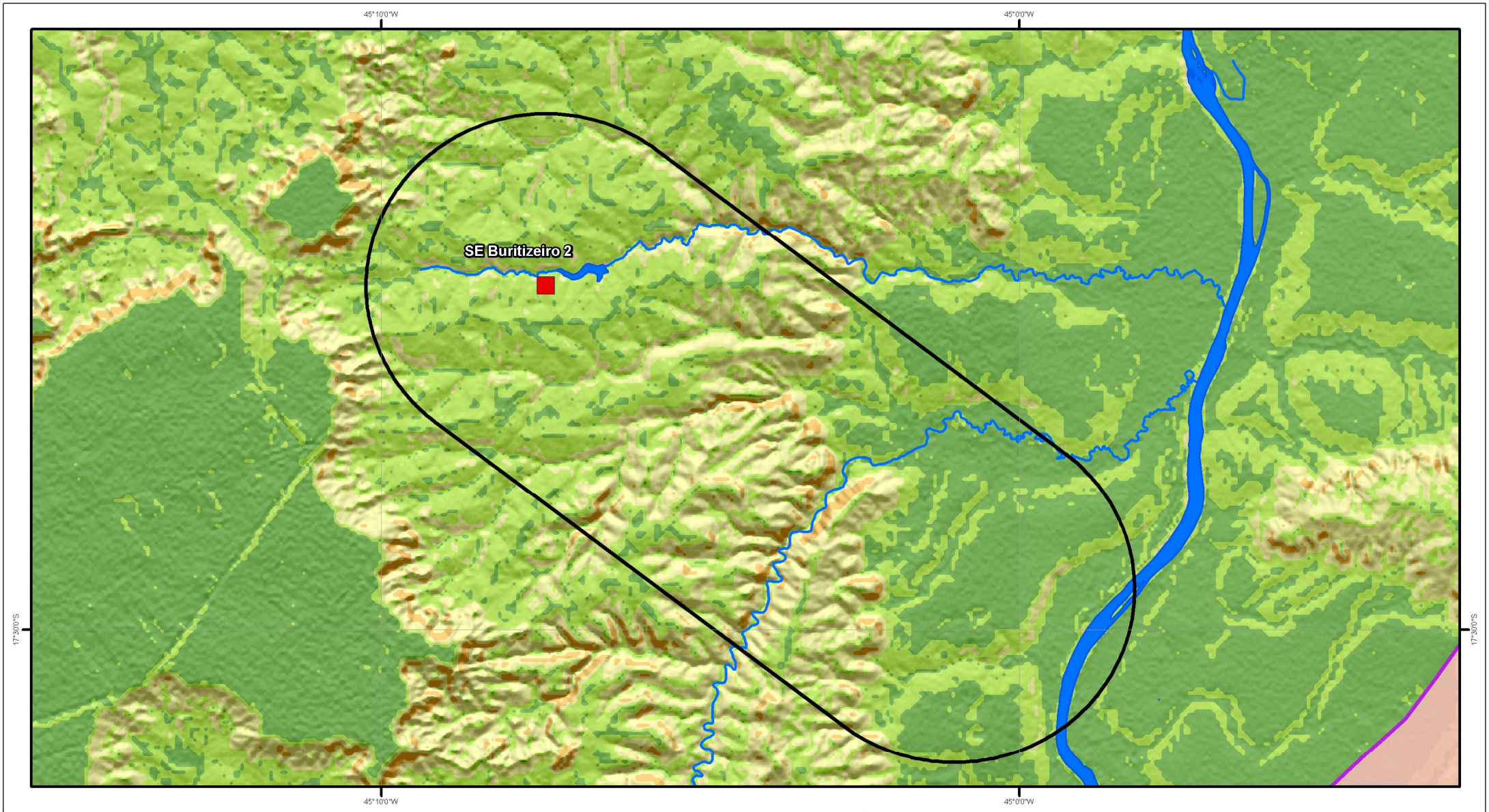


Figura 53 – Meio Físico, áreas protegidas e com restrições legais no corredor do Seccionamento da LT Pirapora 2 – Três Marias C1 na SE Buritizeiro 2

É importante mencionar a existência de estruturas arqueológicas com relevância natural e cultural no estado de Minas Gerais, os **valos e os muros de pedra**. Trata-se de estruturas do período colonial, e que serviam para determinação de divisas entre propriedades, cercamento de áreas para criação de animais e delimitação de estradas (Miranda, 2016). A interferência do empreendimento com essas estruturas pode resultar na necessidade de alteração de traçado, ou no resgate e relocação dessas estruturas às expensas do empreendedor.

Não foram identificados **unidades de conservação, terras indígenas, territórios remanescentes de quilombolas, sítios arqueológicos e cavernas** no interior do corredor (Figura ***53***).

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 Buritizeiro 2, proposto pela equipe de elaboração do respectivo Relatório R4, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.
- Buscar o traçado das LTs planejadas associadas à SE Buritizeiro 2, com as concessionárias responsáveis pelos respectivos relatórios R3, minimizando cruzamentos e priorizando o paralelismo, quando possível.
- Desviar do Plano de Proteção (PBZPA) do Aeródromo Fazenda Cachoeira 2 situado em Buritizeiro.
- Desviar, na medida do possível, dos remanescentes de vegetação nativa sobrepostos pelo corredor e das áreas de silvicultura presentes no corredor.
- Evitar áreas de veredas, protegidas por lei estadual.
- Caso identificadas nos trabalhos de campo, evitar interferência da diretriz com espécimes de Pequi e Ipê Amarelo, protegidos por lei e imunes de corte no estado de Minas Gerais.
- Desviar dos processos minerários abrangidos pelo corredor.

- Desviar dos pivôs de irrigação existentes no corredor.
- Atualizar status das usinas fotovoltaicas planejadas para o corredor, buscando informações sobre a localização e área a ser ocupada pelas mesmas, desviando a diretriz.

3.3.4 LT 500 kV Pirapora 2 - Buritizeiro 2 C1 e C2 (CD)

A ligação entre a SE Pirapora 2 (em operação) e a SE Buritizeiro 2 (planejada) está prevista para ser realizada em **um circuito duplo de 500 kV**. O corredor delineado para a LT 500 kV Pirapora 2 – Buritizeiro 2 C1 e C2 (CD) possui **20 km de largura** e seu eixo possui aproximadamente **31 km de extensão**.

As áreas urbanas de Buritizeiro e Pirapora impedem a ligação direta entre as subestações, fazendo com que a diretriz de traçado contorne as cidades pelo norte ou pelo sul. Assim, o principal motivador para o delineamento do corredor foi estabelecer uma largura que proporcione espaço para a elaboração de rotas pelo sul e pelo norte das áreas urbanas. As opções de rota pelo norte precisam desviar dos cones de aproximação do aeródromo de Pirapora, e as opções pelo sul precisam desviar dos pivôs de irrigação e do Complexo Fotovoltaico Pirapora, além de se estudar os cruzamentos de linhas na chegada à SE Pirapora 2, pois o setor de 500 kV situa-se na área norte da subestação (Figura 54).

Assim a partir da SE Buritizeiro 2, o corredor segue na direção és-nordeste, abrangendo um pequeno barramento no Riacho Doce, e todo o polígono do Plano Básico de Zona de Proteção do Aeródromo - PBZPA do Aeródromo Fazenda Cachoeira 2; passa a sobrepor parcialmente o PA São Francisco situado na borda norte do corredor, e um conjunto de pivôs de irrigação na porção sul; faz uma inflexão para nordeste e passa a abranger em seu eixo central as áreas urbanas de Buritizeiro e Pirapora, separadas pelo rio São Francisco, e o Complexo Fotovoltaico Pirapora na borda sul; terminado o perímetro urbano faz uma inflexão de 90 graus para sudeste, sobrepondo parcialmente o PA Paco Paco na borda leste, e passando a acompanhar as LTs 500 kV Luziânia - Pirapora 2 e Paracatu 4 - Pirapora 2 até a SE Pirapora 2 (Figura 54).

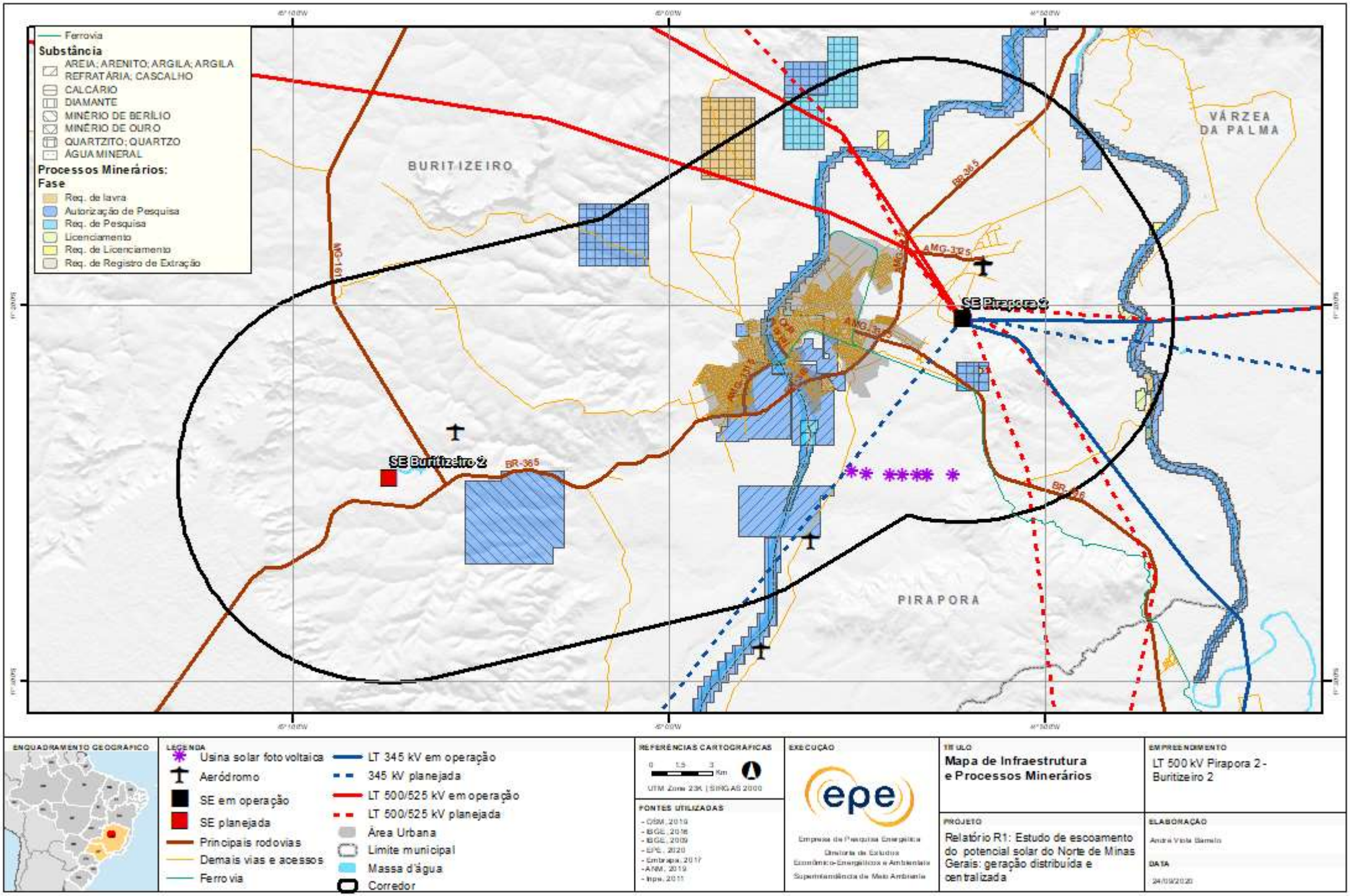


Figura 54 – Infraestrutura e processos minerários no corredor para a LT Pirapora 2 – Buritizeiro 2 C1 e C2 (CD)

Infraestrutura e localização

O corredor da LT Pirapora 2 – Buritizeiro 2 C1 e C2 (CD) localiza-se no estado de Minas Gerais, e abrange três municípios pertencentes às mesmas micro e mesorregião (Tabela 32). Destaque-se que o corredor abrange apenas as áreas urbanas de Buritizeiro e Pirapora.

Tabela 32 – Municípios atravessados pelo corredor da LT Pirapora 2 – Buritizeiro 2 C1 e C2 (CD)

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
MG	Norte de Minas	Pirapora	Buritizeiro
			Pirapora
			Várzea da Palma

A SE Buritizeiro 2 está localizada no município de Buritizeiro, às margens da rodovia BR-365, próximo ao km 187, a cerca de 3 km a oeste do entroncamento com a rodovia MG-161, e aproximadamente a 12 km a oeste da área urbana do município. A SE Pirapora 2 situa-se nas proximidades do entroncamento entre as rodovias MG-365 e MG-496, a cerca de 3 km a leste da área urbana. As coordenadas das subestações do corredor são apresentadas na Tabela 33 seguir.

Tabela 33 – Coordenadas das subestações do corredor da LT Pirapora 2 – Buritizeiro 2 C1 e C2 (CD)

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Buritizeiro 2	Planejada[1]	17°24'36"S	45°7'25"O	Buritizeiro	MG
Pirapora 2	Existente	17°20'22"S	44°52'11"O	Pirapora	MG

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

O corredor apresenta **apoio rodoviário bom**, com infraestrutura viária constituída majoritariamente de estradas rurais; das três rodovias sobrepostas pelo corredor duas situam-se nas proximidades das subestações, a MG-161 que parte da BR-365 nas proximidades da SE Buritizeiro 2 rumo ao norte, e a BR-496 que também parte da BR-365 na área periurbana de Pirapora, próximo da SE Pirapora 2, e segue para sudeste. Já a BR-365 adentra o corredor a sudoeste da SE Buritizeiro 2, acompanha o eixo do corredor até o final do perímetro urbano de Pirapora, e então toma o sentido nordeste até sair do corredor (Figura 54).

A **Ferrovia Centro-Atlântica S.A. - FCA** possui um terminal intermodal ao sul do entroncamento entre as rodovias MG-365 e MG-496, e a partir desse ponto parte um ramal no sentido sudeste acompanhando a MG-496. Rotas da futura LT que sigam pela porção sul do corredor terão que realizar travessia sobre essa linha férrea (Figura 54).

O corredor abrange **três aeródromos**, o aeródromo privado Fazenda Cachoeira 2 situado a nordeste da SE Buritizeiro 2, e com significativo espaço para desvio; o aeródromo Fazenda Marambaia, também privado, e localizado ao sul do corredor, às margens do rio São Francisco; e o aeródromo público de Pirapora próximo da SE Pirapora 2, e cujo desvio de seu cone de aproximação não é possível de ser realizado seguindo em paralelo às LTs existentes e planejadas, pois as mesmas já se situam nesse cone[2]. O desvio teria que ser realizado com a diretriz passando à leste da pista e do seu cone de aproximação, num desvio que pode acrescentar até 8 km de extensão à diretriz de traçado.

A Figura 55 apresenta **desenhos esquemáticos** do polígono da zona de proteção do aeródromo de Pirapora e do desvio da diretriz, para melhor entendimento da situação.



Figura 55 – Detalhe do espaço para passagem da LT pelo norte do corredor

[2] Este aeródromo não possui PBZPA disponibilizado no site da ANAC, mas para aprovação de empreendimento nessa região, foi elaborado um Memorial Descritivo da zona de proteção, e que demonstra que a SE Pirapora e a s torres existentes localizam-se dentro do PBZPA.

O corredor abrange **10 LTs existentes e planejadas** associadas à SE Pirapora 2, localizadas na porção leste do corredor (Tabela 34) e que podem ser visualizadas na Figura 54. Também são abrangidos dois seccionamentos e três LTs associados à SE Buritizeiro 2, estudados neste Relatório R1, são eles: Pirapora 2 - Buritizeiro 2, Buritizeiro 2 - São Gonçalo do Pará, Buritizeiro 2 - São Gotardo, Seccionamento da LT Pirapora 2 - Várzea da Palma C1 na SE Buritizeiro 2, e o Seccionamento da LT Pirapora 2 - Três Marias C1 na SE Buritizeiro 2.

Tabela 34 – Linhas de transmissão abrangidas pelo corredor da LT Pirapora 2 – Buritizeiro 2 C1 e C2 (CD)

Status	Tensão	Interligação
Em operação	345 kV	Pirapora 2 - Várzea da Palma C1
		Pirapora 2 - Montes Claros 2 C1
	500 kV	Paracatu 4 - Pirapora 2 C1
		Luziânia - Pirapora 2 C1
Planejadas	345 kV	Pirapora 2 - UFV Leo Silveira C1
		Pirapora 2 - Três Marias C1
	500 kV	Arinos 2 - Pirapora 2 C1
		Pirapora 2 - Presidente Juscelino C1
		Pirapora 2 - Presidente Juscelino C2
		Janaúba 3 - Pirapora 2 C1

O corredor abrange várias **usinas fotovoltaicas** para as quais foram obtidos apenas um ponto como localização geográfica. Com o desenvolvimento desses projetos, recomenda-se buscar informações sobre o status de implantação, a localização e a área ocupada, principalmente dos projetos listados na Tabela 35, que correspondem aos abrangidos pelo corredor até o momento de finalização desta Nota Técnica.

Tabela 35 – Usinas fotovoltaicas planejadas para o corredor da LT Pirapora 2 – Buritizeiro 2 C1 e C2 (CD)

Usina / Complexo Fotovoltaico	Município
Riacho I a V	Buritizeiro
UFV Ottilia Nucci Bononi	Buritizeiro
Velho Chico 1 a 11	Buritizeiro
Casa Blanca I a VI	Pirapora
UFV Minas do Sol 01 a 08	Pirapora
UFV Pirapora	Pirapora

Fonte: https://biblioteca.aneel.gov.br/

Vegetação e uso do solo

De forma geral, o uso do solo no corredor se destina às atividades de **silvicultura, agricultura irrigada e pastagem**. A vegetação nativa está, de forma geral, associada às margens dos rios São Francisco e Rio das Velhas, às áreas de preservação permanente dos córregos, e na serra do Repartimento, situada ao sul da SE Pirapora 2 (Figura 56).

O corredor da LT Pirapora 2 – Buritizeiro 2 C1 e C2 (CD) está localizado no bioma **Cerrado** e a vegetação nativa pertence às fitofisionomias campos e cerrados. Também ocorrem formações florestais associadas majoritariamente às drenagens dos rios onde se destaca a ocorrência de veredas, que são áreas protegidas por lei no estado de Minas Gerais (Minas Gerais, 2013). A região apresenta as espécies Pequi e Ipê Amarelo, protegidas por lei estadual que estabelece sua preservação permanente e imunidade ao corte (Minas Gerais, 2012).

Meio físico

O corredor apresenta relevo plano na região do entorno do Rio São Francisco, suave ondulado na região da SE Buritizeiro, uma região ondulada entre as duas anteriores, sendo também observadas áreas de relevo ondulado a montanhoso a sudeste da SE Pirapora 2 (Figura ***57***).

Os principais cursos d'água presentes no corredor são o **rio São Francisco**, que faz a divisa entre os municípios de Buritizeiro e Pirapora, e cujo leito está em torno de 300 m na região do corredor; o Riacho Doce ao norte da SE Buritizeiro, onde existe um pequeno barramento; o rio Formoso próximo à margem sul do corredor; e o **rio das Velhas**, que faz a divisa entre Pirapora e Várzea da Palma no extremo leste do corredor. Importa registrar que o rio São Francisco pode exigir uma travessia maior que 600 m, em alguns pontos, caso o órgão licenciador não permita a implantação de torres na mata ciliar, de tal modo que pode ser necessário o dimensionamento de torres especiais para a passagem da linha pelo curso d'água (Figura 58). Atentar também para o projeto da UHE Formoso, cujo eixo situa-se nessa região (EPE, 2015; Ibama, 2018), e que se encontra atualmente em processo de licenciamento ambiental (Ibama, 2018). A Figura 58 apresenta a localização do eixo dessa UHE, entretanto tal desenho não possui precisão, podendo não corresponder à área exata do projeto que atualmente se encontra em desenvolvimento.

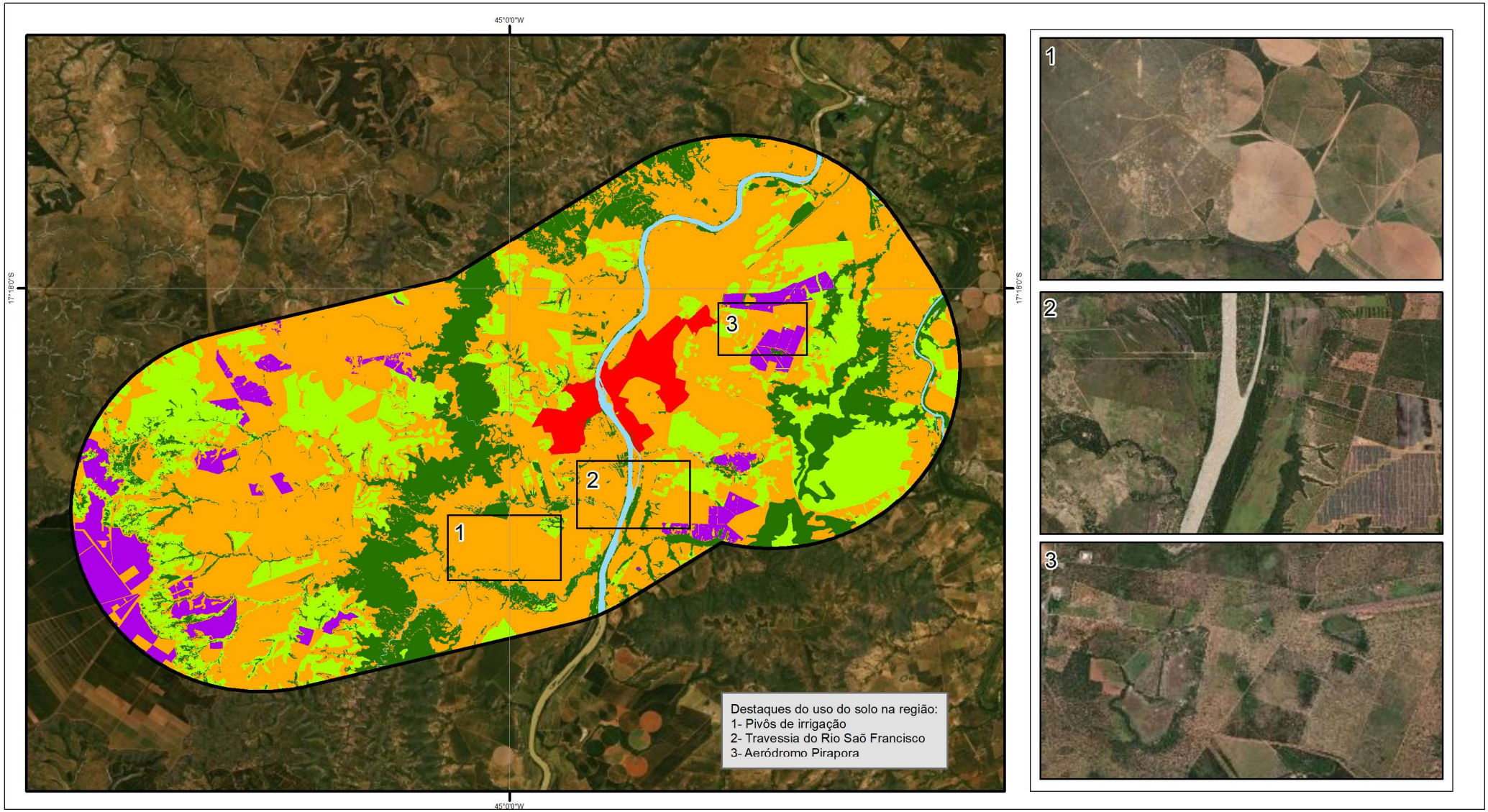


Figura 56 – Uso do solo no corredor da LT Pirapora 2 – Buritizeiro 2 C1 e C2 (CD)

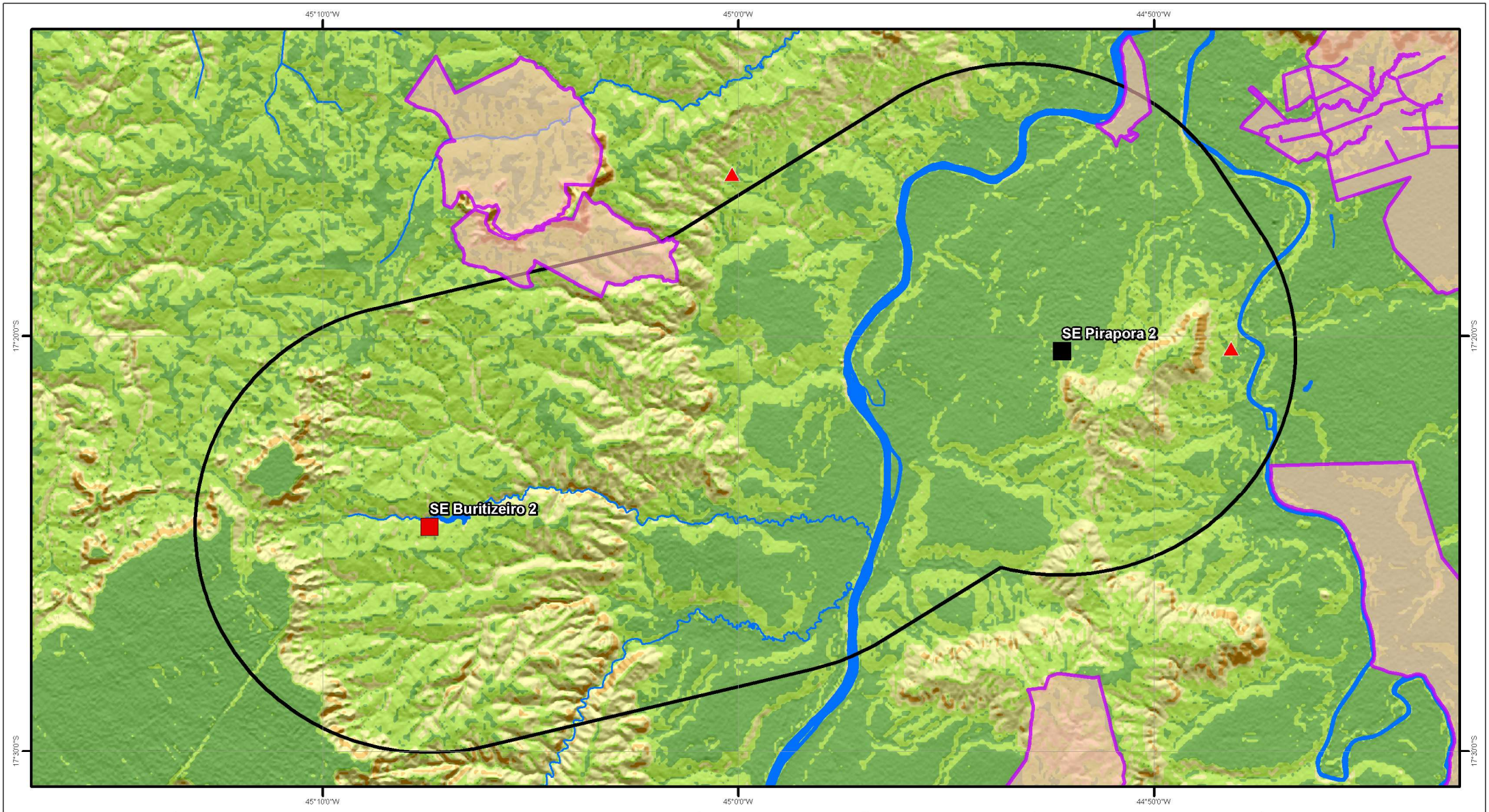


Figura 57 – Meio Físico e áreas protegidas ou com restrição legal no corredor da LT Pirapora 2 – Buritizeiro 2 C1 e C2 (CD)

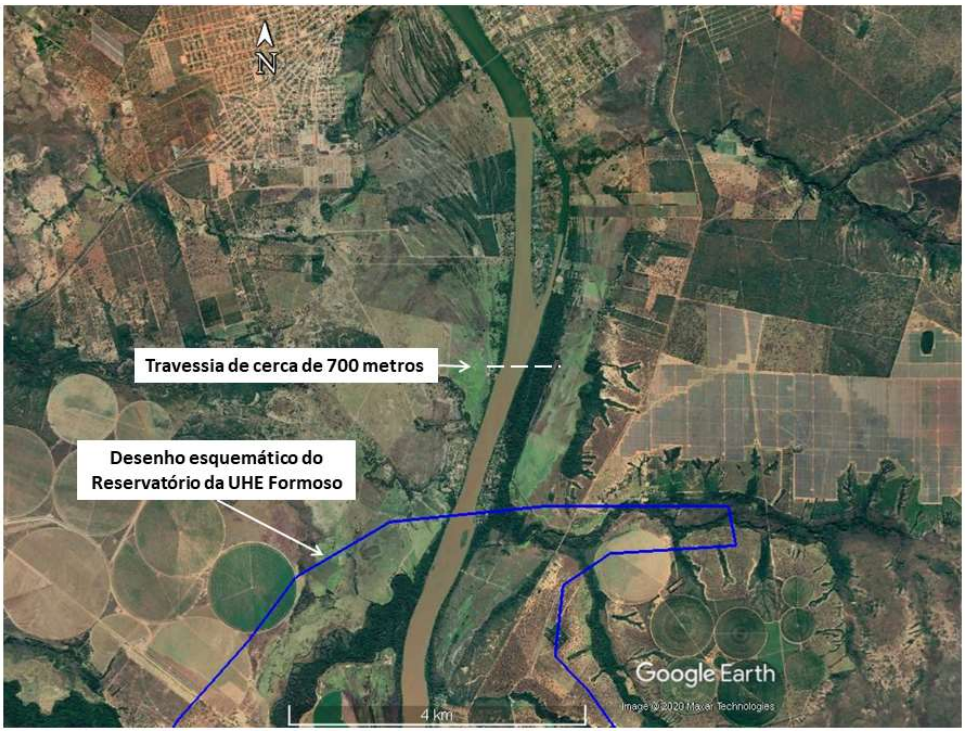


Figura 58 – Detalhe de trecho para travessia do Rio São Francisco e reservatório da UHE Formoso

Processos minerários

A área abrangida pelo corredor é objeto de **47 processos minerários** registrados na ANM (2019) , e a maioria se concentra em duas áreas, uma no entorno do rio São Francisco, e outra no entorno do rio das Velhas (Figura 54). Desconsiderando os sete processos em Disponibilidade, uma diretriz que siga pelo norte do corredor pode desviar de todos os processos ativos, o que não é possível pela porção sul do corredor. A maioria dos processos está registrada para as substâncias **areia e argila**, e as fases com mais processos são as de Autorização de Pesquisa e Direito de Requerer a Lavra (Tabela 36).

Tabela 36 - Processos minerários no corredor da LT Pirapora 2 – Buritizeiro 2 C1 e C2 (CD)

Fase/ Substância	Autorização de pesquisa	Direito de requerer a lavra	Disponibilidade	Licenciamento	Req. de lavra	Req.de licenciamento	Req.de pesquisa	Req. de registro de extração	Total Geral
Areia	5	5	-	1	4	-	1	-	**16**
Argila	3	1	-	5	-	2	-	-	**11**
Quartzito	1	-	-	-	2	-	1	-	**4**
Cascalho	1	-	-	-	-	1	-	1	**3**
Água Mineral	1	-	-	-	-	-	-	-	**1**
Arenito	-	-	-	-	-	1	-	-	**1**
Calcário	1	-	-	-	-	-	-	-	**1**
Diamante	-	1	-	-	-	-	-	-	**1**

Fase/ Substância	Autorização de pesquisa	Direito de requerer a lavra	Disponibilidade	Licenciamento	Req. de lavra	Req.de licenciamento	Req.de pesquisa	Req. de registro de extração	Total Geral
Minério de Berílio	1	-	-	-	-	-	-	-	**1**
Quartzo	-	1	-	-	-	-	-	-	**1**
Dada não cadastrado	-	-	7	-	-	-	-	-	**7**
Total Geral	**13**	**8**	**7**	**6**	**6**	**4**	**2**	**1**	**47**

Áreas protegidas e com restrições legais

O corredor sobrepõe parcialmente **dois Projetos de Assentamento Rural**, o PA São Francisco situado na margem norte do corredor, e o PA Paco Paco na margem leste, e ambos podem ser desviados pela futura diretriz Figura 57).

O **Sítio Arqueológico** "Pimo 05" localizado nas proximidades do rio das Velhas é abrangido pelo corredor, e praticamente não existem chances de sofrer interferência da diretriz. De acordo com consulta realizada no Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos, acessado por meio do *site* do Iphan, foram identificados **quatro sítios não georreferenciados** dentro do corredor, dois localizados em Pirapora, e dois em Buritizeiro.

É importante mencionar a existência de estruturas arqueológicas com relevância natural e cultural no estado de Minas Gerais, os **valos e os muros de pedra**; trata-se de estruturas do período colonial, e que serviam para determinação de divisas entre propriedades, cercamento de áreas para criação de animais e delimitação de estradas (Miranda, 2016). A interferência do empreendimento com essas estruturas pode resultar na alteração de traçado, ou no resgate e relocação dessas estruturas às expensas do empreendedor.

Não foram identificados **unidades de conservação, terras indígenas, territórios remanescentes de quilombolas e cavernas** no interior do corredor.

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 Buritizeiro 2, proposto pela equipe de elaboração do respectivo Relatório R4, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.
- Trocar informações com a equipe de elaboração do Relatório R5 de forma a considerar os aspectos fundiários na definição da diretriz.
- Considerar o arranjo planejado da ampliação da SE Pirapora 2, entrando em contato com a concessionária responsável pela subestação, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.
- Buscar o traçado das LTs planejadas associadas à SE Pirapora 2, com as concessionárias responsáveis, minimizando cruzamentos e priorizando o paralelismo, quando possível.
- Buscar o traçado das LTs planejadas associadas à SE Buritizeiro 2, com as concessionárias responsáveis pelos respectivos relatórios R3, minimizando cruzamentos e priorizando o paralelismo, quando possível.
- Caso a diretriz siga pelo norte das áreas urbanas, desviar do cone de aproximação passando pelo leste do aeródromo.
- Desviar do Plano de Proteção (PBZPA) do Aeródromo Fazenda Cachoeira 2 em Buritizeiro.
- Buscar informações no site da Aneel sobre o status de implantação e localização das usinas fotovoltaicas planejadas para o corredor.
- Evitar interferência com o sítio arqueológico situado em Pirapora.
- Desviar dos assentamentos rurais sobrepostos pelo corredor.
- Desviar, na medida do possível, dos remanescentes de vegetação nativa e das áreas de silvicultura presentes no corredor.
- Evitar áreas de veredas, protegidas por lei estadual.
- Caso identificadas nos trabalhos de campo, evitar interferência da diretriz com espécimes de Pequi e Ipê Amarelo, protegidos por lei e imunes de corte no estado de Minas Gerais.

- Evitar, se possível, sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, desviando preferencialmente daqueles que se encontram em estágios mais avançados.
- Estudar criteriosamente o local de travessia do rio São Francisco, onde poderá haver necessidade de travessia maior que 500 m, indicando, se for o caso, a necessidade de torres especiais para travessia do rio.
- Desviar do Complexo Fotovoltaico Pirapora e demais usinas fotovoltaicas existentes no corredor.
- Confirmar a localização da UHE Formoso e desviar desse empreendimento.
- Desviar dos pivôs de irrigação existentes no corredor.
- Desviar o traçado das áreas urbanas presentes no corredor.
- Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.

3.3.5 LT 500 kV Buritizeiro 2 - São Gotardo 2 C1

A ligação entre a SE planejada Buritizeiro 2 e a SE São Gotardo 2 (em operação) está prevista para ser realizada em um **circuito simples de 500 kV**.

Caracterização do corredor selecionado

O corredor selecionado para a LT 500 kV Buritizeiro 2 – São Gotardo 2 C1 possui **20 km de largura** e seu eixo aproximadamente **234 km de extensão**. Para facilitar sua descrição e apresentação das avaliações socioambientais, a área do corredor foi dividida três trechos: sul (entre a SE São Gotardo 2 e parte do município de Tiros), central (abrange parte dos municípios de São Gonçalo do Abaeté e Tiros) e norte (entre a porção norte do município de São Gonçalo do Abaeté e a SE Buritizeiro 2).

O principal motivador para o delineamento do corredor foi o traçado da LT existente 345 kV São Gotardo 2 - Três Marias C1. Assim, a partir da SE São Gotardo 2, o corredor segue inicialmente na direção norte acompanhando a LT existente por cerca de 130 km, para em seguida sofrer uma pequena deflexão para nordeste, percorrendo os últimos 104 km em linha reta até a SE Buritizeiro 2.

Infraestrutura e localização

O corredor LT 500 kV Buritizeiro 2 – São Gotardo 2 C1 localiza-se integralmente no estado de MG. **11 municípios**, quatro mesorregiões e quatro microrregiões são abrangidos pelo corredor (Tabela 37).

Tabela 37 - Municípios atravessados pelo corredor da LT 500 kV Buritizeiro 2 – São Gotardo 2 C1

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
MG	Noroeste de Minas	Paracatu	João Pinheiro
			São Gonçalo do Abaeté
			Varjão de Minas
	Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba	Patos de Minas	Carmo do Paranaíba
			Matutina
			Patos de Minas
			São Gotardo
			Tiros
	Norte de Minas	Pirapora	Buritizeiro
	Central Mineira	Três Marias	Biquinhas
			Morada Nova de Minas

O corredor abrange as áreas urbanas de São Gotardo, Matutina e Tiros. Abrange ainda áreas com concentração de habitações, tais como a localidade de Canoeiros, que pertence ao município de São Gonçalo do Abaeté.

A SE São Gotardo 2 está localizada a sudeste da área urbana de São Gotardo, a menos de 1 km ao sul da rodovia estadual MG-235, enquanto a SE planejada Buritizeiro 2 se situa na margem oeste da rodovia federal BR-365, a cerca de 15 km da área urbana de Buritizeiro. As coordenadas das subestações do corredor são apresentadas na Tabela 38 a seguir.

Tabela 38 – Coordenadas das subestações do corredor da LT Buritizeiro 2 – São Gotardo 2 C1

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
SE Buritizeiro 2	Planejada[1]	17°24'36"S	45°07'25"O	Buritizeiro	MG
SE São Gotardo 2	Existente	19°20'15"S	46°0'52"O	São Gotardo	MG

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

O corredor apresenta bom **apoio rodoviário**, principalmente em suas extremidades, com rodovias dispostas longitudinalmente. De forma geral, o sistema viário é constituído por rodovias federais (BR-352, BR-354, BR-040 e BR-365), estaduais (MG-235, LMG-764, MG-060, MG-408 e MG-161) e por diversas estradas vicinais e vias secundárias que atendem áreas urbanas e as propriedades rurais. Assim, essa malha viária pode ser utilizada para a implantação da futura LT, diminuindo o número de aberturas de acessos e seus respectivos impactos socioambientais negativos. As rodovias BR-040, BR-352 e MG-060

cruzam transversalmente o corredor e as rodovias MG-235, LMG-764 e BR-365 seguem longitudinalmente ao corredor, de modo que podem ser importantes vias de acesso para implantação e manutenção da futura LT (Figura 59).

O corredor abrange **três aeródromos** privados. O aeródromo municipal de São Gotardo (ICAO: SWUJ) localiza-se na área urbana de São Gotardo, a cerca de 10 km a oeste da SE São Gotardo 2, e não será impactado pela LT planejada. O aeródromo Fazenda Buritiz (ICAO: SDYI) localiza-se no município de São Gonçalo do Abaeté, na porção norte do corredor, e está disposto próximo ao eixo. O Plano Básico de Zona de Proteção de Aeródromo (PBZPA) desse aeródromo não foi encontrado.

O **aeródromo Fazenda Cachoeira 2** (ICAO: SWKA) localiza-se no município de Buritizeiro, na extremidade norte do corredor. De acordo com o PBZA, as zonas de proteção do aeródromo englobam parcela significativa do corredor, e, portanto, **sua influência sobre o traçado da LT depende da localização da SE planejada Buritizeiro 2.** Ressalta-se que há espaço no corredor para instalação da SE planejada e da LT sem que haja interferência com essas infraestruturas.

Importante observar que a Instrução do Comando da Aeronáutica (ICA) 63-19, cuja reedição foi aprovada por meio da Portaria n° 184 do Departamento de Controle do Espaço Aéreo (Decea), de 13 de julho de 2015, define os critérios de análise técnica da área de aeródromos.

O corredor abrange duas LTs existentes ao longo de sua extensão. A LT 345 kV São Gotardo 2 - Três Marias C1, cujo traçado foi utilizado como referência para delineamento do corredor, pode ou não ser atravessada pela LT planejada, a depender do ponto de saída da SE São Gotardo 2. A **LT 800 kV CC Xingu – Terminal Rio** será necessariamente atravessada e merece atenção especial devido ao porte das estruturas e de sua elevada tensão, e, portanto, é importante que os relatórios de detalhamento definam criteriosamente o ponto de travessia (Tabela 39).

Tabela 39 – Linhas de transmissão abrangidas pelo corredor da LT 500 kV Buritizeiro 2 – São Gotardo 2 C1

Status	Tensão	Interligação
Existente	800 kV CC	Xingu – Terminal Rio
	345 kV	São Gotardo 2 – Três Marias C1
		São Gotardo 2 – Três Marias C1

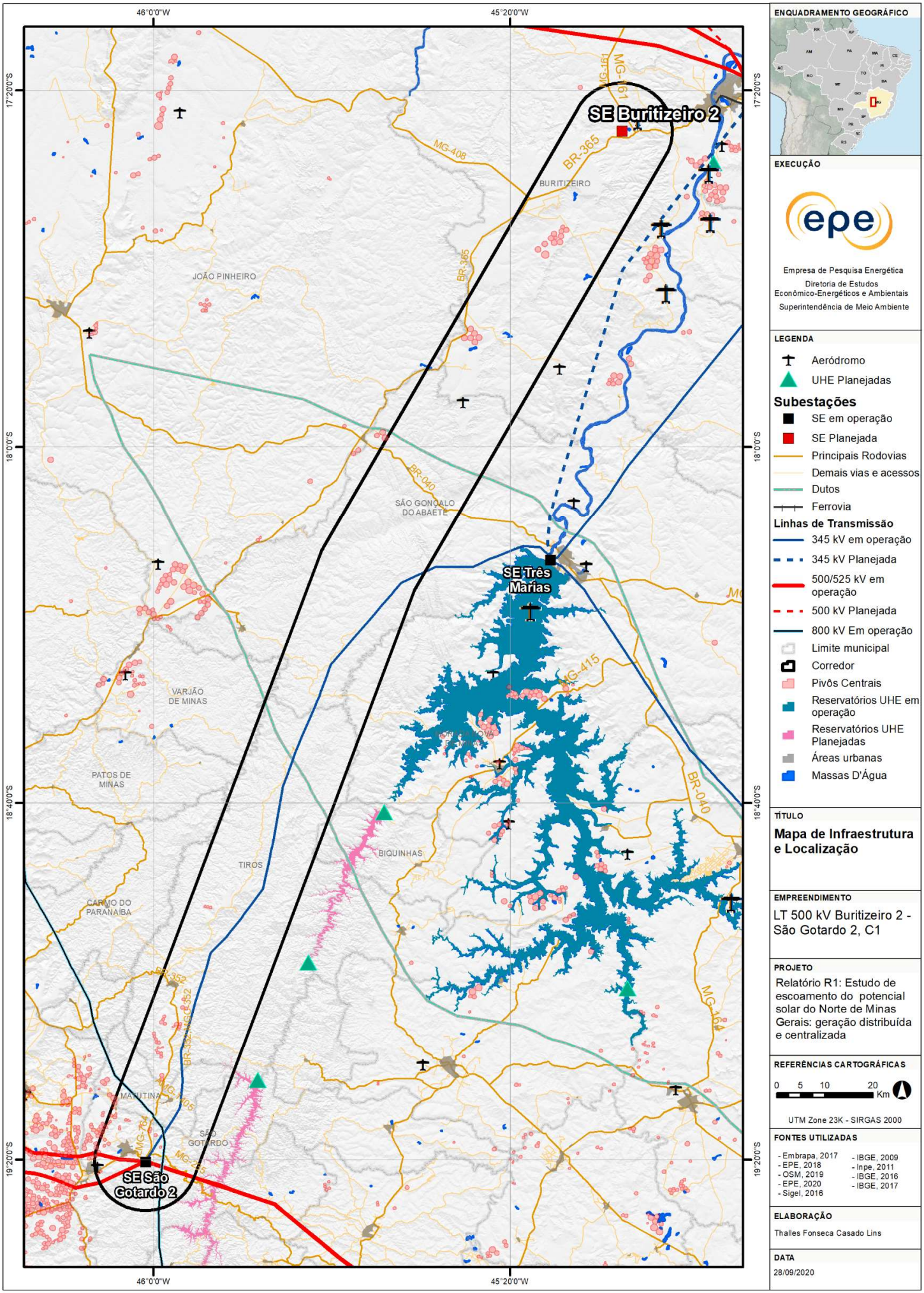


Figura 59 - Infraestrutura e Localização no corredor da LT 500 kV Buritizeiro 2 – São Gotardo 2 C1

De acordo com as informações disponíveis, não foi observada a sobreposição de **LTs planejadas** no corredor (Figura 59).

Outros tipos de infraestrutura como ferrovias ou aproveitamentos hidrelétricos não foram identificados no corredor.

Vegetação e uso do solo

De forma geral, o uso do solo no corredor se destina às atividades agrícolas e pastagem. É importante destacar que, por ser uma área com ênfase na produção de grãos como a soja, feijão, milho, sorgo e café, com alto uso de insumos e tecnologia, há muitos pivôs de irrigação na região do corredor, segundo dados do Levantamento de Agricultura Irrigada por Pivôs Centrais no Brasil (ANA e CNPMS, 2019).

A porção do corredor próxima à SE São Gotardo 2 é a que se apresenta em estágio mais avançado de antropização, sendo observadas a presença de pequenas e médias propriedades agrícolas, alguns **pivôs centrais** e pastagem. Em seguida, além das atividades mencionadas, passam a ser mais evidentes a presença de formações não florestais, como campo sujo, campo limpo e campo rupestre (Figura 62).

Na região central o uso do solo permanece fragmentado, com características semelhantes à anterior, porém com a presença de pequenas áreas de **silvicultura** e de fragmentos de **vegetação nativa**, associados principalmente aos cursos d`água (Figura 61).

Na porção norte, destacam-se as propriedades agrícolas de maior porte e a presença de **grandes áreas de reflorestamento**, devido principalmente ao relevo plano (Figura 60).

O corredor está integralmente localizado no **bioma Cerrado** e os fragmentos de vegetação nativa no corredor compreendem as formações florestais (Floresta estacional semidecidual, Mata de galeria, Vereda e Savana) e formações campestres. Tais fragmentos estão associados majoritariamente a áreas de APP e reserva legal.

Vale destacar que no estado de Minas Gerais, o pequi e o ipê amarelo (Lei Estadual Nº 20.308/12) e o buriti (Lei Estadual Nº 13.635/00) são declaradas imunes de corte, sendo necessária a autorização do órgão ambiental estadual competente em caso de supressão de vegetação.

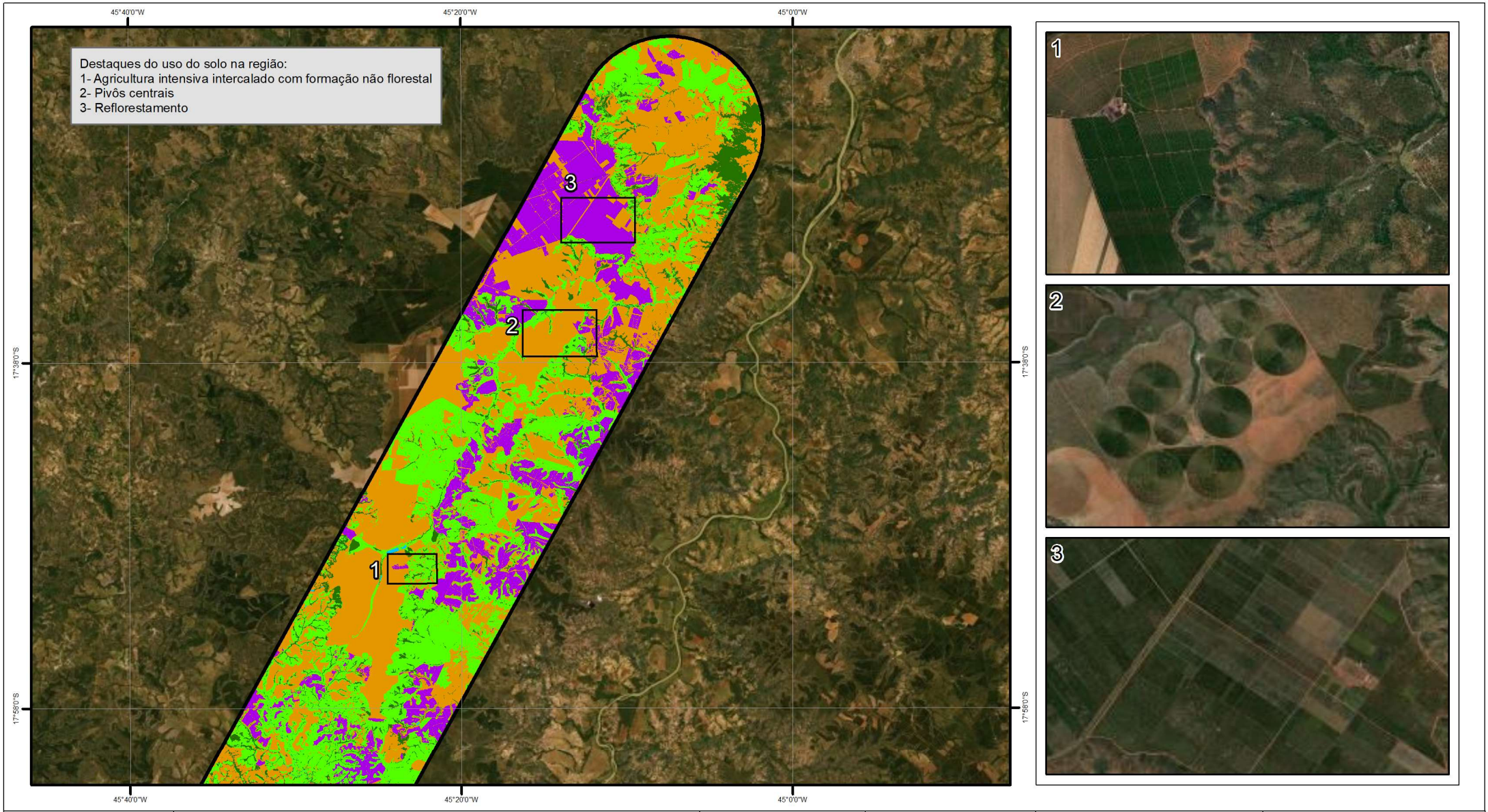


Figura 60 – Uso do solo no trecho norte do corredor da LT Buritizeiro 2 – São Gotardo 2 C1

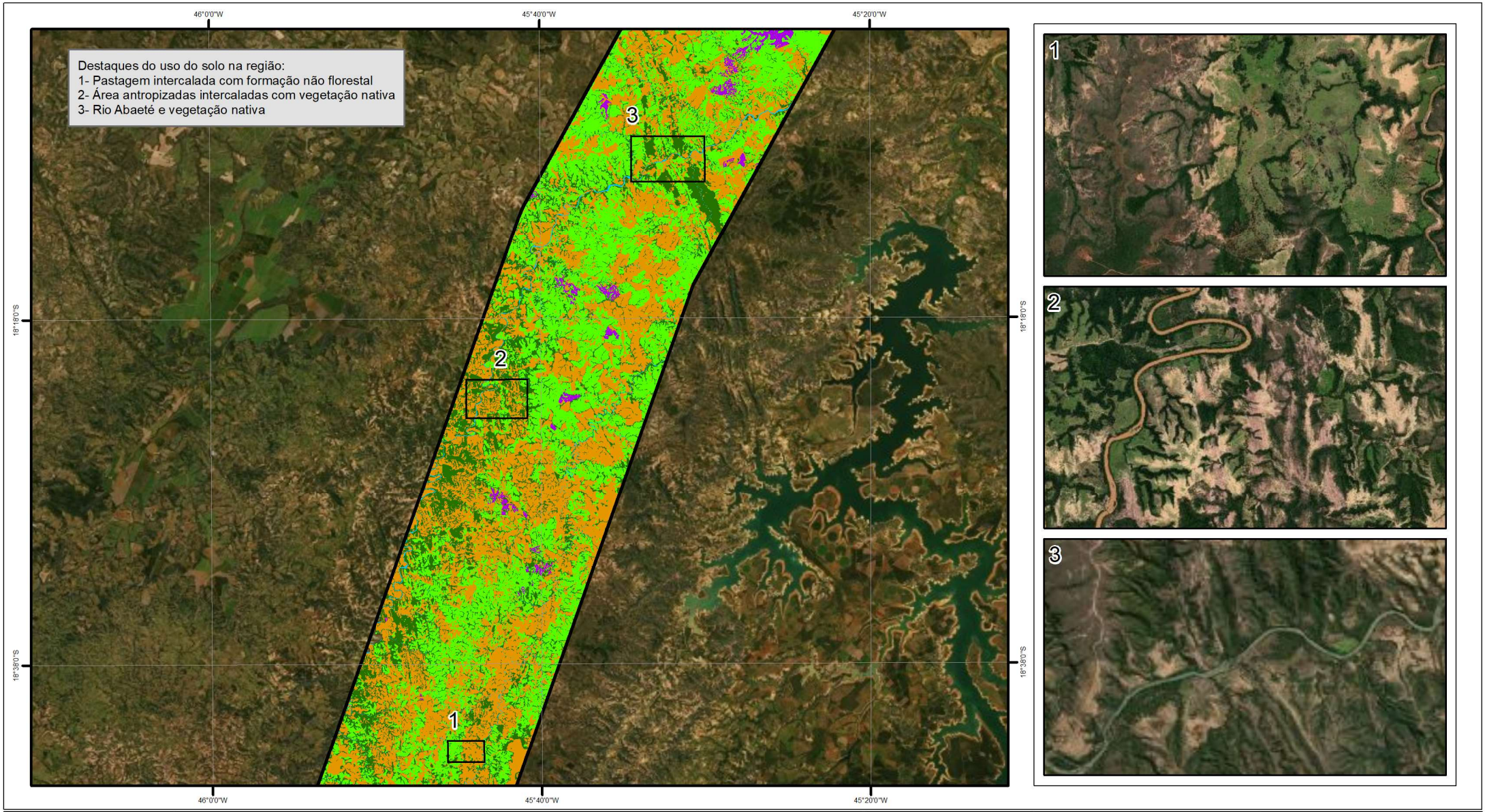


Figura 61 – Uso do solo no trecho central do corredor da LT Buritizeiro 2 – São Gotardo 2 C1

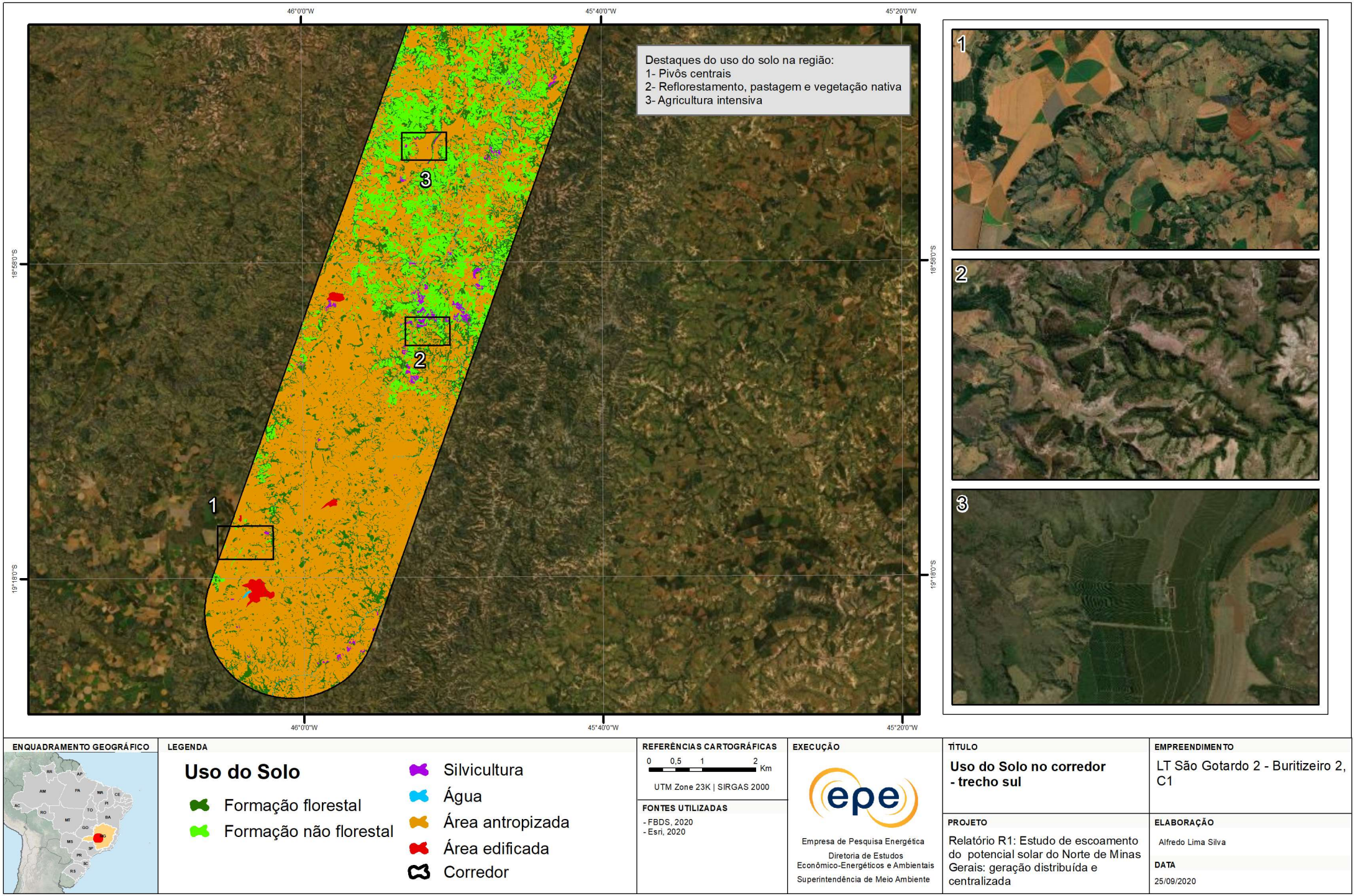


Figura 62 – Uso do solo no trecho sul do corredor da LT Buritizeiro 2 – São Gotardo 2 C1

Meio físico

As unidades de relevo predominantes ao longo do corredor são associadas aos domínios de: **Morros e Serras Baixas; Colinas Dissecadas e Morros Baixos; Colinas Amplas e Suaves; e Chapadas e Platôs**. Tais unidades não representam grandes dificuldades para a construção da linha e viabilização de acessos. No trecho sul do corredor, próximo à SE São Gotardo, ocorrem formas de relevo mais movimentados que podem representar complexidade construtiva. Destacam-se ainda as unidades de relevo de **Escarpas Serranas**, adjacentes aos domínios de Chapadas e Platôs, que abrangem parte do trecho norte do corredor e apresentam declividades elevadas. Apesar de no geral não representarem complexidades construtivas e de implantação de acessos, a passagem da linha sobre pontos específicos podem gerar interferências negativas sobre a beleza cênica, impactando a atividade turística e de lazer. Nesse caso, é importante dar **atenção às travessias de rios**, onde pode haver ocorrências de cachoeiras, e às regiões de chapada, onde pode haver apelo à preservação da paisagem.

No corredor predominam áreas classificadas como planas (0 a 3%), suave ondulado (3 a 8%) e ondulado (8 a 20 %), principalmente nas regiões norte e central. Na região sul do corredor tem destaque as áreas classificadas como forte ondulado (20 a 45%). Essa classificação também é observada nas áreas de domínio de escarpas serranas (Figura 63).

Os principais cursos d'água presentes no corredor estão localizados nos trechos sul e central. O **rio Abaeté** acompanha longitudinalmente a margem oeste do corredor cruzando-o em sua porção central, e será necessariamente atravessado pela LT. O **rio Borrachudo** é abrangido pelo corredor, acompanhando-o longitudinalmente até deixá-lo pela margem leste, também na região central. Importa registrar que na porção norte, o corredor atravessa ainda o rio do Formoso e o riacho Doce (Figura 63).

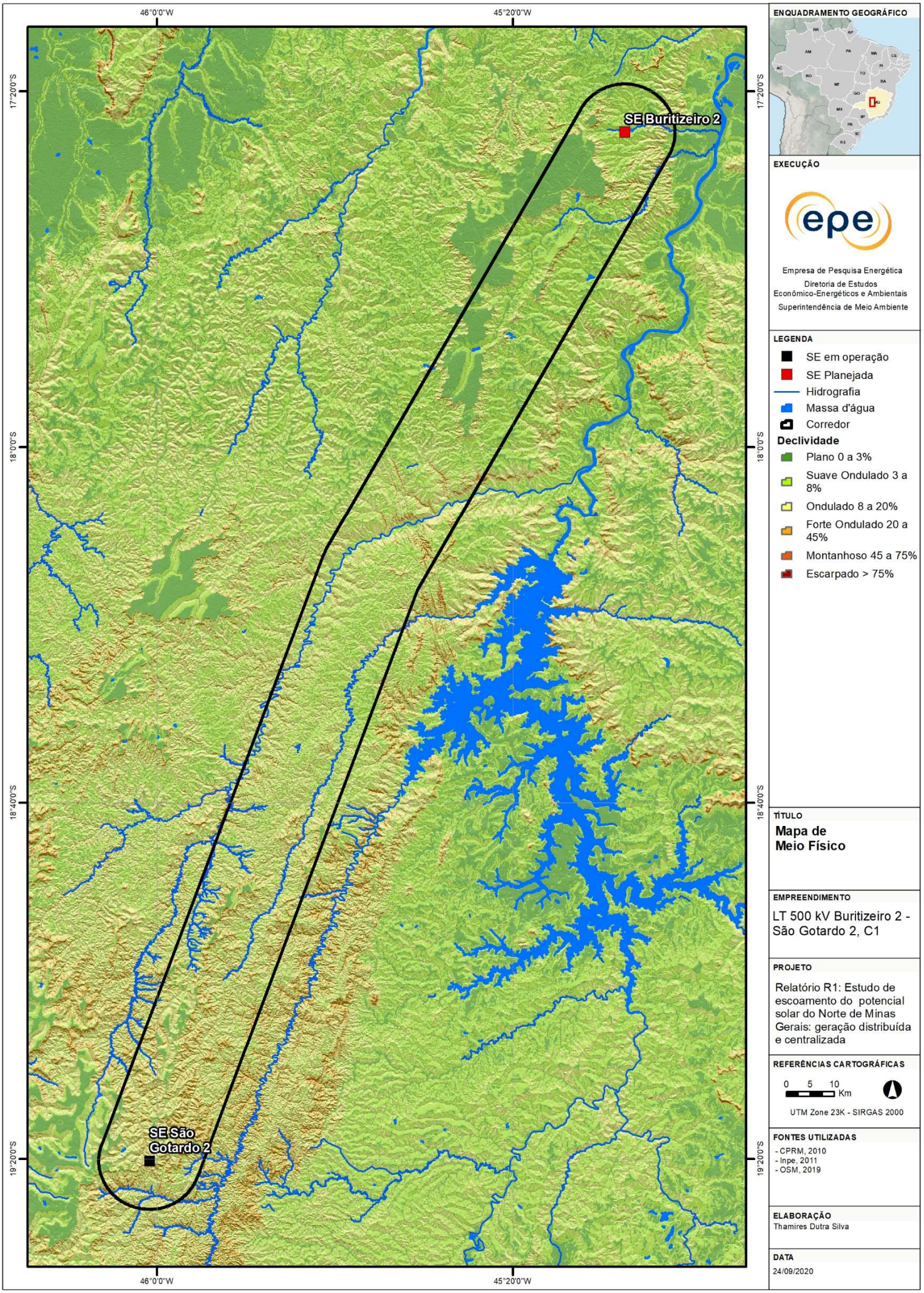


Figura 63 – Meio Físico no corredor da LT São Gotardo 2 – Buritizeiro 2 C1

Processos minerários

A área abrangida pelo corredor é objeto de **256 processos minerários** registrados na ANM (2019), cuja concentração é quase totalmente no trecho sul (Figura 64 e Figura 65). Todos são passíveis de desvio. Há maior participação das substâncias **fosfato, diamante, areia e minério de titânio** (Tabela 40). Com relação àqueles que se encontram em estágios mais avançados, os quantitativos são, em ordem crescente de restrição a interferências e de acordo com a categoria/fase: dois em licenciamento, 131 em autorização de pesquisa, 39 em requerimento de lavra e **quatro em concessão de lavra**. Destaca-se ainda a ocorrência da substância diamante, que se dá associada aos cursos d'água, em especial ao rio Borrachudos.

Tabela 40 - Processos minerários no corredor da LT 500 kV Buritizeiro 2 – São Gotardo 2 C1

Fase/ Substância	Autorização de pesquisa	Concessão de lavra	Disponibilidade	Lavra garimpeira	Licenciamento	Req. de lavra	Req. de lavra garimpeira	Req. de licenciamento	Req. de pesquisa	Req. de registro de extração	Total geral
Água mineral		1									1
Areia	9				1	7			2		19
Argila	1										1
Basalto	2										2
Bauxita	1										1
Calcário	3										3
Cascalho	2				1	1		1		1	6
Dado não cadastrado			8								8
Diamante	37	1	7	2		9	5		6		67
Diamante industrial	5	2	4			8					19
Filito	3		1			1					5
Fosfato	40		11						30		81
Hematita	1										1
Minério de berílio	1										1
Minério de ferro	1										1
Minério de manganês									2		2
Minério de ouro	3								1		4
Minério de titânio	14								3		17
Minério de zinco	3		1								4
Quartzito	1										1
Rocha potássica						8					8
Sais de potássio	3										3
Total Geral	131	4	32	2	2	34	5	1	44	1	256

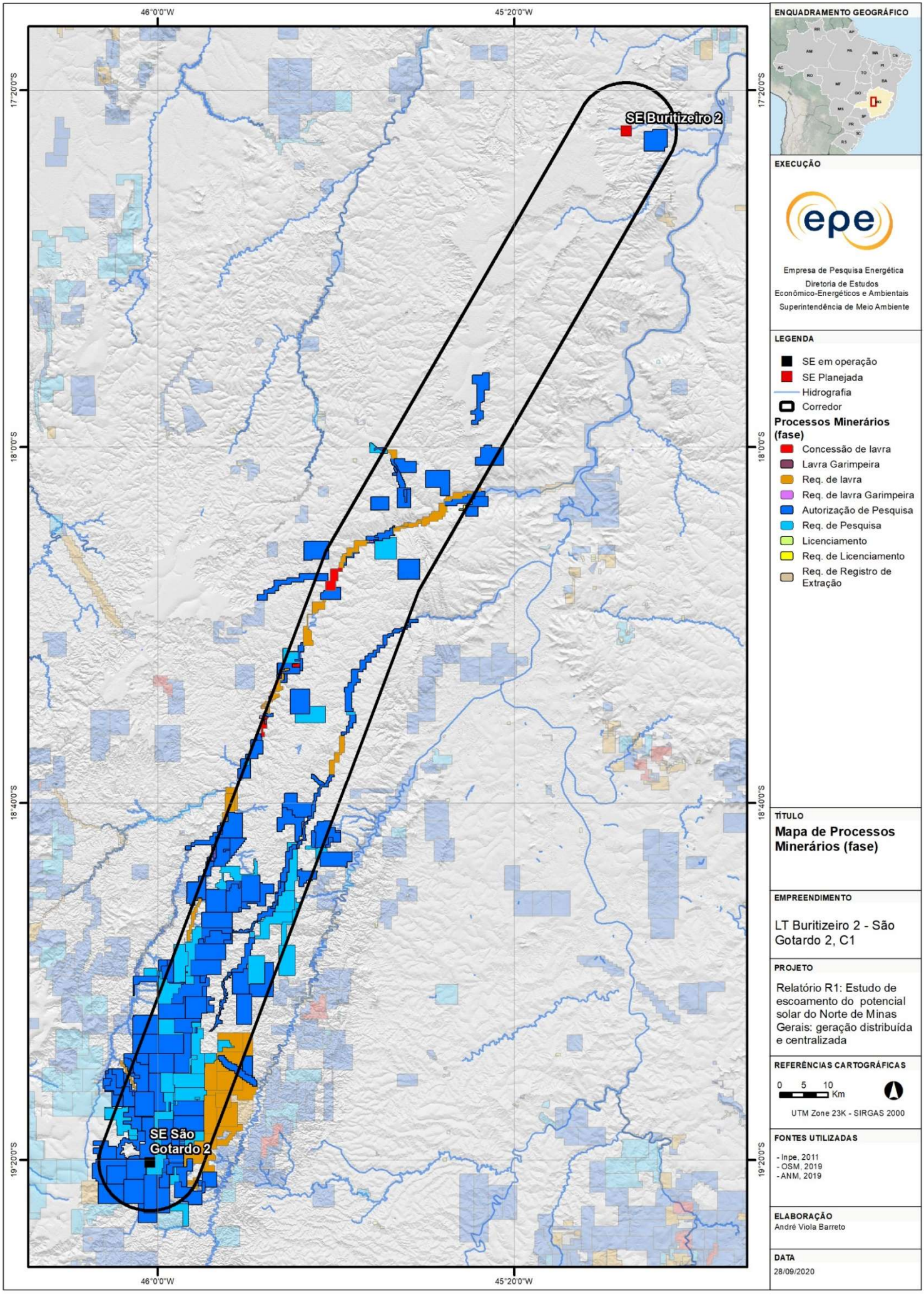


Figura 64 – Processos Minerários (fase) no corredor da LT Buritizeiro 2 – São Gotardo 2 C1

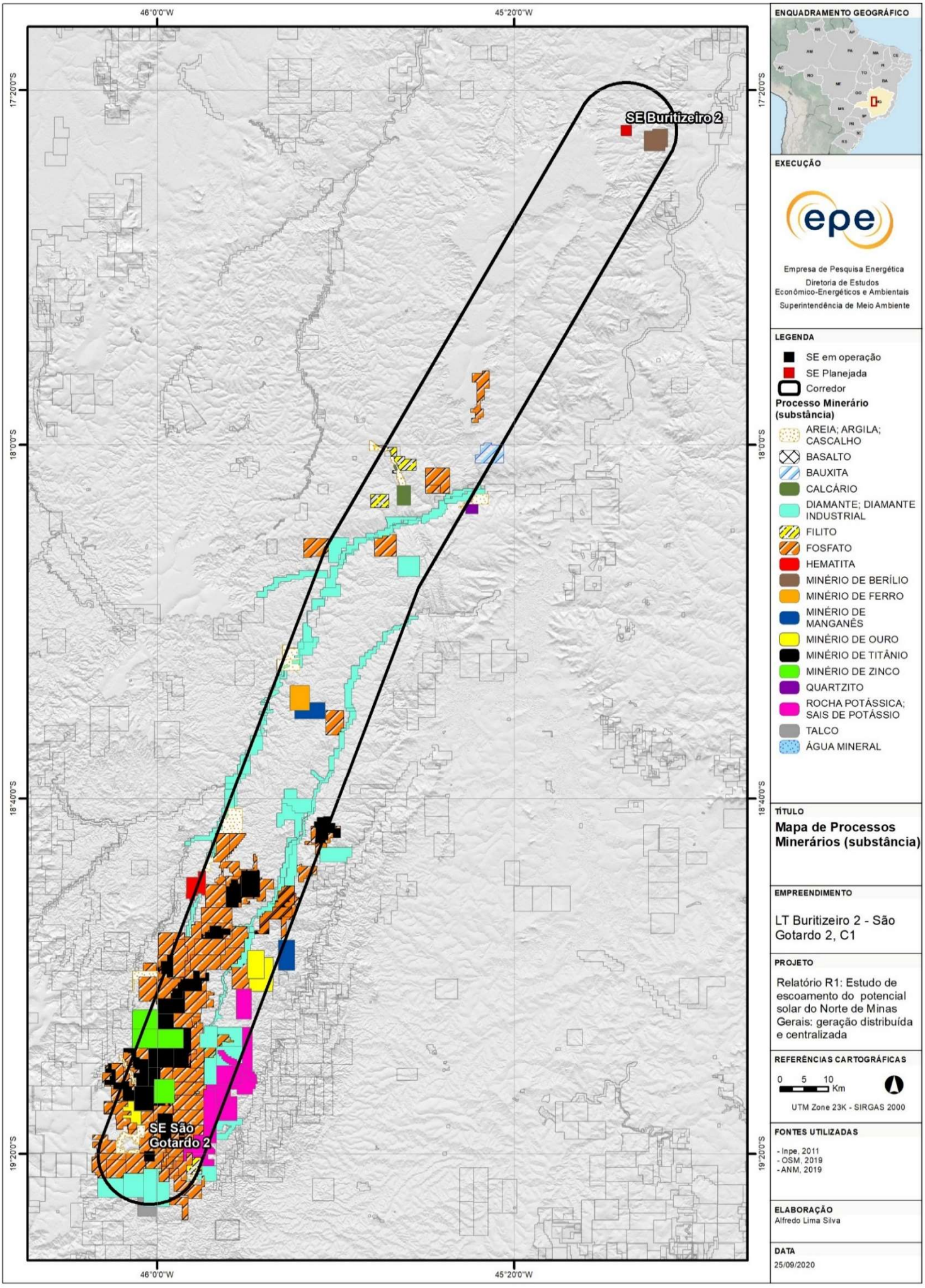


Figura 65 – Processos Minerários (substância) no corredor da LT Buritizeiro 2 – São Gotardo 2 C1

Áreas protegidas e com restrições legais

Foram identificadas **quatro cavernas** no interior do corredor, três localizadas em Matutina, na porção sul do corredor, e uma localizada em São Gonçalo do Abaeté, na porção norte, todas passíveis de desvio (Figura 66). Com relação à potencialidade de ocorrência de cavernas, o corredor atravessa áreas de potencialidade muito alta, localizadas majoritariamente na região central do corredor. Já as áreas de potencialidade alta se encontram nas regiões central e norte. A região sul é abrange basicamente áreas de potencialidade média. Cabe ainda ressaltar que no município de Matutina, sobrepondo três das cavidades mencionadas, foi identificado um polígono pertencente às **Áreas Prioritárias Para Conservação do Patrimônio Espeleológico** (ICMBio, 2018). Ainda que o corredor se sobreponha a poucas cavidades é importante observar o que diz a Resolução Conama 347/2004, que dispõe sobre a proteção do patrimônio espeleológico. Pelas razões expostas o tema de cavidades deverá ser aprofundado no Relatório R3.

