



Empresa de Pesquisa Energética

RELATÓRIO

Atendimento à região do
Triângulo Mineiro e Alto
Paranaíba no estado de
Minas Gerais

ABRIL DE 2023

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



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



GOVERNO FEDERAL

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo do MME

Efrain Pereira da Cruz

Secretário de Planejamento e Transição Energética

Thiago Vasconcelos Barral Ferreira

Secretário de Energia Elétrica

Gentil Nogueira de Sá Júnior

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Pietro Adamo Sampaio Mendes

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Vitor Eduardo de Almeida Saback

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

RELATÓRIO DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA: RELATÓRIO R1

*Atendimento à região do Triângulo
Mineiro e Alto Paranaíba no estado
de Minas Gerais*



Empresa de Pesquisa Energética

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

Presidente

Ângela Regina Livino de Carvalho (Interina)

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Giovani Vitória Machado (Interino)

Diretora de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretora 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, 54 – Centro

20091-040 - Rio de Janeiro – RJ

Coordenação Geral

Ângela Regina Livino de Carvalho
Giovani Vitória Machado

Coordenação Executiva

Thiago Dourado Martins
Elisângela Medeiros de Almeida

Análises Técnico-Econômicas

Lucas Simões de Oliveira (Coordenação)
Armando Leite Fernandes
Fabiano Schmidt
Marcelo Luiz Moreira
Matheus Augusto Silva (Estagiário)

Análises Socioambientais

Paula Cunha Coutinho (Coordenação)
Alfredo Lima Silva
Clayton Borges da Silva
Luciana Álvares da Silva

Nº EPE-DEE-RE-008/2023-rev0

Data: 20/04/2023

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

epe Empresa de Pesquisa Energética	Contrato Data de assinatura	
Projeto ESTUDOS PARA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO		
Área de estudo Estudos do Sistema de Transmissão		
Subárea de estudo GET Sudeste		
Produto (Nota Técnica ou Relatório) EPE-DEE-RE-008/2023-rev0 Atendimento à região do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba no estado de Minas Gerais		
Revisões rev0	Data 20/04/2023	Descrição sucinta Emissão original

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

APRESENTAÇÃO

A região do Triângulo Mineiro tem como uma de suas características principais a diversidade de fontes de geração de energia elétrica disponíveis: Hidrelétricas, térmicas a biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e mais recentemente usinas solares. Tal região também é provida de grande potencial para a expansão de geração distribuída. Desta forma, os pedidos de acesso de vários projetos de geração, principalmente no sistema de distribuição, induzem à necessidade de uma avaliação do atendimento a esses empreendimentos, no médio e longo prazo, procurando se verificar possíveis gargalos sistêmicos. Busca-se também uma harmonização com os investimentos necessários para a substituição dos equipamentos cujas respectivas vidas úteis regulatórias encontram-se encerradas nas subestações ao longo da região.

A Avaliação de Sensibilidade Socioambiental Preliminar foi realizada conforme a Nota Técnica EPE-DEA-SMA 002/2023-REV0: “Análise Socioambiental do Estudo de Atendimento à região do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba no estado de Minas Gerais”, anexa a este Relatório.

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO	7
SUMÁRIO	8
ÍNDICE DE FIGURAS	10
ÍNDICE DE TABELAS	11
1 INTRODUÇÃO	12
1.1 Considerações Iniciais	12
1.2 Objetivos Gerais	13
1.3 Metodologia	13
2 AVALIAÇÃO CRÍTICA DO ESCOPO DO R1	14
3 CONCLUSÕES	15
4 RECOMENDAÇÕES	17
4.1 Gerais	17
4.2 Com relação ao Relatório R2	23
4.2.1 Linhas de Transmissão	23
4.2.2 Transformadores	23
4.3 Com relação ao Relatório R3	23
4.4 Com relação ao Relatório R4	24
4.5 Com relação ao Relatório R5	24
5 PREMISSAS E CRITÉRIOS	25
5.1 Critérios Básicos	25
5.2 Casos de Trabalho	25
5.3 Topologia e Mercado	25
5.4 Níveis de Intercâmbio	30
5.5 Plano de Geração	30
5.6 Elaboração dos Cenários	33
5.6.1 Escolha dos Cenários	33
5.6.2 Critério para o Despacho de Geração	34
5.7 Limites Operativos	35
5.7.1 Tensão	35
5.7.2 Carregamento	35
5.7.3 Fator de Potência	36
5.8 Parâmetros Econômicos	36
5.9 Classificação do Horizonte das Obras	36
6 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA	37
6.1 Sistema Elétrico de Interesse	37
6.2 Desempenho Elétrico da Rede	37
6.3 Restrições Físicas das Instalações	39
6.4 Vida Útil de Equipamentos	42
7 OBRAS PROPOSTAS	43
8 ANÁLISE DO DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE	51

9	ANÁLISE ECONÔMICA	54
9.1	Comparação Econômica	54
9.2	Discussão dos Resultados	54
10	AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO	55
10.1	Dados e Premissas	55
10.2	Crítérios Para Análises Elétricas	55
10.3	Avaliações Econômicas	56
10.3.1	Seleção dos cabos condutores	56
10.4	Características Técnicas da Solução de Referência	57
10.4.1	Características elétricas	57
10.4.2	Características construtivas	58
11	ANÁLISE DE SOBRETENSÕES À FREQUENCIA FUNDAMENTAL	59
11.1	Energização	60
11.2	Rejeição	60
12	ANÁLISE DE SUPERAÇÃO DE BARRAMENTOS E EQUIPAMENTOS	61
13	ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO	62
14	ANÁLISES COMPLEMENTARES	63
15	REFERÊNCIAS	64
16	EQUIPE TÉCNICA	66
17	ANEXOS	67
17.1	Consultas expansões subestações	67
17.1.1	Cemig-GT	67
17.1.2	CTEEP	87
17.1.3	Eletrobrás Furnas	92
17.1.4	TAESA	98
17.2	Geração distribuída contratada por barramento	103
17.3	Informações para o R3	105
17.4	Informações para o R4	106
17.5	Fichas PET/PELP	107
17.6	Custos por Etapas	127
17.6.1	Obras Etapa I	127
17.6.2	Obras Etapa II-a	128
17.6.3	Obras Etapa II-b	129
17.6.4	Obras Etapa II-c	131
17.7	Cálculo dos níveis de curto-circuito	134
17.8	Nota Técnica EPE-DEA-SMA 002/2023-REV0: "Análise Socioambiental do Estudo de Atendimento à região do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba no estado de Minas Gerais".	138

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 - Custos marginais para cada uma das etapas do estudo e custo total da solução.	16
Figura 4-1 – Nova LD 138 kV Monte Alegre de Minas 2 – UTE Canápolis 2 - Ituiutaba	20
Figura 4-2 – Eixo 69 kV Frutal-Uberaba 1	20
Figura 4-3 – Nova SE 138/13,8 kV Cachoeira Dourada 2 e nova LD 138 kV Santa Vitória-Cachoeira Dourada 2	21
Figura 4-4 - Localização topo-elétrica das obras relacionadas	22
Figura 5-1 – Esquemático do sistema da região do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba	26
Figura 5-2 – Obras de reforço no sistema de distribuição	27
Figura 5-3 – Obras no sistema de distribuição na região de São Gotardo e Patos de Minas	28
Figura 6-1 - Esquemático da SE 345/138 kV Araxá 3	39
Figura 6-2 - Esquemático da SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2	40
Figura 6-3 - Esquemático da SE 345/138 kV Uberlândia 10	40
Figura 6-4 - Esquemático da SE 500/345 kV Nova Ponte	41
Figura 7-1 – Localização topo-elétrica das obras relacionadas	45
Figura 7-2 – Equipamentos SE 345/138 kV Araxá 3	46
Figura 7-3 - Equipamentos SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2	47
Figura 7-4 – Equipamentos SE 345/138 kV Uberlândia 10	47
Figura 7-5 - Equipamentos SE 500/345 kV Nova Ponte	48
Figura 7-6 – Localização vão 4P na SE 345 kV Jaguará	48
Figura 7-7 – Ampliação da SE 345/138 kV São Gotardo 2	49
Figura 7-8 – Nova DL 138 kV Monte Alegre de Minas 2 – UTE Canápolis 2 - Ituiutaba	50
Figura 7-9 – Eixo 69 kV Frutal-Uberaba 1	50
Figura 8-1 - Margens nos barramentos 345 kV da subestação Monte Alegre de Minas 2	52
Figura 8-2 - Margens nos barramentos 345 kV da subestação Uberlândia 10	52
Figura 8-3 - Margens nos barramentos 345 kV da subestação Araxá 3.	53
Figura 10-1 Novas LTs 345 kV Monte Alegre de Minas 2 – Uberlândia e Jaguará – Araxá 3	56
Figura 10-2 Dados técnicos básicos das LT 345 kV em CS	58

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2-1 - Avaliação Crítica do Escopo do R1	14
Tabela 3-1 – Custos totais, a valor presente, dos investimentos por etapas (R\$ Milhões)	15
Tabela 4-1 – Subestações de RB e de RBF – Obras determinativas	17
Tabela 4-2 – Linhas de Transmissão – Obras determinativas	17
Tabela 4-3 – Subestações de RB e de RBF – Obras indicativas	18
Tabela 4-4 – Linhas de Transmissão – Obras indicativas	19
Tabela 4-5 – Subestações de Distribuição – Obras indicativas	19
Tabela 4-6 – Linhas de distribuição – Obras indicativas	19
Tabela 4-7 – Subestações de Rede Básica – Obras associadas a final de vida regulatória	21
Tabela 5-1 – Linhas de distribuição a implantar até 2026	28
Tabela 5-2 – Equipamentos com a vida útil regulatória encerrada	29
Tabela 5-3 – Equipamentos com a vida útil regulatória próxima do encerramento	29
Tabela 5-4 – Carga leve e pesada – Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba – Plano Decenal 2026-2036	29
Tabela 5-5 - Usinas hidrelétricas localizadas na região do Triângulo Mineiro – RB e distribuição	30
Tabela 5-6 – Térmicas a biomassa na região do Triângulo Mineiro	31
Tabela 5-7 – Pequenas centrais hidrelétricas na região do Triângulo Mineiro	31
Tabela 5-8 – Usinas fotovoltaicas na região do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba	31
Tabela 5-9 – Usinas inclusas nos casos de trabalho	32
Tabela 5-10 – Geração distribuída contratada por região do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba	32
Tabela 5-11 – Aumento de carga do consumidor CBMM no município de Araxá	34
Tabela 5-12 – Fatores de despacho da geração (%) – Etapa I	34
Tabela 5-13 – Fatores de despacho da geração (%) – Etapa II	35
Tabela 5-14 – Limites de tensão (pu)	35
Tabela 6-1 - Contingências avaliadas envolvendo subestações	37
Tabela 6-2 - Contingências avaliadas envolvendo linhas de transmissão	37
Tabela 7-1 – Programa de Obras devido ao término da vida útil de ativos	44
Tabela 7-2 – Programa de Obras Determinativas – Ano 2026	44
Tabela 7-3 - Programa de Obras Indicativas	44
Tabela 10-1 - Dados do ambiente	55
Tabela 10-2 – Características elétricas básicas das LT 345 kV em CS	57
Tabela 10-3 - Coordenadas da silhueta típica das LTs 345 kV em CS	58
Tabela 11-1 – Equipamentos para controle de sobretensões no estado de Minas Gerais	59
Tabela 11-2 – Susceptância das LTs 345 kV	60
Tabela 11-3 – Reatores de barra 345 kV projetados	60
Tabela 16-1 - Lista de participantes do estudo	66
Tabela 17-1 - Níveis de Curto-Circuito - Sem obras	134
Tabela 17-2 - Níveis de curto-circuito - Com obras	136

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

A região do Triângulo Mineiro destaca-se pelas usinas hidrelétricas (UHEs) de grande porte localizadas ao longo dos rios Grande e Paranaíba, sendo, portanto, uma importante região no tocante à geração de energia elétrica no Brasil. Além dessas UHEs, destacam-se também as usinas termelétricas (UTES) movidas a biomassa através da queima do bagaço da cana de açúcar. Recentemente, empreendimentos de geração solar vêm se destacando na região em virtude do elevado nível de irradiação solar e topografia dos terrenos, caracterizados pela inexistência de elevações acentuadas, o que facilita a implantação deste tipo de empreendimento.

Diante destes motivos, os pedidos de conexão de novos empreendimentos de geração solar fotovoltaica vêm crescendo de modo consistente, tanto em relação a geração solar concentrada bem como em relação a micro e minigeração solar distribuída, que em certos cenários de carga reduzida levam a uma exportação de energia através da rede de Distribuição local para a Rede básica (RB).

Alguns empreendimentos deste tipo vêm tendo sua geração restringida, parcial ou totalmente, devido a limitações no sistema local, motivando desta forma, a necessidade de uma avaliação das condições de atendimento deste potencial, tanto da Rede básica de fronteira (RBF), bem como do sistema distribuidor. Diante deste cenário, foi montado um grupo de trabalho para a realização das análises, com a participação da Cemig Distribuição, Cemig Geração e Transmissão, Eletrobrás Furnas e CTEEP.

De modo a prover mais transparência, os investimentos necessários em cada situação, (i) atendimento à carga e (ii) atendimento à geração, foram calculados conforme as seguintes etapas:

Etapa I – Cenário importador - Atendimento ao mercado local;

Etapa II – Cenário exportador – Exportação do excedente de geração de energia do sistema distribuidor para a rede básica. A etapa II foi dividida em três fases:

- Etapa II-a – Sem considerar a micro e minigeração distribuída contratada;
- Etapa II-b – Considerando a micro e minigeração distribuída contratada;
- Etapa II-c – Considerando a micro e minigeração distribuída contratada e com uma taxa de crescimento desse tipo de empreendimento ao longo do horizonte das análises.

Em complemento, procurou-se otimizar a substituição de equipamentos com final de vida útil regulatória com as necessidades sistêmicas de longo prazo.

1.2 Objetivos Gerais

Os objetivos gerais deste trabalho são:

- Definir o conjunto de obras necessário para que o sistema elétrico da região do Triângulo Mineiro e do Alto Paranaíba, de modo a atender o mercado consumidor local e a previsão de expansão da micro e minigeração no sistema distribuidor;
- Verificar o impacto nos investimentos para atendimento ao mercado local, vis-à-vis os investimentos necessários para permitir a exportação do excedente de geração do sistema distribuidor para a rede básica;
- Otimizar a substituição de equipamentos com vida útil regulatória encerrada nas subestações localizadas nesta região.

1.3 Metodologia

A metodologia deste trabalho segue o seguinte roteiro básico:

- Atualização dos empreendimentos de geração contratados na região, concentrada e distribuída, ou com Parecer de Acesso Válido;
- Montagem dos casos de trabalho dos cenários importador e exportador de energia do sistema distribuidor para a rede básica;
- Análise das contingências que envolvam equipamentos de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira da região.

2 AVALIAÇÃO CRÍTICA DO ESCOPO DO R1

A Tabela 2-1 apresenta o conteúdo dos principais itens deste Relatório.

Tabela 2-1 - Avaliação Crítica do Escopo do R1

Conteúdo do Relatório R1	SIM/NÃO	Itens no R1 que tratam do assunto
Atendimento aos critérios de planejamento vigentes.	Sim	5
Premissas consideradas para o desenvolvimento do estudo e as respectivas fontes	Sim	5
Análise de desempenho em regime permanente	Sim	8
Análise econômica entre as alternativas tecnicamente viáveis.	Sim	7 e 9
Avaliação técnico-econômica de linhas de transmissão	Sim	10
Análise de desempenho dinâmico – estabilidade eletromecânica	Não	-
Análise de sobretensões à frequência fundamental	Sim	13
Análise de superação de barramentos e equipamentos de subestação	Sim	14
Análise de curto-circuito	Sim	15
Outras análises específicas	Não	-
Plano de obras	Sim	4, Anexos
Avaliação junto às transmissoras, distribuidoras ou geradoras disponibilidade de espaço nas instalações (SEs) de sua responsabilidade que comportem o plano de obras das alternativas consideradas pelo estudo, bem como da superação de equipamentos de subestação.	Sim	Anexos
No caso de seccionamento de linhas, avaliação, junto às transmissoras, do impacto causado nas linhas de transmissão seccionadas (realocação de equipamentos de compensação reativa da linha, por ex.)	Não	-
Avaliação de incorporação de instalações de uso exclusivo ou compartilhado de Geração, de Consumidores Livres, de autoprodutores e de Interligações Internacionais para a RB, decorrente dos novos empreendimentos planejados.	Não	-
Avaliação de Sensibilidade Socioambiental Preliminar e o respectivo rebatimento técnico nas alternativas selecionadas e na análise econômica.	Sim	Anexos e NT SMA

3 CONCLUSÕES

O presente estudo buscou relacionar as obras necessárias para atender às cargas e empreendimentos de geração com avançado estágio de contratação e prever uma taxa de crescimento para a conexão de geração distribuída na região do triângulo mineiro e alto Paranaíba. Tanto para o cenário importador (etapa I) como para o cenário exportador (etapa II) foi atendido o critério N-1 para a RB e RBF e o critério N para a rede de distribuição. Destaca-se que, no cenário exportador, também foi atendido o critério N-1 nas subestações de fronteira, não se permitindo na contingência simples o corte de nenhuma geração de modo automático, conforme item 5.1.

De modo a prover mais transparência, os investimentos necessários em cada situação, (i) atendimento à carga e (ii) atendimento à geração, foram calculados conforme as seguintes etapas:

Etapa I – Cenário importador - Atendimento ao mercado consumidor local;

Etapa II – Cenário exportador – Exportação do excedente de geração de energia do sistema distribuidor para a rede básica. A etapa II foi dividida em três fases:

- Etapa II-A – Sem considerar a micro e minigeração distribuída contratada, ou seja, só a geração existente;
- Etapa II-B – Considerando a micro e minigeração distribuída contratada;
- Etapa II-C – Considerando a micro e minigeração distribuída contratada e com uma taxa de crescimento de 8,38 %/ano desse tipo de empreendimento ao longo do horizonte das análises.

Em complemento, procurou-se otimizar a substituição de equipamentos com final de vida útil regulatória com as necessidades sistêmicas de longo prazo.

A Tabela 3-1 evidencia o custo dos investimentos necessários para o atendimento às etapas descritas. Estes custos estão referenciados a valor presente para o ano de 2022. A relação das respectivas obras está mostrada no anexo 17.6. Esta relação de obras é apenas para determinação dos custos de cada etapa, não sendo a referência para determinação do início do processo de outorgas. As obras a serem outorgadas estão relacionadas no item 4.

Tabela 3-1 – Custos totais, a valor presente, dos investimentos por etapas (R\$ Milhões)

Etapas	Custo (R\$ Milhões)
I - Cenário importador	211,18
II - Cenário exportador a	297,86
II - Cenário exportador b	430,33
II - Cenário exportador c	729,35

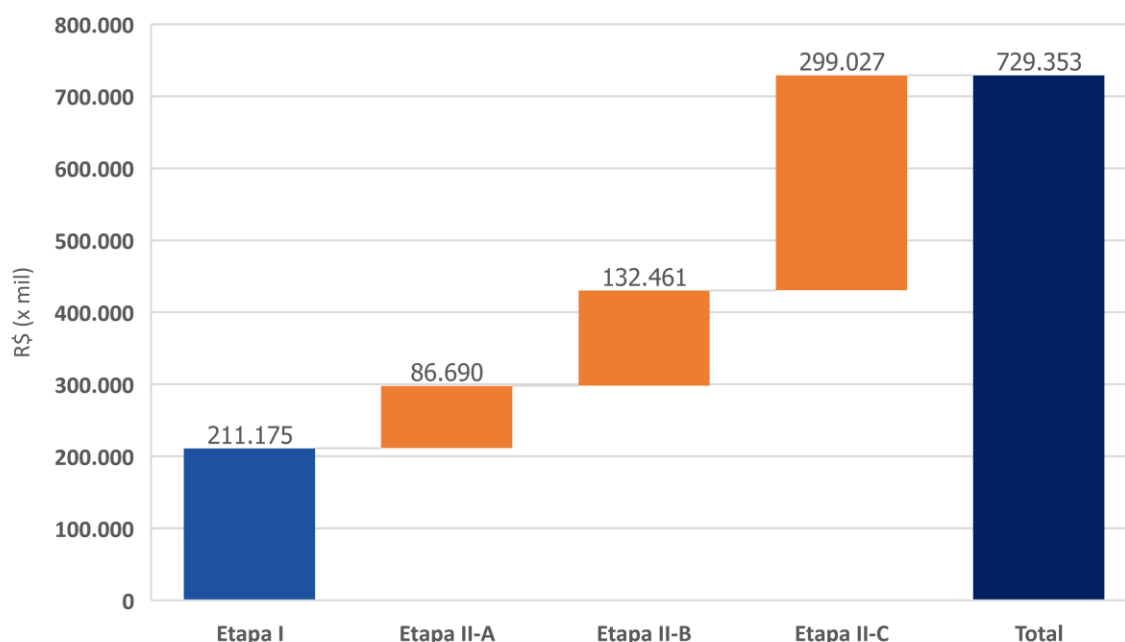


Figura 3-1 - Custos marginais para cada uma das etapas do estudo e custo total da solução.

Percebe-se, portanto, um acréscimo significativo nos custos em função da implantação de geração no sistema distribuidor com potencial maior do que o necessário para atendimento do mercado local. Estes valores dão uma pequena mostra do aumento dos investimentos necessários para o escoamento do excedente de geração conectada no sistema de distribuição e transmissão local.

As obras foram classificadas segundo o seguinte critério, em termos de início do processo de outorga:

- Obras Determinativas – Obras necessárias no curto-médio prazo e que devem ter seu processo de outorga iniciado de pronto;
- Obras Indicativas – Obras detalhadas sob o aspecto técnico, mas cuja data de necessidade deve ser definida a *posteriori*, em função da efetivação do potencial de geração conectado na rede de distribuição, ou quando da indicação do final da vida útil técnica pela Transmissora proprietária do ativo, não devendo ser iniciado de pronto o respectivo processo de outorga. As respectivas fichas PET/PELP, para efeito de controle, indicarão a data de necessidade de 2033;
- Obras Referencias – Obras não detalhadas sob o aspecto técnico que deverão ser especificadas em estudo próprio, tão logo a efetivação do potencial de geração no sistema distribuidor indique a necessidade do início do estudo.

As obras determinativas a serem outorgadas indicadas no item 4 foram selecionadas sob o critério de aproveitamento máximo das Subestações de fronteira existentes e minimização de arrependimentos, tendo em vista que o potencial de geração futuro considerado pode não se consolidar. Os custos totais das obras determinativas e indicativas são da ordem de R\$ 1,3 bilhão e, em termos de valor presente, R\$729,35 milhões.

O anexo 17.6 mostra a planilha de custos referente às obras recomendadas no estudo.

4 RECOMENDAÇÕES

4.1 Gerais

As obras determinativas que devem ter seu processo de outorga iniciado de pronto estão apresentadas na Tabela 4-1 e na Tabela 4-2, sendo segregadas entre subestações de RB e de RBF.

Tabela 4-1 – Subestações de RB e de RBF – Obras determinativas

Subestação	Tensão (kV)	Arranjo	Equipamentos principais		Ano
			Qtde	Descrição	
Araxá 3	345/138	DJM/BPT	3	2º Autotransformador monofásico de 100 MVA	2026
			1	Conexão de transformador 345 kV	
			1	Conexão de transformador 138 kV	
			2	Interligação de barras 345 kV	
			4	1º Reator de barra 345 kV 1Ø - (3+1) x 16,66 Mvar	
			1	Conexão de reator de barra 345 kV	
			1	Módulo de infraestrutura de manobra 345 kV	
			1	Módulo de infraestrutura de manobra 138 kV	
			1	Entrada de linha 345 kV (para SE Jaguará)	
Jaguará	345/138	DJM/BPT	7	1º e 2º Autotransformadores monofásicos de 100 MVA – Em substituição às unidades TR7 e TR8, existentes, de 50 MVA	2026
			1	Entrada de linha 345 kV (para SE Araxá 3)	
Monte Alegre de Minas 2	345/138	DJM/BPT	6	3º e 4º Autotransformadores monofásicos de 66,66 MVA	2026
			2	Conexão de transformador 345 kV	
			2	Conexão de transformador 138 kV	
			2	Interligação de barras 345 kV	
			1	Módulo de infraestrutura de manobra 345 kV	
			1	Módulo de infraestrutura de manobra 138 kV	
Uberlândia 10	345/138	DJM/BPT	3	2º Autotransformador monofásico de 100 MVA	2026
			1	Conexão de transformador 345 kV	
			1	Conexão de transformador 138 kV	
			1	Interligação de barras 345 kV	
			1	Módulo de infraestrutura de manobra 345 kV	
			1	Módulo de infraestrutura de manobra 138 kV	
Nova Ponte	500/345	DJM	4	1º Reator de barra 345 kV 1Ø - (3+1) x 16,66 Mvar	2026
			1	Conexão de reator de barra 345 kV	
			1	Módulo de infraestrutura de manobra 345 kV	
			1	Interligação de barras 345 kV	

Tabela 4-2 – Linhas de Transmissão – Obras determinativas

Linha de transmissão	Configuração	Extensão (km)	Ano
Jaguará-Araxá3 C1	2x954 MCM Rail	58	2026

Seguem algumas observações complementares:

- Conforme a Tabela 4-1, a instalação de dois bancos de autotransformadores de 300 MVA na subestação (SE) 345/138 kV Jaguará, refere-se à substituição dos dois atuais bancos de autotransformadores de 150 MVA. Esta substituição possui uma recomendação em [18] por outros dois bancos de 225 MVA. No entanto, o presente estudo define a necessidade de substituição dos bancos existentes por dois novos bancos de 300 MVA.
- A substituição dos dois bancos de autotransformadores da SE 345/138 kV Jaguará foi classificada como obra determinativa, apesar de estar associada ao final da vida útil técnica destes equipamentos, tendo em vista o fato dessa intervenção constar em Planos de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica (POTEE) de ciclos anteriores. A CemigGT deve reservar o vão 4P nesta SE a fim de permitir a conexão da nova LT 345 kV Jaguará-Araxá 3, conforme explicado no Capítulo 7 e mostrado na Figura 7-6.
- A nova LT 345 kV Jaguará-Araxá 3 deverá ter capacidade nominal de 1700 A e de emergência de 2250 A, conforme explicado no 10.4.1.

A Tabela 4-3, Tabela 4-4, Tabela 4-5 e Tabela 4-6 apresentam as obras indicativas, que não deverão ter seu processo de outorga iniciado de pronto, segregadas também entre obras de Rede Básica, e Distribuição. O início do processo de outorga dessas obras será posteriormente consolidado, em função da real efetivação da contratação do potencial de geração considerado nas análises.

Tabela 4-3 – Subestações de RB e de RBF – Obras indicativas

Nome	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
			Qtde	Descrição
Monte Alegre de Minas 2	345/138	DJM/BPT	4	1º Reator de barra 345 kV 1Ø - (3+1) x 10 Mvar
			1	Conexão de reator de barra 345 kV
			1	Interligação de barras 345 kV
			1	Entrada de linha 345 kV (para SE Uberlândia 10)
Uberlândia 10	345/138	DJM/BPT	3	3º Autotransformador monofásico de 100 MVA
			1	Conexão de transformador 345 kV
			1	Conexão de transformador 138 kV
			1	Módulo de infraestrutura de manobra 345 kV
			1	Módulo de infraestrutura de manobra 138 kV
			4	1º Reator de barra 345 kV 1Ø - (3+1) x 10 Mvar
			1	Conexão de reator de barra 345 kV
			2	Interligação de barras 345 kV
São Gotardo 2	345/138	DJM/BPT	1	Entrada de linha 345 kV (para SE Monte Alegre de Minas 2)
			1	Entrada de linha 138 kV (para SE Rio Paranaíba)
			3	2º Autotransformador monofásico de 100 MVA
			1	Conexão de transformador 345 kV
			1	Conexão de transformador 138 kV
			1	Módulo de infraestrutura de manobra 345 kV
			1	Módulo de infraestrutura de manobra 138 kV

Nome	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
			Qtde	Descrição
Porto Colômbia	345/138	BPT	1	Entrada de linha 138 kV (para SE Frutal 2)

Tabela 4-4 – Linhas de Transmissão – Obras indicativas

Linha de transmissão	Configuração	Extensão (km)
Monte Alegre de Minas 2-Uberlândia 10	2x954 MCM Rail	104

Tabela 4-5 – Subestações de Distribuição – Obras indicativas

Subestação	Ano
Cachoeira Dourada 2 (SE Seccionadora)	2028

Tabela 4-6 – Linhas de distribuição – Obras indicativas

Linha de Distribuição	Configuração	Extensão (km)
Ituiutaba - Canápolis	1x336 Linnet	23,5
Canápolis - Monte Alegre de Minas 2	1x636 Grosbeak	32
São Gotardo 2 - Rio Paranaíba C2	1x636 Grosbeak	27
Porto Colômbia - Frutal 2 C2	1x636 Grosbeak	40
Santa Vitória - Cachoeira Dourada 2	1x636 Grosbeak	85
Arapuá 1- Patos de Minas 2	1x636 Grosbeak	68
Seccionamento da LD Cachoeira Dourada – Avatinguara, C2, na nova SE Cachoeira Dourada 2	1x336 Linnet	0,5

Seguem algumas observações complementares:

- O banco de autotransformadores 345/138 kV da SE Uberlândia 10 de 300 MVA relacionado na Tabela 4-3 refere-se à 3ª unidade transformadora uma vez que a 2ª unidade foi indicada de modo determinativo, conforme mostrado na Tabela 4-1 deste relatório.
- A ampliação da SE 345/138 kV São Gotardo 2 deverá ser feita sem a necessidade de instalação de um segundo transformador defasador, porém, recomenda-se a disponibilização de um espaço adequado para permitir essa instalação, caso necessário futuramente, conforme detalhado no Capítulo 7. O transformador defasador atualmente existente deverá operar *by-passado* após a instalação da segunda unidade transformadora 345/138 kV.
- A nova LT 345 kV Monte Alegre de Minas 2-Uberlândia 10 deverá ter capacidade nominal de 1700 A e de emergência de 2250 A, conforme explicado no item 10.4.1.
- A CemigGT e a Taesa deverão verificar a necessidade de substituição de equipamentos de menor porte dos barramentos das subestações Jaguará e São Gotardo 2, com as ampliações propostas na Tabela 4-1, Tabela 4-2 e Tabela 4-3.

Vitória-Cachoeira Dourada 2, relacionada na Tabela 4-6 (a SE Capinópolis 2 será implantada conjuntamente com as outras obras ou posteriormente).

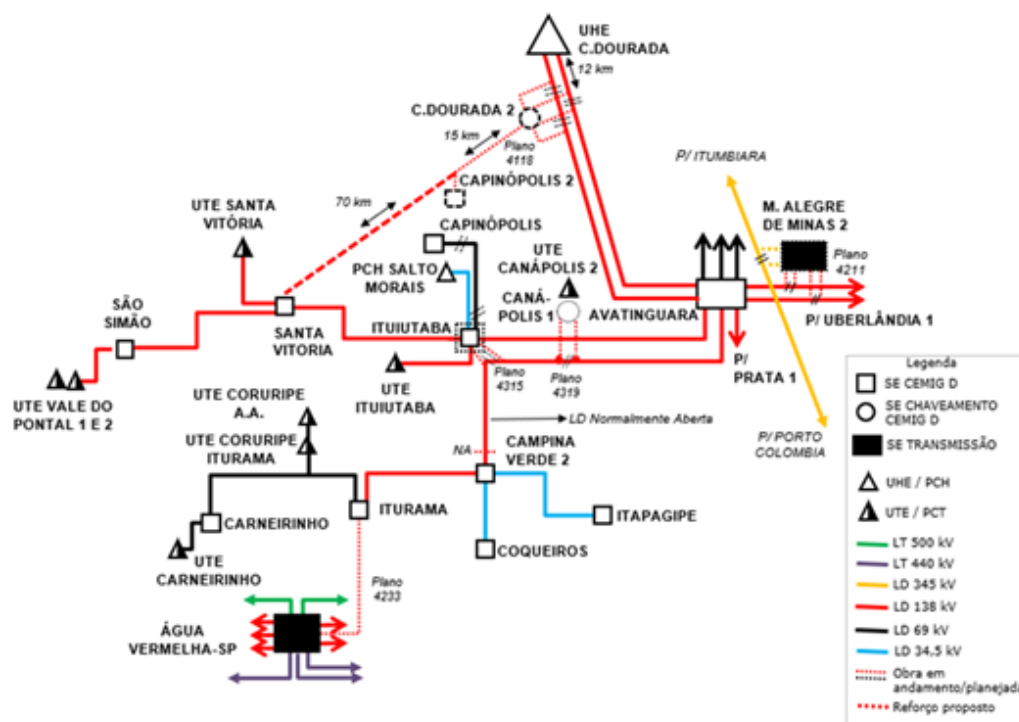


Figura 4-3 – Nova SE 138/13,8 kV Cachoeira Dourada 2 e nova LD 138 kV Santa Vitória-Cachoeira Dourada 2

A Tabela 4-7 ilustra as obras indicativas, que não deverão ter seu processo de outorga iniciado de pronto. O início do processo de outorga dessas obras será posteriormente consolidado, em função do final da vida útil técnica desses equipamentos, devendo-se cumprir os trâmites exigidos pela ANEEL e pelo ONS com relação a substituição de equipamentos nesta situação, o que inclui o cadastramento dos equipamentos superados no Sistema de Gerenciamento dos Planos de Melhoria e Reforços (SGMPR), desenvolvido pelo ONS.

Tabela 4-7 – Subestações de Rede Básica – Obras associadas a final de vida regulatória

Nome	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
			Qtde	Descrição
Porto Colômbia	345/138	BPT	1	1º Transformador 3Ø - 138/13,8 kV - 5 MVA
Emborcação	500/138	DJM/BPT	2	1º e 2º Autotransformador 3Ø - 500/138 kV - 300 MVA
		BPT	1	1º Transformador 3Ø - 138/13,8 kV - 15 MVA
Marimbondo	500/345	ANEEL	4	1º Autotransformador 500/345 kV - 186,67 MVA

Seguem algumas observações complementares:

- Os novos transformadores da SE 500/138 kV Emborcação deverão ser dotados de *Load Tap Changer* (Transformadores T6 e T7), operando na posição manual, apesar do transformador remanescente (T10) não ser dotado deste dispositivo, com somente *tap* fixo no lado de 500 kV - $(500 + 3 \times 2,5\% - 1 \times 2,5\%)$.

- Os reatores instalados no terciário do transformador 500/345 kV da SE Marimbondo deverão ser classificados como não servível para o SIN por não desempenhar mais papel sistêmico relevante, tão logo a Eletrobras Furnas indique o final da vida útil técnica do transformador.

A Figura 4-4 mostra de modo simplificado a localização topo-elétrica de todas as obras relacionadas nas tabelas 4-1 a 4-7.

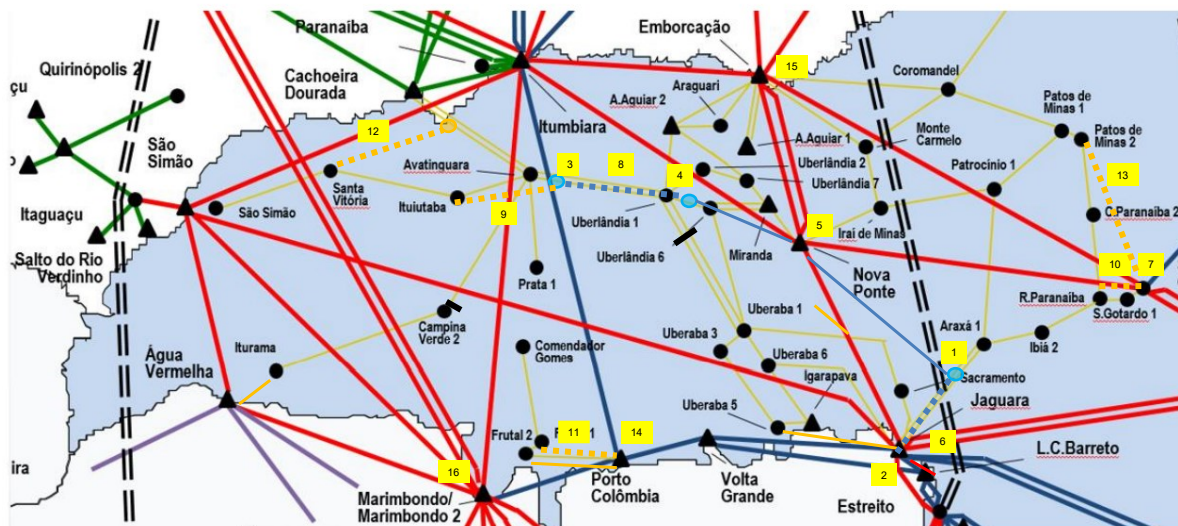


Figura 4-4 - Localização topo-elétrica das obras relacionadas

Legenda:

- 1 – SE 345/138 kV Araxá 3 – Banco transformador de 300 MVA e banco reator de barra 345 kV
- 2 – SE 345/138 kV Jaguará – Substituição de 2 bancos transformadores de 150 MVA por 2 bancos de 300 MVA
- 3 – SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2 – 2 Bancos transformadores de 200 MVA e banco reator de 345 kV
- 4 – SE 345/138 kV Uberlândia 10 – 2 bancos transformadores de 300 MVA e 1 banco reator de 345 kV
- 5 – SE 345 kV Nova Ponte – 1 banco reator de 345 kV
- 6 – LT 345 kV Jaguará-Araxá 3
- 7 – SE 345/138 kV São Gotardo 2 – 1 banco transformador de 300 MVA
- 8 – LT 345 kV Monte Alegre de Minas 2 – Uberlândia 10
- 9 – LD 138 kV Ituiutaba-Canápolis-Monte Alegre de Minas 2
- 10 – LD 138 kV São Gotardo 2 – Rio Paranaíba C2
- 11 – LD 138 kV Porto Colômbia-Frutal C2
- 12 – LD 138 kV Santa Vitória-Cachoeira Dourada 2
- 13 – LD 138 kV Arapuá 1- Patos de Minas 2
- 14 – SE 138/13,8 kV Porto Colômbia – Transformador de 5 MVA
- 15 – SE 500/138/13,8 kV Emborcação – Transformador 500/138 kV de 300 MVA e 1 transformador 138/13,8 kV de 15 MVA
- 16 – SE 500/345 kV Marimbondo – 1 banco transformador 500/345 kV de 560 MVA

Por fim, com relação a violações do fator de potência nas subestações 345/138 kV São Gotardo 2 e Jaguará, conforme [21], foi constatado que não há como segregar a análise sem envolver outras subestações próximas à região do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba, como Paracatu e Mascarenhas de Moraes. Considerando as alterações sistêmicas dos sentidos dos fluxos, que em diversos cenários passam a ser de exportação da Distribuição para a Rede Básica, recomenda-se que as análises e discussões iniciadas em [21] prossigam de modo a estabelecer os requisitos que devem ser obedecidos, oportunamente realizando estudo específico abrangendo uma área maior da rede de distribuição do estado de Minas Gerais para adequação dos fatores nas subestações de fronteira. Ressalta-se, no entanto, que não haverá arrependimentos com a implantação das obras indicadas neste estudo.