De acordo com consulta realizada no Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos, acessado por meio do *site* do Iphan, foram identificados **três sítios georreferenciados** dentro do corredor, localizados em São Gonçalo do Abaeté, os quais podem ser desviados pela futura LT (Figura 66). 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 três sítios em São Gotardo, três em João Pinheiro, três em São Gonçalo do Abaeté (além dos já mencionados) e sete em Buritizeiro, que eventualmente podem também estar situados na área do corredor.

O corredor se sobrepõe a uma UC do grupo de Proteção Integral, a **APE Córrego Confusão**. Ressalta-se que UC **não é categorizada no Sistema Nacional de Unidades de Conservação** (SNUC - LEI 9.985/2000). A UC localiza-se na extremidade sul do corredor e se apresenta já bastante antropizada, abrangendo inclusive pivôs centrais e a área urbana de São Gotardo (Figura 66).

De acordo com as bases de dados consultadas não foram observadas a presença de TIs, assentamentos rurais ou comunidades quilombolas na área abrangida pelo corredor.

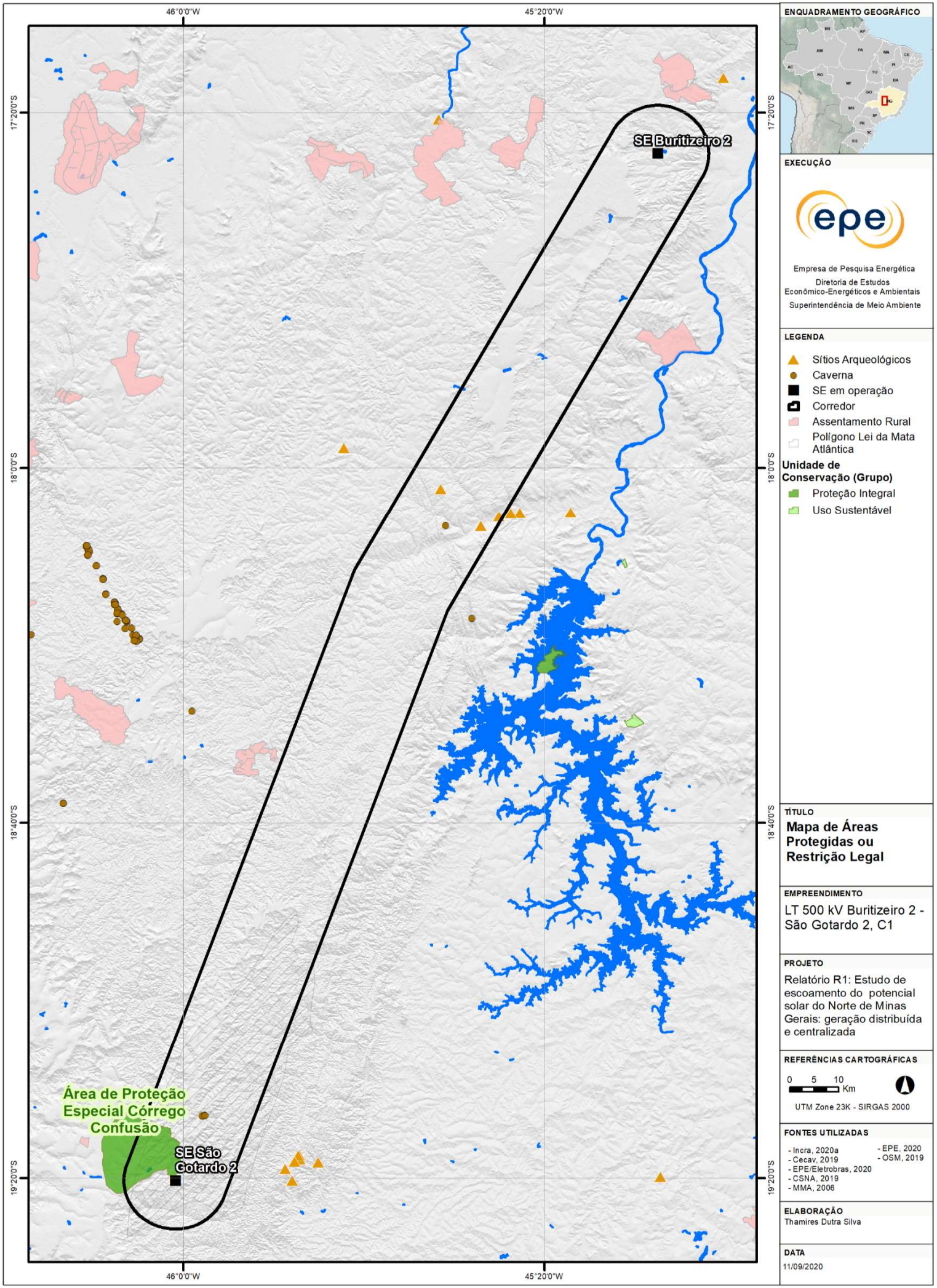


Figura 66 - Áreas protegidas e com restrições legais no corredor da LT Buritizeiro 2 – São Gotardo 2 C1

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, na elaboração do traçado referencial, a localização da SE Buritizeiro 2, definida no Relatório R3.

- Consultar as informações mais atualizadas sobre os aeródromos Fazenda Buritiz (ICAO: SDYI) e Fazenda Cachoeira 2 (ICAO: SWKA) e avaliar possíveis incompatibilidades do traçado da LT em relação aos Planos Básicos das Zonas de Proteção dos Aeródromos.

- Avaliar a possibilidade de elaborar o traçado da diretriz preferencial paralelo à LT 345 kV São Gotardo – Três Marias C1, de forma a minimizar a abertura de novos acessos.

- Considerar os requisitos de segurança para determinação do ponto mais adequado de travessia da **LT 800 kV CC Xingu – Terminal Rio**.

- Desviar das áreas com alta concentração de pivôs centrais, que por serem incompatíveis com as LTs aumentam os custos fundiários.

- Evitar as áreas agrícolas de uso intensivo, em especial os polígonos de silvicultura e as áreas de cultivo mecanizado, devido ao alto custo fundiário.

- Desviar dos três sítios arqueológicos situados em São Gonçalo do Abaeté e buscar informações mais precisas sobre a localização dos outros sítios existentes nos municípios atravessados pelo 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.

- Manter o distanciamento mínimo de 250 m das cavernas, localizadas principalmente no trecho sul do corredor, no município de Matutina, considerando o disposto no artigo 4° da Resolução Conama 347/2004.

- Evitar, se possível, sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, desviando preferencialmente daqueles que se encontram em estágios mais avançados.

- Estudar criteriosamente o local de travessia do rio Abaeté, de forma a minimizar os impactos na paisagem ou em atrativos turísticos.

- Desviar o traçado das áreas urbanas presentes no corredor, além das áreas com concentração de habitações e benfeitorias rurais.

- Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.

3.3.6 LT 500 kV Buritizeiro 2 - São Gonçalo do Pará C1

A ligação entre a SE Buritizeiro 2 (planejada) e a SE São Gonçalo do Pará (em operação) está prevista para ser realizada em **um circuito simples de 500 kV**.

O corredor delineado para a LT Buritizeiro 2 – São Gonçalo do Pará C1 possui **22 km de largura** e seu eixo possui aproximadamente **316 km de extensão**. Para facilitar sua descrição e apresentação das avaliações socioambientais, a área do corredor foi dividida em dois trechos: norte (entre a SE Buritizeiro 2 e a travessia do rio Paraopeba), e sul (entre a travessia do rio Paraopeba e a SE São Gonçalo do Pará).

O principal motivador para o delineamento do corredor foi desviar da UHE Formoso (planejada), e reduzir a interferência com grandes áreas de silvicultura. Assim, a partir da SE Buritizeiro 2 o corredor segue inicialmente na direção és-sudeste visando contornar o reservatório da UHE Formoso; sobrepõe a rodovia BR-365, e chega a um conjunto de pivôs de irrigação no centro do corredor, tendo ao norte a área urbana de Buritizeiros Na sequência dos pivôs está o rio São Francisco, e é nessa região que está previsto o barramento da UHE Formoso. O corredor cruza o rio e a LT planejada Pirapora 2 - Três Marias, e sobrepõe o Complexo Solar Pirapora e a área urbana de Pirapora ao norte; o espaço entre essas duas áreas é o local para passagem da futura de diretriz, pois ao sul do complexo solar está o reservatório da UHE planejada (Figura 67).

O corredor faz então uma inflexão para su-sudeste, abrangendo o Projeto de Assentamento PA Floresta Viveiros, e o primeiro circuito da LT planejada Pirapora 2 - Presidente Juscelino. Segue por cerca de 12 km ainda sobrepondo o reservatório da UHE, e após 10 km passa a sobrepor extensas áreas de silvicultura, que se situam majoritariamente entre o eixo do corredor e sua margem oeste (Figura 67).

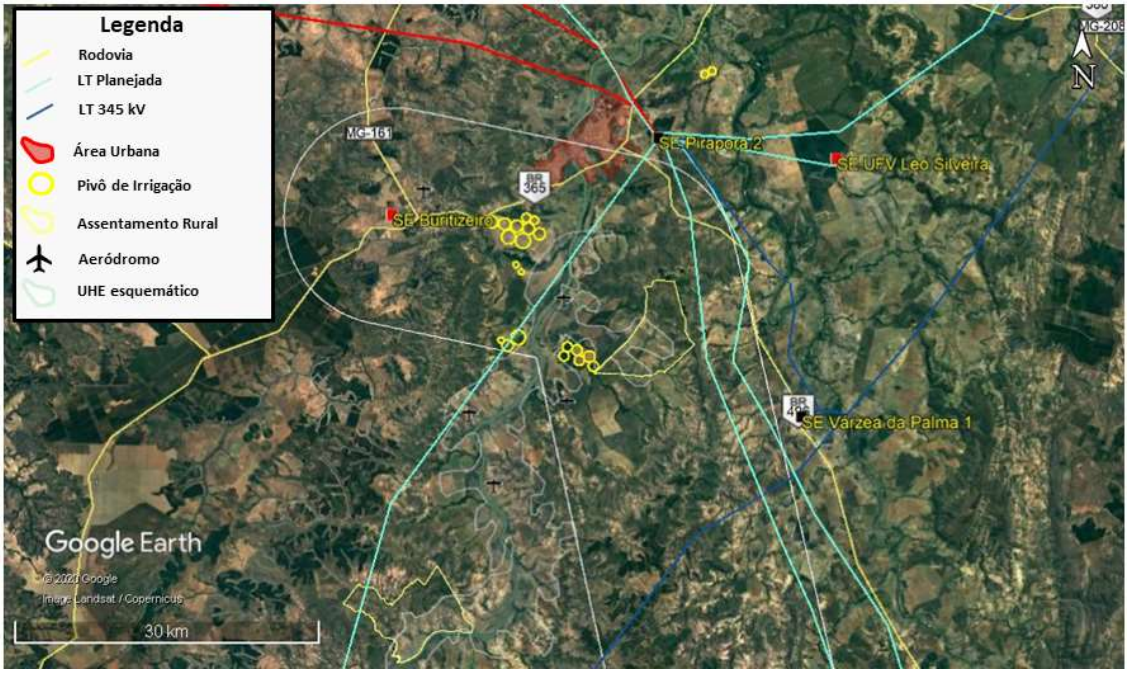


Figura 67 – Detalhe do trecho inicial do corredor do LT Buritizeiros 2 – São Gonçalo do Pará C1

Na sequência, o corredor cruza a LT Três Marias - Várzea da Palma e faz ligeira inflexão para o sul. Nesse trecho, na porção leste do corredor, os remanescentes de vegetação nativa ocorrem principalmente nas áreas de preservação permanente e nas áreas de relevo mais ondulado, entremeados principalmente com áreas de pastagem e agricultura, e também silvicultura. A LT Pirapora 2 - Presidente Juscelino sai do corredor, e segue paralela faceando sua borda; em seguida adentra novamente e logo sai, no que parece ter sido um desvio do aeródromo. O corredor faz uma inflexão à esquerda, e cruza a rodovia MG-220; segue por 20 km e o relevo fica mais acidentado, e então a área de silvicultura termina. O corredor cruza a LT Sete Lagoas 4 - Três Marias e a rodovia BR-040, e na sequência abrange a área urbana de Felixlândia e a rodovia MG-259 (Figura 68).

Ao chegar ao perímetro urbano de Felixlândia o corredor faz sua última mudança de direção defletindo para o sul, e atravessa um dos braços formadores do reservatório da UHE Três Marias, o rio Paraopeba. Como pode ser visto na Figura 69, nesse ponto o reservatório da UHE Três Marias chega próximo à barragem da UHE Retiro Baixo, cujo reservatório é parcialmente sobreposto pela borda leste do corredor. Ao longo do restante do percurso até a SE São Gonçalo do Pará o corredor abrange várias rodovias, pivôs de irrigação, lavras a céu aberto, fragmentos de vegetação nativa e núcleos urbanos. Atentar para um núcleo urbano ao norte da SE São Gonçalo do Pará (Figura 70).

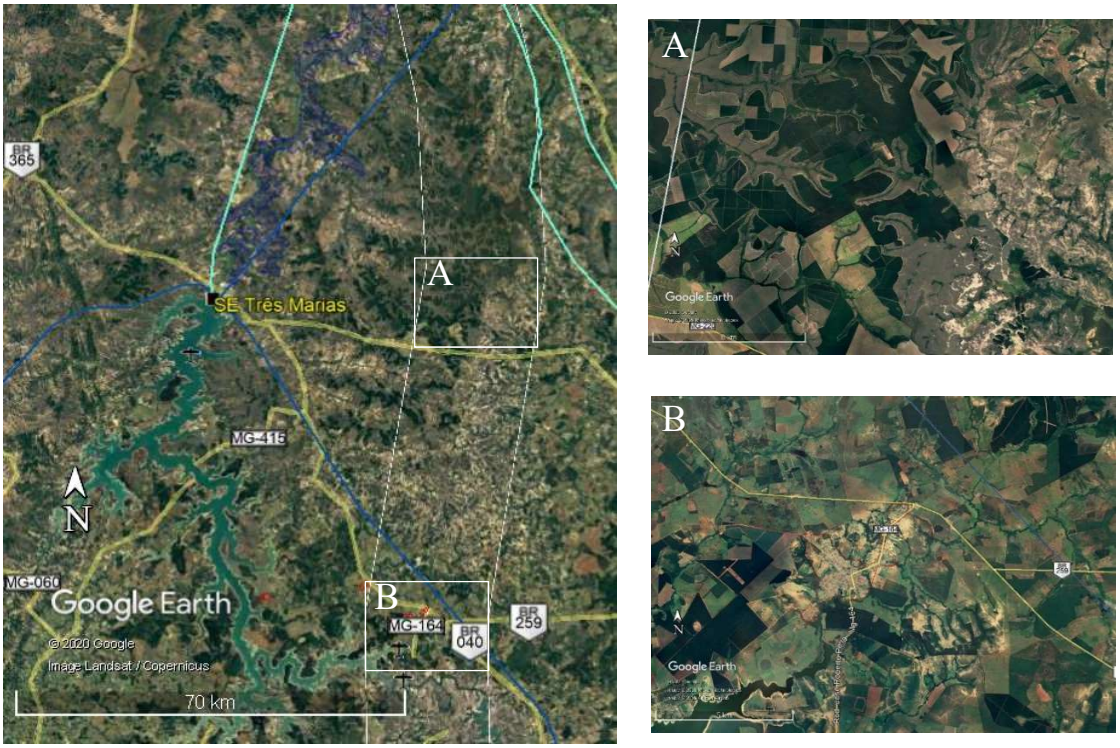


Figura 68 – Detalhe das áreas de silvicultura e área urbana de Felixlândia no corredor do LT Buritizeiros 2 – São Gonçalo do Pará C1

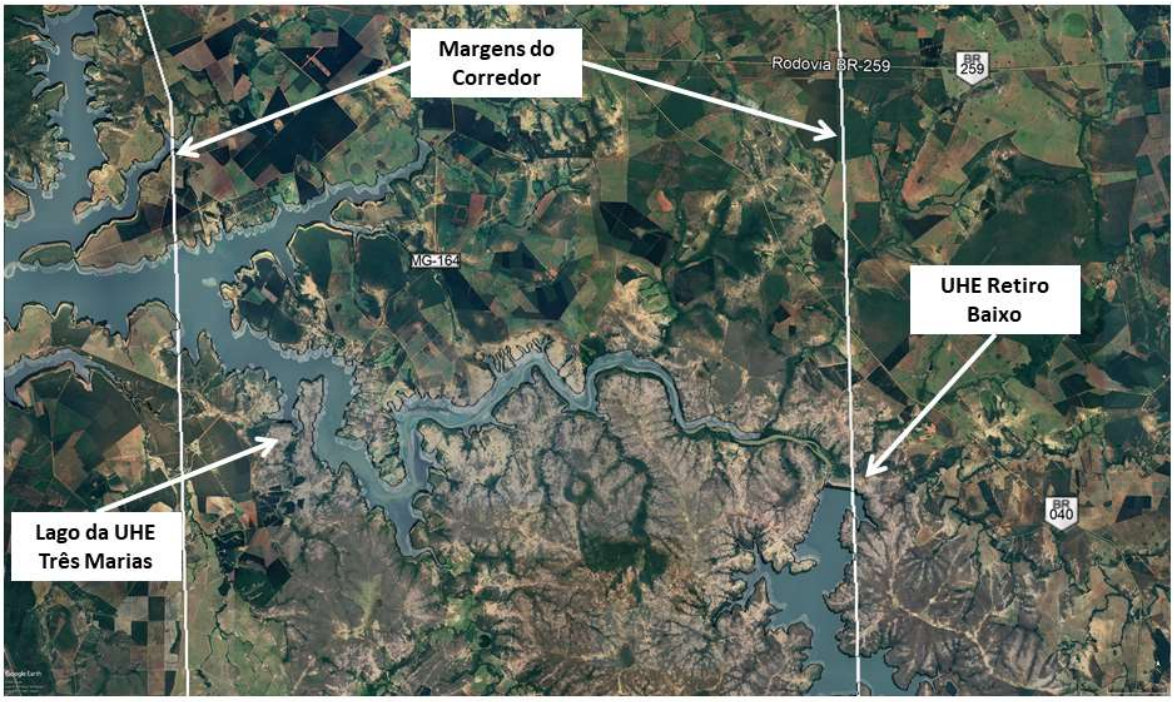


Figura 69 – Rio Paraopeba entre a UHE Retiro Baixo e o lago da UHE Três Marias

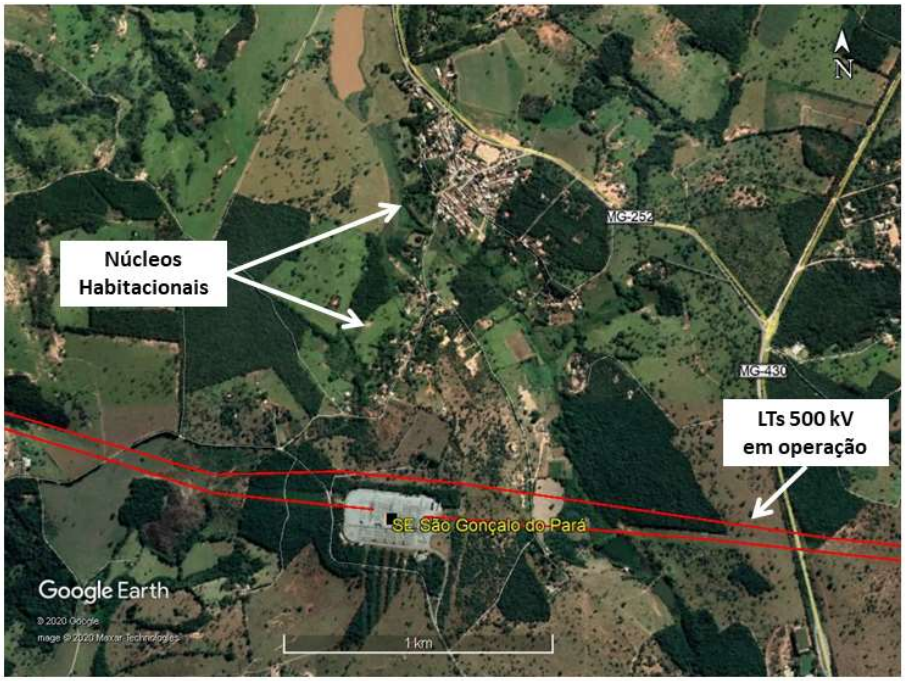


Figura 70 – Núcleo urbano e residências na chegada à SE São Gonçalo do Pará

Infraestrutura e localização

O corredor da LT 500 kV Buritizeiro 2 – São Gonçalo do Pará C1 localiza-se no estado de Minas Gerais, e abrange **22 municípios**, organizados em sete microrregiões e quatro mesorregiões, apresentados na Tabela 41.

Tabela 41 – Municípios atravessados pelo corredor da LT 500 kV Buritizeiro 2 – São Gonçalo do Pará C1

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
MG	Central Mineira	Bom Despacho	Leandro Ferreira
		Curvelo	Corinto
			Curvelo
			Felixlândia
			Morro da Garça
		Três Marias	Pompéu
			Três Marias
	Metropolitana de Belo Horizonte	Pará de Minas	Onça de Pitangui
			Pará de Minas
			Pitangui
		Sete Lagoas	Maravilhas
			Papagaios
	Norte de Minas	Pirapora	Buritizeiro
			Lassance
			Pirapora
			Várzea da Palma

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
	Oeste de Minas	Divinópolis	Carmo do Cajuru
			Conceição do Pará
			Divinópolis
			Igaratinga
			Nova Serrana
			São Gonçalo do Pará

O corredor abrange as sedes municipais de Conceição do Pará, Felixlândia, Onça de Pitangui, Pitangui, São Gonçalo do Pará, e parte das sedes de Buritizeiro, Divinópolis, Nova Serrana, Papagaios e Pirapora. Abrange ainda alguns núcleos urbanos dispersos, tais como os distritos São José dos Salgados, Comunidade da Água Limpa e Andrequicé.

A SE Buritizeiro 2 está localizada no município de Buritizeiro, às margens da rodovia BR-365, próximo ao Km 187, a cerca de 3 km a oeste do entroncamento com a rodovia MG-161, e aproximadamente a 12 km a oeste da área urbana do município. A SE São Gonçalo do Pará situa-se nas proximidades do entroncamento entre as rodovias MG-430 e MG-050; a partir desse entroncamento, no sentido de Divinópolis, dobra-se à direita em uma estrada sem nome e segue-se por cerca de 2 km até a subestação. A SE São Gonçalo do Pará dista aproximadamente 7 Km da área urbana de Divinópolis. As coordenadas das subestações do corredor são apresentadas na Tabela 42.

Tabela 42 – Coordenadas das subestações do corredor da LT 500 kV Buritizeiro 2 – São Gonçalo do Pará C1

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Buritizeiro 2	Planejada[1]	17°24'36"S	45°7'25"O	Buritizeiro	MG
São Gonçalo do Pará	Existente	20°4'23"S	44°50'27"O	São Gonçalo do Pará	MG

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

O corredor apresenta **apoio rodoviário escasso no trecho norte**, onde existem grandes áreas de silvicultura e agricultura irrigada, e a infraestrutura viária se constitui basicamente de estradas rurais e algumas rodovias que cortam o corredor transversalmente (BR-040, BR-365, MG-220. Já o trecho sul apresenta **bom apoio rodoviário** com várias rodovias asfaltadas em uma disposição "malhada". Como se trata de um corredor de 316 km de extensão e 22 km de largura, mesmo no trecho sul é possível que seja necessário realizar obras para utilização de vias rurais, visando comportar os veículos utilizados na implantação da futura LT (Figura *71*).

A **Ferrovia Centro-Atlântica S.A. - FCA** opera alguns ramais na área do corredor. Um deles conectado a um terminal intermodal em Pirapora, situado ao sul do entroncamento entre

as rodovias MG-365 e MG-496, e a partir desse terminal parte um ramal no sentido sudeste acompanhando a MG-496 até sair do corredor (Figura *71*). Na área urbana de Divinópolis, existem dois ramais sem possibilidade de interferência pela diretriz da futura LT. Nas bases pesquisadas consta um outro ramal sob concessão da **FCA** cujo trajeto atravessa o trecho sul do corredor, nas proximidades da divisa entre Conceição do Pará, Onça do Pitangui e Pitangui. Entretanto, documentos disponibilizados na rede mundial de computadores informam que esse ramal foi desativado e suas estruturas erradicadas (Giesbrecht, 2020).

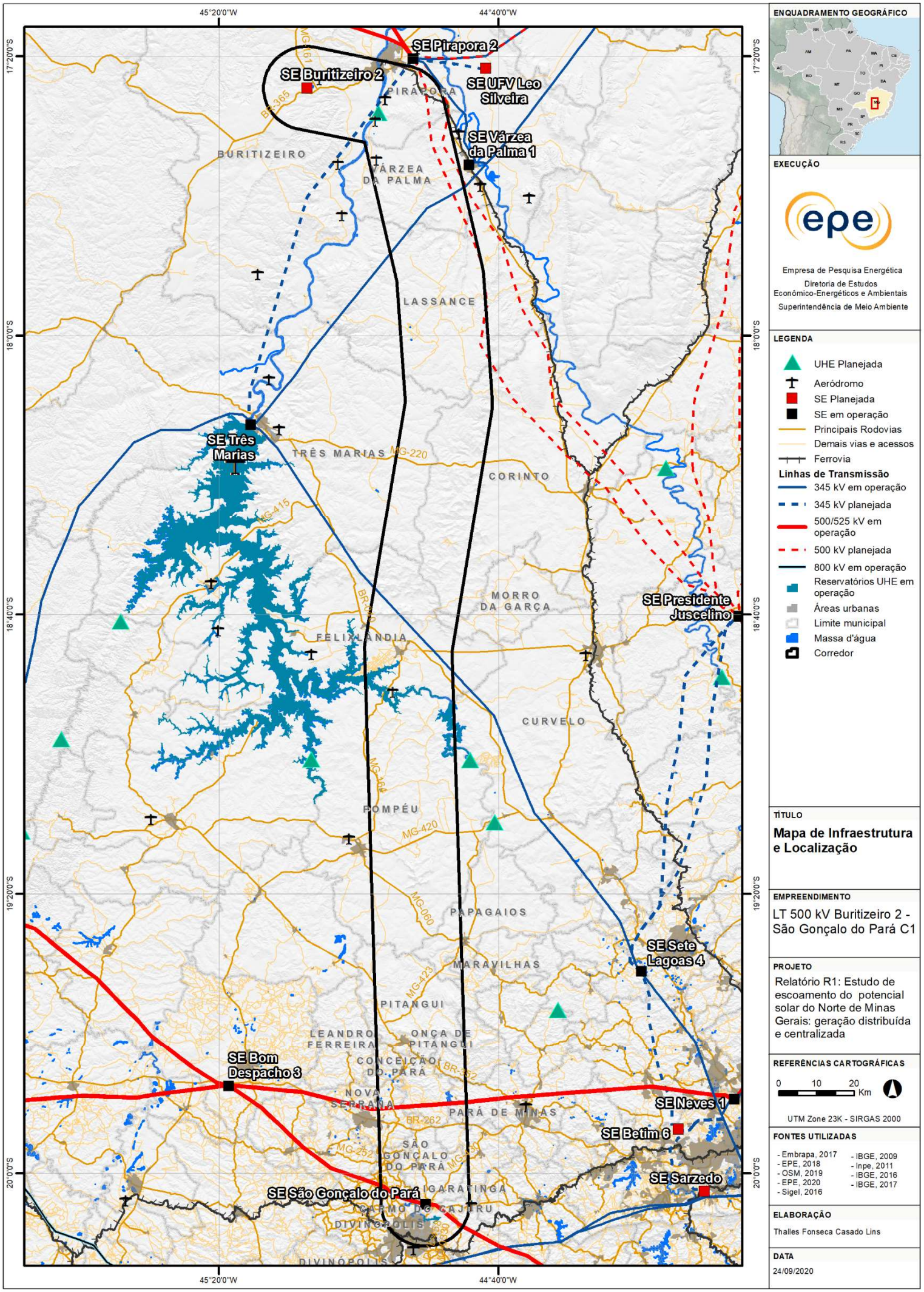
O corredor abrange **cinco aeródromos** no trecho norte, todos passíveis de desvio (Figura *71*).

O corredor abrange **sete LTs existentes** e **três LTs planejadas** (Figura *71*). As LTs planejadas localizam-se no trecho norte do corredor. Duas LTs existentes atravessam o corredor no trecho norte, e as demais LTs existentes atravessam o corredor no trecho sul (Tabela 43).

Tabela 43 – Linhas de transmissão abrangidas pelo corredor da LT 500 kV Buritizeiro 2 – São Gonçalo do Pará C1

Status	Tensão	Ligação
Em operação	500 kV	Bom Despacho 3 - Neves 1 C1
		Bom Despacho 3 - Neves 1 C2
		Bom Despacho 3 - Ouro Preto 2
		Bom Despacho 3 - São Gonçalo do Pará
		São Gonçalo do Pará - Itabirito 2
	345 kV	Três Marias - Várzea da Palma
		Sete Lagoas 4 - Três Marias
Planejada	500 kV	Pirapora 2 - Presidente Juscelino C1
		Pirapora 2 - Presidente Juscelino C2
	345 kV	Pirapora 2 - Três Marias

O corredor sobrepõe parcialmente os reservatórios de duas UHEs; a **UHE Três Marias** no rio São Francisco, e a **UHE Retiro Baixo** no rio Paraopeba. O rio Paraopeba atravessa o corredor transversalmente, ao norte do município de Pompéu, demarcando a divisa desse município com os munícipios de Curvelo e Felixlândia. O rio já adentra o corredor formando o lago da UHE Retiro Baixo, e logo após passar pelo barramento dessa hidrelétrica, ele começa a formar um dos braços do reservatório da UHE Três Marias. As menores larguras do leito do rio nessa região são de aproximadamente 130 m, sem contar a mata ciliar. Recomenda-se verificar as larguras atingidas pelo leito desse rio nas épocas de cheias, para definição do ponto de travessia (Figura 69 e Figura 70).



ENQUADRAMENTO GEOGRÁFICO

EXECUÇÃO

Empresa de Pesquisa Energética
Diretoria de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Superintendência de Meio Ambiente

LEGENDA

- UHE Planejada
- Aeródromo
- SE Planejada
- SE em operação
- Principais Rodovias
- Demais vias e acessos
- Ferrovia

Linhas de Transmissão

- 345 kV em operação
- 345 kV planejada
- 500/525 kV em operação
- 500 kV planejada
- 800 kV em operação
- Reservatórios UHE em operação
- Áreas urbanas
- Limite municipal
- Massa d'água
- Corredor

TÍTULO

Mapa de Infraestrutura e Localização

EMPREENDIMENTO

LT 500 kV Buritizeiro 2 - São Gonçalo do Pará C1

PROJETO

Relatório R1: Estudo de escoamento do potencial solar do Norte de Minas Gerais: geração distribuída e centralizada

REFERÊNCIAS CARTOGRÁFICAS

0 10 20 Km

UTM Zone 23K - SIRGAS 2000

FONTES UTILIZADAS

- Embrapa, 2017
- EPE, 2018
- OSM, 2019
- EPE, 2020
- Sigel, 2016
- IBGE, 2009
- Inpe, 2011
- IBGE, 2016
- IBGE, 2017

ELABORAÇÃO

Thalles Fonseca Casado Lins

DATA

24/09/2020

Figura 71 – Infraestrutura e Localização no corredor da LT 500 kV Buritizeiro 2 – São Gonçalo do Pará C1

Em relação à UHE planejada no rio São Francisco, UHE Formoso, o prazo de entrega dos Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica para a Aneel é 17/04/2022 (Sigel, 2016). Essa UHE encontra-se atualmente em processo de licenciamento ambiental no Ibama, mas foi firmado acordo para que o processo seja feito pelo estado de Minas Gerais (Ibama, 2018; Ibama, 2020). As figuras da UHE utilizadas neste Relatório R1 apresentam localização e geometria aproximadas do reservatório, e é importante destacar que esse desenho foi elaborado a partir de dados antigos do inventário, não possuindo precisão geográfica; portanto, não corresponde à área exata do projeto que atualmente se encontra em desenvolvimento. Ainda que o desenho fosse fiel ao projeto atual, as interferências com estruturas existentes ou em implantação podem ser superadas com soluções dentro do projeto de engenharia ou com regras operativas do reservatório (EPE, 2015).

O corredor abrange a **Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Carioca**, no rio São João, no município Pará de Minas, que pode ser desviada por parte da futura LT.

Vegetação e uso do solo

O corredor está localizado nos biomas **Cerrado** e **Mata Atlântica**. A vegetação nativa pertence majoritariamente a diferentes fitofisionomias de savanas. Também estão presentes no corredor áreas de mata associadas geralmente às margens dos cursos d'água, e remanescentes florestais preservados nas regiões de relevo mais acidentado, como os topos de morro. A área de Mata Atlântica corresponde a uma pequena faixa transversal no corredor, nos municípios de Onça de Pitangui e Pitangui (Figura 72).

Em relação às coberturas florestais associadas às drenagens dos rios, destaca-se a ocorrência de veredas, que no estado de Minas Gerais são áreas protegidas por lei (Minas Gerais, 2012). A região apresenta ainda árvores imunes ao corte por força de leis estaduais (Minas Gerais, 2000; Minas Gerais, 2013) como o Pequi, o Ipê Amarelo e o Buriti.

De forma geral, o uso do solo no corredor se destina às atividades de **agricultura, pastagem** e **silvicultura**. Destaca-se que além das grandes áreas de silvicultura no trecho norte do corredor, também existem áreas entremeadas a áreas de APP nas margens de rios, e esse conjunto também pode estar associado às respectivas reservas legais das propriedades. No trecho norte os pivôs formam grandes conjuntos no entorno do Rio São Francisco, e no trecho sul estão dispersos, principalmente no município de Pompéu. Existem muitas benfeitorias rurais nas áreas de agropecuária, e nas áreas de silvicultura voltadas para a produção de carvão vegetal. É preciso mencionar que do sul do município de Pompéu até São Gonçalo do Pará existem várias áreas de mineração (Figura 73, Figura 74 e Figura 75).

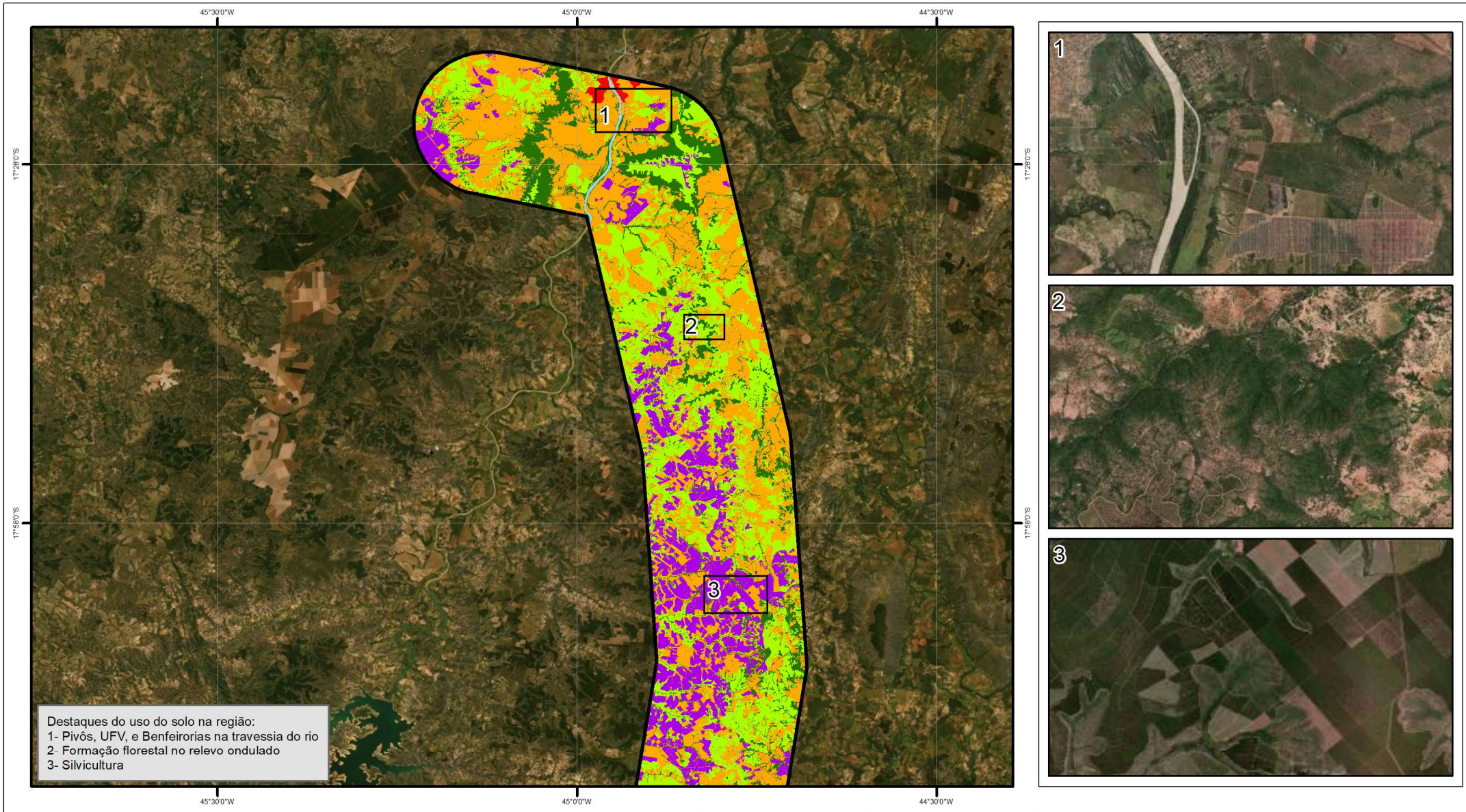


Figura 72 – Polígono da Lei da Mata Atlântica e corredor da LT Buritizeiro 2 – São Gonçalo do Pará C1

Meio físico

O trecho norte do corredor apresenta relevo **predominantemente suave ondulado a ondulado**, com ocorrência de **planícies fluviais** ao longo do rio São Francisco, e relevo plano na chegada ao leito do rio Paraopeba. O Trecho sul apresenta **relevo suave ondulado** do rio Paraopeba até a Serra da Cruz do Monte no sul do município de Pitangui, e a partir daí volta a se apresentar suave ondulado a ondulado até o final do corredor (Figura ***76***).

A maioria dos **cursos d'água** do corredor não demandam grandes travessias, com exceção do rio Paraopeba e do rio São Francisco, anteriormente mencionados. No trecho norte destacam-se o rio do Formoso, o rio do Boi e o Rio de Janeiro, e no trecho sul o rio São João e o rio Pará.



ENQUADRAMENTO GEOGRÁFICO

LEGENDA

Corredor

Uso do Solo

- Formação florestal
- Formação não florestal
- Silvicultura
- Água
- Área antropizada
- Área edificada

REFERÊNCIAS CARTOGRÁFICAS

0 0,5 1 2 Km

UTM Zone 23K | SIRGAS 2000

FONTES UTILIZADAS

- FBDS, 2020
- Esri, 2020

EXECUÇÃO

Empresa de Pesquisa Energética
Diretoria de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Superintendência de Meio Ambiente

TÍTULO

Mapa de Uso do Solo - trecho norte

EMPREENDIMENTO

LT 500 kV Buritizeiro 2 - São Gonçalo do Pará C1

PROJETO

Relatório R1: Estudo de escoamento do potencial solar do Norte de Minas Gerais: geração distribuída e centralizada

ELABORAÇÃO

André Viola Barreto

DATA

24/09/2020

Figura 73 – Uso do solo no trecho norte do corredor da LT 500 kV Buritizeiro 2 – São Gonçalo do Pará C1

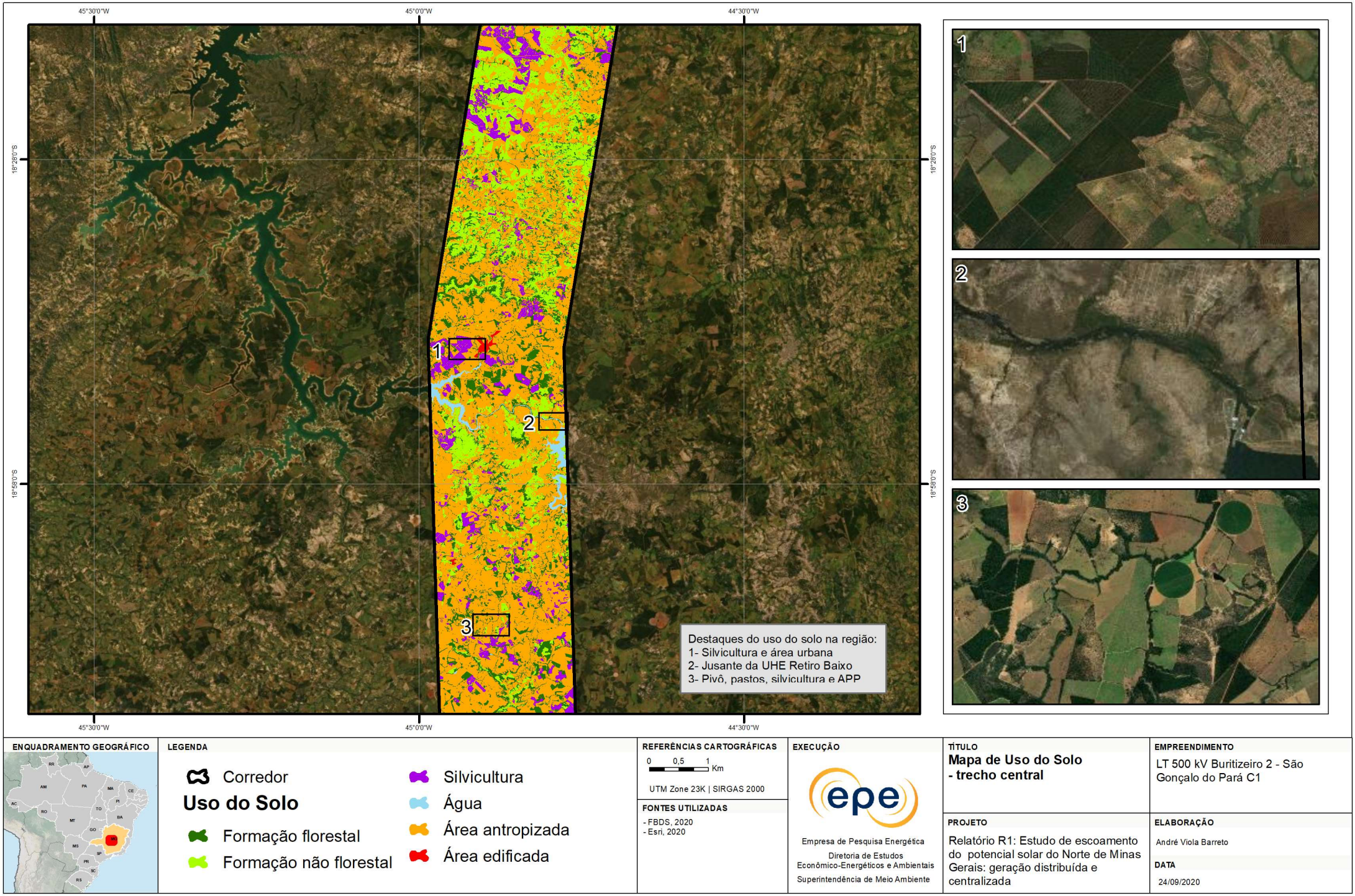


Figura 74 – Uso do solo na porção mediana do corredor da LT 500 kV Buritizeiro 2 – São Gonçalo do Pará C1

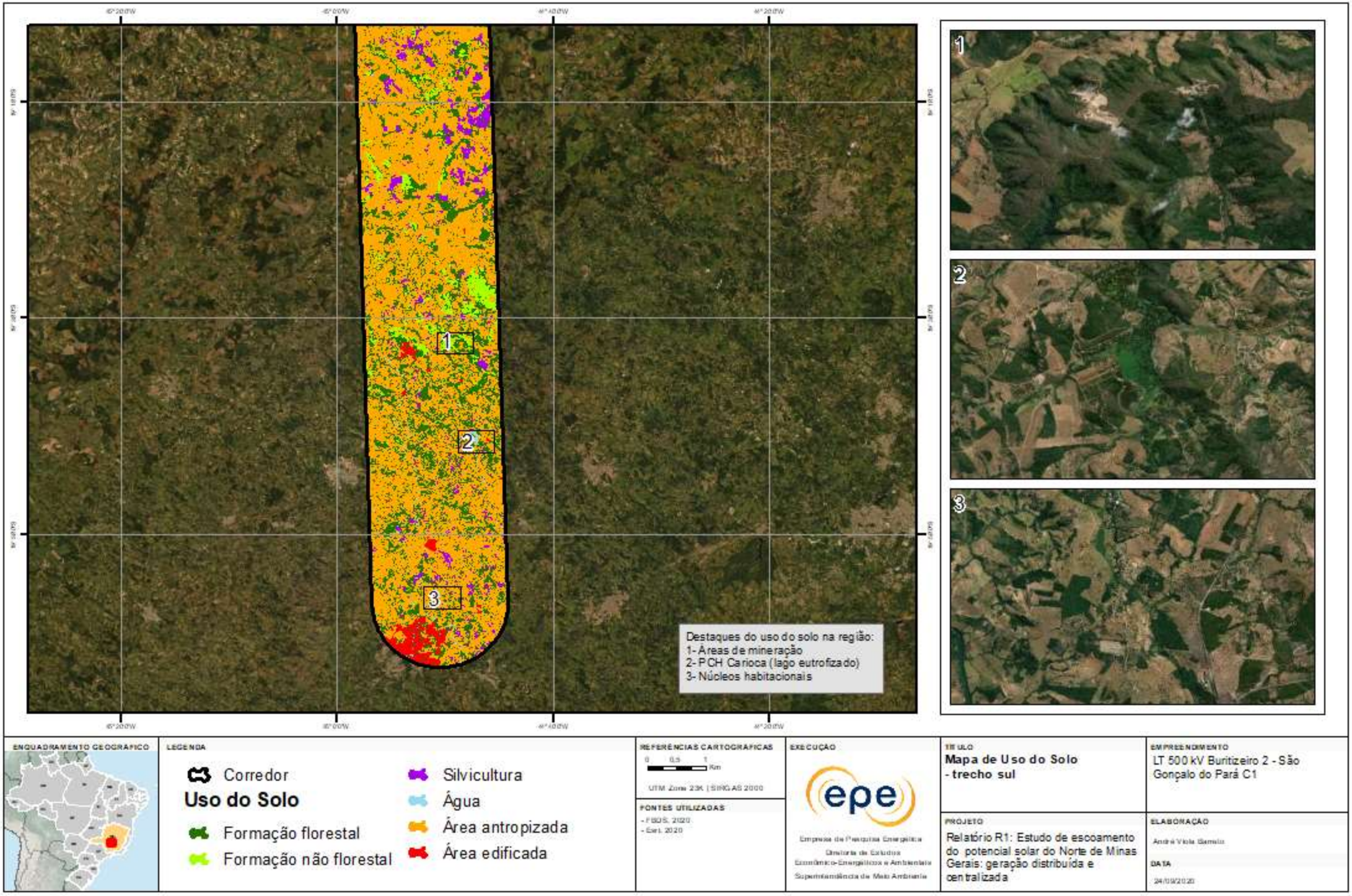


Figura 75 – Uso do solo no trecho sul do corredor da LT 500 kV Buritizeiro 2 – São Gonçalo do Pará C1

Processos minerários

A área abrangida pelo corredor é objeto de **752 processos minerários** registrados na ANM, cuja concentração é maior no trecho sul (Figura *77* e Figura 78). Não é possível desviar de todos esses processos, mas os que se encontram em estágios mais avançados são passíveis de desvio. A maior parte dos processos refere-se às substâncias **areia**, **diamante e minério de ouro**; considerando-se apenas as fases de Requerimento de Lavra e Concessão de Lavra, as substâncias com maior número de processos são **agalmatolito** com 19 processos, **ardósia** com 12, e **areia** com 12 (Tabela 44). Duas regiões concentram a maior parte desses processos de requerimento e concessão de lavra, a primeira no entorno das divisas entre os municípios de Onça de Pitangui, Pitangui e Conceição do Pará, e a outra no entorno das divisas entre os municípios de Pitangui, Papagaios e Pompéu; mesmo nestas regiões o desvio da diretriz é possível.

Importa destacar que muitas empresas de mineração utilizam sistemas de teleféricos para transporte de carga em suas áreas de lavra. Esses sistemas são formados por torres, cabos de aço e caçambas, e as mineradoras podem apresentar condicionantes para a travessia desses sistemas, como a implantação de equipamentos extras para minimizar quedas de torres e cabos, e o aterramento das torres dos teleféricos. Recomenda-se desviar das áreas de lavras e de seus sistemas de transportes de carga.

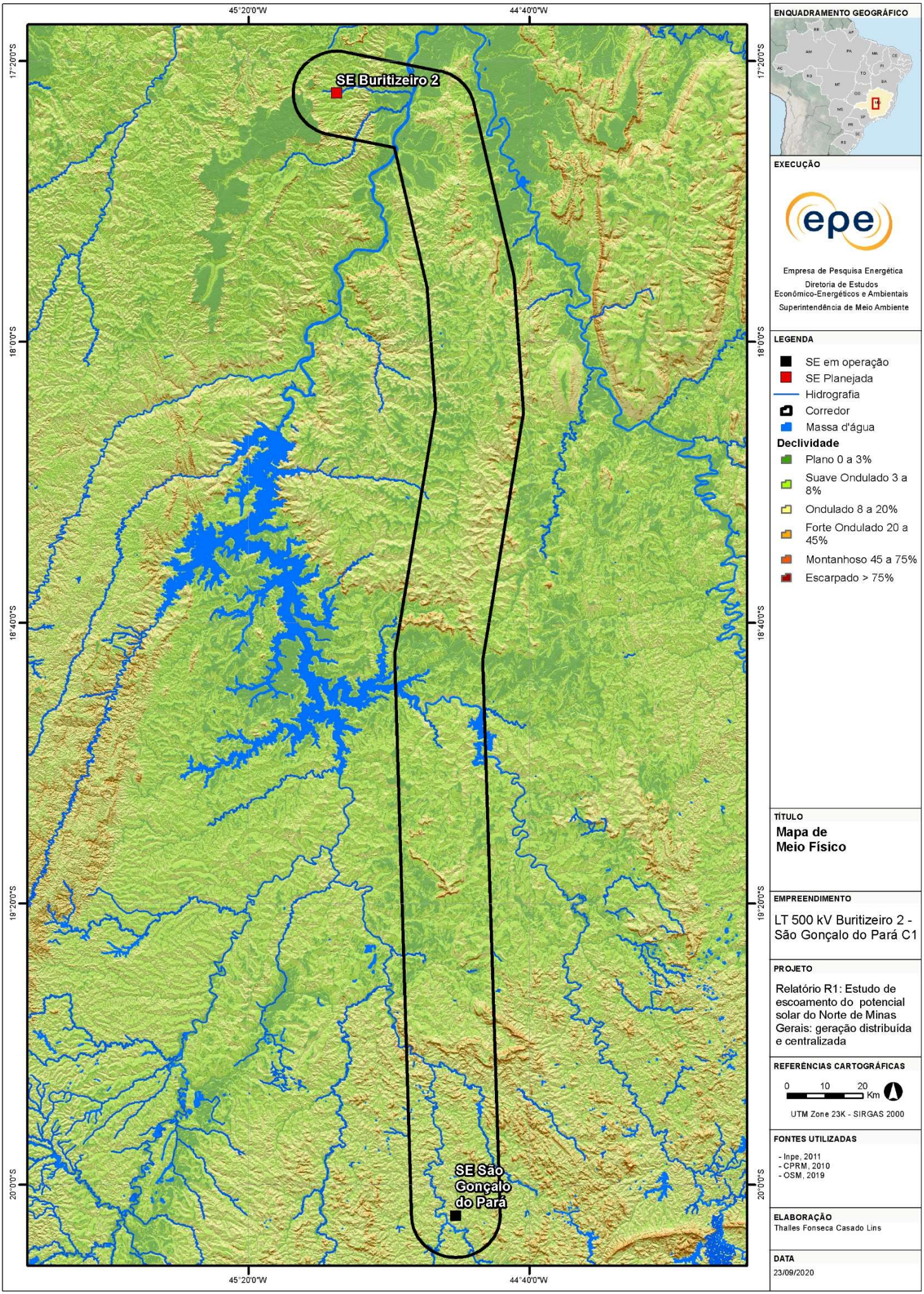


Figura 76 – Meio Físico no corredor da LT 500 kV Buritizeiro 2 – São Gonçalo do Pará C1

Tabela 44 - Processos minerários no corredor da LT 500 kV Buritizeiro 2 – São Gonçalo do Pará C1

Fase/ Substância	Autorização de pesquisa	Concessão de lavra	Disponibilidade	Licenciamento	Registro de extração	Req. de lavra	Req.de licenciamento	Req.de pesquisa	Req. de registro de extração	Total Geral
Areia	137	-	9	74	1	12	38	48	-	**319**
Diamante	70	-	2	-	-	-	-	8	-	**80**
Minério de ouro	54	-	4	-	-	2	-	18	-	**78**
Argila	13	2	2	22	-	3	9	1	-	**52**
Ardósia	14	3	3	1	-	15	1	-	-	**37**
Agalmatolito	4	14	-	-	-	5	-	1	-	**24**
Gnaisse	8	5	1	2	-	2	-	-	-	**18**
Diamante industrial	15	-	1	-	-	-	-	-	-	**16**
Minério de ferro	10	-	3	-	-	-	-	3	-	**16**
Ouro	3	4	3	-	-	1	-	1	-	**12**
Cascalho	3	-	-	3	1	-	1	1	1	**10**
Calcário	7	-	-	-	-	2	-	-	-	**9**
Fosfato	8	-	-	-	-	-	-	-	-	**8**
Granito	4	-	1	-	-	-	1	1	-	**7**
Quartzo	4	1	-	-	-	-	-	-	-	**5**
Água mineral	4	1	-	-	-	-	-	-	-	**5**
Argila refratária	1	2	1	-	-	1	-	-	-	**5**
Caulim	2	-	1	-	-	-	-	1	-	**4**
Minério de zinco	1	-	-	-	-	-	-	2	-	**3**
Calcário dolomítico	-	-	-	1	-	1	-	-	-	**2**
Cobre	2	-	-	-	-	-	-	-	-	**2**
Filito	1	1	-	-	-	-	-	-	-	**2**
Minério de manganês	2	-	-	-	-	-	-	-	-	**2**
Pirofilita	-	1	-	-	-	1	-	-	-	**2**
Quartzito	1	1	-	-	-	-	-	-	-	**2**
Saibro	1	-	-	-	-	1	-	-	-	**2**
Areia industrial	-	-	-	-	-	-	-	1	-	**1**
Areia quartzosa	-	-	-	-	-	-	-	1	-	**1**
Arenito	-	-	-	-	-	-	1		-	**1**
Bauxita	1	-	-	-	-	-	-	-	-	**1**
Dolomito	-	1	-	-	-	-	-	-	-	**1**
Mármore	-	-	1	-	-	-	-	-	-	**1**
Migmatito	-	-	-	-	-	1	-	-	-	**1**
Minério de alumínio	-	-	-	-	-	-	-	1	-	**1**
Minério de berílio	1	-	-	-	-	-	-	-	-	**1**
Sílex	-	-	-	-	-	-	-	1	-	**1**
Talco	-	1	-	-	-	-	-	-	-	**1**
Dado não cadastrado	-	-	19	-	-	-	-	-	-	**19**
Total Geral	**371**	**37**	**51**	**103**	**2**	**47**	**51**	**89**	**1**	**752**

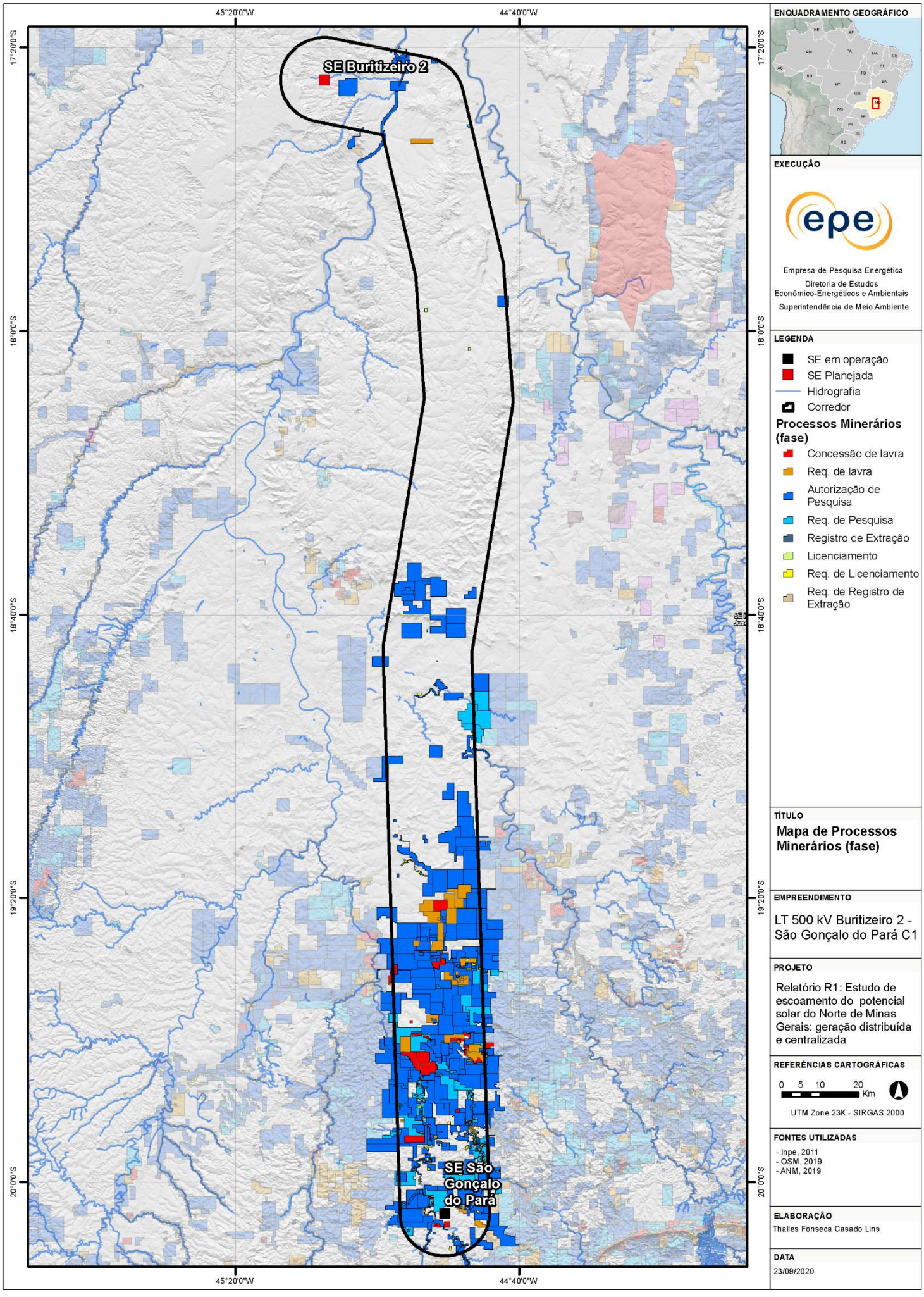


Figura 77 – Fases dos Processos Minerários no corredor da LT Buritizeiro 2 – São Gonçalo do Pará C1

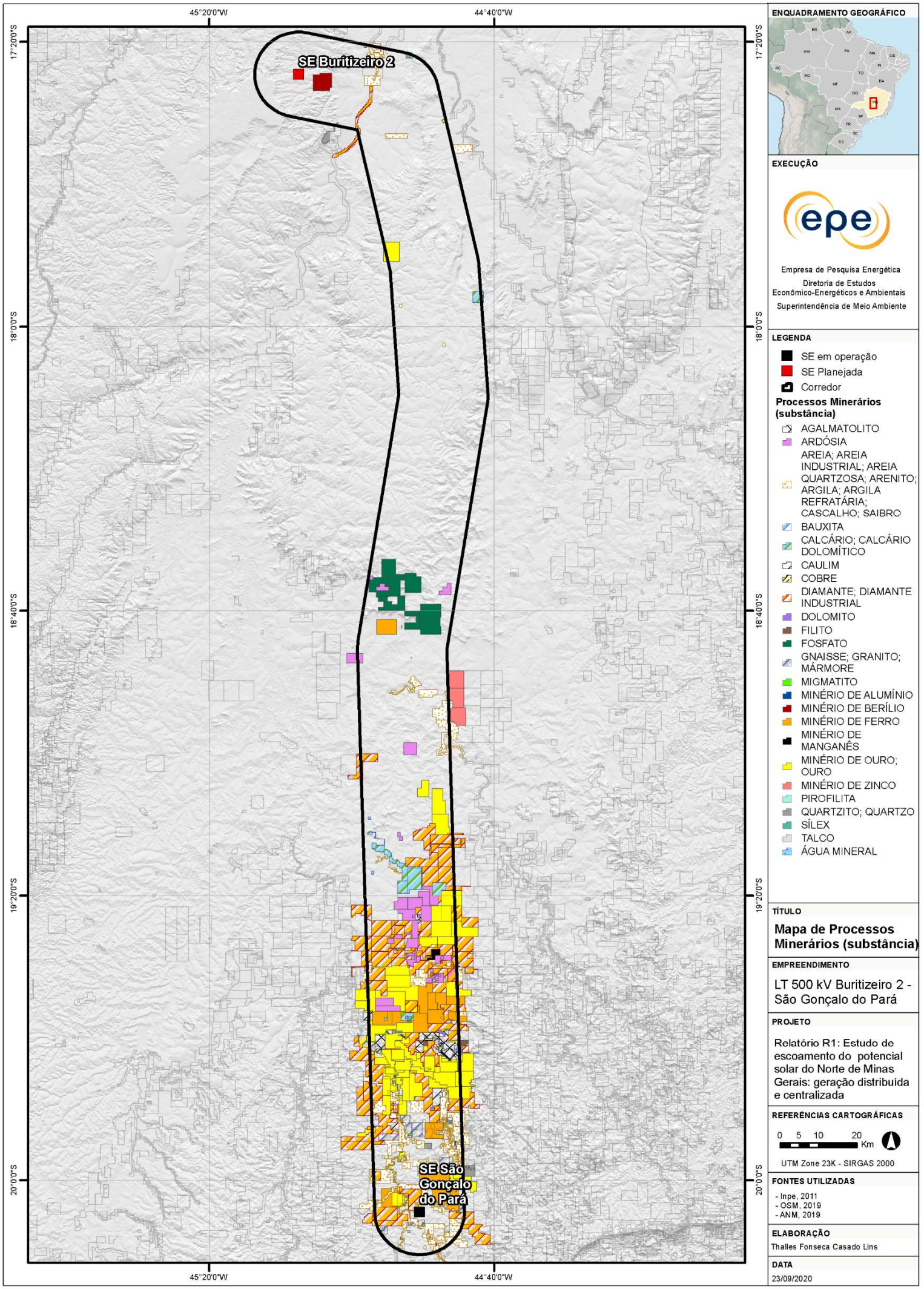


Figura 78 – Substâncias dos Processos Minerários no corredor da LT Buritizeiro 2 – São Gonçalo do Pará C1

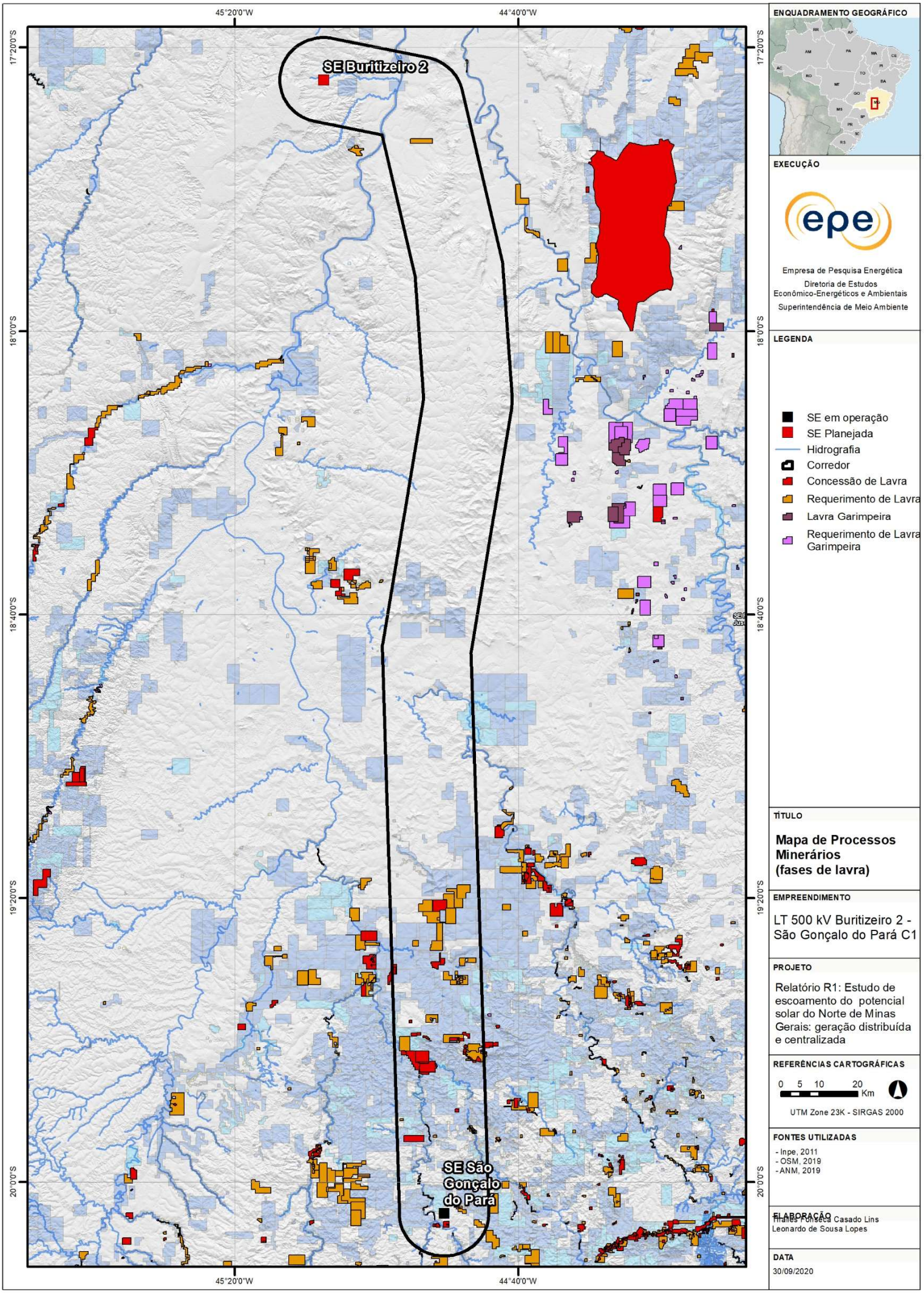


Figura 79 – Processos Minerários em fases de lavra no corredor da LT Buritizeiro 2 – São Gonçalo do Pará C1

Áreas protegidas e com restrições legais

O corredor sobrepõe **quatro assentamentos rurais**. Levando-se em consideração a área do reservatório da UHE Formoso, para desviar do PA Floresta/Viveiros situado em Pirapora, a opção é um corredor de passagem de pouco mais de 1 km de largura, entre o PA e a LT planejada Pirapora 2 – Presidente Juscelino; os demais assentamentos, PA 26 de Outubro, PA Antonio Veloso e PA Paulista, se localizam no município de Pompéu, e existe bastante espaço para desvio (Figura *80*).