4.2 Com relação ao Relatório R2

Com relação ao R2, para cada instalação aplicável deste relatório R1 é apresentado a seguir a recomendação quanto à elaboração ou dispensa de elaboração do relatório R2. As análises têm foco principal nas solicitações impostas pelos Transitórios Eletromagnéticos de Manobra (TEM) que fazem parte do escopo dos relatórios R2.

Essas recomendações levam em conta: (i) características de cada instalação avaliada e da elétrica adjacente; (ii) condicionantes impostos pelo sistema; (iii) análises de detalhamento realizadas neste relatório R1 (avaliação técnico-econômica de Linhas de Transmissão (LT) e análises preliminares de ressonância e extinção de arco secundário, quando aplicável); e (iv) os resultados de relatórios R2 já realizados para instalações semelhantes [13].

4.2.1 Linhas de Transmissão

Não foram identificadas LTs com necessidade de elaboração de estudos de TEM nesta fase. Logo, recomenda-se a dispensa de elaboração dos relatórios R2 associados. Sugere-se que, caso sejam identificadas nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores ao certame licitatório elevadas sobretensões e/ou energias nos para-raios de óxido metálico, bem como algum fenômeno de interação relevante entre a LT objeto dos estudos e a rede elétrica adjacente e/ou equipamentos, seja considerada a adoção de medidas mitigatórias para redução dos impactos dos TEM como, por exemplo, resistores de pré-inserção.

4.2.2 Transformadores

Este relatório R1 recomenda uma série de novos transformadores (em paralelo a unidades existentes ou substituições). Contudo, entende-se que todos esses equipamentos serão outorgados via processo autorizativo. Nesta hipótese, dentro do processo comum de planejamento os relatórios R2 não são aplicáveis. Contudo, caso algum destes transformadores seja licitado, a EPE deverá ser consultada sobre a necessidade ou não de relatório R2. De qualquer forma, sugere-se que, caso sejam identificadas nos estudos desenvolvidos nas etapas de projeto elevadas sobretensões, correntes e/ou energias nos para-raios de óxido metálico, bem como algum fenômeno de interação relevante entre o transformador objeto dos estudos e a rede elétrica adjacente e/ou equipamentos, seja considerada a adoção de medidas mitigatórias para redução dos impactos dos TEM como, por exemplo, dispositivos sincronizadores e/ou resistores de pré-inserção.

4.3 Com relação ao Relatório R3

Recomenda-se a elaboração de Relatório R3 para a LT UHE Jaguará – Araxá 3 e a LT Uberlândia 10 – Monte Alegre de Minas 2.

4.4 Com relação ao Relatório R4

Entende-se ser necessário a elaboração do Relatório R4 apenas para as subestações Monte Alegre de Minas 2, Uberlândia 10 e Araxá 3 por serem as subestações envolvidas na implantação de novas linhas de 345 kV. A SE Jaguará dispõe apenas de um único vão de acesso conforme mostrado no Capítulo 7 e Figura 7-6. Para a elaboração do R4 deverão ser preenchidas as fichas do anexo 17.4.

4.5 Com relação ao Relatório R5

Recomenda-se a elaboração de Relatório R5 para a LT UHE Jaguará – Araxá 3 e a LT Uberlândia 10 – Monte Alegre de Minas 2.

5 PREMISSAS E CRITÉRIOS

5.1 Critérios Básicos

Foram utilizados neste estudo como base os casos de trabalho referentes ao Plano Decenal 2026-2036. Tanto para o cenário importador (etapa I) como para o cenário exportador (etapa II) deverá ser atendido o critério N-1 para a RB e RBF e o critério N para a rede de distribuição. Assim, no cenário exportador, também deverá ser atendido o critério N-1 nas subestações de fronteira, não se permitindo na contingência simples o corte de nenhuma geração de modo automático. Evidentemente este critério induz a uma restrição maior a conexão de mais empreendimentos na rede de distribuição.

5.2 Casos de Trabalho

Conforme descrito no item 1.1 o estudo foi composto por duas etapas (etapa I e etapa II) referentes, respectivamente, a um cenário que visa maximizar o fluxo de potência ativa no sentido da RB para o sistema distribuidor e um cenário que visa maximizar o fluxo de potência ativa do sistema distribuidor para a RB. A etapa I diz respeito a um cenário para atendimento a carga e a etapa II aborda um cenário em que há exportação de potência do sistema distribuidor para a RB devido ao excedente de geração despachada na rede de distribuição. A etapa II é ainda subdividida nas etapas II-a, II-b e II-c. A etapa II-a não considera a geração distribuída contratada na região. A etapa II-b considera a geração distribuída contratada na região. E a etapa II-c considera a geração distribuída contratada e uma taxa de crescimento deste potencial contratado até o ano horizonte de análise (2036). Desta forma, para atender estes critérios foram selecionados para a etapa I os casos de carga pesada, anos de 2026-2031-2036, uma vez que, não há participação da geração solar neste período do dia. Para a etapa II-a e II-b foram utilizados os casos de carga leve, ano de 2026, e para a etapa II-c, carga leve ano de 2036.

5.3 Topologia e Mercado

O esquemático da Figura 5-1 mostra de modo simplificado a RB, as subestações de RB e de fronteira, bem como parte do sistema distribuidor que atende a região do Triângulo Mineiro e do Alto Paranaíba prevista para 2026, ano inicial do estudo.

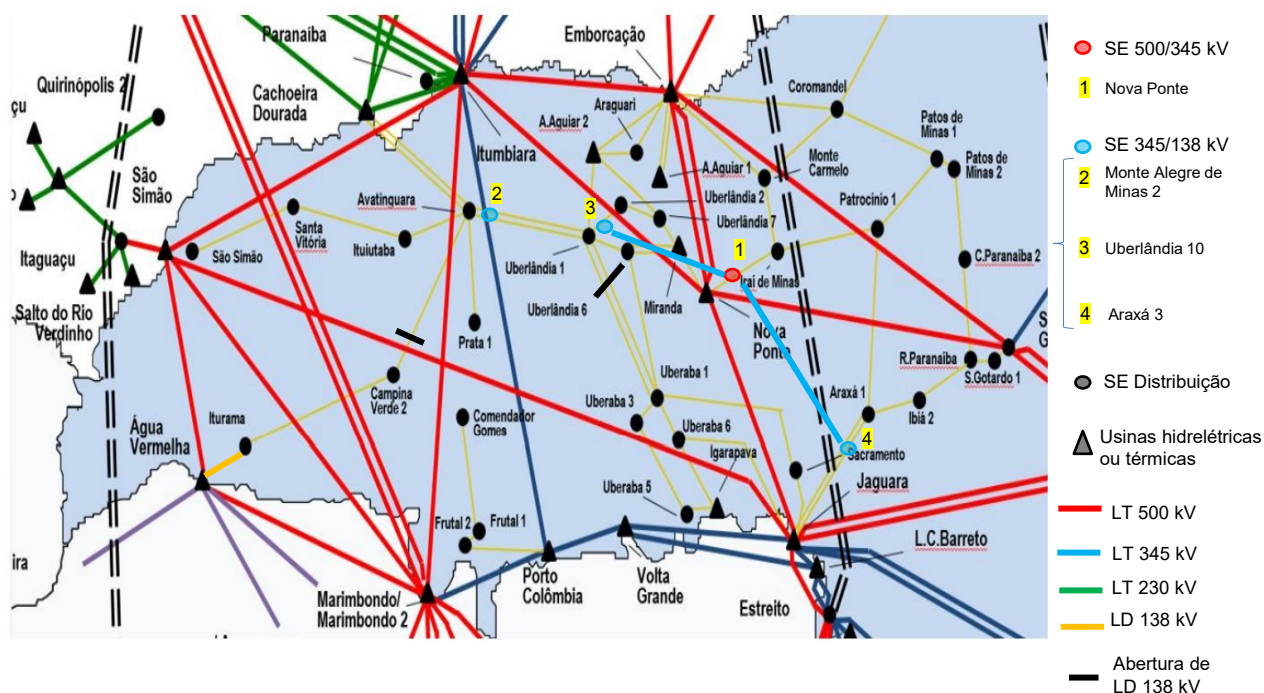


Figura 5-1 – Esquemático do sistema da região do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba

O novo pátio de 345 kV da SE Nova Ponte, a SE 345/138 kV Uberlândia 10, a SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2 e a SE 345/138 kV Araxá 3, assim como as LTs 345 kV Nova Ponte-Uberlândia 10 e Nova Ponte-Araxá 3, foram recentemente outorgadas, conforme [1] e têm a data legal de conclusão para março de 2025, mas com previsão de antecipação para 2023. Essas obras citadas alteraram significativamente o atendimento à essa região e foram indicadas em [2]. A SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2 foi dotada de dois bancos de 200 MVA e as subestações de Uberlândia 10 e Araxá 3 de apenas um banco de 300 MVA cada. Para a interligação da SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2 foi seccionada a LT 345 kV Itumbiara-Porto Colômbia.

Desta forma a região do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba passa a ser atendida, total ou parcialmente, pelas seguintes subestações de fronteira: Cachoeira Dourada (230/138 kV), Monte Alegre de Minas 2 (345/138 kV), Emborcação (500/138 kV), Uberlândia 10 (345/138 kV), Paracatu (500/138 kV), São Gotardo 2 (345/138 kV), Araxá 3 (345/138 kV), Jaguará (345/138 kV), Porto Colômbia (345/138 kV) e Água Vermelha (440/138 kV).

Destaca-se uma conexão da região do Triângulo Mineiro com a usina de Cachoeira Dourada localizada no estado de Goiás, através de duas linhas de distribuição, bem como um ramal radial da SE Avatinguara até a SE São Simão, sem conexão elétrica com a usina de São Simão, e um outro ramal também da SE Avatinguara até a SE Prata 1. Ressalta-se também a interligação da SE Iturama à SE de fronteira Água Vermelha através da construção da LD 138 kV Água Vermelha-Iturama, o que permitirá a abertura da LD 138 kV Campina Verde 2- Avatinguara, transformando o eixo Água Vermelha-Iturama-Campina Verde 2 num radial. Esta configuração foi definida em [2] com a participação da CemigD.

implantadas. A LD 138 kV Arapuá 1-Patos de Minas 2 faz parte da relação de obras indicativas. Ainda não há previsão para implantação da LD 138 kV São Gotardo 2 – Campos Altos.

Tabela 5-1 – Linhas de distribuição a implantar até 2026

Linha de distribuição	Configuração	Extensão (km)	ano
São Gotardo 1 – Rio Paranaíba 2	1x636 Grosbeak	16,0	2024
Rio Paranaíba 2 – Arapuá 1	1x636 Grosbeak	17,0	2025

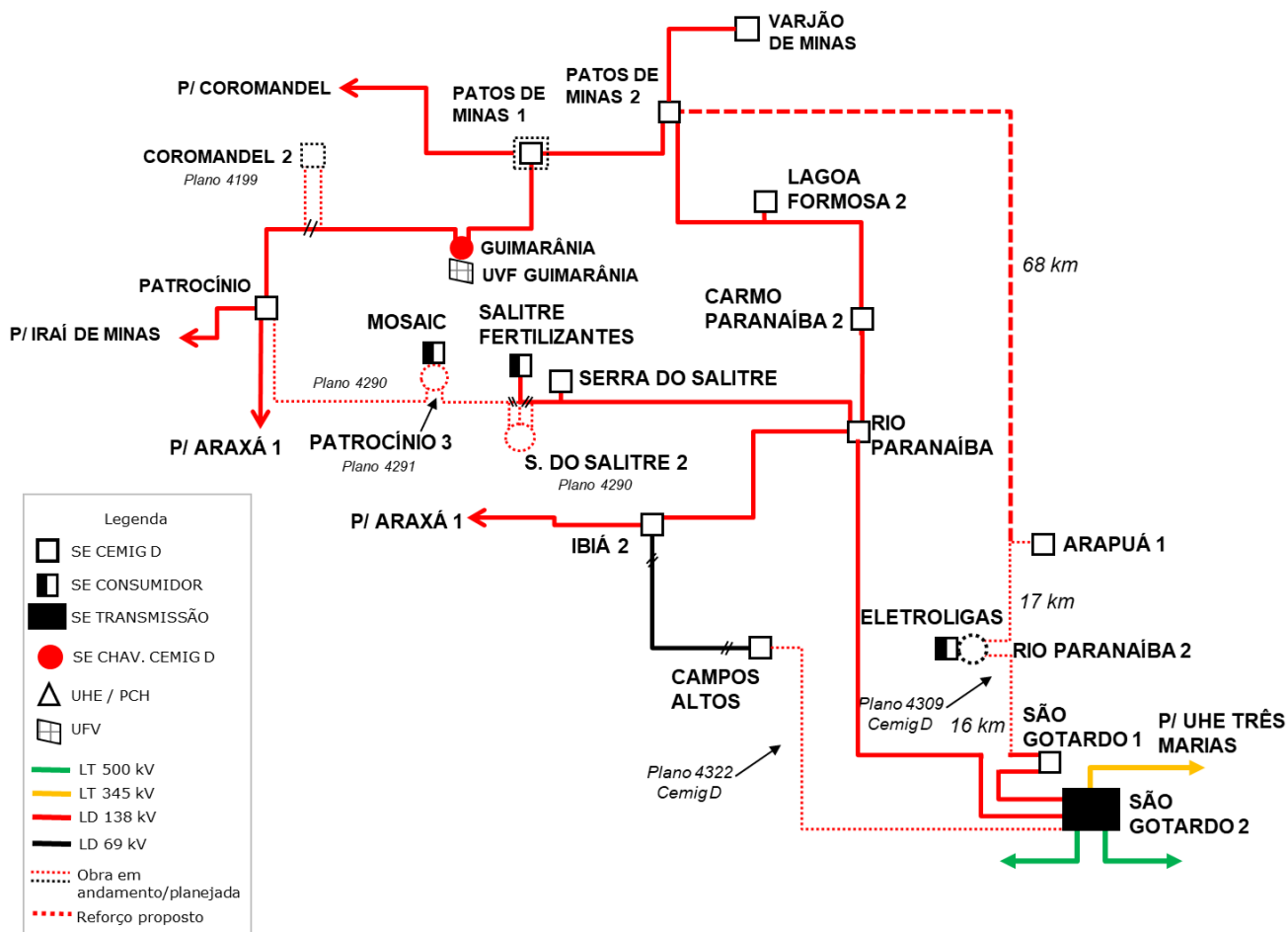


Figura 5-3 – Obras no sistema de distribuição na região de São Gotardo e Patos de Minas

A Tabela 5-2 mostra os equipamentos cuja vida útil regulatória está esgotada, sem indicação de substituição, necessitando, portanto, de uma atenção especial, buscando-se harmonizar possíveis indicações de substituições desses equipamentos com as necessidades sistêmicas detectadas neste estudo. A Tabela 5-3 mostra os equipamentos da SE São Gotardo 2 que encerrarão a vida útil regulatória em breve.

Tabela 5-2 – Equipamentos com a vida útil regulatória encerrada

SE	Unidade	1Ø/3Ø	Cap. Nominal (MVA/Mvar)	Tensão (kV)	Tempo em operação (anos)
Emborcação	T6	3Ø	300	500/138	40
	T7	3Ø	300	500/138	40
	T8	3Ø	15	138/13,8	40
	S5	1Ø	3x33,33	525	40
	S6	1Ø	3x33,33	525	40
Jaguara	T7	1Ø	3x50	345/138	51
	T8	1Ø	3x50	345/138	42
Marimbondo	T9	1Ø	3x186,67	500/345	40
	Reserva	1Ø	186,67	500/345	40
	RT1	3Ø	50	13,8	*
	RT2	3Ø	50	13,8	*
Porto Colômbia	T5	3Ø	5	138/13,8	53

*Vida técnica esgotada. Sem peças de reposição.

Os reatores RT1 e RT2 da SE Marimbondo estão conectados no terciário do transformador T9.

Tabela 5-3 – Equipamentos com a vida útil regulatória próxima do encerramento

SE	Unidade	1Ø/3Ø	Cap. Nominal (MVA/Mvar)	Tensão (kV)	Tempo em operação (anos)	Ano final da vida regulatória
São Gotardo 2	T3	3Ø	400	500/345	30	2027
	T4	3Ø	400	500/345	30	2027

Com relação ao mercado local, a Tabela 5-4 exibe os valores de carga leve e pesada constantes do Plano Decenal utilizado.

Tabela 5-4 – Carga leve e pesada – Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba – Plano Decenal 2026-2036

Carga Ativa da Área [MW] - LEVE										
2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
711,9	726,3	738,8	755,3	769,6	784,8	800,3	816,2	832,3	848,7	865,4

Carga Ativa da Área [MW] - PESADA										
2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1128,4	1149,9	1169,4	1195,0	1217,2	1240,6	1264,7	1289,4	1314,2	1339,8	1365,4

Percebe-se uma taxa de crescimento da carga de cerca de 1,9% ao ano e uma carga de cerca de 1.365 MVA no final do horizonte do estudo.

5.4 Níveis de Intercâmbio

Tendo em vista que o foco das análises é o atendimento ao mercado local, bem como permitir a exportação do excedente de geração no sistema distribuidor, verificou-se, conforme explicado no item 5.6.1, os carregamentos prioritariamente nas unidades transformadoras das subestações de fronteira e no sistema distribuidor. Assim, os níveis de intercâmbio entre as regiões do País foram mantidos conforme os casos de trabalho citados no item 5.2.

5.5 Plano de Geração

Conforme já exposto a região do Triângulo Mineiro se caracteriza pela existência de diversos tipos de empreendimentos de geração como: Hidrelétricas, térmicas a biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e mais recentemente usinas fotovoltaicas, quer concentradas bem como distribuídas.

A Tabela 5-5, Tabela 5-6, Tabela 5-7 e Tabela 5-8 mostram as usinas segregadas por tipo consideradas nas análises. As usinas a biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e solares estão todas conectadas no sistema distribuidor.

Tabela 5-5 - Usinas hidrelétricas localizadas na região do Triângulo Mineiro – RB e distribuição

Nome da Usina Hidrelétrica	Potência Instalada (MW)	Conexão (kV)	Bacia
Água Vermelha	1396,2	440	Grande
Cachoeira Dourada	34,0	138	Paranaíba
Cachoeira Dourada	108,0	138	Paranaíba
Cachoeira Dourada	54,0	138	Paranaíba
Cachoeira Dourada – RB	252,0	230	Paranaíba
Cachoeira Dourada – RB	204,0	230	Paranaíba
Amador Aguiar I (C. Branco I)	223,5	138	Paranaíba
Amador Aguiar II (C. Branco II)	222,0	138	Paranaíba
Emborcação	1192,0	500	Paranaíba
Igarapava	210,0	138	Grande
Jaguara	400,0	345	Grande
Miranda	390,0	138	Paranaíba
Nova Ponte	510,0	500	Paranaíba
São Simão	1680,0	500	Paranaíba
Volta Grande	380,0	345	Grande
Marimbondo	1488,0	500	Grande
Mascarenhas De Moraes (Peix.)	324,0	345	Grande
Mascarenhas De Moraes (Peix.)	180,0	138	Grande
Porto Colombia	328,0	138	Grande
Itumbiara	2280,0	500	Paranaíba
Serra Do Facão	212,6	138	Paranaíba

Tabela 5-6 – Térmicas a biomassa na região do Triângulo Mineiro

Nome da Usina UTE a Biomassa	Potência Instalada (MW)
Bio Alvorada - Araporã	50,0
Coruripe Campo Florido	30,0
Coruripe Iturama	24,0
Bioenergética Aroeira	16,0
Carneirinho	24,0
Cerradão 1	54,0
Cerradão 2	40,0
Cerradão 3 (Boa Esperança)	60,0
Coruripe Açúcar e Alcool	20,0
Delta MG	102,0
Energética Tupaciguara	35,0
Ituiutaba	56,0
Santa Juliana	82,0
Santa Vitoria	41,0
Santo Angelo	86,0
Uberaba 2	35,0
Vale do Pontal	25,0
Vale Do Pontal 2	25,0
Volta Grande	55,0
Vale Do Tijuco	45,0
Vale do Tijuco 2	40,0

Tabela 5-7 – Pequenas centrais hidrelétricas na região do Triângulo Mineiro

Nome	Potência Instalada (MW)
PCH PAI JOAQUIM	23,0
PCH DIAS	6,6
PCH MALAGONE	19,0
PCH PIEDADE	21,7

Tabela 5-8 – Usinas fotovoltaicas na região do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba

Nome	Potência Instalada (MW)
UFV GUIMARANIA 1	31,0
UFV GUIMARANIA 2	31,0
UFV ARAXA 1	45,0
UFV ARAXA 2	45,0
UFV COROMANDEL 1	30,0
UFV COROMANDEL 2	30,0

Para maximização do cenário exportador, todas as usinas na região em análise que estão em operação ou com contrato assinado ou com parecer de acesso válido, que não estavam representadas nos casos de trabalho, foram inclusas. A Tabela 5-9 mostra a relação dos empreendimentos nesta situação, totalizando 773 MW de potência instalada acrescida aos casos. No caso particular das UFVs Araxá Novo 1 a 6 e Monte Alegre 1 a 6, haverá restrições a geração em certos cenários, conforme detalhado em [19] e [20].

Tabela 5-9 – Usinas inclusas nos casos de trabalho

Barra	Nome	Potência (MW)
38909	UFV Monte Alegre 1 a 6	300
38907	UFV Araxá Novo 1 a 6	300
27315	UTE LD Celulose	95
27316	UTE Triângulo	38
27318	UTE Canápolis 2	38

Também foram acrescentadas aos casos de trabalho a geração distribuída contratada no momento. Não foi considerado o respectivo abatimento da carga desta geração uma vez que, como o ano inicial do horizonte das análises foi 2026. Essa diferença compensaria teoricamente as novas contratações até este período. A Tabela 5-10 mostra a relação da geração distribuída considerada, conforme informações da CemigD.

Ressaltamos que foi considerado não haver contribuição da geração distribuída para controle de tensão na malha de 138 kV. Destaca-se que o total de geração distribuída contratada considerada nas análises para 2026 totalizam cerca de 995 MW de potência indicando de pronto que, num cenário de despachos elevados das usinas conectadas no sistema distribuidor, num patamar de carga reduzida, haverá uma significativa exportação de energia para a RB. O Anexo 17.2 discrimina a geração distribuída considerada por barramento.

Tabela 5-10 – Geração distribuída contratada por região do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba

Região	Determinativa (MW)	Indicativa (MW)	Total (MW)	%
Alto Paranaíba	254,39	65,6	319,99	32,1%
Uberlândia	147,33	42,0	189,33	19,0%
Avatinguara	97,29	59,1	156,39	15,7%
Araxá	101,60	30,0	131,60	13,2%
Iturama	38,66	8,7	47,36	4,8%
Frutal	43,39	18,1	61,49	6,2%
Uberaba	47,64	41,8	89,44	9,0%
Total	730,30	265,3	995,6	100,0%

5.6 Elaboração dos Cenários

5.6.1 Escolha dos Cenários

Conforme descrito no item 1.1 o estudo foi composto por duas etapas (etapa I e etapa II) referentes, respectivamente, a um cenário que visa maximizar o fluxo de potência ativa no sentido da RB para o sistema distribuidor e um cenário que visa maximizar o fluxo de potência ativa do sistema distribuidor para a RB.

A etapa I refere-se, portanto, a um cenário de atendimento a carga conforme a Tabela 5-4 e a etapa II refere-se a um cenário em que há exportação de potência do sistema distribuidor para a RB devido ao excedente de geração despachada na rede de distribuição conforme, Tabela 5-7, Tabela 5-8 e Tabela 5-9. A etapa II é ainda subdividida nas etapas II-a, II-b e II-c.

- A etapa II-a não considera a geração distribuída contratada na região;
- A etapa II-b considera a geração distribuída contratada na região conforme Tabela 5-5 e Tabela 5-6;
- A etapa II-c considera a geração distribuída contratada e uma taxa de crescimento deste potencial contratado até o ano horizonte de análise (2036).

Desta forma, para atender estes critérios foram selecionados para a etapa I os casos de carga pesada, anos de 2026-2031-2036, uma vez que, não há participação da geração solar neste período. Para a etapa II-a e II-b foram utilizados os casos de carga leve, ano de 2026, e para a etapa II-c, carga leve ano de 2036.

Para as análises referentes a etapa II-c foi considerada uma taxa de crescimento de 8,38% ao ano para a geração distribuída (micro e mini). Esta taxa foi calculada considerando-se um potencial atual de cerca de 2.000 MW de geração distribuída instalada no estado de Minas Gerais, conforme [3] e um acréscimo de cerca de 2.471 MW de geração deste tipo neste estado, conforme [4] (Cenário de Referência), o que significa uma taxa de crescimento do valor informado de 8,38% ao ano.

Para a etapa II, ou seja, cenário exportador maximizado, conforme informação da Distribuidora, considerou-se uma redução de 10% na carga leve para representar de modo mais realista a carga de domingo, conforme explicado no item 5.6.2.

Outra alteração necessária em relação aos casos de trabalho foi a informação da iminente assinatura do contrato do aumento da carga do consumidor CBMM, localizado no município de Araxá. A Tabela 5-11 mostra a evolução da carga solicitada pelo consumidor. Foi considerado aumento de carga previsto até o ano horizonte do estudo, ou seja 2036.

Os transformadores defasadores existentes nas subestações São Gotardo 2 e Porto Colômbia foram ajustados sem desfasamento de modo a manter o conservadorismo, podendo se lançar mão de algum ajuste angular para eliminar algum problema operativo detectado nas análises.

Tabela 5-11 – Aumento de carga do consumidor CBMM no município de Araxá

Período Inicial	Período Final	Montantes de Uso (MW)	
		Ponta	Fora ponta
-	Janeiro/2025	75	83
Janeiro/2025	Dezembro/2025	140	140
Janeiro/2026	Dezembro/2026	150	150
Janeiro/2027	Dezembro/2027	155	155
Janeiro/2028	Dezembro/2028	160	160
Janeiro/2029	Dezembro/2029	165	165
Janeiro/2030	Dezembro/2034	190	190
Janeiro/2035	Dezembro/2035	200	200
Janeiro/2036	Dezembro/2036	210	210
Janeiro/2037	Dezembro/2037	220	220
Janeiro/2038	Dezembro/2039	230	230
Janeiro/2040	-	260	260

Para atendimento a este aumento de carga, o consumidor que atualmente é atendido por um radial de 138 kV a partir da SE Araxá 2, passará a ser atendido por um circuito duplo proveniente da SE Araxá 3 (DIT).

5.6.2 Critério para o Despacho de Geração

Conforme exposto, a etapa I visou atender o mercado da região, maximizando-se os fluxos pelas subestações de fronteira. Assim, foi considerada para análise desta etapa a carga pesada com geração mínima das usinas conectadas no sistema distribuidor, nos anos de 2026, 2031 e 2036. Devido ao impacto da geração fotovoltaica e da geração distribuída optou-se pela carga pesada, apesar do patamar de carga média apresentar valores um pouco mais elevados. A Tabela 5-12 mostra os valores de despacho considerados para as usinas da região.

Tabela 5-12 – Fatores de despacho da geração (%) – Etapa I

Usinas	Fatores de Despacho (%)
Solares	0
Hidrelétricas conectadas na rede de distribuição	20
Hidrelétrica conectadas na rede básica	Plano Decenal EPE
Termelétricas	0
Pequenas centrais hidrelétricas	0

As hidrelétricas (1) são as hidrelétricas conectadas no sistema de 138 kV, conforme informado na Tabela 5-5. As hidrelétricas (2) são as hidrelétricas conectadas na RB diretamente. Para estas não houve alteração nos seus fatores de despacho, sendo mantidos os valores constantes nos casos de trabalho. A diminuição da geração na região do Triângulo Mineiro foi compensada pelo aumento de geração na região nordeste de modo a se estressar os circuitos da interligação entre as regiões nordeste e sudeste. Esses fatores de despacho foram considerados de modo bastante conservador uma vez que

há uma expectativa de, mesmo com esses valores muito baixos de geração, a etapa II, ou seja, o cenário exportador, seja o cenário dimensionador das obras.

A etapa II, conforme exposto, visa maximizar os fluxos na rede de distribuição e nas subestações de fronteira no sentido da rede de distribuição para a RB. Assim, a Tabela 5-13 mostra os fatores de geração considerados para analisar esta etapa.

Tabela 5-13 – Fatores de despacho da geração (%) – Etapa II

Usinas	Fatores de Despacho (%)
Solares	90
Hidrelétricas conectadas na rede de distribuição	90
Hidrelétrica conectadas na rede básica	Plano Decenal EPE
Termelétricas	100
Pequenas centrais hidrelétricas	100

Também foram considerados fatores de despacho muito conservadores, de mínima probabilidade de ocorrência. A estratégia é a de que, ao se verificar na prática fatores de despacho menores do que quando gerando todas no mesmo instante, essa folga represente a possibilidade de conexão de mais empreendimentos no sistema distribuidor. Esse aumento de geração nesta região foi compensado com a redução de geração na região sul do País. Para a etapa II-c, conforme exposto, foi considerada uma taxa de crescimento na geração distribuída contratada conforme explicado no item 5.6.1.

5.7 Limites Operativos

5.7.1 Tensão

Conforme [5], os níveis de tensão devem estar em conformidade com os valores informados na Tabela 5-14.

Tabela 5-14 – Limites de tensão (pu)

Tensão(kV)	Limites (pu)	
	Normal	Emergência
138	0,95 a 1,05	0,90 a 1,05
230	0,95 a 1,05	0,90 a 1,05
345	0,95 a 1,05	0,90 a 1,05

5.7.2 Carregamento

Os limites dos equipamentos existentes da Rede Básica estão de acordo com o Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST). Os limites dos equipamentos da rede de distribuição foram os registrados nos casos de trabalho e ratificados pela CemigD.

5.7.3 Fator de Potência

Conforme [6], os valores do fator de potência nas subestações de fronteira devem se situar entre 0,95 indutivo a 1,0. Ressalta-se que não há critério específico para valores de fator de potência para cenários em que o fluxo de potência ativa está no sentido da rede de distribuição para a RB.

5.8 Parâmetros Econômicos

Os custos foram calculados conforme [7]. O ano de referência adotado foi 2022 e o horizonte de análise foi o período de 2026-2036. As instalações projetadas adotaram uma vida útil de 30 anos e a taxa de atualização de 8%a.a.

5.9 Classificação do Horizonte das Obras

As obras foram classificadas segundo o seguinte critério, em termos de início do processo de outorga:

- Obras Determinativas – Obras necessárias no curto prazo e que devem ter seu processo de outorga iniciado de pronto;
- Obras Indicativas – Obras detalhadas sob o aspecto técnico, mas cuja data de necessidade deve ser definida a *posteriori*, em função da efetivação do potencial de geração conectado na rede de distribuição, não devendo ser iniciado de pronto o respectivo processo de outorga. As obras propostas no sistema de distribuição poderão sofrer alterações em função da confirmação do crescimento da geração/mercado considerado neste estudo ou de futuras solicitações de acesso que indiquem outra solução;
- Obras Referencias – Obras não detalhadas sob o aspecto técnico que deverão ser especificadas em estudo próprio, tão logo a efetivação do potencial de geração no sistema distribuidor indique a necessidade.

Foram consideradas como determinativas, portanto, as obras definidas dentro do horizonte do Programa de Expansão da Transmissão da EPE (PET). As demais obras foram definidas como indicativas, e serão incorporadas ao Programa de Expansão de Longo Prazo da EPE (PELP).

Tanto as obras determinativas quanto as indicativas fazem parte das recomendações do estudo, contudo, as obras indicativas poderão ser reavaliadas nos ciclos de planejamento subsequentes. Por outro lado, caso não sejam vislumbrados novos problemas que justifiquem análises adicionais para as regiões envolvidas, essas obras se tornarão determinativas à medida que o horizonte do PET for sendo incrementado. Ressalta-se que, para efeito de emissão de fichas PET/PELP, as obras determinativas serão consideradas com data de necessidade para 2026 e as obras indicativas com a data de necessidade fictícia de 2033, apenas para efeito de controle.

6 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA

Considerando os cenários determinativos do programa de obras como o cenário exportador, etapa II, foi feito um diagnóstico do sistema considerando-se apenas as etapas II-b e II-c.

6.1 Sistema Elétrico de Interesse

O sistema elétrico de interesse foi mostrado no item 5.3.

6.2 Desempenho Elétrico da Rede

As contingências analisadas estão sintetizadas na Tabela 6-1 e Tabela 6-2.

Tabela 6-1 - Contingências avaliadas envolvendo subestações

Subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira	Tensão (kV)
Água Vermelha	440/138
Araxá 3	345/138
Cachoeira Dourada	230/138
Emborcação	500/138
Itumbiara	500/345
Itumbiara	345/230
Jaguara	345/138
Marimbondo	500/345
Mascarenhas de Moraes	345/138
Monte Alegre	345/138
Nova Ponte	500/345
Paracatu 4	500/138
Porto Colômbia	345/138
São Gotardo	345/138
São Gotardo	500/345
Uberlândia 10	345/138

Tabela 6-2 - Contingências avaliadas envolvendo linhas de transmissão

Linha de Transmissão	Tensão (kV)
Itumbiara - Monte Alegre	345
Monte Alegre - Porto Colômbia	345
Porto Colômbia - Marimbondo	345
Itumbiara - Cachoeira Dourada	345
Nova Ponte - Araxá	345
Nova Ponte - Uberlândia	345
São Gotardo - Três Marias	345
Porto Colômbia - Volta Grande	345

No cenário da etapa II-b: cenário exportador com geração maximizada, carga reduzida e geração distribuída contratada, foram detectados os seguintes problemas:

- Não atendimento ao critério N-1 na SE 345/138 kV Jaguará mesmo considerando-se a substituição dos atuais bancos de 150 MVA por outros de capacidade de 225 MVA por final de vida útil;
- Sobrecargas inadmissíveis em linhas de distribuição na perda do banco transformador único da SE 345/138 kV Araxá 3 ou na perda da LT 345 kV Nova Ponte - Araxá 3;
- Sobrecargas inadmissíveis na SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2 em condições normais de operação;
- Sobrecargas inadmissíveis em linhas de distribuição na perda do banco transformador único da SE 345/138 kV Uberlândia 10 ou na perda da LT 345 kV Nova Ponte - Uberlândia 10;
- Sobretensões em condições normais de operação no ramal 138 kV São Simão;
- Sobrecarga em condições normais de operação no eixo 138 kV Ituiutaba – Avatinguara - Monte Alegre de Minas 2.

Ressalta-se que os empreendimentos cujos pareceres técnicos referentes às UFVs Monte Alegre 1 a 6 (300 MW) e Araxá 1 a 6, indicam a necessidade de restrição de geração, parcial ou total, devido a sobrecargas nas unidades transformadoras das subestações Monte Alegre 2, Uberlândia 10 e Araxá 3.

Na etapa II-c, onde se considerou um crescimento da geração distribuída contratada local até 2036 a uma taxa de 8,38% ao ano, conforme definido no item 5.6.1, como a carga cresce a uma taxa de 1,9% ao ano, citado no item 5.3, os problemas detectados se agravarão até o final do horizonte de análise (2036). Os principais problemas detectados no final do horizonte, em condições normais de operação além dos já citados referentes a etapa II-b, são os seguintes:

- Sobrecarga nas subestações: 500/138 kV Emborcação, 500/345 kV Nova Ponte e 345/138 kV São Gotardo 2;
- Sobrecarga nos eixos de 138 kV: São Gotardo 2 – Rio Paranaíba, Jaguará - Sacramento, Jaguará - Araxá 1, Jaguará - Araxá 4, Porto Colômbia - Planura e Água Vermelha - Iturama;
- Sobretensões no ramal 138 kV Prata 1.

Os principais problemas detectados no final do horizonte, em condições de contingência, além dos já citados referentes à etapa II-b, são os seguintes:

- Sobrecarga inadmissível na SE 230/138 kV Cachoeira Dourada na contingência da LT 345 kV Itumbiara - Monte Alegre de Minas 2;
- Não atendimento ao critério N-1 na SE 230/138 kV Cachoeira Dourada;
- Sobrecarga inadmissível no eixo 138 kV Avatinguara - Monte Alegre de Minas 2 na contingência da LT 230 kV Itumbiara - Cachoeira Dourada;

- Sobrecarga inadmissível no eixo 138 kV Miranda - Araguari-Emborcação na contingência do banco transformador único da SE 345/138 kV Uberlândia 10 ou na LT 345 kV Nova Ponte - Uberlândia 10;
- Sobrecarga inadmissível em linhas de 138 kV da região do Alto Paranaíba na contingência do banco transformador único da SE 345/138 kV São Gotardo 2;
- Sobrecarga inadmissível no eixo 138 kV Jaguará - Uberaba 5, Jaguará - Araxá 1 e Jaguará - Sacramento na contingência do banco transformador único da SE 345/138 kV Uberlândia 10 ou no banco transformador único da SE Araxá 3, ou na LT 345 kV Nova Ponte - Uberlândia 10, ou na LT 345 kV Nova Ponte - Araxá 3.

Além dos problemas citados, o ONS tem alertado a CemigD com relação a violação do fator de potência nas subestações 345/138 kV São Gotardo 2 e Jaguará, conforme [21] .