O corredor não sobrepõe nenhuma terra indígena; a **TI Caxixó** é a mais próxima do corredor, distando cerca de 6 Km da borda oeste, no município de Pompéu (Figura *80*).

Com relação a **Territórios Quilombolas**, na área abrangida pelo corredor não foi observada sua presença, de acordo com a base de dados utilizada. A Tabela de Comunidades Quilombolas Certificadas, disponível no *site* da Fundação Cultural Palmares (FCP, 2020), identifica três comunidades quilombolas certificadas em municípios abrangidos pelo corredor: a TQ Saco Barreiro no município de Pompéu; a TQ Veloso em Pitangui; e a TQ João Martins e Tira Barro em Lassance (Figura *80*).

Existe apenas **uma caverna** no interior do corredor, a Gruta Orquídeas localizada no município de Pitangui, nas proximidades da borda oeste do corredor, e que pode ser desviada (Figura *80*).

O corredor abrange **um sítio arqueológico georreferenciado** que pode ser visualizado na Figura 80. O site do Iphan dispõe de um sistema de busca de sítios arqueológicos que não possuem representação cartográfica, e após consulta nesse *site*, foi verificado que existem 21 sítios em Curvelo, 12 em Lassance, seis em Pompéu, cinco em Papagaios, três em Morro da Garça, três em Corinto, dois em Buritizeiro, dois em Pirapora, um em Divinópolis e um em Nova Serrana, e que eventualmente podem estar situados na área do corredor.

É importante mencionar a existência de estruturas arqueológicas com relevância natural e cultural no estado de Minas Gerais, os **valos e os muros de pedra**; trata-se de estruturas do período colonial, e que serviam para determinação de divisas entre propriedades, cercamento de áreas para criação de animais e delimitação de estradas (Miranda, 2016). A interferência do empreendimento com essas estruturas pode resultar na alteração de traçado, ou no resgate e relocação dessas estruturas às expensas do empreendedor.

De acordo com as bases de dados utilizadas o corredor não interfere em **Unidades de Conservação**.

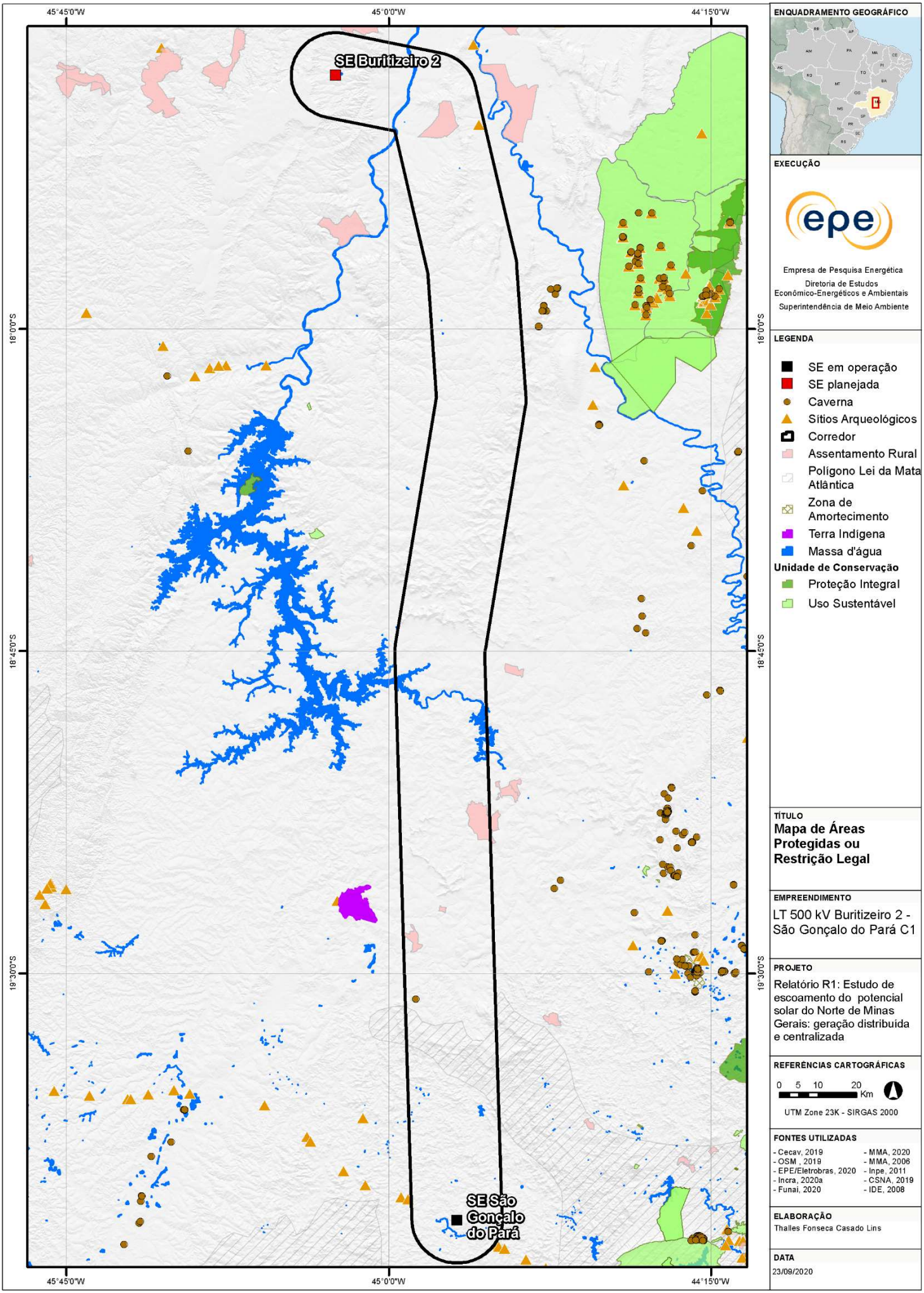


Figura 80 – Áreas protegidas e com restrições legais no corredor da LT Buritizeiro 2 – São Gonçalo do Pará C1

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 Buritizeiro 2, proposto pela equipe de elaboração dos respectivos Relatório R4, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.
- Considerar a trajeto das Linhas de Transmissão existentes e planejadas, minimizando o número de cruzamentos e priorizando o paralelismo, quando possível.
- Atentar para as demais LTs planejadas nesse estudo para as subestações Buritizeiro 2 e São Gonçalo do Pará, buscando contato com as equipes responsáveis pelos relatórios R3 dessas linhas.
- Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.
- Desviar dos pivôs de irrigação existentes no corredor.
- Confirmar localização da UHE Formoso e desviar desse empreendimento.
- Buscar desviar das áreas de silvicultura.
- Desviar dos Projetos de Assentamento rurais presentes no corredor.
- Desviar o traçado das áreas urbanas presentes no corredor, além das áreas de concentração de habitações e benfeitorias rurais.
- Manter o distanciamento mínimo de 250 m da caverna presente no corredor, considerando o disposto no artigo 4° da Resolução Conama 347/2004.
- Buscar o melhor ponto de travessia sobre o rio Paraopeba.
- Desviar do sítio arqueológico existente no corredor, buscando informação sobre a existência de Valos e Muros de Pedras, evitando-os.
- 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, e atentando para as implicações da Lei da Mata Atlântica (Lei n° 11.428, de 22 de dezembro de 2006, regulamentada pelo Decreto n° 6.660/08), que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma Mata Atlântica.

- Evitar áreas de veredas, protegidas por lei estadual.
- Desviar da PCH Carioca localizada no rio São João, no município Pará de Minas.
- Caso identificadas nos trabalhos de campo, evitar interferência da diretriz com espécimes de Pequi, Ipê Amarelo e Buriti, protegidos por lei e imunes de corte no estado de Minas Gerais.
- Desviar dos processos minerários que se encontram em estágios mais avançados, evitando ainda os teleféricos de transporte de minério.
- Desviar dos aeródromos sobrepostos pelo corredor.

3.3.7 Seccionamento da LT 500 kV Bom Despacho 3 - Ouro Preto C1 na SE São Gonçalo do Pará

Como a LT 500 kV Bom Despacho 3 – Ouro Preto C1 se localiza a menos de 100 m da SE São Gonçalo do Pará **não foi elaborado um corredor para o seccionamento**.

Infraestrutura e localização

A área de estudo proposta para o seccionamento se localiza no município de São Gonçalo do Pará, ao sul de sua área urbana, a cerca de 1 km do bairro Prata de Cima.

O acesso rodoviário à região é bom e ocorre por meio das rodovias estaduais MG-430 e MG-252, além de estradas vicinais e vias secundárias que atendem áreas urbanas e as propriedades rurais.

Existem duas LTs de 500 kV que se conectam à SE São Gonçalo do Pará, a LT Bom Despacho 3 – São Gonçalo do Pará C1 e a LT São Gonçalo do Pará – Itabirito 2 C1, e a LT a ser seccionada (LT 500 kV Bom Despacho 3 – Ouro Preto C1) que se situa ao norte da SE São Gonçalo do Pará, a menos de 100 m da subestação (Figura 81).

Vegetação e uso do solo

A SE São Gonçalo do Pará se localiza na zona rural do município em uma região majoritariamente antropizada, com presença de fazendas, chácaras, pastagem, lavouras e pequenas áreas destinadas à silvicultura. A região se situa no bioma Cerrado e ainda preserva fragmentos de formações naturais florestais da fitofisionomia Floresta Estacional (Figura 81).

Meio físico

A unidade de relevo predominante na região do entorno da SE São Gonçalo do Pará é associada aos domínios Colinas Dissecadas e Morros Baixos, com declividade variando de suave ondulado e ondulado (5 a 20º). Esta unidade não representa grande dificuldade para a construção da linha.

Processos minerários

Em relação aos processos minerários, nas proximidades da SE São Gonçalo do Pará há dois processos registrados na ANM (2019) , que podem ser desviados pelo futuro seccionamento, uma autorização de pesquisa para extração de granito e um requerimento de pesquisa para diamante (Figura 81).

Áreas protegidas e com restrições legais

Na área prevista para o seccionamento da LT 500 kV Bom Despacho 3 – Ouro Preto C1 não há áreas protegidas e com restrição legal como Unidades de Conservação, Territórios Quilombolas, Terras Indígenas, cavernas, sítios arqueológicos e assentamentos rurais.

Recomendações para os Relatórios R3

Deverão ser estudadas criteriosamente, durante a elaboração do Relatório R3 deste empreendimento, as opções de traçado para o futuro seccionamento, 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 para ampliação da SE São Gonçalo do Pará, proposto pela equipe de elaboração do respectivo Relatório R4, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.

- Avaliar o melhor ponto para o seccionamento da LT 500 kV Bom Despacho 3 – Ouro Preto C1.

- 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.

- Desviar o traçado de habitações e benfeitorias rurais.

- Considerar a localização das linhas de transmissão existentes, minimizando o número de cruzamentos e priorizando o paralelismo, quando possível.

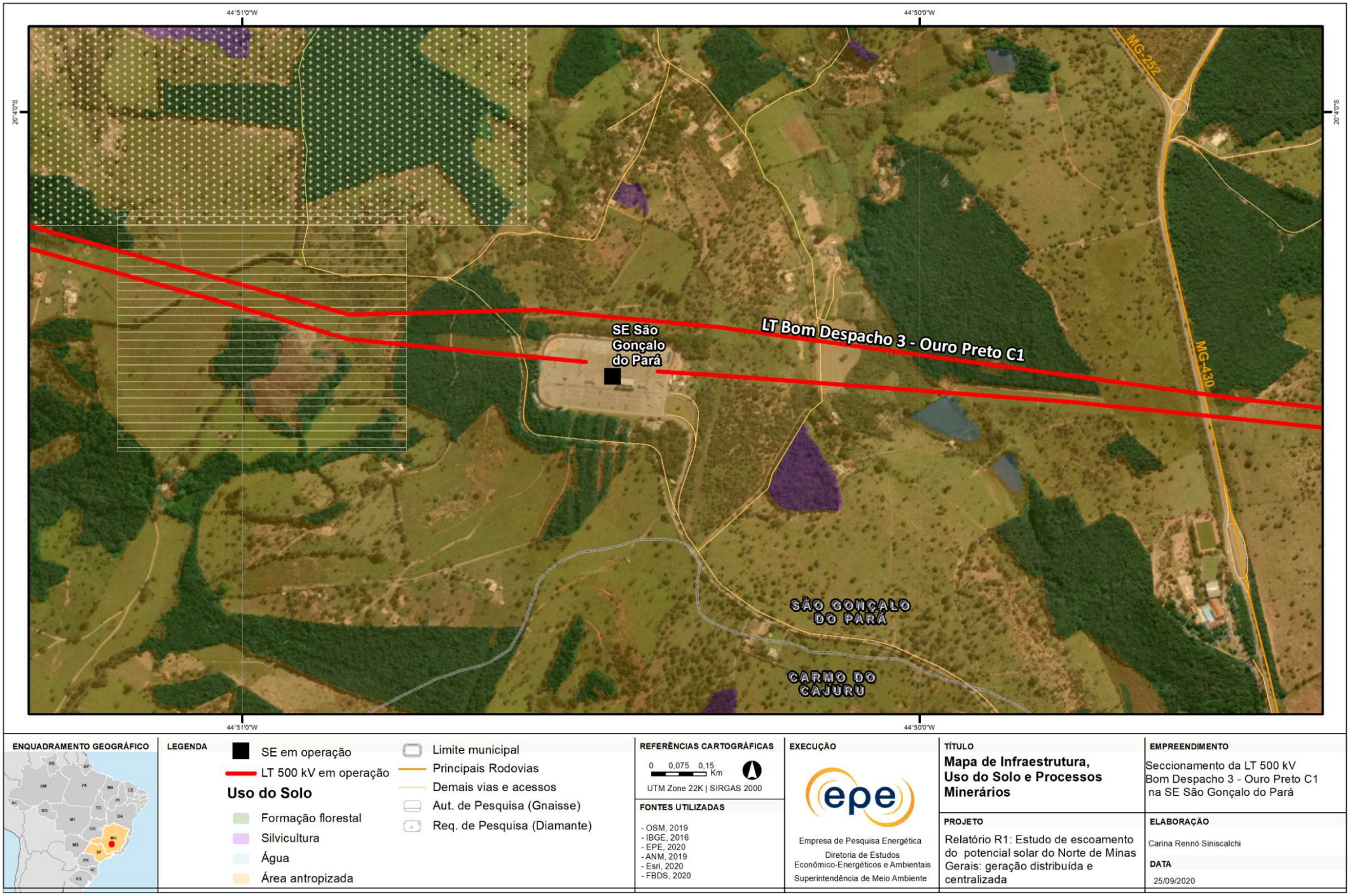


Figura 81 – Infraestrutura, Uso do Solo e Processos Minerários do seccionamento da LT Bom Despacho 3 – Ouro Preto C1 na SE São Gonçalo do Pará

3.3.8 LT 500 kV Presidente Juscelino - Vespasiano 2 C1 e C2 (CD)

A ligação entre a SE Presidente Juscelino (planejada) e a SE Vespasiano 2 (em operação) está prevista para ser realizada em **um circuito duplo de 500 kV**.

Alternativas de corredor

Foram consideradas e estudadas duas rotas para a linha de transmissão em questão, que resultaram nos corredores Alternativa Leste e Alternativa Oeste. Ambos os corredores foram delineados com 22 km de largura e localizam-se próximos à serra do Espinhaço, região de grande beleza cênica e importância biológica que tem boa parte do seu território protegido por um cinturão de unidades de conservação. Também no entorno da SE Vespasiano 2 existem várias unidades de conservação, e ao norte uma região com inúmeras cavernas catalogadas. Dessa forma, as rotas das duas alternativas analisadas buscaram minimizar as interferências em relação a essas áreas protegidas.

Considerando a saída da linha pela SE Vespasiano 2, a Alternativa Oeste, com eixo de aproximadamente 135 km de extensão, segue na direção oés-noroeste de forma a desviar ao norte das UCs RVS Macaúbas e APA Carste da Lagoa Santa, seguindo em paralelo inicialmente à LT 500 kV Neves 1 – Vespasiano 2, e logo em seguida à LT 500 kV Neves 1 – Mesquita. Ao chegar na travessia com a rodovia MG-010 e logo em seguida com a rodovia MG-424, atravessa-se a área da conurbação norte de Belo Horizonte, que nessa região já está se encontrando com a expansão urbana sul de São José da Lapa, e nesse ponto o espaço para implantação da futura LT e sua faixa de servidão é extremamente exíguo. Mais à frente existe um corredor de passagem entre o RVS Serra das Aroeiras e o Parest Serra do Sobrado, também com pouco espaço de passagem, pois existem três manchas urbanas entre essas UCs. Vencidas essas regiões, o corredor sobrepõe a APE Ribeirão do Urubu, uma UC estadual não categorizada no SNUC mas cujo órgão gestor pode apresentar condicionantes para a implantação da futura LT. O corredor dessa alternativa segue contornando a APA Carste da Lagoa Santa, para finalmente defletir para norte rumo à SE Presidente Juscelino (Figura 82 e Figura 84).

A Alternativa Leste, cujo eixo possui cerca de 137 km de extensão, também desvia da RVS Macaúbas e da APA Carste da Lagoa Santa, mas seguindo inicialmente na direção és-sudeste, acompanhando as LTs 500 kV Neves 1 – Mesquita e Mesquita – Vespasiano 2, e logo defletindo para nordeste. Após passar pelo RVS Macaúbas, faz uma inflexão para norte, e passa a acompanhar os traçados das DUP dos circuitos 1 e 2 da LT 500 kV Presidente Juscelino – Itabira 5 até a SE Presidente Juscelino. Nesta alternativa existe ainda outra opção de rota, seguindo na direção nordeste e passando em um corredor

formado pelo RVS Macaúbas e a área urbana de Lagoa Santa; trata-se de uma rota com menos espaço, mas ainda assim com mais possibilidades de caminhamento do que na Alternativa Oeste. Nesta Alternativa Leste também existem manchas urbanas e áreas de mineração a desviar, mas com muito mais espaço para desvio em relação à outra alternativa (Figura 83 e Figura 84).

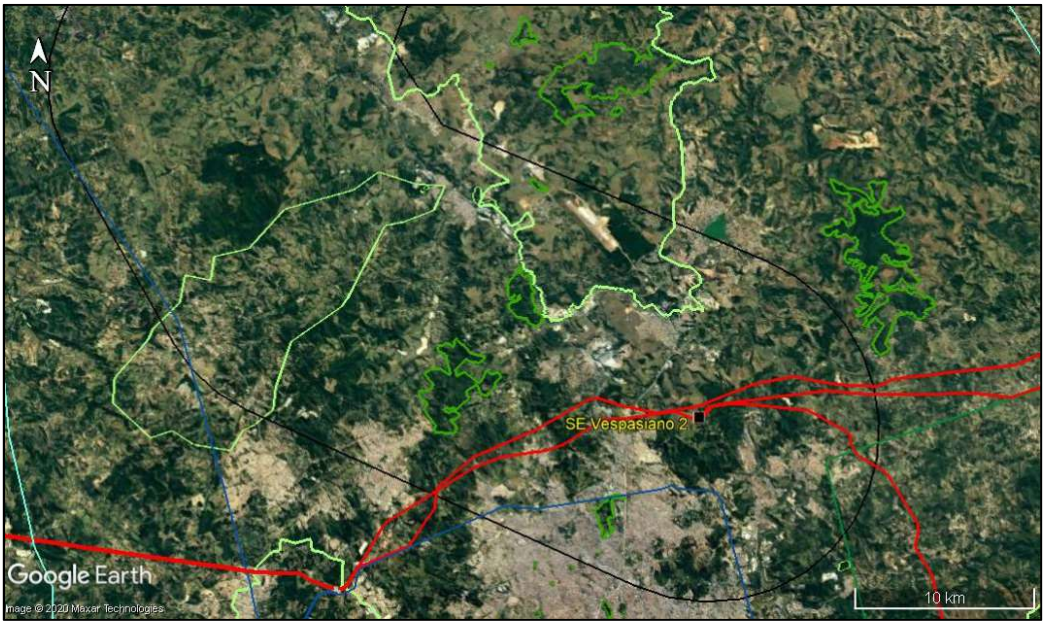


Figura 82 – Trecho inicial da Alternativa Oeste de corredor avaliada para a LT Presidente Juscelino – Vespasiano 2 C1 e C2 (CD)

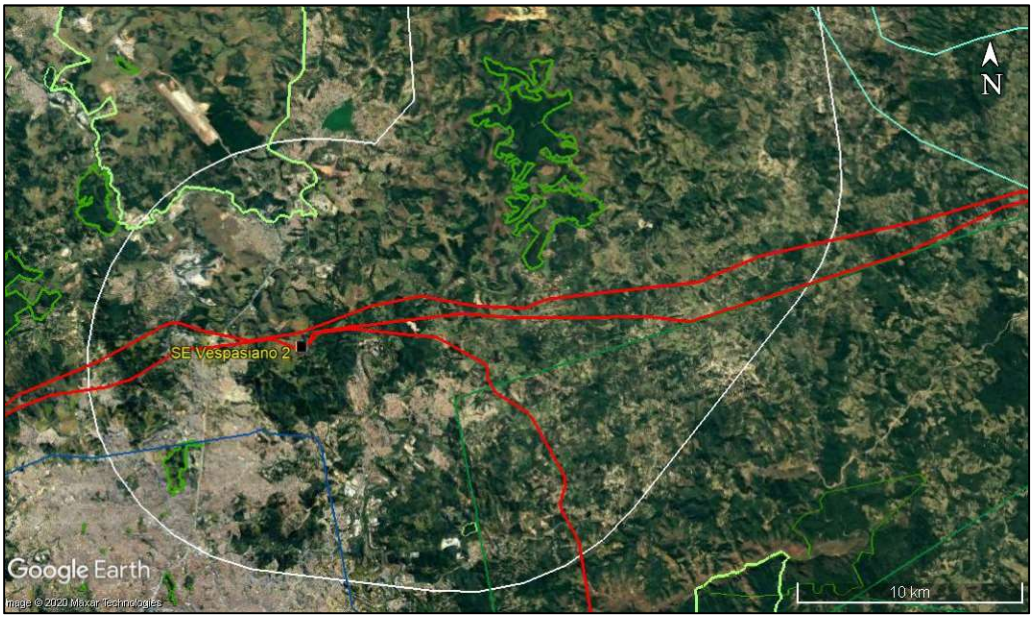


Figura 83 – Trecho inicial da Alternativa Leste de corredor avaliada para a LT Presidente Juscelino – Vespasiano 2 C1 e C2 (CD)

Avaliando outros aspectos das alternativas, a Alternativa Oeste é um pouco mais bem servida de acessos rodoviários, mas possui um número maior de cavidades naturais a serem desviadas, sobrepondo também um assentamento rural. Não existem terras indígenas, nem territórios quilombolas em nenhuma das alternativas.

Diante das avaliações realizadas (Figura *84*), o corredor escolhido foi o da Alternativa Leste, visto que apresenta opções de traçado com melhores oportunidades para minimização de interferências socioambientais, principalmente considerando os custos fundiários e as dificuldades de implantação de linhas de transmissão em áreas urbanas e periurbanas. Apesar de a Alternativa Leste abranger uma UC de proteção integral, dentro do corredor há espaço para que a futura LT desvie dessa unidade.

Caracterização do corredor selecionado

O corredor selecionado para a LT Presidente Juscelino – Vespasiano 2 C1 e C2 (CD) possui **22 km de largura** e seu eixo, aproximadamente **135 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 Vespasiano 2 e o município de Baldim, e norte, entre o município de Baldim e a SE Presidente Juscelino.

O principal motivador para o delineamento do corredor foi possibilitar traçados que desviam do mosaico de unidades de conservação na região da APA Carste da Lagoa Santa, do RVS Macaúbas, e das áreas urbanas de São José da Lapa, Vespasiano e Lagoa Santa. Assim, a partir da SE Vespasiano 2 o corredor segue inicialmente na direção és-sudeste, e deflete para nordeste, de modo que o eixo do corredor desvia do RVS Macaúbas; em seguida, deflete para norte, contornando assim o RVS; na sequência faz mais duas pequenas deflexões para noroeste, seguindo nessa direção até a SE Presidente Juscelino.

Infraestrutura e localização

O corredor LT Presidente Juscelino – Vespasiano 2 C1 e C2 (CD) localiza-se no estado de Minas Gerais. A Tabela 45 apresenta os **20 municípios**, três mesorregiões e cinco microrregiões abrangidos pelo corredor.

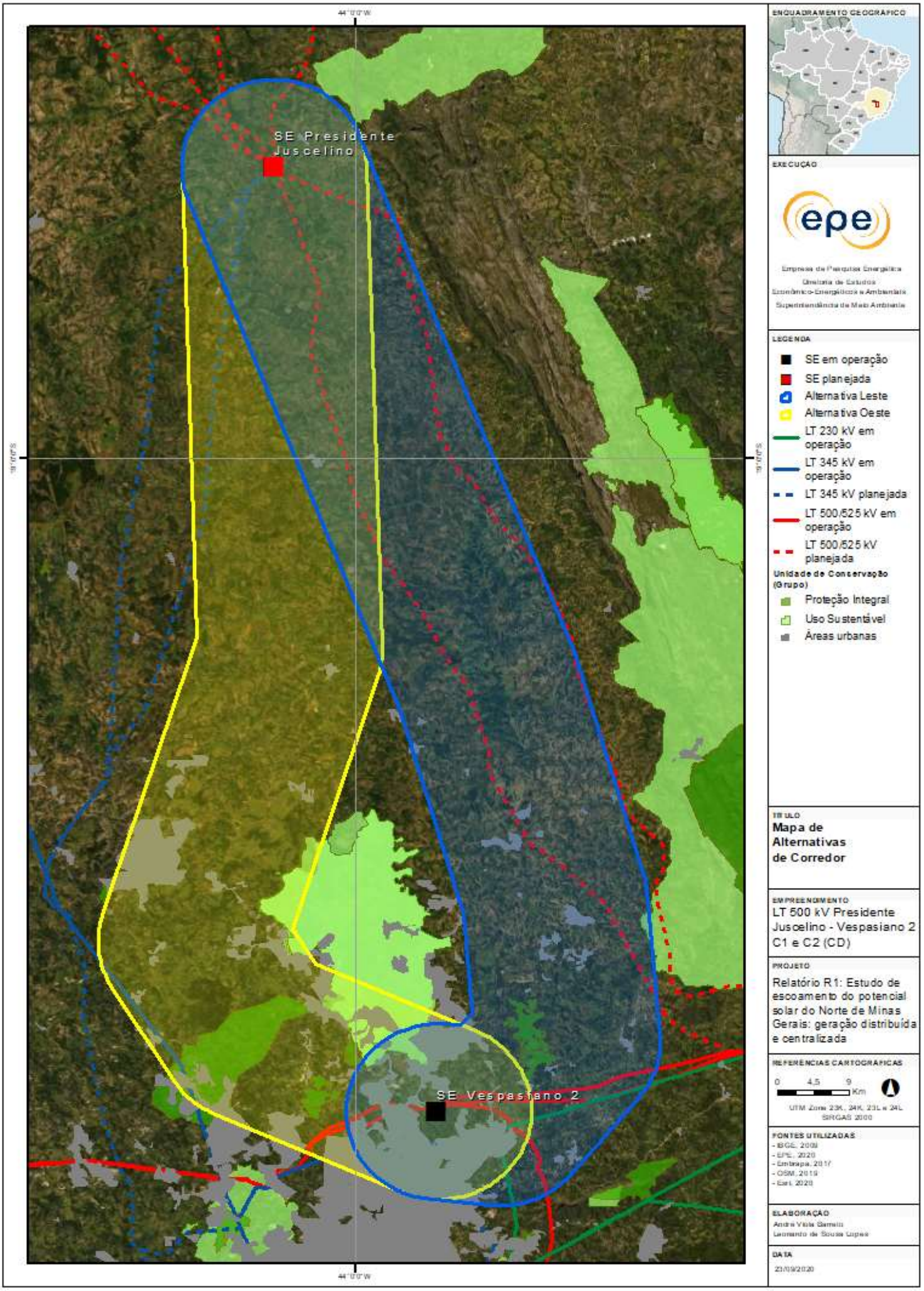


Figura 84 – Alternativas de corredor avaliadas para a LT Presidente Juscelino – Vespasiano 2 C1 e C2 (CD)

Tabela 45 – Municípios atravessados pelo corredor da LT 500 kV Presidente Juscelino – Vespasiano 2 C1 e C2 (CD)

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
MG	Metropolitana de Belo Horizonte	Belo Horizonte	Belo Horizonte
			Caeté
			Confins
			Lagoa Santa
			Ribeirão das Neves
			Sabará
			Santa Luzia
			São José da Lapa
			Vespasiano
		Itabira	Taquaraçu de Minas
		Sete Lagoas	Baldim
			Cordisburgo
			Jaboticatubas
			Jequitibá
			Santana de Pirapama
			Santana do Riacho
	Central Mineira	Curvelo	Curvelo
			Inimutaba
			Presidente Juscelino
	Jequitinhonha	Diamantina	Gouveia

O corredor abrange áreas urbanas de Belo Horizonte, Vespasiano, São José da Lapa, Lagoa Santa, Santa Luzia, Taquaraçu de Minas, Jaboticatubas, Santana de Pirapama, Presidente Juscelino e Gouveia. Abrange ainda áreas de concentração de habitações, tais como as localidades Ravena (distrito de Sabará) e São José do Almeida (distrito de Jaboticatubas).

A SE Vespasiano 2 está localizada cerca de 4 km a sudeste do quilômetro 24,5 da rodovia MG-010 (bairro Angicos) e aproximadamente a 8 km da área urbana de Vespasiano. A SE Presidente Juscelino, planejada em estudo anterior, situa-se a uns 2 km ao sul da rodovia BR-259, e aproximadamente a 5 km da área urbana de Presidente Juscelino. As coordenadas das subestações do corredor são apresentadas na Tabela 46 a seguir.

Tabela 46 – Coordenadas das subestações do corredor da LT 500 kV Presidente Juscelino – Vespasiano 2

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Vespasiano 2	Existente	19°44'20.53"S	43°54'27.34"O	Vespasiano	MG
Presidente Juscelino	Planejada[1]	18°40'16.99"S	44°5'31.57"O	Presidente Juscelino	MG

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

O corredor apresenta **pequeno apoio rodoviário**, com infraestrutura viária majoritariamente constituída por estradas rurais. De forma geral, o sistema viário é constituído por rodovias federais (BR-259 e BR-381), estaduais (MG-010, MG-020, MG-231, MG-232, MG-259, MG-424, MG-511 e MG-807), municipais e pelas diversas estradas vicinais e vias secundárias que atendem algumas localidades e propriedades rurais. A maioria das rodovias asfaltadas situa-se no trecho sul do corredor, partindo da região da conurbação norte de Belo Horizonte para o interior do corredor. Partindo do trecho sul do corredor, apenas a MG-020 segue até a porção mediana do corredor, se liga com a MG-010 que atravessa transversalmente o corredor, e com a MG-232 que percorre apenas 16 km nas proximidades da borda oeste e sai do corredor. Já próximo ao trecho norte, a rodovia MG-807 adentra o corredor por sua borda oeste e segue asfaltada até a sede de Santana de Pirapama; depois desse núcleo urbano, somente ao norte da SE Presidente Juscelino outra rodovia asfaltada, a BR-259, corta o corredor. Pela disposição dessas rodovias ao longo do corredor, é provável que seja necessário realizar obras para que as vias rurais comportem os veículos utilizados na implantação da futura LT (Figura *85*).

A Ferrovia Centro-Atlântica S.A. - FCA possui um ramal que atravessa o trecho sul do corredor próximo da SE Vespasiano 2; a futura LT precisará transpor essa linha férrea (Figura *85*).

O corredor abrange **quatro aeródromos**, localizados no trecho sul, um deles pertence a uma unidade da Aeronáutica (Aeródromo de Lagoa Santa), os outros três são privados e localizam-se nos municípios de Jaboticatubas e Baldim Figura 85). Há espaço no corredor para que não haja interferência com essas infraestruturas, mas recomenda-se verificar o Plano Básico de Zona de Proteção de Aérodromo (PBZPA) desses aeródromos desviando a diretriz de áreas com restrições.

O corredor abrange algumas LTs existentes e planejadas ao longo de sua extensão, de diferentes tensões (Figura *85*). Com relação às **LTs existentes**, o quantitativo é de seis, todas no trecho sul, sendo três delas associadas à SE Vespasiano 2 (Tabela 47).

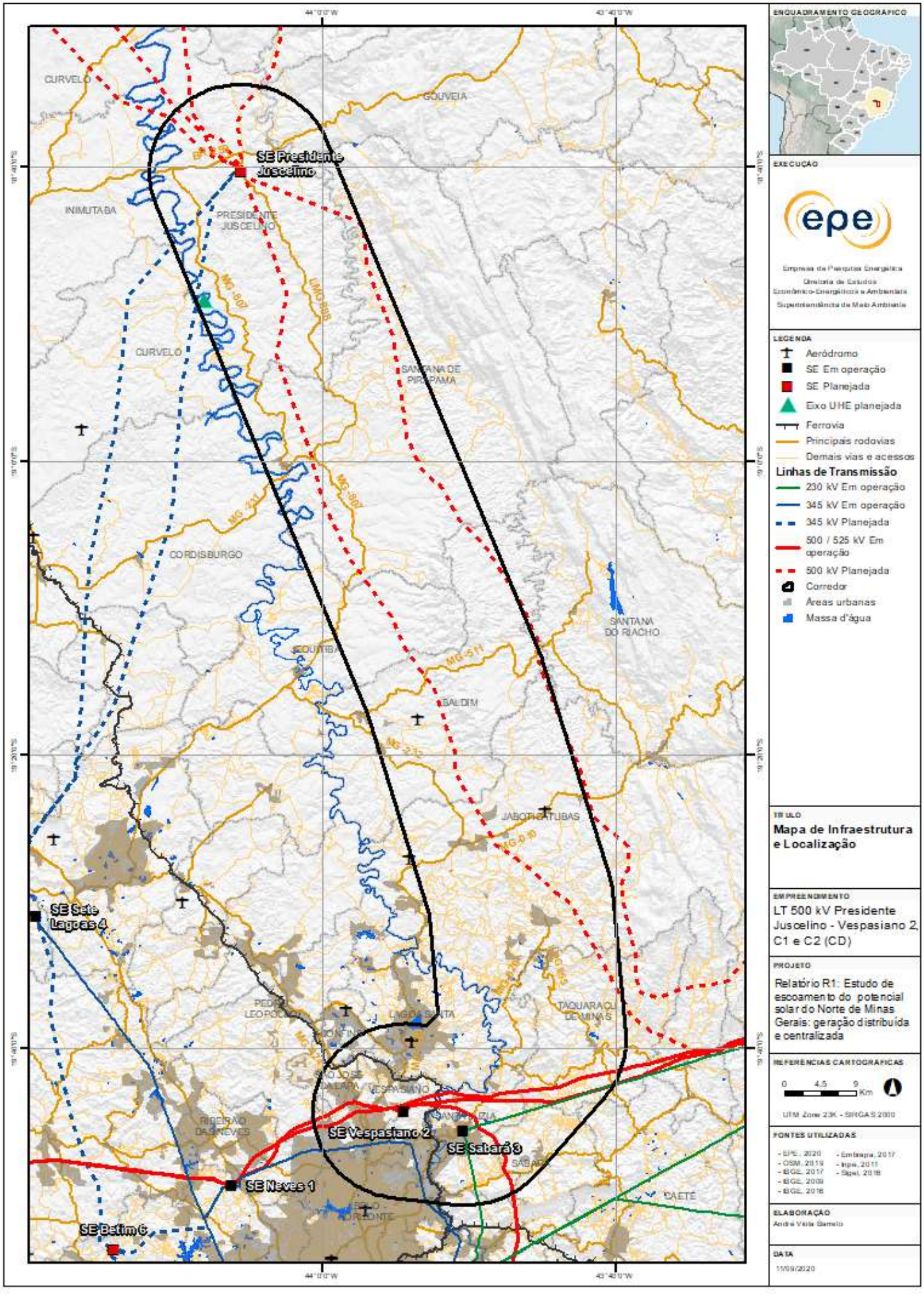


Figura 85 – Infraestrutura e Localização no corredor da LT Presidente Juscelino – Vespasiano 2 C1 e C2 (CD)

Tabela 47 – Linhas de transmissão abrangidas pelo corredor da LT Presidente Juscelino – Vespasiano 2 C1 e C2 (CD)

Status	Tensão	Interligação
Em operação	500 kV	Neves 1 - Vespasiano 2 C1
		Itabirito 2 - Vespasiano 2 C1
		Mesquita - Vespasiano 2 C1
		Neves 1 - Mesquita C1
	345 kV	Neves 1 - Taquaril C1
	230 kV	Sabará 3 - Taquaril C1
Planejada	500 kV	Janaúba 3 - Presidente Juscelino C1
		Janaúba 3 - Presidente Juscelino C2
		Presidente Juscelino - Itabira 5 C1
		Presidente Juscelino - Itabira 5 C2
	345 kV	Presidente Juscelino - Sete Lagoas 4 C1
		Presidente Juscelino - Sete Lagoas 4 C2

As **LTs planejadas** são em número de seis, todas associadas à SE Presidente Juscelino, e duas delas são sobrepostas pelo corredor desde a saída daquela subestação até o trecho sul; as demais LTs adentram o corredor no trecho norte. Os traçados apresentados na Figura 85 são referentes às DUP das respectivas linhas.

De acordo com dados da Aneel (2016), no trecho norte, foi identificada a **UHE Cerro**, planejada no do rio das Velhas. Trata-se de um aproveitamento hidráulico do "Estudo de Inventário Hidrelétrico da Bacia do Rio São Francisco", elaborado pela CEMIG (1987), e que no planejamento se configura como um potencial reservatório de regularização do sistema hidrelétrico nacional (EPE, 2015). É preciso destacar que o plano de bacia do rio das Velhas indica restrições a novos barramentos (CBHVELHAS, 2015).

Vegetação e uso do solo

O corredor está localizado no bioma **Cerrado** e a vegetação nativa pertence a diferentes fitofisionomias de savanas. Também estão presentes no corredor áreas de mata associadas geralmente às margens dos cursos d'água, e remanescentes florestais preservados nas regiões de relevo mais acidentado, como os topos de morro, principalmente no trecho sul. Importa destacar que as áreas de Veredas são protegidas por lei no estado de Minas Gerais (Minas Gerais, 2013).

Deve ser dada atenção aos espécies de pequi e ipê amarelo que por força de lei estadual são imunes ao corte (Minas Gerais, 2000; Minas Gerais, 2012).

De forma geral, o uso do solo no corredor se destina às atividades de **agricultura** e **pecuária** entremeadas à vegetação nativa do cerrado, principalmente na região do trecho

norte do corredor, e áreas de silvicultura. No trecho sul do corredor, as formações nativas de savana perdem bastante espaço para a agropecuária, existindo também um maior número de áreas de silvicultura; destaca-se ainda as áreas urbanas que ocupam grandes espaços notadamente na região extremo sul do corredor onde está localizada a SE Vespasiano 2. Nessa parte do corredor existe ainda a presença de várias áreas de mineração a céu aberto, e a área preservada do RVS Macaúbas (Figura ***86*** e Figura 87).

Meio físico

As unidades de relevo predominantes ao longo do corredor são associadas aos domínios de **colinas amplas e suaves**, e **morros e serras baixas** Figura 88). As colinas se estendem pela maior parte do corredor, e os morros e serras estão presentes na região sul do corredor e na transição entre os trechos sul e norte, em uma faixa longitudinal que se estende pelos municípios de Baldim e Jequitibá.

Os principais cursos d'água presentes no corredor estão localizados no trecho sul, e não demandam grandes travessias; são eles: rio das Velhas, rio Taquaraçu, rio Jaboticatubas, e rio Cipó, este último no trecho norte. Importa registrar que o **rio das Velhas** atravessa o trecho sul do corredor, seguindo então em paralelo ao corredor, e a partir da divisa entre os municípios de Jequitibá, Codisburgo e Santana de Pirapama, o percurso extremamente sinuoso desse rio entra e sai do corredor por toda a borda oeste Figura 88).

Processos minerários

A área abrangida pelo corredor é objeto de **467 processos minerários** registrados na ANM (2019) , cuja concentração é maior no trecho sul (Tabela 48). Não é possível desviar de todos esses processos, mas os que se encontram em estágios mais avançados são passíveis de desvio, com exceção de 2 processos de concessão de lavra para ouro situados ao longo de todo o leito do Rio das Velhas, que atravessa o corredor em seu trecho sul. A maior parte dos processos refere-se às substâncias **areia**, **quartzo** e **calcário**. A Figura 89 apresenta as fases dos processos abrangidos pelo corredor, e a Figura 90 as substâncias.

Importa destacar que muitas empresas de mineração utilizam sistemas de teleféricos para transporte de carga em suas áreas de lavra. Estes sistemas são formados por torres, cabos de aço e caçambas, e as mineradoras podem apresentar condicionantes para a travessia desses sistemas, como a implantação de equipamentos extras para minimizar quedas de torres e cabos, e o aterramento das torres dos teleféricos. Recomenda-se desviar das áreas de lavras e de seus sistemas de transportes de carga.

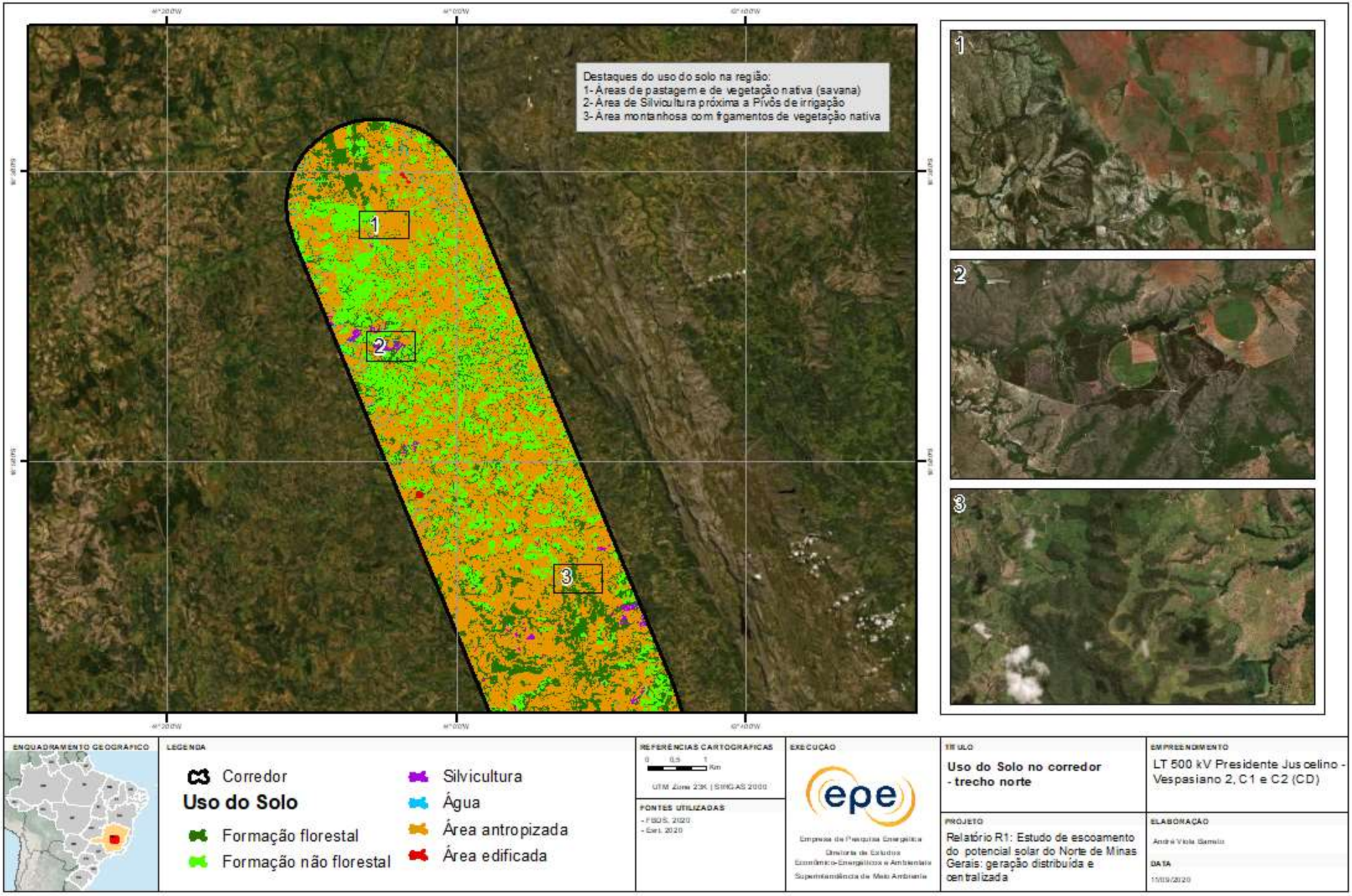


Figura 86 – Uso do solo no trecho norte do corredor da LT Presidente Juscelino – Vespasiano 2 C1 e C2 (CD)

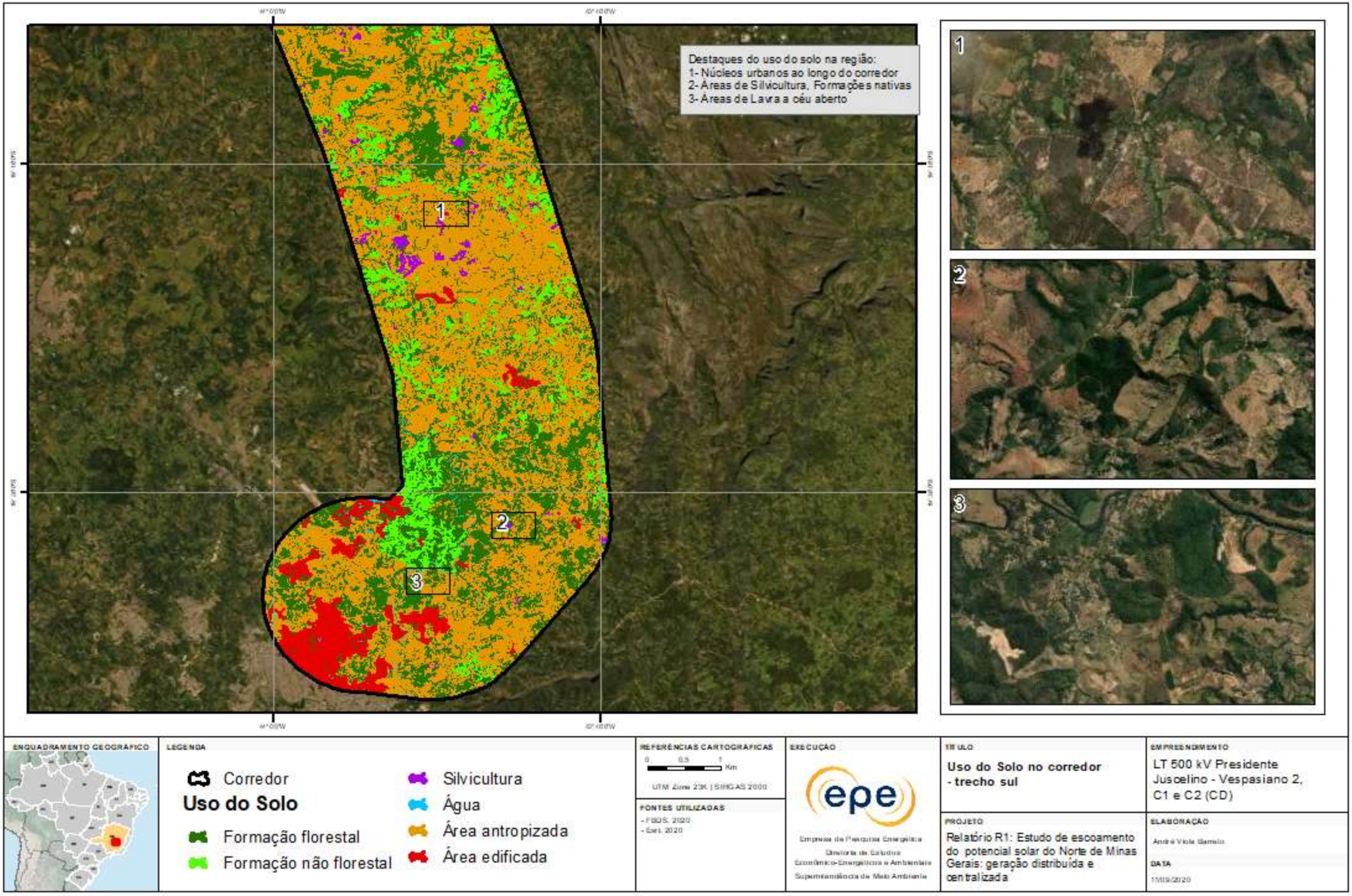


Figura 87 – Uso do solo no trecho sul do corredor da LT Presidente Juscelino – Vespasiano 2 C1 e C2 (CD)

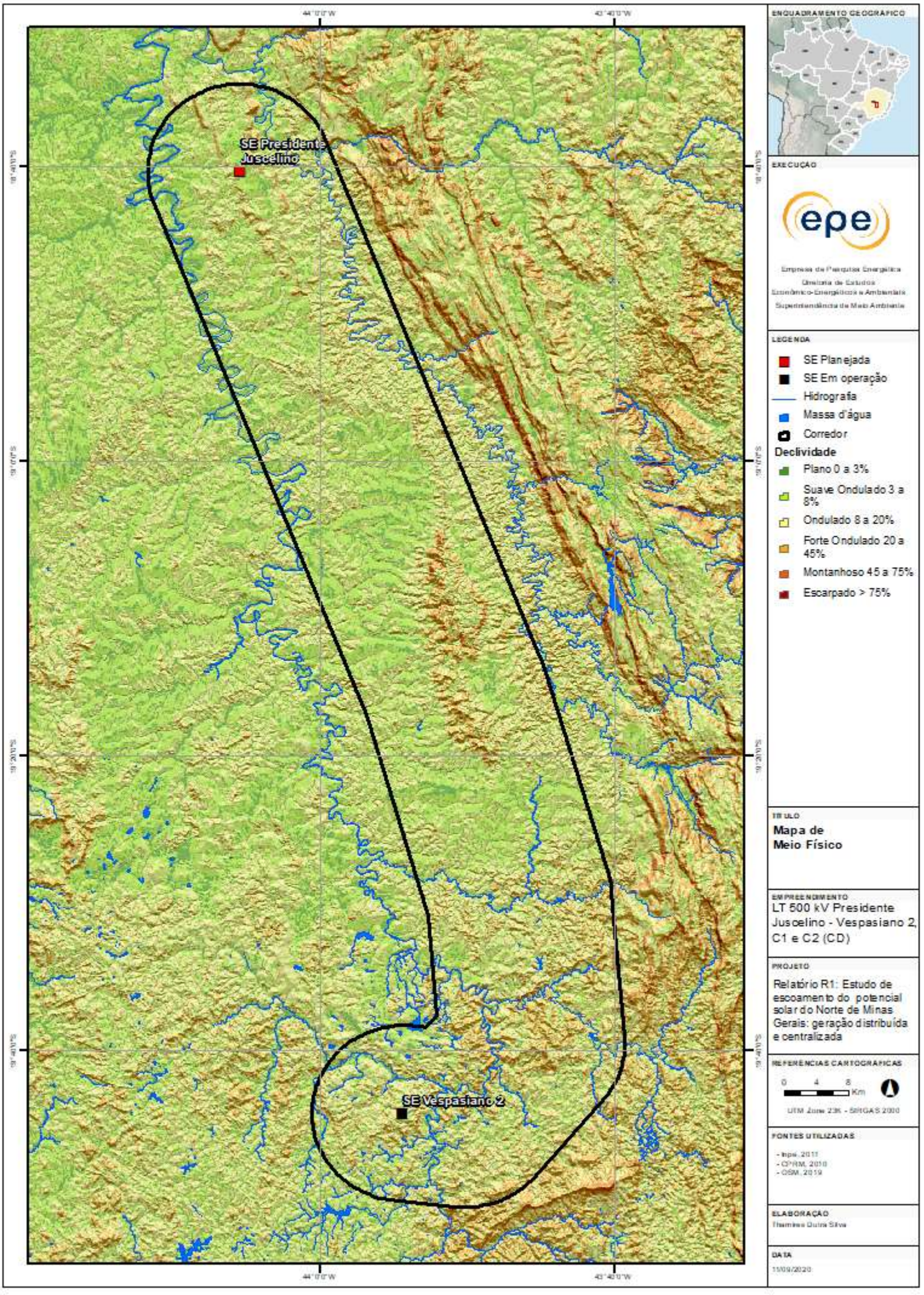


Figura 88 – Meio Físico no corredor da LT Presidente Juscelino – Vespasiano 2 C1 e C2 (CD)

Tabela 48 - Processos minerários no corredor da LT Presidente Juscelino – Vespasiano 2 C1 e C2 (CD)

Fase/ Substância	Autorização de pesquisa	Concessão de lavra	Direito de requerer a lavra	Disponibilidade	Licenciamento	Req. de lavra	Req. de lavra garimpeira	Req.de licenciamento	Req.de pesquisa	Req. de registro de extração	Total Geral
Areia	34	1	5	5	26	13	-	25	17	-	**126**
Quartzo	67	2	2	10	-	6	14	-	6	-	**107**
Calcário	26	8	2	3	-	16	-	-	6	-	**61**
Argila	11	2	2	-	7	3	-	1	6	-	**32**
Gnaisse	12	2	2	-	-	1	-	-	8	-	**25**
Minério de Ouro	11	1	-	-	-	-	4	-	5	-	**21**
Granito	8	-	-	-	-	-	-	-	1	-	**9**
Minério de Ferro	6	-	-	-	-	-	-	-	3	-	**9**
Minério de Manganês	8	-	-	-	-	-	-	-	1	-	**9**
Filito	2	-	-	1	-	4	-	-	-	-	**7**
Mármore	5	-	-	-	-	-	-	-	1	-	**6**
Saibro	2	-	-	-	1	-	-	1	-	-	**4**
Ardósia	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**3**
Ouro	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	**3**
Calcita	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**2**
Cascalho	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	**2**
Diamante	1	-	-	-	-	-	1	-	-	-	**2**
Quartzito	1	-	-	1	-	-	-	-	-	-	**2**
Água Mineral	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**1**
Caulim	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**1**
Dolomito	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	**1**
Gnaisse para Brita	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	**1**
Quartzo Industrial	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**1**
Dado não cadastrado	-	-	-	32	-	-	-	-	-	-	**32**
Total Geral	**202**	**19**	**13**	**52**	**34**	**44**	**19**	**27**	**56**	**1**	**467**

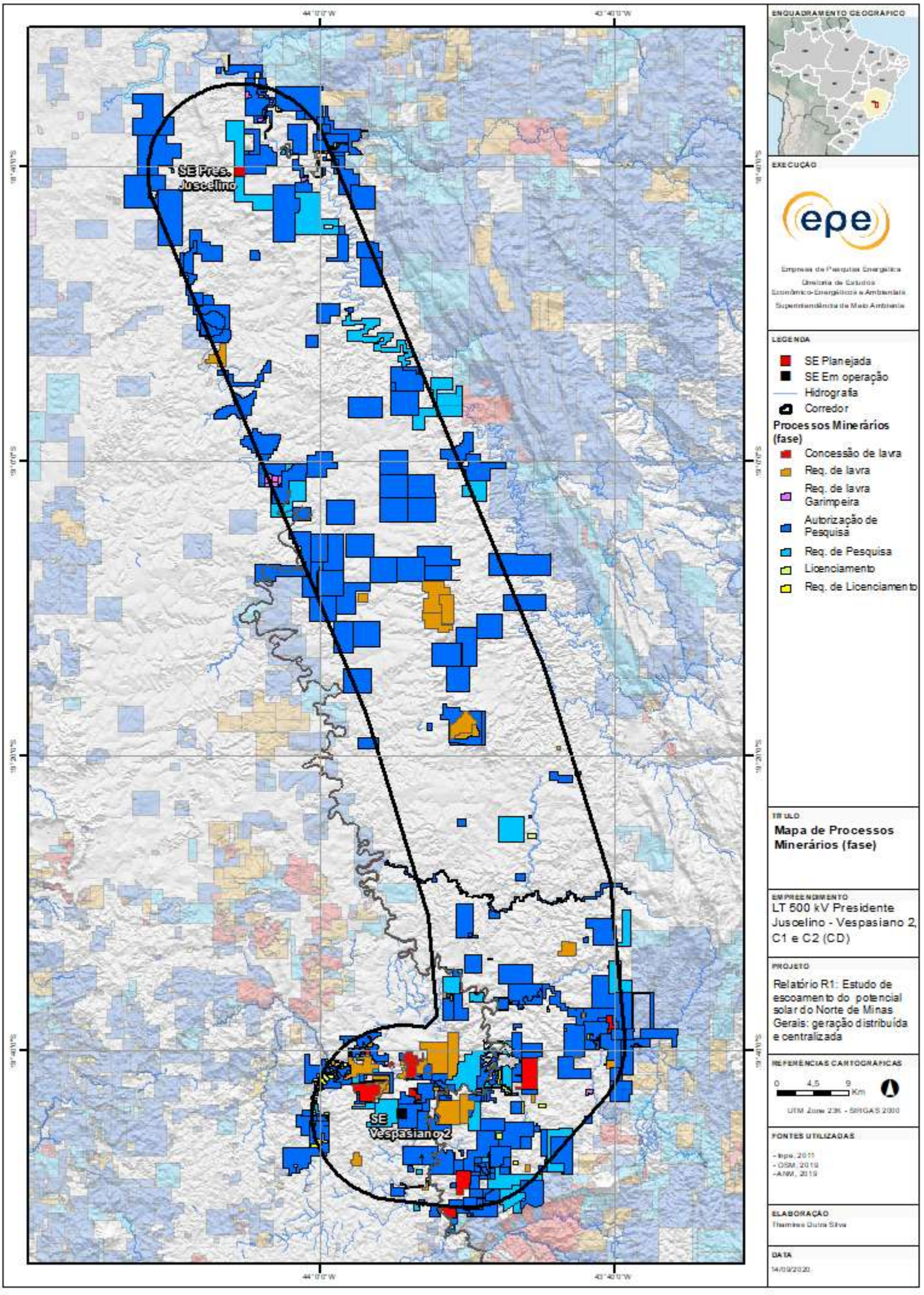


Figura 89 – Fases dos Processos Minerários no corredor da LT Presidente Juscelino – Vespasiano 2 C1 e C2 (CD)

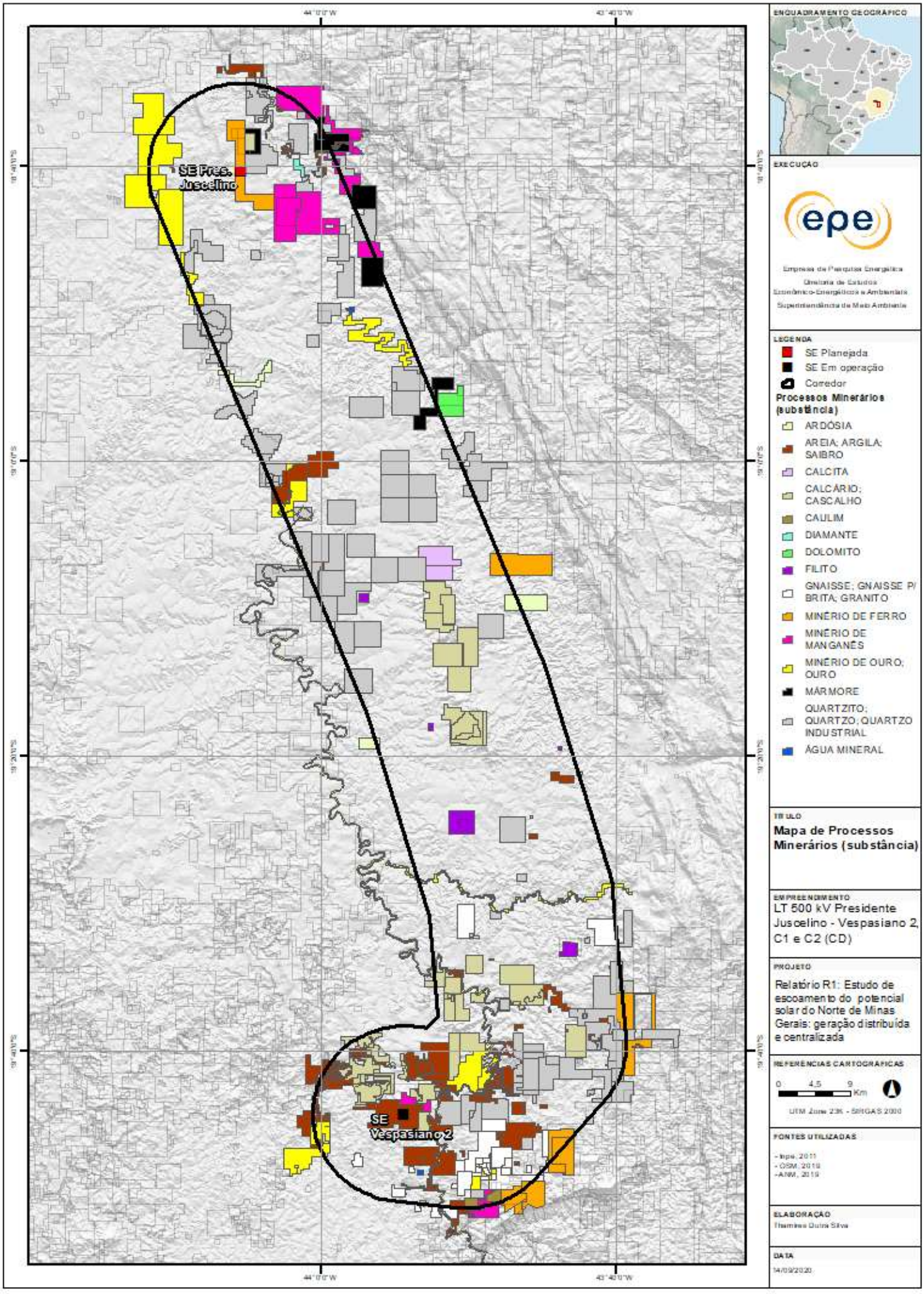


Figura 90 – Substâncias minerais dos Processos Minerários no corredor da LT Presidente Juscelino – Vespasiano 2 C1 e C2 (CD)

Áreas protegidas e com restrições legais

O corredor sobrepõe quatro UCs de proteção integral: o Parest Serra Verde e o Parque Municipal do Bairro Cenáculo, que estão localizados na área urbana de Belo Horizonte, ao sul da SE Vespasiano 2, portanto, fora da rota da futura diretriz; o Parest Serra do Sobrado, situado a noroeste da mesma subestação, que além de também estar fora da rota para a SE Presidente Juscelino, tem uma área muito reduzida de sobreposição com o corredor; e por fim o RVS Macaúbas, localizado a aproximadamente 10 km a nordeste da SE Vespasiano 2, integralmente sobreposto pelo corredor, mas cujo delineamento foi feito de forma a comportar espaço suficiente para permitir o desvio dessa UC. Na Figura 91 a zona de amortecimento do RVS Macaúbas está representada por uma faixa de 3 km, pois esta UC não possui plano de manejo.

Em relação às UCs de Uso Sustentável, quatro são parcialmente sobrepostas pelo corredor: a APA Municipal Barão e Capivara, APA Federal Morro da Pedreira, APA Federal Carste da Lagoa Santa, e a APE[3] do Aeroporto Metropolitano, cuja poligonal se sobrepõe quase que por inteiramente à área da APA Carste da Lagoa Santa. As duas primeiras possuem sobreposição em pequenas áreas nas bordas dos trechos norte e sul, não existindo dificuldades para desvio; as duas últimas possuem uma área de sobreposição maior, mas existe espaço para desvio no corredor. A RPPN Fazenda Cordeiro é integralmente sobreposta pelo corredor, mas seu perímetro reduzido, aliado à sua localização a sudeste da SE Vespasiano 2, também permite o desvio (Figura ***91***).

Conforme se verifica na Figura 91, o trecho sul e a borda leste do trecho central são ladeados por grandes mosaicos de unidades de conservação, integrantes respectivamente do Sistema de Áreas Protegidas do Vetor Norte da RMBH (em processo de implantação), composto por 20 áreas estaduais protegidas (IEF, 2020), e do Mosaico da Serra do Cipó, integrado por 18 unidades de conservação federais, estaduais e municipais (MMA, 2018).

Com relação a Territórios Remanescentes de Quilombolas o corredor abrange a **TQ Mangueiras**, situada na área periurbana de Belo Horizonte, ao sul da SE Vespasiano 2, fora da rota da futura LT (Figura 91). A Tabela de Comunidades Quilombolas Certificadas, disponível no *site* da Fundação Cultural Palmares (FCP, 2020), identifica ainda 12 comunidades quilombolas certificadas em municípios abrangidos pelo corredor: três em Presidente Juscelino, duas em Belo Horizonte, duas em Jaboticatubas, duas em Jequitibá,

[3] Tipo de área protegida oriunda da Lei Federal nº 6.766 de 1979, que dispõe sobre Parcelamento do Solo Urbano, não categorizada na lei do SNUC (Euclydes, 2011; Alexandre, 2016).

uma em Gouveia, uma em Ribeirão das Neves, e uma em Santa Luzia, cuja localização pode estar na área do corredor.

O corredor abrange **algumas cavernas**, localizadas majoritariamente em três áreas: um conjunto nas proximidades da SE Vespasiano 2, um conjunto na porção mediana do corredor, e o último nas proximidades da SE Presidente Juscelino. Todas são passíveis de desvio (Figura ***91***).

Constam **seis sítios arqueológicos georreferenciados** no corredor, todos com possibilidade de desvio (Figura ***91***). Quatro desses sítios estão localizados no trecho sul, e dois no trecho norte. O site do Iphan dispõe de um sistema de busca de sítios arqueológicos, que podem ou não possuir representação cartográfica, e após consulta nesse *site*, foi verificado que há 30 sítios em Lagoa Santa, 21 em Curvelo, 19 em Santana do Riacho, 17 em Gouveia, 10 em Jaboticatubas, seis em Baldim, cinco em Santa Luzia, três em Santana de Pirapama, três em Vespasiano, dois em Belo Horizonte, um em Jequitibá e um em Taquaraçu de Minas, que eventualmente podem também estar situados na área do corredor.

É importante mencionar a existência de estruturas arqueológicas com relevância natural e cultural no estado de Minas Gerais, os valos e os muros de pedra; trata-se de estruturas do período colonial, e que serviam para determinação de divisas entre propriedades, cercamento de áreas para criação de animais e delimitação de estradas (Miranda, 2016). A interferência do empreendimento com essas estruturas pode resultar na alteração de traçado, ou no resgate e relocação dessas estruturas às expensas do empreendedor.

Não constam **terras indígenas**, nem **assentamentos rurais** no corredor.

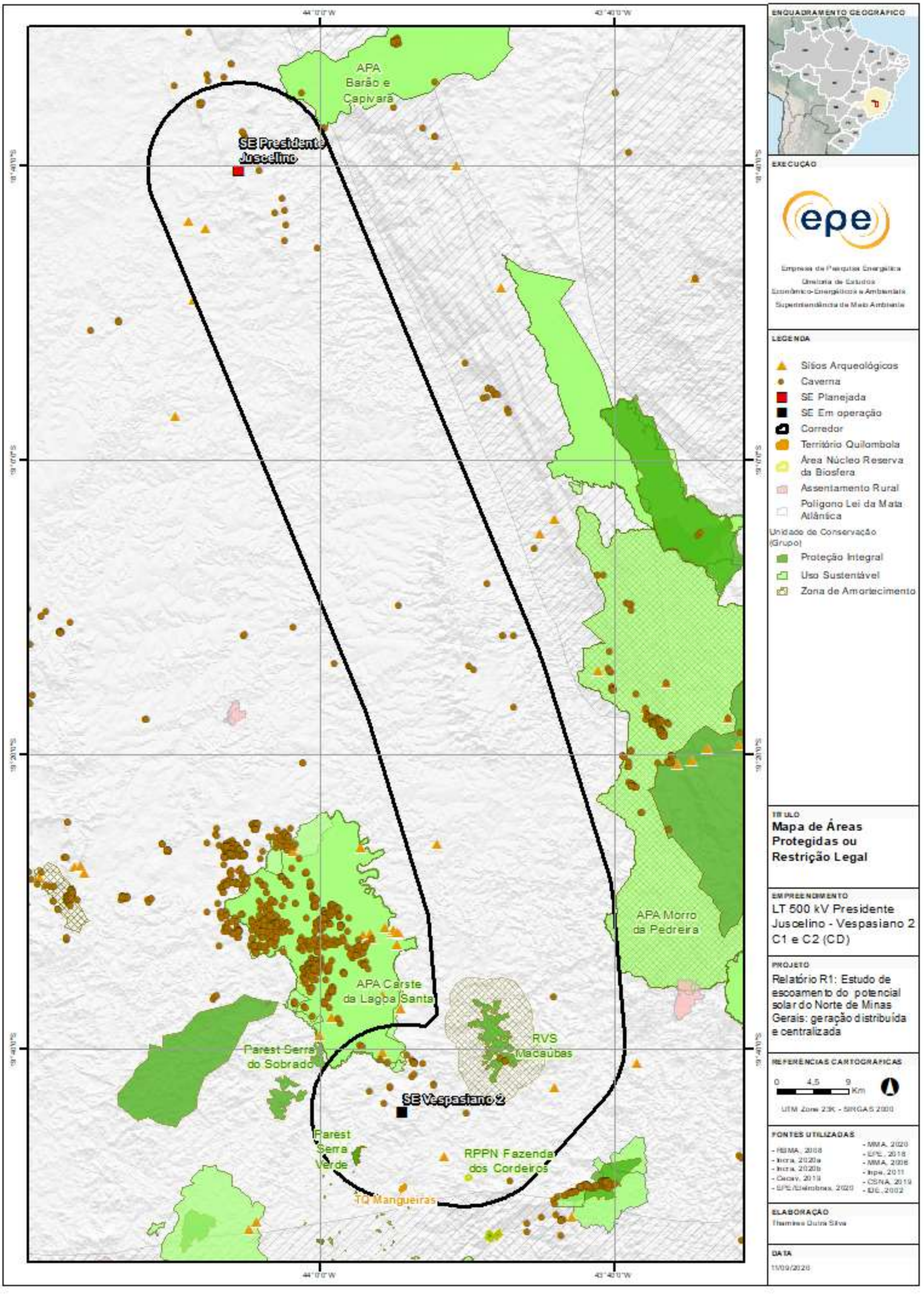


Figura 91 – Áreas protegidas e com restrições legais no corredor da LT Presidente Juscelino – Vespasiano 2

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 Presidente Juscelino, contatando a equipe de elaboração do Relatório R4 e a Mantiqueira Transmissora de Energia, concessionária responsável pela implantação dessa subestação, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.

- Considerar a localização das Linhas de Transmissão existentes e planejadas, minimizando o número de cruzamentos e priorizando o paralelismo, quando possível.

- Priorizar o afastamento da Zona de Amortecimento do RVS Macaúbas e desviar das demais UCs localizadas no corredor.

- Desviar dos sítios arqueológicos ao longo do corredor, buscando informação sobre a existência de valos e muros de pedras, evitando-os.

- Desviar, na medida do possível, dos remanescentes de vegetação nativa sobrepostos pelo corredor e evitar interferência com as Áreas de Preservação Permanente.

- Desviar das áreas de Veredas, protegidas por lei.

- Caso identificadas nos trabalhos de campo, evitar interferência da diretriz com espécimes de Pequi e Ipê Amarelo, protegidos por lei e imunes de corte no estado de Minas Gerais.

- Buscar desviar das áreas de silvicultura presentes no corredor.

- Desviar dos processos minerários que se encontram em estágios mais avançados, evitando ainda os teleféricos de transporte de minério.

- Manter o distanciamento mínimo de 250 m das cavernas presentes no corredor, considerando o disposto no artigo 4° da Resolução Conama 347/2004.

- Desviar o traçado das áreas urbanas presentes no corredor, além das áreas de concentração de habitações e benfeitorias rurais.

- Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.
- Avaliar os Planos Básicos de Zonas de Proteção de Aeródromos sobrepostos pelo corredor, desviando das zonas incompatíveis com a LT.

3.3.9 LT 500 kV Itabirito 2 - Santos Dumont 2 C1

A ligação entre a SE Itabirito 2 e a SE Santos Dumont 2 está prevista para ser realizada em um **circuito simples de 500 kV**. O corredor da LT 500 kV Itabirito 2 –Santos Dumont 2 C1 possui **20 km de largura** e seu eixo aproximadamente **145 km de extensão**. Para facilitar sua descrição e apresentação das avaliações socioambientais, a área do corredor foi dividida em três trechos: norte (entre a SE Itabirito 2 e Conselheiro Lafaiete), central (entre Conselheiro Lafaiete e Barbacena) e sul (entre Barbacena e a SE Santos Dumont 2).

Os principais motivadores para o delineamento do corredor foram: possibilitar traçados que desviam de **área urbana e unidades de conservação**, e buscar **paralelismo com linhas de transmissão** planejadas em trechos com restrição de passagem por conta processos minerários e áreas urbanas. Assim, a partir da SE Itabirito 2, o corredor segue inicialmente na direção sul-sudoeste com eixo acompanhando o traçado da DUP da LT 345 kV Itabirito 2 – Jeceaba C2, para na sequência seguir para sul, de modo que o eixo do corredor acompanhe a BR-040. A partir de Conselheiro Lafaiete, segue paralelo ao eixo das LTs 345 kV Lafaiete 1 – Barbacena 2 – Santos Dumont 2 e, em seguida, deflete para sudeste até a SE Santos Dumont 2.

Infraestrutura e localização

O corredor da LT 500 kV Itabirito 2 –Santos Dumont 2 C1 localiza-se no estado de Minas Gerais e abrange **20 municípios**, três mesorregiões e quatro microrregiões (Tabela 49).

Tabela 49 – Municípios atravessados pelo corredor da LT 500 kV Itabirito 2 – Santos Dumont 2 C1

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
MG	Campo das Vertentes	Barbacena	Alfredo Vasconcelos
			Antônio Carlos
			Barbacena
			Caranaíba
			Carandaí
			Ressaquinha
			Santa Bárbara do Tugúrio
	Metropolitana de Belo Horizonte	Conselheiro Lafaiete	Casa Grande
			Congonhas
			Conselheiro Lafaiete

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
			Cristiano Otoni
			Ouro Branco
			Queluzito
			Santana dos Montes
			São Brás do Suaçuí
		Ouro Preto	Itabirito
			Ouro Preto
	Zona da Mata	Juiz de Fora	Ewbank da Câmara
			Oliveira Fortes
			Santos Dumont

O corredor abrange áreas urbanas de quase todos os municípios apresentados na Tabela 49, com possibilidade de desvio pela futura linha de transmissão. Abrange ainda áreas de concentração de habitações ao longo de todo a sua extensão, sobretudo nos trechos norte e sul.

A SE Itabirito 2 está localizada cerca de um quilômetro a oeste da rodovia MG-030 e a aproximadamente 5 km ao sul da área urbana de Itabirito. A SE Santos Dumont 2 se situa a cerca de um quilômetro da BR-040, logo ao sul da área urbana de Santos Dumont, e será ampliada para receber o circuito planejado. As coordenadas das subestações do corredor são apresentadas na Tabela 50 a seguir.

Tabela 50– Coordenadas das subestações do corredor da LT 500 kV Itabirito 2 – Santos Dumont 2 C1

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Itabirito 2	Existente	21°28'27.53"S	43°32'3.45"O	Santos Dumont	MG
Santos Dumont 2	Existente	20°19'41.36"S	43°47'5.01"O	Itabirito	

O corredor apresenta **bom apoio rodoviário.** Acompanha a rodovia federal BR-040 no sentido norte-sul e há diversas rodovias estaduais (MG-129, MG-440, MG-442, MG-443, MG-844, MG-275, MG-448, MG-499) e municipais bem distribuídas ao longo de seu trajeto, além de 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 (Figura 92).

A **ferrovia Vitória - Minas** atravessa o corredor entre as subestações Itabirito 2 e Santos Dumont 2 no sentido norte-sul, com algumas ramificações no sentido leste-oeste, principalmente ao norte do corredor. Dessa forma, estão previstas no mínimo quatro travessias de ferrovia para o circuito planejado.

Dois aeródromos são abrangidos pelo corredor, um no trecho norte e outro no trecho central, localizados nos municípios de Conselheiro Lafaiete e Barbacena. Há espaço no

corredor para que não haja interferência com essas infraestruturas, considerando seus respectivos Planos Básicos de Zona de Proteção de Aérodromo (PBZPAs). A Instrução do Comando da Aeronáutica (ICA) 63-19, cuja reedição foi aprovada por meio da Portaria n° 184 do Departamento de Controle do Espaço Aéreo (Decea), de 13 de julho de 2015, define os critérios de análise técnica da área de aeródromos.

O corredor abrange diversas LTs ao longo de sua extensão, planejadas e existentes, de 345 e 500 kV. Com relação às **LTs existentes**, o quantitativo é de 14 e o eixo do corredor segue paralelo às LTs 345 kV Lafaiete 1 – Barbacena 2 – Santos Dumont 2 na maior parte de seu trajeto (Tabela 51).

Tabela 51 – Linhas de transmissão abrangidas pelo corredor da LT 500 kV Itabirito 2 – Santos Dumont 2 C1

Status	Tensão	Interligação
Existente	345 kV	LT Barbacena 2 - Lafaiete 1 C1
		LT Barbacena 2 - Pimenta C1
		LT Ouro Preto 2 - Barro Branco C1
		LT Itutinga - Juiz de Fora 1 C1
		LT Barbacena 2 - Santos Dumont 2 C1
		LT Juiz de Fora 1 - Santos Dumont 2 C1
		LT Itabirito 2 - Ouro Preto 2 C1
		LT Itabirito 2 - Jaceaba C1
		LT Lafaiete 1 - Jaceaba C1
		LT Ouro Preto 2 - Nova Lima 6 C1
		LT Barbacena 2 - Lafaiete 1 C1
	500 kV	LT São Gonçalo do Pará - Itabirito 2 C1
		LT Bom Despecho 3 - Ouro Preto 2 C1
		LT Itabirito 2 - Ouro Preto 2 C1
Planejada	345 kV	LT Itabirito 2 - Jeceaba, C2
		LT Santos Dumont 2 - Leopoldina 2, C1
		LT 500 kV Itabirito 2 - Vespasiano 2, C1

De acordo com as informações disponíveis, foi observada a sobreposição de **LTs planejadas** no corredor (Figura 92). Na saída da SE Itabirito 2 há uma grande concentração de processos minerários e uma possibilidade vislumbrada para a saída do circuito planejado é seguir paralelo ao traçado da DUP da LT 345 kV Itabirito 2 – Jeceba C2, prevista para entrar em operação no segundo semestre de 2021 (Aneel, 2020). O corredor abrange dois gasodutos (GASBEL Reduc/Regap e GASBEL II Trecho 2) e dois oleodutos (ORBEL I e ORBEL II) que seguem paralelos desde a SE Santos Dumont 2 por cerca de 100 km até Queluzito.

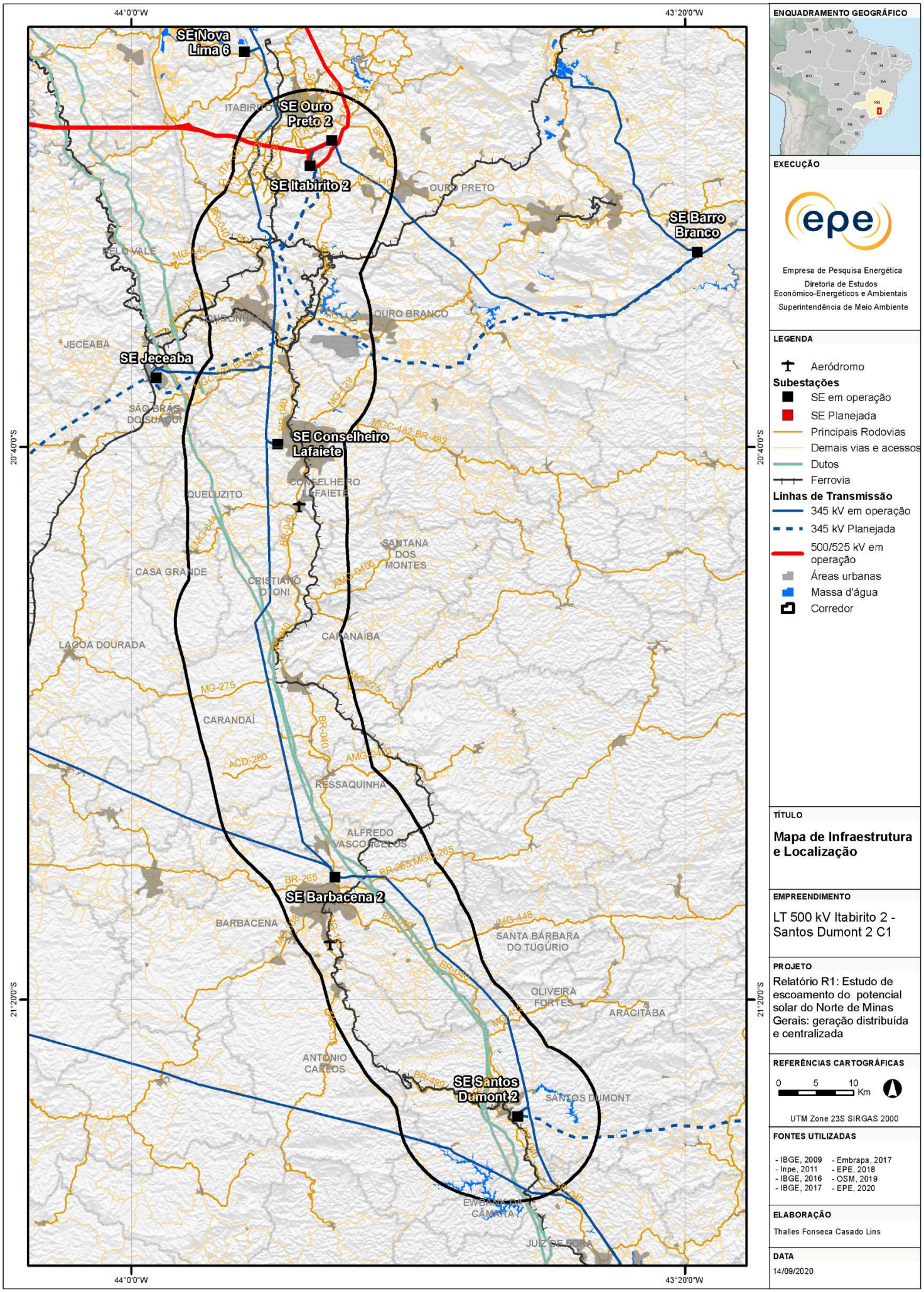


Figura 92 – Infraestrutura e Localização no corredor da LT 500 kV Itabirito 2 – Santos Dumont 2 C1

Vegetação e uso do solo

De forma geral, o uso do solo no corredor se destina às atividades de agropecuária, de mineração e em menor parte, à silvicultura. A região do trecho norte do corredor é caracterizada por uso do solo destinado majoritariamente à agropecuária com presença de fragmentos de vegetação nativa principalmente nas áreas de maior declividade, áreas de preservação permanente e reservas legais. A atividade minerária é intensa neste trecho, sobretudo de minério de ferro. Destaca-se a presença de áreas urbanas e de pequenas vilas ao longo de todo corredor. No trecho central do corredor, as características de uso do solo são semelhantes, porém há menos áreas de mineração e de vegetação nativa. Já no trecho sul, há predominância de agropecuária, havendo presença mais significativa de silvicultura e de fragmentos florestais (Figura ***93***, Figura 94 e Figura 95).

O corredor da LT 500 kV Itabirito 2 – Santos Dumont 2 C1 está localizado no bioma Mata Atlântica e a vegetação nativa pertence às fitofisionomias floresta estacional semidecidual, cerrado, campo e campo rupestre.

Meio físico

A unidade de relevo predominante ao longo do corredor é associada aos domínios de morros e serras baixas, relevo de morros dissecados e topos arredondados ou aguçados, com declividade variando de suave ondulado a ondulado (Figura ***96***). Tais unidades não representam grandes dificuldades para a construção da linha, mas segundo Machado e Silva (2010) há atuação frequente de processos de erosão laminar e linear acelerada, com geração de colúvios e depósitos de tálus nas baixas vertentes, regiões que podem demandar fundações mais profundas. No trecho norte do corredor, há um pequeno trecho de domínio montanhoso da serra do Espinhaço, com maior declividade, afloramentos rochosos e atividade minerária intensa, fatores que podem representar complexidade construtiva.

Os principais cursos d'água presentes no corredor estão localizados no trecho norte. O corredor abrange também, no trecho norte, a Represa da Gerdau, e no trecho sul as represas do Pinho e de Chapéu das uvas, todas com possibilidade de desvio (Figura ***96***).

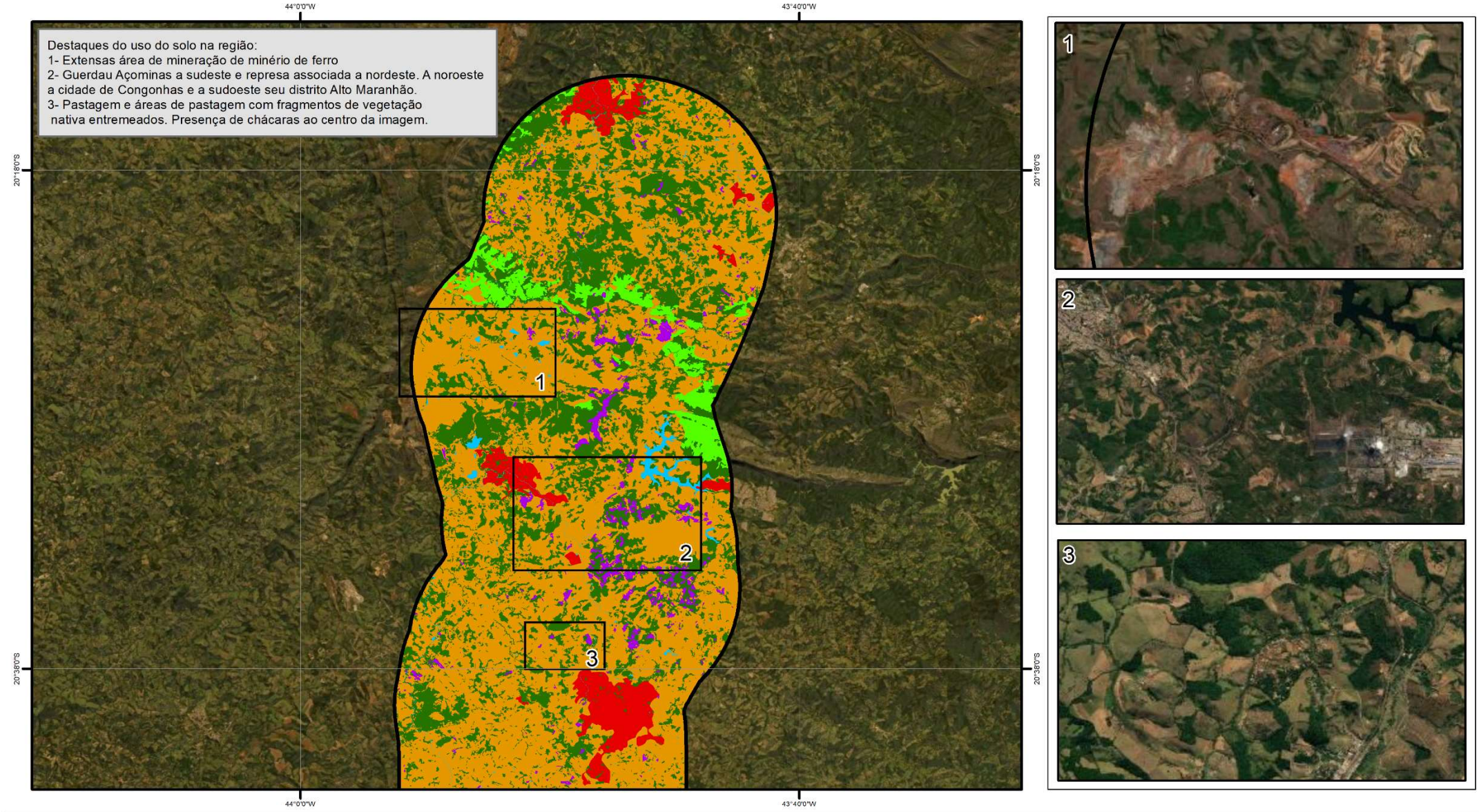


Figura 93 – Uso do solo no trecho norte do corredor da LT 500 kV Itabirito 2 – Santos Dumont 2 C1

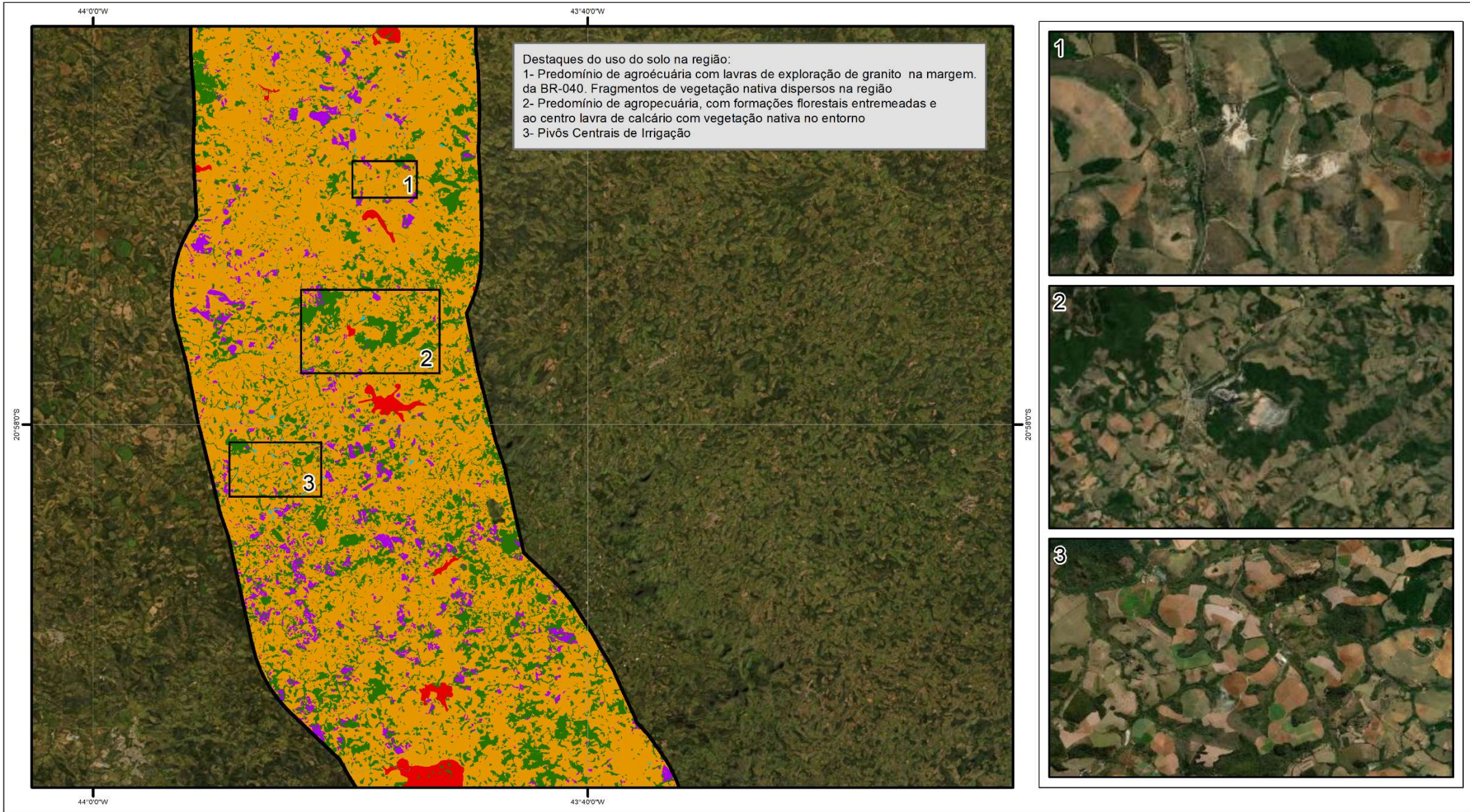


Figura 94 – Uso do solo no trecho central do corredor da LT 500 kV Itabirito 2 – Santos Dumont 2 C1

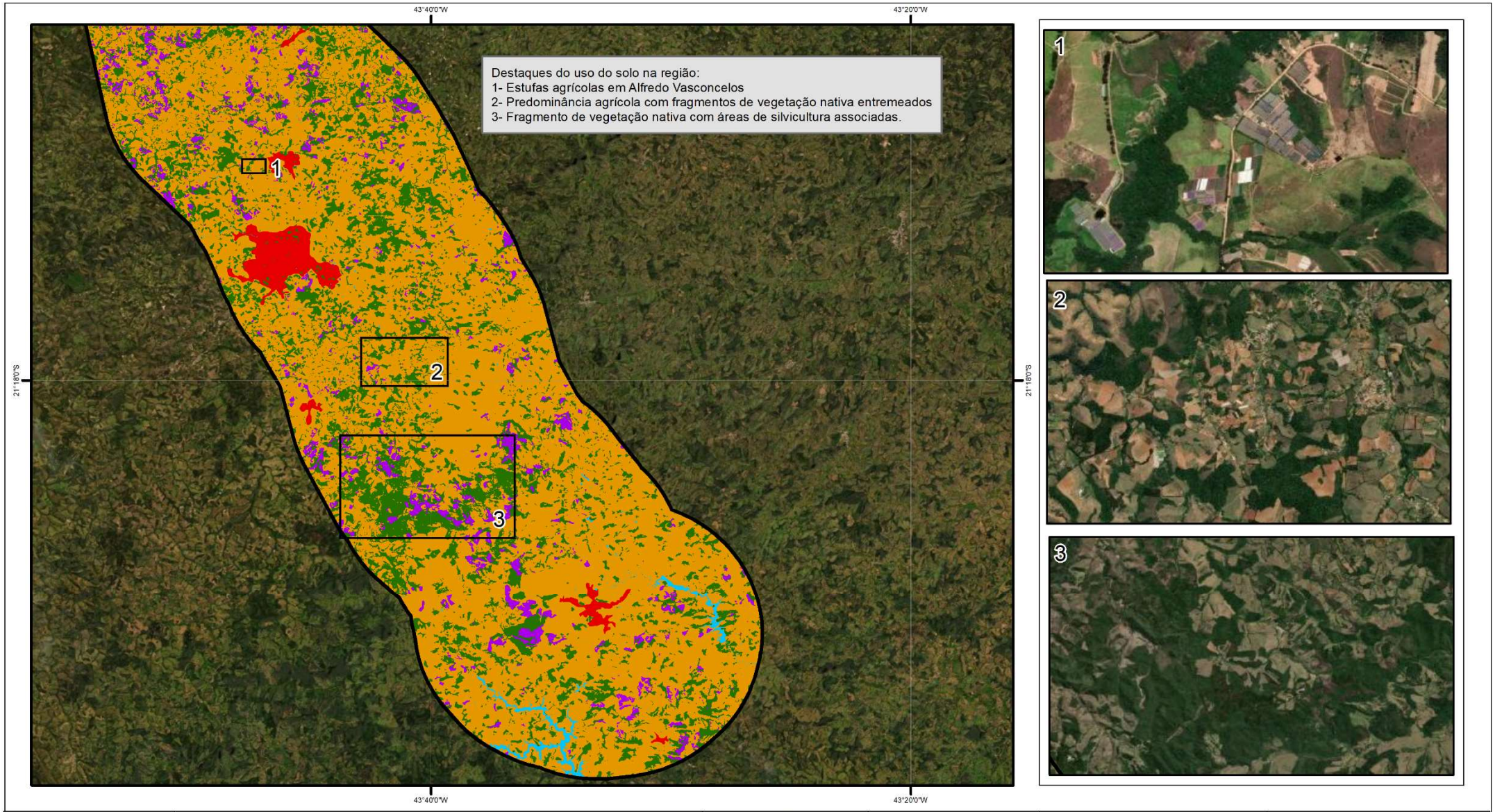


Figura 95 – Uso do solo no trecho sul do corredor da LT 500 kV Itabirito 2 – Santos Dumont 2 C1

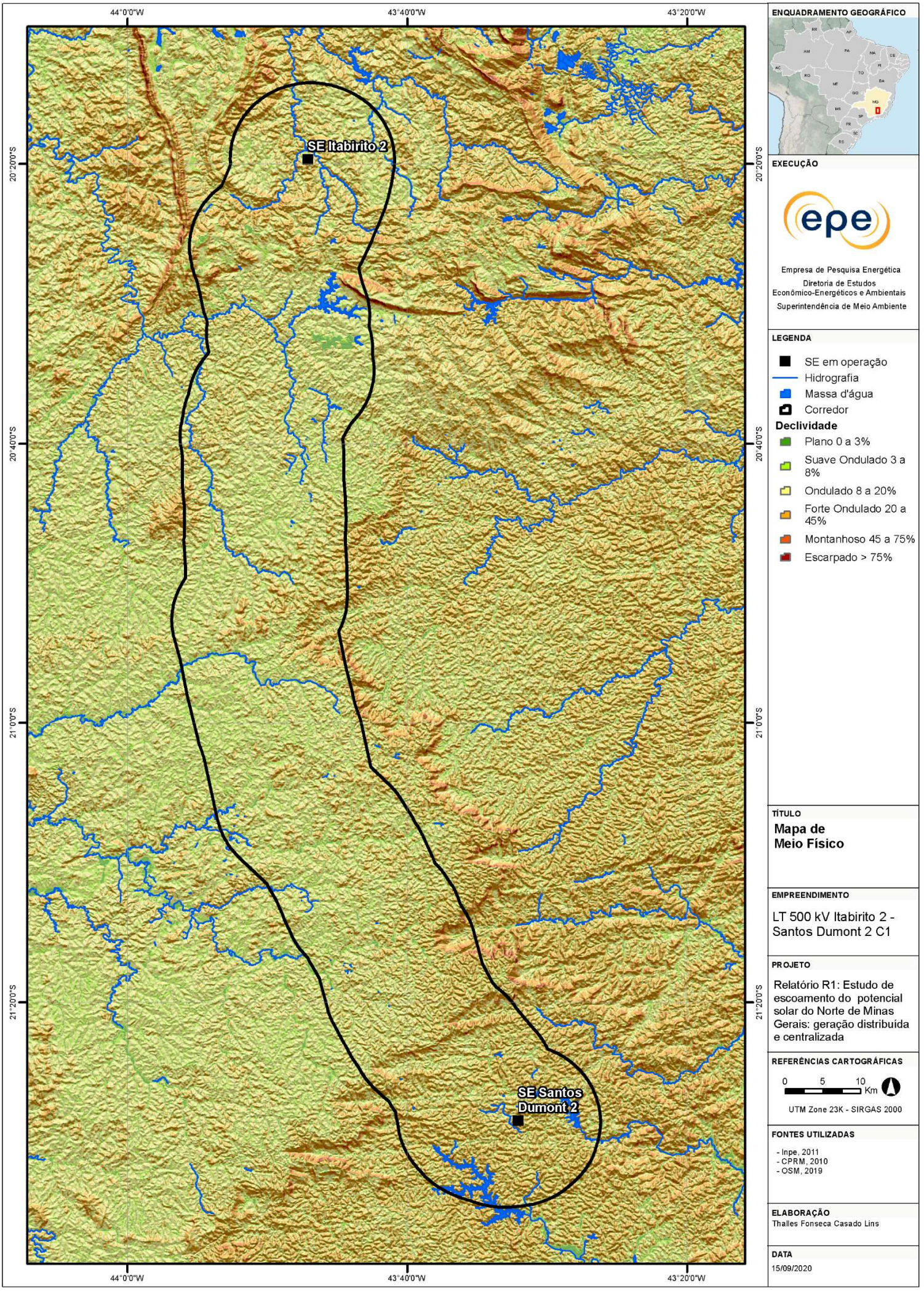


Figura 96 – Meio Físico no corredor da LT 500 kV Itabirito 2 – Santos Dumont 2 C1

Processos minerários

Há uma grande concentração de processos minerários na região. A área abrangida pelo corredor é objeto de **615 processos minerários** registrados na ANM (2019) (Figura ***97***). Há maior participação das substâncias minério de ferro e minério de ouro no trecho norte, bauxita no trecho sul e areia nos corpos hídricos ao longo do corredor (Figura ***98*** e Tabela 52). Destacam-se na região, lavras de exploração de granito, manganês e calcário.

Ao sul da SE Itabirito 2 a atividade minerária é intensa e parte dos processos minerários nesse trecho não são passíveis de desvio, o que ocorre ao longo de quase todo o corredor. Com relação àqueles que se encontram em estágios mais avançados, concentrados no trecho norte do corredor, os quantitativos são, em ordem crescente de restrição a interferências e de acordo com a categoria/fase: 21 em licenciamento, 297 em autorização de pesquisa, 39 em requerimento de lavra e **65 em concessão de lavra**.

Tabela 52 - Processos minerários no corredor da LT 500 kV Itabirito 2 – Santos Dumont 2 C1

Fase/ Substância	Autorização de pesquisa	Concessão de lavra	Disponi-bilidade	Licencia-mento	Req. de la-vra	Req. de licen-ciamento	Req. de pes-quisa	Total geral
Água mineral	6	3					3	12
Areia	27	1	2	14	1	21	3	69
Areia p/ vidro		1						1
Argila	1			1			2	4
Bauxita	65	1					34	100
Calcário	3	5	1		1		2	12
Calcário dolomítico		1			1			2
Cascalho						1		1
Cassiterita	4							4
Caulim	3	6					2	11
Não cadastrado			7					7
Diamante	3						1	4
Dolomito		1			1			2
Esteatito	3						1	4
Ferro		20	1		2			23
Filito	3	1			4		3	11
Gnaisse	25	3	2	3	5	3	3	44
Grafita	1						1	2
Granito	18	2		3	2	1	9	35
Manganês	2	6			2			10
Mármore		2			1			3
Minério de alumínio	1							1
Minério de arsênico							2	2
Minério de estanho	2						2	4
Minério de ferro	54	4	15		5		35	113
Minério de manganês	24	3	5		6		6	44

Fase/ Substância	Autorização de pesquisa	Concessão de lavra	Disponi-bilidade	Licencia-mento	Req. de la-vra	Req. de licen-ciamento	Req. de pes-quisa	Total geral
Minério de nióbio	1							1
Minério de ouro	41		8		2		12	63
Minério de silício	1							1
Ocre		1						1
Ouro		1						1
Quartzo	6		3		3		2	14
Serpentinito	2	1						3
Talco	1	2						3
Topázio					2			2
Vanádio					1			1
Total Geral	**297**	**65**	**44**	**21**	**39**	**26**	**123**	**615**

Áreas protegidas e com restrições legais

O corredor abrange **oito unidades de conservação**, todas com possibilidade de desvio pela futura linha de transmissão. No trecho norte, se sobrepõe parcialmente à UC de proteção integral Parest Serra do Ouro Branco e sua zona de amortecimento. Neste mesmo trecho, abrange integralmente a Parque Natural Municipal da Cachoeira de Santo Antônio, UC de proteção integral, e as UCs de uso sustentável RPPN Poço Fundo e RPPN Sítio São Francisco Figura 99).

Ao sul do corredor, a APA Municipal Serra do Pito Acesso também é parcialmente abrangida pelo corredor, além da Rebio de Pinheiro Grosso, UC de proteção integral. Ainda no sul do corredor, o corredor abrange duas RPPNs em Santos Dumont, a Vale Verdejante com as coordenadas geográficas definidas (Figura ***99***) e a RPPN Brejo Novo4, sem delimitação cartográfica disponível.

Com relação a Territórios Quilombolas e Terras Indígenas na área abrangida pelo corredor, ou mesmo em suas proximidades (considerando os limites da portaria nº 60/2015), não foi observada sua presença, de acordo com as bases de dados utilizadas (Funai, 2020; Incra, 2019). A Lista de Comunidades Quilombolas Certificadas por Município, disponível no *site* da Fundação Cultural Palmares (FCP, 2020), identifica seis comunidades quilombolas certificadas em municípios abrangidos pelo corredor: comunidades Baú e Cachoeirinha em Antônio Carlos; Candendês em Barbacena; Santo Antônio do Morro Grande em Ressaquinha; Mato Dentro em Conselheiro Lafaiete e São Sebastião da Boa Vista em Santos Dumont.

[4] A RPPN Brejo Novo possui cerca de 18 hectares e foi registrada em 04/11/99 no Cartório de Registro de Imóveis da Comarca de Santos Dumont sob o número R-12-11.156, , Livro 02, às Fls. 03.

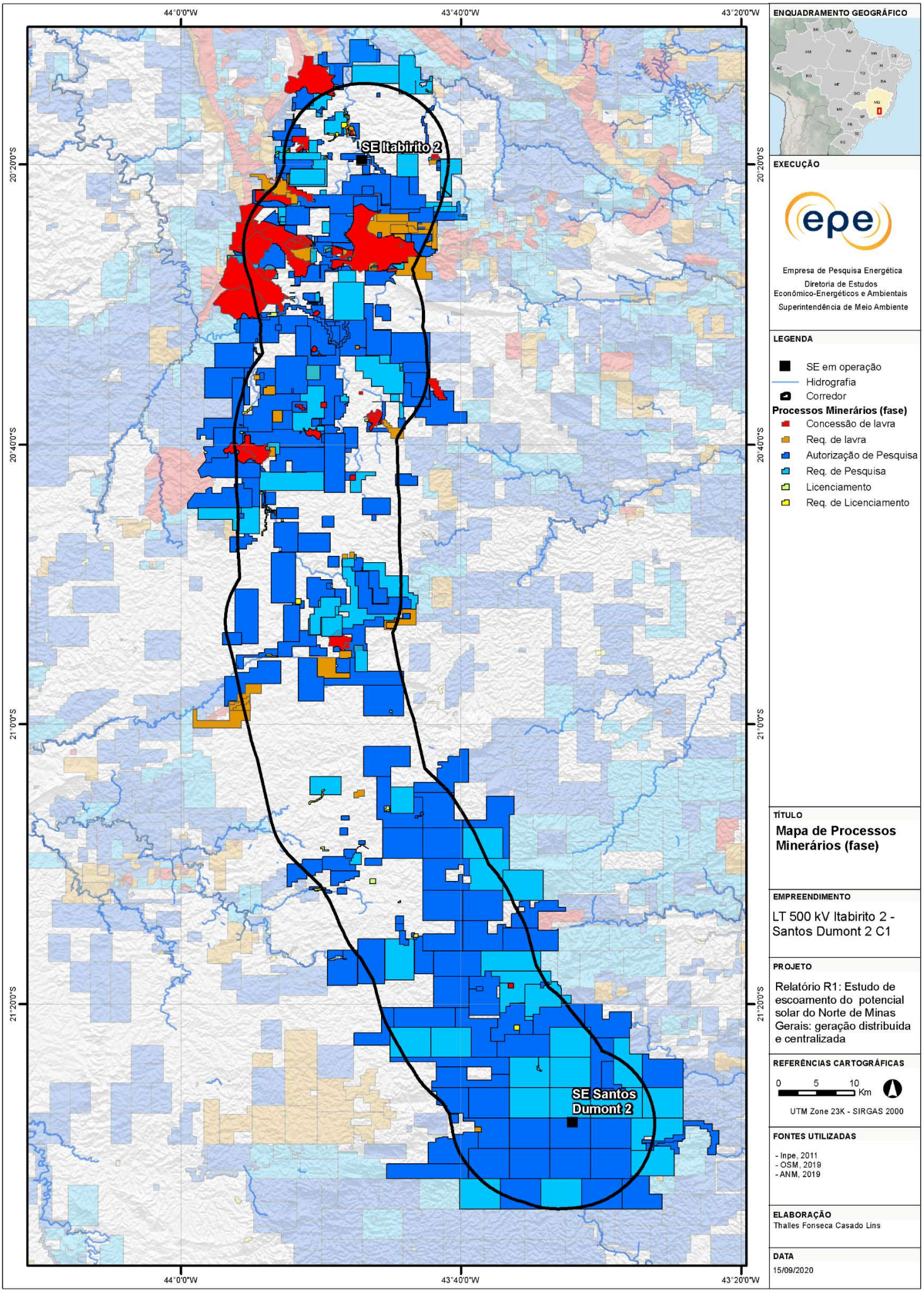


Figura 97– Processos Minerários (fase) no corredor da LT 500 kV Itabirito 2 – Santos Dumont 2 C1

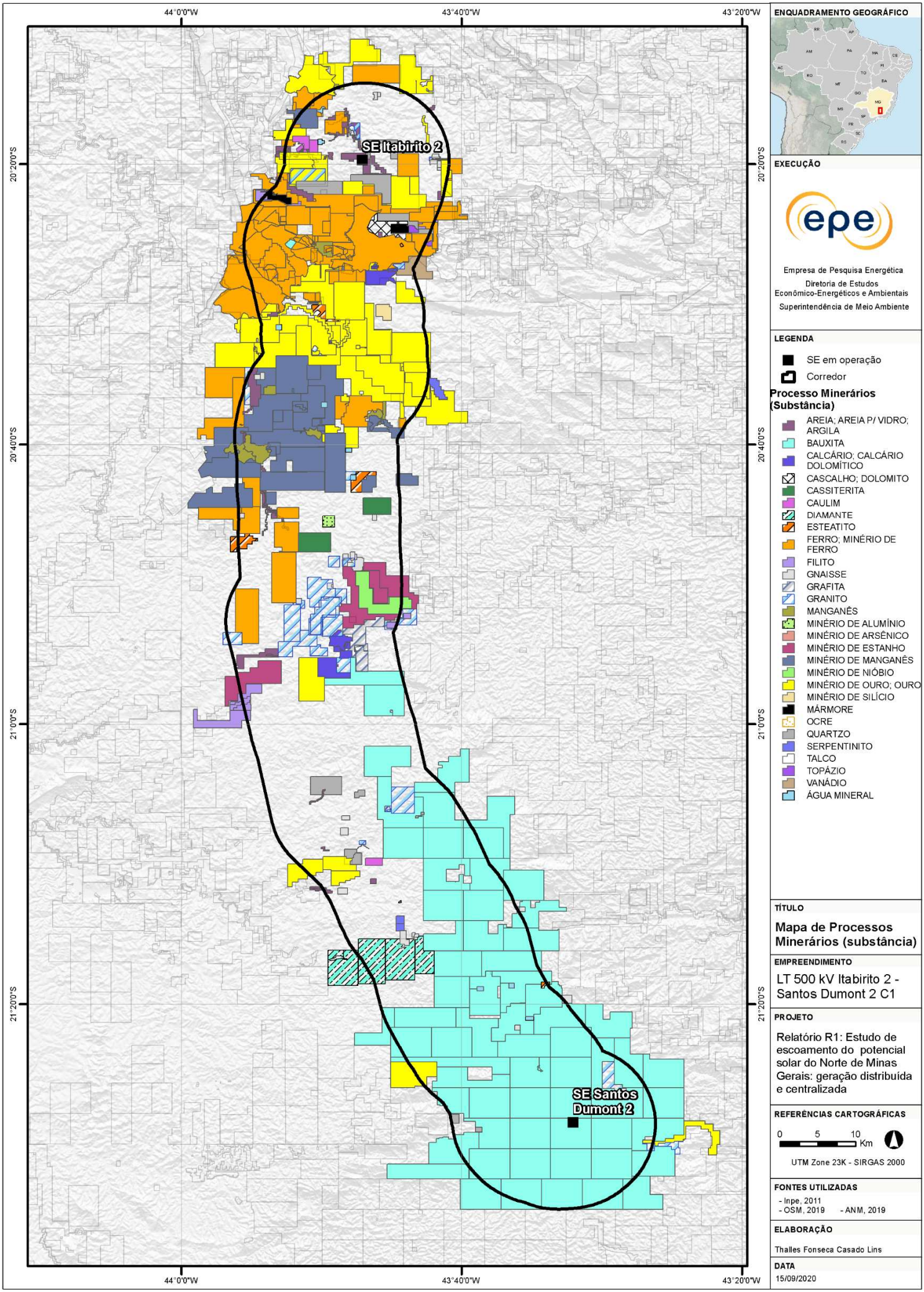


Figura 98– Processos Minerários (substância) no corredor da LT 500 kV Itabirito 2 – Santos Dumont 2 C1

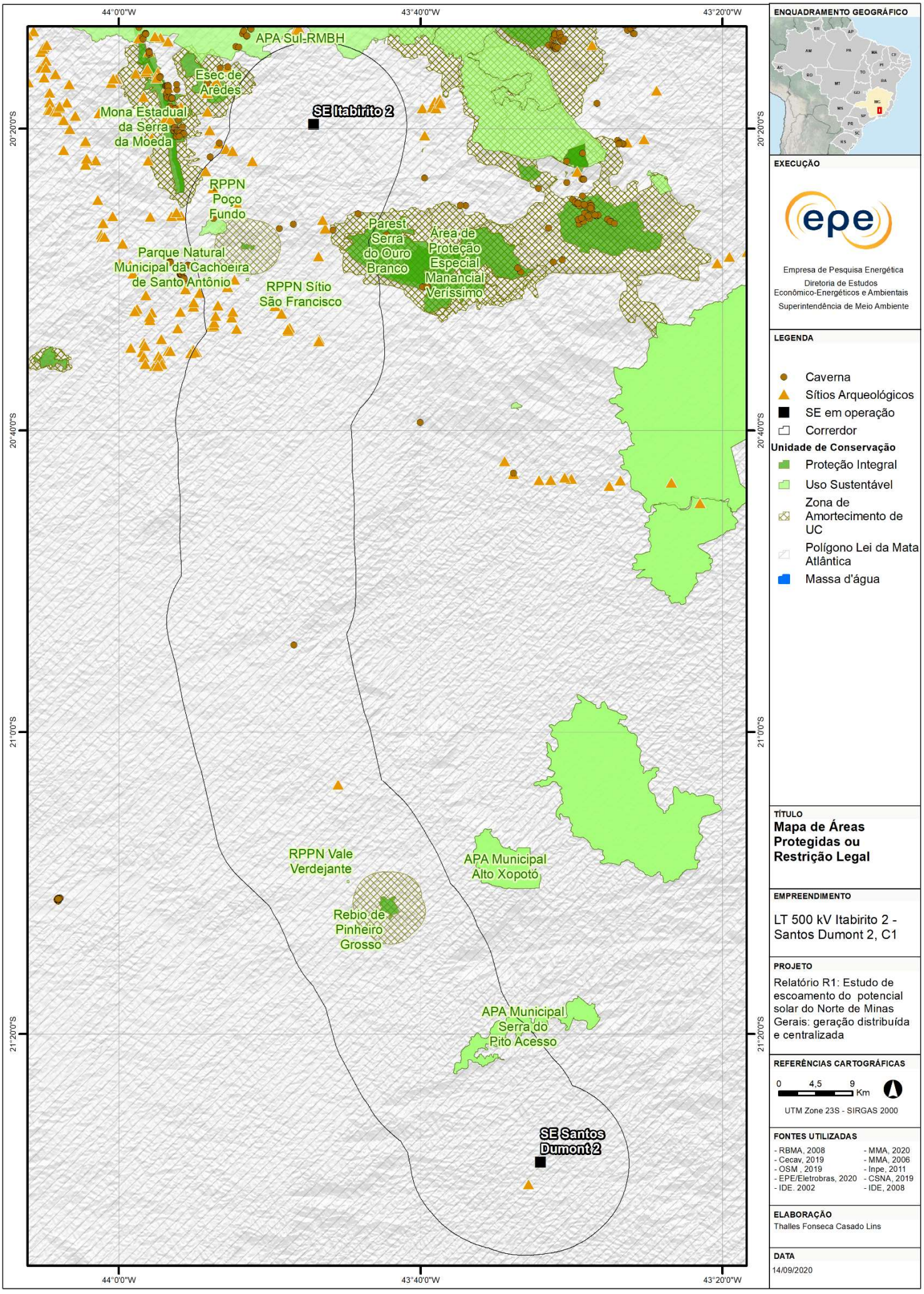


Figura 99– Áreas protegidas e com restrições legais no corredor da LT 500 kV Itabirito 2 – Santos Dumont 2 C1

Conforme base de dados do Incra, não constam **assentamentos rurais** no corredor.

Foram identificadas **sete cavernas** no interior do corredor, concentradas no trecho norte, as quais são passíveis de desvio (Figura ***99***). Com relação à potencialidade de ocorrência de cavernas, o corredor atravessa em sua maior parte áreas de baixo a médio potencial, com destaque para potencialidade muito alta nos trechos de domínios montanhosos, localizados principalmente no município de Ouro Preto e em menor grau no município de Caranaíba.

De acordo com consulta realizada no Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos, acessado por meio do *site* do Iphan, foram identificados **31 sítios georreferenciados** dentro do corredor, localizados essencialmente no trecho norte, 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 75 sítios arqueológicos nos municípios da área de estudo: 39 em Itabirito, 18 em Congonhas, nove em Ouro Preto, quatro em Queluzito, três em Antônio Carlos, um em Santos Dumont e outro em São Brás do Suaçuí, que eventualmente podem também estar situados na área do corredor.

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 para ampliação da SE Santos Dumont 2, 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.

- Evitar interferência com as unidades de conservação abrangidas pelo corredor. Priorizar o afastamento das unidades de conservação do grupo de proteção integral que estão localizadas nos trechos norte e sul do corredor.

- Buscar mais informações sobre a localização da RPPN Brejo Novo, localizada em Santos Dumont, de forma a evitar interferência do traçado da LT sobre esta unidade de conservação.

- Evitar interferência com os 31 sítios arqueológicos situados no corredor, essencialmente em seu trecho norte.

- 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 e atentando para as implicações da Lei da Mata Atlântica (Lei n° 11.428, de 22 de dezembro de 2006, regulamentada pelo Decreto n° 6.660/08), que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma Mata Atlântica.

- Evitar a sobreposição com as lavras de mineração, barragens de rejeitos e, quando possível, desviar de processos minerários que se encontram em estágios mais avançados.

- Manter o distanciamento mínimo de 250 m das cavernas presentes no corredor, localizadas principalmente no trecho norte do corredor, considerando o disposto no artigo 4° da Resolução Conama 347/2004.

- 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.

- Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.

- Minimizar as interferências e o número de travessias com a Ferrovia Vitória - Minas, que atravessa praticamente todo o corredor.

- Minimizar as interferências com os dutos sobrepostos pelo corredor.

- Avaliar possíveis incompatibilidades do traçado da LT em relação aos Planos Básicos das Zonas de Proteção dos Aeródromos existentes localizados no interior do corredor.

3.3.10 Seccionamento da LT 345 kV Itutinga - Juiz de Fora 1 C1 na SE Santos Dumont 2

O corredor do seccionamento da LT 345 kV Itutinga – Juiz de Fora C1 na SE Santos Dumont 2 possui **3 km de largura** e seu eixo cerca de **9 km de extensão**. Os principais motivadores para o delineamento do corredor foram: possibilitar traçados que desviam de concentração de habitações ao longo da rodovia federal BR-040, de áreas de silvicultura e de formações florestais naturais. Assim, a partir da SE Santos Dumont 2, o corredor segue inicialmente na direção sul pelo município de Santos Dumont até a divisa com o município de Ewbank da Câmara, quando deflete para sudoeste até a LT 345 kV Itutinga – Juiz de Fora 1 C1.

Infraestrutura e localização

A área de estudo proposta para o seccionamento se localiza nos municípios de Santos Dumont e Ewbank da Câmara, no estado de Minas Gerais, abrangendo parte da área urbana de Santos Dumont.

O acesso rodoviário à região é bom e ocorre por meio da rodovia BR-040, além de estradas vicinais e vias secundárias que atendem áreas urbanas e as propriedades rurais. A ferrovia da MRS Logística atravessa o corredor a cerca de um quilômetro ao sul da SE Santos Dumont 2. Não há sobreposição com aeródromos no corredor (Figura 100).

Destaca-se a presença de dutos que atravessam transversalmente o corredor em estudo, um gasoduto (GASBEL Reduc/Regap) e dois oleodutos (ORBEL I e ORBEL II) que seguem paralelos e outro gasoduto (GASBEL II-Trecho 2: Tapinhoá/Rio das Flores - Queluzito) localizado a cerca de um quilômetro ao sul dos demais dutos. Para realização da travessia da linha de transmissão com esses dutos será necessária a consulta e aprovação do Contrato de Permissão de Travessia junto ao seu operador (Figura 100).

O corredor abrange duas linhas em operação, além da LT a ser seccionada, as LTs 345 kV Barbacena 2 - Santos Dumont 2 C1 e LT 345 kV Juiz de Fora 1 - Santos Dumont 2 C1, além da LT planejada em 345 kV Santos Dumont 2 - Leopoldina 2 C1.

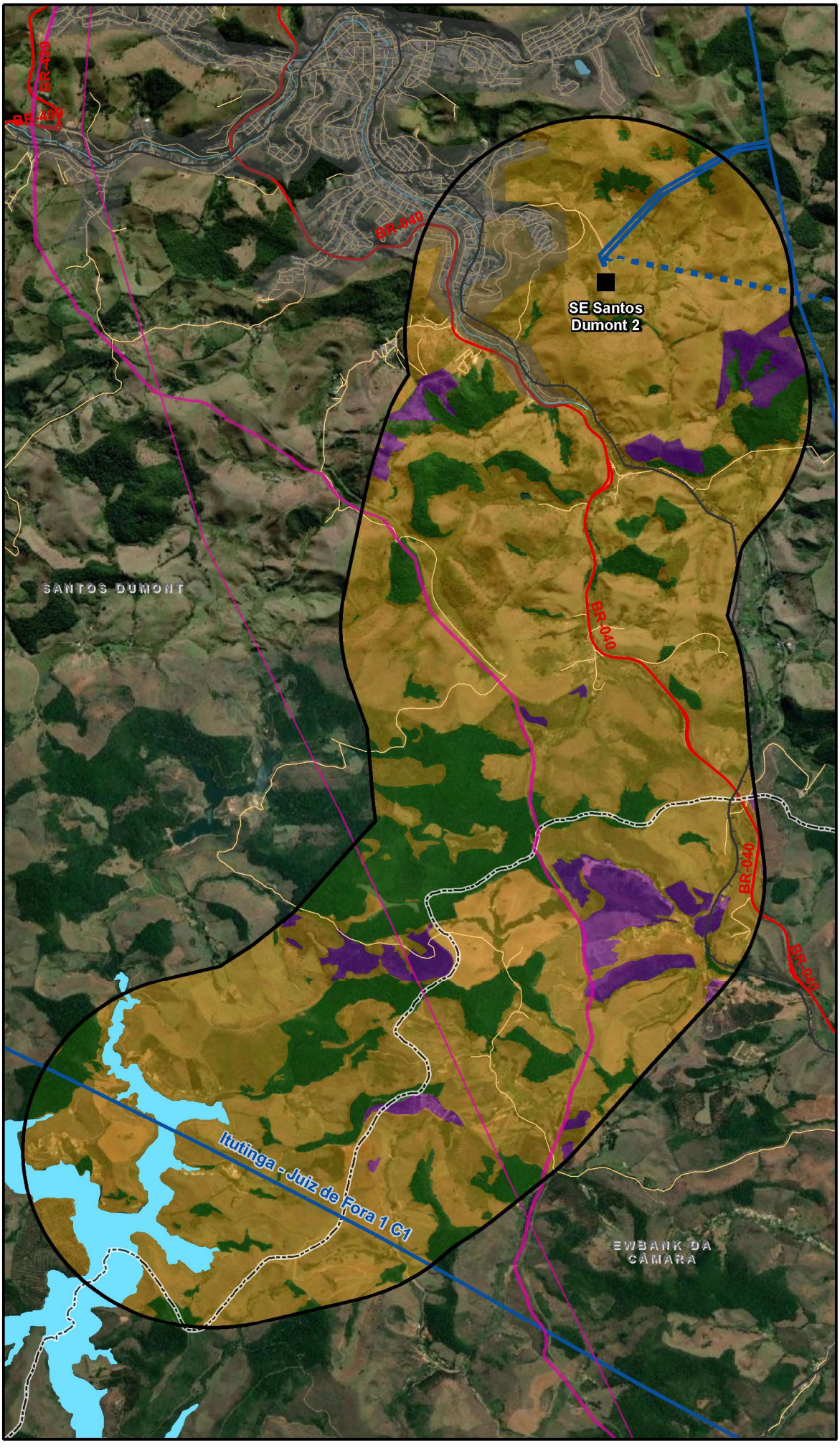
Vegetação e uso do solo

O corredor proposto para o seccionamento se localizada em uma área majoritariamente antropizada destinada à agropecuária. Conforme Figura 100, há presença de áreas de silvicultura no corredor e fragmento de vegetação nativa passíveis de desvio pelo seccionamento planejado. A área se localiza no bioma Mata Atlântica, onde predomina a fitofisionomia Floresta Estacional (Figura 100).

Meio físico

A unidade de relevo predominante ao longo do corredor é associada aos domínios de morros e serras baixas, relevo de morros dissecados e topos arredondados ou aguçados, com declividade variando de suave ondulado a forte ondulado (Figura ***101***). Esta unidade não representa grande dificuldade para a construção da linha, mas segundo Machado e Silva (2010) há atuação frequente de processos de erosão laminar e linear acelerada, com geração de colúvios e depósitos de tálus nas baixas vertentes, regiões que podem demandar fundações mais profundas.

O corredor abrange a represa Chapéu das Uvas, que abastece a cidade de Juiz de fora, e está localizada próximo a linha a ser seccionada.



ENQUADRAMENTO GEOGRÁFICO

EXECUÇÃO

Empresa de Pesquisa Energética
Diretoria de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Superintendência de Meio Ambiente

LEGENDA

- SE Em operação
- Dutos
- LT 345 kV em operação
- LT 345 kV Planejada
- Ferrovia
- Rodovias selection
- Demais vias e acessos
- Corredor
- Massa d'água
- Áreas urbanas
- Limite municipal

Uso do Solo

- Formação florestal
- Silvicultura
- Área antropizada

TÍTULO

Mapa de Infraestrutura e Uso do Solo

EMPREENDIMENTO

Seccionamento da LT 345 kV Itutinga - Juiz de Fora 1, C1, na SE Santos Dumont 2

PROJETO

Relatório R1: Estudo de escoamento do potencial solar do Norte de Minas Gerais: geração distribuída e centralizada

REFERÊNCIAS CARTOGRÁFICAS

0 0,375 0,75 Km

UTM Zone 23K - SIRGAS 2000

FONTES UTILIZADAS

- EPE, 2020
- EPE, 2018
- OSM, 2019
- IBGE, 2017
- IBGE, 2016
- Embrapa, 2017
- FBDS, 2020

ELABORAÇÃO

André Viola Barreto

DATA

11/09/2020

Figura 100 – Infraestrutura e Uso do Solo no corredor do seccionamento da LT Itutinga – Juiz de Fora 1 na SE Santos Dumont 2

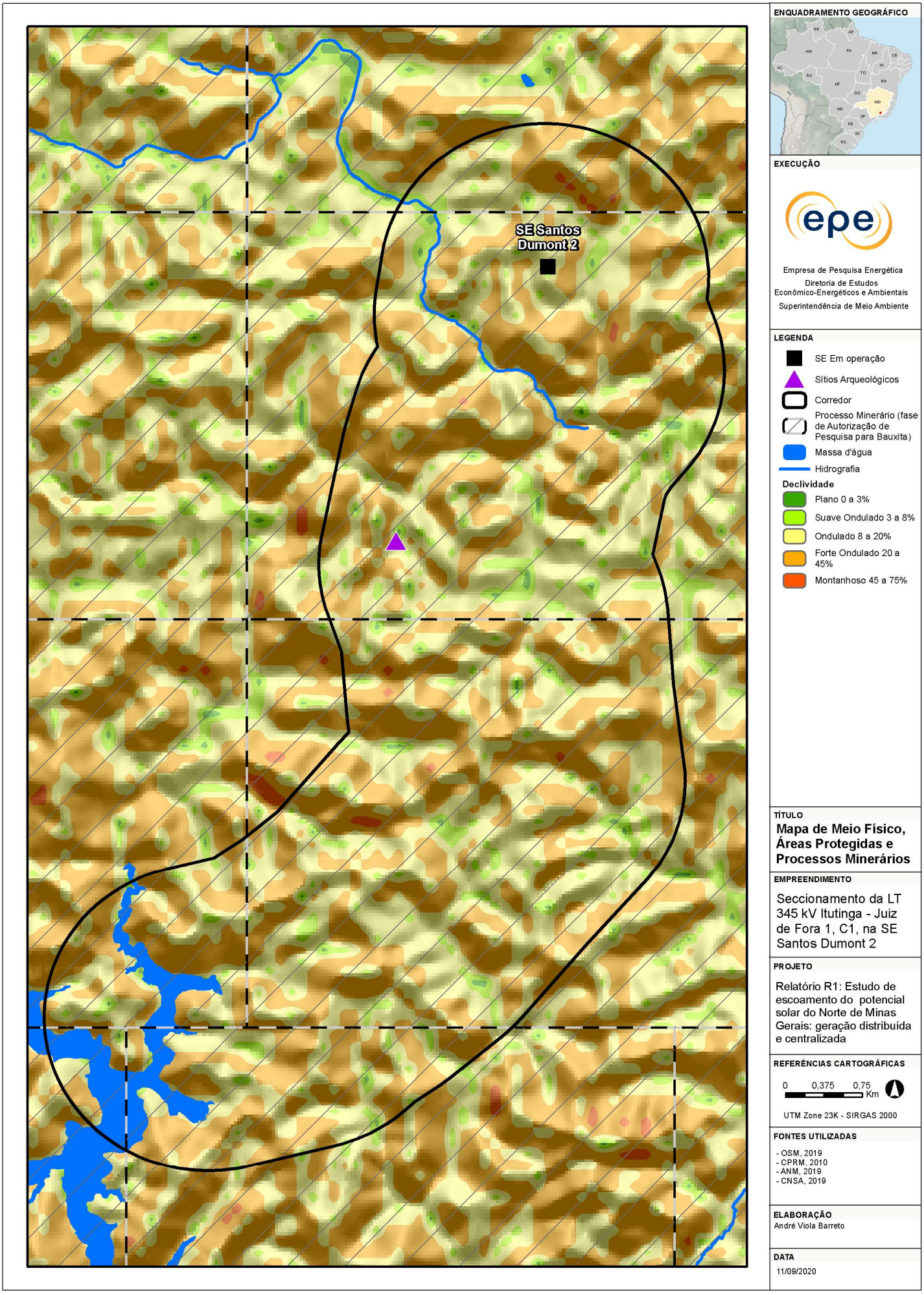


Figura 101 – Meio físico, áreas protegidas e processos minerários no corredor do seccionamento da LT Itutinga – Juiz de Fora C1 na SE Santos Dumont 2 C1

Processos minerários

Em relação aos processos minerários (Figura ***101***), o corredor abrange dois processos de autorização de pesquisa para Bauxita sem possibilidade de desvio (ANM, 2019).

Áreas protegidas e com restrições legais

O corredor não abrange unidades de conservação, assentamentos rurais e cavidades naturais subterrâneas e, com relação à potencialidade de ocorrência de cavernas, o corredor atravessa áreas de baixo potencial (Figura ***101***).

Com relação a Territórios Quilombolas e Terras Indígenas na área abrangida pelo corredor, ou mesmo em suas proximidades (considerando os limites da portaria nº 60/2015), não foi observada sua presença, de acordo com as bases de dados utilizadas (Funai, 2020; INCRA, 2019). A Lista de Comunidades Quilombolas Certificadas por Município, disponível no *site* da Fundação Cultural Palmares (FCP, 2020), identifica uma comunidade em Santos Dumont, a São Sebastião da Boa Vista.

De acordo com consulta realizada no Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos, acessado por meio do *site* do Iphan, foi identificado **um sítio georreferenciado** dentro do corredor, localizado a cerca de 3 km a sudoeste da SE Santos Dumont 2. 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 outro sítio arqueológicos em Santos Dumont que eventualmente pode também estar situado na área do corredor

Recomendações para os Relatórios R3

Deverão ser estudadas criteriosamente, durante a elaboração do Relatório R3 deste empreendimento, as opções de traçado para o futuro seccionamento, 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 do seccionamento planejado, quando da elaboração do referido relatório:

- Considerar o arranjo planejado para ampliação da SE Santos Dumont 2, 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.

- Avaliar o melhor ponto para o seccionamento da LT 345 kV Itutinga – Juiz de Fora C1.

- Evitar interferência com o sítio arqueológico situado no 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 e atentando para as implicações da Lei da Mata Atlântica (Lei n° 11.428, de 22 de dezembro de 2006, regulamentada pelo Decreto n° 6.660/08), que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma Mata Atlântica.
- Desviar o traçado das áreas de concentração de habitações e benfeitorias rurais.
- Desviar, na medida do possível, de áreas de silvicultura dispersas ao longo do corredor.
- 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.
- Minimizar as interferências e o número de travessias com a ferrovia da MRS Logística, que atravessa o corredor nas proximidades da SE Santos Dumont 2.
- Minimizar as interferências com os dutos sobrepostos pelo corredor.

3.4 Área 4 - Minas Gerais

A Área 4 localiza-se no estado de Minas Gerais em área de domínio dos biomas Cerrado e Mata Atlântica. Estão planejados para essa área quatro linhas de transmissão de 500 kV e duas subestações, que somados perfazem aproximadamente 472 km de extensão. A Figura 102 apresenta a Área 4 com os corredores das LTs planejadas.

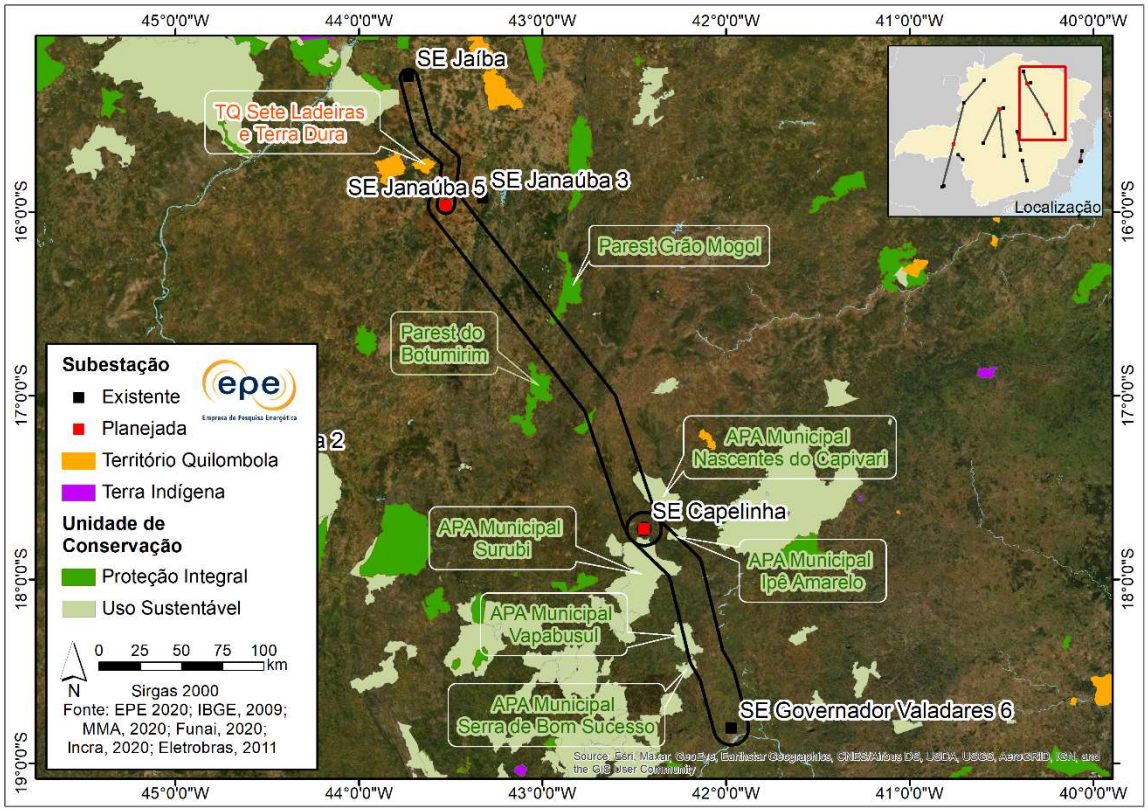


Figura 102 - Corredores das LTs planejadas da Área 4

A Tabela 53 apresenta os empreendimentos planejados que compõem o estudo na Área 4.

Tabela 53 - Empreendimentos planejados na Área 4

Empreendimentos Planejados	Tensão	Circuitos	Extensão aproximada (km)	Largura do corredor (km)
LT Jaíba - Janaúba 5	500 kV	C1 E C2 (CD)	85	10
SE Janaúba 5	500 kV	-	-	-
LT Janaúba 5 - Janaúba 3	500 kV	C1	22,1	5
LT Janaúba 5 - Capelinha	500 kV	C1	231	20
SE Capelinha	500 kV	-	-	-
LT Capelinha - Governador Valadares 6	500 kV	C1	134	20

3.4.1 LT 500 kV Jaíba - Janaúba 5 C1 e C2 (CD)

A ligação entre a SE planejada Jaíba e a SE planejada Janaúba 5 está prevista para ser realizada em um circuito duplo de 500 kV.

Caracterização do corredor selecionado

O corredor selecionado para a LT 500 kV Jaíba - Janaúba 5 C1 e C2 (CD) possui **10 km de largura** e seu eixo possui aproximadamente **85 km de extensão**. Para facilitar sua descrição e apresentação da análise socioambiental, a área do corredor foi dividida em três trechos: sul, central e norte.

Os principais motivadores para o delineamento do corredor foram: possibilitar traçados que desviam de pivôs centrais, polígonos de processos minerários, região da serra de Verdelândia, pequenas áreas urbanas e fragmentos de vegetação nativa; e distanciar-se de territórios quilombolas e áreas com relevo de grande declividade. Assim, a partir da SE Jaíba, o corredor segue inicialmente no sentido sul para na sequência seguir para sudeste, de modo que o eixo do corredor desvie dos territórios quilombolas e de sua área de entorno. Em seguida, deflete novamente no sentido sul, seguindo então nessa direção até a SE Janaúba 5.

Infraestrutura e localização

O corredor proposto localiza-se no estado de Minas Gerais, abrangendo quatro municípios (Tabela 54).

Tabela 54 – Municípios atravessados pelo corredor da LT 500 kV Jaíba - Janaúba 5 C1 e C2 (CD)

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
MG	Norte de Minas	Janaúba	Jaíba
			Janaúba
		Montes Claros	Capitão Enéas
			Verdelândia

O corredor abrange parte das áreas urbanas de Verdelândia e Jaíba. A SE Jaíba tem previsão de localização às margens da rodovia MG-401 e a aproximadamente 10 km da área urbana de município homônimo, enquanto a SE Janaúba 5 situa-se a aproximadamente 10 km da rodovia BR-122, 3 km da Ferrovia Centro-Atlântica S.A e a cerca de 28 km da área urbana de Janaúba. As coordenadas das subestações do corredor são apresentadas na Tabela 55 a seguir.

Tabela 55 – Coordenadas das subestações do corredor da LT 500 kV Jaíba - Janaúba 5 C1 e C2 (CD)

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Jaíba	Planejada[1]	15°15'46"S	43°43'48"O	Jaíba	MG
Janaúba 5	Planejada[1]	15°57'42"S	43°31'43"O	Janaúba	MG

[1]As coordenadas referem-se ao ponto central da área referencial para a subestação, a ser definida no Relatório R3

De forma geral, o sistema viário é constituído por rodovias estaduais, municipais e por diversas estradas vicinais e vias secundárias que atendem áreas urbanas e as propriedades rurais. Assim, essa malha viária pode ser utilizada para a implantação da futura LT, diminuindo o número de aberturas de acessos e seus respectivos impactos socioambientais negativos. A rodovia MG-401 cruza praticamente todo o corredor longitudinalmente e diversas vias secundárias seguem transversalmente ao eixo do corredor, de modo que podem ser importantes vias de acesso para implantação e manutenção da futura LT (Figura 103).

A Ferrovia Centro-Atlântica S.A intercepta o extremo sul do corredor, porém a futura linha não interceptará essa via. Foi identificado apenas **um aeródromo**, de pista não pavimentada, nas cercanias da área urbana de Verdelândia.

Não há linhas de transmissão em operação na área do corredor. Foram identificadas quatro centrais de geração fotovoltaica contratadas, a aproximadamente 5 km a leste da área urbana de Jaíba; entretanto os referidos empreendimentos estão localizados fora dos limites do corredor proposto.

Vegetação e uso do solo

De forma geral, o uso do solo no corredor se destina às atividades agrícolas, e em menor parte, à pecuária. Em seu trecho norte, o corredor se sobrepõe a algumas áreas destinadas à agricultura irrigada. É importante mencionar que entre os rios Verde Grande e São Francisco, está implantado o Projeto Jaíba. Tal projeto começou a ser implantado na década de 1950 e entre as principais atividades, destaca-se a produção de frutas, tais como banana, manga, limão e mamão. Também são cultivadas olerícolas, forrageiras e culturas tradicionais. Nessa região há vários pivôs centrais de irrigação, porém há muitas possibilidades de desvios quando da implantação da futura LT. A oeste do trecho norte do corredor estão localizadas as unidades de conservação Rebio Serra Azul e APA Serra do Sabonetal (Figura 104).