6.3 Restrições Físicas das Instalações

A Figura 6-1, Figura 6-2, Figura 6-3 e Figura 6-4, mostram a configuração das subestações de fronteira na região indicadas em [2] e a Subestação de Rede Básica Nova Ponte.

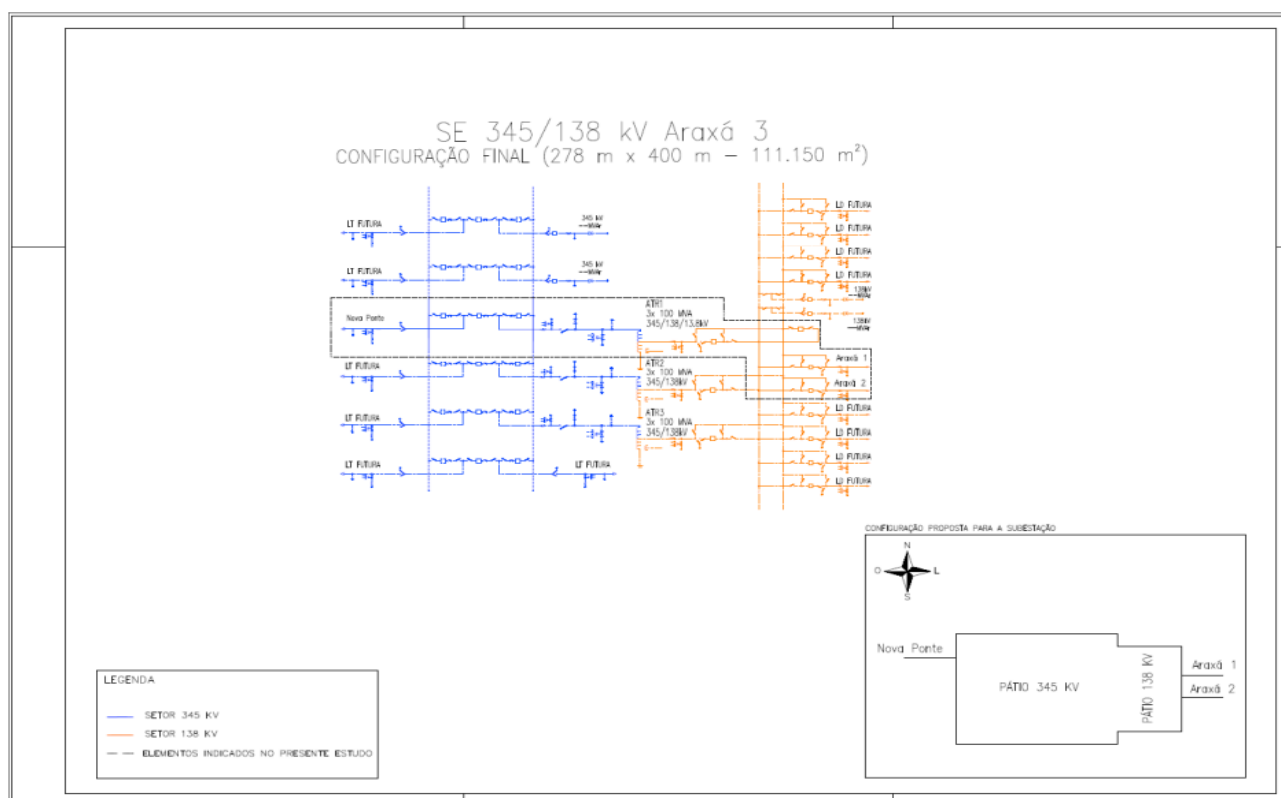


Figura 6-1 - Esquemático da SE 345/138 kV Araxá 3

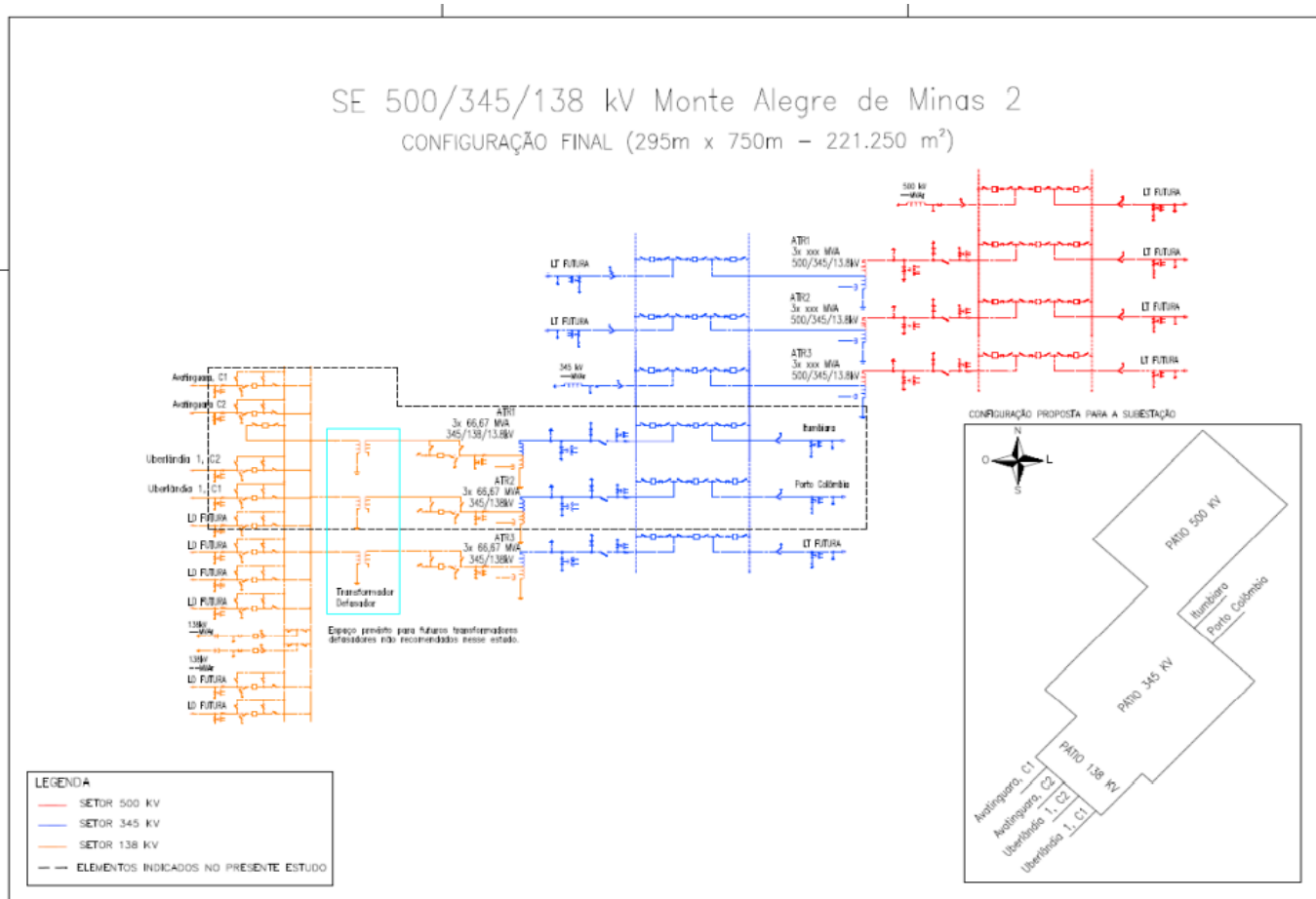


Figura 6-2 - Esquemático da SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2

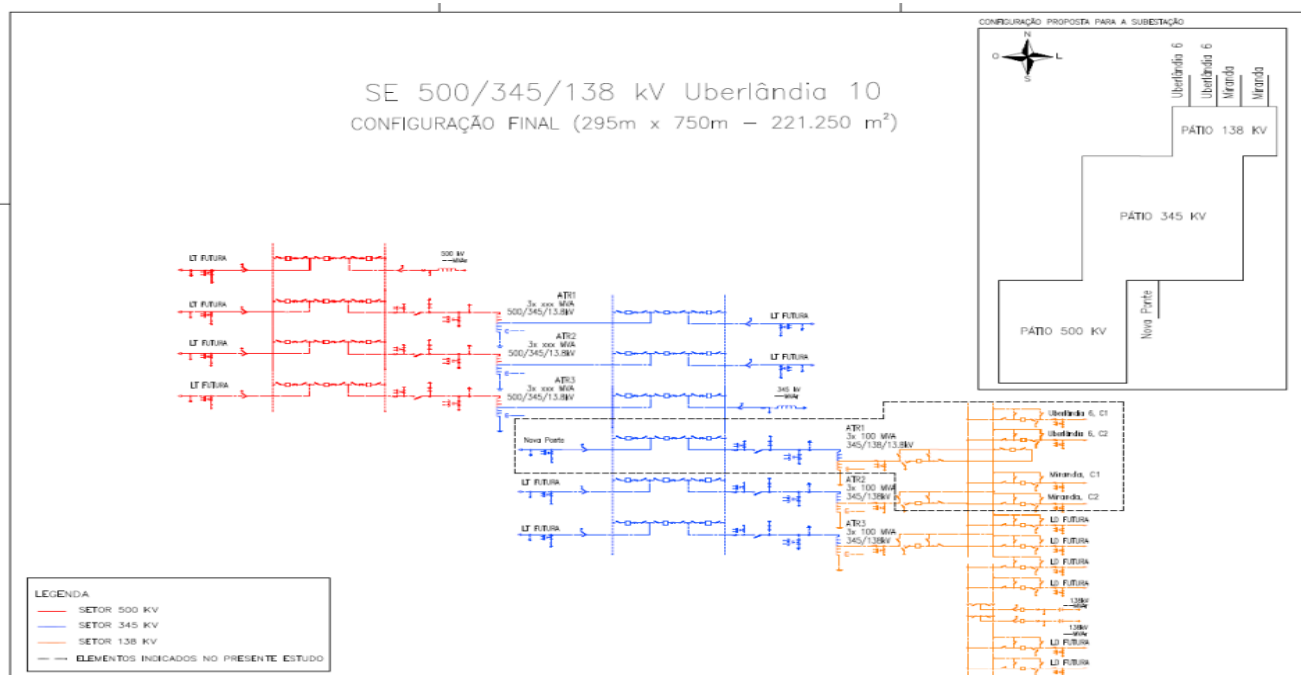


Figura 6-3 - Esquemático da SE 345/138 kV Uberlândia 10

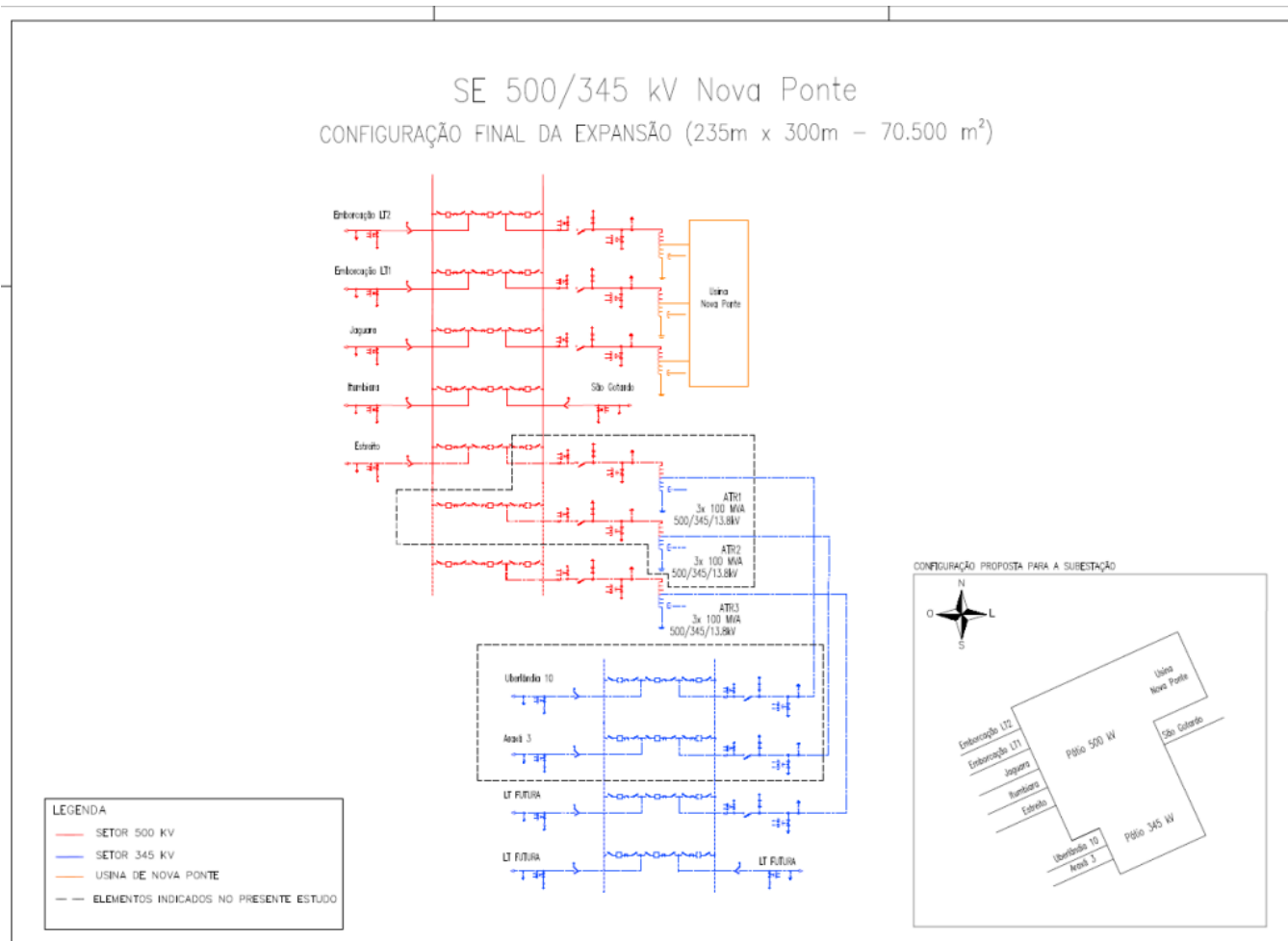


Figura 6-4 - Esquemático da SE 500/345 kV Nova Ponte

Conforme as figuras mostradas, estas novas subestações vão permitir ampliações das suas unidades transformadoras, sendo que nas subestações 345/138 kV Araxá 3 e Uberlândia 10 a possibilidade de acréscimo de mais dois bancos transformadores e na SE 345/138 kV Monte Alegre 2 a possibilidade de ampliação de mais um banco transformador. Todas essas subestações permitem a interligação de diversas novas linhas de 345 kV e de 138 kV. Para as subestações Monte Alegre de Minas 2 e Uberlândia 10 foi solicitada área para futura implantação de um novo pátio de 500 kV. Em particular na SE Monte Alegre de Minas 2 foi previsto também espaço físico para a implantação, quando necessário, de transformadores defasadores. Desta forma não se espera problemas de espaço físico para recomendações de ampliações ou interligações de novos circuitos nestas subestações.

Em relação às demais subestações: Cachoeira Dourada, Itumbiara, Emborcação, São Gotardo 2, Jaguará, Porto Colômbia e Água Vermelha, a maior parte implantada há bastante tempo, para qualquer expectativa de ampliações deverá haver a devida consulta à Transmissora proprietária.

Com relação à possibilidade de ampliação da SE 500/138 kV Emborcação, com a instalação de uma quarta unidade transformadora, a CemigGT informou através de [17], em resposta à consulta da EPE [15], que haveria necessidade de aquisição de terreno contíguo à esta SE, com obras de infraestrutura e somente sendo possível a conexão da nova unidade transformadora diretamente no barramento de 500 kV, em desacordo com os padrões atuais. Desta forma, considerando-se esta situação e o fato de

haver 900 MVA instalados nesta, a SE 500/138 kV Emborcação foi considerada sem possibilidade de ampliação para este e futuros estudos de planejamento.

6.4 Vida Útil de Equipamentos

O levantamento dos equipamentos das subestações da região que estão com sua vida útil regulatória encerrada, ou próximo disto, está discriminado no item 5.3 e Tabela 5-2 e Tabela 5-3.

7 OBRAS PROPOSTAS

Em virtude dos problemas apresentados no item 6.2, foi consolidado um programa de obras que os solucionassem observando a questão da modicidade tarifária, minimizando arrependimentos, uma vez que há muitas incertezas relacionadas ao processo de consolidação do potencial de geração distribuída e localização exata dos empreendimentos.

Assim, a estratégia adotada para consolidação do programa de obras procurou esgotar ao máximo a capacidade das subestações de fronteira existentes e minimizar os arrependimentos de novas linhas de distribuição. Ao mesmo tempo, buscou-se harmonizar essas indicações com o final da vida útil regulatória dos equipamentos citados nas Tabela 5-2 e Tabela 5-3.

Não se vislumbrou alternativas competitivas com relação às obras indicadas tendo em vista os seguintes fatores:

- Conforme exposto, em virtude da geração considerada, tanto em termos de potência como em termos de localização, por ser apenas indicativa, há necessidade de uma análise prospectiva no sentido de minimização de arrependimentos. Desta forma foi evitado ao máximo a implantação de novas subestações de fronteira. Reforça esta decisão o fato da carga da região ser da ordem de 1.200 MW, conforme Tabela 5-4, e haver dez subestações de fronteira atendendo total ou parcialmente esta região (Cachoeira Dourada, Monte Alegre de Minas 2, Uberlândia 10, Emborcação, Paracatu, São Gotardo 2, Araxá 3, Jaguará, Porto Colômbia e Água Vermelha), o que comprova que o mercado consumidor local possui capacidade adequada de suprimento via pontos de fronteira;
- Em relação às subestações relacionadas, apenas Monte Alegre de Minas 2, Uberlândia 10 e Araxá 3 dispõem de espaço físico, interno e externo à SE, para ampliações ou saídas de linhas de transmissão e/ou distribuição. Com relação às demais subestações, principalmente Cachoeira Dourada, Itumbiara, Emborcação, São Gotardo 2, Jaguará, com a maior parte delas implantadas há bastante tempo, com arranjos de barramentos totalmente despadronizados em relação aos critérios atuais, não permitem muitas opções de obras, conforme item 6.3. Desta forma, foi concluído através de consultas às Transmissoras proprietárias (anexo 17.1), ser possível a ampliação na SE São Gotardo 2 com a instalação de um segundo banco transformador e a implantação de uma nova linha de distribuição, e na SE Jaguará a substituição dos bancos atuais por outros de maior capacidade e a inserção de uma entrada de linha de 345 kV, devendo essas subestações serem consideradas esgotadas doravante pelo Planejamento em termos de novas ampliações.

Desta forma concluiu-se pelo programa de obras da Tabela 7-1 , Tabela 7-2 e Tabela 7-3:

Tabela 7-1 – Programa de Obras devido ao término da vida útil de ativos

Instalação	Obras Indicativas devido ao final de vida útil:
SE 345/138 kV Jaguará	Substituição dos dois bancos de 150 MVA por dois bancos de 300 MVA;
SE 138/13,8 kV Porto Colômbia	Substituição do transformador trifásico 138/13,8 kV de 5 MVA por outro de mesma capacidade;
SE 500/138 kV Emborcação	Substituição dos dois transformadores trifásicos da SE de 300 MVA cada por dois outros de mesma capacidade, porém com capacidade de sobrecarga por 4 horas de 20% e dotados de <i>load tap changer</i> ;
SE 138/13,8 kV Emborcação	Substituição do transformador trifásico de 15 MVA por outro de mesma capacidade.

Ao ONS alertamos que o transformador DIT 138/13,8 kV da subestação Porto Colômbia a ser substituído por final de vida útil regulatória não dispõe de SMF (Sistema de Medição de Fronteira), conforme informação da CemigD, devendo este Operador verificar a necessidade de instalação deste Sistema, uma vez que o barramento DIT desta subestação atende outros agentes, além deste transformador de propriedade da Eletrobrás Furnas e a CemigD (linhas da CPFL e da usina de Porto Colômbia).

Tabela 7-2 – Programa de Obras Determinativas – Ano 2026

Instalação	Descrição
SE 345/138 kV Araxá 3	Instalação do segundo banco transformador de 300 MVA e de banco reator 345 kV de 50 Mvar;
LT 345 kV Jaguará - Araxá 3	Nova LT 345 kV, Circuito Simples, com a configuração 2x954 MCM Rail de 66 km;
SE 345/138 kV Monte Alegre	Instalação do terceiro e quartos bancos de transformadores de 200 MVA;
SE 345/138 kV Uberlândia 10	Instalação do segundo banco transformador de 300 MVA;
SE 345 kV Nova Ponte	Instalação de banco reator 345 kV de 50 Mvar

Tabela 7-3 - Programa de Obras Indicativas

Instalação	Descrição
LD 138 kV Ituiutaba – Canápolis	Nova LD 138 KV, Circuito Simples, com a configuração 1x336 Linnet de 23,5 km;
LD 138 kV Canápolis – Monte Alegre de Minas 2	Nova LD 138 KV, Circuito Simples, com a configuração 1x636 Grosbeak de 32 km;
LD 138 kV Rio Paranaíba - São Gotardo 2 C2	Nova LD 138 kV, Circuito Simples, com a configuração 1x636 MCM Grosbeak de 27 km;
LD 138 kV Rio Porto Colômbia – Frutal 2 C2	Nova LD 138 kV, Circuito Simples, com a configuração 1x636 MCM Grosbeak de 40 km;

Instalação	Descrição
LT 345 kV Uberlândia 10 - Monte Alegre de Minas 2	Nova LT 345 kV, Circuito Simples, com a configuração 2x954 MCM Rail de 83 km;
SE 345/138 kV São Gotardo 2	Instalação do segundo banco transformador de 300 MVA;
SE 345/138 kV Uberlândia 10	Instalação do terceiro banco transformador de 300 MVA e de banco reator 345 kV de 30 Mvar.
SE 345 kV Monte Alegre de Minas 2	Instalação de banco reator de 345 kV de 30 Mvar
LD 138 kV Santa Vitória-Cachoeira Dourada 2	Nova LD 138 KV, Circuito Simples, com a configuração 1x636 MCM Grosbeak de 85 km;
LD 138 kV Arapuá 1-Patos de Minas 2	Nova LD 138 KV, Circuito Simples, com a configuração 1x636 MCM Grosbeak de 68 km;

A Figura 7-1 mostra de modo simplificado a localização topo-elétrica das obras relacionadas.

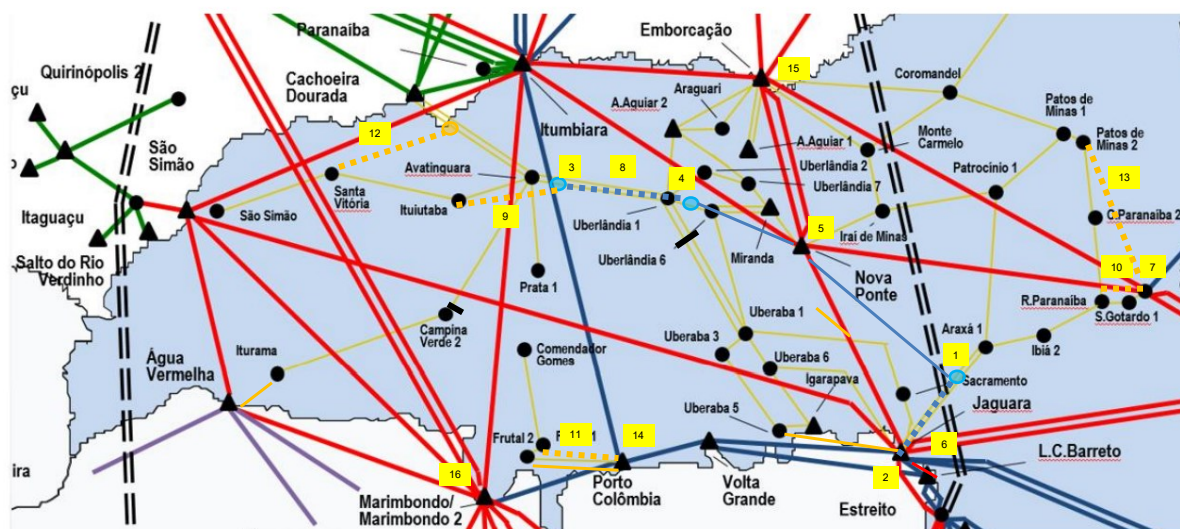


Figura 7-1 – Localização topo-elétrica das obras relacionadas

Legenda:

- 1 – SE 345/138 kV Araxá 3 – Banco transformador de 300 MVA e banco reator de barra 345 kV
- 2- SE 345/138 kV Jaguará – Substituição de 2 bancos transformadores de 150 MVA por 2 bancos de 300 MVA
- 3- SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2 – 2 Bancos transformadores de 200 MVA e banco reator de 345 kV
- 4- SE 345/138 kV Uberlândia 10 – 2 bancos transformadores de 300 MVA e 1 banco reator de 345 kV
- 5- SE 345 kV Nova Ponte – 1 banco reator de 345 kV
- 6- LT 345 kV Jaguará-Araxá 3
- 7- SE 345/138 kV São Gotardo 2 – 1 banco transformador de 300 MVA
- 8- LT 345 kV Monte Alegre de Minas 2 – Uberlândia 10
- 9- LD 138 kV Ituiutaba-Canápolis-Monte Alegre de Minas 2
- 10- LD 138 kV São Gotardo 2 – Rio Paranaíba C2
- 11- LD 138 kV Porto Colômbia-Frutal 2 C2
- 12- LD 138 kV Santa Vitória-Cachoeira Dourada 2
- 13- LD 138 kV Arapuá 1- Patos de Minas 2
- 14- SE 138/13,8 kV Porto Colômbia – Transformador de 5 MVA
- 15- SE 500/138/13,8 kV Emborcação – Transformador 500/138 kV de 300 MVA e 1 transformador 138/13,8 kV de 15 MVA
- 16- SE 500/345 kV Marimondo – 1 banco transformador 500/345 kV de 560 MVA

Com relação ao final da vida útil regulatória dos bancos transformadores da SE 500/345 kV São Gotardo 2, citados no item 5.3 e Tabela 5-3, a especificação da modularização deverá ser determinada em estudo mais amplo que envolva também a região norte do estado de Minas Gerais, uma vez que o elevado excedente de geração solar nesta região impacta sobremaneira o fluxo nesta transformação.

A definição quanto a substituição dos reatores 500 kV S5 e S6 da SE Emborcação, com final de vida regulatória, será feita em estudo específico. Os reatores instalados no terciário do transformador 500/345 kV da SE Marimondo deverão ser removidos, tão logo a Eletrobras Furnas indique o final da vida útil técnica do transformador.

A Figura 7-2, Figura 7-3, Figura 7-4 e Figura 7-5 mostram, de modo esquemático, o posicionamento dos equipamentos projetados para estas subestações. Esses esquemáticos foram baseados no Relatório [14].

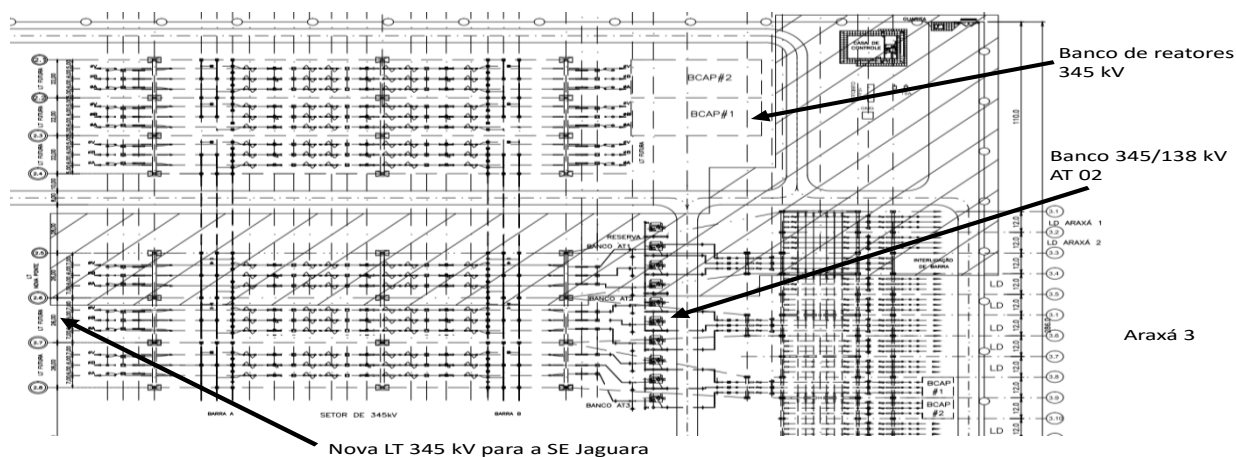


Figura 7-2 – Equipamentos SE 345/138 kV Araxá 3

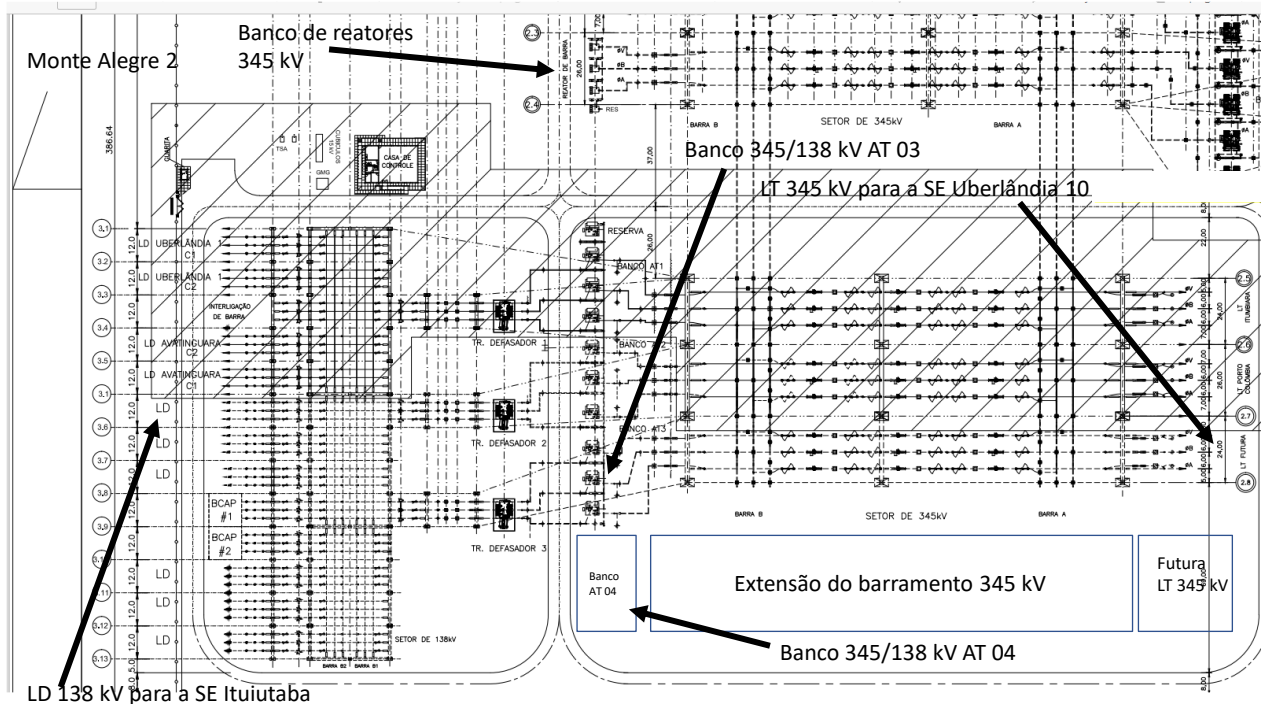


Figura 7-3 - Equipamentos SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2

A possibilidade de ampliação da SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2 com a instalação de mais dois bancos transformadores foi confirmada pela CTEEP conforme [25] em resposta a consulta feita pela EPE em [24].

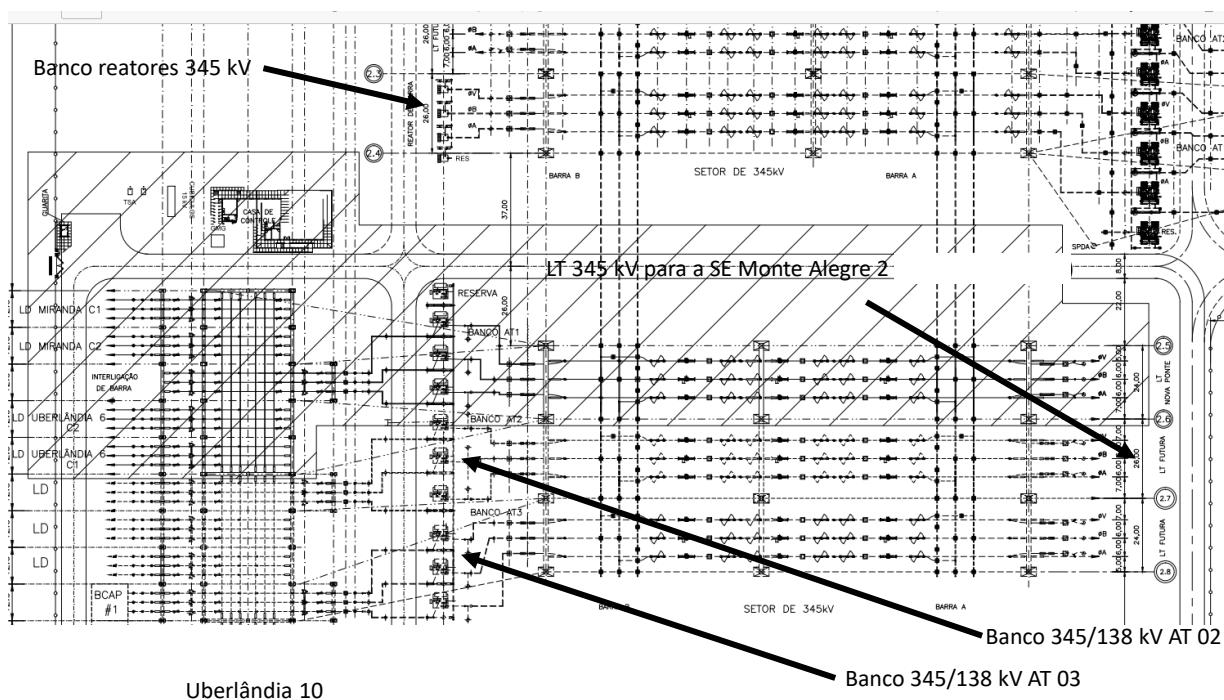


Figura 7-4 – Equipamentos SE 345/138 kV Uberlândia 10

Todos os posicionamentos das saídas de linhas indicadas na Figura 7-2, Figura 7-3 e Figura 7-4 foram confirmados pela SMA (Superintendência de Meio Ambiente da EPE) conforme 17.8.

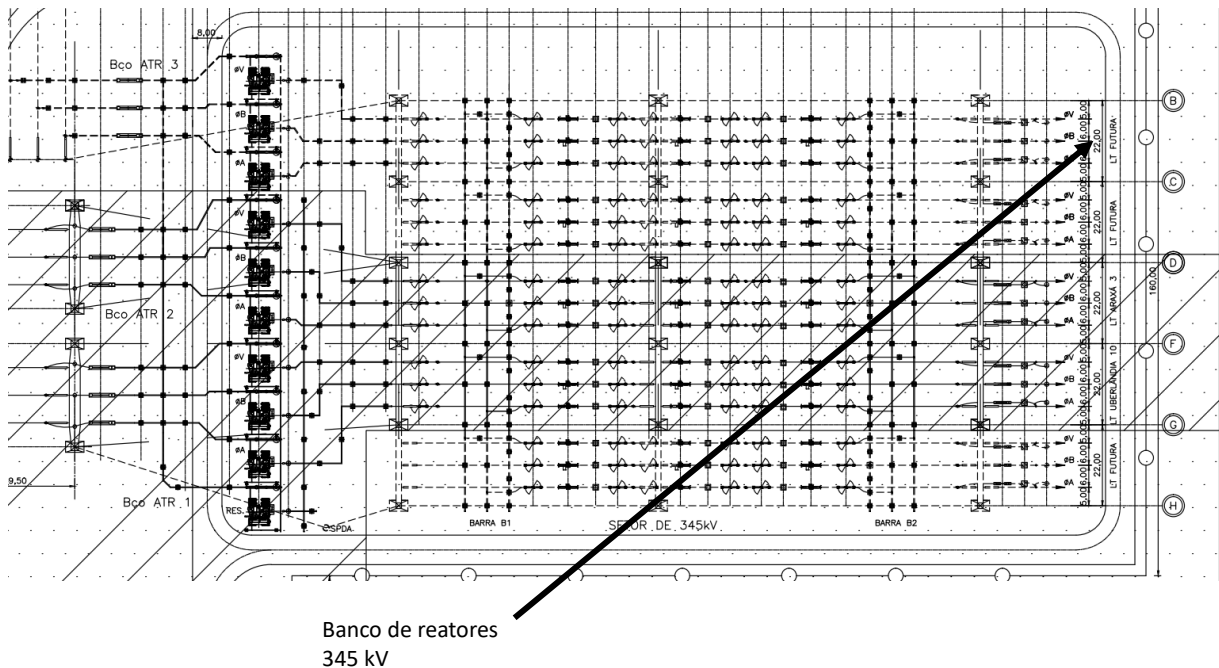


Figura 7-5 - Equipamentos SE 500/345 kV Nova Ponte

O posicionamento do novo reator de 345 kV na SE Nova Ponte visa otimizar a interligação de barras no caso de necessidade de ampliação da transformação 500/345 kV futuramente desta SE.

No caso da SE 345/138 kV Jaguará, a CemigGT confirmou através de [17], em resposta à consulta feita pela EPE em [15], a possibilidade de substituição dos dois bancos de 150 MVA por dois outros de 300 MVA. Foi confirmado também que reservará o vão 4P, única opção, para a interligação da nova LT 345 kV para a SE Araxá 3. A Figura 7-6 mostra simplificada a posição do vão 4P reservado. Haverá cruzamento com a linha 345 kV Jaguará - Luis Carlos Barreto e outras linhas curtas de conexão das máquinas da usina, conforme detalhado em [17].