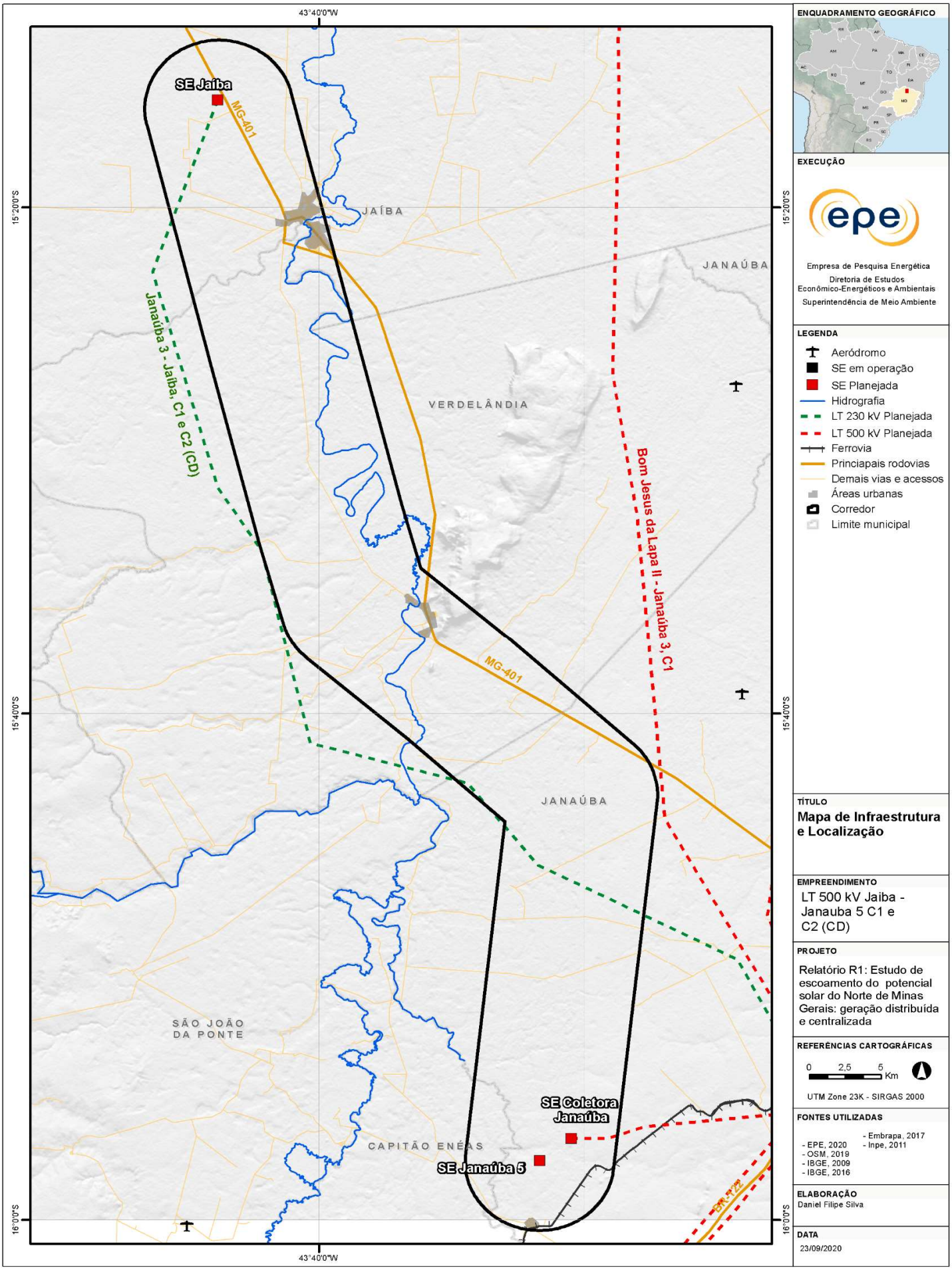


Figura 103 – Infraestrutura e Localização no corredor da LT 500 kV Jaíba - Janaúba 5 C1 e C2 (CD)

Na região central, o padrão de ocupação é muito semelhante ao do trecho norte, também com a presença e implantação de pivôs centrais de irrigação. Em sua borda leste está presente a serra de Verdelândia, que tem uma área diminuta interceptada pelo corredor e que pode ser facilmente desviada pela futura LT (Figura 104).

Em seu trecho sul o corredor se sobrepõe a propriedades rurais com grandes áreas de pastagem para pecuária e fragmentos de floresta estacional decidual e vegetação secundária. No extremo sul, na área próxima à SE Janaúba 5, também há áreas de cultura irrigada com pivôs centrais (Figura 105).

Meio físico

Ao longo do corredor predomina o relevo plano com declividades variando entre 0 e 3% e altitudes entre 480 a 560 m. As áreas planas, que compõem a maior parte da área do corredor proposto, não representam grandes dificuldades para a construção da linha e viabilização de acessos, muito embora a LT possa, eventualmente, gerar interferências negativas sobre a paisagem. A leste do corredor, em uma pequena região do seu trecho central, está situada a serra de Verdelândia, com altitudes que podem atingir 760 m e declividades entre 45 e 75%. Esta formação pode representar complexidade construtiva, embora seja passível de desvios (Figura 106).

O principal curso d'água presente no corredor é o rio Verde Grande, localizado em praticamente toda a extensão longitudinal do corredor. Também há alguns pequenos córregos que cruzam o corredor transversalmente. Importa registrar que não há cursos d'água que exijam travessias maiores que 600 m, incluindo as áreas de preservação permanente nas margens. Assim, é pouco provável que seja necessário o dimensionamento de torres especiais para a passagem da linha pelo curso d'água, mesmo caso o órgão licenciador não permita a implantação de torres na mata ciliar.

Processos minerários

A área abrangida pelo corredor é objeto de 12 processos minerários registrados na ANM (2019), cuja concentração é maior nos trechos central e sul (Figura 107). Todos os processos são passíveis de desvio. Há maior participação das substâncias calcário e granito. Com relação aos estágios dos processos mais avançados, as fases são as seguintes: oito em autorização de pesquisa, dois em requerimento de licenciamento e dois em licenciamento.

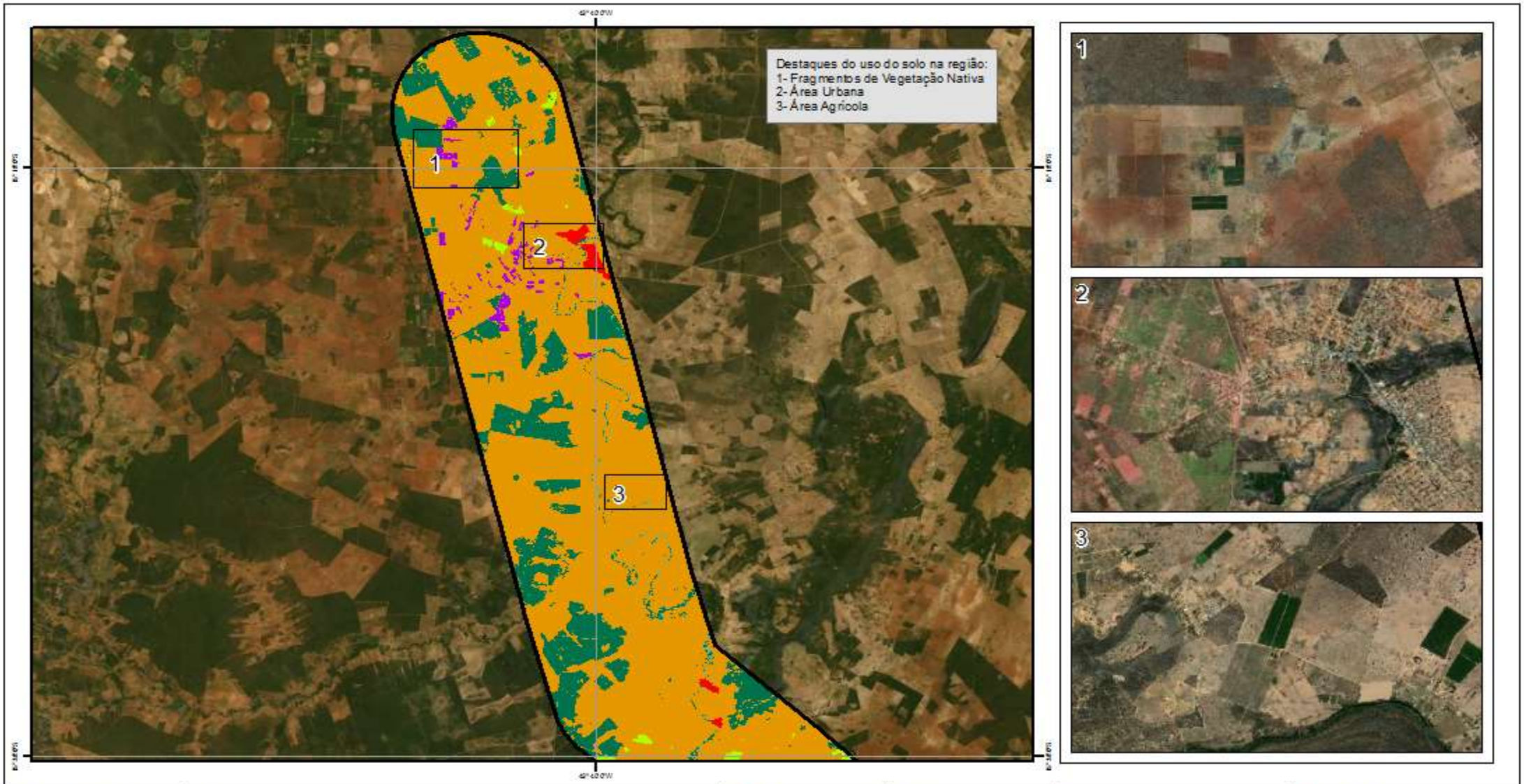


Figura 104 - Uso do solo no trecho norte do corredor da LT Jaíba – Janaúba 5 C1 e C2 (CD)

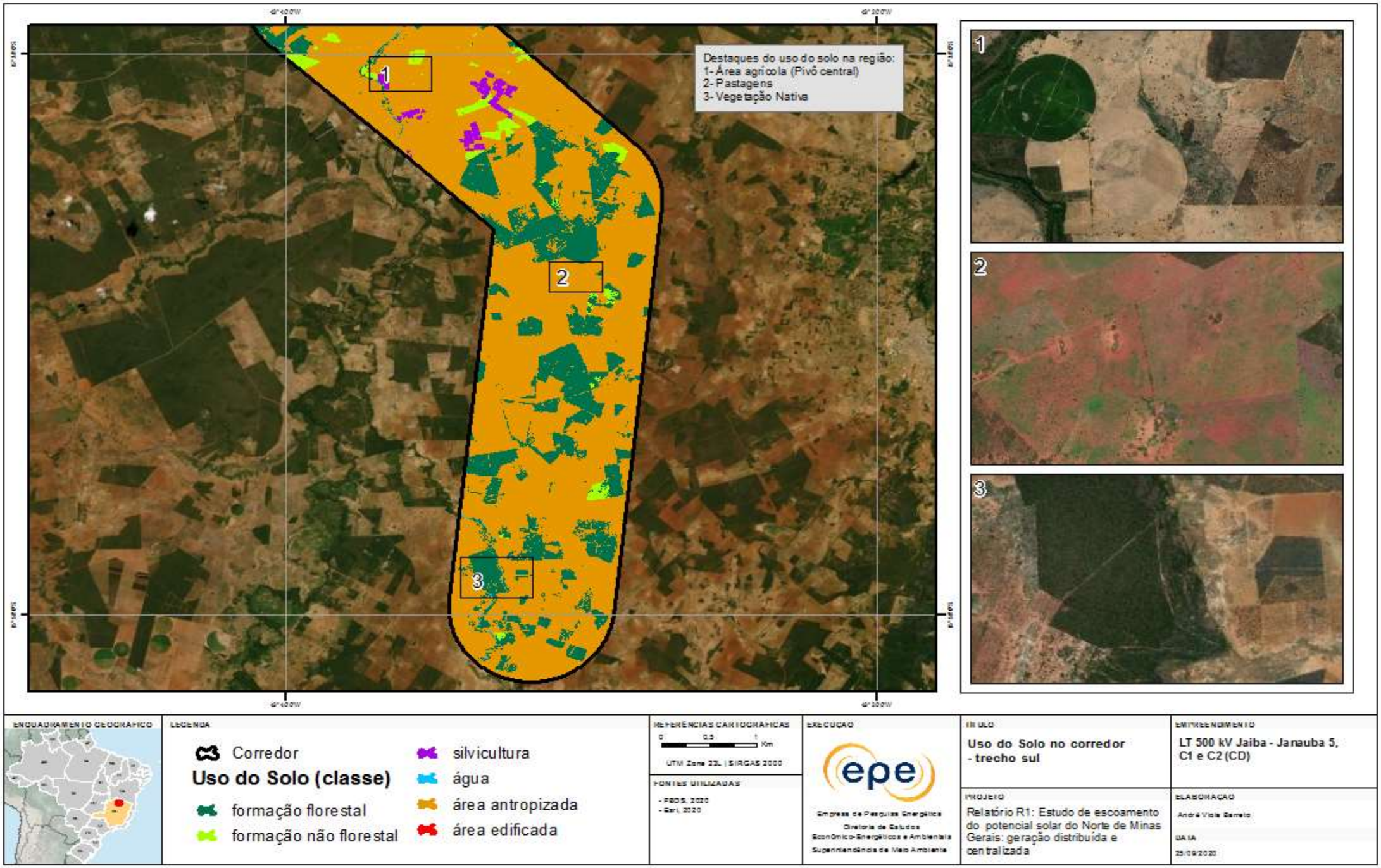


Figura 105 - Uso do solo no trecho sul do corredor da LT Jaíba – Janaúba 5 C1 e C2 (CD)

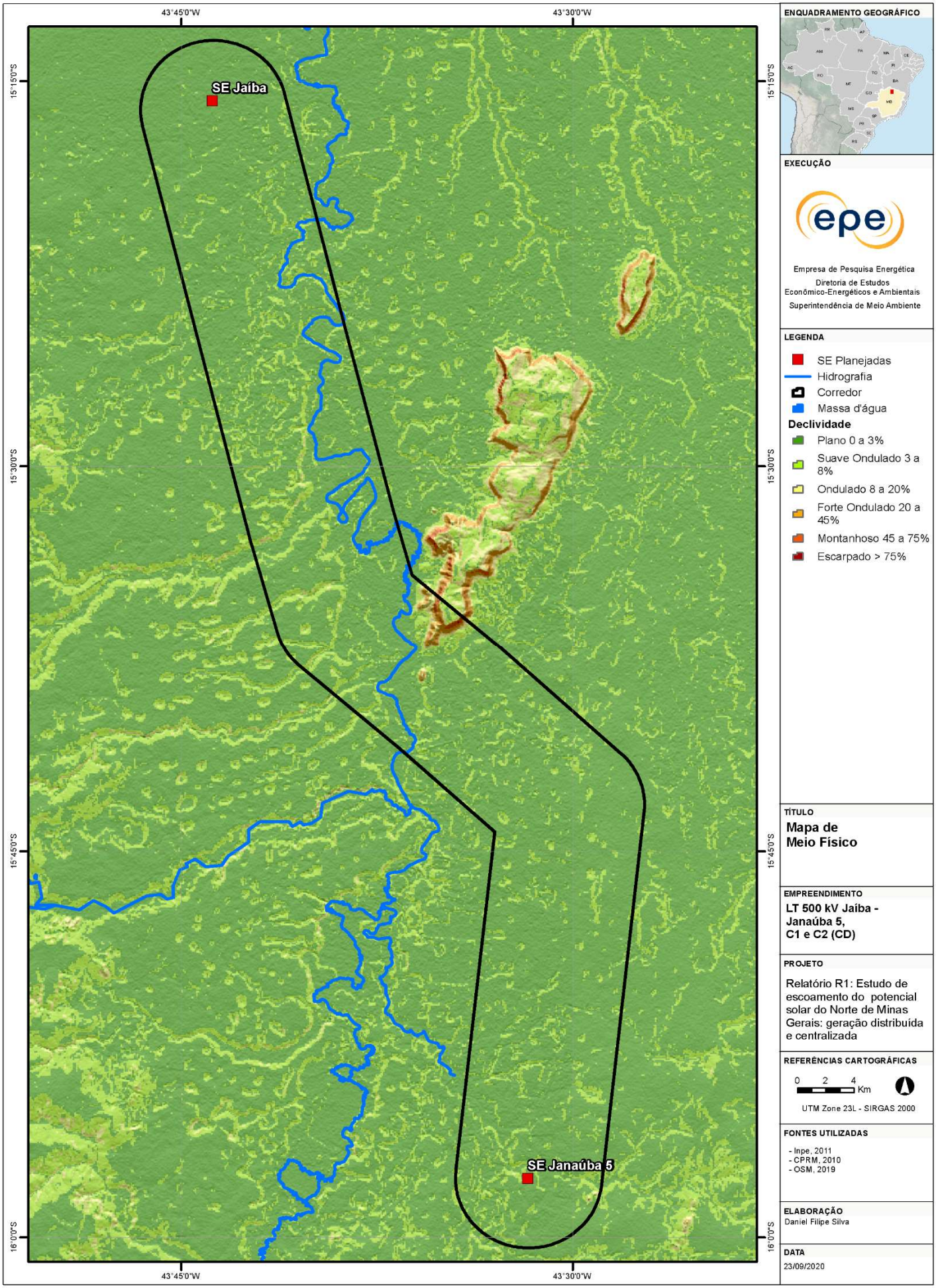


Figura 106 – Meio Físico no corredor da LT 500 kV Jaíba - Janaúba 5 C1 e C2 (CD)

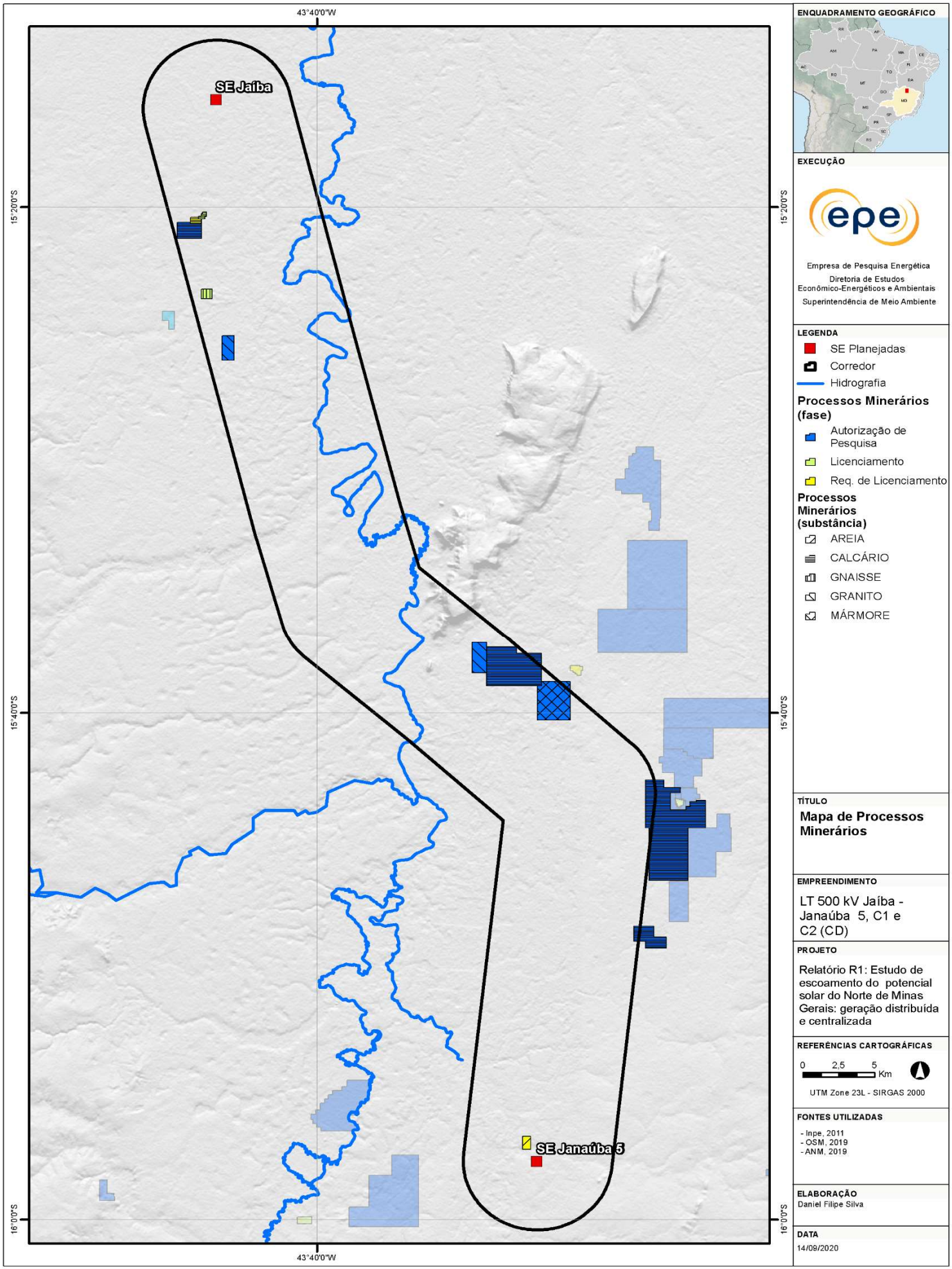


Figura 107 – Processos Minerários no corredor da LT 500 kV Jaíba - Janaúba 5 C1 e C2 (CD)

Áreas protegidas e com restrições legais

De acordo com a base de dados consultada, na área do corredor não há registro de sítios arqueológicos, terra indígena, terra quilombola ou unidade de conservação (Figura 108).

Embora não haja territórios quilombolas dentro dos limites do corredor, os territórios denominados Sete Ladeiras e Terra Dura estão localizados a aproximadamente 2,5 km do limite oeste do trecho central do corredor. Sendo assim, um pequeno trecho do corredor tem sobreposição com a zona de referência a menos de 5 km dos territórios, que é a distância considerada como referência para a realização de estudo específico sobre comunidades quilombolas, que inclui diagnóstico, avaliação de impactos, medidas e programas, conforme Anexo I da Portaria Interministerial n° 60, de 2015.

As unidades de conservação mais próximas do corredor são: a APA da Serra do Sabonetal, a aproximadamente 3 km do limite oeste do trecho norte, e a Rebio Serra Azul, a 12 km do mesmo ponto de referência. Não foram localizados os respectivos planos de manejos das referidas unidades de conservação.

No município de Jaíba, a 9 km a sudoeste da SE Jaíba, foi identificada a existência de duas cavidades naturais (Sítios Ferreira Porto), sendo que a maior parte do corredor é classificada como de grau muito alto de potencialidade de ocorrência de cavidades naturais (Cecav, 2012).

Vale destacar, também, a presença de sítios arqueológicos cadastrados no Iphan (2020) nos municípios de Jaíba e Janaúba, que podem estar localizados dentro da área do corredor.

Consta **um assentamento rural** (PA Poço da Vovó) no corredor, o qual, devido a sua localização no limite oeste do trecho norte, ao lado da área urbana de Jaíba, provavelmente não será atravessado pela futura LT.

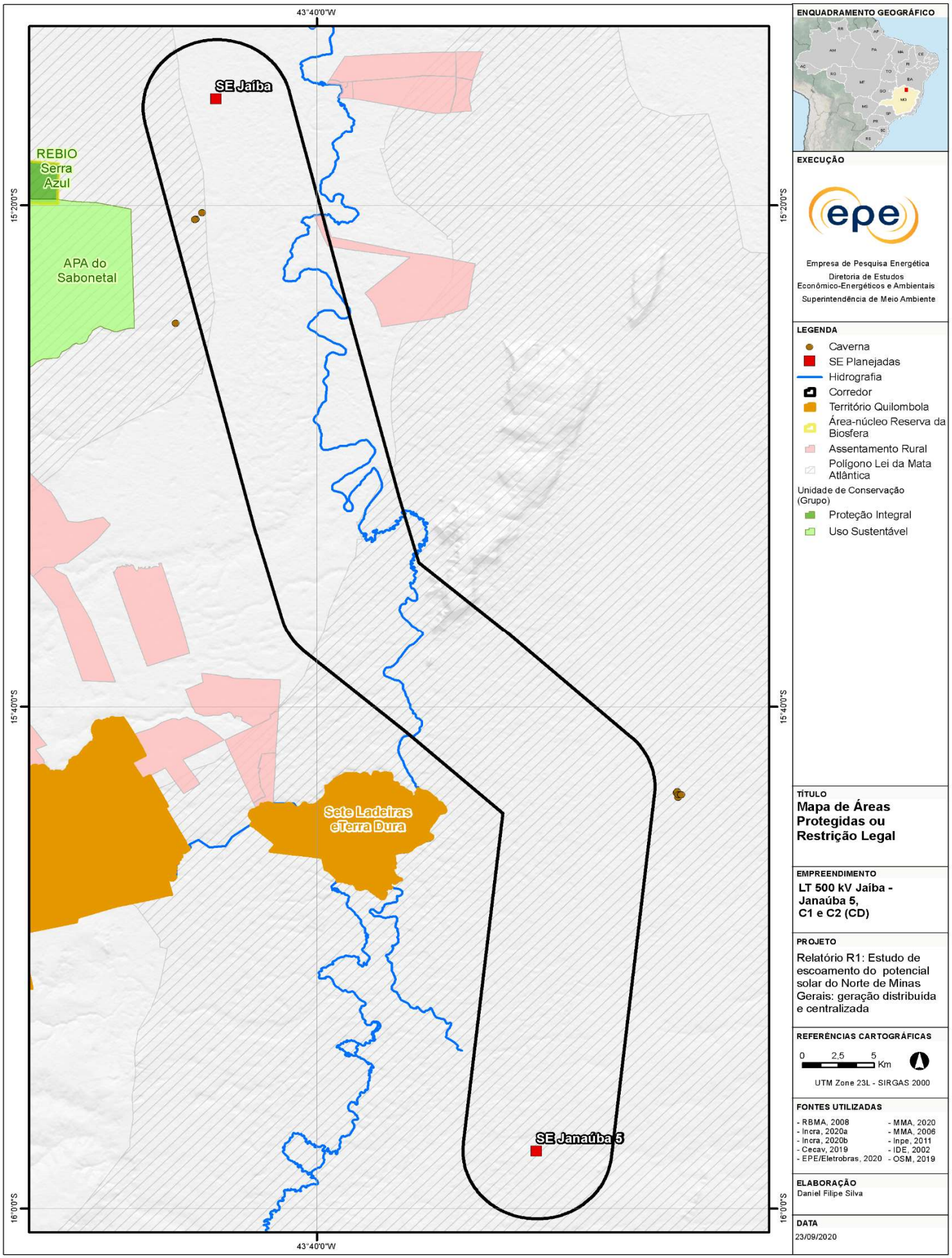


Figura 108 – Áreas protegidas e com restrições legais no corredor da LT 500 kV Jaíba - Janaúba 5 C1 e C2 (CD)

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 das subestações, 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.

- 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 e atentando para as implicações da Lei da Mata Atlântica (Lei n° 11.428, de 22 de dezembro de 2006, regulamentada pelo Decreto n° 6.660/08), que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma Mata Atlântica.

- 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 das substâncias granito e mármore.

- Manter o distanciamento mínimo de 250 m das cavernas presentes no corredor, localizadas principalmente no trecho norte do corredor, considerando o disposto no artigo 4° da Resolução Conama 347/2004.

- Buscar desvio do assentamento rural presente no corredor.

- Minimizar cruzamentos com os cursos d'água presentes no corredor, principalmente o rio Verde Grande.

- Desviar o traçado das áreas urbanas presentes no corredor, além das áreas de concentração de habitações e benfeitorias rurais.

- 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.

- Evitar incidir o traçado da futura linha de transmissão em áreas de agricultura irrigada por pivôs centrais.

- Buscar, se possível, afastamento de mais de 5 km dos Territórios Quilombolas Sete Ladeiras e Terra Dura.

3.4.2 SE 500 kV Janaúba 5

A SE Janaúba 5, de **tensão de transformação 500 kV**, está planejada para entrar em operação em 2026.

Com base na seleção de alternativas locacionais mediante trabalho de escritório, foi identificada uma área com maior potencial de implantação da SE. Assim, sugere-se avaliar *in loco*, quando da elaboração do Relatório R3, uma área com **raio de 2,5 km** no entorno do ponto de coordenadas 15°57'42.36''S e 43°31'43.40''O.

Para a indicação da área referencial para a SE, foram determinantes os seguintes aspectos: presença de estradas rurais e de relevo predominantemente plano; distanciamento de grandes áreas de vegetação nativa; **otimização das futuras linhas de transmissão** associadas à SE e menor interferência com pivôs centrais.

Infraestrutura e localização

A área de estudo proposta para a SE se localiza em quase sua totalidade no município de Janaúba, a aproximadamente 28 km de sua área urbana. Uma diminuta parte da área proposta encontra-se no município de Capitão Enéas, porém não seria indicada para implantação da SE Janaúba 5 em virtude da presença de vegetação nativa em Área de Preservação Permanente.

Na área de estudo não existem estradas pavimentadas, porém, por se tratar de uma região de grandes propriedades rurais com intenso cultivo e mecanização, há diversas estradas rurais não pavimentadas, as quais poderão ser utilizadas como apoio viário

Apesar de não afetar diretamente a área de estudo, a aproximadamente 1.600 m do limite sudeste da mesma, está localizado um dos ramais da Ferrovia Centro Atlântica. Destaca-se, ainda, que não foram localizados gasodutos e aeródromos dentro da área de estudo e tampouco em suas cercanias.

Vegetação e uso do solo

A área referencial para a SE está localizada no bioma do Cerrado, e nela podem-se observar alguns esparsos fragmentos de vegetação nativa. O uso do solo é majoritariamente caracterizado pela destinação à agricultura, destacando-se as culturas temporárias como a do milho, cultivadas em grandes propriedades, em que também existem alguns pivôs centrais de irrigação. Há também pequenos cursos d'água que cruzam a área; o principal é o rio Quem-Quem, que serve de limite entre os municípios de Janaúba e Capitão Enéas (Figura 109).

Meio físico

A área referencial para a SE Janaúba 5 apresenta relevo predominantemente **plano** com declividades variando de 0 a 3%. Em menor escala também se observam relevo suave ondulado (3 a 8%), principalmente nas vertentes de alguns cursos d'água. Essa configuração do terreno tende a não oferecer restrições e sobrecustos para a implantação da SE.

Processos minerários

Em relação aos processos minerários, há apenas um **polígono** registrado na Agência Nacional de Mineração (ANM, 2019) que possui sobreposição na parte norte da área referencial para a SE. Este polígono se encontra em fase de requerimento de licenciamento para extração de areia e tem área de 49,8 hectares (Figura 109).

Áreas protegidas e com restrições legais

Não foram identificadas Unidades de Conservação dentro dos limites ou nas cercanias da área proposta. Porém, observam-se áreas de **Reserva Legal**, **APPs** e nascentes/olhos d'água, conforme dados do Cadastro Ambiental Rural (CAR, 2020), cuja interferência direta deverá ser evitada a partir da escolha de localização da Subestação Janaúba 5.

Na área referencial, ou mesmo em suas proximidades (considerando os limites conforme definido no Anexo I da Portaria Interministerial n° 60, de 24/03/2015), não foi observada a presença de terras indígenas ou territórios quilombolas (Funai, 2020 e Incra, 2020). Da mesma forma, não foram identificados projetos de assentamento rural (Incra, 2020), cavernas mapeadas pelo Cecav (Cecav, 2020), nem constatada a existência de comunidades quilombolas certificados (FCP, 2020).

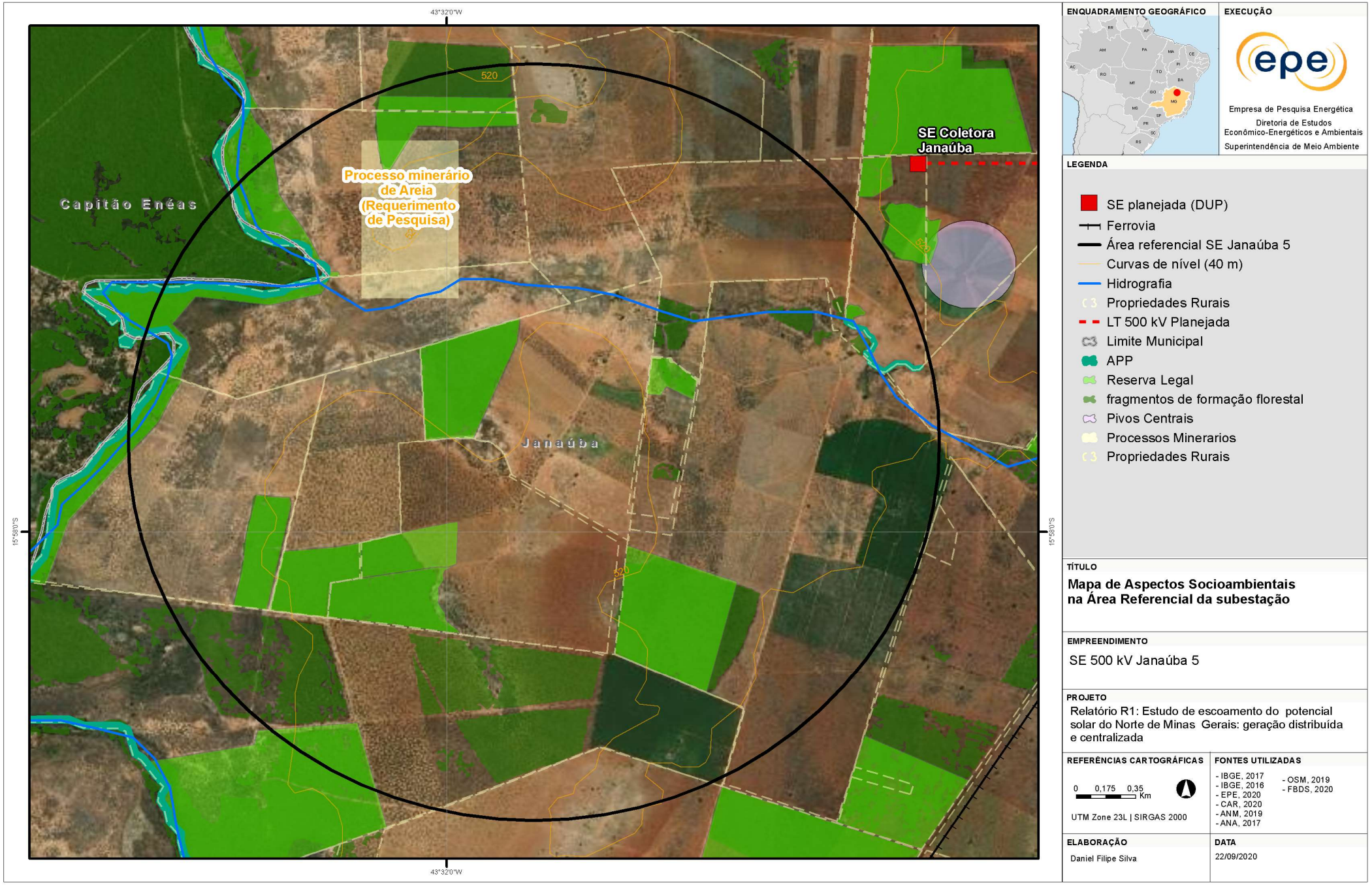


Figura 109 – Aspectos socioambientais relevantes na área referencial da SE Janaúba 5

Mediante consulta realizada no Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos, acessado por meio do *site* do Iphan, não constam sítios georreferenciados dentro da área referencial (Iphan, 2019). 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 dois sítios arqueológicos localizados no município Janaúba (Iphan, 2020).

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 as alternativas de terreno mais viáveis do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para indicação de local de implantação da SE Janaúba 5:

- Considerar as dimensões da SE Janaúba 5 estimadas pela equipe de elaboração do Relatório R4.
- Considerar o arranjo elétrico da SE Janaúba 5 esboçado pela equipe de elaboração do Relatório R4, observando os espaços designados para conexão de cada linha associada com a SE, de forma a otimizar o traçado das linhas futuras, tais como a LT 500 kV Jaíba - Janaúba 5 e a LT 500 kV Janaúba 5 - Mendonça.
- Buscar afastamento de locais de concentração de habitações e de sítios/chácaras, bem como áreas recreativas e de lazer.
- Evitar interferência com a vegetação nativa, principalmente as Áreas de Preservação Permanentes e áreas destinadas às Reservas Legais das propriedades rurais, priorizando-se áreas já antropizadas.
- Priorizar, se possível, a escolha de terrenos que incidam sobre um menor número de proprietários.

3.4.3 LT 500 kV Janaúba 5 - Janaúba 3 C1

A ligação entre a SE planejada Janaúba 5 e a SE licitada Janaúba 3 está prevista para ser realizada em um circuito simples de 500 kV.

Caracterização do corredor selecionado

O corredor selecionado para a LT 500 kV Janaúba 5 - Janaúba 3 possui **5 km de largura** e seu eixo possui aproximadamente **22,1 km de extensão**. Por estar localizado em uma área de complexidade socioambiental relativamente baixa, o corredor proposto não apresenta desvios, sendo que dentro da área do mesmo há amplo espaço para que a futura LT evite pivôs centrais e fragmentos de vegetação nativa, que são as principais questões existentes na região entre as subestações. A partir da SE Janaúba 5, o corredor segue a leste até chegar à SE Janaúba 3.

Infraestrutura e localização

O corredor proposto localiza-se no estado de Minas Gerais, sendo que quase toda sua totalidade está no território no município de Janaúba e uma diminuta porção encontra-se no município de Capitão Enéas (Tabela 56).

Tabela 56 – Municípios atravessados pelo corredor da LT 500 kV Janaúba 5 - Janaúba 3 C1

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
MG	Norte de Minas	Janaúba	Janaúba
		Montes Claros	Capitão Enéas

Não há núcleos urbanos dentro dos limites do corredor proposto. A SE Janaúba 3 situa-se a 10 km da área urbana de Janaúba e a 2 km da rodovia BR-122. Já a SE Janaúba 5 situa-se a aproximadamente 10 km da rodovia BR-122, 3 km da Ferrovia Centro-Atlântica S.A e a cerca de 28 km da área urbana de Janaúba. As coordenadas das subestações do corredor são apresentadas na Tabela 57 a seguir.

Tabela 57 – Coordenadas das subestações do corredor da LT 500 kV Janaúba 5 - Janaúba 3 C1

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Janaúba 3	Licitada	15°55'24"S	43°19'33"O	Janaúba	MG
Janaúba 5	Planejada[1]	15°57'42"S	43°31'43"O	Janaúba	

[1]As coordenadas referem-se ao ponto central da área referencial para a subestação, a ser definida no Relatório R3.

O sistema viário é constituído por uma rodovia federal e por diversas estradas vicinais e vias secundárias que atendem às 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 negativos. A Rodovia Federal BR-122 cruza

a região leste do corredor, próximo à SE Janaúba 3, e por todo o corredor existem estradas rurais. É importante mencionar que a rodovia federal é a única via pavimentada. (Figura 110).

A Ferrovia Centro-Atlântica S.A cruza praticamente toda a extensão do corredor e de modo também transversal, de forma que a futura LT interceptará essa via férrea. Não foram identificados aeródromos, não há linhas de transmissão em operação na área do corredor e tampouco há empreendimentos de geração de energia.

Vegetação e uso do solo

De forma geral, o uso do solo no corredor se destina às atividades agrícolas e, em menor escala, à pecuária. Nas cercanias da SE Janaúba, em sua região oeste, o corredor sobrepõe-se a algumas áreas destinadas à agricultura irrigada onde há pivôs centrais, porém há muitas possibilidades de desvios quando da implantação da futura LT.

Por toda a área do corredor proposto existem propriedades rurais com grandes áreas de pastagem para pecuária e fragmentos de floresta estacional decidual e vegetação secundária (Figura 111).

Meio físico

Ao longo do corredor predomina o relevo plano com declividades variando entre 0 e 3% e altitudes entre 480 a 560 m. As áreas planas, que compõem a maior parte da área do corredor proposto, não representam grandes dificuldades para a construção da linha e viabilização de acessos, muito embora a LT possa, eventualmente, gerar interferências negativas sobre a paisagem. No extremo leste do corredor, podem-se encontrar algumas áreas de relevo ondulado com declividades entre 8 e 20% (Figura 112).

O principal curso d'água presente no corredor é o rio Quem-Quem, localizado no extremo oeste do corredor. Também há alguns pequenos córregos que cruzam o corredor transversalmente. Importa registrar que não há cursos d'água que exijam travessias maiores que 600 m, incluindo as áreas de preservações permanente nas margens. Assim, é pouco provável que seja necessário o dimensionamento de torres especiais para a passagem da linha pelo curso d'água, mesmo caso o órgão licenciador não permita a implantação de torres na mata ciliar.

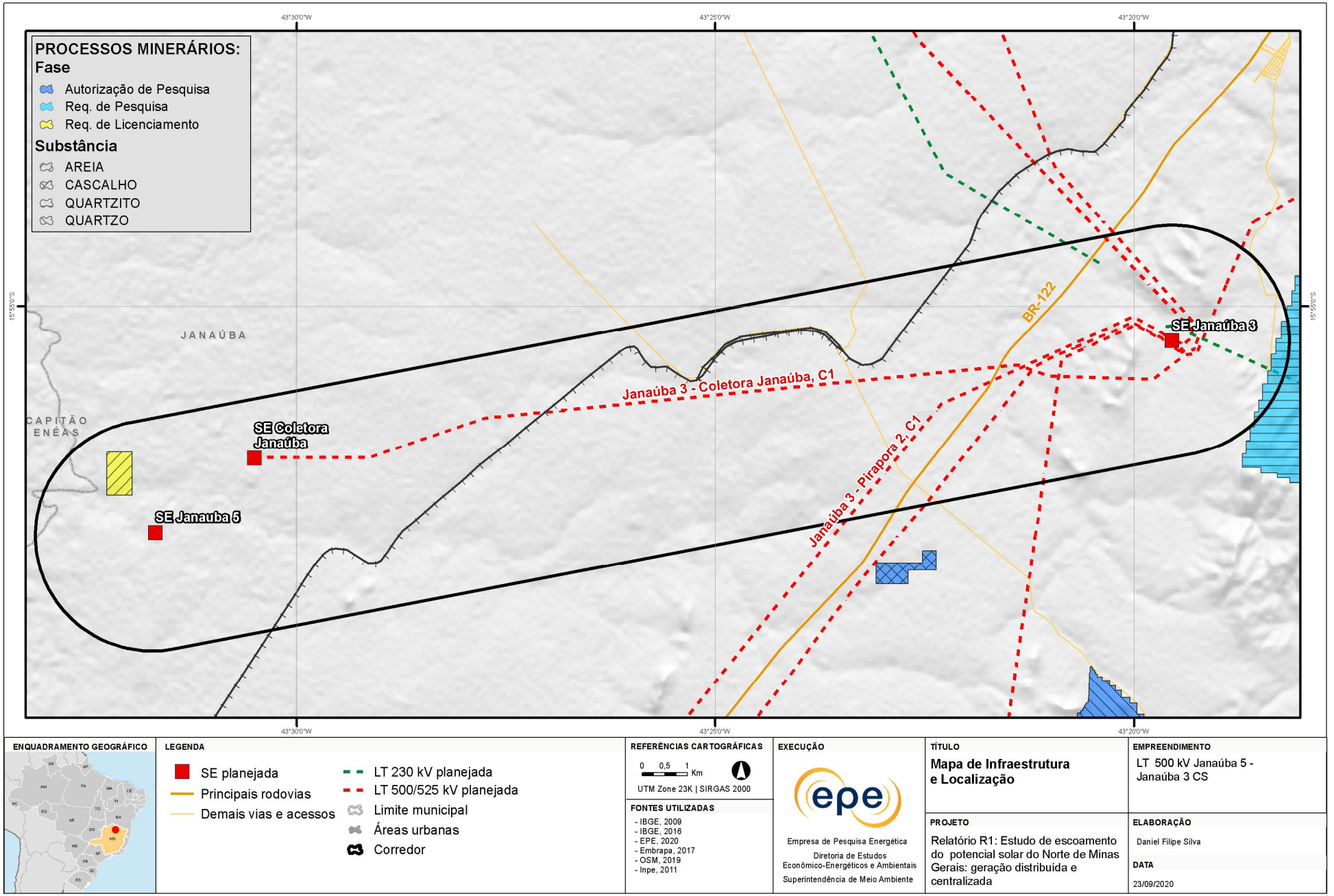


Figura 110 – Localização, infraestrutura e processos minerários no corredor da LT 500 kV Janaúba 5 - Janaúba 3 C1

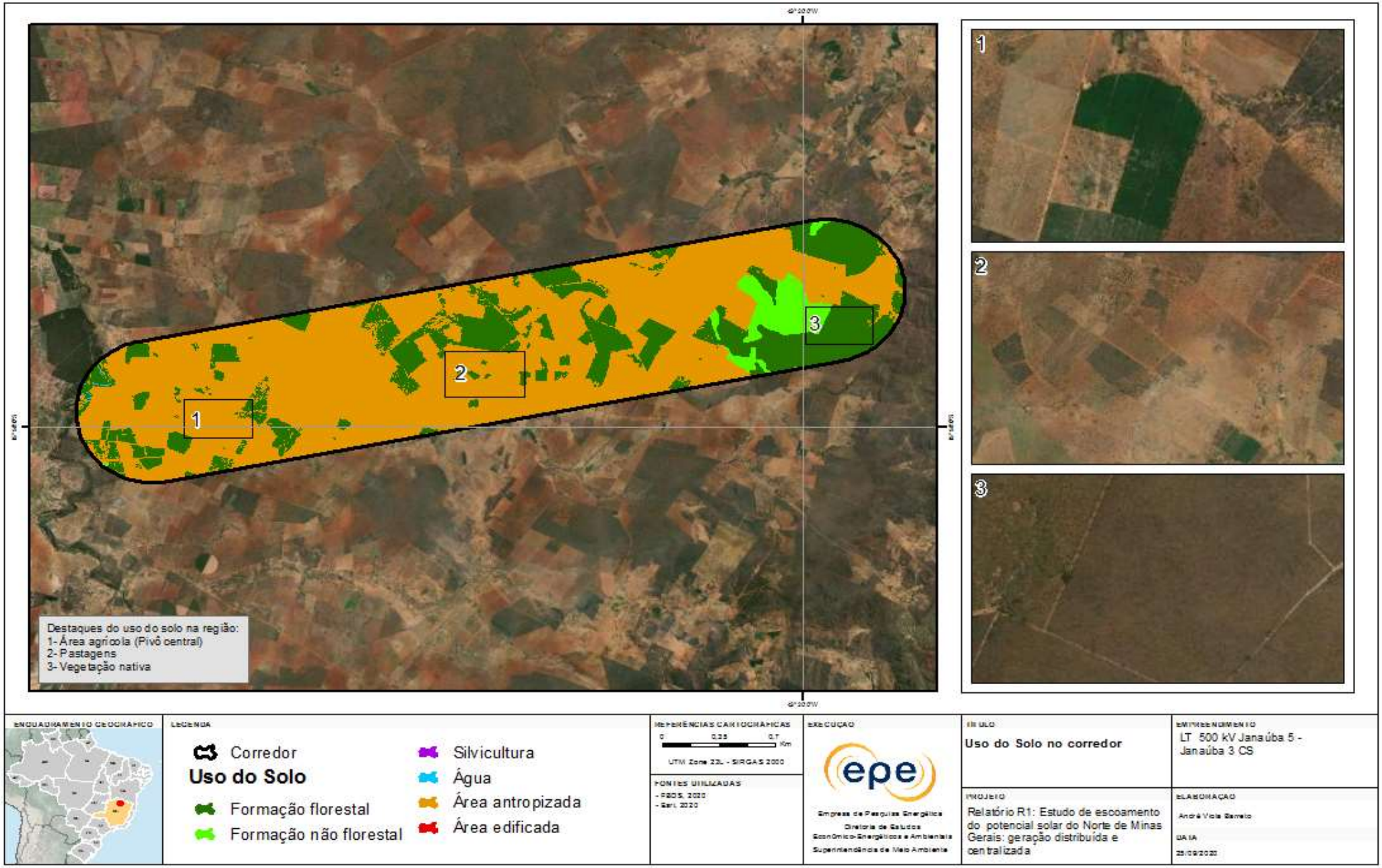


Figura 111 - Uso do solo no corredor da LT Janaúba 5 - Janaúba 3 C1

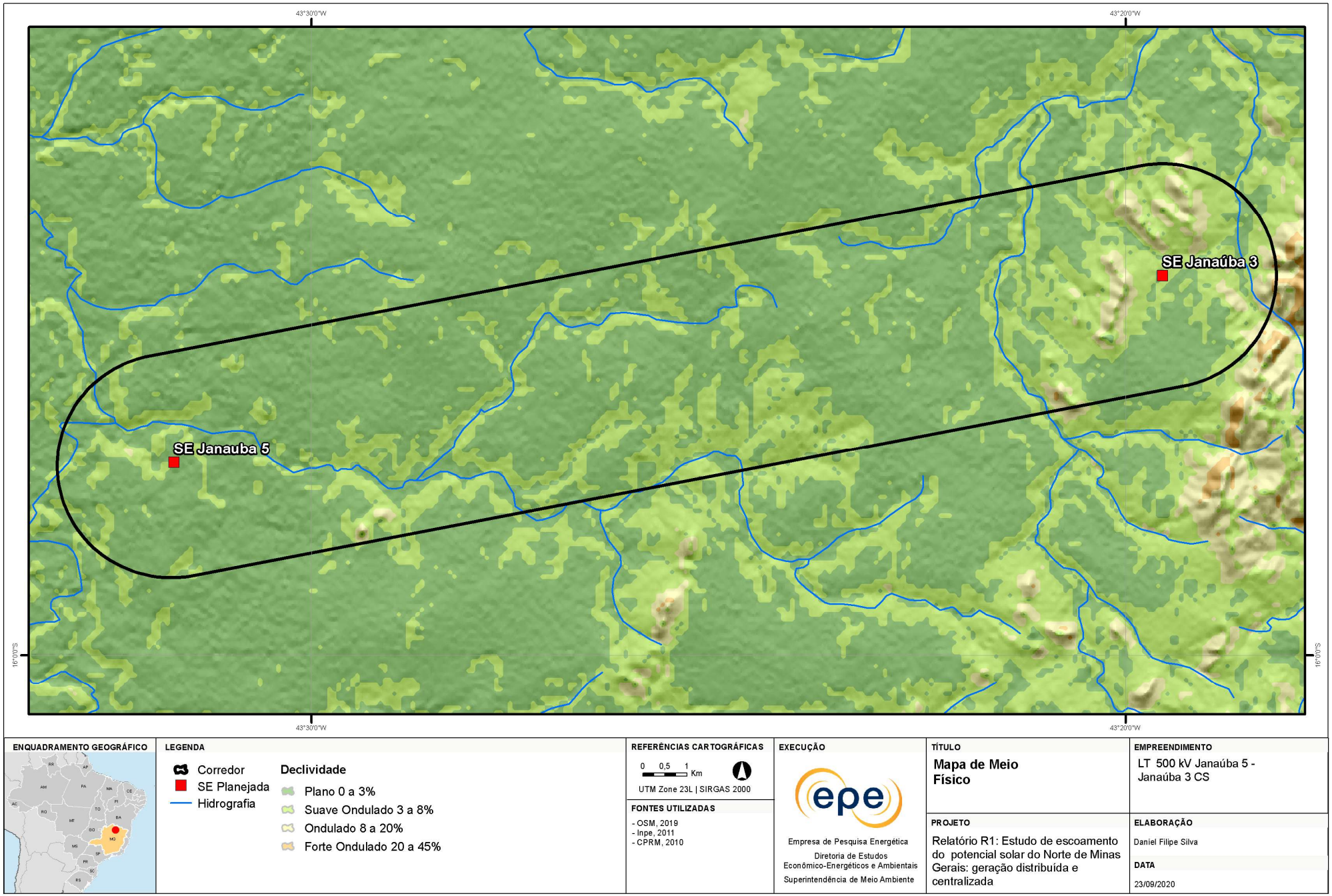


Figura 112 – Meio Físico no corredor da LT 500 kV Janaúba 5 – Janaúba 3 C1

Processos minerários

A área do corredor engloba dois polígonos de processos minerários registrados na ANM (2019), um localizado no oeste do corredor, próximo à localização da SE planejada Janaúba 5 e o outro no extremo leste, próximo à localização da SE Janaúba 3 (Figura 110). O primeiro polígono se encontra na fase de requerimento de licenciamento para exploração de areia e o segundo na fase de requerimento de pesquisa para exploração de quartzito. Ambos os polígonos são passíveis de desvio.

Áreas protegidas e com restrições legais

De acordo com a base de dados consultada, na área do corredor não há registro de sítios arqueológicos, terra indígena, terra quilombola, assentamentos rurais, cavidades naturais ou unidade de conservação.

Apesar da inexistência de cavidades naturais, boa parte do corredor é classificada como de grau muito alto de potencialidade de ocorrência de cavidades naturais (Cecav, 2012).

Vale destacar, também, a presença de sítios arqueológicos cadastrados no Iphan nos municípios de Jaíba e Janaúba, que podem estar localizados dentro da área do corredor.

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 das subestações, 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.

- 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 e atentando para as implicações da Lei da Mata Atlântica (Lei n° 11.428, de 22 de dezembro de 2006, regulamentada pelo Decreto n° 6.660/08), que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma Mata Atlântica.

- Evitar, se possível, sobreposição com o processo minerário abrangido pelo corredor.

- Minimizar o cruzamento com os cursos d'água presentes no corredor.
- Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.
- Evitar incidir o traçado da futura linha de transmissão em áreas de agricultura irrigada por pivôs centrais.

3.4.4 LT 500 kV Janaúba 5- Capelinha C1

A LT Janaúba 5 – Capelinha de 500 kV C1 ocorrerá por meio de um circuito simples de corrente alternada. Foram determinantes para a delimitação desse corredor:

- O desvio das unidades de conservação de proteção integral Parest Grão Mongol, Parest do Botumirim e Esec de Acauã.
- Possibilitar o desvio da diretriz dos três quilômetros no entorno das UCs de proteção integral, conforme determinado pela Resolução Conama nº 428, de 17 de dezembro de 2010 (alterada pela Resolução nº 473/2015).
- O desvio da APA Municipal Nascentes do Rio Capivari.
- Menor interferência nos remanescentes de vegetação nativa.
- Possibilidade de desvio pela diretriz de sítios arqueológicos e cavernas mapeados
- Evitar as áreas de mineração e de processos minerários em fases avançadas existentes na região.
- Presença de apoio viário.

Caracterização do corredor da LT Janaúba 5 – Capelinha C1

O corredor da LT Janaúba 5 - Capelinha possui eixo de aproximadamente **231 km de extensão** e **20 km de largura**. A partir da SE Janaúba 5, o corredor segue inicialmente na direção sudeste acompanhando a rodovia MG-307, passa por uma área compreendida entre as UCs de proteção integral Parest Grão Mongol e Parest do Botumirim e na sequência abrange parcialmente a Esec de Acauã, região a partir da qual o corredor deflete mais a sul, seguindo a direção da rodovia MG-308 até a SE Capelinha. Cabe ressaltar que na área do corredor há espaço para a diretriz desviar das UCs de proteção integral e do entorno de três quilômetros determinado pela Resolução Conama n° 428, de 17 de dezembro de 2010 (alterada pela Resolução nº 473/2015) (Figura 113).

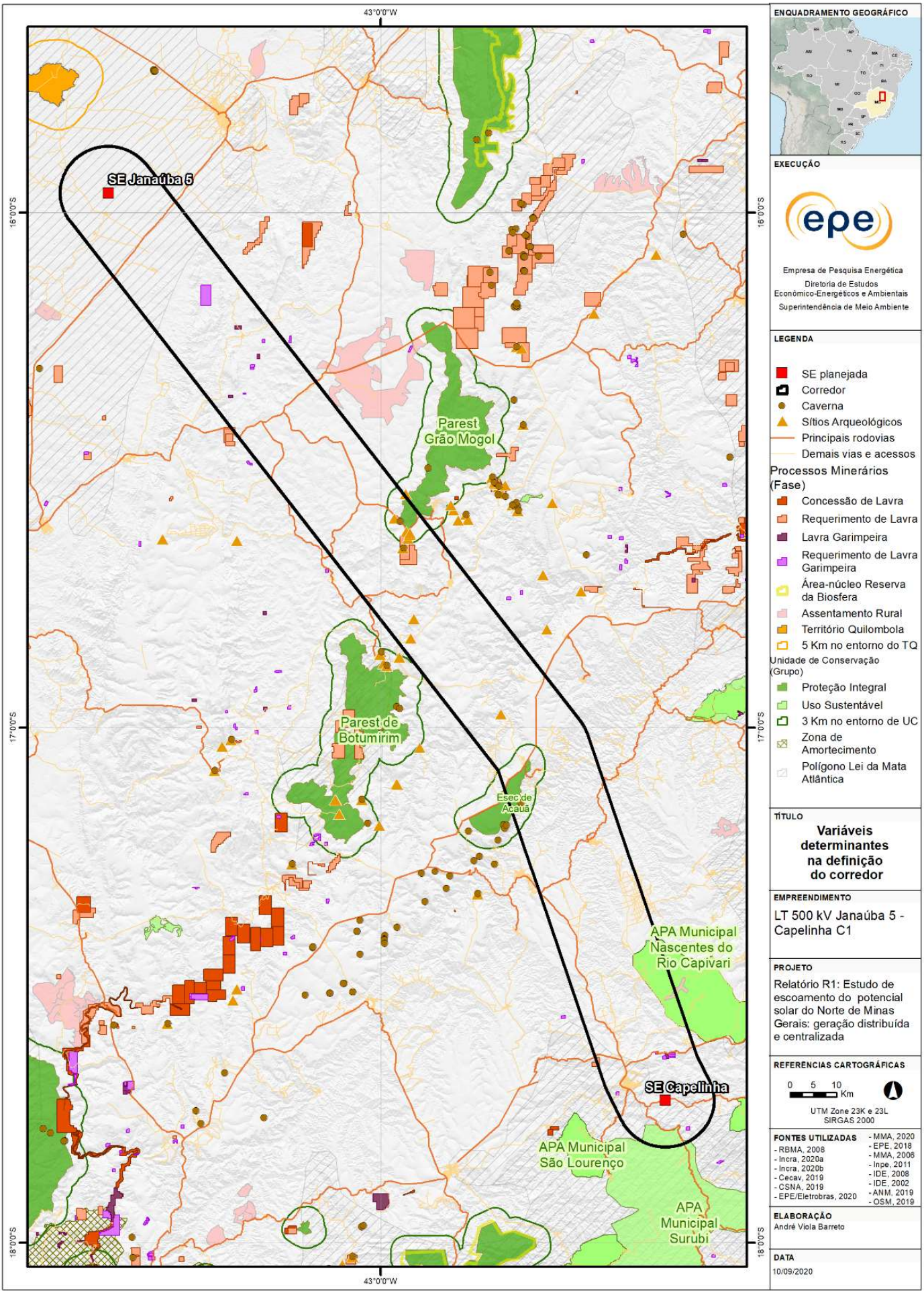


Figura 113 – Variáveis determinantes para a definição do corredor da LT Janaúba 5 – Capelinha C1

Infraestrutura e localização

O corredor da LT Janaúba 5 – Capelinha C1 localiza-se no estado de Minas Gerais, nas mesorregiões Jequitinhonha e Norte de Minas. Atravessa **13 municípios** (Tabela 58), dos quais quatro têm suas sedes municipais abrangidas pela área do corredor, os municípios Capelinha, Cristália, Leme do Prado e Minas Novas.

Tabela 58– Municípios atravessados pelo corredor da LT Janaúba 5 – Capelinha C1

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
MG	Jequitinhonha	Capelinha	Capelinha
			Chapada Do Norte
			José Gonçalves De Minas
			Leme Do Prado
			Minas Novas
			Turmalina
			Veredinha
	Norte de Minas	Grão Mogol	Botumirim
			Cristália
			Grão Mogol
		Janaúba	Janaúba
		Montes Claros	Capitão Enéas
			Francisco Sá

Ambas as subestações do corredor de estudo são planejadas e têm as suas áreas de estudo descritas nos itens 3.4.2 e 3.4.6. As suas coordenadas são apresentadas na Tabela 59 a seguir.

Tabela 59 – Coordenadas das subestações do corredor da LT Janaúba 5 – Capelinha C1

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Janaúba 5	Planejada[1]	15°57'43"S	43°31'43.18"O	Janaúba	MG
Capelinha	Planejada[1]	17°43'28"S	42°26'50"O	Capelinha	MG

[1]As coordenadas referem-se ao ponto central da área referencial para a subestação, a ser definida no Relatório R3.

De forma geral, o sistema viário é constituído de rodovias federais (BR-251, BR-367 e BR-120), estaduais (MG-307, MG-67, MG-308 e MG-211) e municipais, além de algumas estradas vicinais e vias secundárias que atendem as áreas urbanas e as propriedades rurais. Como o apoio rodoviário é deficiente em alguns trechos do corredor, em especial em seu trecho norte e nas proximidades do reservatório da UHE Irapé, esta malha viária pode ser utilizada para a implantação da futura LT. As rodovias BR-251, BR-367 e MG-211 cruzam transversalmente o corredor e as rodovias MG-307 e MG-308 seguem paralelas ao eixo do corredor, de modo que podem ser importantes vias de acesso para implantação e manutenção da futura LT (Figura 114). No que diz respeito à malha

ferroviária, o corredor atravessa a ferrovia Centro-Atlântica S.A. - FCA nas proximidades da nova SE Janaúba 5.

A área do corredor abrange **dois aeródromos**, localizados nos municípios de Capelinha e Minas Novas, em seu trecho sul. Cabe mencionar que há espaço no corredor para que não haja interferência com essas infraestruturas e nas áreas definidas em seus Planos Básicos de Zona de Proteção de Aérodromo (PBZPAs).

Com relação às LTs, o corredor abrange uma LT existente na sua porção central e quatro planejadas nas proximidades da SE planejada Janaúba 5. As quatro LTs planejadas se conectam à Janaúba 3, e seus traçados são oriundos de DUPs. A Tabela 60, e a Figura 114 apresentam as LTs.

Tabela 60– Linhas de transmissão abrangidas pelo corredor da LT Janaúba 5 – Capelinha C1

Status	Tensão	Interligação
Existente	345 kV	LT 345 kV Montes Claros 2 - Irapé C1
Planejada	500 kV	LT 500 kV Janaúba 3 - Presidente Juscelino, C1
		LT 500 kV Janaúba 3 - Presidente Juscelino, C2
		LT 500 kV Janaúba 3 - Coletora Janaúba, C1
		LT 500 kV Janaúba 3 - Pirapora 2, C1

Em seu trecho central, o corredor atravessa o **reservatório da UHE Irapé**, onde deve-se buscar trechos mais estreitos do reservatório para travessia e menor interferência com a Área de Preservação Permanente.

Vegetação e uso do solo

De forma geral, o uso do solo no corredor é formado por áreas de pastagem, remanescentes de savana e extensas áreas de silvicultura.

No trecho norte do corredor, as áreas de pastagem são predominantes, com presença de pivôs centrais de irrigação dispersos nessas áreas. Verifica-se também, áreas de savana, além de reflorestamentos comerciais de eucalipto (Figura 115).

O trecho central do corredor é predominantemente coberto por vegetação de savana e ocorrem significativos afloramentos rochosos ao longo do corredor. Esse trecho é atravessado pelo reservatório da UHE Irapé, que possui seu entorno coberto por vegetação de savana (Figura 116). Já no trecho sul, destacam-se extensas áreas de silvicultura de eucalipto e a área urbana do município de Capelinha, localizada ao sul do corredor (Figura 117).

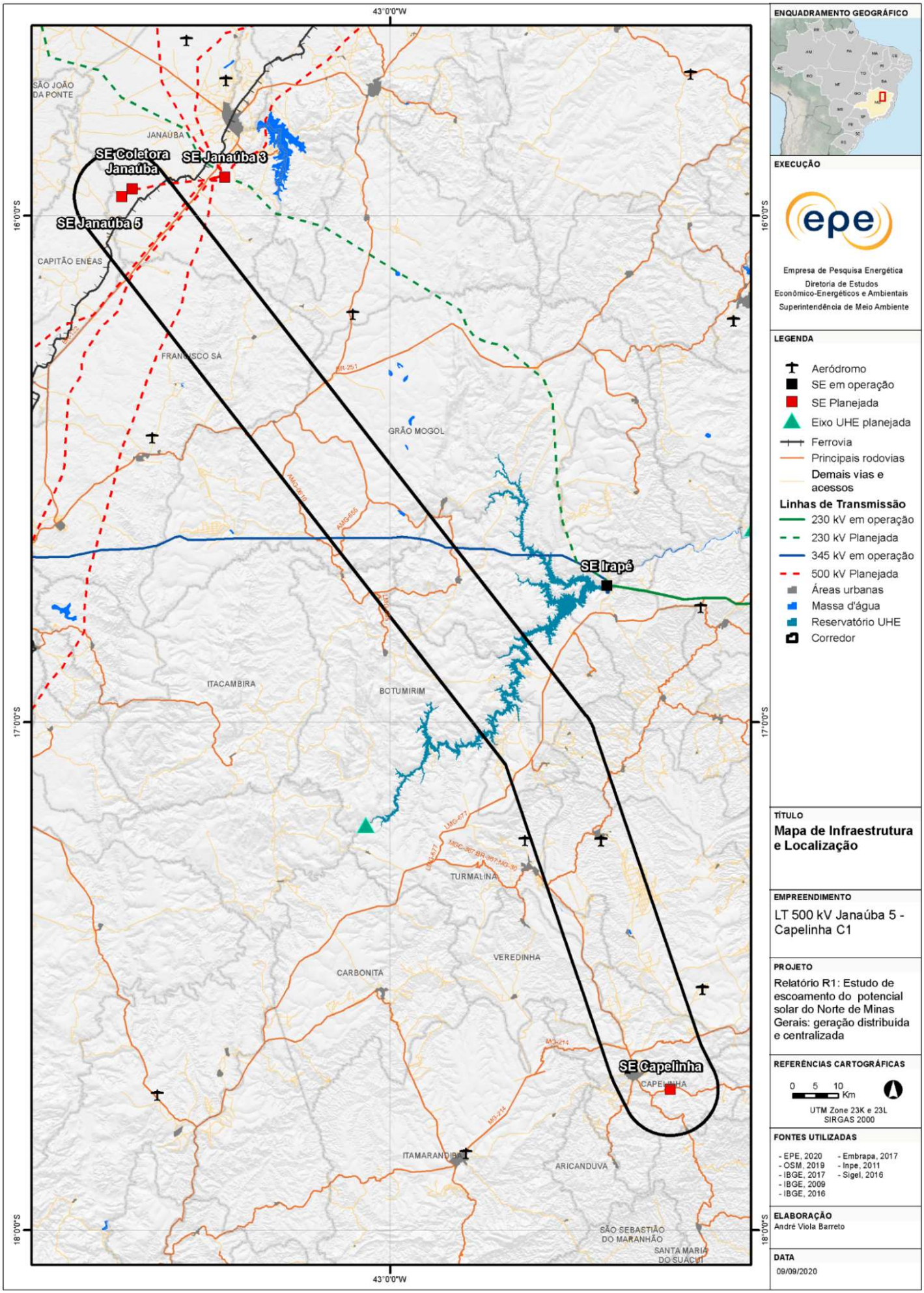


Figura 114 – Infraestrutura no corredor da LT Janaúba 5 - Capelinha C1

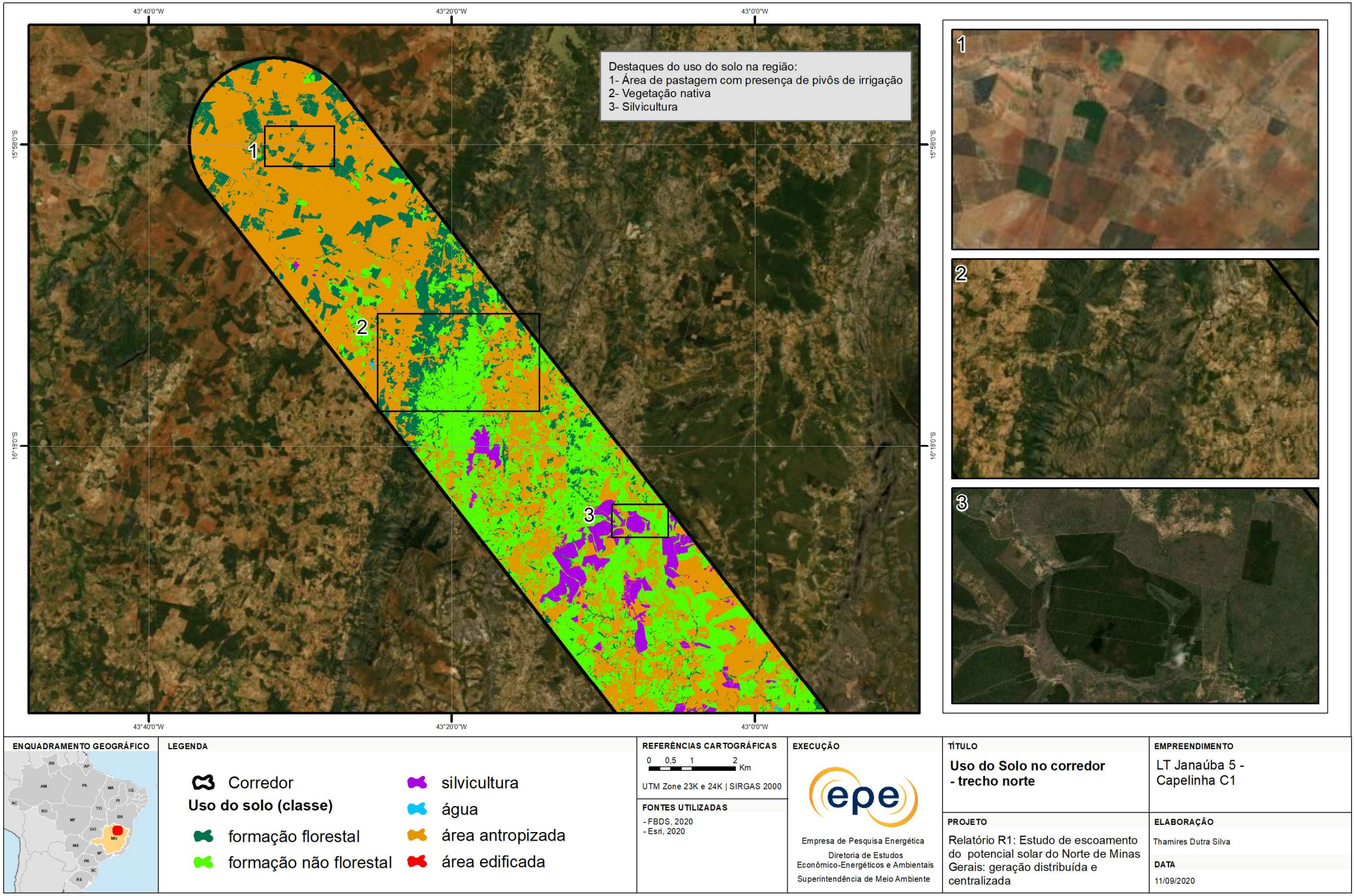


Figura 115 - Uso do solo no trecho norte do corredor da LT LT Janaúba 5 – Capelinha C1

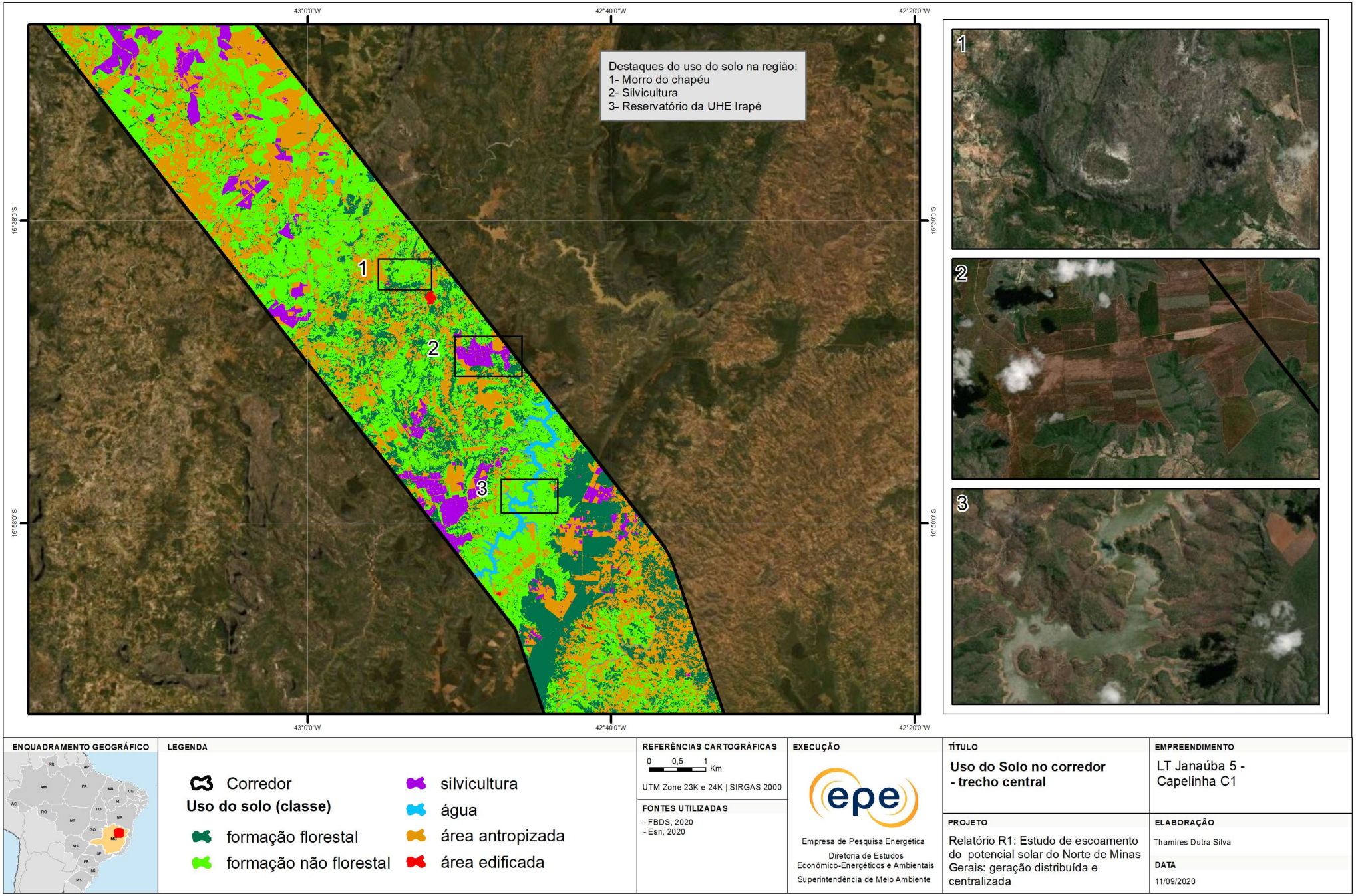


Figura 116– Uso do solo no trecho central do corredor da LT Janaúba 5 – Capelinha C1

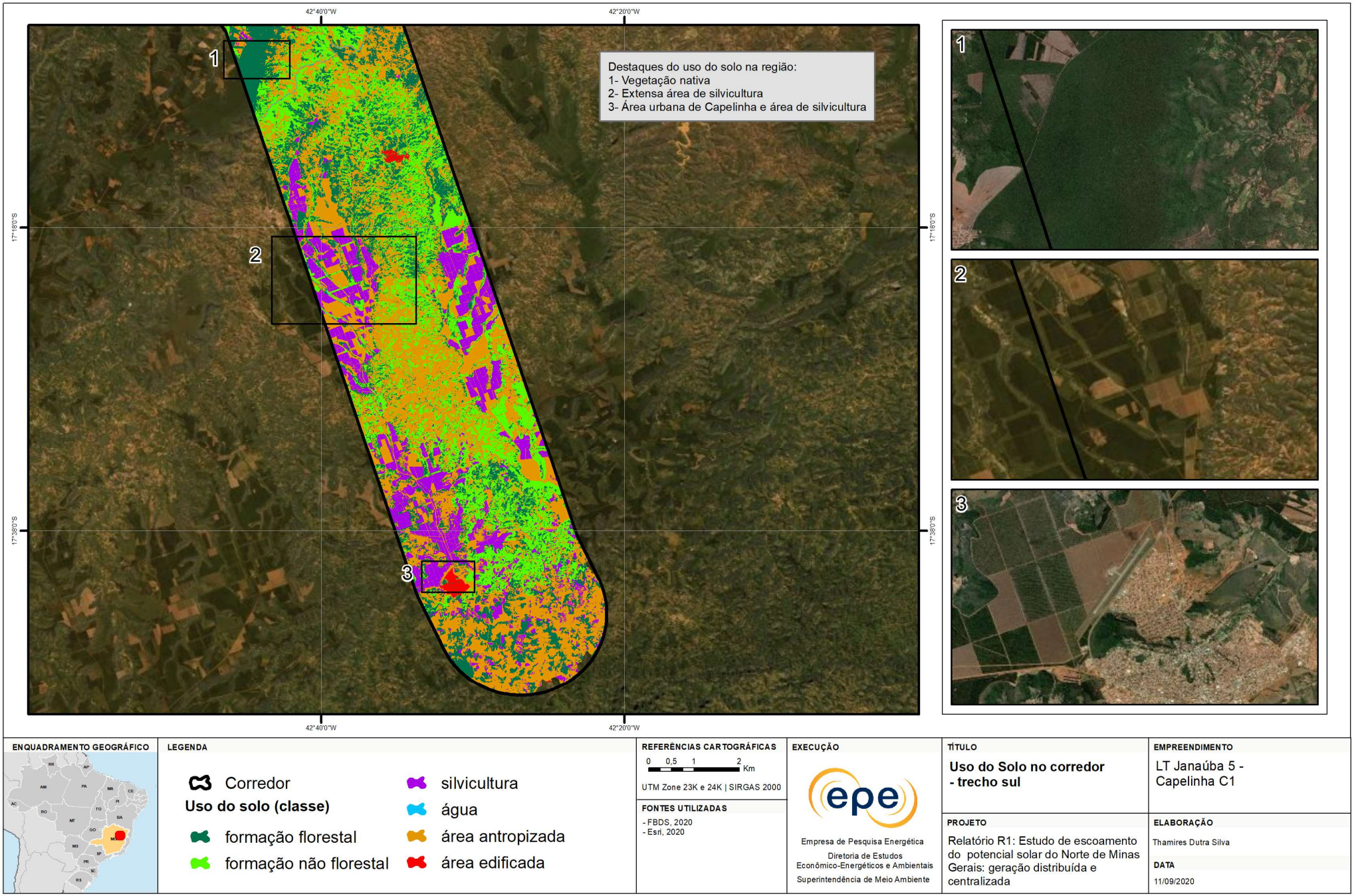


Figura 117 – Uso do solo no trecho sul do corredor da LT LT Janaúba 5 – Capelinha C1

Meio Físico

O relevo predominante no corredor está associado a planícies aplainadas ao norte; aos domínios de morros e serras baixas e de colinas dissecadas e morros baixos no seu trecho central; e, chapadas e platôs, e vales encaixados ao sul. Cabe destacar que o corredor atravessa, na área norte, a Serra do Espinhaço, no trecho compreendido entre o Parest de Botumirim e o Parest Grão Mogol, região de grande beleza cênica e potencial turístico, o que deve ser considerado na definição da diretriz de forma a minimizar os impactos na paisagem da região.

A declividade predominante no corredor é suave ondulado. No entanto, uma grande área do corredor apresenta relevo forte ondulado, em especial em trechos da serra do Espinhaço e nos vales dos rios Jetitinhonha e Araçuaí. Nas proximidades da SE Janaúba 5, o relevo é plano (Figura 118).

Os principais cursos d'água presentes no corredor são os rios Itacambiruçu, Jetitinhonha e Araçuaí. No rio Jequitinhonha o corredor atravessa o reservatório da UHE Irapé, devendo-se evitar, quando da definição da diretriz, os trechos mais largos do reservatório.

Processos minerários

O corredor abrange **352 processos minerários** registrados na ANM, a maioria encontrando-se em fases iniciais (224 autorizações de pesquisa e 48 requerimentos de pesquisa) (Figura 119). Conforme pode ser observado na Tabela 61, considerando a totalidade dos processos minerários, existe um maior número visando à extração de minério de ferro, areia e granito. No entanto, para os estágios mais avançados, predominam os processos destinados a areia, argila e cascalho (Figura 120).

Dentre os processos em fases iniciais, se destacam os de extração de minério de ouro, no rio Araçuaí, e aqueles para minério de titânio, próximos à SE Capelinha.

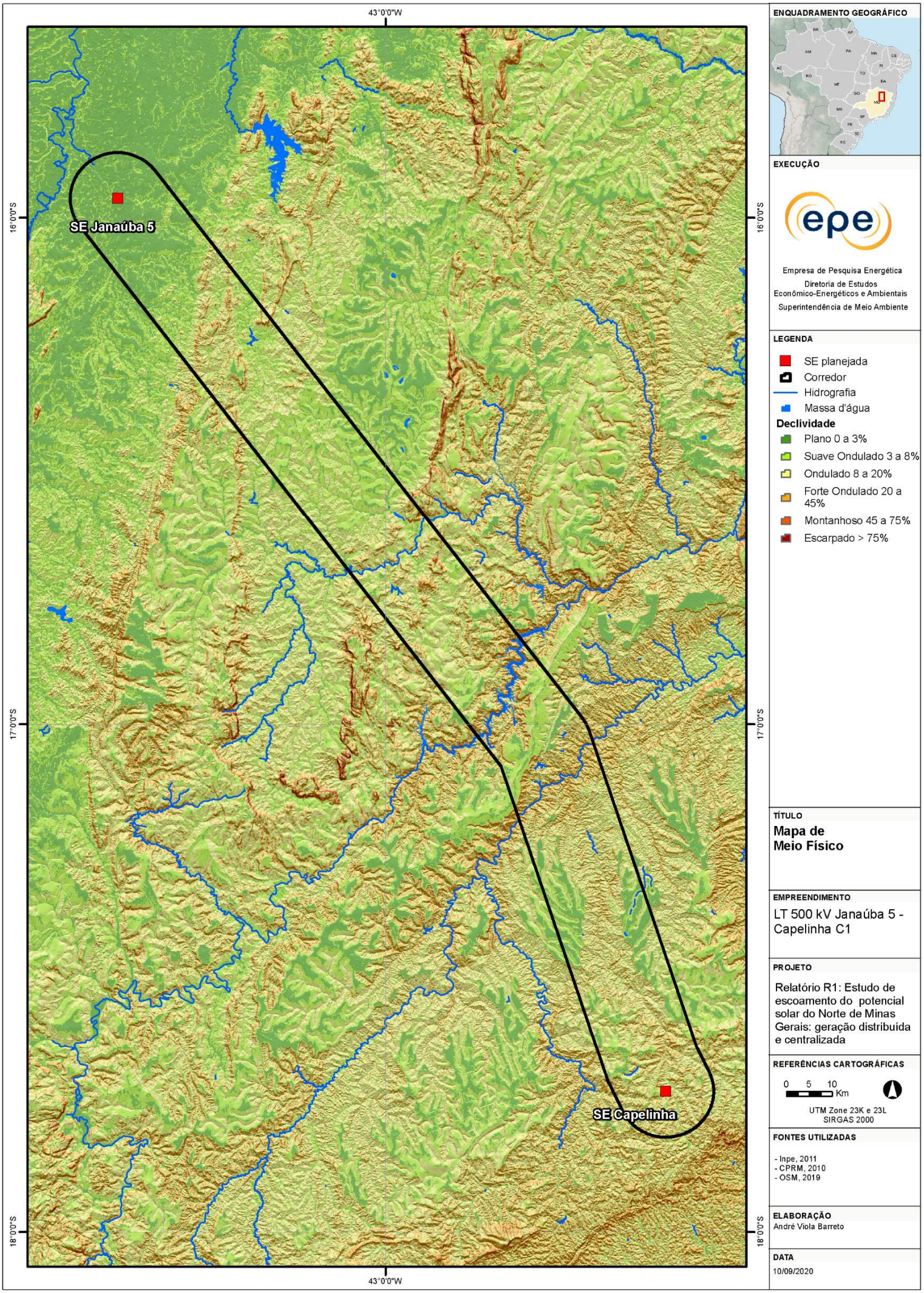


Figura 118– Meio Físico no corredor da LT Janaúba 5 – Capelinha C1

Tabela 61- Processos minerários no corredor da LT Janaúba 5 – Capelinha C1

Fase/ Substância	Autorização de pesquisa	Disponibilidade	Lavra garimpeira	Licenciamento	Registro de extração	Req. de lavra	Req.de lavra garimpeira	Req.de licenciamento	Req.de pesquisa	Req. de registro de extração	Total Geral
Água Marinha							1				1
Areia	21			12				11	11	2	57
Arenito	1										1
Argila	14			7				3	5		29
Berilo							1				1
Calcário	1										1
Cascalho		1		5	2			1			9
Caulim	1	2							1		4
Cianita	2										2
Dado Não Cadastrado		2									2
Diamante	2										2
Estanho	1										1
Filito									3		3
Fosfato	1								1		2
Granito	36	2		1		1			2		42
Laterita	1									1	2
Minério De Berílio	2								1		3
Minério De Ferro	62	4							9		75
Minério De Manganês	10								1		11
Minério De Ouro	13								4		17
Minério De Titânio	1								3		4
Minério De Zinco	4	2							1		7
Quartzito	32	1				3			3		39
Quartzo	18		4				5		3		30
Titanita			1				5				6
Xisto	1										1
Total Geral	224	14	5	25	2	4	12	15	48	3	352

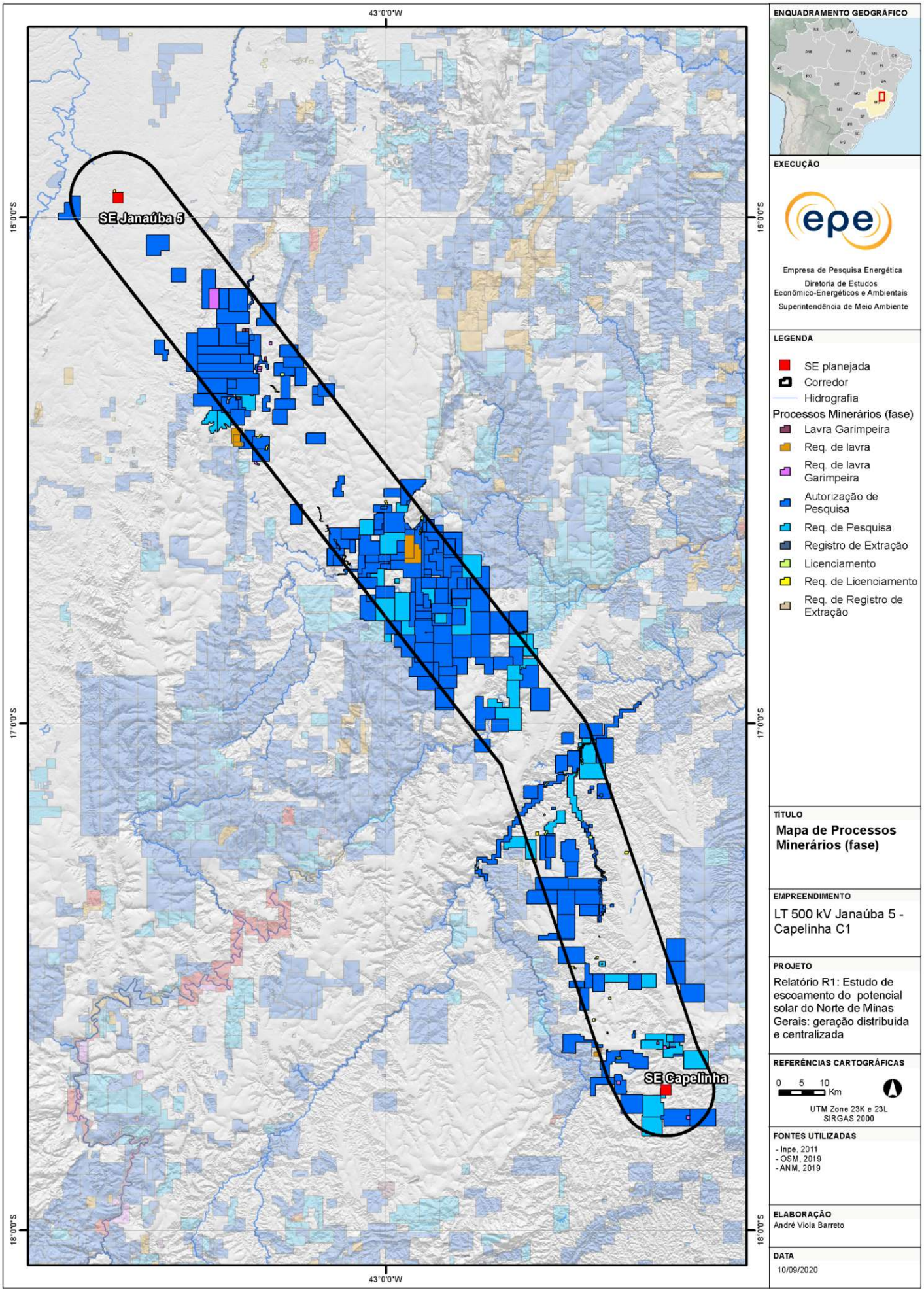


Figura 119– Processos Minerários (fases) no corredor da LT Janaúba 5 – Capelinha C1

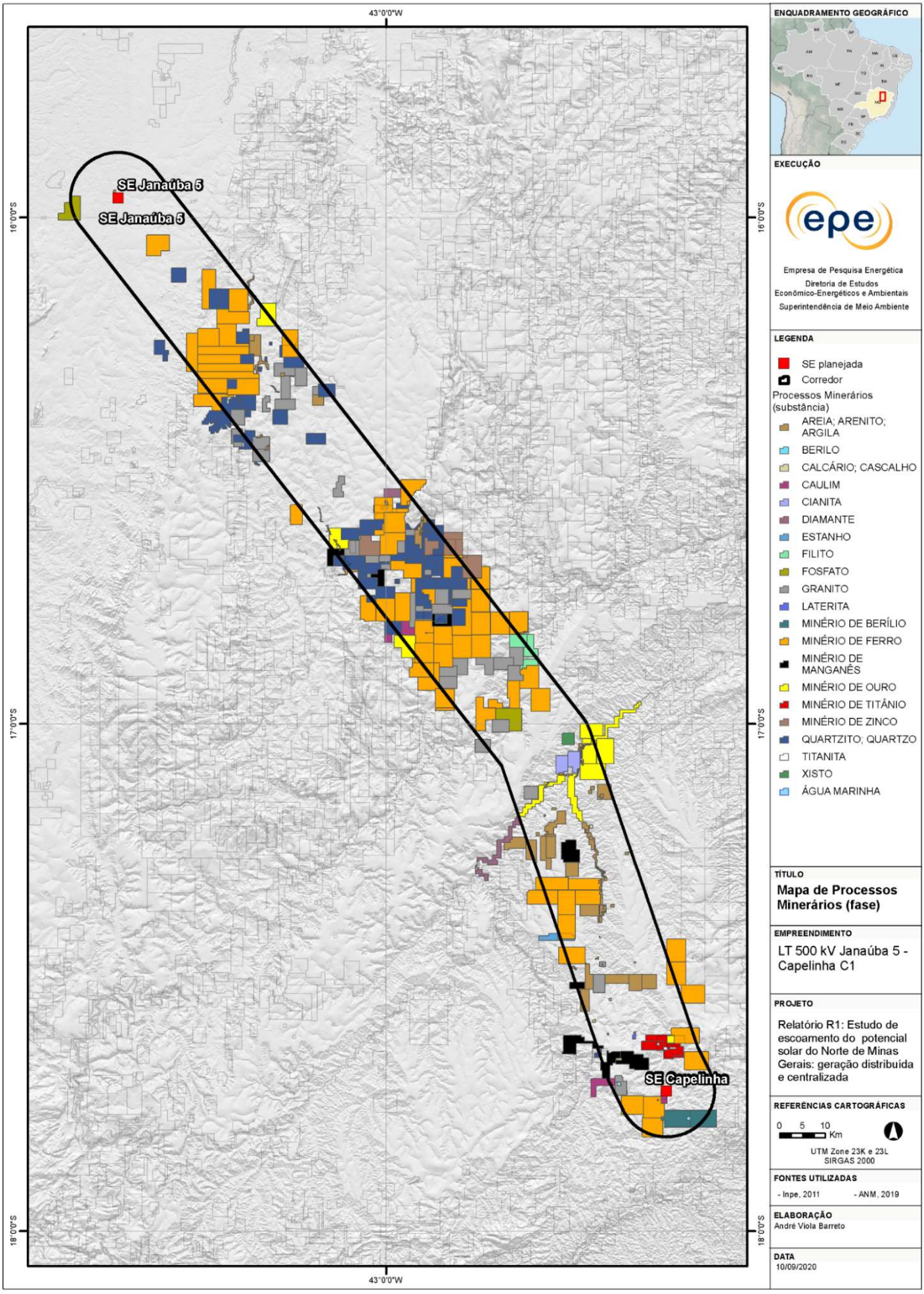


Figura 120 – Processos Minerários (substância) no corredor da LT Janaúba 5 – Capelinha C1

Áreas protegidas e com restrições legais

As unidades de conservação são as áreas que apresentam maior restrição no corredor da LT Janaúba 5 – Capelinha e foram determinantes para o seu traçado final, que desvia do Parest de Botumirim, passando por uma região compreendida entre este e o Parest Grão Mogol, ambos localizados na Serra do Espinhaço.

O corredor sobrepõe quatro unidades de conservação, passíveis de desvio pela diretriz. Duas são de proteção integral e duas de uso sustentável, conforme apresentado na Figura 121 e Tabela 62.

Tabela 62 – Unidades de Conservação sobrepostas pelo corredor da LT Janaúba 5 – Capelinha C1

Nome	Grupo	Categoria	Gestor
APA Municipal Nascentes do Rio Capivari	Uso Sustentável	Área de Proteção Ambiental	IEF
APA Municipal Surubi	Uso Sustentável	Área de Proteção Ambiental	Prefeitura Municipal de Água Boa
Parque Estadual Grão Mogol	Proteção Integral	Parque	IEF
Estação Ecológica De Acauã	Proteção Integral	Estação Ecológica	IEF

As UCs de proteção integral estão localizadas no trecho central do corredor e ainda não possuem plano de manejo. O Parest Grão Mogol, segundo o seu decreto de criação (Decreto Estadual nº 39906, de 22 de setembro de 1998), tem por finalidade proteger a fauna e a flora regionais, as nascentes dos rios e córregos da região, além de criar condições ao desenvolvimento de pesquisas e estudos científicos, e propiciar alternativas de uso racional dos recursos naturais, como o turismo ecológico. Cabe lembrar que o Parest Grão Mogol se encontra na Serra do Espinhaço, região de grande beleza cênica.

A Esec do Acauã localiza-se no Vale do Jequitinhonha e foi estabelecida a partir do Decreto Estadual nº 16580, de 23 de setembro de 1974, no qual criou-se um conjunto de unidades de conservação em áreas remanescentes de vegetação nativa no estado de Minas Gerais.

Uma vez que as duas UCs de proteção integral ainda não possuem plano de manejo definindo as suas zonas de amortecimento, para a definição da diretriz deve-se evitar a área no entorno de três quilômetros dessas UCs, conforme determinado pela Resolução Conama nº 428, de 17 de dezembro de 2010 (alterada pela Resolução nº 473/2015).

Com relação às duas UCs de uso sustentável, elas estão localizadas ao sul do corredor próximo à SE Capelinha. A APA Municipal Nascentes do Rio Capivari é abrangida parcialmente pelo corredor, havendo possibilidade de desvio pela diretriz. Quanto à APA Municipal Surubi, sua área está situada ao sul da SE Capelinha e não interfere no traçado da diretriz.

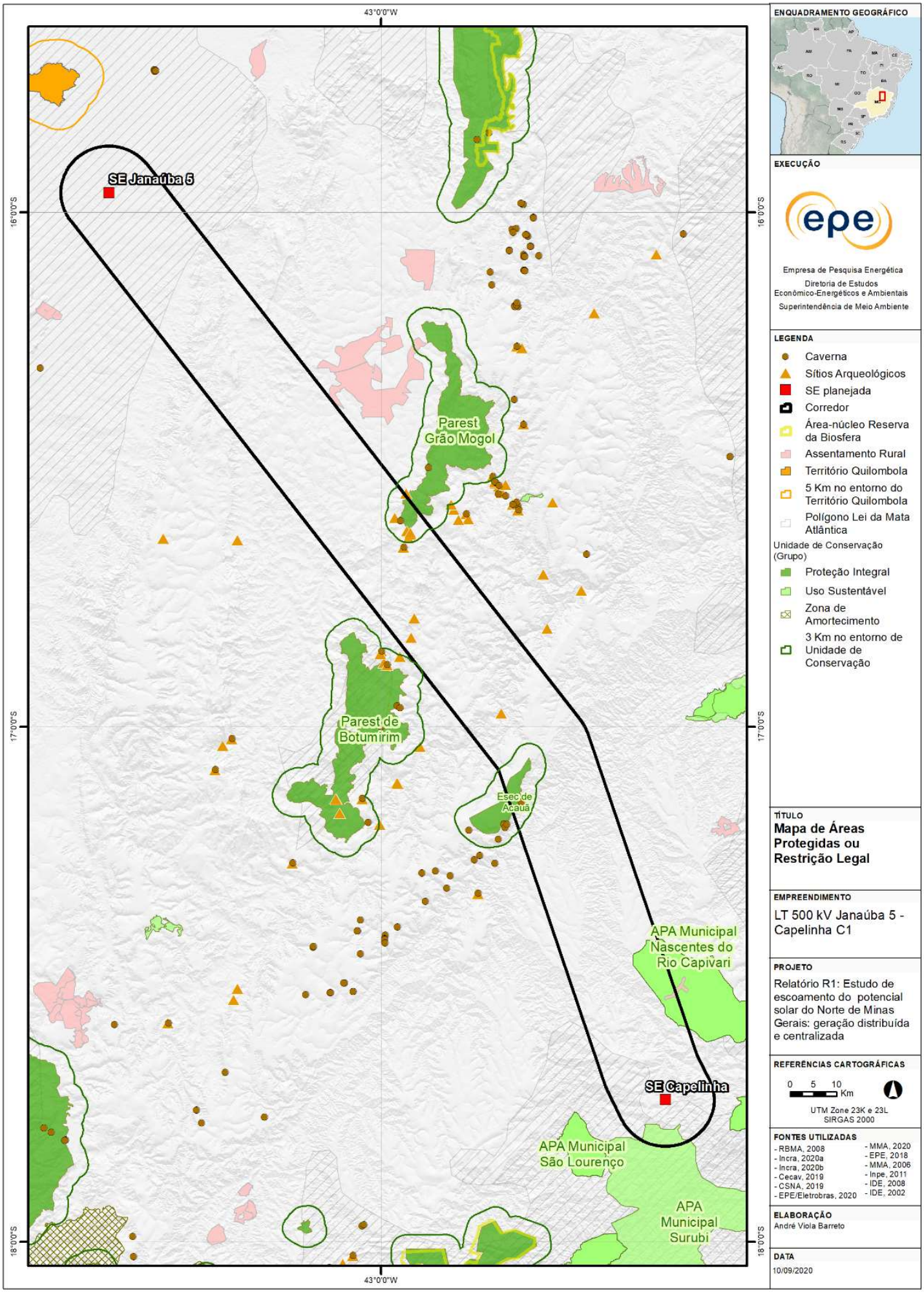


Figura 121 – Áreas Protegidas no corredor da LT Janaúba 5 – Capelinha C1

A partir da base cartográfica de ocorrência de cavernas do Cecav, foram identificadas **três cavernas** na área do corredor, localizadas nos municípios de Turmalina e Grão Mogol, as quais são passíveis de desvio. No entanto, segundo o mapeamento do Cecav (Cecav, 2012), o corredor atravessa uma grande área classificada como de potencial muito alto para ocorrência de cavernas, principalmente no entorno da SE Janaúba 5 e na área ao sul do corredor (Figura 122). Dessa forma, esse é um tema que deve ser aprofundado no relatório R3 de forma a trazer informações complementares que consigam apontar se a questão espeleológica pode representar dificuldades para a implantação desse empreendimento.

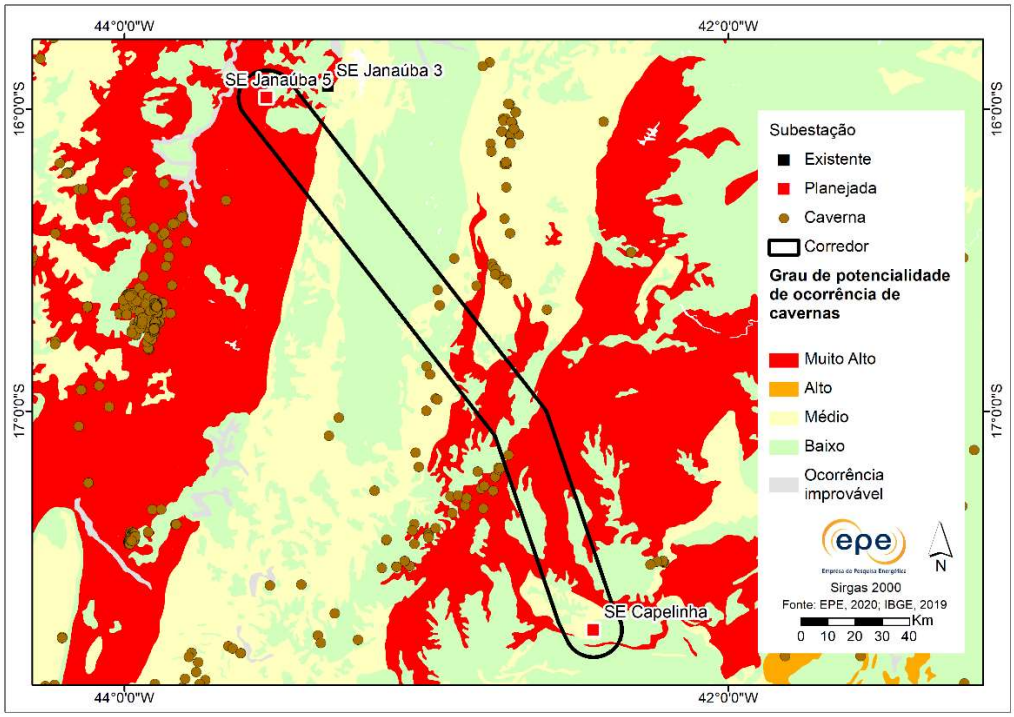


Figura 122 – Potencial de cavernas no corredor da LT Janaúba 5 – Capelinha C1

De acordo com consulta realizada no Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos, foram identificados **10 sítios georreferenciados** no corredor, localizados na região compreendida entre o Parest de Botumirim, e o Parest Grão Mogol. Os sítios arqueológicos mapeados pelo Iphan são passíveis de desvio pela diretriz, e não representam limitações para a passagem da LT. No entanto, a existência dos mesmos pode ser um indicativo de ocorrência de novos sítios arqueológicos nesse trecho do corredor.

O corredor abrange parcialmente **um projeto de assentamento do Incra**, o Adrião Capivari, situado dentro dos limites da APA Municipal Nascentes do Rio Capivari. No entanto, devido ao seu tamanho e localização, essa área não deve interferir no traçado da diretriz.

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:

- Desviar do Parest Grão Mogol e da Esec do Acauã assim como a área no entorno de três quilômetros dessas UCs, conforme definido pela Resolução Conama nº 428, de 17 de dezembro de 2010 (alterada pela Resolução nº 473/2015).

- Desviar da APA Municipal Nascentes do Rio Capivari.

- Para a travessia do reservatório da UHE Irapé, buscar os trechos mais estreitos do reservatório e locais de menor interferência na vegetação nativa da Área de Preservação Permanente.

- Evitar interferência com os 10 sítios arqueológicos localizados na região compreendida entre o Parest de Botumirim e o Parest Grão Mogol.

- Buscar um traçado que minimize as interferências na vegetação nativa, priorizando a passagem por áreas já antropizadas, e evitar interferência com as Áreas de Preservação Permanente.

- Considerar os processos minerários na definição da diretriz, observando a fase em que o processo se encontra e as substâncias pleiteadas. Evitar, se possível, as áreas dos processos minerários em estágios mais avançados e, dentre os processos em fases iniciais, atentar para os de minério de ouro no rio Araçuaí, e de minério de titânio próximos à SE Capelinha, buscando-se minimizar as interferências nessas áreas.

- Manter o distanciamento mínimo de 250 metros das três cavernas já identificadas no corredor, considerando o disposto no artigo 4° da Resolução Conama 347/2004. Levantar informações sobre o potencial espeleológico das áreas classificadas no mapeamento do Cecav (Cecav, 2012) como potencial “muito alto” para ocorrência de cavernas.

- Evitar, na medida do possível, atravessar as áreas de silvicultura presentes no corredor.

- Desviar o traçado das áreas urbanas dos municípios de Capelinha, Cristália, Leme do Prado e Minas Novas, 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.

- Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.

- Evitar as áreas definidas nos Planos Básicos de Zona de Proteção de Aérodromo (PBZPAs) dos dois aeródromos localizados nos municípios de Capelinha e Minas Novas, no trecho sul do corredor.

3.4.5 LT 500 kV Capelinha - Governador Valadares 6 C1

A LT 500 kV Capelinha – Governador Valadares 6 C1, ocorrerá por meio de **um circuito simples**. Foi determinante para o traçado desse corredor possibilitar que a diretriz desvie das APAs municipais Surubi, Ipê Amarelo, Vapabusul e Serra de Bom Sucesso. Além disso, buscou-se evitar as áreas de mineração e de processos minerários em fases avançadas existentes na região.

Caracterização do corredor da LT Capelinha – Governador Valadares 6 C1

O corredor da LT Capelinha – Governador Valadares 6 C1 possui eixo de aproximadamente **134 Km de extensão** e **20 Km de largura**. A partir da SE Capelinha, o corredor segue inicialmente na direção sudeste para desviar parcialmente da APA Municipal Surubi, e então deflete mais a sul em direção à SE Governador Valadares 6. No trecho central, o corredor abrange parcialmente as APAs municipais Vapabusul e Serra de Bom Sucesso e sobrepõe totalmente dois projetos de assentamento. Essas áreas limitam a passagem da diretriz a duas áreas estreitas no corredor, apesar de não implicar em maiores restrições. A partir desse trecho, o corredor passa a contar com o apoio viário da rodovia BR-451 até a SE Governador Valadares 6. No município de Governador Valadares, o corredor abrange áreas com processos minerários em estágio avançado para água marinha, granito, berilo e tantalita-columbita, que devem ser desviadas pela diretriz (Figura 123).

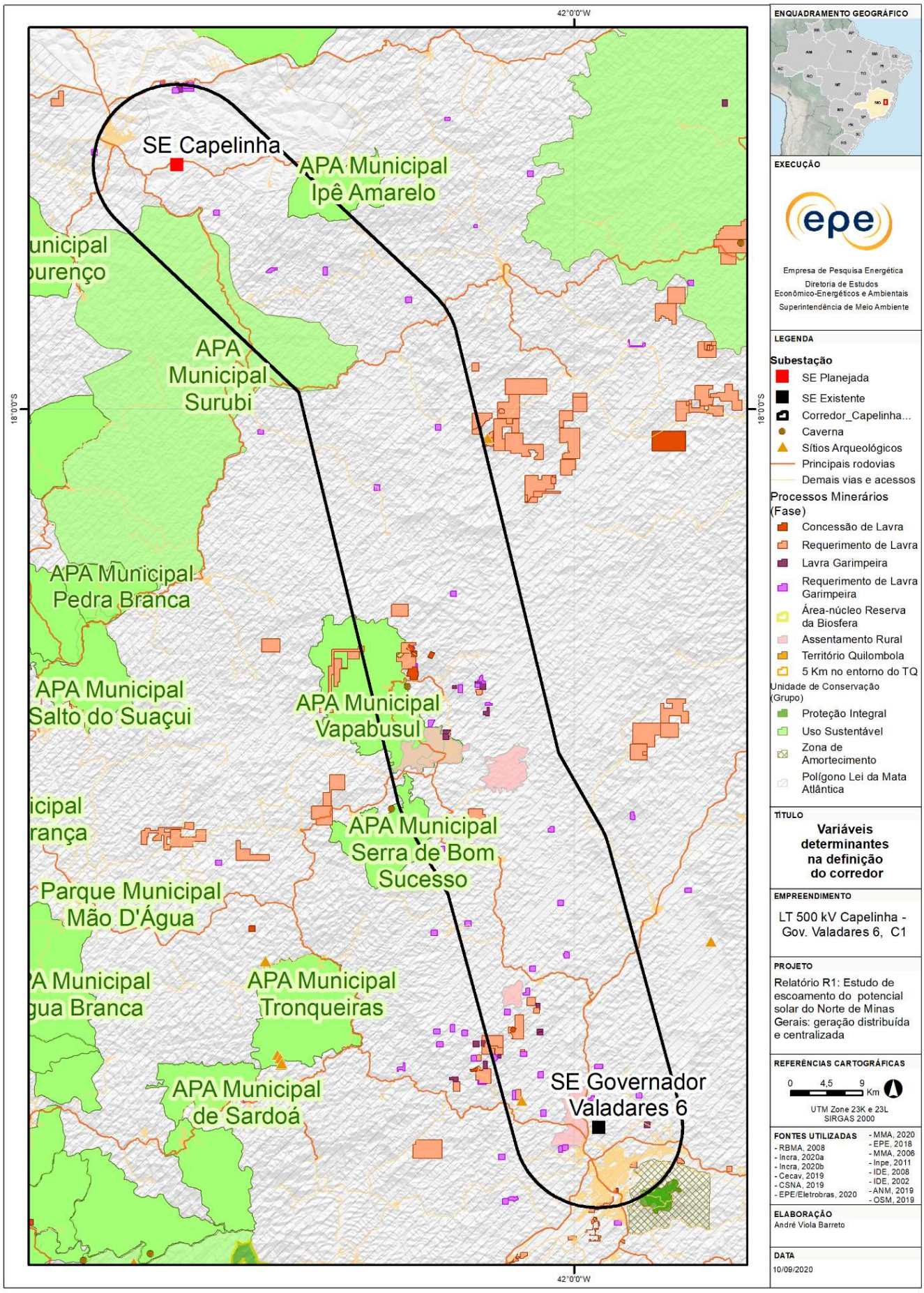


Figura 123 – Variáveis determinantes para a definição do corredor da LT Capelinha – Gov. Valadares 6 C1

Infraestrutura e localização

O corredor da LT Capelinha – Governador Valadares 6 C1 localiza-se no estado de Minas Gerais, nas mesorregiões Jequitinhonha, Vale do Rio doce e Vale do Mucuri. Atravessa **15 municípios** (Tabela 63), dos quais quatro têm suas sedes municipais abrangidas pela área do corredor, os municípios Capelinha, Marilac, São José da Safira e Governador Valadares (Figura 124).

Tabela 63 - Municípios atravessados pelo corredor da LT Capelinha – Governador Valadares 6 C1

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
MG	Jequitinhonha	Capelinha	Angelândia
			Capelinha
	Vale do Rio Doce	Governador Valadares	Coroaci
			Frei Inocêncio
			Governador Valadares
			Itambacuri
			Marilac
			Nacip Raydan
			Mathias Lobato
			Virgolândia
			São José Da Safira
		Peçanha	Água Boa
			Santa Maria do Suaçuí
	Vale do Mucuri	Teófilo Otoni	Franciscópolis
			Malacacheta

Com relação às duas SEs conectadas pela LT em estudo, a SE Governador Valadares 6 é existente e a SE Capelinha, planejada, tendo a sua área de estudo descrita no item 3.4.6. As suas coordenadas são apresentadas na Tabela 64 a seguir.

Tabela 64– Coordenadas das subestações do corredor da LT Capelinha – Governador Valadares 6 C1

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Capelinha	Planejada[1]	17°43'28"S	42°26'50"O	Capelinha	MG
Governador Valadares 6	Existente	18°48'35"S	41°58'20"O	Governador Valadares	MG

[1]As coordenadas referem-se ao ponto central da área referencial para a subestação, a ser definida no Relatório R3.

As principais rodovias presentes no corredor são a BR-120 e MG-217 no trecho norte, e a BR-451 ao sul. O seu trecho central é desprovido de rodovias federais e estaduais, sendo atendido apenas por algumas estradas vicinais ou vias secundárias que servem às propriedades rurais na região.

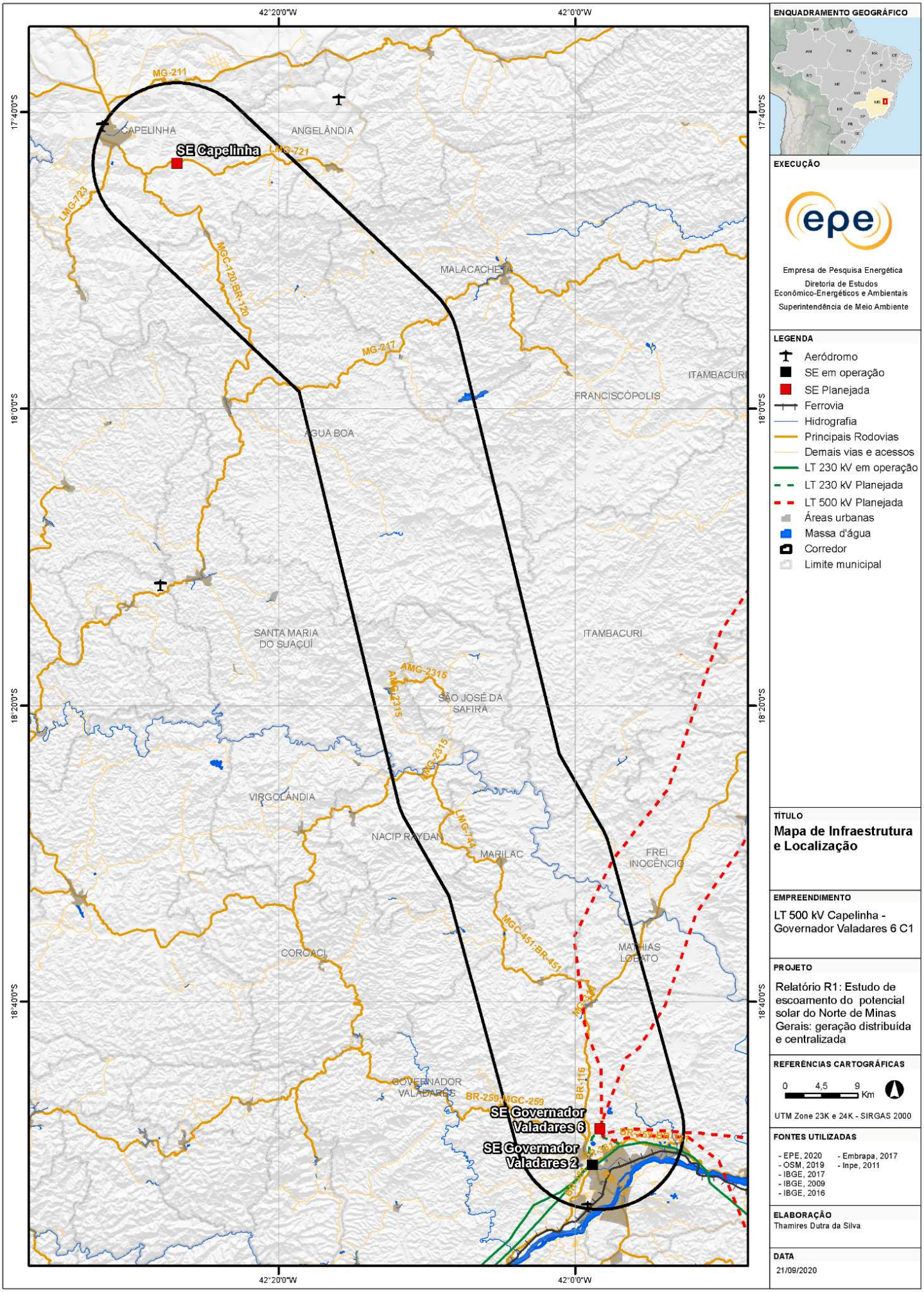


Figura 124 – Infraestrutura no corredor da LT Capelinha – Gov. Valadares 6 C1

A área do corredor abrange apenas um aeródromo e uma ferrovia localizados ao sul da SE Governador Valadares 6, não devendo influenciar no traçado da diretriz

Quanto às LTs, a área do corredor sobrepõe quatro LTs em operação e seis traçados de LTs planejadas, todas no município Governador Valadares. Cabe apontar que, dos traçados atravessados pelo corredor, oito se conectam à SE Governador Valadares 6, mesma SE de conexão da LT em estudo, o que deve ser observado quando da definição da diretriz de forma a minimizar os cruzamentos entre essas LTs (Tabela 65 e Figura 124).

Tabela 65 - Linhas de transmissão abrangidas pelo corredor da LT Capelinha – Governador Valadares 6 C1

Status	Tensão	Interligação
Existente	230 kV	LT 230 kV Governador Valadares 2 - Governador Valadares 6, C1
		LT 230 kV Conselheiro Pena - Governador Valadares 6, C1
		LT 230 kV Baguari - Governador Valadares 2 C1
		LT 230 kV Governador Valadares 2 - Mesquita C1
Planejada		SECC LT 230 kV Mesquita - Governador Valadares 2, C1, na SE Governador Valadares 6
		SECC LT 230 kV Mesquita - Governador Valadares 2, C1, na SE Governador Valadares 6
	500 kV	LT 500 kV Governador Valadares 6 - Mutum, C1
		LT 500 kV Governador Valadares 6 - Mutum, C2
		LT 500 kV Padre Paraíso 2 - Governador Valadares 6, C2
		LT 500 kV Padre Paraíso 2 - Governador Valadares 6, C1

Vegetação e uso do solo

O uso do solo no corredor da LT Capelinha – Governador Valadares 6 é formado predominantemente por áreas de pastagem e remanescentes de floresta estacional.

No trecho norte, apesar da pastagem ser dominante na paisagem, as áreas cobertas por vegetação nativa são bem significativas. São extensas áreas remanescentes de florestas estacionais, relativamente preservadas, que ocorrem em região de relevo forte ondulado. Nesse trecho, o traçado da diretriz deve ser planejado com atenção de forma a desviar dessas áreas e minimizar os impactos com a vegetação nativa (Figura 125). Cabe ressaltar que toda a área do corredor se encontra na área de abrangência da Lei da Mata Atlântica (Lei n° 11.428, de 22 de dezembro de 2006, regulamentada pelo Decreto n° 6.660/08). Ocorrem também no trecho norte, áreas de silvicultura entremeadas a fragmentos florestais, dispersas na área do corredor.

No trecho central do corredor também predominam as áreas de pastagem e fragmentos de floresta estacional. É uma região onde o apoio viário ocorre apenas por vias secundárias e sem pavimentação. Verifica-se a presença de voçorocas em vários pontos ao longo desse trecho, demonstrando a susceptibilidade da área aos processos erosivos. Destaca-se a presença do rio Suaçuí, que forma grandes meandros na área do corredor. Apesar do rio ser estreito e não implicar em estruturas especiais para a sua travessia, deve-se atentar para evitar cruzamentos sucessivos com rio e minimizar as interferências nas Áreas de Preservação Permanente (Figura 126).

O uso do solo no trecho sul apresenta menor área de vegetação nativa se comparado aos outros trechos. Também são formados de florestas estacionais e se encontram em fragmentos menores. Há áreas expressivas de silvicultura de eucalipto nesse trecho do corredor que devem ser observadas para a definição da diretriz, além da área urbana do município de Marilac (Figura 127).

Meio físico

As principais unidades de relevo no corredor são: domínio de colinas dissecadas e morros baixos, ao norte; domínio montanhoso no seu trecho central; e, domínio de morros e serras baixas ao sul. Com relação à declividade, predomina o relevo forte ondulado e montanhoso. Em geral, o corredor apresenta relevo bastante movimentado sendo uma variável de grande importância para definição da diretriz, sobretudo no trecho central, devido à escassez de apoio viário e necessidade de abertura de acessos, além da aparente susceptibilidade a erosão (Figura ***128***).

O principal curso d'água no corredor é o rio Suaçuí. Conforme já mencionado, apesar desse rio não implicar em travessias especiais, para a escolha do local de travessia deve-se observar os seus meandros e as APPs, assim como evitar cruzamentos sucessivos do rio.

Processos minerários

O corredor abrange **364 processos minerários** registrados na ANM, a maioria encontrando-se em fases iniciais (208 autorizações de pesquisa e 37 requerimentos de pesquisa). Conforme pode ser observado na Tabela 66, existe um maior número de processos visando a extração granito, minério de berilo e água marinha. Desses, destacam-se as áreas de processos destinados à mineração de água marinha, localizados no trecho sul do corredor. Esses processos estão em fases mais avançadas (16 requerimentos de lavra garimpeira e 8 lavras garimpeiras), no entanto abrangem áreas menores, de fácil contorno pelo traçado da diretriz (Figura 129 e Figura 130).

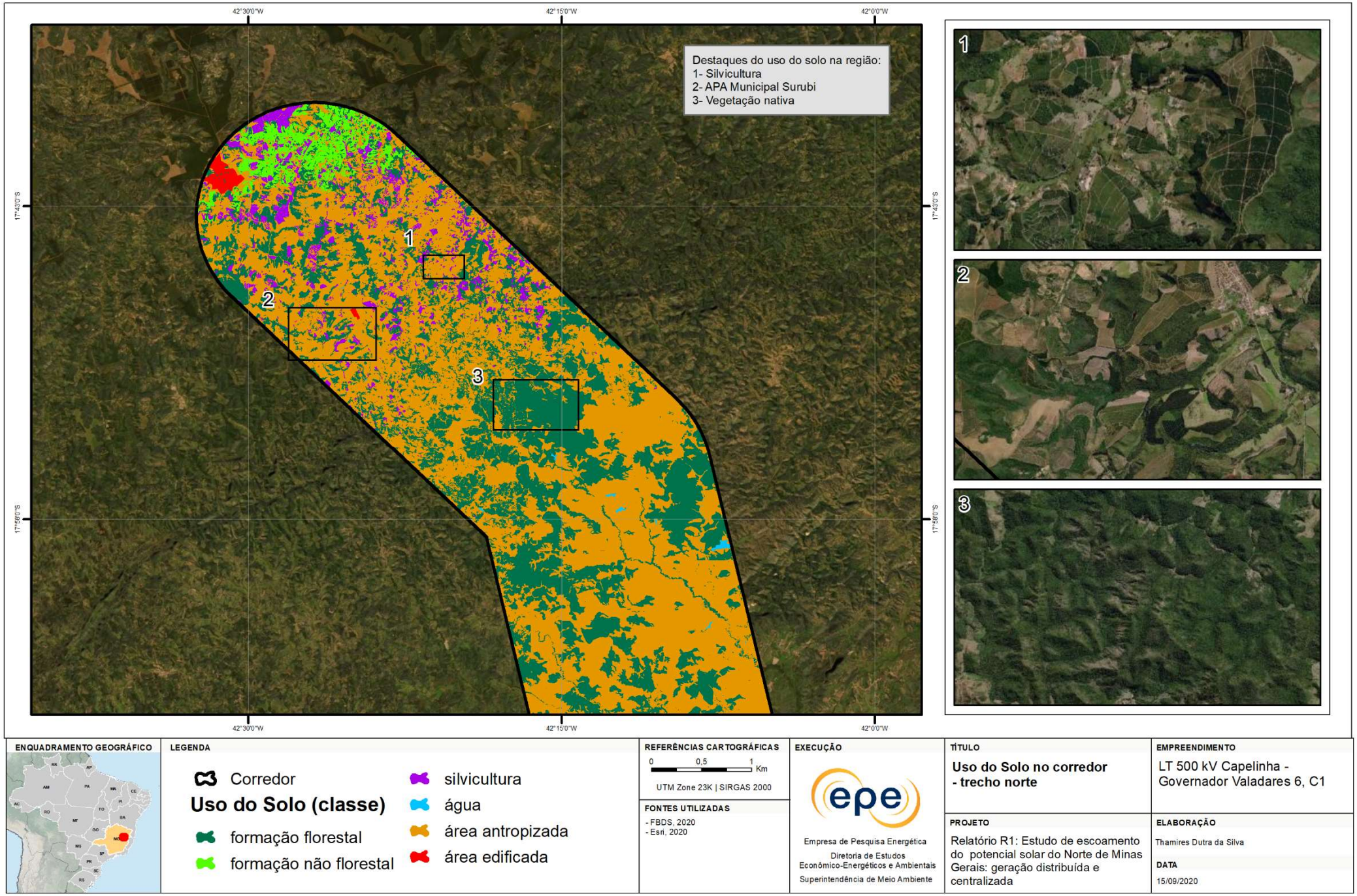


Figura 125 – Uso do solo no trecho norte do corredor da LT Capelinha – Governador Valadares 6 C1

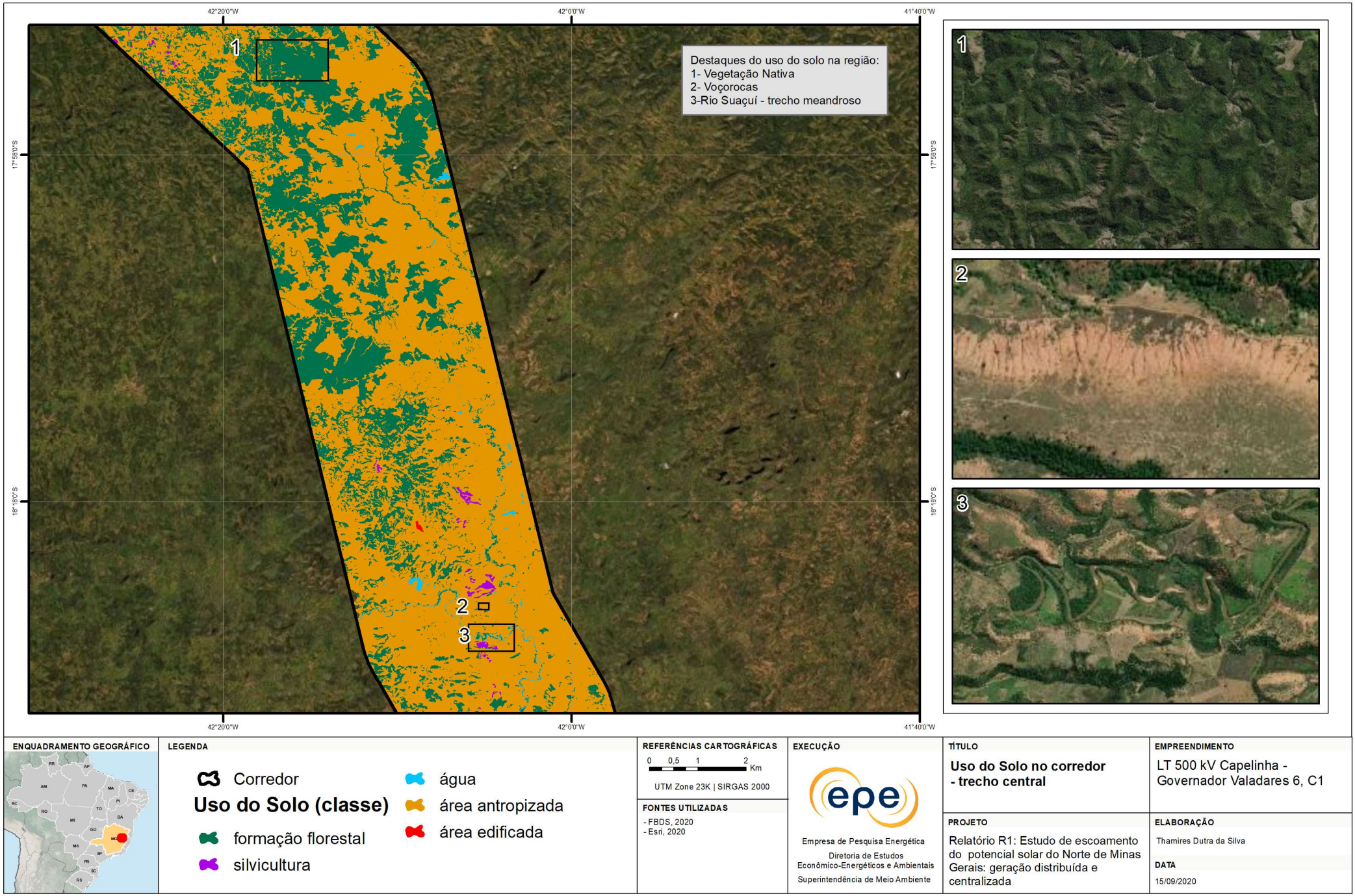


Figura 126 – Uso do solo no trecho central do corredor da LT Capelinha – Governador Valadares 6 C1

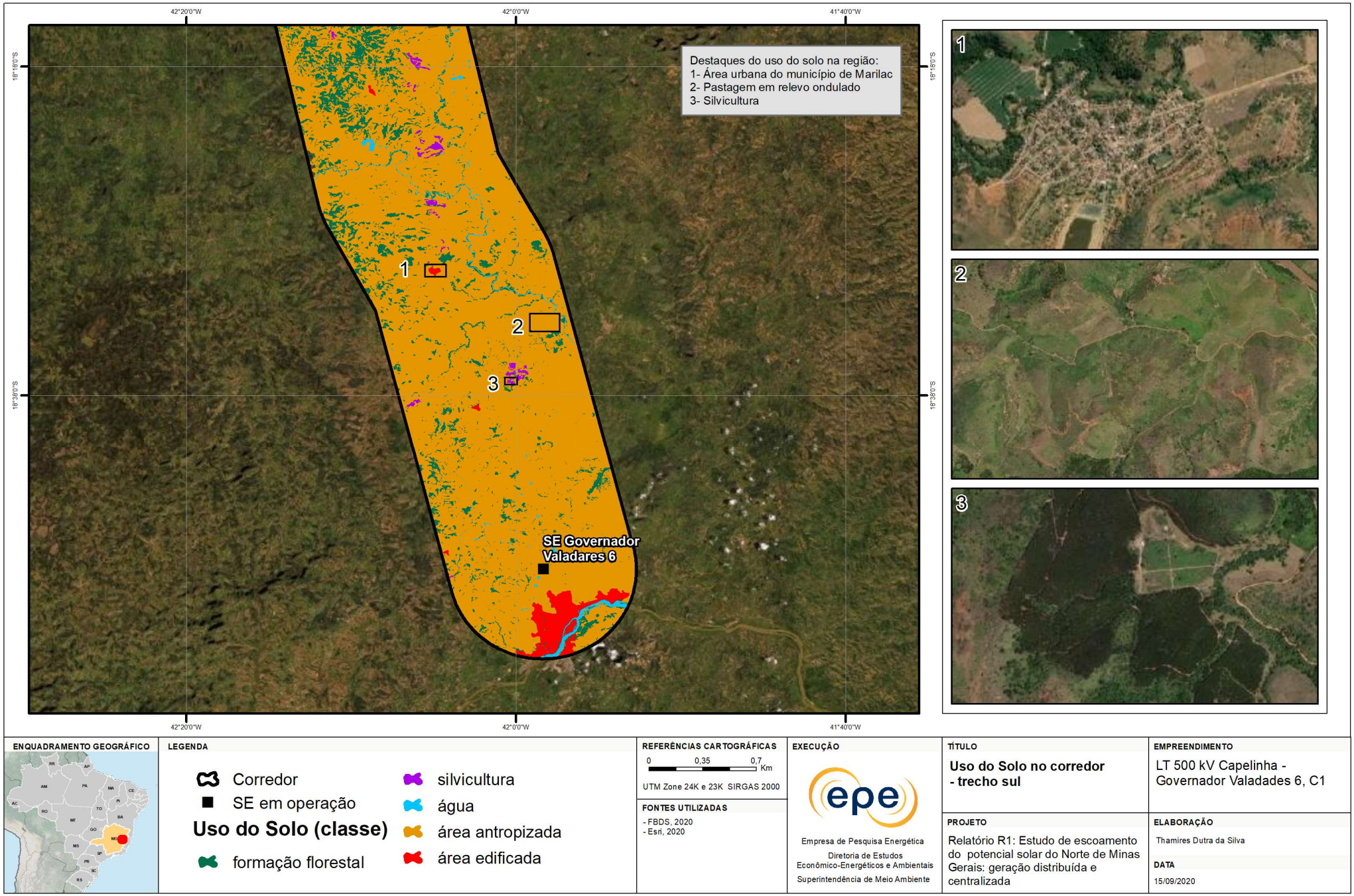


Figura 127 – Uso do solo no trecho sul do corredor da LT Capelinha – Governador Valadares 6 C1

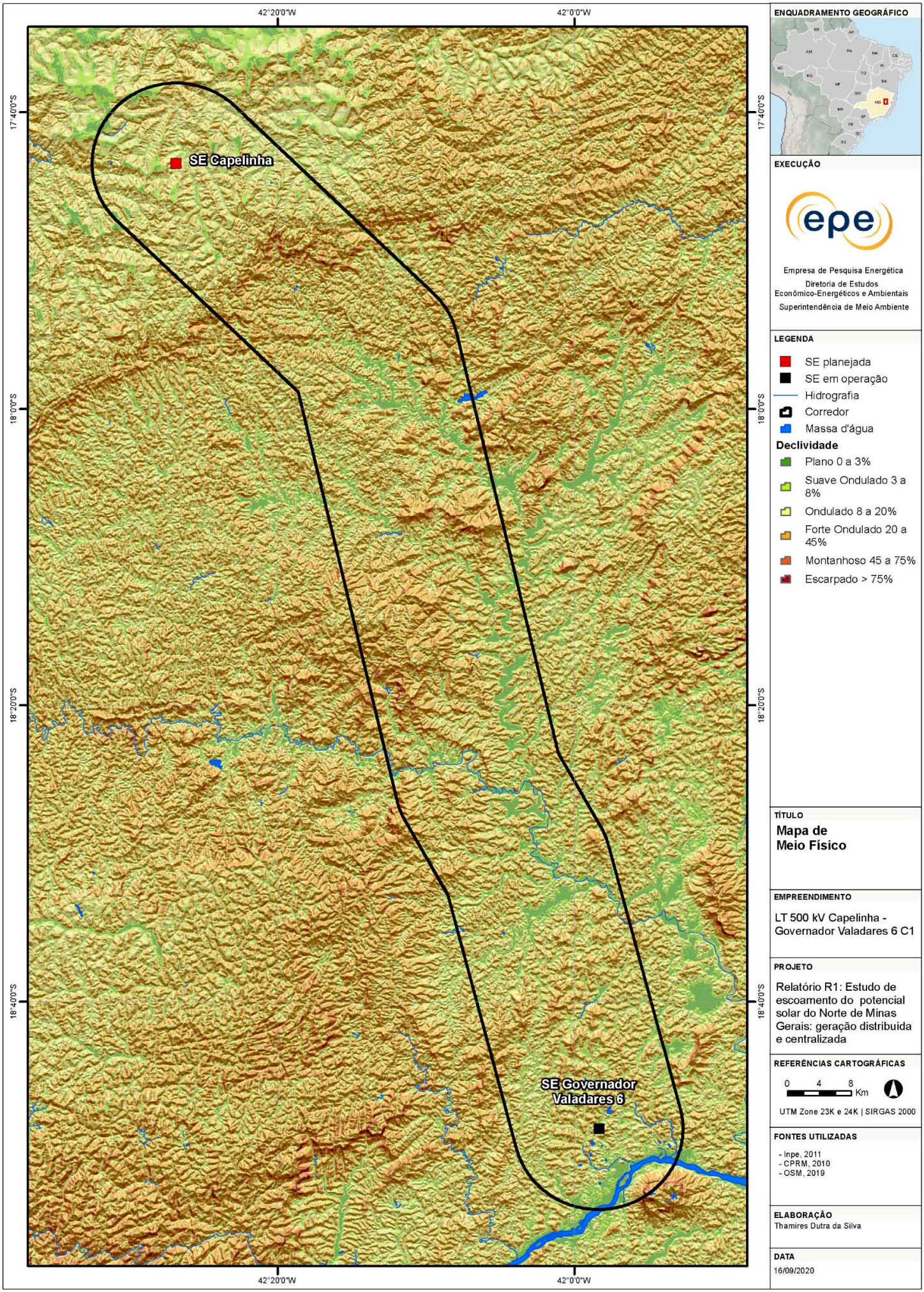


Figura 128– Meio Físico no corredor da LT Capelinha – Governador Valadares 6 C1

Tabela 66 - Processos minerários no corredor da LT Capelinha – Governador Valadares 6 C1

Fase/ Substância	Autorização de pesquisa	Concessão de lavra	Disponibilidade	Lavra garimpeira	Licenciamento	Req. de lavra	Req.de lavra garimpeira	Req.de licenciamento	Req.de pesquisa	Req. de registro de extração	Total Geral
Água marinha	1	2		8		1	16		2		30
Água mineral		1									1
Areia	10				4	3		7	2		26
Argila			1								1
Berilo	9			3			16		2		30
Cascalho	1				1			1			3
Cassiterita	2										2
Caulim	8		3						3		14
Cianita	1						1				2
Columbita							1				1
Dado não cadastrado			8								8
Feldspato	2										2
Gema						1					1
Gibbsita		1									1
Gnaisse	3				1			1	2		7
Granito	90		4			4		1	11		110
Kunzita						1					1
Laterita										1	1
Minério de berílio	34		1			5			2		42
Minério de ferro	10		3						5		18
Minério de manganês	2					1					3
Minério de nióbio			1								1
Minério de ouro	8		3						2		13
Minério de tântalo	1										1
Minério de titânio	1								3		4
Pedra corada		1									1
Quartzito	2								2		4
Quartzito industrial	1										1
Quartzo	4					1					5
Tantalita-columbita						2					2
Titanita				1			4				5
Turmalina	17	1				1	2		1		22
Xisto	1										1
Total geral	208	6	24	12	6	20	40	10	37	1	364

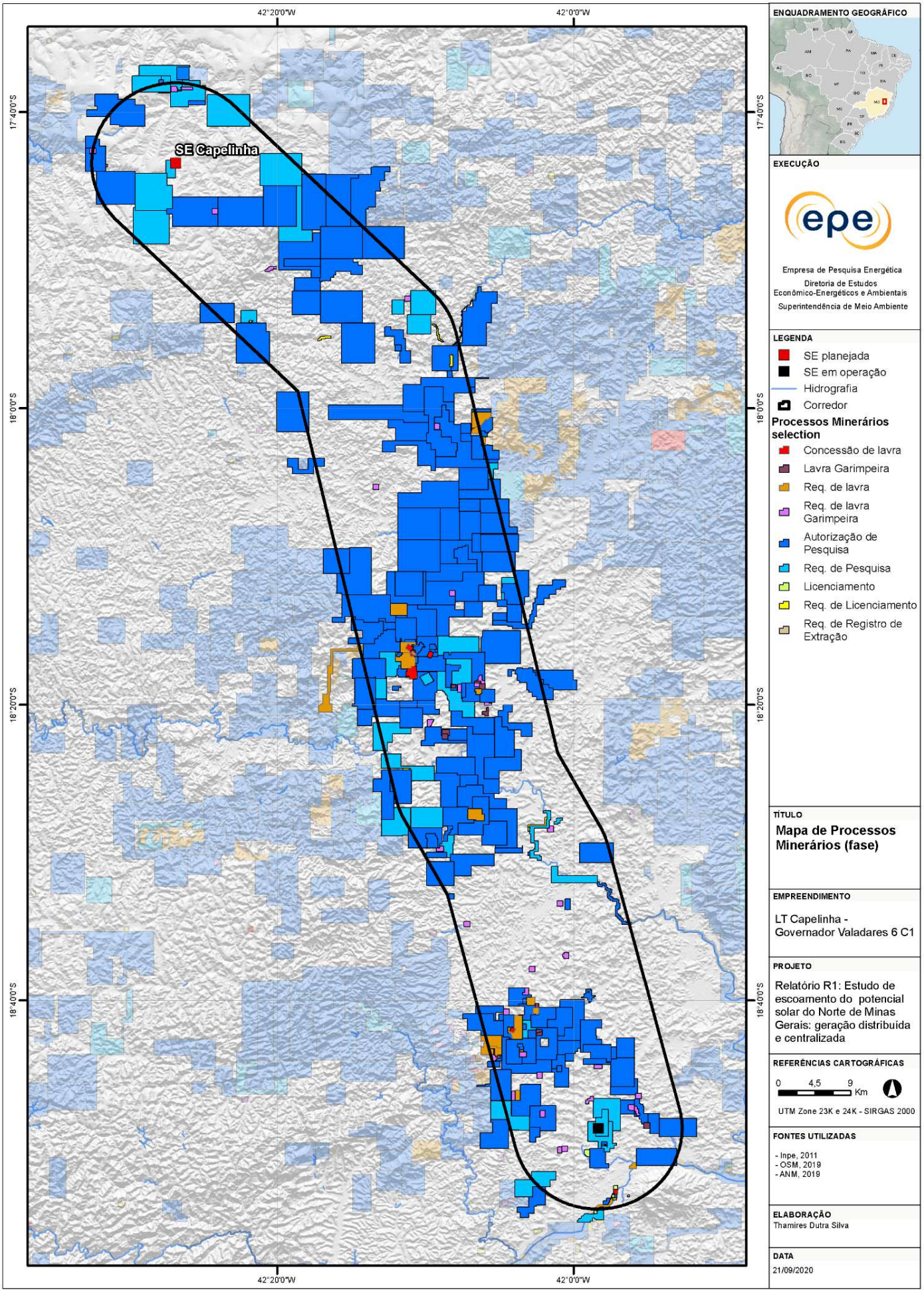


Figura 129 – Processos Minerários (fase) no corredor da LT Capelinha – Gov. Valadares 6 C1

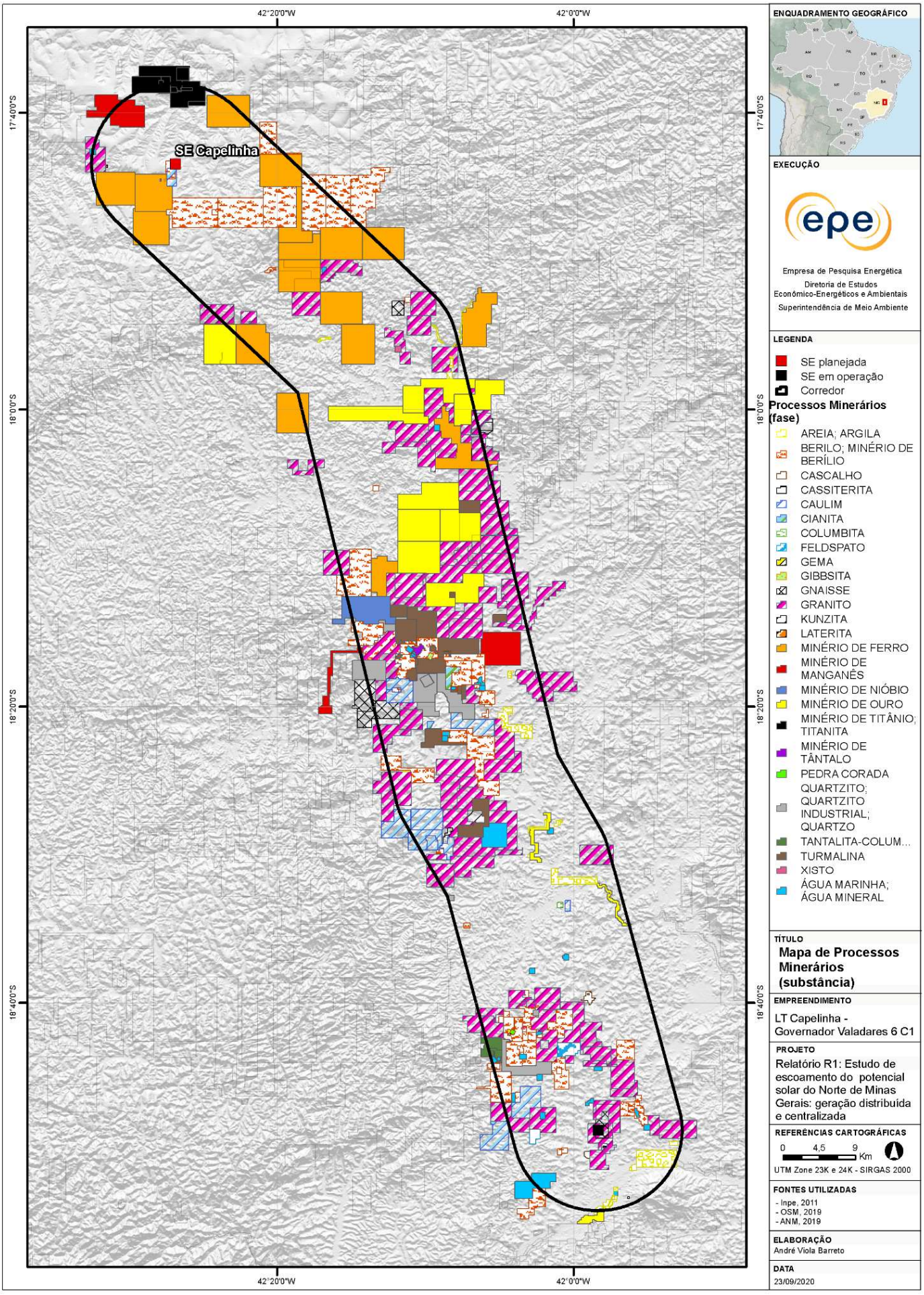


Figura 130 – Processos Minerários (substância) no corredor da LT Capelinha – Gov. Valadares 6 C1

Áreas protegidas e com restrições legais

As unidades de conservação foram determinantes para a configuração do corredor da LT Capelinha – Governador Valadares 6, em especial para o desvio da APA Municipal Surubi. No total, quatro APAs municipais são parcialmente sobrepostas pelo corredor, todas passíveis de desvio pela diretriz da LT em estudo (Tabela 67 e Figura 131).