Figura 7-6 – Localização vão 4P na SE 345 kV Jaguará

Para a SE 345/138 kV São Gotardo 2 está prevista a ampliação desta SE através da instalação de um segundo banco transformador de 300 MVA e da interligação de uma nova linha de distribuição. Conforme [17] e [29], em resposta à consulta feita pela EPE em [15] e [28] e, será necessária a

aquisição de terreno contíguo ao da SE para permitir a implantação destas obras. A Figura 7-7 mostra simplificada a situação topográfica desta ampliação. Haverá necessidade de obras de infraestrutura conforme detalhado em [17] e [29].



Figura 7-7 – Ampliação da SE 345/138 kV São Gotardo 2

Ressalta-se que, pelas análises realizadas, não se verificou mais a necessidade de que a SE 345/138 kV São Gotardo 2 seja dotada de transformadores defasadores. O transformador defasador existente foi instalado no sentido de forçar o fluxo de potência ativa da RB para a rede de distribuição. Isto foi necessário à época pois a SE não estava conectada a um ponto forte da RB. Atualmente diversas linhas de 500 kV forma conectadas a esta SE para escoamento do excedente de geração eólica na região nordeste e foram incorporados diversos empreendimento solares na região norte do estado de Minas Gerais, aumentando consideravelmente a robustez deste ponto do sistema interligado. Assim, apesar de não haver expectativa para retorno da necessidade de um segundo transformador defasador, é salutar a reserva de um espaço físico adequado a esta instalação caso o sistema se altere significativamente novamente.

A possibilidade de implantação de uma nova saída de linha de 138 kV na SE Porto Colômbia foi confirmada pela Eletrobras Furnas através de [27] em resposta a consulta feita pela EPE em [26].

As consultas oficiais sobre a possibilidade expansão das subestações e as respectivas respostas das Transmissoras estão mostrados no anexo 17.1.

Com relação a nova LD 138 kV Ituiutaba – Monte Alegre 2, optou-se pela implantação de dois trechos, envolvendo a SE de conexão da UTE Canápolis 2 conforme mostrado simplificada na Figura 7-8. Assim, haverá um novo trecho Monte Alegre 2 – UTE Canápolis 2 de 32 km e um outro trecho UTE Canápolis 2 – Ituiutaba de 23,5 km.

A UTE Canápolis 1, apesar de representada no esquemático não foi considerada nas análises tendo em vista que teve o seu Parecer Técnico negado em [22] e [23], conforme critério definido no item 5.5.

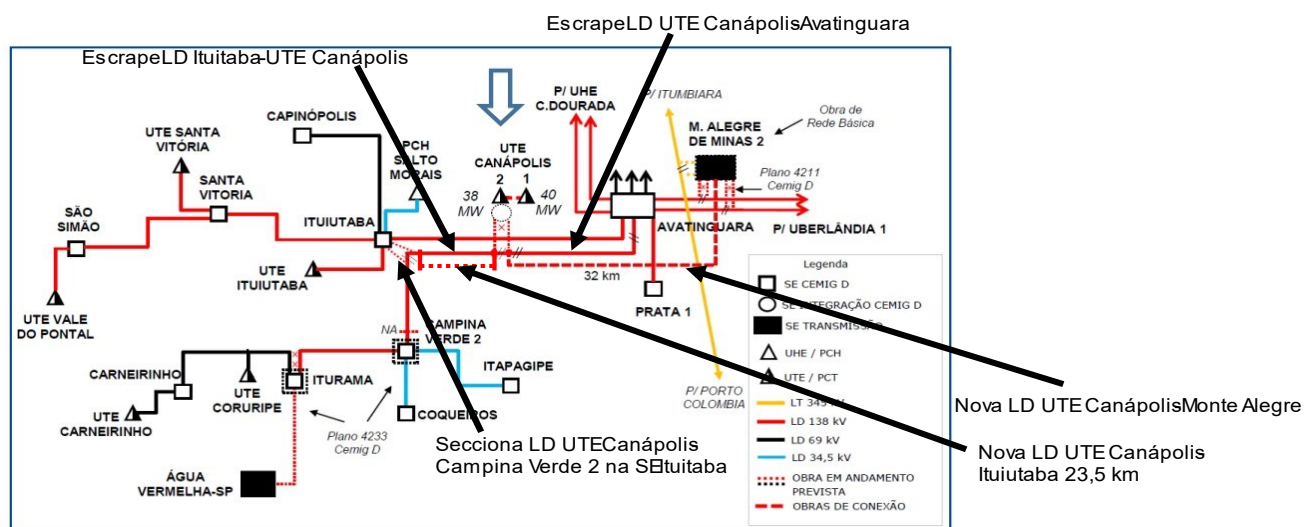


Figura 7-8 – Nova DL 138 kV Monte Alegre de Minas 2 – UTE Canápolis 2 - Ituiutaba

A definição da implantação da LD 138 kV Porto Colômbia-Frutas 2 C2 será posteriormente confirmada ou não pela CemigD, uma vez que se cogita a conversão do eixo de 69 kV Frutas-Uberaba 1, mostrado de modo simplificado na Figura 7-9, para operar na tensão de 138 kV, o que poderia ocasionar a não necessidade de implantação dessa linha.

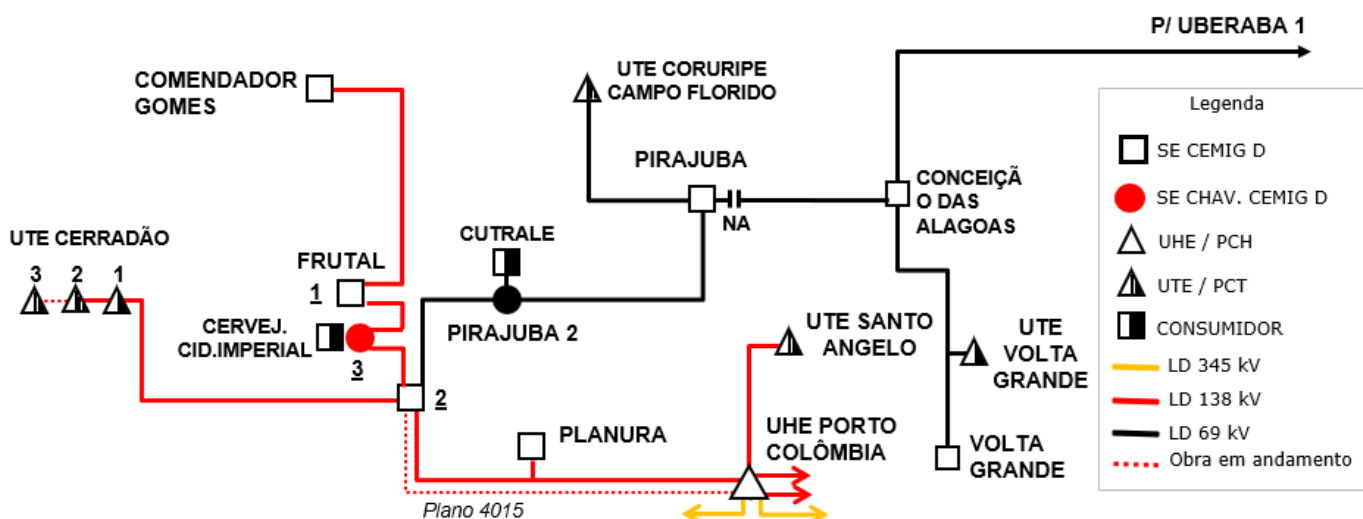


Figura 7-9 – Eixo 69 kV Frutal-Uberaba 1

8 ANÁLISE DO DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE

As obras relacionadas no item 7 atendem aos critérios de Planejamento conforme item 5.1, até o ano final do horizonte (2036), à exceção dos problemas abaixo relacionados:

- Em se confirmando o crescimento da geração distribuída conforme previsto, e nos pontos considerados, há expectativa de novo esgotamento do eixo 138 kV Santa Vitória – Ituiutaba – Avatinguara - Monte Alegre de Minas 2, até o final do horizonte. Agrega-se a este problema o esgotamento da SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2, considerada esgotada em termos de unidades transformadoras por dispor, até este período, de quatro unidades transformadoras. Novas ampliações nesta SE induziriam problemas na rede de 345 kV. Assim, está relacionada como uma obra referencial a concepção de uma nova SE de fronteira 345/138 kV na região entre Santa Vitória e Ituiutaba. Assim, de acordo com a estratégia de mínimo arrependimento, uma vez consolidada ao longo dos anos a contratação da geração adotada neste trabalho, um estudo específico para determinação do local exato e das características técnicas desta nova SE deverá ser programado;
- Também não ficou solucionado de todo a questão do N-1 na SE 345/138 kV Jaguará em alguns cenários específicos. Em se confirmando o potencial de geração distribuída na região de Uberaba, com a UTE Santa Juliana e a UHE Igarapava na geração máxima e a carga reduzida de final de semana, num dia ensolarado, o atendimento ao critério N-1 na SE Jaguará não ficaria atendido. Assim, foi relacionada como obra referencial a concepção de uma nova SE de fronteira de tensões nominais a serem definidas, na região de Uberaba. Isto exposto, seguindo a estratégia de mínimo arrependimento, uma vez consolidada ao longo dos anos a contratação da geração considerada neste trabalho, um estudo específico para determinação do local exato e das características técnicas desta nova SE deverá ser programado;
- Além dos problemas citados, o ONS tem alertado a CemigD com relação à violação do fator de potência nas subestações 345/138 kV São Gotardo 2 e Jaguará, conforme [21]. Pelas análises realizadas, poderão ocorrer, teoricamente, violações do fator de potência em certos cenários. Como não há como segregar a análise sem envolver outras subestações próximas à região do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba, como Paracatu e Mascarenhas de Moraes, será realizado estudo específico abrangendo uma área maior da rede de distribuição do estado de Minas Gerais, visando determinar equipamentos de controle de reativos, se necessário, para a adequação dos fatores nas subestações de fronteira. É importante frisar que, no entanto, não há arrependimentos com a implantação das obras indicadas neste estudo.

A Figura 8-1, Figura 8-2 e Figura 8-3, mostram os valores de margem nos barramentos de 345 kV das subestações Monte Alegre de Minas 2, Araxá 3 e Uberlândia 10 conforme [8]. Conforme mostrado no item 5, o estudo não teve a intenção específica de aumento de margens para conexão de novos

empreendimentos de geração centralizada. Esses empreendimentos devem procurar como ponto de conexão, as folgas nos pontos do sistema em que exista margem para permissão de novas conexões.

A intenção adotada foi de atender a todos os empreendimentos de geração com avançado estágio de contratação e prever uma taxa de crescimento para a conexão de geração distribuída na região. Porém, analisando as informações das Figura 8-1, Figura 8-2 e Figura 8-3 foram verificadas restrições para conexão de empreendimentos de maior porte nos barramentos das subestações listadas. As obras relacionadas no Capítulo 7 possibilitarão, de forma indireta, o aumento da margem nesses barramentos.

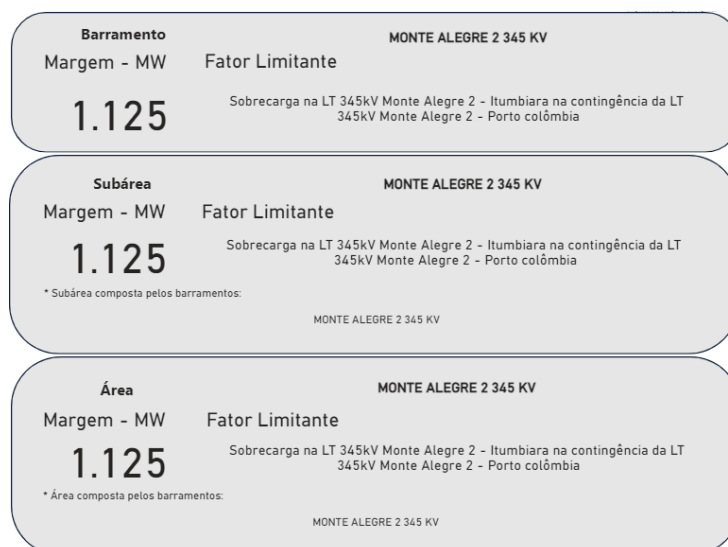


Figura 8-1 - Margens nos barramentos 345 kV da subestação Monte Alegre de Minas 2



Figura 8-2 - Margens nos barramentos 345 kV da subestação Uberlândia 10

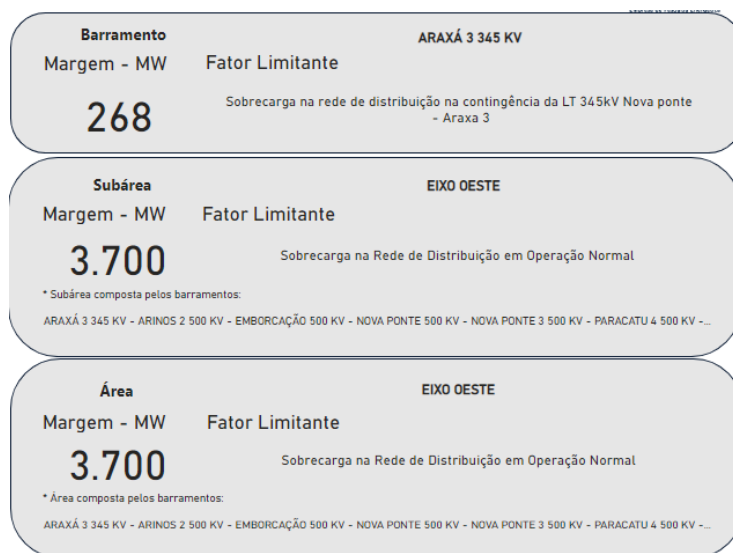


Figura 8-3 - Margens nos barramentos 345 kV da subestação Araxá 3.

9 ANÁLISE ECONÔMICA

Conforme exposto no Capítulo 7, não se vislumbrou alternativas competitivas com relação às obras indicadas. Desta forma não foi realizada nenhuma análise econômica para seleção de alternativas. O anexo 17.6 detalha os custos das obras propostas.

9.1 Comparação Econômica

Não se aplica.

9.2 Discussão dos Resultados

Não se aplica.

10 AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

Neste capítulo são apresentadas análises técnicas visando definir as especificações básicas das Linhas de Transmissão (LT) aéreas listada abaixo:

- LT 345 kV Jaguará – Araxá 3, C1, em circuito simples (CS), de cerca de 58 km de comprimento;
- LT 345 kV Uberlândia 10 – Monte Alegre de Minas 2, C1, em circuito simples (CS), de cerca de 104 km de comprimento.

Os resultados obtidos nas análises foram extraídos diretamente do programa ELEKTRA, desenvolvido pelo CEPEL [10].

10.1 Dados e Premissas

Os dados ambientais predominantes e preliminares para as análises técnicas e definição das capacidades de corrente estão dispostos na Tabela 10-1. Nota-se que as temperaturas do ar correspondem às maiores máximas médias mensais registradas nas estações de medição localizadas em Uberaba/MG e Capinópolis/MG [11]

Tabela 10-1 - Dados do ambiente

	LT 1	LT 2
Temperatura do ar [°C]	32	33
Vento p/ cálculo de temperatura [m/s]	1	1
Radiação solar [W/m²]	1000	1000
Altitude média [m]	970	815
Altitude máxima [m]	1195	930
DRA⁽¹⁾ [p.u.]	0,86	0,88
Vento p/ balanço (50 anos, 30 s, 10 m) [km/h]	100	100

⁽¹⁾ Densidade Relativa do Ar adotada para verificação de efeito corona visual.

Nestas análises adotou-se estruturas com geometria de fases triangular. Na Seção 10.4.2 constam as coordenadas finais dos cabos na torre e flechas para a silhueta típica. Por fim, para as novas LT considerou-se cabos para-raios EAR 3/8" e OPGW 13,3 mm.

10.2 Critérios Para Análises Elétricas

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, para as novas LT, deve-se buscar 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 [12]. 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.

10.3 Avaliações Econômicas

10.3.1 Seleção dos cabos condutores

A Figura 5-1 mostra um esquemático do sistema da região do Triângulo Mineiro, no qual se observa as LTs 345 kV Nova Ponte-Uberlândia 10 e Nova Ponte – Araxá 3. Essas linhas foram licitadas recentemente através de [1] e foram especificadas da seguinte forma:

- Configuração básica do R1 – 2x954 MCM CAA Rail
- Capacidade nominal e de sobrecarga – 1610 / 2020 A
- Resistência ôhmica – 0,0348 Ω/km

A Figura 10-1 mostra a localização das novas LTs 345 kV projetadas, LT Monte Alegre de Minas 2 – Uberlândia 10 e Jaguará – Araxá 3. Percebe-se que essas novas linhas fecham um anel interligando via sistema de 345 kV as SEs 500/345 kV Itumbiara - Nova Ponte - Jaguará. Este anel, além de solucionar diversos problemas apontados neste Relatório, cria um caminho alternativo paralelo às linhas de 500 kV, o que induz um aumento da robustez do sistema, frente a contingências no sistema de 500 kV local. Desta forma, optou-se por condutores referenciais para as novas LTs iguais aos das LTs recentemente licitadas, preservando em todo o anel a mesma característica. No horizonte avaliado, não são esperados fluxos máximos acima de 500 MVA para as piores contingências e nos piores cenários, o que justifica a compatibilidade da configuração adotada das novas linhas sugeridas.

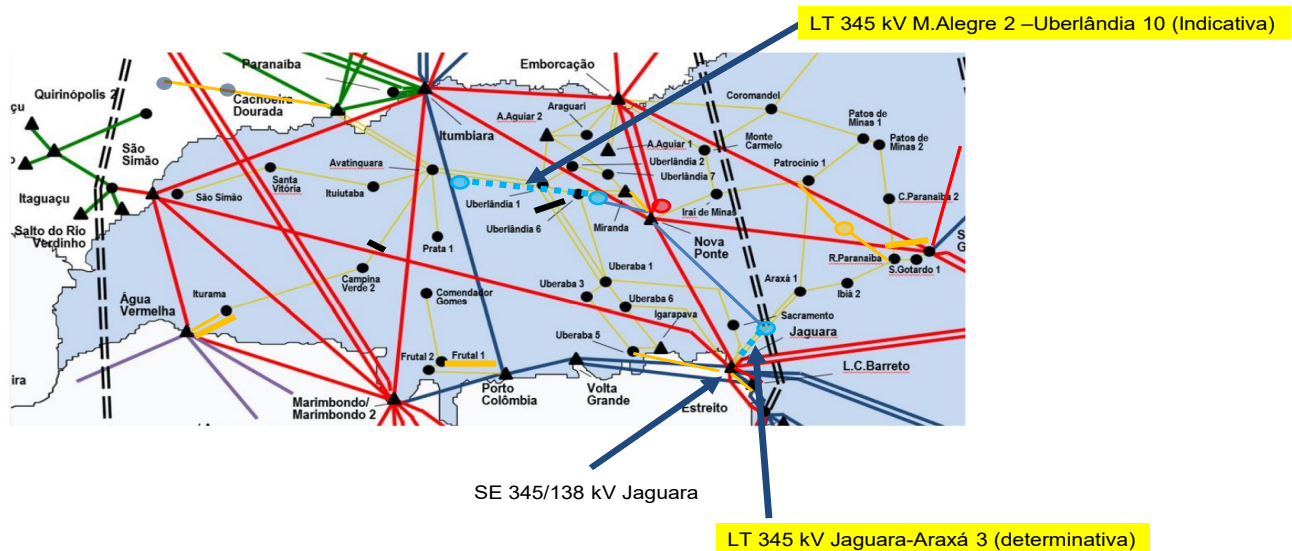


Figura 10-1 Novas LTs 345 kV Monte Alegre de Minas 2 – Uberlândia e Jaguará – Araxá 3

Portanto, excepcionalmente neste relatório R1, a otimização de condutores não foi realizada, mantendo-se a recomendação de 2 x RAIL (954 MCM) realizada no passado para outras LT 345 kV da região.

10.4 Características Técnicas da Solução de Referência

10.4.1 Características elétricas

Apesar da decisão pela manutenção dos cabos de referência das novas LTs conforme explicado no item 10.3.1, optou-se por um aumento na capacidade nominal e de sobrecarga dessas linhas, conforme Tabela 10-2, uma vez que, segundo estimativas do Elektra, esses ajustes de capacidade em relação aos valores anteriores resultaram em um incremento muito pequeno nos custos de instalação anteriormente considerados.

Assim, tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas estão sumarizados na Tabela 10-2.

Tabela 10-2 – Características elétricas básicas das LT 345 kV em CS

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	Seq.	R [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]
Circuito Simples	CAA 2 x RAIL (954 MCM)	1700	2250	+	0,0346	0,3568	4,6216
				0	0,3683	1,2702	2,7202
				mut.0	-	-	-

A Figura 10-2 , extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos das LT, incluindo o vão médio de 500 m utilizado na análise referencial. Com relação à faixa de segurança, esta foi estimada em 52,7 m devido à Rádio Interferência. Não obstante, foram realizadas análises de sensibilidade variando-se alguns parâmetros de cálculo e, portanto, recomenda-se a adoção referencial de uma largura de faixa de 55 metros para ambas as LTs.

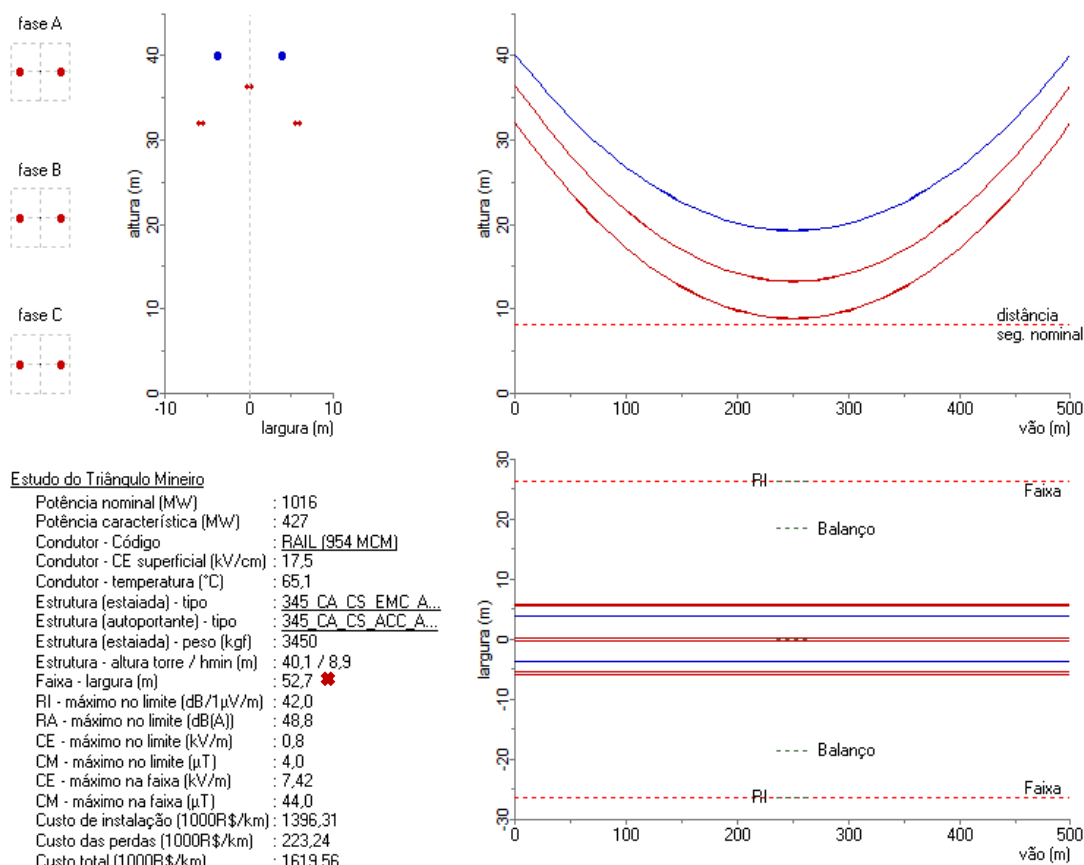


Figura 10-2 Dados técnicos básicos das LT 345 kV em CS

*Considerar 55m devido às sensibilidades adicionais realizadas

10.4.2 Características construtivas

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas da silhueta típica e as respectivas flechas que estão apresentadas na Tabela 10-3, foram adotados feixes horizontais, com separação de 45,72 cm entre subcondutores.

Tabela 10-3 - Coordenadas da silhueta típica das LTs 345 kV em CS

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Fase A	-5,7	32,1	23,2
Fase B	0,0	36,5	23,2
Fase C	5,7	32,1	23,2
Para-raios 1	-3,8	40,1	20,8
Para-raios 2	3,8	40,1	20,8

11 ANÁLISE DE SOBRETENSÕES À FREQUENCIA FUNDAMENTAL

O aumento significativo na capacidade das interligações entre as regiões do País, em especial a interligação entre as regiões Nordeste e Sudeste justifica-se pelo grande excedente de geração eólica e solar na região nordeste. Como as linhas de transmissão são especificadas por cenários extremos, em que a geração na região nordeste está maximizada e a carga reduzida, em outros cenários em que o intercâmbio está reduzido, haverá um subcarregamento nessas linhas de transmissão que poderá ocasionar sobretensões indesejáveis no sistema interligado, tendo em vista a alta susceptância dessas linhas de interligação. Assim, conforme [9], diversos equipamentos para controle de tensão foram especificados. Os equipamentos indicados para esta finalidade no estado de Minas Gerais estão mostrados na Tabela 11-1. Esses equipamentos totalizam 857 Mvar em reatores de barra e 900 Mvar em compensadores síncronos e evitará/reduzirá a necessidade de abertura de linhas no sistema nos cenários de baixos valores de intercâmbio entre as regiões nordeste e sudeste.

Tabela 11-1 – Equipamentos para controle de sobretensões no estado de Minas Gerais

Subestação 500 kV	Equipamento
Paracatu 4	1 Compensador síncrono -300 Mvar
Pirapora 2	1 Reator de barra -150 Mvar
Presidente Juscelino	2 Compensadores Síncronos -300 Mvar
São Gotardo 2	1 Reator de Barra - 180 Mvar ¹
Bom Despacho 3	1 Reator de Barra -180 Mvar
Itabira 5	1 Reator de Barra -100 Mvar
Itabirito	1 Reator de Barra -100 Mvar
Leopoldina 2	1 Reator de Barra -136 Mvar
Santos Dumont 2	1 Reator de Barra -100 Mvar

¹ Reator originalmente recomendado com 91 Mvar de capacidade. Após detalhamento da inviabilidade de implantação do reator recomendado para a SE Neves 500 kV em [30], o mesmo foi revisado para a potência de 180 Mvar.

Desta forma, o critério utilizado para determinação da necessidade de compensação reativa de modo a que as obras recomendadas não venham a impactar esse problema de sobretensões no sistema interligado foi a de compensar, pelo menos parcialmente a susceptância das linhas de 345 kV. Foram inclusas além das novas LTs 345 kV projetadas (LT 345 kV Monte Alegre de Minas 2 – Uberlândia 10 e LT 345 kV Jaguará – Araxá 3) as linhas leiloadas em 2020 (LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10 e Nova Ponte – Araxá 3). Reforça este critério o fato de que haverá cenários em que a geração despachada conectada na rede de distribuição terá um valor muito próximo da carga, ocasionando valores de carregamento muito baixos nas linhas de 345 kV da região do Triângulo Mineiro.

A susceptância dessas linhas são mostradas na Tabela 11-2 totalizando cerca de 170 Mvar. Como a subestação 345 kV Jaguará, após a implantação da nova LT 345 kV Jaguará - Araxá 3 foi considerada esgotada em termos de espaço físico, conforme item 7, não se cogitou a instalação de reatores de barra nesta SE, de modo a compensar parte das susceptâncias das linhas citadas.

Tabela 11-2 – Susceptância das LTs 345 kV

LT	B(Mvar)
Uberlândia - M. Alegre	40,3
Jaguara - Araxá	36
Nova Ponte - Uberlândia	31,5
Nova Ponte - Araxá	62,8

A Tabela 11-3 mostra os reatores de barra projetados em cada SE, totalizando 160 Mvar (compensando cerca de 94% da susceptâncias das linhas envolvidas), sendo os reatores das subestações Nova Ponte e Araxá 3 classificados como obras determinativas e os das subestações Uberlândia 10 e Monte Alegre de Minas 2 como obras indicativas, uma vez que estão associadas as implantações das LTs 345 kV Nova Ponte – Araxá 3 e Uberlândia 10 – Monte Alegre de Minas 2, respectivamente.

Tabela 11-3 – Reatores de barra 345 kV projetados

SEs 345 kV	Equipamento
Nova Ponte	Reator de barra 50 Mvar
Araxá 3	Reator de barra 50 Mvar
Uberlândia 10	Reator de barra 30 Mvar
Monte Alegre de Minas 2	Reator de barra 30 Mvar

11.1 Energização

Não houve necessidade de estudo específico sobre este item devido a extensão das linhas de 345 kV projetadas não serem de grandes proporções. Reforça esta conclusão os valores diminutos de sobretensão de energização das LTs 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10 e Nova Ponte – Araxá 3, descritos no item 8.2 de [2].

11.2 Rejeição

Não houve necessidade de estudo específico sobre este item devido a extensão das linhas de 345 kV projetadas não serem de grandes proporções. Reforça esta conclusão os valores diminutos de sobretensão de rejeição das LTs 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10 e Nova Ponte – Araxá 3, descritos no item 8.3 de [2].

12 ANÁLISE DE SUPERAÇÃO DE BARRAMENTOS E EQUIPAMENTOS

Não são esperados problemas de superação de barramentos, considerando as obras planejadas, nas subestações Monte Alegre de Minas 2, Uberlândia 10, Araxá 3 e Nova Ponte, uma vez que tratam-se de subestações recentemente licitadas (no caso da SE Nova Ponte o novo pátio 345 kV) e devem ter seus respectivos barramentos já compatíveis com a expansão futura indicada em [2] e mostradas na Figura 7-2, Figura 7-3, Figura 7-4 e Figura 7-5. Para as subestações 345/138 kV Jaguará e São Gotardo 2, a Cemig GT e a TAESA deverão verificar a necessidade de substituição de equipamentos de menor porte dos barramentos existentes com as ampliações propostas.

13 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

Conforme [2] foram encontrados problemas de superações de nível de curto-circuito no barramento de 138 kV da SE Emborcação e nos barramentos de 230 kV e 345 kV da SE Itumbiara, mesmo sem considerar a entrada em operação dos reforços estruturais. Todavia, com a entrada em operação dos novos reforços estruturais, não houve alteração significativa da magnitude dos valores encontrados.

O anexo 17.7 mostra os valores de curto-circuito considerando e sem considerar as obras relacionadas. Para o sistema de 500 kV as alterações de valor nos níveis de curto-circuito são desprezíveis. Para o sistema de 345 kV, como era de se esperar, os maiores aumentos destes valores referem-se as subestações 345 kV de Monte Alegre de Minas 2, Uberlândia 10, Araxá 3 e Nova Ponte, porém com valores abaixo de 20 kA.

Para o sistema de 138 kV os maiores aumentos de níveis de corrente de curto-circuito foram nas subestações 138 kV Jaguará, Uberlândia 10, Araxá 3 e Monte Alegre de Minas 2. Os valores nestas subestações alcançam cerca de 25 kA. De acordo com [2], a capacidade dos disjuntores da subestação Jaguará são de 40 kA e conforme [1], os equipamentos e demais instalações das subestações Uberlândia 10, Araxá 3 e Monte Alegre de Minas 2 são dotados de capacidade de interrupção de 31,5 kA. Apesar do exposto, recomenda-se a realização de estudos complementares e detalhados por parte das transmissoras concessionárias das subestações com violações, a fim de que averigue a real necessidade de substituição dos disjuntores existentes por outros de maior capacidade.

Os cálculos apresentados, consideram a geração distribuída sem contribuição para o aumento dos níveis de curto-circuito.

14 ANÁLISES COMPLEMENTARES

Para diagnósticos futuros na região do Triângulo Mineiro e do Alto Paranaíba, bem como de toda a região norte do estado de Minas Gerais, análises complementares serão oportunamente realizadas, principalmente as seguintes:

- Estabilidade transitória devido à grande variação de geração no período diurno uma vez que, no caso do estado de Minas Gerais, o quantitativo de geração solar, quer distribuída quer concentrada, é vultuoso. Essa análise será imprescindível pois esse tipo de geração suplanta a carga de baixa densidade destas regiões do estado de Minas Gerais;
- Estabilidade de tensão considerando-se a real contribuição da geração solar para o controle de reativos e o real impacto nos níveis de curto-circuito.

15 REFERÊNCIAS

- [1]. Leilão ANEEL 02/2019 – Lote 7
- [2]. Relatório EPE-DEE-RE-047/2018 rev 02 de 27/09/2018
- [3]. Relatório ANEEL- Geração – Unidades com geração distribuída
- [4]. EPE-DEA-SEE-NT-014/2022 de 11/10/2022 – Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia Versão PDE 2032
- [5]. Procedimentos de Rede ONS – Submódulo 2.3 – Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos
- [6]. Procedimentos de Rede ONS – Submódulo 2.10 – Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão
- [7]. Base de Preços ANEEL – março/2022
- [8]. EPE-DEE-RE-085/2022-rev0 de 30/11/2022 – Avaliação Prospectiva das Capacidades Remanescentes de Escoamento do SIN
- [9]. ONS – Estudos de Controle de Tensão do PAR/PEL 2023/2027 de 25/11/2022
- [10]. Cepel – Programa Elektra - <https://www.cepel.br/produtos/elektra/>
- [11]. INMET. Normal Climatológico do Brasil 1991-2020: Temperatura Máxima. <http://www.inmet.gov.br/portal/>
- [12]. ONS. Procedimentos de Rede – Submódulo 2.7 – Requisitos Mínimos Para Linhas de Transmissão. 2022.
- [13]. EPE. “EPE-DEE-NT-100/2018-rev0 - Transitórios eletromagnéticos de manobra em linhas de transmissão CA: experiência dos Relatórios R2”, 2018.
- [14]. Taesa-Power Consult - Relatório R4 das subestações Monte Alegre de Minas 2, Uberlândia 10, Araxá 3 e Nova Ponte – Janeiro/2019
- [15]. Ofício 1528/2022/DEE/EPE de 24/10/2022
- [16]. Ofício 1529/2022/DEE/EPE de 24/10/2022
- [17]. Carta CemigGT EI/PD-1350/2022 de 09/11/2022
- [18]. Programa de Outorgas da Transmissão de Energia Elétrica – POTEE ciclo 2018
- [19]. Parecer de Acesso ONS-DTA-2022-PA- 0103-R0 UFVs Araxá 1 a 6 de agosto de 2022

- [20]. Parecer de Acesso ONS-DTA-2022-PA- 0115-R0 UFVs Monte Alegre 1 a 6 de agosto de 2022
- [21]. CTA-ONS-DOP/AO 1135/2022 de 27/06/2022 - Descumprimento dos requisitos de fator de potência nos pontos de conexão com a RB no período de novembro de 2021 a abril de 2022
- [22]. ONS-DTA-2022-PT-0013-R0 – UTE Canápolis 1 de maio/2022
- [23]. PTC-ONS-0275/2022 – UTE Canápolis 1 de abril/22
- [24]. Ofício 0019/2023/DEE/EPE de 10/01/2023
- [25]. Carta CTEEP CT/EP/165/2023 de 08/02/2023
- [26]. Ofício 0006/2023/DEE/EPE de 05/01/2023
- [27]. Carta Eletrobras Furnas ET.E.E003/2023 de 02/02/2023
- [28]. Ofício 0005/2023/DEE/EPE de 04/01/2023
- [29]. Carta Taesa SG 001/2023 de 03/02/2023
- [30]. EPE-DEE-NT-052/2022-rev0 de 11/08/2022 – Atendimento à região central do estado de Minas Gerais – SEs: Neves 1, Taquaril, Ouro Preto 2, Conselheiro Lafaiete e São Gonçalo do Pará

16 EQUIPE TÉCNICA

Tabela 16-1 - Lista de participantes do estudo

Nome	Empresa
Armando Leite Fernandes	EPE
Dourival de Souza Carvalho Júnior	EPE
Fabiano Schmidt	EPE
Lucas Simões de Oliveira	EPE
Marcelo Luiz Moreira	EPE
Matheus Augusto Silva	EPE
César Terrola Martins ferreira	CemigD
Hernane Salvador Braga	CemigD
Jordan Viriato dos Santos	CemigD
Juliana Souza Nunes	CemigD
Michele dos Reis Pereira	CemigD
Rodrigo Leonardo Valadão	CemigD
Vitor Fonseca Barbosa	CemigD
Danielle Diniz de Araújo	CemigGT
Renan de Souza Birindiba	CemigGT
Ângelo Medeiros Sátiro	Eletrobrás Furnas
Frederico Garcia Cavalcante	Eletrobrás Furnas
Yuri Rosenblum de Souza	Eletrobrás Furnas
Adriano Ramos Campos	CTEEP
Rodrigo Rozenblit Tiferes	CTEEP
Victor Makida Nakashima	CTEEP

17 ANEXOS

17.1 Consultas expansões subestações

17.1.1 Cemig-GT



Ofício n. 1528/2022/DEE/EPE

48002.002801/2022-30

Rio de Janeiro, 24 de outubro de 2022.

Ao Senhor
LUIS CLAUDIO BATISTA VALERIO
Superintendente de Expansão e Implantação
CEMIG GT
Av. Barbacena, 1200, 13º andar - Santo Agostinho
30190-131 – Belo Horizonte – MG

Assunto: **Consulta sobre viabilidade de expansão das Subestações Emborcação, São Gotardo, São Simão e Jaguará**

Senhor Superintendente,

1. A EPE está desenvolvendo estudos de expansão da transmissão de energia elétrica com vistas a aumentar a capacidade de transmissão na região do Triângulo Mineiro. Visando a confirmação da viabilidade das alternativas estudadas, encaminhamos o formulário anexo que trata da viabilidade de expansão das subestações Emborcação, São Gotardo, São Simão e Jaguará.
2. O formulário solicita um levantamento de informações pelas áreas de Engenharia e Projetos quanto à viabilidade da implantação das obras a serem recomendadas neste estudo. Estas informações servirão de base documental e consultiva para o estudo de forma a dar solidez na recomendação e mitigação de eventuais problemas futuros.
3. Ressaltamos, contudo, que as expansões vislumbradas nas subestações desta concessionária de transmissão, objeto dessa consulta de viabilidade, devem ser tratadas como expansões possíveis, que poderão ser efetivamente recomendadas ao término do estudo, a depender do desempenho final e do mínimo custo global das alternativas. Assim sendo, é importante que a transmissora considere essa consulta de viabilidade como uma solicitação formal de reserva de espaço por parte do planejamento setorial para fins da implantação das instalações de transmissão consideradas nessa análise.
4. Ao término do estudo de planejamento, o espaço reservado para as expansões que não forem contempladas na recomendação final poderá ser novamente disponibilizado para outras expansões ou acessos de futuros agentes.

*Praça Pio X, n. 54, 5º andar – Centro
CEP 20091-040 – Rio de Janeiro – RJ
Telefone: (21) 3512-3100*

1



Ofício n. 1528/2022/DEE/EPE

48002.002801/2022-30

5. É importante mencionar que os dados informados por V.Sa. serão levados ao conhecimento do MME e da ANEEL com o objetivo de tornar o processo da expansão da transmissão mais célere, consistente e transparente em todas as suas etapas.
6. Por fim, solicitamos que as informações requisitadas sejam encaminhadas à EPE em um prazo máximo de 15 dias, contados a partir da data de envio deste ofício, de forma a não comprometer o andamento das atividades subsequentes previstas para o estudo citado.
7. Ficamos à disposição para eventuais esclarecimentos que se façam necessários.

Atenciosamente,

MARCOS VINICIUS
GONCALVES DA SILVA
FARINHA:10325496706

Assinado de forma digital por
MARCOS VINICIUS GONCALVES
DA SILVA FARINHA:10325496706
Dados: 2022.10.24 20:53:54 -03'00'

MARCOS VINICIUS G. DA SILVA FARINHA
Superintendente Adjunto de Transmissão de Energia
Empresa de Pesquisa Energética



Ilmo. Sr.
Marcos Vinicius G. da Silva Farinha
Superintendente Adjunto de Transmissão de Energia
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
Praça Pio X, nº 54, 5º andar - Centro
20.091-040 - Rio de Janeiro - RJ

Nossa Referência: EI/PD-1350/2022

Data: 09/11/2022

Sua Referência: Ofício nº 1528/2022/DEE/EPE, de 24/10/2022

Assunto: Consulta sobre viabilidade de expansão das Subestações Emborcação, São Gotardo, São Simão e Jaguará

Senhor Superintendente:

1. Em resposta ao ofício supracitado encaminhamos as observações em relação à viabilidade de instalação de novos módulos¹ nas subestações Emborcação, Jaguará, São Gotardo 2 e São Simão detalhados a seguir:

SE Emborcação

- Solicitação de instalação dos seguintes módulos em 138 kV, arranjo BD5:
 - Manobra
 - 1 CT.
- Solicitação de instalação dos seguintes módulos em 500 kV, arranjo DJM:
 - Manobra
 - 1 CT.
 - Equipamentos
 - 1 transformador trifásico 500-138 kV de 300 MVA.
- A SE Emborcação é composta por três transformadores trifásicos 500-138 kV de 300MVA cada (T6, T7 e T10). O arranjo de 500 kV é do tipo disjuntor e meio modificado contendo seis seções de entrada de linha, quatro seções de conexão de transformadores elevadores da usina (500-16,5kV), além de três conexões de



transformadores 500-138 kV (sendo uma delas ligada diretamente à barra N° 1-500 kV através do disjuntor 1U4), conforme verificado na Figura 1.

- Avaliou-se pela viabilidade técnica de instalação de um novo transformador trifásico 500-138 kV de 300 MVA, conforme a Figura 2. No entanto, constatou-se a necessidade de ampliação do pátio de 138 kV, da ordem de 1.000 m², com implantação de infraestrutura associada, para contemplar 1 novo CT de 138 kV.
- Em relação ao item 3 do formulário anexo ao ofício, referente ao módulo de infraestrutura geral, informamos da necessidade de ampliação de área da ordem de 1.000 m², com a implantação de infraestrutura, contemplando terraplenagem, drenagem, malha de terra, arruamentos, canaletas etc.
- Em relação ao item 4 do formulário anexo ao ofício, informamos que serão necessárias adequações no arranjo para possibilitar a conexão no setor de 500 kV do novo transformador 500-138 kV. Não é viável a instalação de novos vãos de 500 kV para a conexão do novo transformador. Assim, faz-se necessário a instalação de um disjuntor de 500 kV para a conexão do transformador T7 diretamente na barra N° 2-500 kV, similar à conexão de 500 kV do T6. Dessa forma, o novo transformador se conectaria no vão 6U, atualmente utilizado para a conexão do T7.

¹ **EL** – entrada de linha; **IB** – interligação de barramentos; **CT** - conexão de transformador; **BPT** – arranjo barra principal e transferência; **DJM** – arranjo disjuntor e meio; **BD4** – arranjo barra dupla 4 chaves; **BD5** – arranjo barra dupla 5 chaves;

Av. Barbacena, 1200 - 13º Andar - Ala A - Santo Agostinho - CEP 30190-131
Belo Horizonte - MG - Brasil - Tel.: (31) 3506-4047

Em sua resposta, favor citar nossa referência

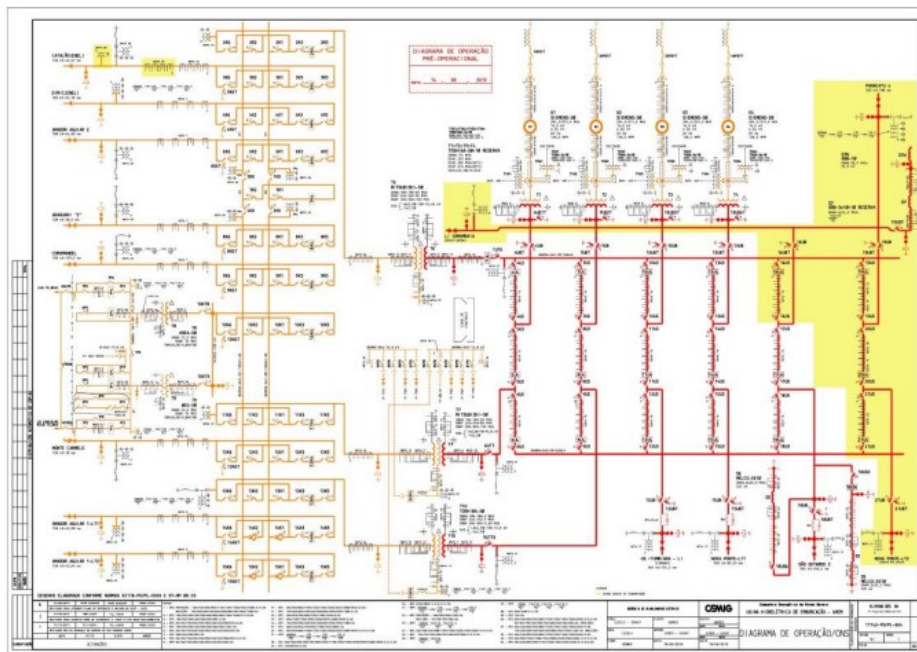


Figura 1 – SE Emborcação – Diagrama de Operação



Figura 2 – SE Emborcação – Croqui proposto para expansão da instalação

**SE 345 kV Jaguará**

- Solicitação de instalação dos seguintes módulos em 345 kV, arranjo BD4:
 - Manobra
 - 1 EL;
 - Equipamentos
 - 7 autotransformadores monofásicos 345/138 kV, 100 MVA cada unidade.
- A análise da viabilidade técnica da ampliação da subestação teve como premissa a consideração das obras associados a ReA 5.775/2016, contemplando a instalação de um módulo de conexão 345 kV para o autotransformador T13 500/345 kV e a alteração do arranjo do setor de 138 kV para barra dupla a quatro chaves.
- Conforme a Figura 3, avaliou-se pela possibilidade de instalação de uma nova EL 345kV no vão 4P para a conexão da LT 345 kV Jaguará – Araxá 3 C1. Verificou-se a possibilidade do cruzamento da nova linha com as outras linhas existentes como por exemplo a LT 345 kV Jaguará – Luís Calos Barreto (vão 5P) ou as linhas curtas (vãos 2P e 3P) que conectam a UHE Jaguará na SE.
- Avaliou-se pela viabilidade técnica da substituição dos bancos de autotransformadores monofásicos 345/138 kV T7 e T8 de 150 MVA cada por dois bancos de 300 MVA cada, com uma fase reserva.
- Em relação ao item 3 do formulário anexo ao ofício, referente ao módulo de infraestrutura geral, informamos que não há necessidade de aquisição de terreno.
- Em relação ao item 4 do formulário anexo ao ofício, informamos que não há necessidade de adequação do arranjo.



Figura 3 – SE 345 kV Jaguará – Croqui proposto para expansão da instalação

SE São Gotardo 2

- Solicitação de instalação dos seguintes módulos em 138 kV, arranjo BD4:
 - Manobra
 - 1 EL, 1 CT;
- Solicitação de instalação dos seguintes módulos em 345 kV, arranjo DJM:
 - Manobra
 - 1 CT, 1 IB;
 - Equipamentos
 - 3 autotransformadores monofásicos 345/138 kV, 100 MVA cada unidade;
 - 1 transformador defasador; (a primeira transformação é feita dessa maneira).
- A análise da viabilidade técnica da ampliação da subestação teve como premissa a consideração das obras associadas ao leilão 001/2022, contemplando a EL-500 kV-DJM da futura LT 500 kV Buritizeiro 3 – São Gotardo 2, além do banco de reatores de linha (sem disjuntor), conforme anexo 2-01 – Lote 01 do edital do referido leilão.
- Avaliou-se pela necessidade de ampliação dos pátios de 345 kV e 138 kV, da ordem de 20.000 m², com implantação de infraestrutura associada, para contemplar 1 CT 345 kV, 1 IB 345 kV, 1 CT 138 kV, 1 EL 138 kV e o segundo transformador 345/138



kV, conforme solicitado neste ofício, além do segundo transformador defasador. 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 4, a seguir, o local de ampliação dos pátios de 345 kV e 138 kV necessita de infraestrutura para instalação de novos módulos de manobra e de equipamentos, sendo necessária a extensão dos barramentos para integração desses novos módulos, devendo ser avaliada a questão de ampliações futuras.
- Em relação ao item 3 do formulário anexo ao ofício, referente ao módulo de infraestrutura geral, informamos da necessidade de ampliação de área da ordem de 20.000 m², com a implantação de infraestrutura, contemplando drenagem, malha de terra, arruamentos, canaletas etc.
- Em relação ao item 4 do formulário anexo ao ofício, informamos que, além dos módulos citados no formulário, haverá necessidade de instalação de um novo IB 345 kV, arranjo DJM. Adicionalmente, recomendamos avaliar a necessidade de instalação de um segundo transformador defasador.



Figura 4 – SE São Gotardo 2 – Croqui proposto para expansão da instalação

**SE São Simão**

- Solicitação de instalação dos seguintes módulos em 138 kV, arranjo BD4:
 - Manobra
 - 1 EL, 2 CT, 1 IB;
- Solicitação de instalação dos seguintes módulos em 500 kV, arranjo DJM:
 - Manobra
 - 2 CT, 1 IB;
 - Equipamentos
 - 7 transformadores monofásicos 500-138 kV, 50 MVA cada unidade.
- A análise da viabilidade técnica de ampliação da subestação teve como premissa a consideração das obras associados a ReA 6.316/2017, contemplando a instalação de seccionadores de 500 kV nas saídas para Itumbiara, Marimbondó, Água Vermelha, Jaguará e a substituição da proteção diferencial de barra para o setor de 500 kV.
- Constatou-se a viabilidade técnica da instalação de dois bancos de autotransformadores de 150 MVA com uma fase reserva. Para isso, faz-se necessária a instalação de 2 CT 500 kV e 1 IB 500 kV, sendo requisito a extensão dos barramentos para integração desses novos módulos.
- Conforme a Figura 5, avaliou-se pela possibilidade de implantação de novo pátio de 138 kV, com área da ordem de 12.000 m², com implantação de infraestrutura associada, para contemplar 2 CT 138 kV, 1 EL 138 kV e 1 IB 138 kV e ampliações futuras, conforme solicitado neste ofício. 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.
- Em relação ao item 3 do formulário anexo ao ofício, referente ao módulo de infraestrutura geral, informamos da necessidade de ampliação da área da ordem de 12.000 m², com a implantação de infraestrutura, contemplando drenagem, malha de terra, arruamentos, canaletas etc.



- Em relação ao item 4 do formulário anexo ao ofício, informamos que, além dos módulos citados no formulário, haverá necessidade de instalação de um novo IB 500 kV, arranjo DJM, e de um IB 138 kV, arranjo BD4.

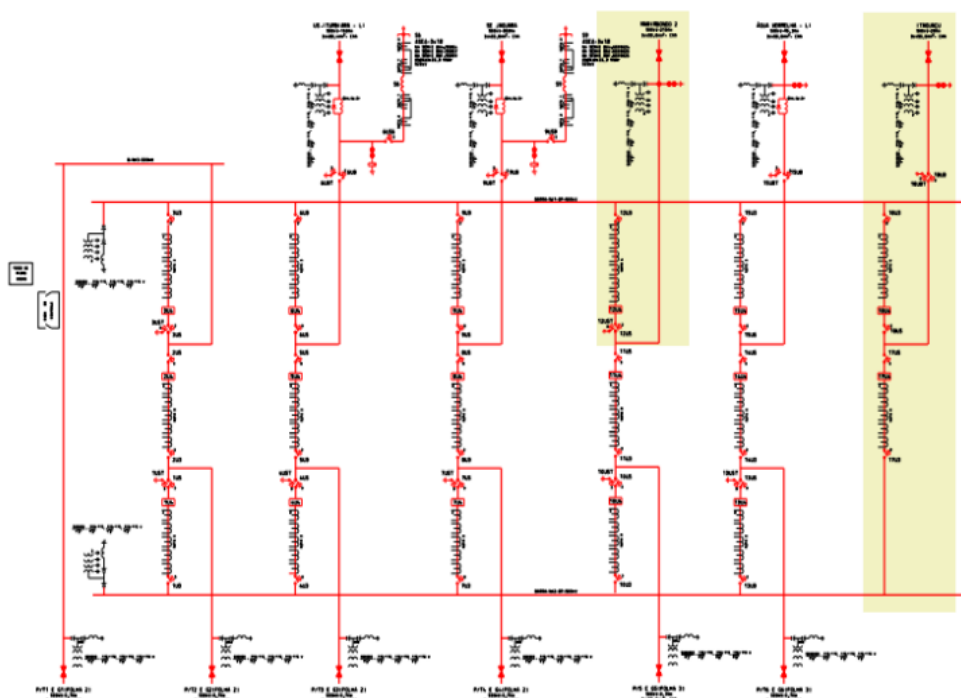


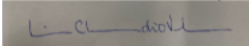
Figura 5 – SE São Simão – Croqui proposto para expansão da instalação

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 linhas de transmissão.

Estamos à disposição para esclarecimentos adicionais, bem como para futuros detalhamentos da viabilidade dessas novas instalações de transmissão.

A área terraplenada e britada vista ao lado da casa de controle não foi apontada como alternativa, tendo em vista a existência de barramento aéreo energizado pertencente ao circuito de conexão do Transformador 1 e Gerador 1, da SPIC. Além disso, verificou-se interferência devido a presença de uma edificação para os compressores de alimentação dos circuitos pneumáticos dos disjuntores de 500kV da subestação. Dessa maneira, torna-se inviável a instalação dos vãos de conexão de transformadores e interligação de barras em 500kV daquele lado.



Assinatura Eletrônica
10/11/2023 16:20:11 (UTC)
Atenciosamente,

583 ***-**-20
luís claudio batista valério

Luís Claudio Batista Valério
Superintendente de Expansão e Implantação da Geração e Transmissão



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 24/10/2022

Revisão: 0

Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Atendimento à região do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Jaguara

Concessionária Proprietária: CEMIG - GT

1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 1)

- ☒ EL Quantidade: 1 Tensão (kV): 345 Arranjo: BDT
- ☐ CT Quantidade: Tensão Prim/Sec/Ter (kV) Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter: ____
- ☐ IB Quantidade: Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 1)

- ☒ Transformadores Quantidade: 7 Potência (MVA): 100 Tensão Prim./Sec. (kV) 345/138 Fase: 1
- ☐ Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV) ____ Fase: ____
- ☐ Reator de Linha Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- ☐ Reator Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- ☐ Capacitor Shunt Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- ☐ Capacitor Série Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- ☐ Compensador Estático Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____

1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 2)

- ☐ EL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV) ____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter: ____
- ☐ IB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 2)

- ☐ Transformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV) ____ Fase: ____
- ☐ Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV) ____ Fase: ____

3. Diagrama Unifilar

Não existe.

Legenda:

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



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 24/10/2022

Revisão: 0

Página: 2 - 3

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 (Opção de Expansão 1)

- ☐ EL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV) ____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter: ____
- ☐ IB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 1)

- ☐ Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Pri./Sec.(kV): ____ Fase: ____
- ☐ CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CRB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CTA Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CC Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 2)

- ☐ EL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV) ____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter: ____
- ☐ IB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 2)

- ☐ Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Pri./Sec.(kV): ____ Fase: ____
- ☐ CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CRB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CTA Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CC Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

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 ____

 Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 24/10/2022
		Revisão: 0
		Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos *bays* disponíveis na subestação? ☐ Sim ☐ Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

5. Observações

- Substituição de 2 bancos de autotransformadores 345/138 kV de 150 MVA cada por 2 bancos de 300 MVA cada, com 1 fase reserva;
- Interligação de uma nova EL 345 kV para implantação da LT Jaguará-Araxá 3 C1. Solicita-se a confirmação da viabilidade preliminar para o "vão 0" apontada na correspondência PO/PL – 03244/2017 de 27 de dezembro de 2017, em resposta ao ofício EPE/DEE nº 0709/2017.

24/10/2022

Data da Solicitação

MARCOS VINICIUS GONCALVES DA SILVA FARINHA:10325496706
Assinado de forma digital por
 MARCOS VINICIUS GONCALVES
 DA SILVA FARINHA:10325496706
 Dados: 2022.10.24 21:00:49 -03'00'

Data da Entrega do Formulário

Marcos Vinicius G. da Silva Farinha

Superintendente Adjunto de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome:

Cargo:



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 24/10/2022

Revisão:

Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Atendimento à região do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: São Gotardo

Concessionária Proprietária: CemigGT

1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 1)

- ☒ EL Quantidade: 1 Tensão (kV): 138 kV Arranjo: BPT
- ☒ CT Quantidade: 2 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 345/138 Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter: ____
- ☐ IB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 1)

- ☒ Transformadores Quantidade: 3 Potência (MVA): 100 Tensão Prim./Sec. (kV) : 345/138 kV Fase: 1_
- ☐ Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV) ____ Fase: ____
- ☐ Reator de Linha Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- ☐ Reator Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- ☐ Capacitor Shunt Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- ☐ Capacitor Série Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- ☐ Compensador Estático Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____

1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 2)

- ☐ EL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CT Quantidade: ____ Tensão Prim./Sec./Ter (kV) ____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter: ____
- ☐ IB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 2)

- ☐ Transformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV) ____ Fase: ____
- ☐ Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV) ____ Fase: ____

3. Diagrama Unifilar

Não existe.

Legenda:

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



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 24/10/2022

Revisão:

Página: 2 - 3

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 (Opção de Expansão 1)

- ☐ EL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV) ____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter: ____
- ☐ IB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 1)

- ☐ Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Pri./Sec.(kV): ____ Fase: ____
- ☐ CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CRB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CTA Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CC Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 2)

- ☐ EL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV) ____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter: ____
- ☐ IB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 2)

- ☐ Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Pri./Sec.(kV): ____ Fase: ____
- ☐ CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CRB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CTA Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CC Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

3. Módulo de Infraestrutura Geral

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

4. Outros

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

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

Data: 24/10/2022

Revisão:

Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação?

☐ Sim☐ Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

5. Observações

- 1 EL para implantação da LD 138 kV São Gotardo-Rio Paranaíba C2;

- Implantação do 2º banco 345/138 kV de 300 MVA

24/10/2022

Data da Solicitação

MARCOS VINICIUS
GONCALVES DA SILVA
FARINHA:10325496706

Assinado de forma digital por
MARCOS VINICIUS GONCALVES
DA SILVA FARINHA:10325496706
Dados: 2022.10.24 21:01:34
+03'00'

Data da Entrega do Formulário

Marcos Vinicius G. da Silva Farinha

Superintendente Adjunto de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome:

Cargo:



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 24/10/2022

Revisão: 0

Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Atendimento à região do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Emborcação

Concessionária Proprietária: Cemig GT

1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 1)

- EL Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☒ CT Quantidade: 2 Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 500/138 kV Arranjo Prim.: Sec.: Ter:
- ☐ IB Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 1)

- ☒ Transformadores 1 Quantidade: 1 Potência (MVA): 300 Tensão Prim./Sec. (kV): 500/138 kV Fase: 3
- ☐ Autotransformadores Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (kV) Fase:
- ☐ Reator de Linha Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- ☐ Reator Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- ☐ Capacitor Shunt Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- ☐ Capacitor Série Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- ☐ Compensador Estático Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:

1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 2)

- ☐ EL Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ CT Quantidade: Tensão Prim/Sec/Ter (kV) Arranjo Prim.: Sec.: Ter:
- ☐ IB Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 2)

- ☐ Transformadores Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (kV) Fase:
- ☐ Autotransformadores Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (kV) Fase:

3. Diagrama Unifilar

Não existe.

Legenda:

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



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 24/10/2022

Revisão: 0

Página: 2 - 3

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 (Opção de Expansão 1)

- ☐ EL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV) ____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter: ____
- ☐ IB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 1)

- ☐ Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Pri./Sec.(kV): ____ Fase: ____
- ☐ CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CRB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CTA Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CC Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 2)

- ☐ EL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV) ____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter: ____
- ☐ IB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 2)

- ☐ Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Pri./Sec.(kV): ____ Fase: ____
- ☐ CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CRB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CTA Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CC Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

3. Módulo de Infraestrutura Geral

- Há necessidade de aquisição de terreno? ☐ Sim Área Prevista: ____
- ☐ Não

4. Outros

- Há necessidade de adequação do arranjo? ☐ Sim Equipamentos Necessários: ____
- ☐ Não ____



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 24/10/2022

Revisão: 0

Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação?

☐ Sim☐ Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

5. Observações

- 4º transformador trifásico 500/138 kV de 300 MVA

24/10/2022

Data da Solicitação

MARCOS VINICIUS
GONCALVES DA SILVA
FARINHA:10325496706

Assinado de forma digital por
MARCOS VINICIUS GONCALVES DA
SILVA FARINHA:10325496706
Dados: 2022.10.24 21:02:19 -03'00'

Data da Entrega do Formulário

Marcos Vinicius G. da Silva Farinha

Superintendente Adjunto de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome:

Cargo:

17.1.2CTEEP

Ofício n. 0019/2023/DEE/EPE

48002.000061/2023-88

Rio de Janeiro, 10 de janeiro de 2023.

Ao Senhor
DAYRON ESTEBAN URREGO MORENO
Diretor Executivo
ISA CTEEP
Av. das Nações Unidas 14.171 - 6º andar – Torre Crystal
04794-000 – São Paulo – SP

Assunto: **Consulta sobre viabilidade de expansão da Subestação Monte Alegre de Minas 2**

Senhor Diretor,

1. A EPE está desenvolvendo estudos de expansão da transmissão de energia elétrica com vistas a aumentar a capacidade de transmissão na região do Triângulo Mineiro. Visando a confirmação da viabilidade das alternativas estudadas, encaminhamos o presente ofício, que trata da viabilidade de expansão da subestação Monte Alegre de Minas 2.
2. Solicitamos um levantamento de informações pelas áreas de Engenharia e Projetos quanto à viabilidade da implantação das obras a serem recomendadas neste estudo. Estas informações servirão de base documental e consultiva para o estudo de forma a dar solidez na recomendação e mitigação de eventuais problemas futuros.
3. Ressaltamos, contudo, que as expansões vislumbradas nas subestações desta concessionária de transmissão, objeto dessa consulta de viabilidade, devem ser tratadas como expansões possíveis, que poderão ser efetivamente recomendadas ao término do estudo, a depender do desempenho final e do mínimo custo global das alternativas. Assim sendo, é importante que a transmissora considere essa consulta de viabilidade como uma solicitação formal de reserva de espaço por parte do planejamento setorial para fins da implantação das instalações de transmissão consideradas nessa análise.
4. As obras referem-se à instalação de um reator de barra 345 kV, uma nova linha de 345 kV e dois novos bancos de autotransformadores 345/138 kV (Bancos AT3 e AT4). Como a SE Monte Alegre de Minas 2 trata-se de uma subestação recentemente licitada, já foram previstos espaços físicos para a instalação do reator de barra 345 kV, de novas linhas de 345 kV e de um banco

*Praça Pio X, n. 54, 5º andar – Centro
CEP 20091-040 – Rio de Janeiro – RJ
Telefone: (21) 3512-3100*

1



Ofício n. 0019/2023/DEE/EPE

48002.000061/2023-88

de autotransformadores (AT3). Desta forma, esta consulta refere-se à possibilidade de utilização do espaço indicado no croqui anexo para a instalação de um quarto banco de autotransformadores com a respectiva extensão do barramento de 345 kV.

5. É importante mencionar que os dados informados por V.Sa. serão levados ao conhecimento do MME e da ANEEL com o objetivo de tornar o processo da expansão da transmissão mais célere, consistente e transparente em todas as suas etapas.

6. Por fim, solicitamos que as informações requisitadas sejam encaminhadas à EPE em um prazo máximo de 30 dias, contados a partir da data de envio deste ofício, de forma a não comprometer o andamento das atividades subsequentes previstas para o estudo citado.

7. Ficamos à disposição para eventuais esclarecimentos que se façam necessários.

Atenciosamente,

Thiago de Faria Rocha
Dourado Martins

Assinado de forma digital por
Thiago de Faria Rocha Dourado
Martins
Dados: 2023.01.10 18:04:38 -03'00'

THIAGO DOURADO MARTINS
Superintendente de Transmissão de Energia
Empresa de Pesquisa Energética



Ofício n. 0019/2023/DEE/EPE

48002.000061/2023-88

ANEXO



10

Praça Pio X, n. 54, 5º andar – Centro
CEP 20091-040 – Rio de Janeiro – RJ
Telefone: (21) 3512-3100

3



São Paulo, 08 de fevereiro de 2023

CT/EP/165/2023

Ao Ilmo. Sr.
Thiago Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia
Empresa de Pesquisa Energética - EPE
Rio de Janeiro - RJ

Assunto: Consulta sobre viabilidade de expansão da Subestação Monte Alegre de Minas 2

Em resposta ao ofício n.º 0019/2023/DEE/EPE de 10 de janeiro de 2023, informamos que para subsidiar os estudos de aumento de capacidade de transmissão na região do Triângulo Mineiro, confirmamos que há disponibilidade de espaço para implantação de um quarto banco de autotransformadores 345/138 kV, 200 MVA, com a respectiva extensão do barramento de 345 kV na subestação Monte Alegre de Minas 2.

A expansão vislumbrada não impactará nos espaços já previstos para a instalação de um reator de barras 345 kV, uma nova linha de 345 kV e um novo banco de autotransformadores 345/138 kV, 200 MVA, conforme previsto no edital das obras licitadas em 2019.

Destaco que para instalação dos novos equipamentos haverá necessidade de ampliação do módulo geral, ou seja, prolongamento dos respectivos barramentos, terraplenagem, obras civis, malha de aterramento e britamento.

Para maiores esclarecimentos permanecemos à disposição a medida que reforçamos nossos votos de estima e consideração.

Atenciosamente,



Yeewan Joshi Otero
Gerente de Estruturação e Controle de Projetos



Anexo : Imagem da Subestação Monte Alegre de Minas 2

Áreas previstas para ampliação que estão inseridas na área total do terreno da subestação, conforme edital



17.1.3 Eletrobrás Furnas



Ofício n. 0006/2023/DEE/EPE

48002.000031/2023-71

Rio de Janeiro, 5 de janeiro de 2023.

Ao Senhor
LUCIANO ROBERTO BARBOSA
Superintendente de Engenharia de Transmissão
FURNAS
Av. Graça Aranha, 26 - Centro
20030-000 – Rio de Janeiro – RJ

Assunto: **Consulta sobre viabilidade de expansão da Subestação Porto Colômbia**

Senhor Superintendente,

1. A EPE está desenvolvendo estudos de expansão da transmissão de energia elétrica com vistas a aumentar a capacidade de transmissão na região do Triângulo Mineiro. Visando a confirmação da viabilidade das alternativas estudadas, encaminhamos o formulário anexo que trata da viabilidade de expansão da subestação Porto Colômbia.
2. O formulário solicita um levantamento de informações pelas áreas de Engenharia e Projetos quanto à viabilidade da implantação das obras a serem recomendadas neste estudo. Estas informações servirão de base documental e consultiva para o estudo de forma a dar solidez na recomendação e mitigação de eventuais problemas futuros.
3. Ressaltamos, contudo, que as expansões vislumbradas nas subestações desta concessionária de transmissão, objeto dessa consulta de viabilidade, devem ser tratadas como expansões possíveis, que poderão ser efetivamente recomendadas ao término do estudo, a depender do desempenho final e do mínimo custo global das alternativas. Assim sendo, é importante que a transmissora considere essa consulta de viabilidade como uma solicitação formal de reserva de espaço por parte do planejamento setorial para fins da implantação das instalações de transmissão consideradas nessa análise.
4. Ao término do estudo de planejamento, o espaço reservado para as expansões que não forem contempladas na recomendação final poderá ser novamente disponibilizado para outras expansões ou acessos de futuros agentes.

*Praça Pio X, n. 54, 5º andar – Centro
CEP 20091-040 – Rio de Janeiro – RJ
Telefone: (21) 3512-3100*

1



Ofício n. 0006/2023/DEE/EPE

48002.000031/2023-71

5. É importante mencionar que os dados informados por V.Sa. serão levados ao conhecimento do MME e da ANEEL com o objetivo de tornar o processo da expansão da transmissão mais célere, consistente e transparente em todas as suas etapas.
6. Por fim, solicitamos que as informações requisitadas sejam encaminhadas à EPE em um prazo máximo de 30 dias, contados a partir da data de envio deste ofício, de forma a não comprometer o andamento das atividades subsequentes previstas para o estudo citado.
7. Ficamos à disposição para eventuais esclarecimentos que se façam necessários.

Atenciosamente,

Thiago de Faria Rocha
Dourado Martins

Assinado de forma digital por
Thiago de Faria Rocha Dourado
Martins
Dados: 2023.01.05 14:51:44 -03'00'

THIAGO DOURADO MARTINS
Superintendente de Transmissão de Energia
Empresa de Pesquisa Energética



Av. Graça Aranha, 26
Edifício Barão de Mauá II
Centro - Rio de Janeiro - RJ
CEP 20030-000

Rio de Janeiro, 02 de fevereiro de 2023

N.Ref. ET.E.E.003.2023

S.Ref. Ofício 0006/2023/DEE/EPE

Ao Senhor
Thiago de Faria Rocha Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia
EPE - Empresa de Energia Elétrica
Praça Pio X, 54
Centro - CEP: 20091-040
Rio de Janeiro - RJ

Assunto: Análise de Viabilidade de Expansão na SE Porto Colômbia 138 kV

Senhor Superintendente,

1. Em resposta ao Ofício 0006/2023/DEE/EPE de 5/01/2023 referente à viabilidade de expansão na SE Porto Colômbia 138 kV, temos os seguintes comentários:

- A solicitação enviada através do formulário de consulta pode ser atendida. Não vemos óbice técnico quanto a possibilidade de instalação de 1 vão de entrada de linha para a nova LD 138 kV Porto Colômbia-Planura - C2 no arranjo Barra Dupla 5 Chaves, Contudo, se fará necessário obras para extensão do pátio com supressão vegetal.
- Atualmente, está sendo realizado a expansão do pátio para a construção de um novo vão de entrada de linha 138 kV para Frutal 2;
- Também está prevista a Modernização da Proteção de barras no setor de 138 kV da Porto Colômbia;
- Com a finalização dessas obras, a nova proteção de barras poderá ser ampliada para a viabilidade desta expansão.

2. Em anexo, segue formulário, com as informações preenchidas através de comentários no documento.

3. Sendo o que tínhamos a apresentar nesta oportunidade, colocamo-nos à disposição para quaisquer esclarecimentos e/ou informações adicionais que se façam necessários.

Atenciosamente,

LUCIANO ROBERTO
BARBOSA:17129626801

Assinado de forma digital por
LUCIANO ROBERTO
BARBOSA:17129626801
Dados: 2023.02.02 12:09:08 -03'00'

Luciano Roberto Barbosa
Superintendente de Engenharia de Transmissão

Este documento é classificado como "Informação Pública", nos termos do Regulamento de Classificação da Informação das Empresas Eletrobras e da Lei nº 12.527/2011, sendo o Gestor do órgão o responsável pela sua classificação, na presente data.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 05/01/2023

Revisão:

Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Atendimento à região do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Porto Colômbia

Concessionária Proprietária: Eletrobras Furnas

1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 1)

- ☒ EL Quantidade: 1 Tensão (kV): 138 kV Arranjo: BPT
- ☐ CT Quantidade: Tensão Prim./Sec./Ter (kV) Arranjo Prim.: Sec.: Ter:
- ☐ IB Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 1)

- ☐ Transformadores Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (kV) Fase:
- ☐ Autotransformadores Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (kV) Fase:
- ☐ Reator de Linha Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- ☐ Reator Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- ☐ Capacitor Shunt Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- ☐ Capacitor Série Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- ☐ Compensador Estático Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:

1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 2)

- ☐ EL Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ CT Quantidade: Tensão Prim./Sec./Ter (kV) Arranjo Prim.: Sec.: Ter:
- ☐ IB Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 2)

- ☐ Transformadores Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (kV) Fase:
- ☐ Autotransformadores Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (kV) Fase:

3. Diagrama Unifilar

Não existe.

Legenda:

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



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 05/01/2023

Revisão:

Página: 2 - 3

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 (Opção de Expansão 1)

- ☒ EL Quantidade: 1 Tensão (kV): 138kV Arranjo: BD5
- ☐ CT Quantidade: _____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV) _____ Arranjo Prim.: _____ Sec.: _____ Ter: _____
- ☐ IB Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 1)

- ☐ Autotransformadores Quantidade: _____ Potência (MVA): _____ Tensão Pri./Sec. (kV): _____ Fase: _____
- ☐ CRL Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
- ☐ CRB Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
- ☐ CTA Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
- ☐ CC Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____

1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 2)

- ☐ EL Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
- ☐ CT Quantidade: _____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV) _____ Arranjo Prim.: _____ Sec.: _____ Ter: _____
- ☐ IB Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 2)

- ☐ Autotransformadores Quantidade: _____ Potência (MVA): _____ Tensão Pri./Sec. (kV): _____ Fase: _____
- ☐ CRL Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
- ☐ CRB Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
- ☐ CTA Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
- ☐ CC Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____

3. Módulo de Infraestrutura Geral

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

4. Outros

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

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 05/01/2023
		Revisão:
		Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

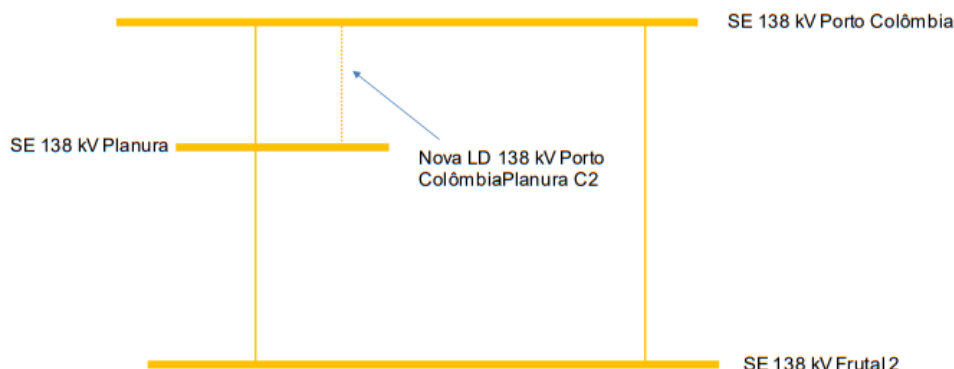
Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação? ☐ Sim ☐ Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

Não há vão livres na subestação, no entanto é possível a expansão do barramento 138kV e 345kV com expansão do pátio e supressão vegetal, para novas conexões de entradas de linhas no arranjo Barra Dupla Cinco Chaves. Atualmente está sendo realizado o projeto de expansão do pátio para construção de um novo vão de entrada de linha 138kV com conexão em Frutal 2(CEMIG), para a proteção a viabilidade desta expansão depende do término desta obra onde está previsto a modernização (e expansão) da proteção de barras de 138kV.

5. Observações

- 1 EL para implantação da LD 138 kV Porto Colômbia- Planura C2



05/01/2023

Data da Solicitação

Thiago de Faria Rocha
Dourado Martins
Assinado de forma digital por Thiago de Faria Rocha Dourado Martins
Dados: 2023.01.05 14:51:20 -03'00'

Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Data da Entrega do Formulário

LUCIANO ROBERTO
BARBOSA:17129626801
Assinado de forma digital por LUCIANO ROBERTO BARBOSA:17129626801
Dados: 2023.02.02 12:07:56 -03'00'

Assinatura do Responsável

Nome:

Cargo:

17.1.4TAESA

Ofício n. 0005/2023/DEE/EPE

48002.000029/2023-01

Rio de Janeiro, 4 de janeiro de 2023.