Tabela 67 - Unidades de Conservação sobrepostas pelo corredor da LT Capelinha – Governador Valadares 6 C1

Nome	Grupo	Categoria	Gestor
APA Municipal Serra de Bom Sucesso	Uso Sustentável	Área de Proteção Ambiental	Prefeitura Municipal de Nacip Raydan
APA Municipal Vapabusul	Uso Sustentável	Área de Proteção Ambiental	Prefeitura Municipal de Stª Maria do Suaçui
APA Municipal Ipê Amarelo	Uso Sustentável	Área de Proteção Ambiental	Prefeitura Municipal de Angelândia
APA Municipal Surubi	Uso Sustentável	Área de Proteção Ambiental	Prefeitura Municipal de Água Boa

A partir da base cartográfica de ocorrência de cavernas do Cecav, foi identificada uma caverna na área do corredor, localizada no município São José da Safira. Cabe mencionar que, de acordo com o mapa de potencialidade de ocorrência de cavernas do Cecav (CECAV, 2012), o corredor encontra-se em uma região de médio a baixo potencial, não apresentando, portanto, características que indiquem grande relevância desse tema para a área do corredor.

De acordo com consulta realizada no Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos, acessado por meio do site do Iphan, foi identificado 1 sítio georreferenciado dentro do corredor, localizado no município de Governador Valadares conforme mostra a Figura 131, que deverá ser desviado pela diretriz.

Com relação aos assentamentos rurais, o corredor abrange cinco projetos de assentamento, localizados no trecho sul do corredor. Desses, os três assentamentos localizados próximos às APAs Vapabusul e Serra de Bom Sucesso merecem maior atenção, uma vez que junto a essas APAs, limitam a passagem da diretriz a trechos mais estreitos na área do corredor (Figura 131).

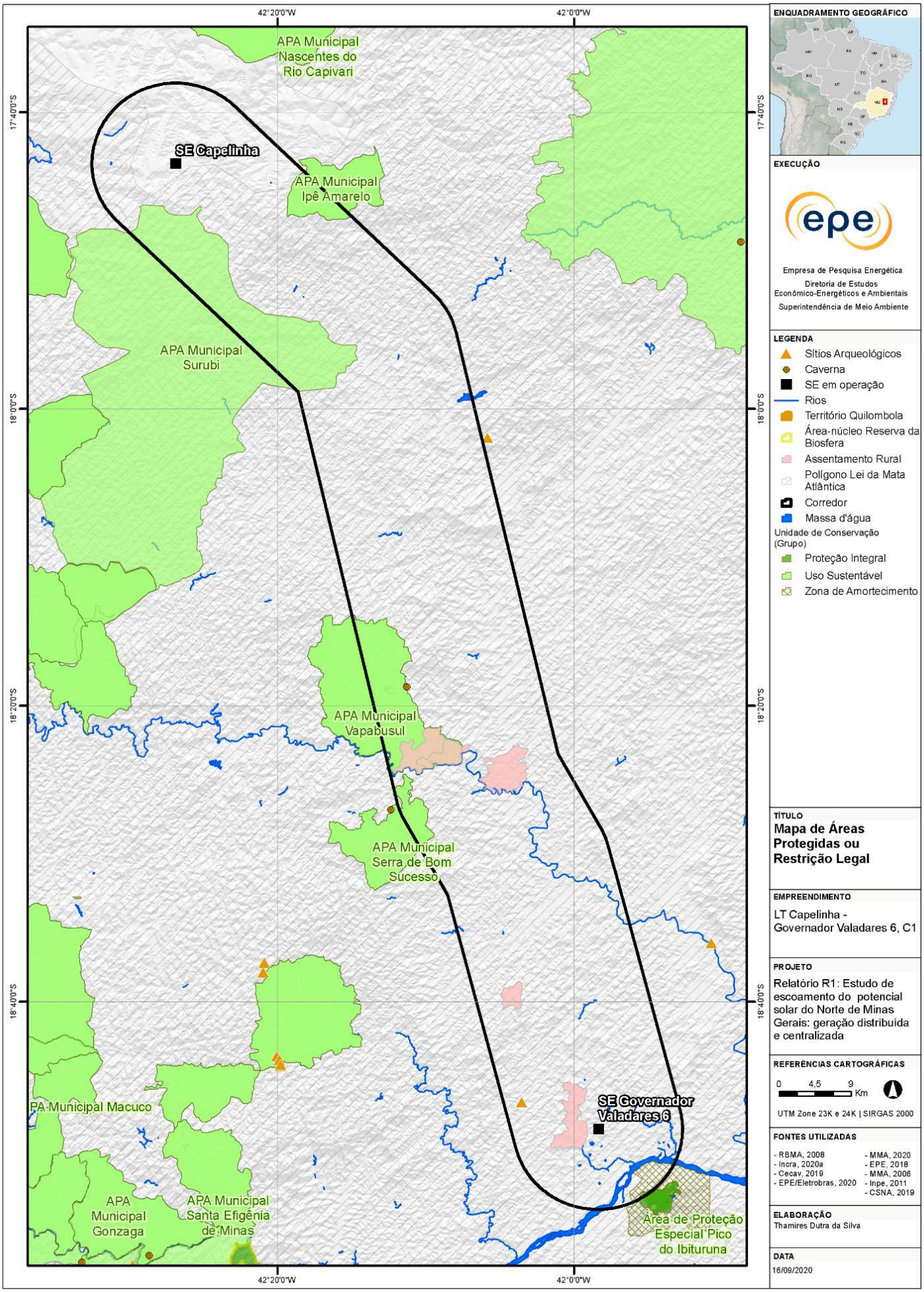


Figura 131 – Áreas Protegidas no corredor da LT Capelinha – Gov. Valadares 6 C1

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:

- Desviar das APAs municipais Surubi, Ipê Amarelo, Vapabusul e Serra de Bom Sucesso.
- Buscar um traçado que minimize as interferências na vegetação nativa presente no corredor, em especial as extensas áreas de floresta estacional localizadas no trecho norte. Ressalta-se que toda a área do corredor se encontra na área de abrangência da Lei da Mata Atlântica (Lei n° 11.428, de 22 de dezembro de 2006, regulamentada pelo Decreto n° 6.660/08).
- Para a travessia do rio Suaçuí, deve-se atentar para os seus meandros de forma a minimizar as interferências nas Áreas de Preservação Permanente e evitar cruzamentos sucessivos com rio.
- Evitar, na medida do possível, atravessar as áreas de silvicultura presentes no corredor.
- Desviar o traçado das áreas urbanas dos municípios de Marilac e São José da Safira, além das áreas de concentração de habitações e benfeitorias rurais existentes no corredor.
- Considerar os processos minerários na definição da diretriz, atentando-se para a fase em que o processo se encontra e as substâncias pleiteadas. Evitar as áreas dos processos minerários em estágios mais avançados, especialmente os destinados à extração de água marinha, localizadas no trecho sul do corredor.
- Evitar interferência com o sítio arqueológico localizado no município de Governador Valadares.
- Manter o distanciamento mínimo de 250 m da caverna já identificada no corredor, ou das que eventualmente forem identificadas nos levantamentos realizados para a elaboração do relatório R3.

- Considerar a localização das LT existentes e os traçados das LTs planejadas que se conectam à SE Governador Valadares 6 visando minimizar o número de cruzamentos com essas LTs.

- Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.

3.4.6 SE 500 kV Capelinha

A SE Capelinha, de **500 kV de tensão**, está planejada para 2026 e visa segmentar o eixo Nova Janaúba – Governador Valadares 6 em dois trechos menores.

A região onde será implantada a SE Capelinha apresenta certa complexidade para a construção de uma subestação devido ao relevo movimentado (predominantemente ondulado e forte ondulado), e às extensas áreas de vegetação nativa e de silvicultura, o que limita ainda mais a disponibilidade de áreas. Em razão dessas características do lugar, o buffer a ser estudado para a indicação de um local para a SE planejada foi definido com uma grande área visando abranger um maior número de locais viáveis para a implantação de uma SE.

Dessa forma, área referencial proposta para a SE Capelinha é um círculo (buffer) de raio de 3,5 Km no entorno do ponto de coordenadas 17°43'28.73"S e 42°26'48.61"O (Figura 132). Buscou-se englobar áreas pontuais de relevo menos movimentado, com cobertura de pastagem como alternativas locacionais para a construção da SE. Essas áreas devem ser visitadas e avaliadas em trabalhos de campo durante a elaboração do relatório R3.

Estão previstas para a conexão com a SE Capelinha duas LTs de 500 kV, a LT Janaúba 5 – Capelinha e a LT Capelinha – Governador Valadares 6, cujos corredores encontram-se analisados e descritos no item 3.4.4 e 3.4.5.

Infraestrutura e localização

A área de estudo proposta para a SE se localiza no **município de Capelinha**, a aproximadamente seis quilômetros da área urbana desse município.

O **acesso rodoviário à região é bom** e ocorre por meio da rodovia BR-120 e a rodovia pavimentada LMG-721, que cruza todo o *buffer* podendo ser utilizada como apoio viário.

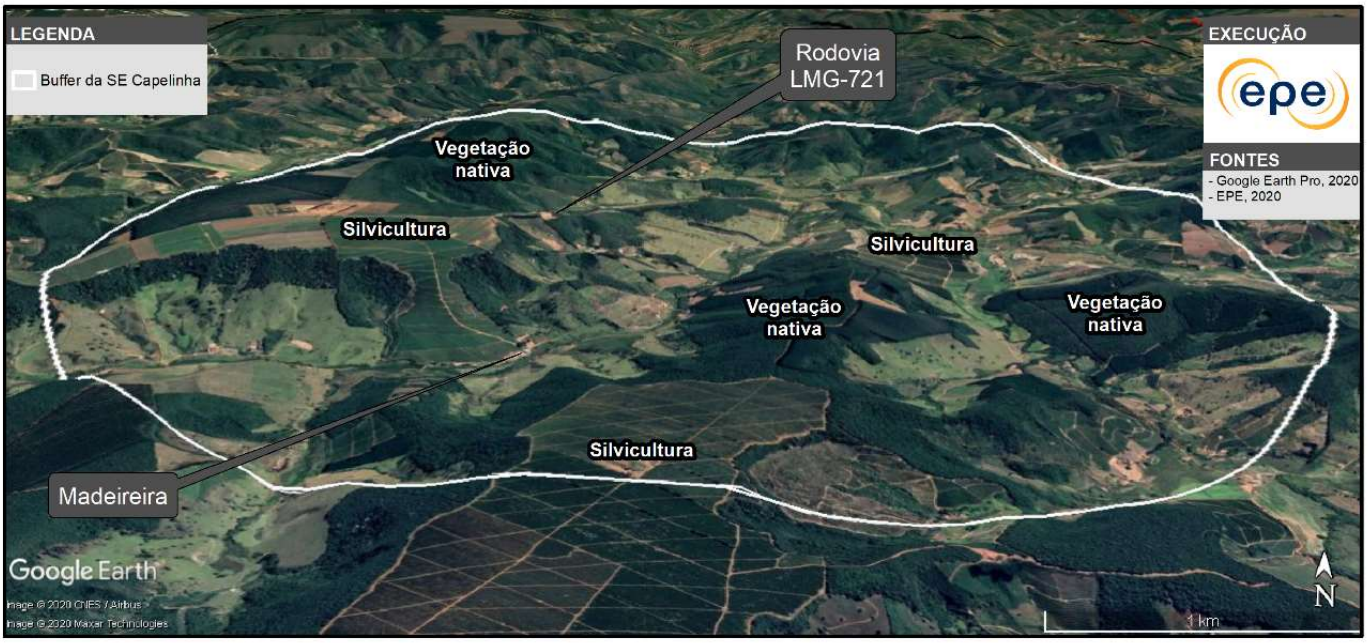


Figura 132– Área referencial da SE Capelinha

Vegetação e uso do solo

A área referencial localiza-se em uma região rural e a cobertura do solo predominante é de vegetação nativa e áreas de silvicultura de eucalipto. Ocorrem também áreas de pastagem que, em geral, são mais apropriadas para a implantação de uma subestação. No entanto, deve-se evitar as áreas de pastagem em locais declivosos para a indicação do local da SE.

Com relação à vegetação nativa presente no *buffer*, há predominância de remanescentes de floresta estacional, havendo também vegetação de formação savânica ao norte da área (Figura 133).

Meio físico

O relevo predominante é de vales encaixados a leste, e de chapadas e platôs a oeste, com declividades variando de ondulado (8 a 20%) a forte ondulado (20 a 45%). A noroeste do buffer ocorrem áreas de relevo suave ondulado (3 a 8%), que se encontram atualmente ocupadas por reflorestamentos comerciais (Figura 134).

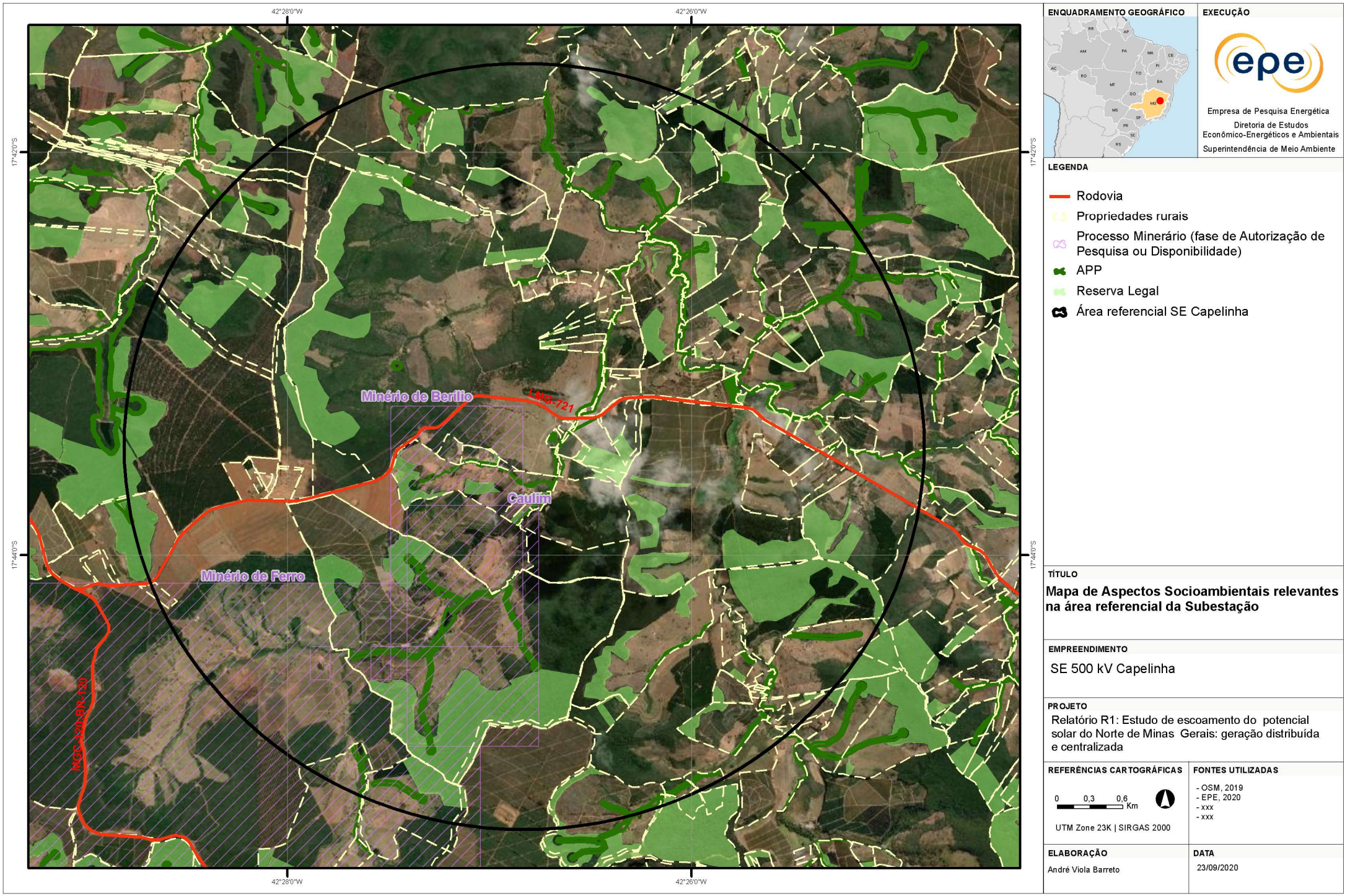


Figura 133 - Aspectos socioambientais relevantes na SE Capelinha

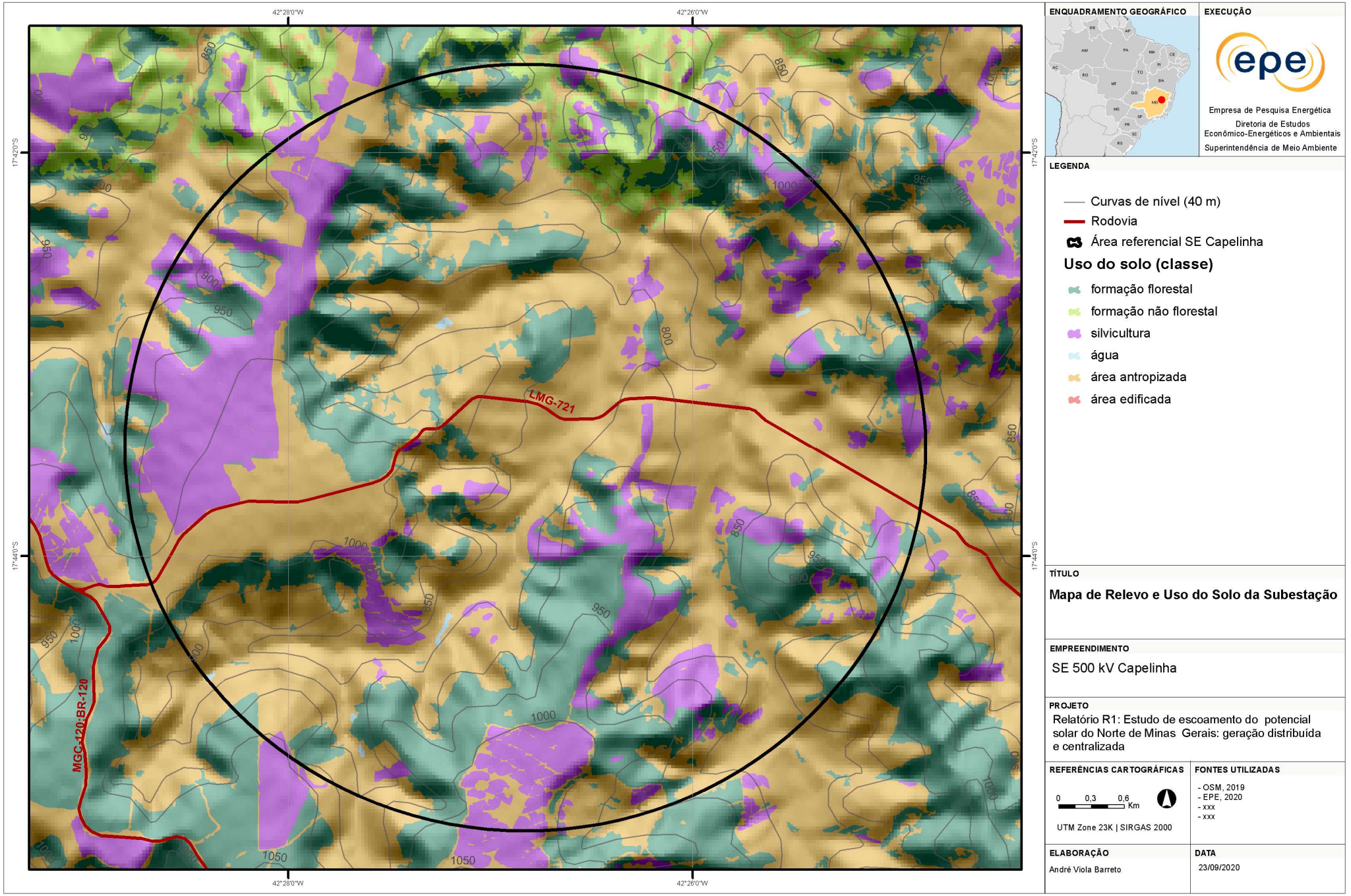


Figura 134 – Relevo e uso do solo da SE Capelinha

Processos minerários

No que diz respeito aos processos minerários, há **quatro polígonos** registrados na Agência Nacional de Mineração (ANM, 2019) que possuem sobreposição com a área referencial para a SE. Essas áreas se encontram em estágio de requerimento de pesquisa e disponibilidade e são correspondentes à exploração das substâncias Caulim, Minério de berílio e Minério de ferro (Tabela 68).

Tabela 68 – Processos minerários na área de referência da SE Capelinha

Fase/ Substância	Requerimento de pesquisa	Disponibilidade
Caulim		2
Minério de berílio	1	
Minério de ferro	1	

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 Capelinha:

- Considerar as dimensões da SE Capelinha estimadas pela equipe de elaboração do Relatório R4.
- Evitar interferência com a vegetação nativa, principalmente nas Áreas de Preservação Permanente e áreas destinadas às Reservas Legais das propriedades rurais, priorizando-se áreas já antropizadas.
- Buscar as áreas de relevo mais plano na área referencial.
- Na medida do possível, evitar as áreas de silvicultura consolidadas.
- Observar a presença de madeireira na porção oeste do buffer, os espaços designados para atividades de silvicultura, assim como as benfeitorias rurais, e evitar interferência direta sobre tais construções.
- Priorizar, se possível, a escolha de terrenos que incidam sobre um menor número de proprietários.

3.5 Área 5 – Espírito Santo

A Área 5 localiza-se no estado do Espírito Santo em área de domínio do bioma Mata Atlântica. Estão planejadas para essa área duas linhas de transmissão, sendo uma de 500 kV e outra de 345 kV, que somadas perfazem aproximadamente 83 km de extensão. A Figura 135 apresenta a Área 5 com os corredores das LTs planejadas.

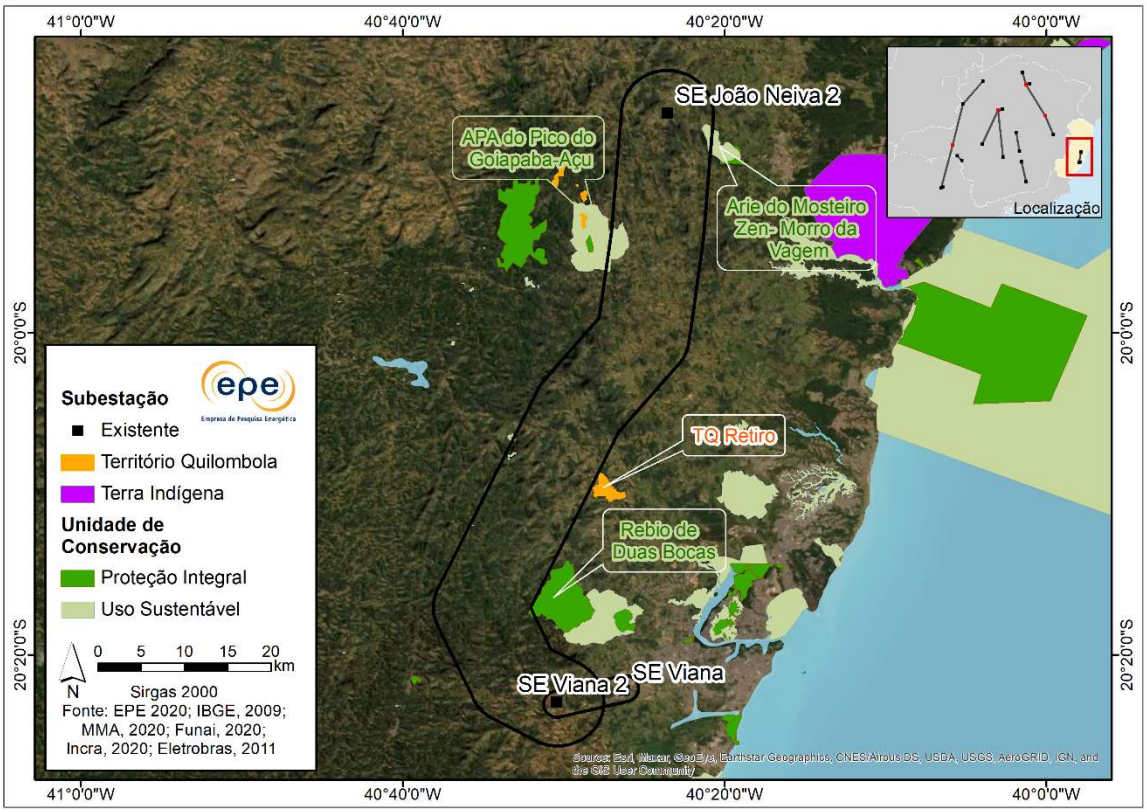


Figura 135 – Corredores das LTs planejadas na Área 5

A Tabela 69 apresenta os empreendimentos planejados que compõem o estudo na Área 5.

Tabela 69 - Empreendimentos planejados na Área 5

Empreendimentos Planejados	Tensão	Circuito	Extensão (km)	Largura do Corredor (Km)
LT João Neiva 2 - Viana 2	500 kV	C1	76	10
LT Viana 2 – Viana	345 kV	C3	7	3

3.5.1 LT 500 kV João Neiva 2 - Viana 2 C1

A ligação entre a SE planejada João Neiva 2 e a SE Viana 2 está prevista para ser realizada em um circuito simples de 500 kV.

Caracterização do corredor

O corredor selecionado para a LT 500 kV João Neiva 2 – Viana 2 C1 possui **10 km de largura** e seu eixo possui aproximadamente **76 km de extensão**. Para facilitar sua descrição e apresentação da análise socioambiental, a área do corredor foi dividida entre três trechos: sul, central e norte

Os principais motivadores para o delineamento do corredor foram: possibilitar traçados que desviam de polígonos de processos minerários em estágios avançados, projetos de assentamento, áreas urbanas e fragmentos de vegetação nativa; e distanciar-se de territórios quilombolas e unidades de conservação. Assim, a partir da SE João Neiva 2, o corredor segue inicialmente no sentido sul para na sequência seguir para sudoeste e, finalmente, para sudeste, de modo que o eixo do corredor desvie dos territórios quilombolas e contorne unidades de conservação até a SE Viana 2.

Infraestrutura e localização

O corredor proposto localiza-se no estado do Espírito Santo, e abrange **dez municípios** (Tabela 70).

Tabela 70 – Municípios atravessados pelo corredor da LT 500 kV João Neiva 2 – Viana 2 C1

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
ES	Litoral Norte Espírito-santense	Linhares	João Neiva
			Aracruz
			Ibiraçu
			Fundão
	Central Espírito-santense	Santa Teresa	Santa Teresa
MG	Norte de Minas	Janaúba	Santa Leopoldina
		Vitória	Serra
			Cariacica
		Montes Claros	Viana
		Afonso Cláudio	Domingos Martins

O corredor abrange as áreas urbanas de João Neiva, Ibiraçu, Fundão e partes de Viana. A SE João Neiva 2 tem previsão de localização a 2 km a oeste da BR-101 e a aproximadamente 1 km da área urbana de município homônimo, enquanto a SE Viana 2 situa-se às margens da rodovia BR-262 e a cerca de 5 km a leste da área urbana de Viana. As coordenadas das subestações do corredor são apresentadas na Tabela 71 a seguir.

Tabela 71 – Coordenadas das subestações do corredor da LT 500 kV João Neiva 2 – Viana 2 C1

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
João Neiva 2	Planejada[1]	19°46'21"S	40°23'33"O	João Neiva	ES
Viana 2	Existente	20°22'57"S	40°30'27"O	Viana	

[1]As coordenadas referem-se ao ponto central da DUP da subestação.

De forma geral, o sistema viário é constituído por rodovias federais, estaduais, municipais e por diversas estradas vicinais e vias secundárias que atendem áreas urbanas e as propriedades rurais. Assim, essa malha viária poderá ser utilizada para a implantação da futura LT, diminuindo o número de aberturas de acessos e seus respectivos impactos socioambientais negativos. A rodovia BR-101 cruza longitudinalmente os setores norte e central do corredor e a partir dela diversas vias secundárias seguem transversalmente. No trecho sul do corredor há importantes rodovias, dentre elas a BR-262, ES-254 e ES-080 e muitas vias rurais não pavimentadas (Figura 136).

Há **duas ferrovias** que interceptam o corredor: no trecho norte a Estrada de Ferro Vitória a Minas cruza longitudinalmente e, no trecho sul, um ramal da Ferrovia Centro Atlântica cruza transversalmente.

A LT 345 kV Padre Fialho - Vitória C1 cruza o trecho central e a LT 500 kV Mesquita – Viana passa pelo trecho sul do corredor. Não foram localizados empreendimentos de geração de energia dentro dos limites do corredor proposto.

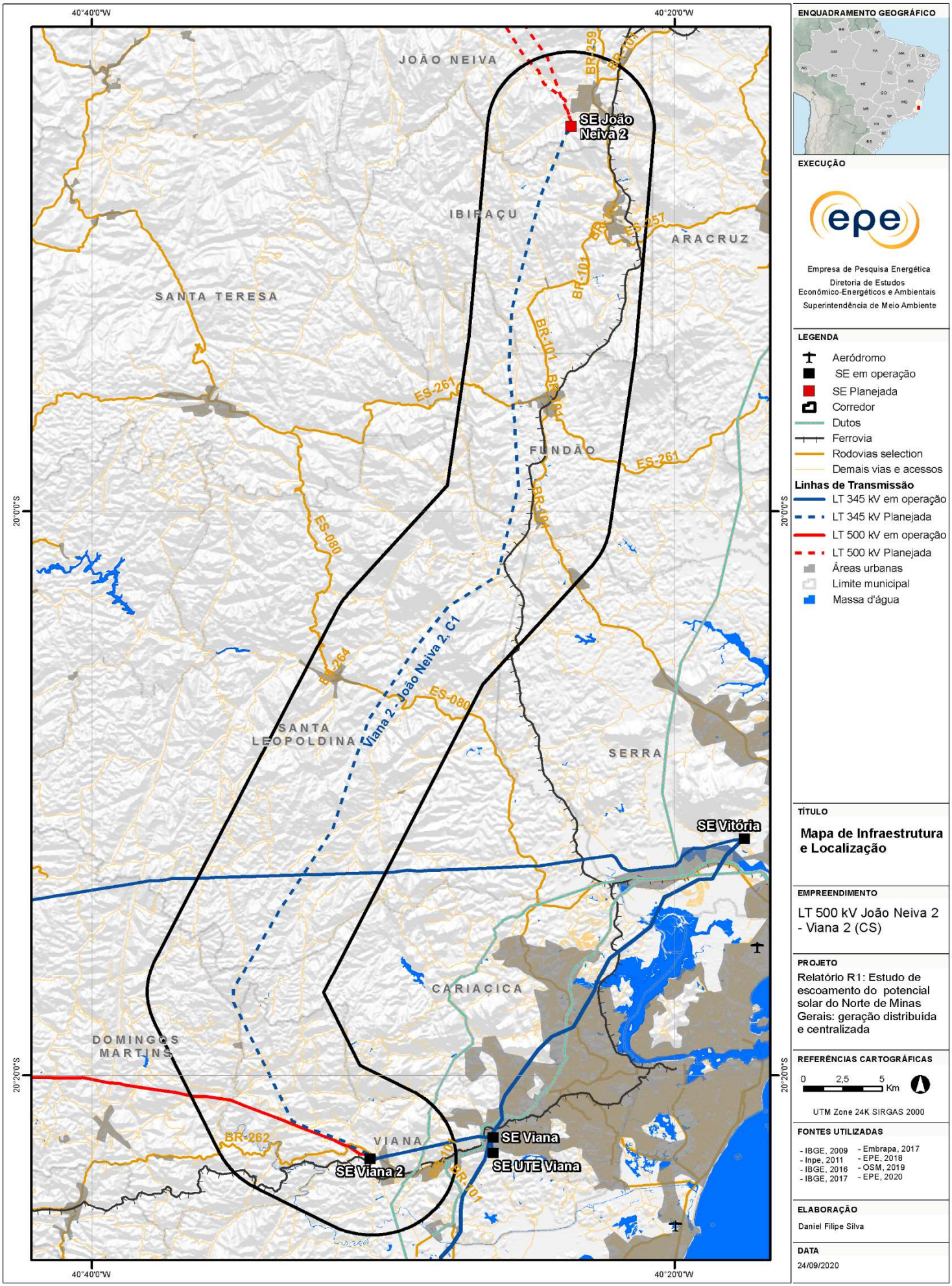


Figura 136 –Localização e infraestrutura no corredor da LT 500 kV João Neiva 2 – Viana 2 C1

Vegetação e uso do solo

De forma geral, o uso do solo no corredor é caracterizado por um mosaico de agricultura e pastagem com forte presença de fragmentos de vegetação de mata atlântica nas áreas de maior declividade e de topos de morro. As proporções das classes de uso são de certa forma desiguais pelo corredor, sendo que na região norte é perceptível a predominância de áreas de pastagens e de agricultura, enquanto na região sul é mais evidente a presença de fragmentos de mata atlântica, sendo a região central uma zona de transição, conforme ilustrado na Figura 137, Figura 138 e Figura 139.

Meio físico

Ao longo do corredor é predominante o relevo com declividades acentuadas e altitudes variando entre 50 a 850 metros. Na região norte do corredor o relevo se caracteriza por formações que variam de suave ondulado (3 a 8%) a montanhoso (45 a 75%). Já nas regiões central e sul, principalmente a partir da serra do Ramalhete, o relevo é predominantemente forte ondulado (20 a 45%) e montanhoso (45 a 75%), com exceção da área ao redor da SE Viana 2, com presenças de alguns pequenos trechos de áreas planas (0 a 3%). As áreas de maiores declividades, que compõem a maior do corredor proposto, podem representar grandes dificuldades para a construção da linha e viabilização de acessos e, também, eventualmente gerar interferências negativas sobre a paisagem.

Existe uma ampla rede de drenagem na área do corredor proposto, porém não há cursos d`água de grande caudal, apenas pequenos rios e córregos. Desse modo, importa registrar que não há cursos d'água que exijam travessias maiores que 600 m, incluindo as áreas de preservação permanente nas margens. Assim, é pouco provável que seja necessário o dimensionamento de torres especiais para a passagem da linha pelo curso d'água, mesmo caso o órgão licenciador não permita a implantação de torres na mata ciliar. Os principais cursos d`água que interceptam o corredor são os rios Jucu, no trecho sul, e Santa Maria, no trecho norte (Figura 140).

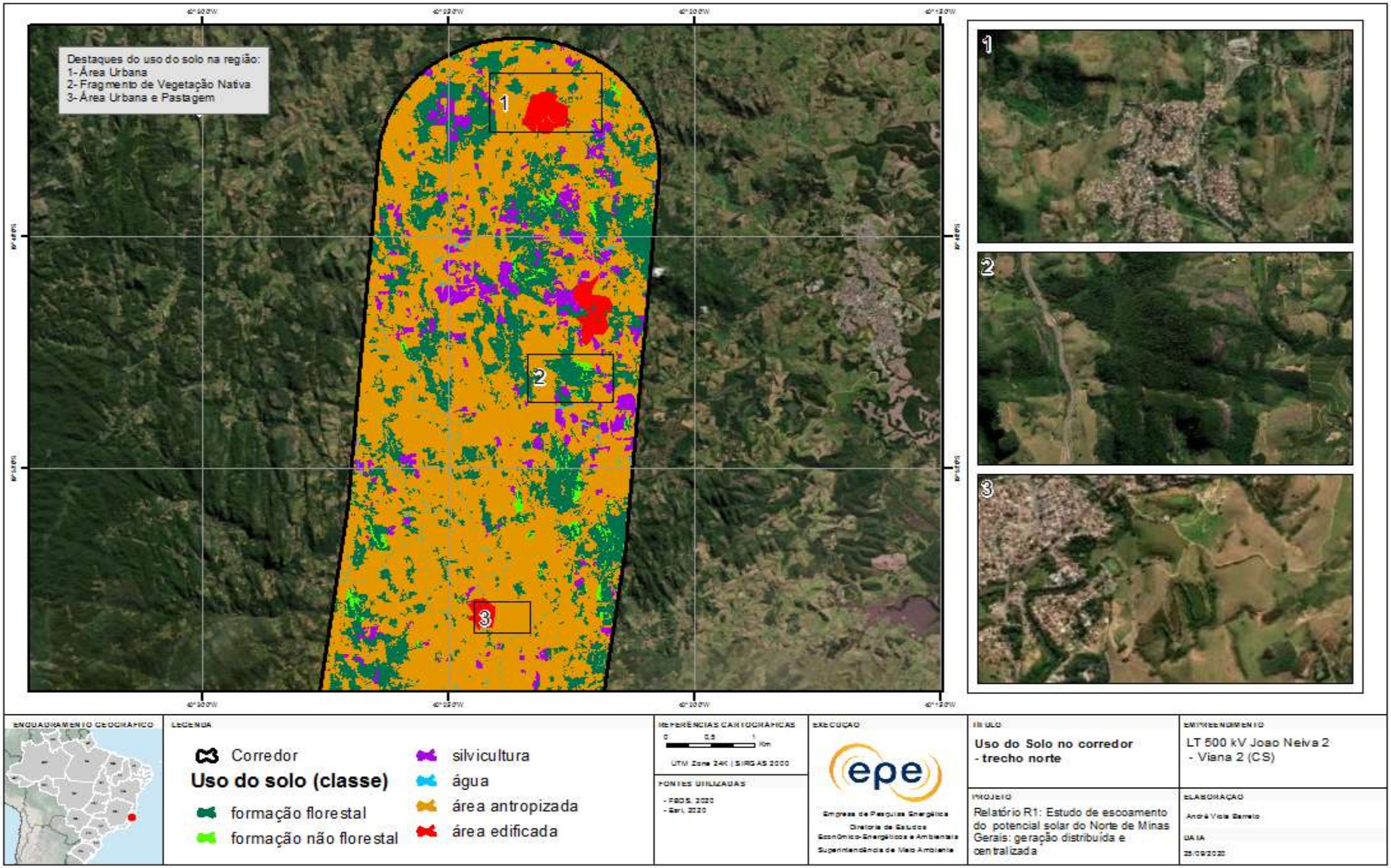


Figura 137 – Uso do solo no trecho norte do corredor da LT João Neiva 2 – Viana 2

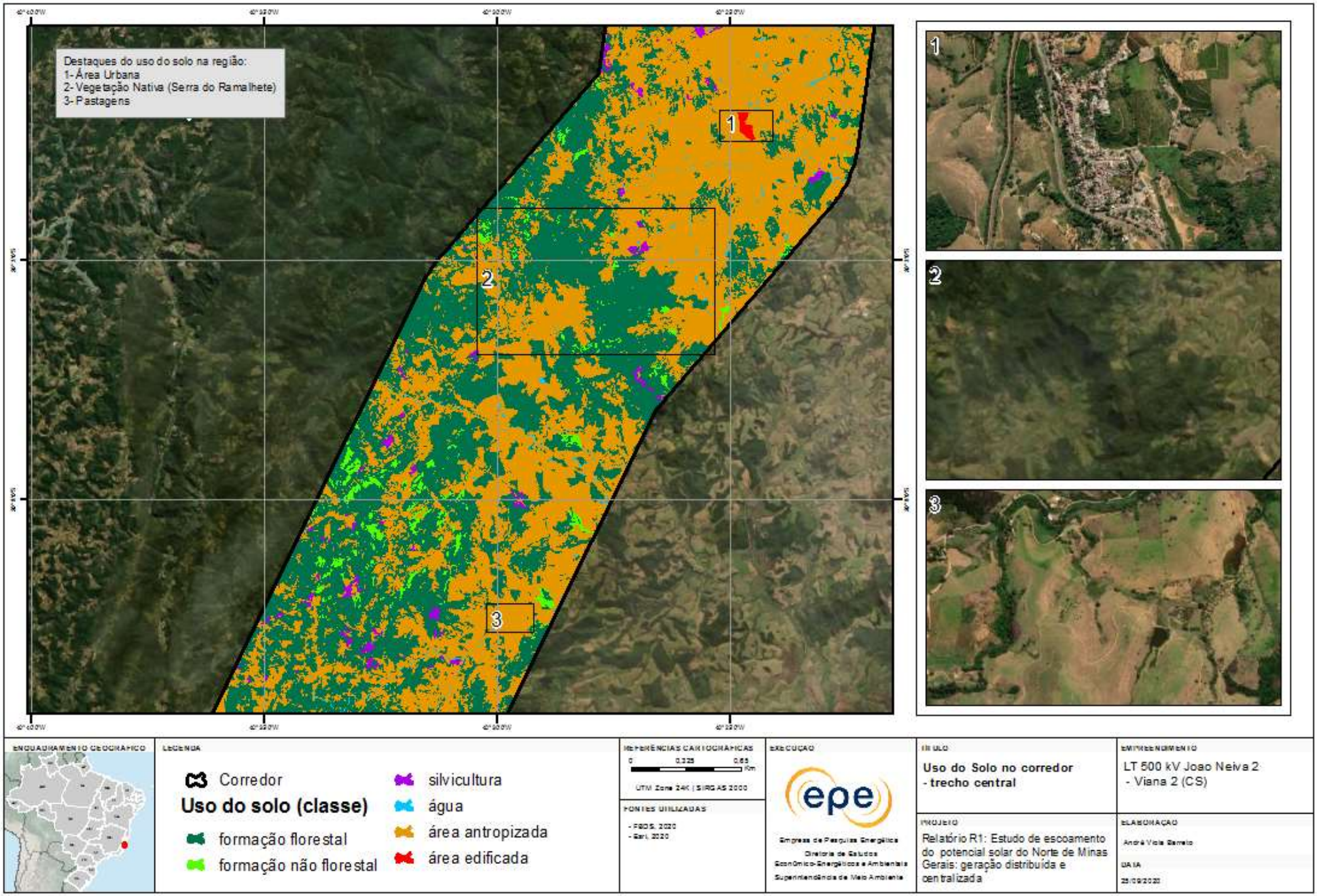


Figura 138 – Uso do solo no trecho central do corredor da LT João Neiva 2 – Viana 2 C1

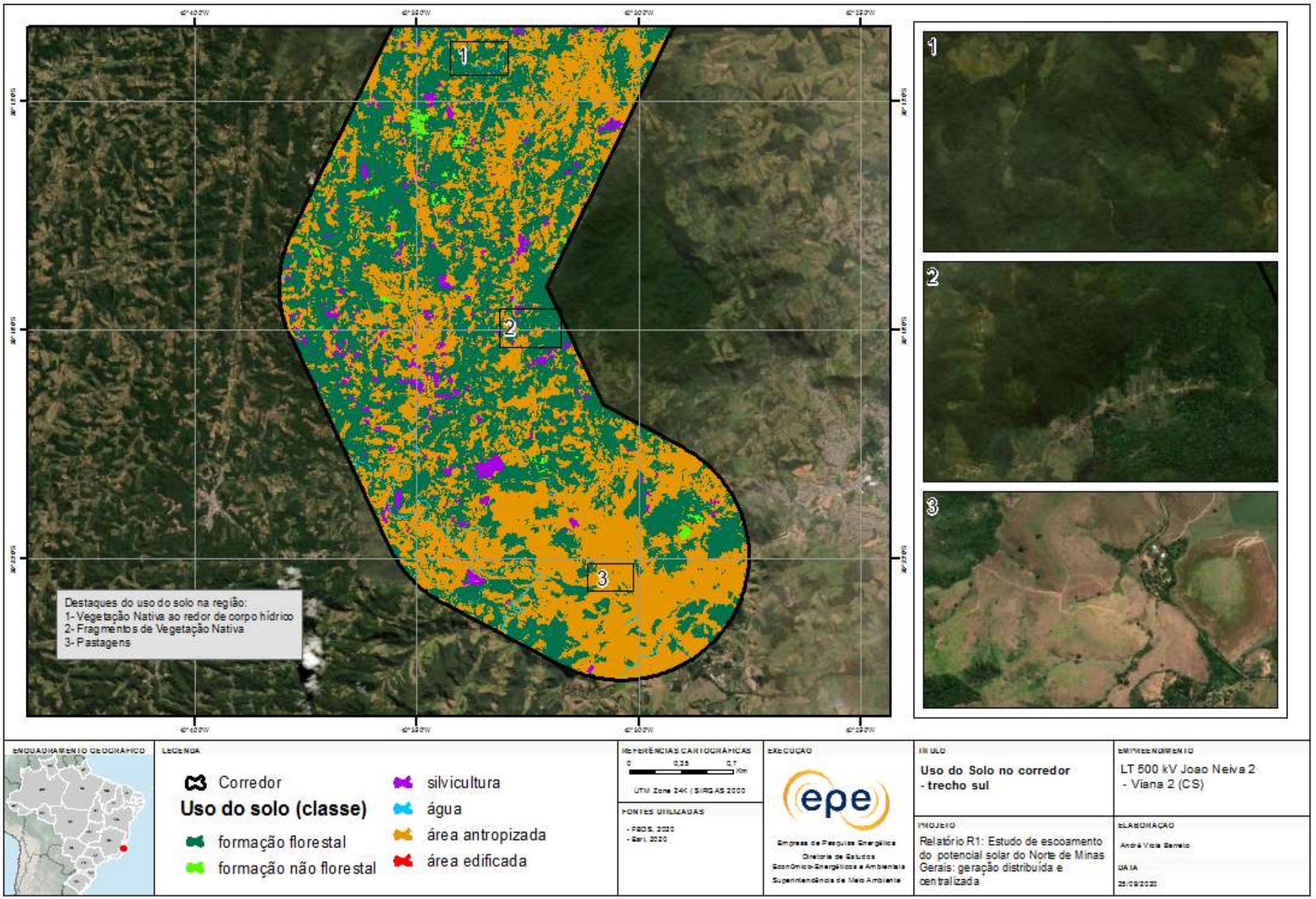


Figura 139 – Uso do solo no trecho sul do corredor da LT João Neiva 2 – Viana 2 C1

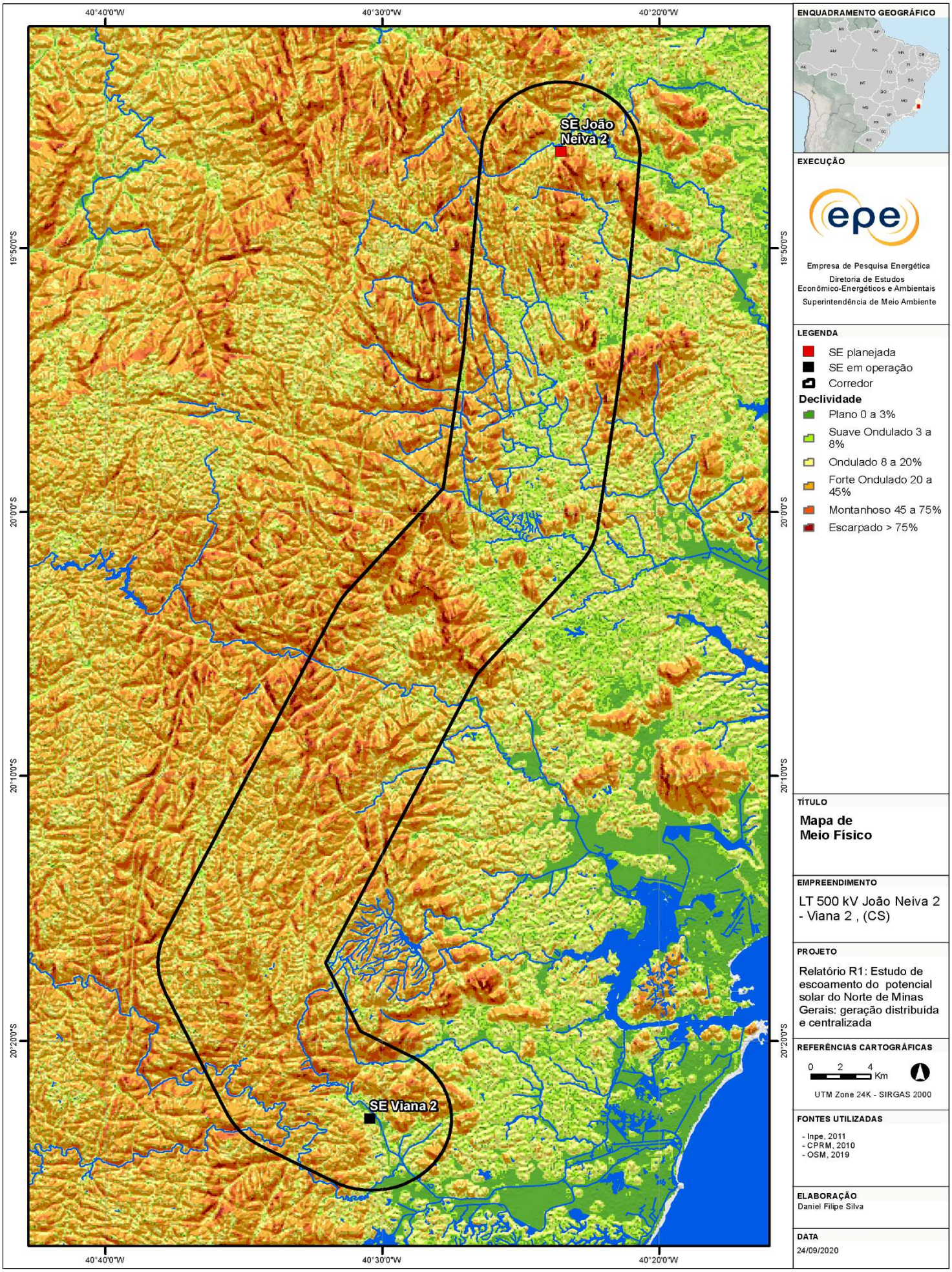


Figura 140 - Meio Físico no corredor da LT 500 kV João Neiva 2 – Viana 2 C1

Processos minerários

A área abrangida pelo corredor é objeto de 212 processos minerários registrados na ANM (2019), que se concentram por toda sua extensão, pois esta região do estado do Espírito Santo é grande produtor de granito. A maioria dos processos, cerca de 137, está na fase de Autorização de Pesquisa e há também 48 requerimentos de pesquisa, 12 disponibilidades, sete licenciamentos e oito concessões de lavra (Figura 141). Com relação as substâncias, há 134 processos referentes a exploração de granito, 36 referentes a areia, sete referentes a minério de ouro e 35 referentes a outras substâncias (Figura 142). Apesar de existir diversos processos minerários e de não haver possibilidade de implantar a futura LT sem que haja interferência em alguns deles, existe a possibilidade de interferir em processos nas fases iniciais e de substâncias menos valiosas

Áreas protegidas e com restrições legais

De acordo com a base de dados consultada, na área do corredor não há registro de terra indígena e território quilombola (Figura 143).

Embora não haja territórios quilombolas dentro dos limites do corredor, o território Retiro, no município de Santa Leopoldina, está localizado junto ao limite leste da região central do corredor. Já o território São Pedro está localizado a 3 km a oeste do trecho norte. Sendo assim, em duas regiões do corredor há sobreposição da zona de referência a menos de 5 km dos territórios, que é a distância considerada como referência para a realização de estudo específico sobre comunidades quilombolas, que inclui diagnóstico, avaliação de impactos, medidas e programas, conforme Anexo I da Portaria Interministerial n°60, de 2015. Mesmo assim, há espaço dentro do corredor para desvio destas áreas de referência.

O corredor engloba áreas da APA do Pico do Goiapaba-Açu (trecho norte), da Rebio de Duas Bocas (trecho sul) e das RPPNs Rancho do Chapadão I e II e Dois Irmãos (trecho central). Outras duas unidades estão próximas aos limites do corredor; são elas: PNM do Aricanga, junto ao limite leste do trecho norte; PNM Goiapaba-Açu a 2 km a oeste do trecho norte e a APA do Monte Mochuara, a 1,5 km a leste do trecho sul. Não foram localizados os planos de manejos dessas unidades de conservação.

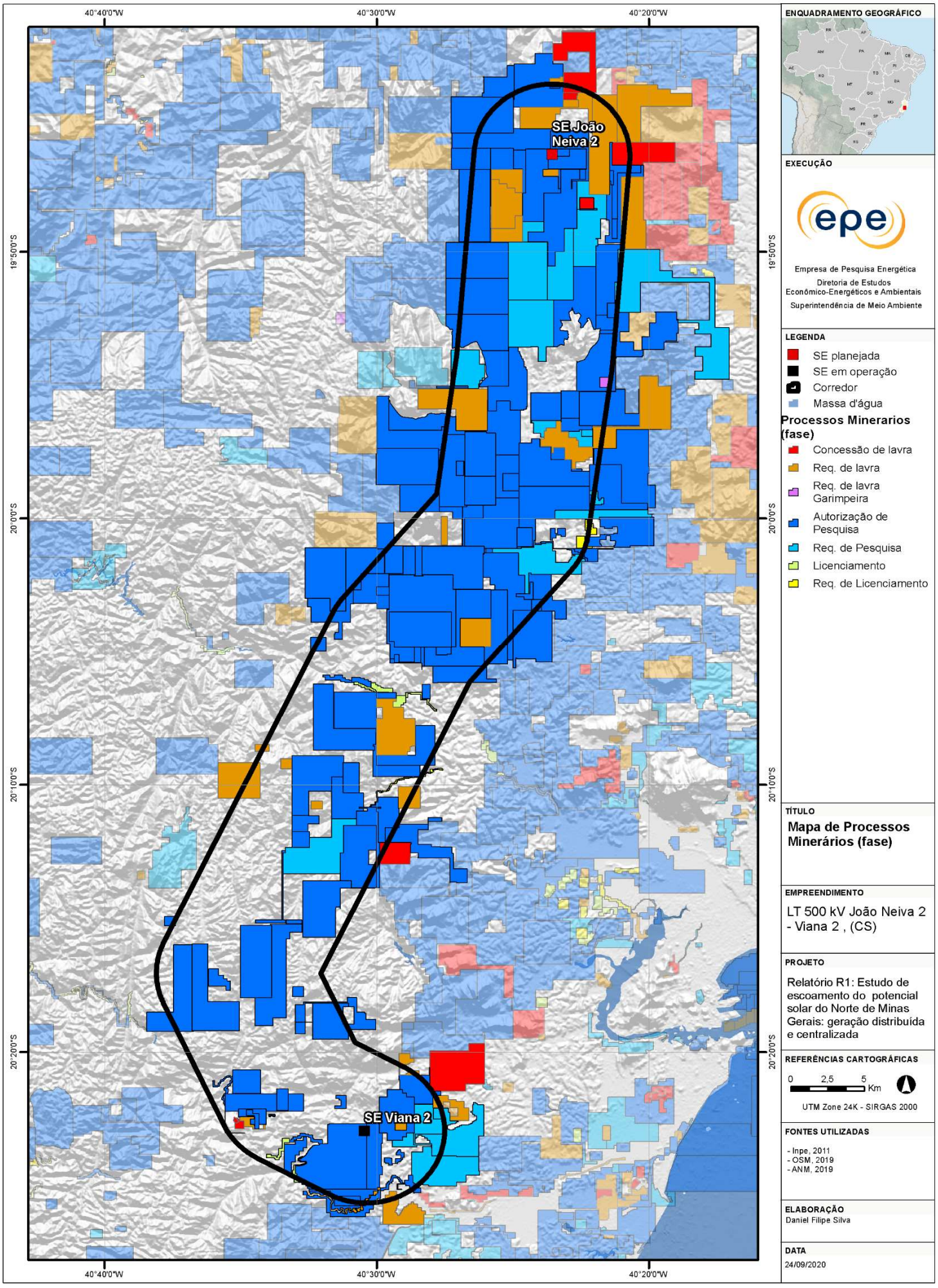


Figura 141 - Fases dos Processos Minerários no corredor da LT 500 kV João Neiva 2 – Viana 2 C1

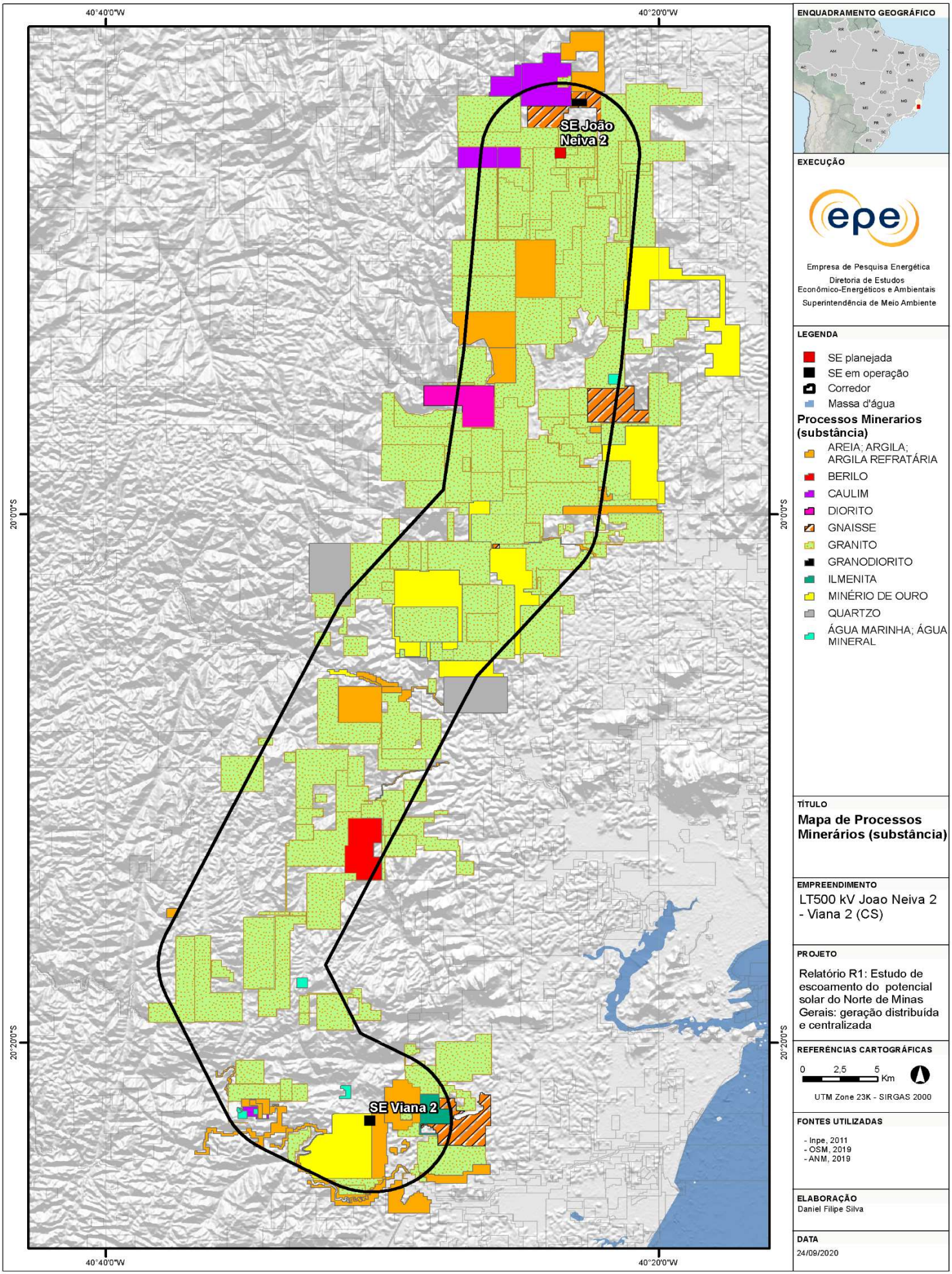


Figura 142 - Substâncias dos Processos Minerários no corredor da LT 500 kV João Neiva 2 – Viana 2 C1

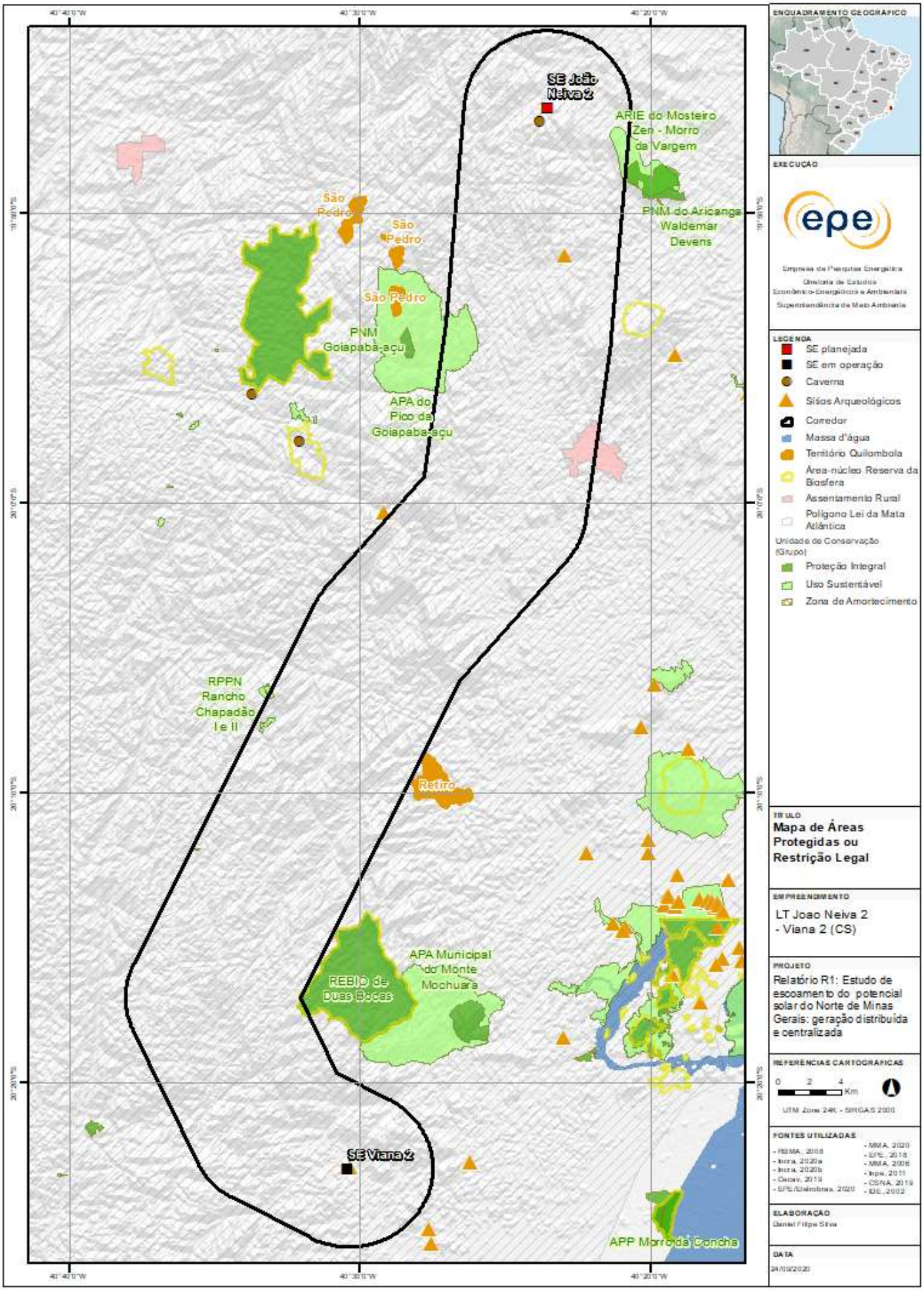


Figura 143 - Áreas protegidas e com restrições legais no corredor da LT 500 kV João Neiva 2 – Viana 2 C1

A aproximadamente 1 km a sudoeste do ponto planejado para a SE João Neiva 2, foi identificada a existência de **uma cavidade natural** (Caverna Abrigo C2), sendo que a maior parte do corredor é classificada como de grau muito alto de potencialidade de ocorrência de cavidades naturais (Cecav, 2012).

Vale destacar, também, a presença de **sítios arqueológicos cadastrados** no Iphan (2019) no município de Ibiraçu. Em consulta ao sítio do Iphan, foram identificados outros sítios arqueológicos não georreferenciados nos municípios cortados pelo corredor, que podem estar localizados dentro da área do corredor.

Consta **um assentamento rural** (Projeto de Assentamento Piranema) no corredor e que, devido a sua localização no limite leste do trecho norte, haverá pouca possibilidade de interferência pela futura LT.

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 das subestações, proposto pela equipe de elaboração do respectivo Relatório R4, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.

- 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 e atentando para as implicações da Lei da Mata Atlântica (Lei n° 11.428, de 22 de dezembro de 2006, regulamentada pelo Decreto n° 6.660/08), que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma Mata Atlântica.

- 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 de substâncias ouro, quartzito e granito.

- Manter o distanciamento mínimo de 250 m das cavernas presentes no corredor, localizadas principalmente no trecho norte do corredor, considerando o disposto no artigo 4° da Resolução Conama 347/2004.

- Buscar desvio do assentamento rural presente no corredor.
- Minimizar o cruzamento com os cursos d'água presentes no corredor.
- Desviar o traçado das áreas urbanas presentes no corredor, além das áreas de concentração de habitações e benfeitorias rurais.
- Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.

3.5.2 LT 345 kV Viana 2 – Viana C3

A ligação entre a SE Viana 2 e a SE Viana (ambas estão em operação) está prevista para ser realizada em **um circuito simples de 345 kV**. O eixo do corredor possui **extensão de aproximadamente 7 km e largura de 3 km**.

Os principais motivadores para o delineamento do corredor foram: possibilitar o paralelismo com os circuitos existentes entre as duas SEs, menor extensão da LT, possibilitar a passagem da LT fora da unidade de conservação e buscar passagem por áreas com menos ocupação urbana.

Infraestrutura e localização

O corredor da LT 345 kV Viana 2 – Viana C3 localiza-se integralmente no município de Viana, na Região Metropolitana de Vitória, no estado do Espírito Santo.

O corredor abrange diferentes partes da área urbana de Viana. Abrange ainda áreas industriais e o complexo penitenciário de Viana.

A SE Viana 2 está localizada às margens da rodovia BR-262, aproximadamente a 1,5 km do centro de Viana, enquanto a SE Viana se situa às margens da rodovia BR-101, no bairro Areinha, a cerca de 7 km da sede municipal de Viana. As coordenadas das subestações do corredor são apresentadas na Tabela 72 a seguir.

Tabela 72 – Coordenadas das subestações do corredor da LT 345 kV Viana 2 – Viana C3

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Viana	Em operação	20°22'9.91"S	40°26'13.38"O	Viana	ES
Viana 2	Em operação	20°22'57"S	40°30'27"O	Viana	ES

O corredor apresenta bom **apoio rodoviário**. As rodovias federais BR-262 e BR-101 e algumas vias secundárias poderão ser utilizadas para a implantação da futura LT, diminuindo o número de aberturas de acessos e seus respectivos impactos socioambientais negativos. Os acessos utilizados para manutenção dos circuitos existentes da LT 345 kV Viana 2 – Viana também poderão ser utilizados como vias de acesso para implantação e manutenção da futura LT (Figura 144).

A **ferrovia Centro Atlântica** está sobreposta pelo corredor, em grande parte, de forma paralela ao eixo do corredor e deve ser atravessada pela futura LT nas proximidades da SE Viana.

Dois gasodutos, Gascav (Cabiúnas-Vitória) e Gasvit (Serra-Viana) são atravessados pelo corredor e deverão ser sobrepostos pela futura LT.

O corredor acompanha, ao longo de sua extensão, o traçado das LTs existentes e que fazem a conexão entre as SEs Viana e Viana 2. Há também outras LTs planejadas e existentes, de diferentes tensões, que chegam até as SEs que serão interligadas pela futura LT. Com relação às **LTs existentes**, o quantitativo é de sete (Tabela 73).

Tabela 73 – Linhas de transmissão abrangidas pelo corredor da LT 345 kV Viana 2 – Viana C3

Status	Tensão (kV)	Interligação
Existente	345	LT Rio Novo do Sul – Viana, C1
		LT Rio Novo do Sul – Vitória, C1
		LT Viana – Viana 2, C1
		LT Viana – Viana 2, C2
		LT Viana – Vitória, C1
		LT UTE Viana – Viana, C1
	500	LT Mesquita – Viana 2, C1
Planejada	345	LT Viana 2 – João Neiva 2, C1

De acordo com as informações disponíveis, foi observada a sobreposição com a **LT planejada** LT 345 kV Viana 2 - João Neiva 2, C1. O traçado dessa LT possui declaração de utilidade pública (DUP) e deverá ser considerado quando da elaboração do traçado da futura LT (Figura 144). Deve-se atentar também para a LT 500 kV João Neiva 2 – Viana 2, cuja análise socioambiental integra este Relatório R1.