Ao Senhor
MARCO ANTONIO RESENDE FARIA
Diretor Técnico
TAESA
Praça XV de Novembro, 20 - 6º andar - Centro
20010-010 – Rio de Janeiro – RJ

Assunto: **Consulta sobre viabilidade de expansão da Subestação São Gotardo 2**

Senhor Diretor,

1. A EPE está desenvolvendo estudos de expansão da transmissão de energia elétrica com vistas a aumentar a capacidade de transmissão na região do Triângulo Mineiro. Visando a confirmação da viabilidade das alternativas estudadas, encaminhamos o formulário anexo que trata da viabilidade de expansão da subestação São Gotardo 2.
2. O formulário solicita um levantamento de informações pelas áreas de Engenharia e Projetos quanto à viabilidade da implantação das obras a serem recomendadas neste estudo. Estas informações servirão de base documental e consultiva para o estudo de forma a dar solidez na recomendação e mitigação de eventuais problemas futuros.
3. Ressaltamos, contudo, que as expansões vislumbradas nas subestações desta concessionária de transmissão, objeto dessa consulta de viabilidade, devem ser tratadas como expansões possíveis, que poderão ser efetivamente recomendadas ao término do estudo, a depender do desempenho final e do mínimo custo global das alternativas. Assim sendo, é importante que a transmissora considere essa consulta de viabilidade como uma solicitação formal de reserva de espaço por parte do planejamento setorial para fins da implantação das instalações de transmissão consideradas nessa análise.
4. Ao término do estudo de planejamento, o espaço reservado para as expansões que não forem contempladas na recomendação final poderá ser novamente disponibilizado para outras expansões ou acessos de futuros agentes.

*Praça Pio X, n. 54, 5º andar – Centro
CEP 20091-040 – Rio de Janeiro – RJ
Telefone: (21) 3512-3100*

1



Ofício n. 0005/2023/DEE/EPE

48002.000029/2023-01

5. Além das informações solicitadas no formulário anexo solicitamos, também, informar se o transformador 138/138 kV defasador atualmente instalado na SE São Gotardo 2 pode operar no sentido inverso ao atual, ou seja, aumentar o fluxo de potência ativa do lado de 138 kV para o lado de 345 kV. Esta solicitação deve-se ao fato de que em virtude de alterações significativas nos últimos anos na rede básica do estado de Minas Gerais, não há mais necessidade de se forçar o fluxo de potência ativa no sentido da rede básica para o sistema distribuidor. Caso possa operar no sentido inverso, pode-se cogitar, futuramente, a possibilidade de utilização deste equipamento em outro ponto do sistema. Solicitamos informar também da possibilidade de operação do trafo transformador defasador *by-passado* porém energizado em vazio.
6. É importante mencionar que os dados informados por V.Sa. serão levados ao conhecimento do MME e da ANEEL com o objetivo de tornar o processo da expansão da transmissão mais célere, consistente e transparente em todas as suas etapas.
7. Por fim, solicitamos que as informações requisitadas sejam encaminhadas à EPE em um prazo máximo de 30 dias, contados a partir da data de envio deste ofício, de forma a não comprometer o andamento das atividades subsequentes previstas para o estudo citado.
8. Ficamos à disposição para eventuais esclarecimentos que se façam necessários.

Atenciosamente,

Thiago de Faria
Rocha Dourado
MartinsAssinado de forma digital por
Thiago de Faria Rocha Dourado
Martins
Dados: 2023.01.05 09:47:12 -03'00'**THIAGO DOURADO MARTINS**
Superintendente de Transmissão de Energia
Empresa de Pesquisa Energética



Rio de Janeiro, 03 de fevereiro de 2023.
SG nº 001/2023

À

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE

Diretoria de Estudos de Energia Elétrica - DEE

Praça Pio X, nº 54, 5º andar - Centro

CEP nº 20.091-040 - Rio de Janeiro/RJ

Atenção: Sr. Thiago de Faria Rocha Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia

Assunto: Resposta ao Ofício nº 005/2023/DEE/EPE, de 04 de janeiro de 2023 -
Consulta sobre viabilidade de expansão da Subestação São Gotardo 2.

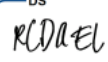
Referência: Processo nº 48002.000029/2023-01.

Anexos: (i) Formulário de Consulta EPE preenchido; e
(ii) Estudo do arranjo eletromecânico.

Senhor Superintendente,

A **SÃO GOTARDO TRANSMISSORA DE ENERGIA ELETRICA S.A. ("SÃO GOTARDO")**, concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, com sede no município e no estado do Rio de Janeiro, na Avenida das Américas, 2480, bloco 6, sala 201, Barra da Tijuca, CEP: 22640-101, inscrita no CNPJ sob o nº 15.867.360/0001-62, vem, perante a **DIRETORIA DE ESTUDOS DE ENERGIA ELÉTRICA da EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA ("DEE/EPE")**, apresentar resposta ao nº 005/2023/DEE/EPE.

Primeiramente, é importante salientar a tempestividade da presente, tendo em vista que o referido Ofício foi recebido pela Companhia em 04 de janeiro (quarta-feira) e o prazo máximo para resposta foi estabelecido para 30 (trinta) dias após a data do recebimento, qual seja, **dia 03 de fevereiro de 2023 (sexta-feira)**.

DS


GREG -RCA

São Gotardo Transmissora de Energia Elétrica S.A.
Av. das Américas, 2480, bl. 6, sala 201 – Barra da Tijuca - Rio de Janeiro - RJ
CEP 22640-101 - Tel.: +55 (21) 2212-6000



DocuSign Envelope ID: 2F9C893C-83F6-43DA-9C17-EC653663ACD2



Fls. 2 de 2 - Carta SGT nº 001/2022, de 03 de fevereiro de 2023.

Conforme se verifica, por meio do referido, foi solicitado à Companhia, a confirmação da viabilidade das alternativas estudadas acerca da possibilidade de expansão da subestação São Gotardo 2.

Neste sentido, em integral e tempestivo atendimento à solicitação da DEE/EPE, realizada através do Ofício 005/2023/DEE/EPE, de 04 de janeiro de 2023, encaminhamos, em anexo, formulário EPE preenchido e o estudo do arranjo eletromecânico demonstrando a viabilidade pretendida.

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

Atenciosamente,

DocuSigned by:

A819CE55CD27454
GLIENDER PEREIRA DE MENDONÇA

Gerente Executivo Regulatório e Institucional

DocuSigned by:

BCE1F0F565A14CC...
JOSÉ ERNESTO FASSARELA

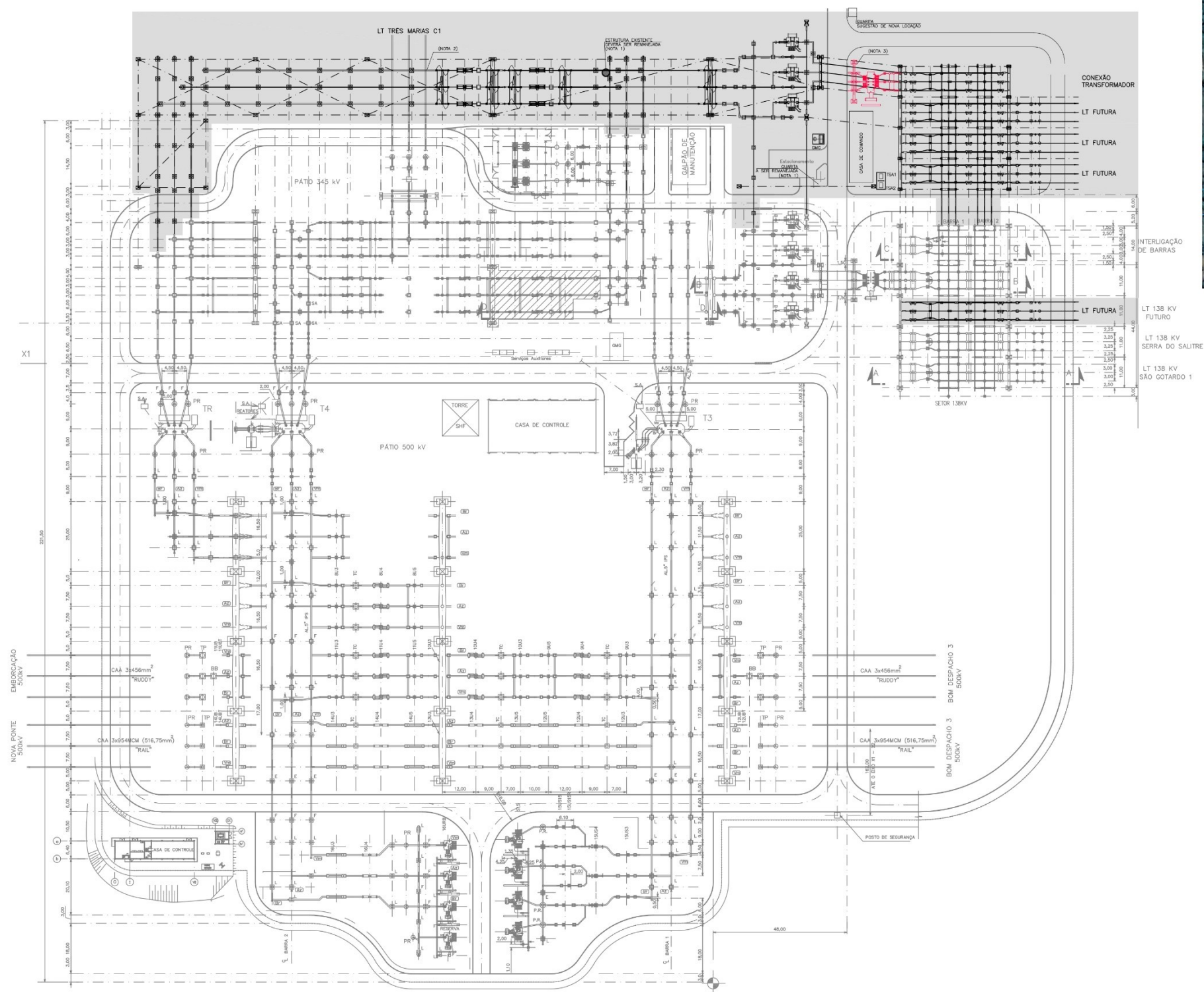
Engenheiro de Transmissão Sênior

DS


GREG - RCA

São Gotardo Transmissora de Energia Elétrica S.A.
Av. das Américas, 2480, bl. 6, sala 201 – Barra da Tijuca - Rio de Janeiro - RJ
CEP 22640-101 - Tel.: +55 (21) 2212-6000





LEGENDA:

- CABO PARA-RAIOS
- CABO CONDUTOR
- TRANSFORMADOR DEFASADOR (NOTA 3)
- AMPLIAÇÃO OFÍCIO Nº 0005/2023/DEE/EPE

NOTA:

- PARA AMPLIAÇÃO DO OFÍCIO Nº 0005/2023/DEE/EPE, SERÃO NECESSÁRIAS MODIFICAÇÕES NAS INFRAESTRUTURAS EXISTENTES:
 - REMANEJAMENTO DA QUARTÁ
 - REMANEJAMENTO DE ESTRUTURA
 - REMANEJAMENTO GALPÃO - DEVERÁ SER REALIZADO UM ESTUDO DETALHADO PARA CONFIRMAR A NECESSIDADE.
- NÃO SERÁ POSSÍVEL CONSIDERAR BAY COMPLETO NO SETOR DE 345 KV PARA A AMPLIAÇÃO SOLICITADA NO OFÍCIO, UMA VEZ QUE, A SAÍDA DE LINHA PARA TRÊS MARIAS C1 É PERPENDICULAR E PASSARÁ SOBRE O BAY OBJETO DA AMPLIAÇÃO. DESSA FORMA, NÃO SERÁ POSSÍVEL INSTALAR BARRAMENTO SUPERIOR, E PORTANTO, SENDO POSSÍVEL, SOMENTE, A INSTALAÇÃO DE DOIS DISJUNTORES.
- ESPAÇO DESTINADO A EVENTUAL INSTALAÇÃO FUTURA DE UM TRANSFORMADOR DEFASADOR CONFORME INDICADO NO FORMULÁRIO DE CONSULTA SOBRE VIABILIDADE DE EXPANSÃO DE SUBESTAÇÕES.
- DEVERÁ SER PREVISTO SUPRESSÃO VEGETAL.
- DEVERÁ SER REALIZADO UM ESTUDO DE TERRAPLENAGEM PARA VERIFICAR OS IMPACTOS E NECESSIDADES REFERENTES À AMPLIAÇÃO SOLICITADA NO OFÍCIO.
- DEVERÁ SER REALIZADO UM ESTUDO DETALHADO PARA O SPDA.
- FOTO GOOGLE EARTH DE 24/03/2021.

000599	0,06
000600	0,09
000601	0,12
000602	0,15
000603	0,18
000604	0,21
000605	0,24
000606	0,27
000607	0,30
000608	0,33
000609	0,36
000610	0,39
000611	0,42
000612	0,45
000613	0,48
000614	0,51
000615	0,54
000616	0,57
000617	0,60
000618	0,63
000619	0,66
000620	0,69
000621	0,72
000622	0,75
000623	0,78
000624	0,81
000625	0,84
000626	0,87
000627	0,90
000628	0,93
000629	0,96
000630	0,99
000631	1,02
000632	1,05
000633	1,08
000634	1,11
000635	1,14
000636	1,17
000637	1,20
000638	1,23
000639	1,26
000640	1,29
000641	1,32
000642	1,35
000643	1,38
000644	1,41
000645	1,44
000646	1,47
000647	1,50
000648	1,53
000649	1,56
000650	1,59
000651	1,62
000652	1,65
000653	1,68
000654	1,71
000655	1,74
000656	1,77
000657	1,80
000658	1,83
000659	1,86
000660	1,89
000661	1,92
000662	1,95
000663	1,98
000664	2,01
000665	2,04
000666	2,07
000667	2,10
000668	2,13
000669	2,16
000670	2,19
000671	2,22
000672	2,25
000673	2,28
000674	2,31
000675	2,34
000676	2,37
000677	2,40
000678	2,43
000679	2,46
000680	2,49
000681	2,52
000682	2,55
000683	2,58
000684	2,61
000685	2,64
000686	2,67
000687	2,70
000688	2,73
000689	2,76
000690	2,79
000691	2,82
000692	2,85
000693	2,88
000694	2,91
000695	2,94
000696	2,97
000697	3,00
000698	3,03
000699	3,06
000700	3,09
000701	3,12
000702	3,15
000703	3,18
000704	3,21
000705	3,24
000706	3,27
000707	3,30
000708	3,33
000709	3,36
000710	3,39
000711	3,42
000712	3,45
000713	3,48
000714	3,51
000715	3,54
000716	3,57
000717	3,60
000718	3,63
000719	3,66
000720	3,69
000721	3,72
000722	3,75
000723	3,78
000724	3,81
000725	3,84
000726	3,87
000727	3,90
000728	3,93
000729	3,96
000730	3,99
000731	4,02
000732	4,05
000733	4,08
000734	4,11
000735	4,14
000736	4,17
000737	4,20
000738	4,23
000739	4,26
000740	4,29
000741	4,32
000742	4,35
000743	4,38
000744	4,41
000745	4,44
000746	4,47
000747	4,50
000748	4,53
000749	4,56
000750	4,59
000751	4,62
000752	4,65
000753	4,68
000754	4,71
000755	4,74
000756	4,77
000757	4,80
000758	4,83
000759	4,86
000760	4,89
000761	4,92
000762	4,95
000763	4,98
000764	5,01
000765	5,04
000766	5,07
000767	5,10
000768	5,13
000769	5,16
000770	5,19
000771	5,22
000772	5,25
000773	5,28
000774	5,31
000775	5,34
000776	5,37
000777	5,40
000778	5,43
000779	5,46
000780	5,49
000781	5,52
000782	5,55
000783	5,58
000784	5,61
000785	5,64
000786	5,67
000787	5,70
000788	5,73
000789	5,76
000790	5,79
000791	5,82
000792	5,85
000793	5,88
000794	5,91
000795	5,94
000796	5,97
000797	6,00
000798	6,03
000799	6,06
000800	6,09
000801	6,12
000802	6,15
000803	6,18
000804	6,21
000805	6,24
000806	6,27
000807	6,30
000808	6,33
000809	6,36
000810	6,39
000811	6,42
000812	6,45
000813	6,48
000814	6,51
000815	6,54
000816	6,57
000817	6,60
000818	6,63
000819	6,66
000820	6,69
000821	6,72
000822	6,75
000823	6,78
000824	6,81
000825	6,84
000826	6,87
000827	6,90
000828	6,93
000829	6,96
000830	6,99
000831	7,02
000832	7,05
000833	7,08
000834	7,11
000835	7,14
000836	7,17
000837	7,20
000838	7,23
000839	7,26
000840	7,29
000841	7,32
000842	7,35
000843	7,38
000844	7,41
000845	7,44
000846	7,47
000847	7,50
000848	7,53
000849	7,56
000850	7,59
000851	7,62
000852	7,65
000853	7,68
000854	7,71
000855	7,74
000856	7,77
000857	7,80
000858	7,83
000859	7,86
000860	7,89
000861	7,92
000862	7,95
000863	7,98
000864	8,01
000865	8,04
000866	8,07
000867	8,10
000868	8,13
000869	8,16
000870	8,19
000871	8,22
000872	8,25
000873	8,28
000874	8,31
000875	8,34
000876	8,37
000877	8,40
000878	8,43
000879	8,46
000880	8,49
000881	8,52
000882	8,55
000883	8,58
000884	8,61
000885	8,64
000886	8,67
000887	8,70
000888	8,73
000889	8,76
000890	8,79
000891	8,82
000892	8,85
000893	8,88
000894	8,91
000895	8,94
000896	8,97
000897	9,00
000898	9,03
000899	9,06
000900	9,09
000901	9,12
000902	9,15
000903	9,18
000904	9,21
000905	9,24
000906	9,27
000907	9,30
000908	9,33
000909	9,36
000910	9,39
000911	9,42
000912	9,45
000913	9,48
000914	9,51
000915	9,54
000916	9,57
000917	9,60
000918	9,63
000919	9,66
000920	9,69
000921	9,72
000922	9,75
000923	9,78
000924	9,81
000925	9,84
000926	9,87
000927	9,90
000928	9,93
000929	9,96
000930	9,99
000931	10,02
000932	10,05
000933	10,08
000934	10,11
000935	10,14
000936	10,17
000937	10,20
000938	10,23
000939	10,26
000940	10,29
000941	10,32
000942	10,35
000943	10,38
000944	10,41
000945	10,44
000946	10,47
000947	10,50
000948	10,53
000949	10,56
000950	10,59
000951	10,62
000952	10,65
000953	10,68
000954	10,71
000955	10,74
000956	10,77
000957	10,80
000958	10,83
000959	10,86
000960	10,89
000961	10,92
000962	10,95
000963	10,98
000964	11,01
000965	11,04
000966	11,07
000967	11,10
000968	11,13
000969	11,16
000970	11,19
000971	11,22
000972	11,25
000973	11,28
000974	11,31
000975	11,34
000976	11,37
000977	11,40
000978	11,43
000979	11,46
000980	11,49
000981	11,52
000982	11,55
000983	11,58
000984	11,61
000985	11,64
000986	11,67
000987	11,70
000988	11,73
000989	11,76
000990	11,79
000991	11,82
000992	11,85
000993	11,88
000994	11,91
000995	11,94
000996	11,97
000997	12,00
000998	12,03
000999	12,06
001000	12,09

REV/SÃO					
01	18/01/23	ESTUDO_INICIAL	JEF	XXX	
DA	18/01/23	ESTUDO_INICIAL	JEF	XXX	
Nº	DATA	DESCRIÇÃO	ELABORADO	APROVADO	
			ESTUDO		
CONCESSÃO:		OBRA: SÃO GOTARDO 2	DISCIPLINA: ELETROMECÂNICO		
SE_SÃO_GOTARDO_2_500/345/138KV PLANTA_GERAL CROQUI_AMPLIAÇÃO					
Nº CONTRATADA		Nº DOCUMENTO	FORMATO	ESCALA	FOLHA REV.
DATA: 18/01/2023	-	-	A1	1/750	01/01 0
Este documento contém informações de propriedade da TAESA e deve ser utilizado exclusivamente para o propósito com o qual foi destinado. É vedada qualquer forma de reprodução ou divulgação sem a autorização da mesma.					

17.2 Geração distribuída contratada por barramento

Subestação Afetada	Barra do PDE	Tensão (kV)	Potencial Firme (MW) Conectadas e em conexão	Potencial Indicativo atual (MW) Pareceres emitidos e válidos	Região	Potencial (MW)
Abadia dos Dourados 2	1717	138	0,00	2,50	1	2,50
Araguari 2	1712	138	19,54	4,97	2	24,51
Arpoara	1715	69	0,00	0,00	3	0,00
Araxá 1	1713	138	46,13	27,34	4	73,47
Avatinguara	1715	138	17,78	2,50	3	20,28
Campina Verde 2	27245	138	14,20	1,20	5	15,40
Campos Altos	1720	69	7,23	0,90	1	8,13
Capinópolis	27304	69	5,48	0,00	3	5,48
Carmo Do Paranaíba 2	1718	138	15,55	0,15	1	15,70
Carneirinho	27252	69	2,58	0,30	5	2,88
Centralina	1715	69	7,50	0,00	3	7,50
Comendador Gomes	1719	138	0,55	0,00	6	0,55
Conceição Das Alagoas	1733	69	2,55	2,60	7	5,15
Coqueiros	27245	34,5	0,23	0,00	5	0,23
Coromandel	1717	138	14,19	0,15	1	14,34
Coromandel 2	27404	138	5,38	4,25	1	9,63
Frutal 1	1719	138	6,66	15,50	6	22,16
Frutal 2	1719	138	19,44	0,20	6	19,64
Guarda-Mor	1807	138	14,79	5,31	1	20,09
Ibiá 2	1720	138	14,05	2,40	4	16,45
Irai de Minas	1721	138	14,70	0,00	1	14,70
Itapagipe	27245	34,5	0,47	0,15	5	0,62
Ituiutaba 1	27304	138	9,85	17,65	3	27,50
Iturama	27252	138	21,18	7,05	5	28,23
Lagoa Formosa 2	27384	138	6,31	1,25	1	7,56
Lagoa Grande	1813	138	14,41	2,91	1	17,32
Lagoa Grande 2	1813	138	0,00	11,75	1	11,75
Monte Carmelo	1723	138	29,61	4,52	1	34,13
Nova Ponte	1724	138	17,58	2,88	2	20,46
Patos de Minas 1	1728	138	14,58	0,25	1	14,83
Patos de Minas 2	1729	138	22,42	0,90	1	23,32
Patrocínio	1726	138	27,59	3,23	1	30,82
Pai Joaquim	1733	69	0,60	0,64	7	1,24
Pedranópolis	27379	138	16,74	0,00	2	16,74
Perdizes	1733	69	6,12	0,67	7	6,79
Pirajuba	1719	69	2,50	2,48	6	4,98
Planura	27260	138	14,25	0,00	6	14,25
Prata 1	27353	138	26,59	20,45	3	47,04
Prata 2	27354	138	7,80	2,00	3	9,80

Subestação Afetada	Barra do PDE	Tensão (kV)	Potencial Firme (MW) Conectadas e em conexão	Potencial Indicativo atual (MW) Pareceres emitidos e válidos	Região	Potencial (MW)
Rio Paranaíba	1730	138	27,32	8,51	1	35,83
Romaria	1721	138	1,84	10,32	1	12,16
Sacramento 1	1731	138	17,25	0,25	4	17,50
Santa Vitoria	27257	138	14,11	2,00	3	16,11
São Gonçalo do Abaete 1	1728	34,5	0,07	1,00	1	1,07
São Gotardo 1	1607	138	24,17	0,00	4	24,17
São Simão	27255	138	4,90	6,50	3	11,40
Serra do Salitre	94002	138	9,80	5,20	1	15,00
Tupaciguara 2	1715	69	3,29	8,00	3	11,29
Uberaba 1	1733	138	14,83	21,41	7	36,23
Uberaba 3	1735	138	13,36	6,47	7	19,83
Uberaba 4	1736	138	0,08	2,50	7	2,58
Uberaba 5	1737	138	5,00	1,15	7	6,15
Uberaba 6	1738	138	3,91	6,38	7	10,29
Uberaba 7	1735	138	0,00	0,00	7	0,00
Uberlândia 1	1739	138	17,17	6,83	2	24,00
Uberlândia 2	27271	138	28,49	8,02	2	36,51
Uberlândia 6	1740	138	0,42	0,00	2	0,42
Uberlândia 7	1741	138	25,76	2,98	2	28,75
Uberlândia 8	1740	138	0,00	0,00	2	0,00
Uberlândia 9	27408	138	0,08	0,50	2	0,58
UHE Miranda	1747	138	14,31	6,84	2	21,15
UHE Emborcação	1744	138	7,25	9,00	2	16,25
Varjão de Minas 1	1729	138	13,29	2,50	1	15,79
Vazante 1	1830	138	15,34	0,00	1	15,34
Volta Grande	1733	69	1,20	0,00	7	1,20

17.3 Informações para o R3

Vide Tabela 1 do Apêndice da Nota Técnica NT EPE-DEA-SMA 002/2023. Análise Socioambiental do Estudo de Atendimento à Região do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba no Estado de Minas Gerais.

17.4 Informações para o R4

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 <i>Empreendimento: SE Araxá 3</i>			
Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R4	Justificativas em Caso de Alterações no R4
Posicionamento dos novos <i>bays</i>	Vide diagrama unifilar básico contido na Figura 7-2	Posicionamento dos novos <i>bays</i> idêntico ao R1 (Sim/Não)?	
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 <i>Empreendimento: SE Uberlândia 10</i>			
Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R4	Justificativas em Caso de Alterações no R4
Posicionamento dos novos <i>bays</i>	Vide diagrama unifilar básico contido na Figura 7-4	Posicionamento dos novos <i>bays</i> idêntico ao R1 (Sim/Não)?	
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 <i>Empreendimento: SE Monte Alegre de Minas 2</i>			
Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R4	Justificativas em Caso de Alterações no R4
Posicionamento dos novos <i>bays</i>	Vide diagrama unifilar básico contido na Figura 7-3	Posicionamento dos novos <i>bays</i> idêntico ao R1 (Sim/Não)?	
OBSERVAÇÕES			

17.5 Fichas PET/PELP

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	UF: MG
SE 345/138 kV ARAXÁ 3 (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 42 meses
Justificativa:	
Ampliação	

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

2° ATF 345/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	32.389,65
1 CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	12.340,41
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	6.807,62
2 IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	23.838,72
1 CRB (Conexão de Reator de Barra) 345 kV, Arranjo DJM	10.085,96
1° Reator de Barra 345 kV, 3 x 16,66 Mvar 1Φ	13.290,00
MIM - 138 kV	662,08
MIM - 345 kV	5.755,03

Total de Investimentos Previstos: **105.169,47**

Situação atual:

Observações:

Ampliação

Documentos de referência: Custos Modulares da ANEEL - Atualização EPE – fevereiro de 2022.

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: LT 345 kV JAGUARA - ARAXÁ 3, C1 (Nova)	UF: MG
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses
Justificativa: Nova LT 345 kV	

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

Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 58 km	94.109,06
1 EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM // Jaguará	10.517,52
1 EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM // Araxá 3	10.517,52

Total de Investimentos Previstos: **115.144,10**

Situação atual:

Observações:

Nova LT 345 kV

Documentos de referência: Custos Modulares da ANEEL - Atualização EPE – fevereiro de 2022.

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	UF: MG
SE 345/138 kV JAGUARA (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 42 meses

Justificativa:

Ampliação

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

3° e 4° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ	75.575,85
---	-----------

Total de Investimentos Previstos:	75.575,85
--	------------------

Situação atual:

Observações:

Ampliação

Documentos de referência: Custos Modulares da ANEEL - Atualização EPE – fevereiro de 2022.

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:

SE 138 kV PORTO COLÔMBIA (Ampliação/Adequação)

UF: **MG**

DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2033**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **24 meses**

Justificativa:

Adequação

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

1° TF 138/13,8 kV, 1 x 5 MVA 3Φ

3.366,34

Total de Investimentos Previstos:

3.366,34

Situação atual:

Observações:

Adequação

Documentos de referência: Custos Modulares da ANEEL - Atualização EPE – fevereiro de 2022.

Sistema Interligado da Região SUDESTE**Empreendimento:**UF: **MG****SE 500/138 kV EMBORCAÇÃO (Ampliação/Adequação)**DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2033**PRAZO DE EXECUÇÃO: **42 meses****Justificativa:**

Adequação

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

2° e 3° ATF 500/138 kV, 2 x 300 MVA 3Φ

55.896,84

2° ATF 138/13,8 kV, 1 x 15 MVA 3Φ

4.863,69

Total de Investimentos Previstos:**60.760,53****Situação atual:****Observações:**

Adequação

Documentos de referência: Custos Modulares da ANEEL - Atualização EPE – fevereiro de 2022.

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:

UF: **MG**

SE 345/138 kV MONTE ALEGRE DE MINAS 2
(Ampliação/Adequação)

DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2026**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **42 meses**

Justificativa:

Ampliação

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

3° e 4° ATF 345/138 kV, 6 x 66,6 MVA 1Φ	55.517,34
2 CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	24.680,82
2 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	13.615,24
3 IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	35.758,08

Total de Investimentos Previstos:

129.571,48

Situação atual:

Observações:

Ampliação

Documentos de referência: Custos Modulares da ANEEL - Atualização EPE – fevereiro de 2022.

Sistema Interligado da Região SUDESTE**Empreendimento:**UF: **MG****SE 345/138 kV MONTE ALEGRE DE MINAS 2
(Ampliação/Adequação)**DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2033**PRAZO DE EXECUÇÃO: **42 meses****Justificativa:**

Reator de barra

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

1º Reator de Barra 345 kV, (3+1R) x 10 Mvar 1Φ	12.464,76
1 CRB (Conexão de Reator de Barra) 345 kV, Arranjo DJM	10.085,96
MIM - 138 kV	1.324,17
MIM - 345 kV	8.632,54

Total de Investimentos Previstos:**32.507,43****Situação atual:****Observações:**

Ampliação

Documentos de referência: Custos Modulares da ANEEL - Atualização EPE – fevereiro de 2022.

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	UF: MG
SE 345/138 kV UBERLÂNDIA 10 (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 42 meses

Justificativa:

Ampliação

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

1 CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	12.340,41
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	6.807,62
MIM - 138 kV	662,08
2° ATF 345/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	32.389,65

Total de Investimentos Previstos:**52.199,76****Situação atual:****Observações:**

Ampliação

Documentos de referência: Custos Modulares da ANEEL - Atualização EPE – fevereiro de 2022.

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	UF: MG
SE 345/138 kV UBERLÂNDIA 10 (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 42 meses

Justificativa:

Ampliação/Reator de barra

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

3° ATF 345/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	32.389,65
1 CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	12.340,41
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	6.807,62
MIM - 138 kV	662,08
1° Reator de Barra 345 kV, (3+1R) x 10 Mvar 1Φ	12.464,76
1 CRB (Conexão de Reator de Barra) 345 kV, Arranjo DJM	10.085,96
1 IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	11.919,36
2 IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	23.838,72

Total de Investimentos Previstos: **110.508,56**

Situação atual:

Observações:

Ampliação

Documentos de referência: Custos Modulares da ANEEL - Atualização EPE – fevereiro de 2022.

Sistema Interligado da Região SUDESTE**Empreendimento:****LT 138 kV SÃO GOTARDO 2 - RIO PARANAÍBA, C2
(Ampliação/Adequação)**UF: **MG**DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2033**PRAZO DE EXECUÇÃO: **36 meses****Justificativa:**

Nova LD

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

Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 27 km	19.088,73
1 EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BS // São Gotardo 2	6.847,13
1 EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BS // Rio Paranaíba	6.847,13

Total de Investimentos Previstos:**32.782,99****Situação atual:****Observações:**

Nova LD

Documentos de referência: Custos Modulares da ANEEL - Atualização EPE – fevereiro de 2022.

Sistema Interligado da Região SUDESTE**Empreendimento:****LT 138 kV PORTO COLÔMBIA – Frutal 2, C2
(Ampliação/Adequação)**UF: **MG**DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2033**PRAZO DE EXECUÇÃO: **36 meses****Justificativa:**

Nova LD

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

Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 40 km	28.279,60
1 EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // Porto Colômbia	7.094,95
1 EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BS // Frutal 2	6.847,13

Total de Investimentos Previstos:**42.221,68****Situação atual:****Observações:**

Nova LD

Documentos de referência: Custos Modulares da ANEEL - Atualização EPE – Fevereiro de 2022.

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: LT 345 kV MONTE ALEGRE 2 - UBERLÂNDIA 10, C1 (Nova)	UF: MG
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses
Justificativa: Nova LT 345 kV	

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

Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 104 km	168.747,28
1 EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM // Monte Alegre 2	10.517,52
1 EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM // Uberlândia 10	10.517,52

Total de Investimentos Previstos: **189.782,32**

Situação atual:

Observações:

Nova LT 345 kV

Documentos de referência: Custos Modulares da ANEEL - Atualização EPE – fevereiro de 2022.

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	UF: MG
SE 345/138 kV SÃO GOTARDO 2 (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 42 meses

Justificativa:

Ampliação

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

2° ATF 345/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	32.389,65
1 CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	12.340,41
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	6.807,62
MIM - 138 kV	662,08
MIG-A	5.995,23

Total de Investimentos Previstos: **58.194,99**

Situação atual:

Observações:

Ampliação

Documentos de referência: Custos Modulares da ANEEL - Atualização EPE – fevereiro de 2022.

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: SE 345 kV NOVA PONTE (Ampliação/Adequação)	UF: MG
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 42 meses

Justificativa:

Adequação

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

1° Reator de Barra 345 kV, (3+1R) x 16,66 Mvar 1Φ	13.290,00
1 CRB (Conexão de Reator de Barra) 345 kV, Arranjo DJM	10.085,96
1 IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	11.919,36
MIM - 345 kV	2.877,51

Total de Investimentos Previstos: **38.172,83**

Situação atual:

Observações:

Adequação

Documentos de referência: Custos Modulares da ANEEL - Atualização EPE – fevereiro de 2022.

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:

SE 500/345 kV MARIMBONDO (Ampliação/Adequação)

UF: **MG**

DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2033**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **42 meses**

Justificativa:

Adequação

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

1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 186,67 MVA 1Φ

55.191,24

Total de Investimentos Previstos:

55.191,24

Situação atual:

Observações:

Adequação

Documentos de referência: Custos Modulares da ANEEL - Atualização EPE – fevereiro de 2022.

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: LT 138 kV MONTE ALEGRE DE MINAS 2 - CANÁPOLIS, C1 (Nova)	UF: MG
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 meses
Justificativa: Nova LD	

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

Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 32 km	22.623,68
1 EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 // Monte Alegre de Minas 2	7.342,76
1 EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // Canápolis	7.094,95

Total de Investimentos Previstos: **37.061,39**

Situação atual:

Observações:

Nova LD

Documentos de referência: Custos Modulares da ANEEL - Atualização EPE – fevereiro de 2022.

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: LT 138 kV ITUIUTABA - CANÁPOLIS, C1 (Nova)	UF: MG
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 meses
Justificativa: Nova LD	

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

Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 23,5 km	13.864,53
1 EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // Ituiutaba	7.094,95
1 EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // Canápolis	7.094,95

Total de Investimentos Previstos: **28.054,43**

Situação atual:

Observações:

Nova LD

Documentos de referência: Custos Modulares da ANEEL - Atualização EPE – fevereiro de 2022.

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: LT 138 kV SANTA VITÓRIA - CACHOEIRA DOURADA 2, C1 (Nova)	UF: MG
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 41 meses
Justificativa: Nova LD	

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

Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 85 km	60.094,15
1 EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // Santa Vitória	7.094,95
1 EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // Cachoeira Dourada 2	7.094,95

Total de Investimentos Previstos: **74.284,05**

Situação atual:

Observações:

Nova LD

Documentos de referência: Custos Modulares da ANEEL - Atualização EPE – fevereiro de 2022.

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:

**SECC LT 138 kV CACHOEIRA DOURADA -
AVATINGUARA, C2, NA SE CACHOEIRA DOURADA 2
(Nova)**

UF: **MG**

DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2033**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **36 meses**

Justificativa:

Seccionamento LDs

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

2 Circuitos Duplos 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 0,5 km	1.179,96
4 EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	28.379,80

Total de Investimentos Previstos: **29.559,76**

Situação atual:

Observações:

Seccionamento LDs

Documentos de referência: Custos Modulares da ANEEL - Atualização EPE – fevereiro de 2022.

Sistema Interligado da Região SUDESTE**Empreendimento:****LT 138 kV ARAPUÁ 1 - PATOS DE MINAS 2, C1 (Nova)**UF: **MG**DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2033**PRAZO DE EXECUÇÃO: **36 meses****Justificativa:**

Nova LD

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

Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 68 km	40.118,64
1 EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // Arapué 1	7.094,95
1 EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // Patos de Minas 2	7.094,95

Total de Investimentos Previstos:**54.308,54****Situação atual:****Observações:**

Nova LD

Documentos de referência: Custos Modulares da ANEEL - Atualização EPE – fevereiro de 2022.

17.6 Custos por Etapas

17.6.1 Obras Etapa I

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						407.370,47	211.175,16	36.185,67	80.479,19
SE 345/138 kV ARAXÁ 3 (Ampliação/Adequação)						105.169,47	52.610,92	9.341,93	18.659,10
2° ATF 345/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ		2031	3,0	1,0	10796,55	32.389,65	16.202,89	2.877,09	5.746,55
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	12340,41	12.340,41	6.173,28	1.096,17	2.189,43
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2031	1,0	1,0	6807,62	6.807,62	3.405,50	604,70	1.207,80
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			1,0						
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2031	2,0	1,0	11919,36	23.838,72	11.925,30	2.117,53	4.229,45
1° Reator de Barra 345 kV, (3+1R) x 16,66 Mvar 1Φ		2031	4,0	1,0	3322,50	13.290,00	6.648,31	1.180,52	2.357,90
CRB (Conexão de Reator de Barra) 345 kV, Arranjo DJM		2031	1,0	1,0	10085,96	10.085,96	5.045,49	895,91	1.789,44
MIM - 138 kV		2031	1,0	1,0	662,08	662,08	331,20	58,81	117,47
MIM - 345 kV		2031	1,0	1,0	5755,03	5.755,03	2.878,95	511,20	1.021,05
LT 345 kV JAGUARA - ARAXÁ 3, C1 (Nova)						115.144,10	57.600,72	10.227,95	20.428,80
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 58 km		2031	58,0	1,0	1622,57	94.109,06	47.077,96	8.359,47	16.696,77
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Jaguara	2031	1,0	1,0	10517,52	10.517,52	5.261,38	934,24	1.866,01
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Araxá 3	2031	1,0	1,0	10517,52	10.517,52	5.261,38	934,24	1.866,01
SE 345/138 kV JAGUARA (Ampliação/Adequação)						67.738,79	49.790,03	6.017,06	29.676,82
1° e 2° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 75 MVA 1Φ		2026	7,0	1,0	9676,97	67.738,79	49.790,03	6.017,06	29.676,82
SE 138 kV PORTO COLÔMBIA (Ampliação/Adequação)						3.366,34	1.443,77	299,02	330,50
1° TF 138/13,8 kV, 1 x 5 MVA 3Φ		2033	1,0	1,0	3366,34	3.366,34	1.443,77	299,02	330,50
SE 500/138 kV EMBORCAÇÃO (Ampliação/Adequação)						60.760,53	26.059,15	5.397,20	5.965,38
2° e 3° ATF 500/138 kV, 2 x 300 MVA 3Φ		2033	2,0	1,0	27948,42	55.896,84	23.973,20	4.965,17	5.487,87
2° ATF 138/13,8 kV, 1 x 15 MVA 3Φ		2033	1,0	1,0	4863,69	4.863,69	2.085,95	432,03	477,51
SE 500/345 kV MARIMBONDO (Ampliação/Adequação)						55.191,24	23.670,58	4.902,50	5.418,60
1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 186,67 MVA 1Φ		2033	4,0	1,0	13797,81	55.191,24	23.670,58	4.902,50	5.418,60

17.6.2 Obras Etapa II-a

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						454.939,25	297.865,05	40.411,09	158.752,34
SE 345/138 kV ARAXÁ 3 (Ampliação/Adequação)						105.169,47	77.302,70	9.341,93	46.075,45
2° ATF 345/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ		2026	3,0	1,0	10796,55	32.389,65	23.807,36	2.877,09	14.190,12
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	12340,41	12.340,41	9.070,57	1.096,17	5.406,42
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	6807,62	6.807,62	5.003,80	604,70	2.982,46
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			1,0						
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	11919,36	23.838,72	17.522,17	2.117,53	10.443,90
1° Reator de Barra 345 kV, (3+1R) x 16,66 Mvar 1Φ		2026	4,0	1,0	3322,50	13.290,00	9.768,55	1.180,52	5.822,44
CRB (Conexão de Reator de Barra) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	10085,96	10.085,96	7.413,48	895,91	4.418,73
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	662,08	662,08	486,65	58,81	290,06
MIM - 345 kV		2026	1,0	1,0	5755,03	5.755,03	4.230,12	511,20	2.521,32
LT 345 kV JAGUARA - ARAXÁ 3, C1 (Nova)						115.144,10	84.634,35	10.227,95	50.445,40
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 58 km		2026	58,0	1,0	1622,57	94.109,06	69.172,97	8.359,47	41.229,81
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Jaguara	2026	1,0	1,0	10517,52	10.517,52	7.730,69	934,24	4.607,80
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Araxá 3	2026	1,0	1,0	10517,52	10.517,52	7.730,69	934,24	4.607,80
SE 345/138 kV JAGUARA (Ampliação/Adequação)						67.738,79	49.790,03	6.017,06	29.676,82
1° e 2° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 75 MVA 1Φ		2026	7,0	1,0	9676,97	67.738,79	49.790,03	6.017,06	29.676,82
SE 138 kV PORTO COLÔMBIA (Ampliação/Adequação)						3.366,34	1.443,77	299,02	330,50
1° TF 138/13,8 kV, 1 x 5 MVA 3Φ		2033	1,0	1,0	3366,34	3.366,34	1.443,77	299,02	330,50
SE 500/138 kV EMBORCAÇÃO (Ampliação/Adequação)						60.760,53	26.059,15	5.397,20	5.965,38
2° e 3° ATF 500/138 kV, 2 x 300 MVA 3Φ		2033	2,0	1,0	27948,42	55.896,84	23.973,20	4.965,17	5.487,87
2° ATF 138/13,8 kV, 1 x 15 MVA 3Φ		2033	1,0	1,0	4863,69	4.863,69	2.085,95	432,03	477,51
SE 500/345 kV MARIMBONDO (Ampliação/Adequação)						55.191,24	23.670,58	4.902,50	5.418,60
1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 186,67 MVA 1Φ		2033	4,0	1,0	13797,81	55.191,24	23.670,58	4.902,50	5.418,60
SE 345/138 kV MONTE ALEGRE DE MINAS 2 (Ampliação/Adequação)						47.568,78	34.964,47	4.225,41	20.840,20
3° ATF 345/138 kV, 3 x 66,6 MVA 1Φ		2026	3,0	1,0	9252,89	27.758,67	20.403,45	2.465,73	12.161,26
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	12340,41	12.340,41	9.070,57	1.096,17	5.406,42
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	6807,62	6.807,62	5.003,80	604,70	2.982,46
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	662,08	662,08	486,65	58,81	290,06

17.6.3 Obras Etapa II-b

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						635.151,60	430.326,51	56.418,89	237.704,58
SE 345/138 kV ARAXÁ 3 (Ampliação/Adequação)						105.169,47	77.302,70	9.341,93	46.075,45
2° ATF 345/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ		2026	3,0	1,0	10796,55	32.389,65	23.807,36	2.877,09	14.190,12
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	12340,41	12.340,41	9.070,57	1.096,17	5.406,42
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	6807,62	6.807,62	5.003,80	604,70	2.982,46
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			1,0						
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	11919,36	23.838,72	17.522,17	2.117,53	10.443,90
CRB (Conexão de Reator de Barra) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	10085,96	10.085,96	7.413,48	895,91	4.418,73
1° Reator de Barra 345 kV, 3 x 16,66 Mvar 1Φ		2026	4,0	1,0	3322,50	13.290,00	9.768,55	1.180,52	5.822,44
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	662,08	662,08	486,65	58,81	290,06
MIM - 345 kV		2026	1,0	1,0	5755,03	5.755,03	4.230,12	511,20	2.521,32
LT 345 kV JAGUARA - ARAXÁ 3, C1 (Nova)						115.144,10	84.634,35	10.227,95	50.445,40
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 58 km		2026	58,0	1,0	1622,57	94.109,06	69.172,97	8.359,47	41.229,81
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Jaguara	2026	1,0	1,0	10517,52	10.517,52	7.730,69	934,24	4.607,80
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Araxá 3	2026	1,0	1,0	10517,52	10.517,52	7.730,69	934,24	4.607,80
SE 345/138 kV JAGUARA (Ampliação/Adequação)						75.575,85	55.550,51	6.713,21	33.110,29
3° e 4° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ		2026	7,0	1,0	10796,55	75.575,85	55.550,51	6.713,21	33.110,29
SE 138 kV PORTO COLÔMBIA (Ampliação/Adequação)						3.366,34	1.443,77	299,02	330,50
1° TF 138/13,8 kV, 1 x 5 MVA 3Φ		2033	1,0	1,0	3366,34	3.366,34	1.443,77	299,02	330,50
SE 500/138 kV EMBORCAÇÃO (Ampliação/Adequação)						60.760,53	26.059,15	5.397,20	5.965,38
2° e 3° ATF 500/138 kV, 2 x 300 MVA 3Φ		2033	2,0	1,0	27948,42	55.896,84	23.973,20	4.965,17	5.487,87
2° ATF 138/13,8 kV, 1 x 15 MVA 3Φ		2033	1,0	1,0	4863,69	4.863,69	2.085,95	432,03	477,51
SE 500/345 kV MARIMBONDO (Ampliação/Adequação)						55.191,24	23.670,58	4.902,50	5.418,60
1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 186,67 MVA 1Φ		2033	4,0	1,0	13797,81	55.191,24	23.670,58	4.902,50	5.418,60
SE 345/138 kV MONTE ALEGRE DE MINAS 2 (Ampliação/Adequação)						129.571,48	95.238,91	11.509,50	56.766,13
3° e 4° ATF 345/138 kV, 6 x 66,6 MVA 1Φ		2026	6,0	1,0	9252,89	55.517,34	40.806,90	4.931,46	24.322,52
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	12340,41	24.680,82	18.141,14	2.192,33	10.812,83
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	2,0	1,0	6807,62	13.615,24	10.007,61	1.209,41	5.964,93
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	3,0	1,0	11919,36	35.758,08	26.283,26	3.176,30	15.665,85
SE 345/138 kV UBERLÂNDIA 10 (Ampliação/Adequação)						52.199,76	38.368,38	4.636,77	22.869,06
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	12340,41	12.340,41	9.070,57	1.096,17	5.406,42
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	6807,62	6.807,62	5.003,80	604,70	2.982,46
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	662,08	662,08	486,65	58,81	290,06
2° ATF 345/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ		2026	3,0	1,0	10796,55	32.389,65	23.807,36	2.877,09	14.190,12

SE 345 kV NOVA PONTE (Ampliação/Adequação)					38.172,83	28.058,17	3.390,79	16.723,77
1° Reator de Barra 345 kV, (3+1R) x 16,66 Mvar 1Φ	2026	4,0	1,0	3322,50	13.290,00	9.768,55	1.180,52	5.822,44
CRB (Conexão de Reator de Barra) 345 kV, Arranjo DJM	2026	1,0	1,0	10085,96	10.085,96	7.413,48	895,91	4.418,73
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	2026	1,0	1,0	11919,36	11.919,36	8.761,09	1.058,77	5.221,95
MIM - 345 kV	2026	1,0	1,0	2877,51	2.877,51	2.115,06	255,60	1.260,66

17.6.4Obras Etapa II-c

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						1.332.374,42	729.353,42	118.351,40	306.156,90
SE 345/138 kV ARAXÁ 3 (Ampliação/Adequação)						105.169,47	77.302,70	9.341,93	46.075,45
2° ATF 345/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ		2026	3,0	1,0	10796,55	32.389,65	23.807,36	2.877,09	14.190,12
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	12340,41	12.340,41	9.070,57	1.096,17	5.406,42
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	6807,62	6.807,62	5.003,80	604,70	2.982,46
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			1,0						
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	11919,36	23.838,72	17.522,17	2.117,53	10.443,90
CRB (Conexão de Reator de Barra) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	10085,96	10.085,96	7.413,48	895,91	4.418,73
1° Reator de Barra 345 kV, 3 x 16,66 Mvar 1Φ		2026	4,0	1,0	3322,50	13.290,00	9.768,55	1.180,52	5.822,44
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	662,08	662,08	486,65	58,81	290,06
MIM - 345 kV		2026	1,0	1,0	5755,03	5.755,03	4.230,12	511,20	2.521,32
LT 345 kV JAGUARA - ARAXÁ 3, C1 (Nova)						115.144,10	84.634,35	10.227,95	50.445,40
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 58 km		2026	58,0	1,0	1622,57	94.109,06	69.172,97	8.359,47	41.229,81
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Jaguara	2026	1,0	1,0	10517,52	10.517,52	7.730,69	934,24	4.607,80
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Araxá 3	2026	1,0	1,0	10517,52	10.517,52	7.730,69	934,24	4.607,80
SE 345/138 kV JAGUARA (Ampliação/Adequação)						75.575,85	55.550,51	6.713,21	33.110,29
3° e 4° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ		2026	7,0	1,0	10796,55	75.575,85	55.550,51	6.713,21	33.110,29
SE 138 kV PORTO COLÔMBIA (Ampliação/Adequação)						3.366,34	1.443,77	299,02	330,50
1° TF 138/13,8 kV, 1 x 5 MVA 3Φ		2033	1,0	1,0	3366,34	3.366,34	1.443,77	299,02	330,50
SE 500/138 kV EMBORCAÇÃO (Ampliação/Adequação)						60.760,53	26.059,15	5.397,20	5.965,38
2° e 3° ATF 500/138 kV, 2 x 300 MVA 3Φ		2033	2,0	1,0	27948,42	55.896,84	23.973,20	4.965,17	5.487,87
2° ATF 138/13,8 kV, 1 x 15 MVA 3Φ		2033	1,0	1,0	4863,69	4.863,69	2.085,95	432,03	477,51
SE 500/345 kV MARIMBONDO (Ampliação/Adequação)						55.191,24	23.670,58	4.902,50	5.418,60
1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 186,67 MVA 1Φ		2033	4,0	1,0	13797,81	55.191,24	23.670,58	4.902,50	5.418,60
SE 345/138 kV MONTE ALEGRE DE MINAS 2 (Ampliação/Adequação)						162.078,91	109.180,79	14.397,05	59.957,66
3° e 4° ATF 345/138 kV, 6 x 66,6 MVA 1Φ		2026	6,0	1,0	9252,89	55.517,34	40.806,90	4.931,46	24.322,52
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	12340,41	24.680,82	18.141,14	2.192,33	10.812,83
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	2,0	1,0	6807,62	13.615,24	10.007,61	1.209,41	5.964,93
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	3,0	1,0	11919,36	35.758,08	26.283,26	3.176,30	15.665,85
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			1,0						
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			1,0						
1° Reator de Barra 345 kV, (3+1R) x 10 Mvar 1Φ		2033	4,0	1,0	3116,19	12.464,76	5.345,92	1.107,21	1.223,77
CRB (Conexão de Reator de Barra) 345 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	10085,96	10.085,96	4.325,70	895,91	990,22
MIM - 138 kV		2033	1,0	1,0	1324,17	1.324,17	567,91	117,62	130,01
MIM - 345 kV		2033	1,0	1,0	8632,54	8.632,54	3.702,35	766,81	847,53

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 UBERLÂNDIA 10 (Ampliação/Adequação)						162.708,32	85.763,61	14.452,96	33.718,63
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	12340,41	12.340,41	9.070,57	1.096,17	5.406,42
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	6807,62	6.807,62	5.003,80	604,70	2.982,46
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	662,08	662,08	486,65	58,81	290,06
2° ATF 345/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ		2026	3,0	1,0	10796,55	32.389,65	23.807,36	2.877,09	14.190,12
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM					1,0				
3° ATF 345/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ		2033	3,0	1,0	10796,55	32.389,65	13.891,37	2.877,09	3.179,97
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	12340,41	12.340,41	5.292,59	1.096,17	1.211,56
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2033	1,0	1,0	6807,62	6.807,62	2.919,67	604,70	668,36
MIM - 138 kV		2033	1,0	1,0	662,08	662,08	283,95	58,81	65,00
1° Reator de Barra 345 kV, (3+1R) x 10 Mvar 1Φ		2033	4,0	1,0	3116,19	12.464,76	5.345,92	1.107,21	1.223,77
CRB (Conexão de Reator de Barra) 345 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	10085,96	10.085,96	4.325,70	895,91	990,22
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	11919,36	11.919,36	5.112,01	1.058,77	1.170,23
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	11919,36	23.838,72	10.224,02	2.117,53	2.340,45
SE 345 kV NOVA PONTE (Ampliação/Adequação)						38.172,83	28.058,17	3.390,79	16.723,77
1° Reator de Barra 345 kV, (3+1R) x 16,66 Mvar 1Φ		2026	4,0	1,0	3322,50	13.290,00	9.768,55	1.180,52	5.822,44
CRB (Conexão de Reator de Barra) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	10085,96	10.085,96	7.413,48	895,91	4.418,73
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	11919,36	11.919,36	8.761,09	1.058,77	5.221,95
MIM - 345 kV		2026	1,0	1,0	2877,51	2.877,51	2.115,06	255,60	1.260,66
LT 345 kV MONTE ALEGRE 2 - UBERLÂNDIA 10, C1 (Nova)						189.782,32	81.394,38	16.857,88	18.632,55
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 104 km		2033	104,0	1,0	1622,57	168.747,28	72.372,82	14.989,39	16.567,36
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Monte Alegre 2	2033	1,0	1,0	10517,52	10.517,52	4.510,78	934,24	1.032,59
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Uberlândia 10	2033	1,0	1,0	10517,52	10.517,52	4.510,78	934,24	1.032,59
SE 345/138 kV SÃO GOTARDO 2 (Ampliação/Adequação)						58.194,99	24.958,83	5.169,31	5.713,50
2° ATF 345/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ		2033	3,0	1,0	10796,55	32.389,65	13.891,37	2.877,09	3.179,97
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	12340,41	12.340,41	5.292,59	1.096,17	1.211,56
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2033	1,0	1,0	6807,62	6.807,62	2.919,67	604,70	668,36
MIM - 138 kV		2033	1,0	1,0	662,08	662,08	283,95	58,81	65,00
MIG-A		2033	1,0	1,0	5995,23	5.995,23	2.571,25	532,54	588,60
LT 138 kV MONTE ALEGRE DE MINAS 2 - CANÁPOLIS, C1 (Nova)						37.061,39	15.894,99	3.292,07	3.638,63
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 32 km		2033	32,0	1,0	706,99	22.623,68	9.702,91	2.009,60	2.221,16
	Monte Alegre de Minas 2								
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2	2033	1,0	1,0	7342,76	7.342,76	3.149,18	652,24	720,90
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Canápolis	2033	1,0	1,0	7094,95	7.094,95	3.042,90	630,23	696,57
LT 138 kV ITUITABA - CANÁPOLIS, C1 (Nova)						28.054,43	12.032,06	2.492,00	2.754,34
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 23,5 km		2033	23,5	1,0	589,98	13.864,53	5.946,26	1.231,55	1.361,20
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Ituitaba	2033	1,0	1,0	7094,95	7.094,95	3.042,90	630,23	696,57
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Canápolis	2033	1,0	1,0	7094,95	7.094,95	3.042,90	630,23	696,57
LT 138 kV SANTA VITÓRIA - CACHOEIRA DOURADA 2, C1 (Nova)						74.284,05	31.859,16	6.598,46	7.293,10
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 70 km		2033	85,0	1,0	706,99	60.094,15	25.773,35	5.338,01	5.899,96

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 BPT	Santa Vitória	2033	1,0	1,0	7094,95	7.094,95	3.042,90	630,23	696,57
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Cachoeira Dourada 2	2033	1,0	1,0	7094,95	7.094,95	3.042,90	630,23	696,57
SECC LT 138 kV CACHOEIRA DOURADA - AVATINGUARA, C2, NA SE CACHOEIRA DOURADA 2 (Nova)						29.559,76	12.677,67	2.625,72	2.902,13
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 0,5 km		2033	2,0	1,0	589,98	1.179,96	506,06	104,81	115,85
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2033	4,0	1,0	7094,95	28.379,80	12.171,61	2.520,90	2.786,29
LT 138 kV ARAPUÁ 1 - PATOS DE MINAS 2, C1 (Nova)						62.265,22	26.704,49	5.530,86	6.113,11
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Arapuá 1	2033	1,0	1,0	7094,95	7.094,95	3.042,90	630,23	696,57
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Patos de Minas 2	2033	1,0	1,0	7094,95	7.094,95	3.042,90	630,23	696,57
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 68 km		2033	68,0	1,0	706,99	48.075,32	20.618,68	4.270,41	4.719,96
LT 138 kV SÃO GOTARDO 2 - RIO PARANAÍBA, C1 (Ampliação/Adequação)						32.782,99	14.060,06	2.912,03	3.218,59
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 27 km		2033	27,0	1,0	706,99	19.088,73	8.186,83	1.695,60	1.874,10
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BS	São Gotardo 2	2033	1,0	1,0	6847,13	6.847,13	2.936,62	608,21	672,24
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BS	Rio Paranaíba	2033	1,0	1,0	6847,13	6.847,13	2.936,62	608,21	672,24
LT 138 kV PORTO COLÔMBIA - PLANURA, C2 (Ampliação/Adequação)						42.221,68	18.108,15	3.750,44	4.145,26
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 40 km		2033	40,0	1,0	706,99	28.279,60	12.128,64	2.512,00	2.776,45
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Porto Colômbia	2033	1,0	1,0	7094,95	7.094,95	3.042,90	630,23	696,57
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BS	Planura	2033	1,0	1,0	6847,13	6.847,13	2.936,62	608,21	672,24

17.7 Cálculo dos níveis de curto-circuito

Tabela 17-1 - Níveis de Curto-Circuito - Sem obras

Número	Nome	Tensão (kV)	Trifásico				Monofásico				Bifásico			
			I (kA)	Ângulo (°)	X/R	Assm. (kA)	I (kA)	Ângulo (°)	X/R	Assm. (kA)	I (kA)	Ângulo (°)	X/R	Assm. (kA)
1509	EMBORG-MG500	500	33.12	-78.89	17.65	72.89	34.03	-79.3	16.94	74.69	33.68	159.52	17.26	74.01
1488	JAGUAR-MG500	500	31.15	-80.35	17.69	70.65	28.05	-78.74	10.89	61.1	30.57	164.85	14.23	68.23
1512	NPONTE-MG500	500	29.95	-79.33	16.46	66.39	23.96	-76.73	8.67	50.08	28.62	170.09	12.96	62.29
1503	SGOTA2-MG500	500	21.99	-77.13	14.55	45.88	17.88	-75.54	9.24	35.91	20.94	171.47	12.34	43.15
38906	ARAXA3-MG345	345	5.7	-77.76	8.73	12.11	2.9	-80.04	5.79	6.35	5.22	176.58	7.88	10.97
3861	ITUMBI-MG345	345	32.63	-80.67	20.1	74.78	34.39	-80.86	20.04	78.79	33.6	156.5	20.07	76.99
1511	JAGUAR-MG345	345	35.36	-80.93	16.73	81.04	37.66	-80.46	13.91	85.08	37.08	156.08	14.95	84.26
3809	LCBARR-MG345	345	38.76	-81.94	17.93	91.19	44.45	-82.12	18.13	104.66	42.53	45.79	18.07	100.1
38902	MALGR2-MG345	345	14.74	-78.98	11.34	32.52	11.36	-78.72	9.17	24.83	13.64	169.77	10.58	30.05
3810	MASCAR-MG345	345	33.5	-81.56	15.56	78.09	30.66	-80.93	12.79	70.35	32.63	162.54	14.3	75.53
38908	NPONTE-MG345	345	11.99	-81.03	21.34	27.22	10.82	-80.79	16.45	24.38	11.46	162.39	19	26.05
3842	PCOLOM-MG345	345	14.92	-81.77	13.56	34.81	11.82	-81.45	12.35	27.45	13.87	167.21	13.17	32.31
1502	SGOTA2-MG345	345	18.69	-77.59	19.02	38.91	19.22	-77.24	15.27	39.51	19.19	161.18	16.81	39.68
38904	UBER10-MG345	345	7.66	-79.66	12.39	16.91	5.6	-78.07	8.22	12.05	7.19	170.73	10.83	15.68
1517	VGRAND-MG345	345	15.45	-81.28	12.77	35.58	16.11	-81.48	13.19	37.26	15.84	40.91	13	36.57
1713	ARAXA1-MG138	138	10.71	-69.63	3.8	19.85	5.2	-75.9	3.96	10.53	9.23	35.33	3.83	17.33
1714	ARAXA2-MG138	138	11.61	-73.38	5.15	22.88	6.26	-78.61	4.99	13.38	10.15	178.17	5.11	20.21
38907	ARAXA3-MG138	138	11.99	-73.89	5.41	23.8	6.51	-78.84	5.1	13.97	10.55	177.57	5.33	21.14
1152	CDOURA-GO138	138	11.09	-75.67	6.25	22.89	11.02	-77.46	7.32	23.8	11.29	45.93	6.83	23.9
1718	CPARA2-MG138	138	3.08	-72.34	2.94	5.71	1.81	-75.13	3.52	3.53	2.8	31.58	3.03	5.22
1744	EMBORG-MG138	138	38.83	-79.77	16.17	85.87	46.15	-80.29	18.12	103	44.56	50.31	17.74	99.2
1719	FRUTA2-MG138	138	5.28	-74.9	3.71	10.65	5.18	-77.68	4.58	11.02	5.43	42.93	4.08	11.24
1746	JAGUAR-MG138	138	22.68	-79.74	11.05	50.47	25.55	-80.41	12.59	57.8	24.94	47.02	12.1	56.05
27352	MALEG1-MG138	138	5.82	-72.14	3.12	11.16	3.57	-74.22	3.54	7.12	5.24	32.44	3.19	10.13
38909	MALGR2-MG138	138	16.24	-77.81	8.28	34.96	16.75	-79.17	9.16	37.15	17.17	45.98	8.8	37.29
27358	MALGR3-MG138	138	5.56	-72.58	3.2	10.73	4.4	-75.88	3.98	9.04	5.32	37.98	3.41	10.44
27379	NPONT2-MG138	138	4.14	-71.42	2.91	7.73	2.71	-74.75	3.57	5.38	3.82	34.43	3.03	7.22

Número	Nome	Tensão (kV)	Trifásico				Monofásico				Bifásico			
			I (kA)	Ângulo (°)	X/R	Assm. (kA)	I (kA)	Ângulo (°)	X/R	Assm. (kA)	I (kA)	Ângulo (°)	X/R	Assm. (kA)
1724	NPONTE-MG138	138	4.13	-71.39	2.9	7.72	2.7	-74.72	3.56	5.35	3.81	34.34	3.02	7.2
3843	PCOLOM-MG138	138	20.82	-81.68	9.58	48.41	21.64	-82.52	11.12	51.58	21.71	40.67	10.41	51.06
27260	PLANRA-MG138	138	7.2	-74.15	3.53	14.34	5.17	-75.44	3.85	10.55	6.62	33.66	3.6	13.26
1730	RPARAN-MG138	138	9.08	-71.13	4.46	16.87	4.32	-78.08	4.58	8.95	7.8	35.22	4.48	14.71
4741	SGOT2D-MG138	138	16.67	-79.12	17.38	35.29	16.04	-79.51	19.2	34.35	16.56	39.58	18.2	35.17
1607	SGOTA1-MG138	138	9.75	-76.13	8.72	19.65	6.6	-75.86	7.99	13.62	8.99	174.61	8.51	18.07
1748	SGOTA2-MG138	138	14.46	-78.8	14.94	30.36	13.74	-79.39	17.37	29.31	14.25	39.32	15.97	30.12
38905	UBER10-MG138	138	15.62	-75.44	6.26	31.9	13.04	-76.31	6.4	27.18	14.75	38.89	6.31	30.25
1737	UBERA5-MG138	138	5.37	-76.66	4.27	11.09	4.7	-78.02	4.73	10.05	5.15	38.35	4.44	10.79

Tabela 17-2 - Níveis de curto-circuito - Com obras

Número	Nome	Tensão (kV)	Trifásico				Monofásico				Bifásico			
			I (kA)	Ângulo (°)	X/R	Assm. (kA)	I (kA)	Ângulo (°)	X/R	Assm. (kA)	I (kA)	Ângulo (°)	X/R	Assm. (kA)
1509	EMBORC-MG500	500	33.42	-78.93	17.68	73.63	34.23	-79.32	16.89	75.2	33.94	159.65	17.25	74.64
1488	JAGUAR-MG500	500	31.4	-80.34	17.74	71.23	28.13	-78.64	10.7	61.16	30.8	165.09	14.17	68.69
1512	NPONTE-MG500	500	30.8	-79.47	17	68.56	24.6	-76.75	8.64	51.48	29.47	170.02	13.17	64.32
1503	SGOTA2-MG500	500	22.13	-77.13	14.32	46.16	17.95	-75.55	9.17	36.04	21.05	171.55	12.19	43.37
38906	ARAXA3-MG345	345	13.7	-78.41	9.59	29.68	8.17	-74.06	5.24	16.38	12.4	177.34	8.32	26.56
3861	ITUMBI-MG345	345	34.05	-80.57	19.69	77.85	35.54	-80.75	19.42	81.19	34.87	157.13	19.54	79.7
1511	JAGUAR-MG345	345	37.05	-80.7	16.13	84.54	38.82	-80.08	13.02	87.04	38.53	157.28	14.22	87.06
3809	LCBARR-MG345	345	39.29	-81.84	17.68	92.26	44.94	-82.03	17.92	105.62	43.02	45.69	17.85	101.07
38902	MALGR2-MG345	345	18.53	-78.75	11.13	40.65	14.74	-78.39	8.84	31.92	17.52	169.47	10.27	38.14
3810	MASCAR-MG345	345	33.68	-81.52	15.5	78.45	30.78	-80.89	12.77	70.58	32.78	162.66	14.26	75.83
38908	NPONTE-MG345	345	16.99	-80.29	17.11	38.22	13.61	-79.88	12.13	30.21	16.08	167.6	15.08	35.89
3842	PCOLOM-MG345	345	15.14	-81.7	13.53	35.27	11.95	-81.35	12.26	27.7	14.07	167.4	13.12	32.71
1502	SGOTA2-MG345	345	18.94	-77.44	17.37	39.3	19.4	-77.16	14.46	39.8	19.39	161.48	15.69	39.98
38904	UBER10-MG345	345	14.25	-78.25	10.32	30.84	9.93	-76.24	6.72	20.63	12.88	173.22	9.11	27.8
1517	VGRAND-MG345	345	15.6	-81.19	12.7	35.85	16.23	-81.4	13.14	37.47	15.97	40.9	12.94	36.81
1713	ARAXA1-MG138	138	13.59	-69.13	3.65	25.12	6.39	-75.41	3.84	12.87	12.21	35.46	3.68	22.62
1714	ARAXA2-MG138	138	18.65	-76.31	6.93	38.83	12.82	-75.21	5.67	26.29	17.08	175.82	6.57	35.39
38907	ARAXA3-MG138	138	20.01	-77.56	8.21	42.61	14.07	-75.97	6.16	29.24	18.56	174.05	7.56	39.16
1152	CDOURA-GO138	138	11.59	-75.16	5.92	23.67	11.36	-77.15	7.03	24.36	11.69	45.72	6.5	24.55
1718	CPARA2-MG138	138	3.49	-71.77	2.89	6.41	1.94	-74.9	3.49	3.8	3.07	31.63	2.98	5.72
1744	EMBORC-MG138	138	39.39	-79.61	15.2	86.85	46.65	-80.17	17.17	103.9	45.08	50.18	16.76	100.12
1719	FRUTA2-MG138	138	5.28	-74.9	3.71	10.66	5.19	-77.68	4.58	11.03	5.44	42.92	4.08	11.25
1746	JAGUAR-MG138	138	26.82	-80.15	11.74	60.18	27.02	-80.64	12.86	61.29	27.18	40.26	12.29	61.26
27352	MALEG1-MG138	138	6.35	-71.31	2.99	11.99	3.7	-73.9	3.47	7.33	5.63	32.41	3.07	10.76
38909	MALGR2-MG138	138	22.91	-79.38	10.69	50.69	23.74	-79.44	10.7	52.62	23.39	42.73	10.7	51.78
27358	MALGR3-MG138	138	5.94	-71.96	3.1	11.33	4.53	-75.66	3.91	9.26	5.57	37.76	3.3	10.87
27379	NPONT2-MG138	138	4.36	-70.94	2.84	8.11	2.78	-74.54	3.53	5.52	4.01	34.28	2.96	7.55
1724	NPONTE-MG138	138	4.35	-70.92	2.84	8.09	2.76	-74.51	3.53	5.47	4	34.2	2.96	7.52

Número	Nome	Tensão (kV)	Trifásico				Monofásico				Bifásico			
			I (kA)	Ângulo (°)	X/R	Assm. (kA)	I (kA)	Ângulo (°)	X/R	Assm. (kA)	I (kA)	Ângulo (°)	X/R	Assm. (kA)
3843	PCOLOM-MG138	138	20.9	-81.67	9.6	48.57	21.71	-82.5	11.14	51.72	21.79	40.67	10.43	51.21
27260	PLANRA-MG138	138	7.2	-74.15	3.53	14.35	5.17	-75.44	3.85	10.55	6.62	33.65	3.6	13.27
1730	RPARAN-MG138	138	13.26	-72.34	5.12	25.06	8.58	-72.88	5.07	16.48	11.91	179.37	5.11	22.55
4741	SGOT2D-MG138	138	21.51	-79.26	18.67	45.73	21.27	-79.57	19.48	45.34	21.44	40.1	19.06	45.62
1607	SGOTA1-MG138	138	12.8	-75.32	7.8	25.37	8.46	-75.27	7.06	16.93	11.57	177.02	7.61	22.94
1748	SGOTA2-MG138	138	21.72	-78.71	15.18	45.61	21.26	-79.21	16.63	44.95	21.6	40.11	15.84	45.51
38905	UBER10-MG138	138	24.04	-78.05	8.7	51.66	19.79	-76.77	7.2	41.66	22.82	169.81	8.14	48.65
1737	UBERA5-MG138	138	5.6	-76.39	4.18	11.51	4.81	-77.91	4.68	10.25	5.33	37.89	4.36	11.13

17.8 Nota Técnica EPE-DEA-SMA 002/2023-REV0: “Análise Socioambiental do Estudo de Atendimento à região do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba no estado de Minas Gerais”.



Empresa de Pesquisa Energética

NOTA TÉCNICA EPE/DEA/SMA
002/2023-REV0

**Análise Socioambiental
do Estudo de Atendimento à região
do Triângulo Mineiro e Alto
Paranaíba no estado de Minas
Gerais**

(Relatório R1)



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME/SPE

Ministério de Minas e Energia

Ministro
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretária Executiva
vago

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético
vago



1Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Giovani Vitória Machado (interino)

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível
Heloísa Borges Esteves

Diretor de Gestão Corporativa
Angela Livino

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

Sede

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

Escritório Central

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

NOTA TÉCNICA EPE/DEA/SMA

002/2023-REVO

**Análise Socioambiental
do Estudo de
Atendimento à região do
Triângulo Mineiro e Alto
Paranaíba no estado de
Minas Gerais**

(Relatório R1)

Coordenação Geral

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Coordenação Executiva

Elisângela Medeiros de Almeida

Equipe Técnica

Alfredo Lima Silva

Clayton Borges da Silva

Luciana Álvares da Silva

Paula Cunha Coutinho de Andrade

NT EPE-DEA-SMA 002/2023-REVO
03 de fevereiro de 2023

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

IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

<i>EXECUÇÃO</i>  Empresa de Pesquisa Energética		
<i>PROJETO</i> ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO		
<i>ÁREA DE ESTUDO</i> ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL		
<i>NOTA TÉCNICA</i> NT EPE-DEA-SMA 002/2023		
<i>PRODUTO</i> ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL DO ESTUDO DE ATENDIMENTO AO TRIÂNGULO MINEIRO E ALTO PARANAÍBA		
<i>REVISÕES</i>	<i>DATA</i>	<i>DESCRIÇÃO SUCINTA</i>
Rev0	03/02/2023	Emissão Original

SUMÁRIO

SIGLÁRIO	6
1 INTRODUÇÃO	8
2 PROCEDIMENTOS	11
2.1 ÁREAS REFERENCIAIS PARA SUBESTAÇÕES	11
2.2 CORREDORES PARA LINHAS DE TRANSMISSÃO	11
2.3 BASE DE DADOS UTILIZADA	12
3 CARACTERIZAÇÃO DOS EMPRENDIMENTOS PLANEJADOS	14
3.1 EXPANSÃO DA SE 345/138 kV SÃO GOTARDO 2	15
3.2 LT 345 kV UHE JAGUARA - ARAXÁ 3 C1	18
3.3 LT 345 kV UBERLÂNDIA 10 - MONTE ALEGRE DE MINAS 2 C1	31
REFERÊNCIAS	45
APÊNDICES	49
LT 345 kV UHE JAGUARA - ARAXÁ 3 C1	50
LT 345 kV UBERLÂNDIA 10 - MONTE ALEGRE DE MINAS 2 C1	52

SIGLÁRIO

Anac	Agência Nacional de Aviação Civil
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANM	Agência Nacional de Mineração
APA	Área de Proteção Ambiental
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
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESEC	Estação Ecológica
FCP	Fundação Cultural Palmares
Funai	Fundação Nacional do Índio
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMBio	Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade
Iphan	Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional
Incra	Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária
LT	Linha de Transmissão
MMA	Ministério do Meio Ambiente

MME	Ministério de Minas e Energia
Mona	Monumento Natural
PA	Projeto de Assentamento Rural
Parest	Parque Estadual
Parna	Parque Nacional
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	Estimativa de Custos fundiários
Rebio	Reserva Biológica
RPPN	Reserva Particular do Patrimônio Natural
Revis	Refúgio de Vida Silvestre
SE	Subestação de Energia
Sigel	Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico
SMA	Superintendência de Meio Ambiente
SNUC	Sistema Nacional de Unidades de Conservação
STE	Superintendência de Transmissão de Energia Elétrica
TI	Terra Indígena
TQ	Terra Quilombola
UFV	Usina Fotovoltaica
UHE	Usina Hidrelétrica
UC	Unidade de Conservação
UTE	Usina Termelétrica

1 INTRODUÇÃO

A Região do Triângulo Mineiro/Alto Paranaíba possui uma variedade de fontes de geração de energia elétrica, com destaque para a geração hidráulica e para a geração térmica. Nos últimos anos também foi observado o crescimento nas unidades de geração fotovoltaica, tanto concentrada quanto distribuída. Esse aumento na geração permite que a região exporte energia para a rede básica em alguns cenários, com algumas ocorrências de restrições de geração em função das limitações do sistema local.

Em função dessa dinâmica, os estudos elétricos realizados pela Superintendência de Transmissão de Energia (STE) da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) indicaram a necessidade de expansão do sistema de transmissão da Região do Triângulo Mineiro/Alto Paranaíba para adequá-lo às necessidades da geração elétrica da região.

O estudo contempla duas linhas de transmissão e a ampliação de uma subestação, localizados no estado de Minas Gerais, na região do Triângulo Mineiro/Alto Paranaíba. O presente documento apresenta a análise socioambiental das Linhas de Transmissão (LTs) e da expansão de uma Subestação de Energia (SE).

A avaliação técnico-econômica da alternativa de expansão está apresentada no **Relatório R1 EPE-DEE-RE-008/2023-rev0: Atendimento à região do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba no estado de Minas Gerais**, ao qual esta nota técnica está vinculada, e é composta da expansão da subestação São Gotardo 2 e de duas LTs de 345 kV.

Os traçados preliminares foram obtidos por meio da **metodologia de análise de convergência**¹, utilizando-se traçados viáveis nessa fase e escala de planejamento. Essa atividade foi apoiada em base de dados existentes.