De acordo com dados da Aneel (2020), apenas a UTE Viana, em operação, foi identificada na área do corredor (Figura 144). Pela localização da UTE, tal empreendimento não deverá interferir no traçado da futura LT.

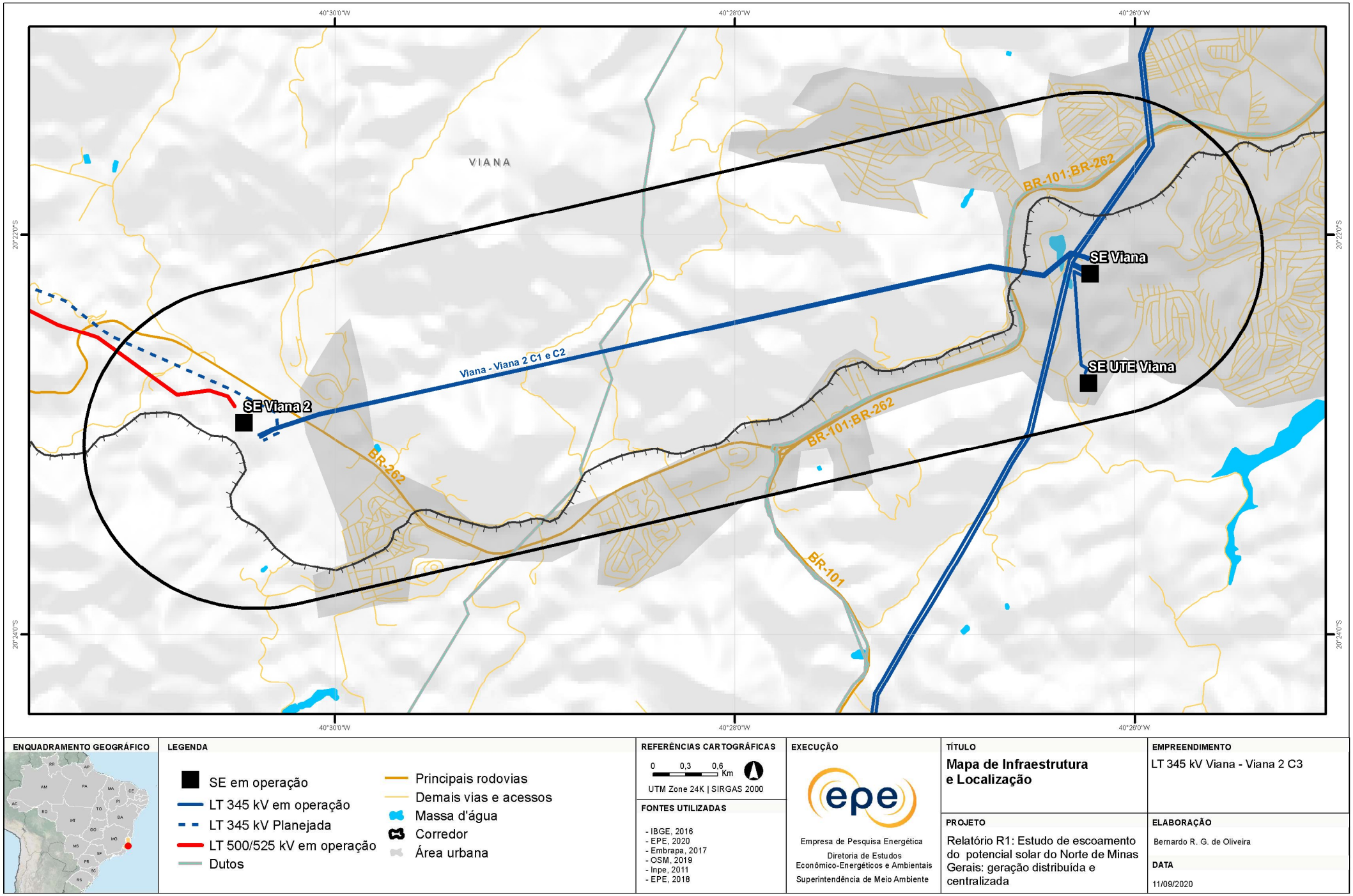


Figura 144 – Infraestrutura e Localização no corredor da LT Viana 2 – Viana C3

Vegetação e uso do solo

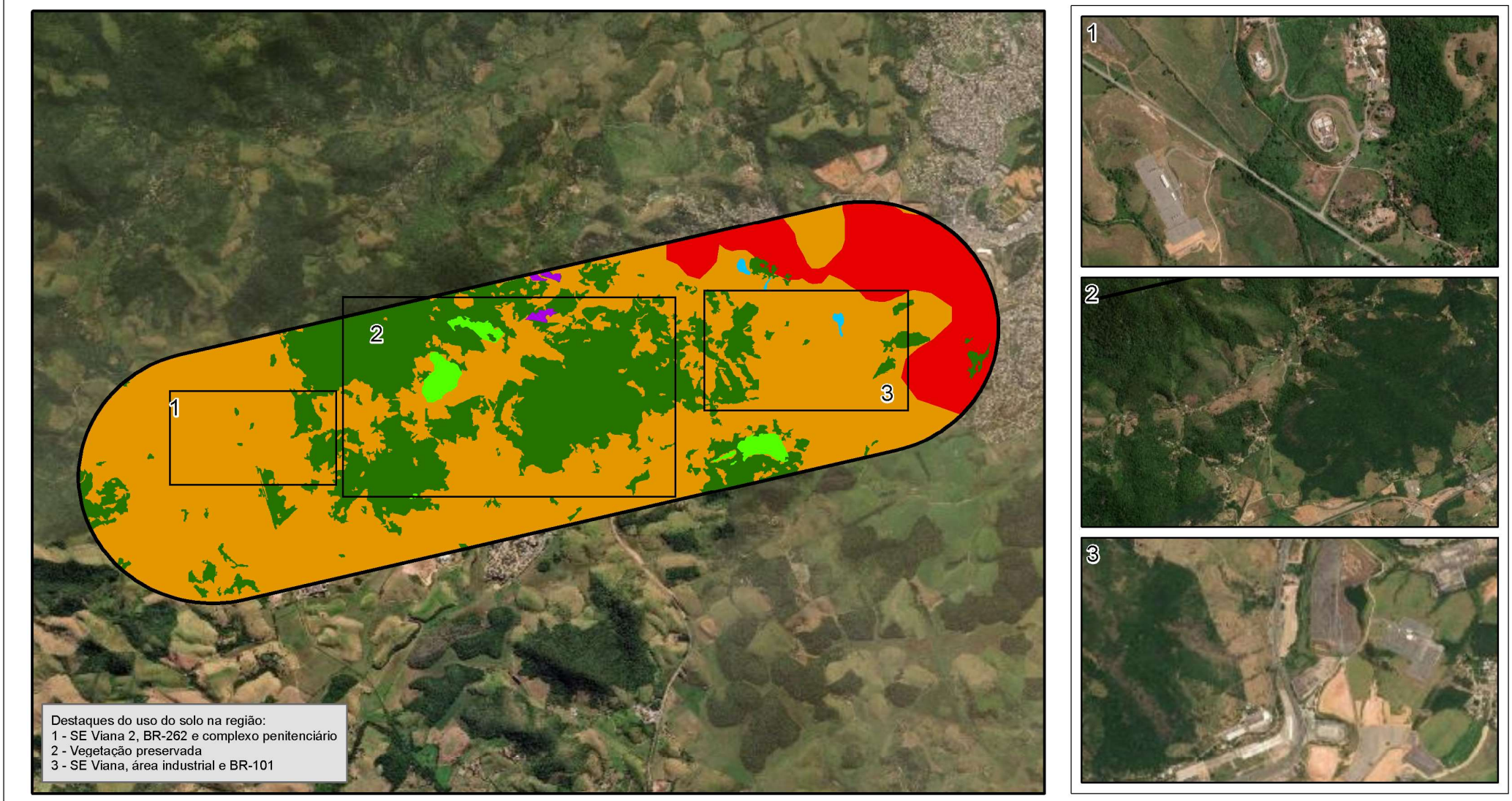
De forma geral, o uso do solo no corredor é caracterizado pela predominância de vegetação florestal preservada, na parte central do corredor, e, nas extremidades, predominam áreas antropizadas com a presença de pastagens e áreas urbanizadas. Destaca-se ainda a presença de um complexo penitenciário nas proximidades da SE Viana 2 e de áreas industriais no entorno da SE Viana. A vegetação nativa está majoritariamente localizada na parte central do corredor (Figura 145).

O corredor está localizado no bioma Mata Atlântica e se sobrepõe a áreas de vegetação nativa abrangidas pelo polígono da lei da Mata Atlântica (Lei n° 11.428, de 22 de dezembro de 2006, que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma Mata Atlântica, regulamentada pelo Decreto nº 6.660/08), que estão predominantemente associadas às áreas de relevo montanhoso, especialmente no trecho central. A vegetação nativa presente no corredor pertence à fitofisionomia Floresta Ombrófila Densa.

De acordo com dados da FBDS (2020), as classes de ocupação e uso do solo predominantes ao longo do corredor são as áreas antropizadas e a formação florestal. Tais classes representam mais de 87% da área total do corredor (Tabela 74).

Tabela 74 – Distribuição de classes de uso do solo no corredor da LT 345 kV Viana 2 – Viana C3

Classe de uso do solo	Percentual de ocorrência no corredor
Água	0,1
Área antropizada	60,6
Área edificada	10,5
Formação florestal	27,3
Formação não florestal	1,3
Silvicultura	0,2



ENQUADRAMENTO GEOGRÁFICO

LEGENDA

Corredor

Uso do Solo

- Formação florestal
- Formação não florestal
- Silvicultura
- Água
- Área antropizada
- Área edificada

REFERÊNCIAS CARTOGRÁFICAS

0 0,15 0,3 Km

UTM Zone 24K | SIRGAS 2000

FONTES UTILIZADAS

- FBDS, 2020
- Esri, 2020

EXECUÇÃO

Empresa de Pesquisa Energética
Diretoria de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Superintendência de Meio Ambiente

TÍTULO

Uso do Solo no corredor

EMPREENDIMENTO

LT 345 kV Viana 2 - Viana, C3

PROJETO

Relatório R1: Estudo de escoamento do potencial solar do Norte de Minas Gerais: geração distribuída e centralizada

ELABORAÇÃO

André Viola Barreto

DATA

28/09/2020

Figura 145 – Uso do solo no corredor da LT 345 kV Viana 2 – Viana C3

Meio físico

De acordo com a CPRM (2010), as unidades de relevo predominantes ao longo do corredor são associadas aos domínios montanhoso, e de planícies e colinas suaves (Figura 146). No trecho central do corredor, ocorrem formas de relevo mais movimentadas e que podem representar certa complexidade construtiva na implantação da futura LT. Nas proximidades das SEs, predominam as planícies e colinas suaves que não deverão acarretar complexidades construtivas e de implantação de acessos para a passagem da linha.

As declividades existentes na parte central do corredor são bastante expressivas, típicas de relevo forte ondulado e montanhoso. Por sua vez, a declividade nas proximidades das SEs é suave.

Os cursos d'água presentes no corredor são córregos pequenos e que não representarão dificuldades para a passagem da linha nas travessias sobre os cursos d'água.

Processos minerários

A área abrangida pelo corredor é objeto de **12 processos minerários** registrados na ANM (2019). Aproximadamente seis polígonos são passíveis de desvio (Figura 147). Há maior participação das substâncias granito e areia (Tabela 75). Com relação àqueles que se encontram em estágios mais avançados, os quantitativos são, em ordem crescente de restrição a interferências e de acordo com a categoria/fase: quatro em autorização de pesquisa, três em requerimento de lavra e um **em concessão de lavra**.

Tabela 75 - Processos minerários no corredor da LT 345 kV Viana 2 – Viana C3

Fase/ Substância	Autorização de pesquisa	Concessão de lavra	Req. de lavra	Req.de pesquisa	Total Geral
Granito	1	1	3	1	**6**
Areia	1			1	**2**
Argila	1				**1**
Gnaisse				1	**1**
Ilmenita				1	**1**
Minério de Ouro	1				**1**
Total Geral	**4**	**1**	**3**	**4**	**12**

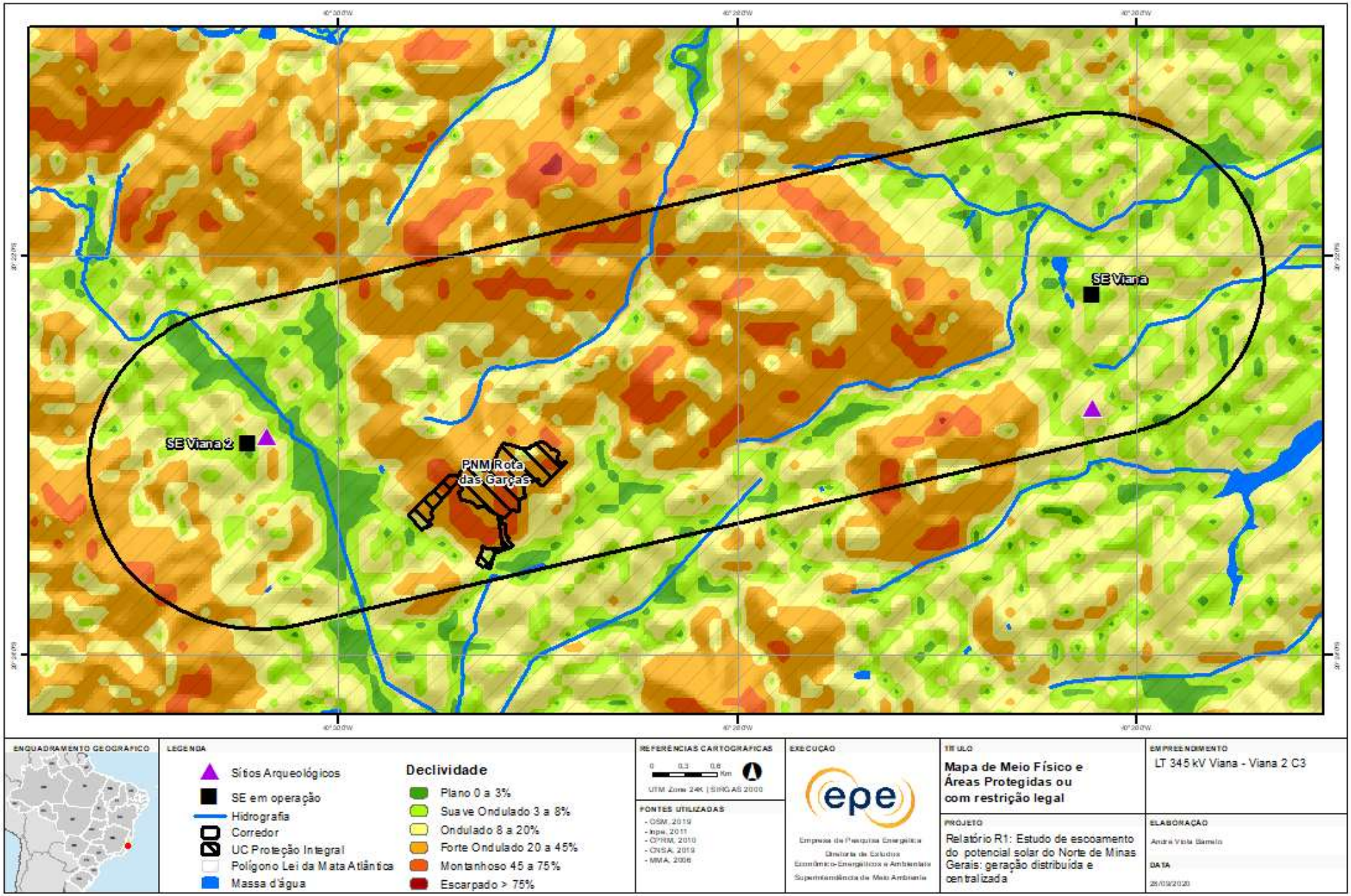


Figura 146 – Meio Físico e Áreas Protegidas no corredor da LT 345 kV Viana 2 – Viana C3

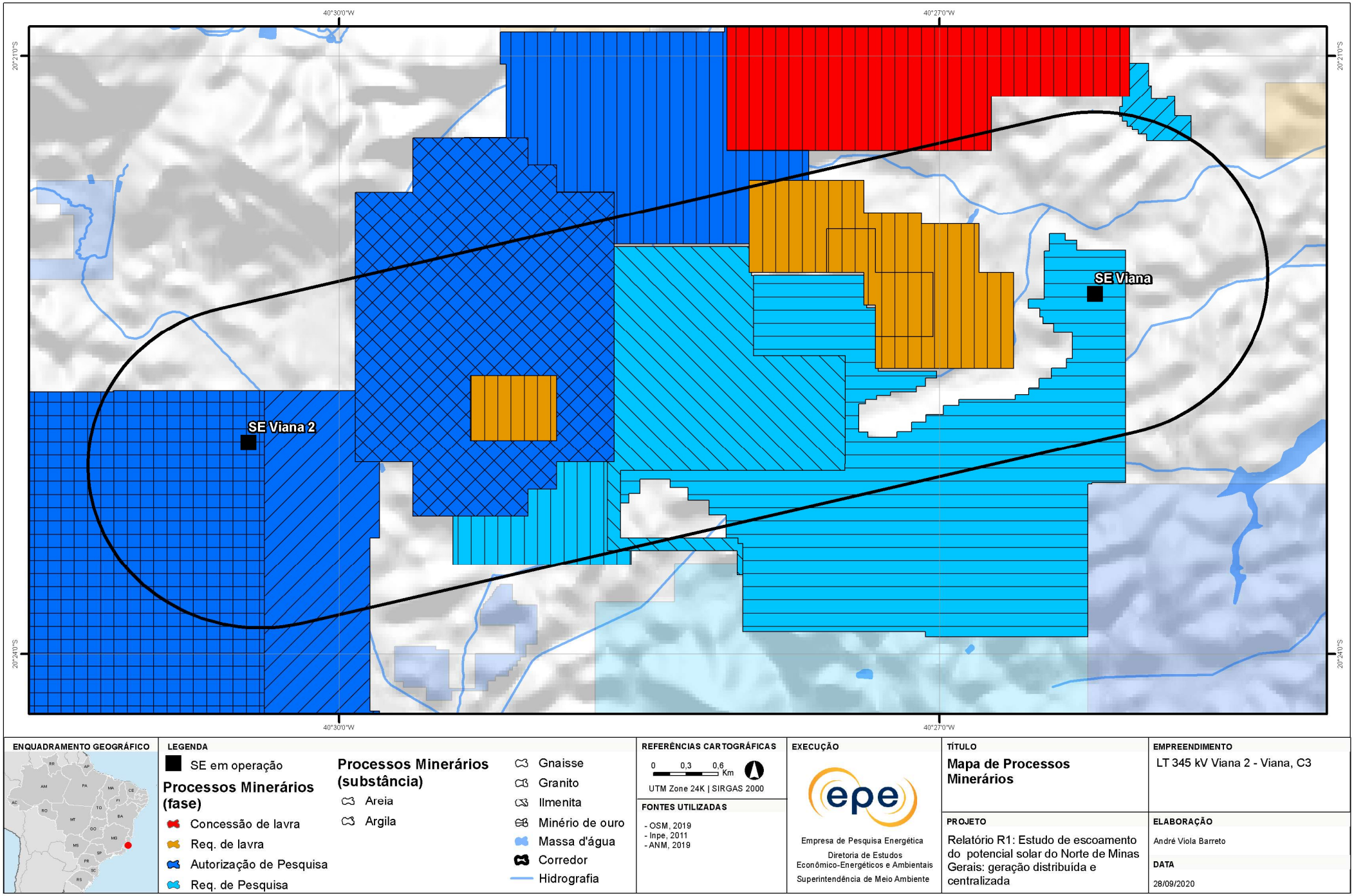


Figura 147 – Processos Minerários no corredor da LT 345 kV Viana 2 – Viana C3

Áreas protegidas e com restrições legais

De acordo com consulta realizada no Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos, acessado por meio do *site* do Iphan, foram identificados **cinco sítios georreferenciados** no município de Viana. Dois sítios estão localizados dentro do corredor, o sítio Viana II localizado nas proximidades da SE Viana 2, e o sítio Areinha de Viana, ambos podendo ser evitados pelo traçado da futura LT (Figura 146).

O corredor sobrepõe o PNM Rota das Garças, única unidade de conservação do município de Viana. O parque, criado pelo Decreto municipal n. 23 de 2002, com 68 mil metros quadrados, já teve várias ampliações e atualmente conta com mais de 400 mil metros quadrados de área (PMV, 2019). O corredor possibilita que o traçado da futura LT seja delineado fora dos limites dessa UC.

Não foi identificada no corredor a presença de terras indígenas, terras quilombolas, cavidades naturais e assentamentos rurais

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 os arranjos planejados para as SEs existentes, propostos pela equipe de elaboração dos respectivos Relatórios R4, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.

- Buscar informações no plano diretor municipal de forma a atender o zoneamento estabelecido e minimizar as interferências em áreas de expansão urbana.

- Evitar interferência com a Unidade de Conservação Parque Natural Municipal Rota das Garças e buscar informações no plano de manejo da UC.

- Evitar interferência com os sítios arqueológicos situados no corredor.

- Desviar, na medida do possível, e minimizar as interferências nos remanescentes de vegetação nativa sobrepostos pelo corredor e evitar interferência com as Áreas de Preservação Permanente, priorizando-se áreas já antropizadas e atentando para as implicações da Lei da Mata Atlântica (Lei n° 11.428, de 22 de dezembro de 2006,

regulamentada pelo Decreto n° 6.660/08), que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma Mata Atlântica.

- Evitar, se possível, sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, desviando preferencialmente daqueles que se encontram em estágios mais avançados.
- Desviar o traçado das áreas urbanas presentes no corredor, além das áreas de concentração de indústrias e do complexo penitenciário.
- Considerar a localização das Linhas de Transmissão existentes e planejadas, minimizando o número de cruzamentos e priorizando o paralelismo, quando possível.
- Atentar para a presença de dutos sobrepostos pelo corredor.

4 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Alexandre, J. M. As Áreas de Proteção Especial em Minas Gerais. Disponível em: https://melocamposadvogados.com.br/as-areas-de-protecao-especial-em-minas-gerais/. Acesso em: agosto de 2020.

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 2020.

Anac. Agência Nacional de Aviação Civil, 2018. 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 2020.

Aneel. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2020. Painel de Acompanhamento dos Empreendimentos de Transmissão - LT 345 kV Itabirito 2 – Jeceaba, C2. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/relatoriosrig/(S(kb2zss3wud54u1hi2t1upckd))/relatorio.aspx?folder=sfe/Monitoramento/Transmissao&report=EmpreendimentoIndiv#P0552b81e9c5b47e18c1c50a60e545d25_2_436 Acesso em: setembro de 2020.

____. Agência Nacional de Energia Elétrica. Despacho nº 1.681, de 9 de junho de 2020. Disponível em: https://biblioteca.aneel.gov.br/. Acesso em: setembro de 2020.

____. Agência Nacional de Energia Elétrica. SIGA DRS Demais e EVTE 04092020 (Planilha do Microsoft Excel). Disponível em: https://bit.ly/33Fx31. Acesso em: setembro de 2020.

ANM. Agência Nacional de Mineração, 2019. Processos Minerários (arquivos vetoriais). Disponível em: http://www.anm.gov.br/assuntos/ao-minerador/sigmine. Acesso em: maio de 2019.

Decea. Departamento de Controle do Espaço Aéreo, 2015. Portaria n° 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.

CBH Rio das Velhas. Comitê da Bacia Hidrográfica do Rio das Velhas. Plano Diretor de Recursos Hídricos da Bacia Hidrográfica do Rio das Velhas 2015: Resumo Executivo. Comitê da Bacia Hidrográfica do Rio das Velhas. Disponível em: https://cbhvelhas.org.br/plano-diretor-cbh-velhas/. Acesso em : setembro de 2020.

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, 2019. Cavidades Naturais Subterrâneas Brasileiras. Cadastro Nacional de Informações Espeleológicas (CANIE). Disponível em: http://www.icmbio.gov.br/cecav/canie.html. Acesso em: julho de 2019.

CEMIG. Companhia Energética de Minas Gerais. Estudos de Inventário Hidrelétrico da Bacia do Rio São Francisco: Relatório Final. Belo Horizonte, 1987.

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.

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, 2015. Identificação e Classificação de Potenciais Reservatórios de Regularização no SIN. Série Estudos de Planejamento da Expansão da Geração, Nº EPE-DEE-DEA-RE-001/2015-r0. Rio de Janeiro, 2015.

___. 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: julho de 2020.

___. Empresa de Pesquisa Energética, 2020a. 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: julho de 2020.

___. Empresa de Pesquisa Energética, 2020b. Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro - Web Map EPE. Usinas Solares Fotovoltaicas. Disponível em: https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe/. Acesso em: julho de 2020.

ESRI. Environmental Systems Research Institute. Arcgis Desktop 10.7.1. Disponível em: https://www.esri.com/en-us/home. Acesso em: setembro de 2020.

Euclydes, A. C. P. O que há de especial na proteção dos mananciais? Um estudo sobre as Áreas de Proteção Especial – APEs – do Eixo Sul da Região Metropolitana de Belo Horizonte. Geografias: artigos científicos. Belo Horizonte 07(1) 29-43 janeiro-junho de 2011. Disponível em: https://periodicos.ufmg.br/index.php/geografias/article/download/13306/10538/. Acesso em: agosto de 2020.

FBDS. Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável, 2018. Mapeamento em Alta Resolução dos Biomas Brasileiros. Disponível em: http://geo.fbds.org.br/. Acesso em: setembro de 2020.

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: setembro de 2020.

Funai. Fundação Nacional do Índio, 2020. Delimitação das Terras Indígenas do Brasil. Disponível em: http://www.funai.gov.br/index.php/shape. Acesso em: junho de 2020.

Giesbrecht, R.M. Estado de Minas Gerais e do Rio de Janeiro. Estações Ferroviárias do Brasil, 2020. Disponível em: http://www.estacoesferroviarias.com.br/rmv_tronco/rmv_tronco.htm. Acesso em: setembro de 2020.

Google. Google Earth Pro 7.3.3.7786. Disponível em: https://www.google.com/earth/. Acesso em: julho de 2020.

Ibama. Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis. Ficha de Caracterização Ambiental nº 145082/2018. Disponível em: http://licenciamento.ibama.gov.br/Hidreletricas/Formoso%20-%2002001.004881_2018-91/FCA%20145082_2018%20-%20CONSTRUTORA_QUEBEC_LTDA%20-%20UHE%20Formoso.pdf. Acesso em: setembro de 2020.

_____. Extrato de Acordo de Cooperação Técnica nº 18/2020. Disponível em: https://pesquisa.in.gov.br/imprensa/servlet/INPDFViewer?jornal=530&pagina=93&data=05/08/2020&captchafield=firstAccess. Acesso em: setembro de 2020.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2008. Mapa da Área de Aplicação da Lei nº 11.248 de 2006 - 2ª edição. Disponível em: http://www.mma.gov.br/images/arquivos/biomas/mata_atlantica/mapa_mata_atlantica_lei_11428_2006_e_decreto6660_2008.pdf. Acesso em: março de 2017.

_____. 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://geoftp.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://geoftp.ibge.gov.br/organizacao_do_territorio/malhas_territoriais/malhas_municipais/municipio_2016/Brasil/BR/. Acesso em: julho de 2017.

____. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2017. Ferrovias do Brasil. Disponível em: https://www.ibge.gov.br/geociencias-novoportal/cartas-e-mapas/bases-cartograficas-continuas/15759-brasil.html?=&t=downloads. Acesso em: setembro de 2018.

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.

IDE-Sisema. Infraestrutura de Dados Espaciais do Sistema Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos, 2002. Unidades de Conservação Municipais. Disponível em: http://idesisema.meioambiente.mg.gov.br/. Acesso em: julho de 2020.

_____. Infraestrutura de Dados Espaciais do Sistema Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos, 2008. Zonas de Amortecimento de Unidades de Conservação definidas em Planos de Manejo. Disponível em: http://idesisema.meioambiente.mg.gov.br/. Acesso em: julho de 2020.

_____. Infraestrutura de Dados Espaciais do Sistema Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos, 2020. Corredores Ecológicos. Disponível em: http://idesisema.meioambiente.mg.gov.br/. Acesso em: julho de 2020.

IEF. Instituto Estadual de Florestas, 2016. Plano de Manejo do Parque Estadual de Paracatu. Encarte 1 - Diagnóstico e Encarte 2 – Planejamento Estratégico. Disponível em: http://sistemas.meioambiente.mg.gov.br/reunioes/uploads/neih-WUb1kmaR9fcj5jP04lztmgCUBKa.pdf. Acesso em: setembro de 2020.

___. Instituto Estadual de Florestas. Unidades de Conservação do SAP Vetor Norte. Disponível em: http://www.ief.mg.gov.br/unidades-de-conservacao/sap-rmbh/1645-unidades-de-conservacao-do-sap-vetor-norte. Acesso em: setembro de 2020.

Incra. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2020a. Projetos de Assentamento. Disponível em: http://acervofundiario.incra.gov.br/acervo/acv.php. Acesso em: junho de 2020.

_____. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2020b. Terras Quilombolas. Disponível em: http://acervofundiario.incra.gov.br/acervo/acv.php. Acesso em: junho de 2020.

_____. 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: setembro de 2020.

_____. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária. Acompanhamento dos processos de Regularização Quilombola. Disponível em: http://www.incra.gov.br/pt/quilombolas. Acesso em: setembro de 2020.

INPE. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2011. Relevo sombreado. Disponível em: http://www.dsr.inpe.br/topodata/acesso.php. Acesso: julho de 2020.

Iphan. Instituto Nacional do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2019. 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, 2020. Sistema de Gerenciamento do Patrimônio Arqueológico. Disponível em: http://portal.iphan.gov.br/sgpa/?consulta=cnsa. Acesso em: setembro de 2020.

Machado, M. F. e Silva, S. F. Geodiversidade de Minas Gerais. Belo Horizonte. CPRM, 2010. Disponível em: http://rigeo.cprm.gov.br/jspui/handle/doc/16735. Acesso em: setembro de 2020.

Minas Gerais. Lei nº 13.635, de 12 de julho de 2000. Declara o buriti de interesse comum e imune de corte. Disponível em: http://www.ief.mg.gov.br/component/content/article/3306-nova-categoria/2760-legislacao-compensacao-ambiental. Acesso em: setembro de 2020.

_____. Decreto nº 45.097, de 12 de maio de 2009. dispõe sobre regime jurídico especial de proteção ambiental de áreas integrantes do Vetor Norte da Região Metropolitana de Belo Horizonte. Disponível em: https://leisestaduais.com.br/mg/decreto-n-45097-2009-minas-gerais-dispoe-sobre-regime-juridico-especial-de-protecao-ambiental-de-areas-integrantes-do-vetor-norte-da-regiao-metropolitana-de-belo-horizonte. Acesso em: setembro de 2020.

_____. Lei nº 20.308, de 27 de julho de 2012. Altera a Lei nº 10.883, de 2 de outubro de 1992, que declara de preservação permanente, de interesse comum e imune de corte, no Estado de Minas Gerais, o pequizeiro (Caryocar brasiliense), e a Lei nº 9.743, de 15 de dezembro de 1988, que declara de interesse comum, de preservação permanente e imune de corte o ipê-amarelo. Disponível em: http://www.ief.mg.gov.br/component/content/article/3306-nova-categoria/2760-legislacao-compensacao-ambiental. Acesso em: setembro de 2020.

_____. Lei nº 20.922, de 16 de outubro de 2013. Dispõe sobre as políticas florestal e de proteção à biodiversidade no Estado. Disponível em: https://www.almg.gov.br/consulte/legislacao/completa/completa-nova-min.html?tipo=Lei&num=20922&ano=2013. Acesso em: setembro de 2020.

Miranda, M. P. S.; Alvarenga, L. J., 2016. Por entre Valos e Muros de Pedra: Fundamentos para salvaguarda e musealização de paisagens culturais em Minas Gerais. Revista Museu, 18, mai. 2016. Disponível em: https://www.revistamuseu.com.br/site/br/artigos/18-de-maio/18-maio-2016/244-por-entre-valos-e-muros-de-pedra.html. Acesso em: setembro de 2020.

MMA. Ministério do Meio Ambiente, 2018. Portaria Nº 368, de 13 de setembro de 2018. Institui o Mosaico da Serra do Cipó. DOU, Publicado em: 14/09/2018 | Edição: 178 | Seção: 1 | Página: 51.

_____. Ministério do Meio Ambiente, 2020. Unidades de Conservação Federais e Estaduais. Disponível em: http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm. Acesso em: junho de 2020.

Miranda, M. P. S.; Alvarenga, L. J. Por entre Valos e Muros de Pedra: Fundamentos para salvaguarda e musealização de paisagens culturais em Minas Gerais. Revista Museu, 18, mai. 2016. Disponível em: https://www.revistamuseu.com.br/site/br/artigos/18-de-maio/18-maio-2016/244-por-entre-valos-e-muros-de-pedra.html. Acesso em: setembro de 2020.

OSM. OpenStreetMap, 2019a. Hidrografia Disponível em: https://wiki.openstreetmap.org/wiki/Pt:Bing_Maps. Acesso em: julho de 2019.

OSM. OpenStreetMap, 2019b. Rede Viária. Disponível em: https://wiki.openstreetmap.org/wiki/Pt:Bing_Maps. Acesso em: julho de 2019.

PMV. Prefeitura Municipal de Viana, 2019. Site do Parque Natural Municipal Rota das Garças. Disponível em: http://secct.viana.es.gov.br/site/2018/sismea/2019/03/28/rota-das-garcas/. Acesso em: setembro 2020.

Semad. Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável de Minas Gerais. Parecer Único n° 0352379 / 2020, indexado ao Licenciamento Ambiental do empreendimento Projeto Linha de transmissão Pirapora - Três Marias 345 kV. Disponível em: http://www.meioambiente.mg.gov.br/images/stories/COPAM/Reuni%C3%B5es_remotas_/39%C2%AA_CIF/Item_05.1_Solaris_Transmiss%C3%A3o_de_Energia_S.A.pdf. Acesso em: setembro de 2020.

SIGEL. Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico, 2014. Eixo de Usina hidrelétrica existente. Disponível em: https://sigel.aneel.gov.br/portal/home/. Acesso em: setembro de 2020.

____. Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico, 2016. Eixo de Usina hidrelétrica planejada. Disponível em: https://sigel.aneel.gov.br/portal/home/. Acesso em: setembro de 2020.

SICAR. Sistema de Informações do Cadastro Ambiental Rural. Disponível em: http://www.car.gov.br/publico/imoveis/index. Acesso em: setembro de 2020.

TABELAS DE RECOMENDAÇÕES PARA OS EMPREENDIMENTOS PLANEJADOS

ÁREA 1

LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4 C1	
Tabela 1 - 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): 210 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 e *shapefile*).	
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 Arinos 2, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.	
2. Priorizar o afastamento da APE Santa Izabel e Espalha e desviar dos Parques Estaduais de Sagarana e de Paracatu.	
3. Evitar interferência com sítios arqueológicos situados no corredor.	
4. 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.	
5. Evitar supressão de pequi e ipê amarelo (Lei Estadual Nº 20.308/12) e buriti (Lei Estadual Nº 13.635/00), tendo em vista que essas espécies são declaradas imunes de corte no estado de Minas Gerais.	

6. Evitar, se possível, sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, desviando preferencialmente daqueles que se encontram em estágios mais avançados como a concessão de lavra para extração de cádmio e requerimento de lavra para extração de chumbo e calcário dolomítico	
7. Manter o distanciamento mínimo de 250 m das cavernas presentes no corredor, localizadas principalmente no trecho sul do corredor, considerando o disposto no artigo 4° da Resolução Conama 347/2004.	
8. Buscar desvio dos assentamentos rurais presentes no corredor.	
9. Minimizar o cruzamento com os cursos d'água presentes no corredor, principalmente entre Arinos e Riachinho (Rio Urucuia), entre Natalândia e Unaí (Rio Preto) e entre Paracatu e Cristalina (Rio São Marcos).	
10. Evitar interferência com áreas irrigadas por pivôs centrais presentes ao longo do corredor.	
11. Desviar o traçado das áreas urbanas presentes no corredor, além das áreas com concentração de habitações e benfeitorias rurais.	
12. Considerar a localização das Linhas de Transmissão existentes e planejadas, minimizando o número de cruzamentos e priorizando o paralelismo, quando possível	
13. Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes	
14. Avaliar possíveis incompatibilidades do traçado da LT em relação aos Planos Básicos das Zonas de Proteção dos Aeródromos existentes localizados no interior do corredor.	

LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3 C1	
Tabela 1 - 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): 286 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 e *shapefile*).	
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 Nova Ponte 3, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.	
2. Desviar do Parest de Paracatu e das RPPNs Reserva Água Limpa e do Jacob	
3. Checar a localização das RPPNs Fazenda Caetano-Lugar Santo Agostinho e Fazenda Caetano, em Paracatu, tendo em vista que a localização de ambas é apenas referencial	
4. Minimizar a interferência na APE Santa Izabel e Espalha.	
5. Evitar interferência com sítios arqueológicos situados no corredor.	
6. 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.	
7. Evitar supressão de pequi e ipê amarelo (Lei Estadual Nº 20.308/12) e buriti (Lei Estadual Nº 13.635/00), tendo em vista que essas espécies são declaradas imunes de corte no estado de Minas Gerais.	

8. Atentar para a presença de silvicultura (pinus e eucalipto), principalmente no trecho sul do corredor.	
9. Evitar, se possível, sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, desviando preferencialmente daqueles que se encontram em estágios mais avançados e daquelas substâncias cujas extrações possam trazer conflitos com a LT planejada.	
10. Minimizar o cruzamento com os cursos d'água presentes no corredor, principalmente entre Guarda-Mor e Coromandel (rio Paranaíba), entre Abadia dos Dourados e Monte Carmelo (rio Dourados) e em Nova Ponte (rio Araguari).	
11. Buscar ponto com menor travessia no rio Araguari, de forma a evitar os reservatórios das UHEs Miranda e Nova Ponte.	
12. Evitar interferência com áreas irrigadas por pivôs centrais presentes ao longo do corredor	
13. Desviar o traçado das áreas urbanas presentes no corredor, além das áreas com concentração de habitações e benfeitorias rurais.	
14. Considerar a localização das Linhas de Transmissão existentes e planejadas, minimizando o número de cruzamentos e priorizando o paralelismo, quando possível.	
15. Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.	
16. Avaliar possíveis incompatibilidades do traçado da LT em relação aos Planos Básicos das Zonas de Proteção dos Aeródromos existentes localizados no interior do corredor.	

SE 500 kV Nova Ponte 3	
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 (R3) com o proposto no Relatório R1	
No caso de localização da SE Nova Ponte 3 em local diferente do indicado no Relatório R1, indicar justificativa (s):	
1. Anexar mapa indicando a localização proposta para a SE Nova Ponte 3 no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram essa localização. 2. Coordenadas da localização proposta para a SE Nova Ponte 3 : 3. Anexar arquivo Kmz da localização da subestação.	
Pontos notáveis verificados no Relatório R3, não identificados no Relatório R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	**Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.**
1. Considerar o arranjo planejado no Relatório R4 para a SE 500 kV Nova Ponte 3, de forma a compatibilizar o espaço reservado para as linhas planejadas.	
2. Evitar interferência em remanescentes de vegetação nativa, de forma a evitar a supressão, tendo em vista que a maioria está localizada em áreas de reserva legal e de preservação permanente.	
3. Observar presença de edificações, benfeitorias rurais e evitar interferência direta sobre tais construções.	
4. Obter informações junto à Prefeitura de Nova Ponte sobre eventuais restrições adicionais em relação à área indicada, verificando possíveis interferências com a SE 500 kV Nova Ponte 3.	
5. Priorizar, se possível, a escolha de terrenos que incidam sobre um menor número de proprietários.	

ÁREA 2

LT 500 kV Nova Ponte 3 – Araraquara 2 C1	
Tabela 1 - 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): 293 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 e *shapefile*).	
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 os arranjos planejados para a conexão dos circuitos na SE Nova Ponte 3 e SE Araraquara 2, propostos nos respectivos Relatórios R4, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.	
2. Evitar interferência com a APA Municipal do Rio Uberaba, localizada no trecho norte do corredor.	
3. Evitar interferência com os 21 sítios arqueológicos situados no corredor, localizados principalmente nos trechos norte e central.	
4. 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.	
5. Evitar, se possível, sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, desviando preferencialmente daqueles que se encontram em estágios mais avançados localizados no trecho norte. Atentar para áreas de pesquisa de diamante e minério de ouro.	

6. Buscar desvio dos assentamentos rurais presentes no corredor, localizados em seu trecho sul	
7. Estudar criteriosamente o local de travessia do rio Grande, no trecho de reservatório de hidrelétricas e também do Rio Pardo, no trecho central, locais que poderão demandar travessias superiores a 500 m.	
8. Desviar o traçado das áreas urbanas presentes no corredor, além das áreas de concentração de habitações e benfeitorias rurais.	
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. Minimizar as interferências e o número de travessias com a Ferrovia Bandeirantes, que atravessa o corredor em seus três trechos.	
12. Minimizar as interferências com os dutos sobrepostos pelo corredor.	
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, sobretudo em seu trecho sul onde há concentração de aeródromos de fazendas e de usinas sucroalcooleiras.	

LT 440 kV Araraquara 2 – Araraquara C3	
Tabela 1 - 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): 11 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 e *shapefile*).	
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 os arranjos planejados propostos pela equipe de elaboração dos respectivos Relatórios R4 das SEs Araraquara e Araraquara 2, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.	
2. Desviar, na medida do possível, dos remanescentes de vegetação nativa sobrepostos pelo corredor e evitar interferência com as áreas de preservação permanente e reservas legais, priorizando-se áreas já antropizadas.	
3. Considerar a localização das linhas de transmissão existentes e planejadas, minimizando o número de cruzamentos e priorizando o paralelismo, quando possível.	
4. Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.	

LT 500 kV Jaguara – Estreito C2	
Tabela 1 - 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): 45 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 e *shapefile*).	
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.**
5. Evitar interferência com os 2 sítios arqueológicos situados no interior do corredor (proximidades da SE Jaguara e região cerca de 11,5 km a nordeste da SE Estreito).	
6. Priorizar compartilhamento de faixa de servidão e/ou paralelismo com a LT 500 kV Jaguara – Estreito C1, sempre que possível.	
7. Localizar e desviar de áreas turísticas, de lazer e de relevante beleza cênica (margens dos reservatórios das UHEs Jaguara e Luiz Carlos Barreto de Carvalho, cachoeiras, paredões rochosos, dentre outros).	
8. Desviar, sempre que possível, dos remanescentes de vegetação nativa sobrepostos pelo corredor e evitar interferência com as Áreas de Preservação Permanente e Reservas Legais, priorizando-se áreas já antropizadas.	
9. Evitar, se possível, sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, desviando preferencialmente daqueles que se encontram em estágios mais avançados (Requerimento de Lavra e Requerimento de Lavra Garimpeira), atentando-se para a presença da substância diamante, devido ao seu alto valor agregado.	

10. Minimizar o cruzamento com os cursos d'água presentes no corredor e escolher criteriosamente os locais de travessias do reservatório da UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho e o canal a jusante do barramento da UHE Jaguara.	
11. Evitar, caso possível, áreas de atividade de silvicultura presentes no interior do corredor.	
12. Desviar o traçado das áreas com concentração de habitações (orla do reservatório da da UHE Jaguara e do canal a jusante de seu barramento, além das localidades Quenta Sol, Bananal e Jaguarinho) e benfeitorias rurais.	
13. Considerar a localização das Linhas de Transmissão em operação e planejadas, minimizando o número de cruzamentos, atentando-se ainda para a LT em corrente contínua de elevada tensão 800 kV Xingu – Estreito.	
14. Buscar, sempre que possível, proximidade com vias de acesso existentes, considerando a baixa oferta de apoio viário nos trechos de vegetação nativa e com relevo movimentado.	
15. Considerar a localização do aeródromo Jaguara e evitar possíveis incompatibilidades do traçado da LT em relação ao seu Plano Básico da Zona de Proteção do Aeródromo.	

ÁREA 3

SE 500/345 kV Buritizeiro 2	
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 (R3) com o proposto no Relatório R1	
No caso de localização da SE Buritizeiro 2 em local diferente do indicado no Relatório R1, indicar justificativa (s):	
1. Anexar mapa indicando a localização proposta para a SE Buritizeiro 2 no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram essa localização. 2. Coordenadas da localização proposta para a SE Buritizeiro 2: 3. Anexar arquivo Kmz da localização da subestação.	
Pontos notáveis verificados no Relatório R3, não identificados no Relatório R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	**Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.**
1. Considerar as dimensões da SE 500/345 KV Buritizeiro 2 estimadas pela equipe de elaboração do Relatório R4.	
2. Considerar o arranjo elétrico da SE 500/345 KV Buritizeiro 2 esboçado pela equipe de elaboração do Relatório R4, observando os espaços designados para conexão de cada linha associada com a SE, de forma a otimizar o traçado das linhas futuras.	
3. Buscar afastamento de locais de concentração de habitações e de sítios/chácaras, bem como áreas recreativas e de lazer, tais como áreas de pescaria e locais para eventos.	
4. Evitar supressão de pequizeiros e ipês amarelos, tendo em vista a Lei estadual 20.308 de 27 de julho de 2012 declara de preservação permanente, de interesse comum e imune de corte no estado de Minas Gerais o pequizeiro e o ipê-amarelo.	
5. Evitar interferência com a vegetação nativa, principalmente as Áreas de Preservação Permanentes e áreas destinadas às Reservas Legais das propriedades rurais, priorizando-se áreas já antropizadas.	
6. Observar a presença de edificações, benfeitorias rurais e evitar interferência direta sobre tais construções.	

7. Priorizar, se possível, a escolha de terrenos que incidam sobre um menor número de proprietários.	

Seccionamento da LT 345 kV Pirapora 2 – Várzea da Palma C1 na SE Buritizeiro 2	
Tabela 1 - 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): 33,4 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 e *shapefile*).	
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 Buritizeiro 2, proposto pela equipe de elaboração do respectivo Relatório R4, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.	
2. Buscar o traçado das LTs planejadas associadas à SE Buritizeiro 2, com as concessionárias responsáveis pelos respectivos relatórios R3, minimizando cruzamentos e priorizando o paralelismo, quando possível.	
3. Desviar do Plano de Proteção (PBZPA) do Aeródromo Fazenda Cachoeira 2 situado em Buritizeiro.	
4. Desviar, na medida do possível, dos remanescentes de vegetação nativa sobrepostos pelo corredor e das áreas de silvicultura presentes no corredor.	
5. Evitar áreas de veredas, protegidas por lei estadual.	
6. Caso identificadas nos trabalhos de campo, evitar interferência da diretriz com espécimes de Pequi e Ipê Amarelo, protegidos por lei e imunes de corte no estado de Minas Gerais.	

7. Evitar, se possível, sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, desviando preferencialmente daqueles que se encontram em estágios mais avançados.	
8. Estudar criteriosamente o local de travessia do Rio São Francisco, onde poderá haver necessidade de travessia maior que 500 m, indicando, se for o caso, a necessidade de torres especiais para travessia do rio.	
9. Desviar do Complexo Fotovoltaico Pirapora e demais usinas fotovoltaicas existentes no corredor.	
10. Desviar dos pivôs de irrigação existentes no corredor.	
11. Confirmar a localização da UHE Formoso e desviar desse empreendimento.	
12. Desviar o traçado das áreas urbanas presentes no corredor.	
13. Atualizar status das usinas fotovoltaicas planejadas para o corredor, buscando informações sobre a localização e área a ser ocupada pelas mesmas, desviando a diretriz.	
14. Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.	

Seccionamento da LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias C1 na SE Buritizeiro 2	
Tabela 1 - 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): 14,3 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 e *shapefile*).	
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 Buritizeiro 2, proposto pela equipe de elaboração do respectivo Relatório R4, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.	
2. Buscar o traçado das LTs planejadas associadas à SE Buritizeiro 2, com as concessionárias responsáveis pelos respectivos relatórios R3, minimizando cruzamentos e priorizando o paralelismo, quando possível.	
3. Desviar do Plano de Proteção (PBZPA) do Aeródromo Fazenda Cachoeira 2 situado em Buritizeiro.	
4. Desviar, na medida do possível, dos remanescentes de vegetação nativa sobrepostos pelo corredor e das áreas de silvicultura presentes no corredor.	
5. Evitar áreas de veredas, protegidas por lei estadual.	
6. Caso identificadas nos trabalhos de campo, evitar interferência da diretriz com espécimes de Pequi e Ipê Amarelo, protegidos por lei e imunes de corte no estado de Minas Gerais.	

7. Desviar dos processos minerários abrangidos pelo corredor.	
8. Desviar dos pivôs de irrigação existentes no corredor.	
9. Atualizar status das usinas fotovoltaicas planejadas para o corredor, buscando informações sobre a localização e área a ser ocupada pelas mesmas, desviando a diretriz.	

LT 500 kV Pirapora 2 – Buritizeiro 2 C1 e C2 (CD)	
Tabela 1 - 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): 31 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 e *shapefile*).	
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 Buritizeiro 2, proposto pela equipe de elaboração do respectivo Relatório R4, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.	
2. Trocar informações com a equipe de elaboração do Relatório R5 de forma a considerar os aspectos fundiários na definição da diretriz.	
3. Considerar o arranjo planejado da ampliação da SE Pirapora 2, entrando em contato com a concessionária responsável pela subestação, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.	
4. Buscar o traçado das LTs planejadas associadas à SE Pirapora 2, com as concessionárias responsáveis, minimizando cruzamentos e priorizando o paralelismo, quando possível.	

5. Buscar o traçado das LTs planejadas associadas à SE Buritizeiro 2, com as concessionárias responsáveis pelos respectivos relatórios R3, minimizando cruzamentos e priorizando o paralelismo, quando possível.	
6. Caso a diretriz siga pelo norte das áreas urbanas, desviar do cone de aproximação passando pelo leste do aeródromo.	
7. Desviar do Plano de Proteção (PBZPA) do Aeródromo Fazenda Cachoeira 2 em Buritizeiro.	
8. Buscar informações no site da Aneel sobre o status de implantação e localização das usinas fotovoltaicas planejadas para o corredor.	
9. Evitar interferência com o sítio arqueológico situado em Pirapora.	
10. Desviar dos assentamentos rurais sobrepostos pelo corredor.	
11. Desviar, na medida do possível, dos remanescentes de vegetação nativa e das áreas de silvicultura presentes no corredor.	
12. Evitar áreas de veredas, protegidas por lei estadual.	
13. Caso identificadas nos trabalhos de campo, evitar interferência da diretriz com espécimes de Pequi e Ipê Amarelo, protegidos por lei e imunes de corte no estado de Minas Gerais.	
14. Evitar, se possível, sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, desviando preferencialmente daqueles que se encontram em estágios mais avançados.	
15. Estudar criteriosamente o local de travessia do rio São Francisco, onde poderá haver necessidade de travessia maior que 500 m, indicando, se for o caso, a necessidade de torres especiais para travessia do rio.	
16. Desviar do Complexo Fotovoltaico Pirapora e demais usinas fotovoltaicas existentes no corredor.	
17. Confirmar a localização da UHE Formoso e desviar desse empreendimento.	
18. Desviar dos pivôs de irrigação existentes no corredor.	
19. Desviar o traçado das áreas urbanas presentes no corredor.	

20. Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.	

LT 500 kV Buritizeiro 2 – São Gotardo 2 C1	
Tabela 1 - 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): 234 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 e *shapefile*).	
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, na elaboração do traçado referencial, a localização da SE Buritizeiro 2, definida no Relatório R3.	
2. Consultar as informações mais atualizadas sobre os aeródromos Fazenda Buritiz (ICAO: SDYI) e Fazenda Cachoeira 2 (ICAO: SWKA) e avaliar possíveis incompatibilidades do traçado da LT em relação aos Planos Básicos das Zonas de Proteção dos Aeródromos.	
3. Avaliar a possibilidade de elaborar o traçado da diretriz preferencial paralelo à LT 345 kV São Gotardo – Três Marias C1, de forma a minimizar a abertura de novos acessos.	
4. Considerar os requisitos de segurança para determinação do ponto mais adequado de travessia da **LT 800 kV CC Xingu – Terminal Rio.**	
5. Desviar das áreas com alta concentração de pivôs centrais, que por serem incompatíveis com as LTs aumentam os custos fundiários.	
6. Evitar as áreas agrícolas de uso intensivo, em especial os polígonos de silvicultura e as áreas de cultivo mecanizado, devido ao alto custo fundiário.	

7. Desviar dos três sítios arqueológicos situados em São Gonçalo do Abaeté e buscar informações mais precisas sobre a localização dos outros sítios existentes nos municípios atravessados pelo corredor.	
8. 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.	
9. Manter o distanciamento mínimo de 250 m das cavernas, localizadas principalmente no trecho sul do corredor, no município de Matutina, considerando o disposto no artigo 4° da Resolução Conama 347/2004.	
10. Evitar, se possível, sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, desviando preferencialmente daqueles que se encontram em estágios mais avançados.	
11. Estudar criteriosamente o local de travessia do rio Abaeté, de forma a minimizar os impactos na paisagem ou em atrativos turísticos.	
12. Desviar o traçado das áreas urbanas presentes no corredor, além das áreas com concentração de habitações e benfeitorias rurais.	
13. Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.	

LT 500 kV Buritizeiro 2 – São Gonçalo do Pará C1	
Tabela 1 - 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): 316 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 e *shapefile*).	
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 Buritizeiro 2, proposto pela equipe de elaboração dos respectivos Relatório R4, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.	
2. Considerar a trajeto das Linhas de Transmissão existentes e planejadas, minimizando o número de cruzamentos e priorizando o paralelismo, quando possível	
3. Atentar para as demais LTs planejadas nesse estudo para as subestações Buritizeiro 2 e São Gonçalo do Pará, buscando contato com as equipes responsáveis pelos relatórios R3 dessas linhas.	
4. Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.	
5. Desviar dos pivôs de irrigação existentes no corredor.	
6. Confirmar localização da UHE Formoso e desviar desse empreendimento.	
7. Buscar desviar das áreas de silvicultura.	
8. Desviar dos Projetos de Assentamento rurais presentes no corredor.	

9. Desviar o traçado das áreas urbanas presentes no corredor, além das áreas de concentração de habitações e benfeitorias rurais.	
10. Manter o distanciamento mínimo de 250 m da caverna presente no corredor, considerando o disposto no artigo 4° da Resolução Conama 347/2004.	
11. Buscar o melhor ponto de travessia sobre o rio Paraopeba.	
12. Desviar do sítio arqueológico existente no corredor, buscando informação sobre a existência de Valos e Muros de Pedras, evitando-os.	
13. 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, e atentando para as implicações da Lei da Mata Atlântica (Lei n° 11.428, de 22 de dezembro de 2006, regulamentada pelo Decreto n° 6.660/08), que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma Mata Atlântica.	
14. Evitar áreas de veredas, protegidas por lei estadual.	
15. Desviar da PCH Carioca localizada no rio São João, no município Pará de Minas.	
16. Caso identificadas nos trabalhos de campo, evitar interferência da diretriz com espécimes de Pequi, Ipê Amarelo e Buriti, protegidos por lei e imunes de corte no estado de Minas Gerais.	
17. Desviar dos processos minerários que se encontram em estágios mais avançados, evitando ainda os teleféricos de transporte de minério.	
18. Desviar dos aeródromos sobrepostos pelo corredor.	

Seccionamento da LT 500 kV Bom Despacho 3 – Ouro Preto C1 na SE São Gonçalo do Pará	
Tabela 1 - 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):	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 e *shapefile*).	
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 para ampliação da SE São Gonçalo do Pará, proposto pela equipe de elaboração do respectivo Relatório R4, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.	
2. Avaliar o melhor ponto para o seccionamento da LT 500 kV Bom Despacho 3 – Ouro Preto C1.	
3. 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.	
4. Desviar o traçado de habitações e benfeitorias rurais.	
5. Considerar a localização das linhas de transmissão existentes, minimizando o número de cruzamentos e priorizando o paralelismo, quando possível.	

LT 500 kV Presidente Juscelino – Vespasiano 2 C1 e C2 (CD)	
Tabela 1 - 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): 135 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 e *shapefile*).	
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 Presidente Juscelino, contactando a equipe de elaboração do Relatório R4 e a Mantiqueira Transmissora de Energia, concessionária responsável pela implantação dessa subestação, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.	
2. Considerar a localização das Linhas de Transmissão existentes e planejadas, minimizando o número de cruzamentos e priorizando o paralelismo, quando possível.	
3. Priorizar o afastamento da Zona de Amortecimento do RVS Macaúbas e desviar das demais UCs localizadas no corredor.	
4. Desviar dos sítios arqueológicos ao longo do corredor, buscando informação sobre a existência de valos e muros de pedras, evitando-os.	
5. Desviar, na medida do possível, dos remanescentes de vegetação nativa sobrepostos pelo corredor e evitar interferência com as Áreas de Preservação Permanente	

6. Desviar das áreas de Veredas, protegidas por lei.	
7. Caso identificadas nos trabalhos de campo, evitar interferência da diretriz com espécimes de Pequi e Ipê Amarelo, protegidos por lei e imunes de corte no estado de Minas Gerais.	
8. Buscar desviar das áreas de silvicultura presentes no corredor.	
9. Desviar dos processos minerários que se encontram em estágios mais avançados, evitando ainda os teleféricos de transporte de minério.	
10. Manter o distanciamento mínimo de 250 m das cavernas presentes no corredor, considerando o disposto no artigo 4° da Resolução Conama 347/2004.	
11. Desviar o traçado das áreas urbanas presentes no corredor, além das áreas de concentração de habitações e benfeitorias rurais;	
12. Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.	
13. Avaliar os Planos Básicos de Zonas de Proteção de Aeródromos sobrepostos pelo corredor, desviando das zonas incompatíveis com a LT.	

LT 500 kV Itabirito 2 – Santos Dumont 2 C1	
Tabela 1 - 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): 145 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 e *shapefile*).	
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 para ampliação da SE Santos Dumont 2, 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. Evitar interferência com as unidades de conservação abrangidas pelo corredor. Priorizar o afastamento das unidades de conservação do grupo de proteção integral que estão localizadas nos trechos norte e sul do corredor.	
3. Buscar mais informações sobre a localização da RPPN Brejo Novo, localizada em Santos Dumont, de forma a evitar interferência do traçado da LT sobre esta unidade de conservação.	
4. Evitar interferência com os 31 sítios arqueológicos situados no corredor, essencialmente em seu trecho norte.	

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 e atentando para as implicações da Lei da Mata Atlântica (Lei n° 11.428, de 22 de dezembro de 2006, regulamentada pelo Decreto n° 6.660/08), que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma Mata Atlântica.	
6. Evitar a sobreposição com as lavras de mineração, barragens de rejeitos e, quando possível, desviar de processos minerários que se encontram em estágios mais avançados	
7. Manter o distanciamento mínimo de 250 m das cavernas presentes no corredor, localizadas principalmente no trecho norte do corredor, considerando o disposto no artigo 4° da Resolução Conama 347/2004.	
8. Desviar o traçado das áreas urbanas presentes no corredor, além das áreas de concentração de habitações e benfeitorias rurais.	
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. Minimizar as interferências e o número de travessias com a Ferrovia Vitória - Minas, que atravessa praticamente todo o corredor.	
12. Minimizar as interferências com os dutos sobrepostos pelo corredor.	
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.	

Seccionamento da LT 345 kV Itutinga – Juiz de Fora C1 na SE Santos Dumont 2	
Tabela 1 - 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): 9 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 e *shapefile*).	
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 para ampliação da SE Santos Dumont 2, 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. Avaliar o melhor ponto para o seccionamento da LT 345 kV Itutinga – Juiz de Fora C1.	
3. Evitar interferência com o sítio arqueológico situado no corredor.	
4. 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 e atentando para as implicações da Lei da Mata Atlântica (Lei n° 11.428, de 22 de dezembro de 2006, regulamentada pelo Decreto n° 6.660/08), que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma Mata Atlântica.	
5. Desviar o traçado das áreas de concentração de habitações e benfeitorias rurais.	

6. Desviar, na medida do possível, de áreas de silvicultura dispersas ao longo do corredor.	
7. Considerar a localização das linhas de transmissão existentes e planejadas, minimizando o número de cruzamentos e priorizando o paralelismo, quando possível.	
8. Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.	
9. Minimizar as interferências e o número de travessias com a ferrovia da MRS Logística, que atravessa o corredor nas proximidades da SE Santos Dumont 2.	
10. Minimizar as interferências com os dutos sobrepostos pelo corredor.	

ÁREA 4

LT 500 kV Jaíba – Janaúba 5 C1 e C2 (CD)	
Tabela 1 - 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): 85 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 e *shapefile*).	
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 das subestações, 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. 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 e atentando para as implicações da Lei da Mata Atlântica (Lei n° 11.428, de 22 de dezembro de 2006, regulamentada pelo Decreto n° 6.660/08), que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma Mata Atlântica.	
3. 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 das substâncias granito e mármore.	

4. Manter o distanciamento mínimo de 250 m das cavernas presentes no corredor, localizadas principalmente no trecho norte do corredor, considerando o disposto no artigo 4° da Resolução Conama 347/2004.	
5. Buscar desvio do assentamento rural presente no corredor.	
6. Minimizar cruzamentos com os cursos d'água presentes no corredor, principalmente o rio Verde Grande.	
7. Desviar o traçado das áreas urbanas presentes no corredor, além das áreas de concentração de habitações e benfeitorias rurais.	
8. Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.	
9. Avaliar possíveis incompatibilidades do traçado da LT em relação aos Planos Básicos das Zonas de Proteção dos Aeródromos existentes localizados no interior do corredor.	
10. Evitar incidir o traçado da futura linha de transmissão em áreas de agricultura irrigada por pivôs centrais.	
11. Buscar, se possível, afastamento de mais de 5 km dos Territórios Quilombolas Sete Ladeiras e Terra Dura.	

SE 500 kV Janaúba 5	
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 (R3) com o proposto no Relatório R1	
No caso de localização da SE Janaúba 5 em local diferente do indicado no Relatório R1, indicar justificativa (s):	
1. Anexar mapa indicando a localização proposta para a SE Janaúba 5 no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram essa localização. 2. Coordenadas da localização proposta para a SE Janaúba 5: 3. Anexar arquivo Kmz da localização da subestação.	
Pontos notáveis verificados no Relatório R3, não identificados no Relatório R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	**Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.**
1. Considerar as dimensões da SE Janaúba 5 estimadas pela equipe de elaboração do Relatório R4.	
2. Considerar o arranjo elétrico da SE Janaúba 5 esboçado pela equipe de elaboração do Relatório R4, observando os espaços designados para conexão de cada linha associada com a SE, de forma a otimizar o traçado das linhas futuras, tais como a LT 500 kV Jaíba - Janaúba 5 e a LT 500 kV Janaúba 5 – Mendonça.	
3. Buscar afastamento de locais de concentração de habitações e de sítios/chácaras, bem como áreas recreativas e de lazer.	
4. Evitar interferência com a vegetação nativa, principalmente as Áreas de Preservação Permanentes e áreas destinadas às Reservas Legais das propriedades rurais, priorizando-se áreas já antropizadas.	
5. Priorizar, se possível, a escolha de terrenos que incidam sobre um menor número de proprietários.	

LT 500 kV Janaúba 5 – Janaúba 3 C1	
Tabela 1 - 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): 22,1 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 e *shapefile*).	
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 das subestações, 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. 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 e atentando para as implicações da Lei da Mata Atlântica (Lei n° 11.428, de 22 de dezembro de 2006, regulamentada pelo Decreto n° 6.660/08), que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma Mata Atlântica.	
3. Evitar, se possível, sobreposição com o processo minerário abrangido pelo corredor.	
4. Minimizar o cruzamento com os cursos d'água presentes no corredor.	
5. Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.	
6. Evitar incidir o traçado da futura linha de transmissão em áreas de agricultura irrigada por pivôs centrais.	

LT 500 kV Janaúba 5 – Capelinha C1	
Tabela 1 - 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): 231 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 e *shapefile*).	
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. Desviar do Parest Grão Mogol e da Esec do Acauã assim como a área no entorno de três quilômetros dessas UCs, conforme definido pela Resolução Conama nº 428, de 17 de dezembro de 2010 (alterada pela Resolução nº 473/2015).	
2. Desviar da APA Municipal Nascentes do Rio Capivari.	
3. Para a travessia do reservatório da UHE Irapé, buscar os trechos mais estreitos do reservatório e locais de menor interferência na vegetação nativa da Área de Preservação Permanente.	
4. Evitar interferência com os 10 sítios arqueológicos localizados na região compreendida entre o Parest de Botumirim e o Parest Grão Mogol.	
5. Buscar um traçado que minimize as interferências na vegetação nativa, priorizando a passagem por áreas já antropizadas, e evitar interferência com as Áreas de Preservação Permanente.	

6. Considerar os processos minerários na definição da diretriz, observando a fase em que o processo se encontra e as substâncias pleiteadas. Evitar, se possível, as áreas dos processos minerários em estágios mais avançados e, dentre os processos em fases iniciais, atentar para os de minério de ouro no rio Araçuaí, e de minério de titânio próximos à SE Capelinha, buscando-se minimizar as interferências nessas áreas.	
7. Manter o distanciamento mínimo de 250 metros das três cavernas já identificadas no corredor, considerando o disposto no artigo 4° da Resolução Conama 347/2004. Levantar informações sobre o potencial espeleológico das áreas classificadas no mapeamento do Cecav (Cecav, 2012) como potencial "muito alto" para ocorrência de cavernas.	
8. Evitar, na medida do possível, atravessar as áreas de silvicultura presentes no corredor.	
9. Desviar o traçado das áreas urbanas dos municípios de Capelinha, Cristália, Leme do Prado e Minas Novas, 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. Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.	
12. Evitar as áreas definidas nos Planos Básicos de Zona de Proteção de Aérodromo (PBZPAs) dos dois aeródromos localizados nos municípios de Capelinha e Minas Novas, no trecho sul do corredor.	

LT 500 kV Capelinha – Governador Valadares 6 C1	
Tabela 1 - 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): 134 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 e *shapefile*).	
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. Desviar das APAs municipais Surubi, Ipê Amarelo, Vapabusul e Serra de Bom Sucesso.	
2. Buscar um traçado que minimize as interferências na vegetação nativa presente no corredor, em especial as extensas áreas de floresta estacional localizadas no trecho norte. Ressalta-se que toda a área do corredor se encontra na área de abrangência da Lei da Mata Atlântica (Lei n° 11.428, de 22 de dezembro de 2006, regulamentada pelo Decreto n° 6.660/08.	
3. Para a travessia do rio Suaçuí, deve-se atentar para os seus meandros de forma a minimizar as interferências nas Áreas de Preservação Permanente e evitar cruzamentos sucessivos com rio.	
4. Evitar, na medida do possível, atravessar as áreas de silvicultura presentes no corredor.	
5. Desviar o traçado das áreas urbanas dos municípios de Marilac e São José da Safira, além das áreas de concentração de habitações e benfeitorias rurais existentes no corredor.	
6. Considerar os processos minerários na definição da diretriz, atentando-se para a fase em que o processo se encontra e as substâncias pleiteadas.	

7. Evitar as áreas dos processos minerários em estágios mais avançados, especialmente os destinados à extração de água marinha, localizadas no trecho sul do corredor.	
8. Evitar interferência com o sítio arqueológico localizado no município de Governador Valadares.	
9. Manter o distanciamento mínimo de 250 m da caverna já identificada no corredor, ou das que eventualmente forem identificadas nos levantamentos realizados para a elaboração do relatório R3.	
10. Considerar a localização das LT existentes e os traçados das LTs planejadas que se conectam à SE Governador Valadares 6 visando minimizar o número de cruzamentos com essas LTs.	
11. Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.	

SE 500 kV Capelinha	
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 (R3) com o proposto no Relatório R1	
No caso de localização da SE Capelinha em local diferente do indicado no Relatório R1, indicar justificativa (s):	
1. Anexar mapa indicando a localização proposta para a SE Nova Ponte 3 no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram essa localização. 2. Coordenadas da localização proposta para a SE Capelinha : 3. Anexar arquivo Kmz da localização da subestação.	
Pontos notáveis verificados no Relatório R3, não identificados no Relatório R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	**Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.**
1. Considerar as dimensões da SE Capelinha estimadas pela equipe de elaboração do Relatório R4.	
2. Evitar interferência com a vegetação nativa, principalmente nas Áreas de Preservação Permanentes e áreas destinadas às Reservas Legais das propriedades rurais, priorizando-se áreas já antropizadas.	
3. Buscar as áreas de relevo mais plano na área referencial.	
4. Na medida do possível, evitar as áreas de silvicultura consolidadas.	
5. Observar a presença de madeireira na porção oeste do buffer, os espaços designados para atividades de silvicultura, assim como as benfeitorias rurais, e evitar interferência direta sobre tais construções.	
6. Priorizar, se possível, a escolha de terrenos que incidam sobre um menor número de proprietários.	

ÁREA 5

LT 500 kV João Neiva 2 – Viana 2 C1	
Tabela 1 - 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): 76 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 e *shapefile*).	
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 das subestações, 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. 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 e atentando para as implicações da Lei da Mata Atlântica (Lei n° 11.428, de 22 de dezembro de 2006, regulamentada pelo Decreto n° 6.660/08), que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma Mata Atlântica	
3. 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 de substâncias ouro, quartzito e granito.	

4. Manter o distanciamento mínimo de 250 metros das cavernas presentes no corredor, localizadas principalmente no trecho norte do corredor, considerando o disposto no artigo 4° da Resolução Conama 347/2004.	
5. Buscar desvio do assentamento rural presente no corredor.	
6. Minimizar o cruzamento com os cursos d'água presentes no corredor.	
7. Desviar o traçado das áreas urbanas presentes no corredor, além das áreas de concentração de habitações e benfeitorias rurais.	
8. Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.	

LT 345 kV Viana 2 – Viana C3	
Tabela 1 - 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): 7 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 e *shapefile*).	
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 os arranjos planejados para as SEs existentes, propostos pela equipe de elaboração dos respectivos Relatórios R4, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.	
2. Buscar informações no plano diretor municipal de forma a atender o zoneamento estabelecido e minimizar as interferências em áreas de expansão urbana.	
3. Evitar interferência com a Unidade de Conservação Parque Natural Municipal Rota das Garças e buscar informações no plano de manejo da UC.	
4. Evitar interferência com os sítios arqueológicos situados no corredor.	

5. Desviar, na medida do possível, e minimizar as interferências nos remanescentes de vegetação nativa sobrepostos pelo corredor e evitar interferência com as Áreas de Preservação Permanente, priorizando-se áreas já antropizadas e atentando para as implicações da Lei da Mata Atlântica (Lei n° 11.428, de 22 de dezembro de 2006, regulamentada pelo Decreto n° 6.660/08), que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma Mata Atlântica.	
6. Evitar, se possível, sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, desviando preferencialmente daqueles que se encontram em estágios mais avançados.	
7. Desviar o traçado das áreas urbanas presentes no corredor, além das áreas de concentração de indústrias e do complexo penitenciário.	
8. Considerar a localização das Linhas de Transmissão existentes e planejadas, minimizando o número de cruzamentos e priorizando o paralelismo, quando possível	
9. Atentar para a presença de dutos sobrepostos pelo corredor.	