A área do estudo abrange majoritariamente o bioma Cerrado, com pequenas regiões sobrepostas à Mata Atlântica, tratando-se na prática de uma zona de transição entre ambos. A área apresenta diversos tipos de uso e cobertura, com destaque para agricultura mecanizada, em especial de soja e cana, presença de pivôs centrais e áreas de silvicultura. São também abrangidas diversas infraestruturas de energia, como linhas de transmissão (incluindo a LT 800 kV CC Xingu - Estreito), usinas termelétricas, pequenas centrais hidrelétricas e hidrelétricas. Outro destaque é a presença de aeródromos privados na

¹ Baseia-se na análise individual de dois ou mais analistas que, de forma independente, elaboram suas proposições de traçado ou localização de SE. Posteriormente, as propostas locais e respectivos critérios de definição são confrontados e discutidos com vistas à redução de subjetividades, de modo a se convergir para resultados com maior ganho de efetividade na definição de traçados preliminares para comparação de alternativas elétricas, bem como para definição de corredores e áreas referenciais de subestações no âmbito do Relatório R1.

região. Todos estes aspectos foram determinantes para a configuração dos corredores das linhas de transmissão.

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

A área estudada neste relatório, contempla as análises socioambientais da **expansão da SE São Gotardo 2** (existente) e **2 LTs planejadas**. A Tabela 1 e a Tabela 2 a seguir apresentam respectivamente as subestações e as LTs estudadas nesta Nota Técnica.

Tabela 1 – Subestações do estudo

Subestação	Tensão (kV)	Situação	Município
SE Uberlândia 10	345/138	Planejada	Uberlândia - MG
SE Monte Alegre de Minas 2	345/138	Planejada	Monte Alegre de Minas - MG
SE Araxá 3	345/138	Planejada	Araxá - MG
SE UHE Jaguara	345/138	Existente	Rifaina - SP
SE São Gotardo 2	345/138	Existente	São Gotardo - MG

Tabela 2 – Linhas de transmissão planejadas

Linha de Transmissão	Extensão do traçado preliminar ² (km)	Extensão do eixo do corredor (km)
Uberlândia 10 - Monte Alegre de Minas 2	105	104
UHE Jaguara – Araxá 3	59	58

A Figura 1 a seguir apresenta os traçados esquemáticos das LTs e a posição das SEs existentes e planejadas.

² Extensão de traçado obtida na Análise de Convergência a partir de dados secundários.

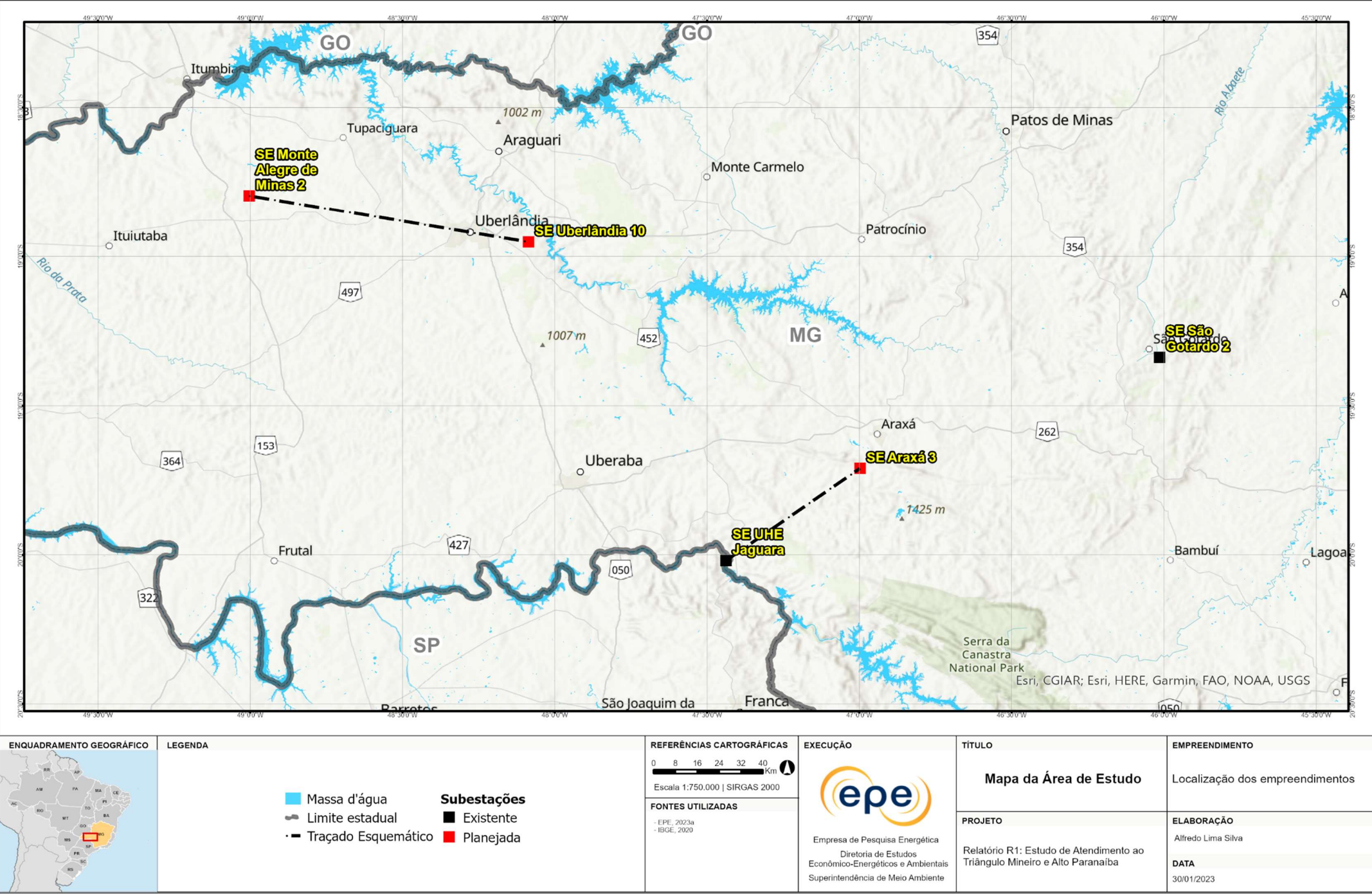


Figura 1 – Localização referencial dos empreendimentos existentes e planejados no estudo

2 PROCEDIMENTOS

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

Por meio de **ferramentas de Sistema de Informações Geográficas (SIG)** e com o auxílio de **imagens de satélite** e **bases cartográficas** dos temas mais relevantes do ponto de vista socioambiental, foram realizadas avaliações que levantaram as regiões promissoras para o delineamento dos corredores de estudo para as LTs e para a região no entorno da SE que será expandida, considerando premissas indicadas nos estudos elétricos.

2.1 Áreas referenciais para subestações

Especificamente neste Relatório R1, por se tratar de uma única expansão de subestação (SE São Gotardo 2), em área adjacente à SE existente, não será elaborada uma área referencial. Alternativamente será elaborada uma descrição simplificada da área no entorno da SE existente.

A **caracterização** da área nesta nota técnica contemplará, principalmente, os aspectos determinantes para a viabilidade da expansão, em especial os de caráter socioambiental e de infraestrutura, com a representação de figuras e mapas quando necessário.

2.2 Corredores para linhas de transmissão

Os corredores delimitam as regiões a serem atravessadas pelas LTs que, de acordo com as premissas adotadas e informações disponíveis, são consideradas as mais adequadas para a indicação de traçados durante a elaboração dos relatórios R3. Os corredores foram delineados a partir da metodologia de análise de convergência, no sentido de possibilitar alternativas factíveis de traçados a serem indicadas durante elaboração dos Relatórios R3.

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

Considerando a presença de áreas significativas de restrição socioambiental, foram elaboradas alternativas de corredores para uma das linhas de transmissão, desviando-se, sempre que possível, das áreas que apresentam as maiores restrições ou sensibilidades socioambientais.

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

2.3 Base de dados utilizada

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

- Aeródromos Públicos e Privados (Anac, 2022)
- Base Cartográfica Integrada do Brasil ao Milionésimo Digital, incluindo hidrografia, divisão territorial, áreas militares e sistema viário (IBGE, 2009)
- Base Map (ESRI, 2023)
- Cadastro Ambiental Rural (Sicar, 2021)
- Cavidades Naturais Subterrâneas (Cecav, 2022)
- Declividade em Percentual do Relevo Brasileiro (CPRM, 2010)
- Curso d'água Geral (IBGE, 2004)
- Curso d'água Detalhado (IBGE, 2017)
- Curso d'água (OSM, 2021a)
- Dutos (EPE, 2018)
- Ferrovias (OSM, 2021d)
- Identificação, mapeamento e quantificação das áreas urbanas do Brasil (Embrapa, 2017)
- Limites Municipais e Estaduais Brasileiros (IBGE, 2020)
- Linhas de transmissão e subestações existentes e planejadas (EPE, 2023)
- 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 Pivôs Centrais de Irrigação (ANA e CNPMS, 2019)

- Mapa de divisão regional do Brasil em regiões Intermediárias e Imediatas (IBGE, 2017)
- Mapeamento do uso do solo do território brasileiro (MapBiomass, 2019)
- Massa d'água (OSM, 2021b)
- Potencialidade de Ocorrência de Cavernas no Brasil (Cecav, 2012)
- Processos Minerários (ANM, 2023)
- Projetos de Assentamento (Incra, 2023)
- Rede Viária (OSM, 2021c)
- Relevo sombreado (Inpe, 2011)
- Reservatórios de UHE (EPE, 2017)
- Sítios arqueológicos georreferenciados (Iphan, 2023a)
- Terras Indígenas (Funai, 2022)
- Terreno Sujeito à Inundação (IBGE, 2009)
- Territórios Quilombolas (Incra, 2023)
- Unidades de Conservação Federais, Estaduais e Municipais (MMA, 2022; Eletrobras, 2011)
- Unidades de Geração Elétrica (SIGEL, 2022; Aneel, 2022)

3 CARACTERIZAÇÃO DOS EMPRENDIMENTOS PLANEJADOS

Os subitens seguintes apresentam a caracterização da área da SE que será expandida e dos corredores referentes às LTs planejadas.

A expansão da SE São Gotardo 2 foi concebida para comportar a ampliação do pátio de 138 kV e ampliação do pátio de 345 kV. A ampliação se dará em terreno adjacente à área da atual SE São Gotardo 2, no sentido norte, e corresponde a uma área total de aproximadamente 20.000 m², conforme proposto no EPE-DEE-RE-008/2023-rev0 (Capítulo 7 - Obras Propostas).

Os corredores propostos representam as delimitações geográficas resultantes das análises socioambientais das regiões, dentro das quais foram identificadas opções factíveis e menos impactantes de traçado para as LTs planejadas. Tais corredores deverão ser estudados com maior nível de detalhamento durante a elaboração dos relatórios R3, visando a definição das diretrizes para os traçados das Linhas de Transmissão. Ressalta-se que as diretrizes poderão se situar na área externa ao corredor indicado, nos casos em que esta opção se apresentar mais favorável, devendo serem apresentadas justificativas.

Os próximos itens trazem a caracterização das subestações, seccionamentos e linhas de transmissão por área.

3.1 Expansão da SE 345/138 kV São Gotardo 2

A SE São Gotardo 2, de **tensão de transformação 345/138 kV**, está prevista para ser expandida, ampliando o pátio de 138 kV e o pátio de 345 kV. Trata-se de uma obra indicativa que será detalhada neste relatório, mas cuja data de necessidade será definida posteriormente, em função da dinâmica de geração elétrica na rede de distribuição local.

Conforme proposto no relatório EPE-DEE-RE-008/2023-rev0 (Capítulo 7 - Obras Propostas) a expansão dos dois pátios ocupará uma área de aproximadamente 20.000 m², e deverá ser realizada a norte da área existente (Figura 2).



Figura 2 – Configuração atual e área de expansão da SE São Gotardo 2, obtida no EPE-DEE-RE-008/2023-rev0

A SE São Gotardo 2 está localizada no estado de Minas Gerais, no município de de São Gotardo, distante aproximadamente 3 km a sudeste da área urbana do município, com características rurais. As coordenadas geográficas da SE existente são: **46°0'52"O 19°20'15"S**. A área pode ser acessada pela rodovia estadual MG-235, a partir da cidade de São Gotardo (Figura 3).

Em relação à infraestrutura, foram identificadas cinco LTs existentes e uma planejada, conforme Tabela 3.

Tabela 3 - Linhas de transmissão existentes e planejadas para a SE São Gotardo 2

Status	Tensão (kV)	Ligação
Existente	345	LT 345 kV São Gotardo 2 - Três Marias C1
	500	LT 500 kV Bom Despacho 3 - São Gotardo 2 C1
		LT 500 kV Bom Despacho 3 - São Gotardo 2 C2
		LT 500 kV Emborcação - São Gotardo 2, C1
		LT 500 kV Nova Ponte - São Gotardo 2 C1
Planejada	500	LT 500 kV Buritizeiro 3 - São Gotardo 2, C1

De acordo com o cadastro ambiental rural (CAR, 2021) a SE São Gotardo 2 está inserida em um único imóvel rural. Observa-se no entorno, **fora da área requerida para a expansão**, áreas de reserva legal, geralmente associadas à APPs de curso d'água. Apesar da área de expansão não estar sobreposta a APPs ou áreas de reserva legal, observa-se a presença de vegetação nativa/secundária, além de algumas benfeitorias (Figura 3).

A área está sobreposta a um único processo minerário em fase de requerimento de pesquisa, para a substância fosfato.

De acordo com MapBiomas (2019) a expansão da SE se dará sobre uma área de mosaico de agricultura e pastagem.

Não foram identificadas outras infraestruturas ou aspectos socioambientais relevantes próximos à área referencial para expansão da SE São Gotardo 2.

Devido à ausência de aspectos socioambientais relevantes na área indicada para a expansão da SE São Gotardo 2, por estar localizada adjacente ao pátio existente e por ocupar área de proporções diminutas (20.000 m²), recomenda-se pela dispensa de elaboração do Relatório R3. Quanto ao Relatório R5, quando de sua elaboração, a estimativa de custos de aquisição deverá ser realizada considerando as áreas de expansão indicadas na Figura 2.

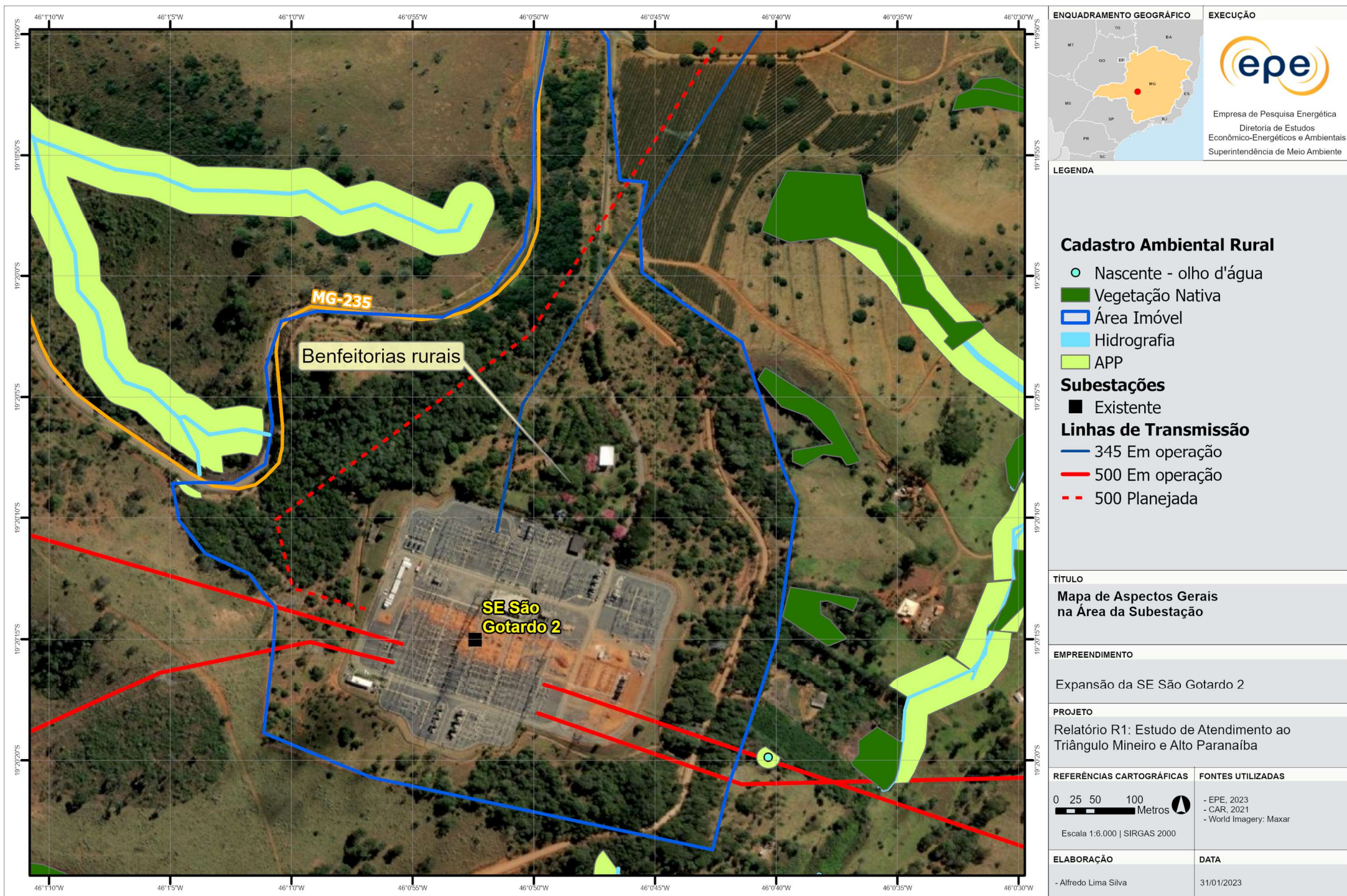


Figura 3 – Aspectos socioambientais relevantes no entorno da SE São Gotardo 2

3.2 LT 345 kV UHE Jaguará – Araxá 3 C1

A ligação entre a SE UHE Jaguará (em operação) e a SE Araxá 3 (planejada) está prevista para ser realizada em um circuito simples de 345 kV. Trata-se de uma obra determinativa, que deverá ter seu processo de outorga iniciado de pronto, com data de necessidade para o ano de 2026.

Caracterização do corredor selecionado

O corredor proposto para a LT 345 kV UHE Jaguará – Araxá 3 C1 foi elaborado com **10 km de largura** e seu eixo possui aproximadamente **58 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 para seguir em **paralelo com linhas existentes e proximidade com rodovias e acessos**.

A partir da SE UHE Jaguará, o corredor segue em linha reta, no sentido nordeste, rumo à SE Araxá 3. No trecho inicial, o corredor mantém paralelismo com às LTs 500 kV Bom Despacho 3 – Jaguará C1 e C2, por cerca de 17 km.

Conforme informações obtidas nos Formulários de Consultas sobre a Viabilidade de Expansões da Subestação, item 7 (Obras Propostas) do Relatório R1 **EPE-DEE-RE-008/2023-rev0**, a Cemig/GT informou que não haverá necessidade de aquisição de área para ampliação da SE UHE Jaguará, mas ressaltou que **o vão 4P é a única opção para conexão da LT planejada** (Figura 4). A SE Araxá 3 dispõe de espaço físico, interno e externo a subestação, para ampliações ou saídas de linhas de transmissão e/ou distribuição.



Figura 4 – Vão disponível na SE UHE Jaguará, conforme configuração do relatório EPE-DEE-RE-008/2023-rev0

Infraestrutura e localização

O corredor da LT 345 kV UHE Jaguará – Araxá 3 C1 está inserido entre os estados de Minas Gerais e São Paulo, atravessando **cinco municípios**, sendo três da região intermediária de Uberaba e dois de Ribeirão Preto, conforme se observa na Figura 5 e Tabela 4.

O corredor abrange parte da área urbana de Rifaina, bem como condomínios, vila operária, ranchos e casas de veraneio localizados às margens da represa de Jaguará. A proximidade da SE UHE Jaguará com essas áreas e a presença de linhas existentes e planejadas requererá especial na etapa do Relatório R3, em que será definido o traçado da LT planejada, de forma a evitar e/ou minimizar possíveis interferências.

Destaca-se na região do corredor a presença de áreas de turismo e lazer, tais como termas, cachoeiras, serras, grutas, pista de decolagem para parapente e asa delta, ecoturismo e esportes náuticos.

Tabela 4 – Municípios atravessados pelo corredor da LT 345 kV UHE Jaguará – Araxá 3 C1

UF	Região Geográfica		Município
	Intermediária	Imediata	
MG	Uberaba	Araxá	Araxá
			Tapira
		Uberaba	Sacramento
SP	Ribeirão Preto	Franca	Pedregulho
			Rifaina

A SE UHE Jaguará está localizada adjacente ao barramento da UHE Jaguará, em Rifaina - SP, na divisa com o município de Sacramento, em Minas Gerais. A SE Araxá 3 está planejada ao lado da rodovia MG-428, cerca de 14 km da cidade de Araxá, em Minas Gerais. As coordenadas das subestações do corredor são apresentadas na Tabela 5 a seguir.

Tabela 5 – Coordenadas das subestações do corredor da LT 345 kV UHE Jaguará – Araxá 3 C1

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Araxá 3	Planejada ¹	19°42'39.17"S	46°59'52.19"O	Araxá	MG
UHE Jaguará	Existente	20° 1'8.92"S	47°26'17.26"O	Rifaina	SP

¹As coordenadas da subestação planejada referem-se ao ponto central da área definido na DUP

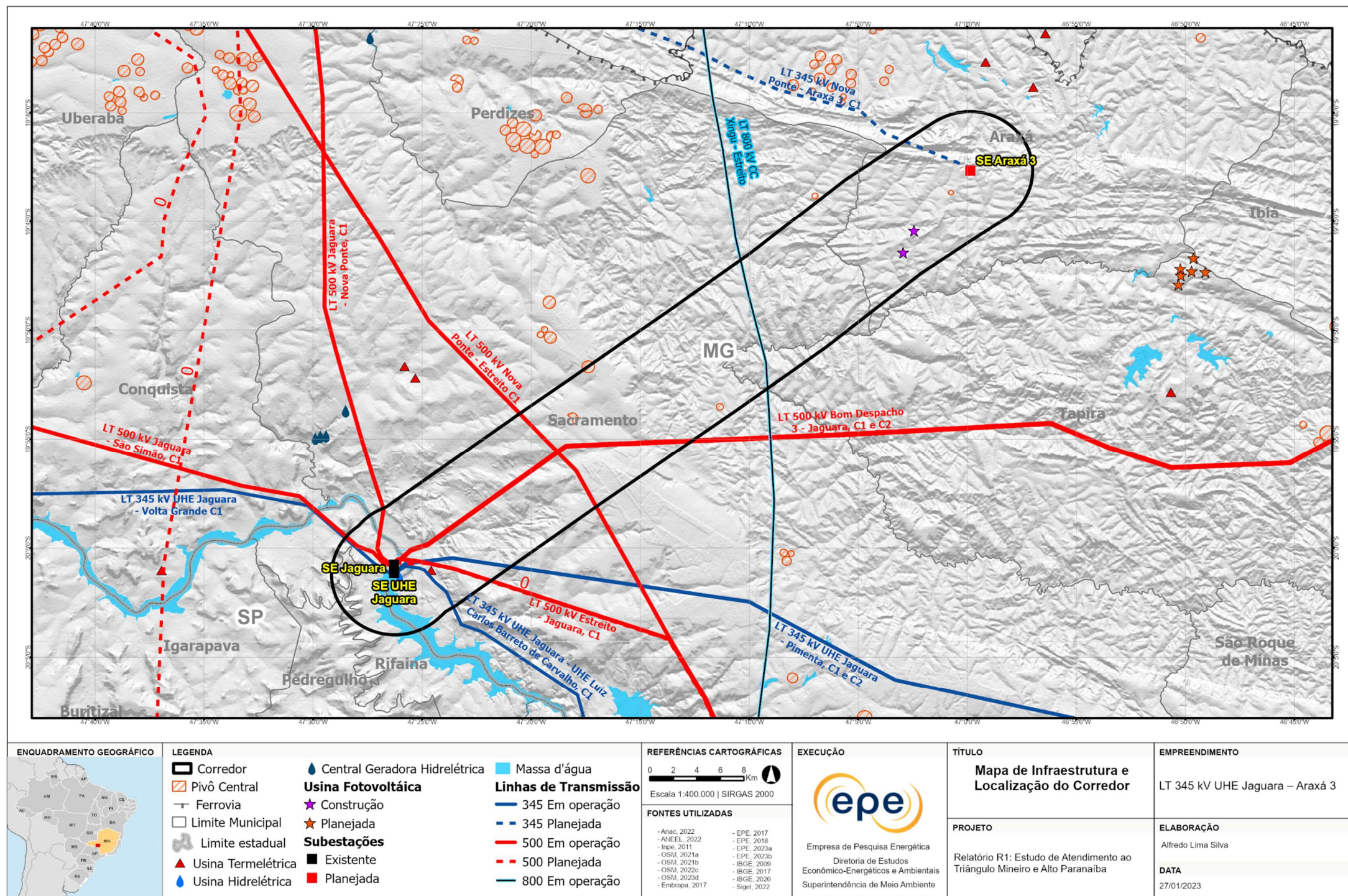


Figura 5 – Infraestrutura e Localização no corredor da LT 345 kV UHE Jaguará – Araxá 3 C1

A região possui bom **apoio viário**, com presença de rodovias federais (BR-146 e BR-464) e estaduais (MG-428, SP-334 dentre outras) e por estradas vicinais e vias secundárias, que podem favorecer o acesso durante o processo construtivo da linha planejada.

Ao longo do corredor foi identificado **um aeródromo** nas proximidades da UHE Jaguará, na divisa de Minas Gerais e São Paulo, devendo-se observar sua respectiva Zona de Proteção na etapa de definição da diretriz da LT planejada.

O corredor abrange **16 LTs** ao longo de sua extensão, existentes e planejadas, de diferentes tensões (Tabela 6). A maioria está situada no entorno da SE UHE Jaguará, o que requererá atenção especial na etapa do Relatório R3, em função do espaço restrito na área.

Tabela 6 – Linhas de transmissão no corredor da LT 345 kV UHE Jaguará – Araxá 3 C1

Status	Tensão (kV)	Nome
Em operação	345	LT Jaguará - UHE Jaguará, C1
		LT Jaguará - UHE Jaguará, C2
		LT Jaguará - UHE Jaguará, C3
		LT UHE Jaguará - Pimenta, C1
		LT UHE Jaguará - Pimenta, C2
		LT UHE Jaguará - UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho, C1
		LT UHE Jaguará - Volta Grande C1
	500	LT Bom Despacho 3 - Jaguará, C1
		LT Bom Despacho 3 - Jaguará, C2
		LT Estreito - Jaguará, C1
		LT Jaguará - Nova Ponte, C1
		LT Jaguará - São Simão, C1
		LT Nova Ponte - Estreito C1
	800	LT Xingu – Estreito CC
Planejada	345	LT Nova Ponte - Araxá 3, C1
	500	LT Jaguará - Estreito, C2

De acordo com dados da Aneel, há sobreposição do corredor com as **Usinas Fotovoltaicas Araxá 1 e 2** (em construção), em Araxá; e a **Usina Hidrelétrica Jaguará** (em operação), localizada entre Sacramento/MG e Rifaina/SP.

Vegetação e uso do solo

O corredor da LT 345 kV UHE Jaguará – Araxá 3 C1 está inserido em área de transição dos biomas **Cerrado** e **Mata Atlântica**. De forma geral, o uso do solo predominante engloba áreas destinadas à **agropecuária** entremeadas com **remanescentes de vegetação nativa**, compreendendo fisionomias tanto do Cerrado quanto da Mata Atlântica (Figura 6).

O trecho nordeste do corredor é ocupado, em sua maior extensão, por pastagens e plantios de grãos (soja, milho, café, trigo etc.), entremeados com os remanescentes de formações florestais (Floresta Estacional Semidecidual e Contato Savana/Floresta Estacional) e savânicas (Cerrado) localizados principalmente ao longo dos cursos d'água. Já no trecho sudoeste, o uso do solo é essencialmente agrícola, com plantios de soja, cana de açúcar, silvicultura etc., intercalados com remanescentes de vegetação nativa, principalmente, formações savânicas e campestres (Figura 6).

Meio físico

As unidades de relevo ao longo do corredor correspondem aos domínios de: **Colinas Dissecadas e Morros Baixos, Colinas Amplas e Suaves, Morros e Serras Baixas, Planícies Fluviais ou flúvio-lacustres, Planaltos e Baixos Platôs, Montanhoso e Vales Encaixados**, associados a declividades variando de plano (0 a 3%), suave ondulado (3 a 8%), ondulado (8 a 20%) e forte ondulado (20 a 45%) (Figura 7). Tais unidades não representam maiores dificuldades para a construção da linha e viabilização de acessos.

Os principais cursos d'água presentes no corredor são os **rios Araguari e Grande**. A análise de imagens de satélite disponíveis indica que os cursos d'água presentes no corredor não oferecem complexidades no tocante a travessias. Destaca-se que no rio Grande, cujas travessias podem ultrapassar 400 m, já existem linhas que atravessam o curso d'água nesse trecho.

O corredor engloba, também, o reservatório da UHE Jaguará, embora não haja necessidade de travessia pela LT planejada.

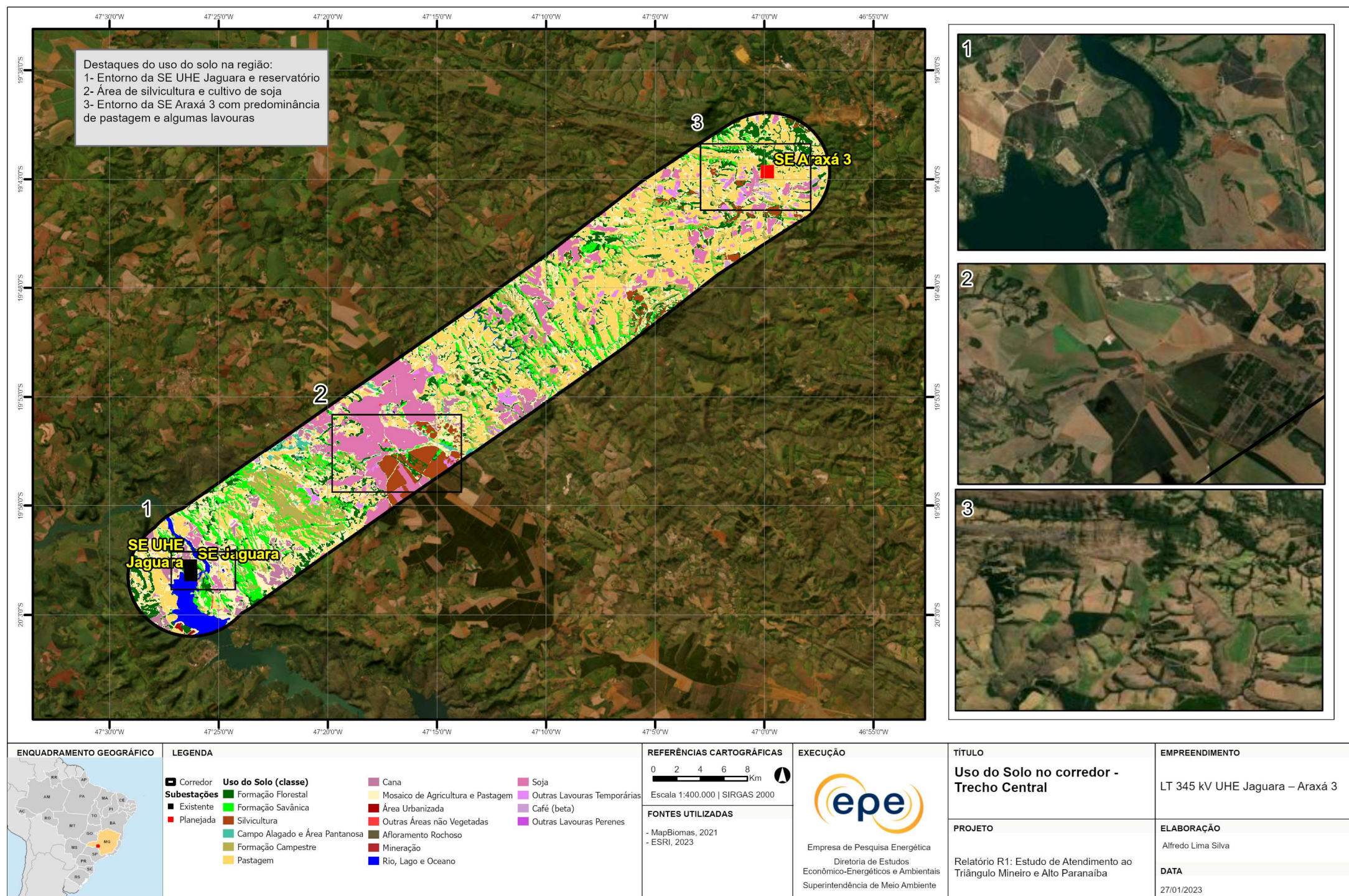


Figura 6 – Uso do solo no trecho nordeste do corredor da LT 345 kV UHE Jaguará – Araxá 3 C1

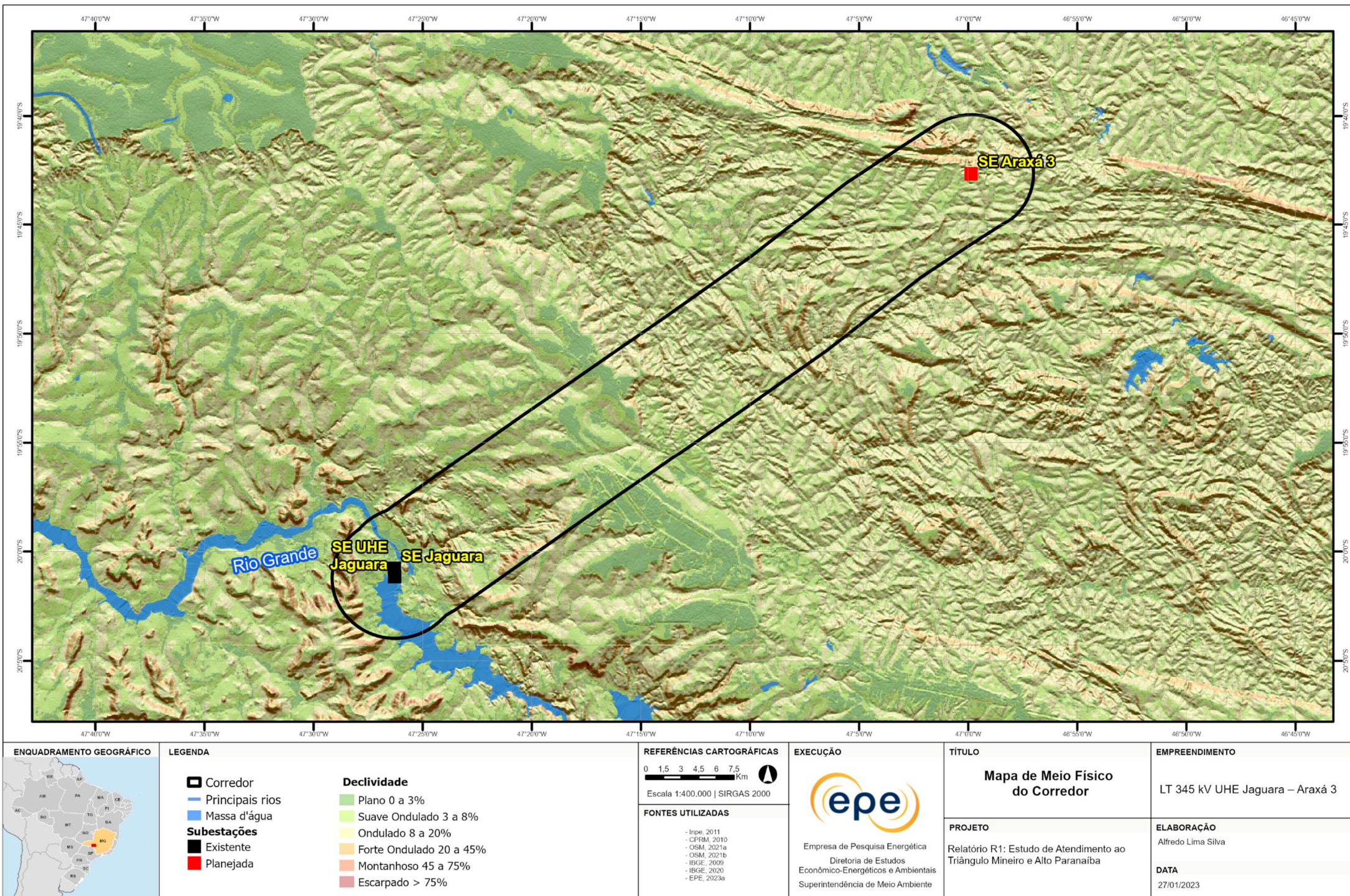


Figura 7 – Meio Físico no corredor da LT 345 kV UHE Jaguará – Araxá 3 C1

Processos minerários

De acordo com a ANM (2022), foram identificados **64 polígonos de processos minerários** no corredor, a maioria na fase de autorização e requerimento de pesquisa. As principais substâncias são ouro, nióbio, diamante, areia e fosfato para uso industrial, construção civil e fertilizantes (Figura 8).

O corredor intercepta três processos em fase de **concessão de lavra**, sendo possível observar pelas imagens de satélite lavras a céu aberto associadas a eles. Duas dessas lavras se localizam nas extremidades do corredor e uma delas se encontra centralizada, havendo, contudo, espaço para desvio pela futura LT.

Áreas protegidas e com restrições legais

Segundo a base de dados consultada, o corredor não se sobrepõe a terra indígena, território quilombola, assentamento do Incra e caverna (Figura 9).

Conforme demonstrado na, o corredor abrange **três unidades de conservação** estaduais de uso sustentável (RPPNs Fazenda Renascer, São Sebastião I e São Sebastião II), localizadas em Araxá. No corredor há espaço para a diretriz da linha planejada desviar dessas áreas protegidas.

Em relação à **potencialidade de ocorrência de cavernas** (Cecav, 2012), predominam no corredor áreas classificadas com potencial médio para a ocorrência de cavidades subterrâneas.

Segundo a base de dados de sítios arqueológicos georreferenciados (Iphan, 2023a) foram identificados **três sítios arqueológicos** no corredor, em Sacramento. Em consulta ao portal Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos (CNSA), há registro de outros sítios arqueológicos nos municípios do corredor, exceto em Pedregulho (Iphan, 2023b). Como esse sistema de busca não possui representação cartográfica, tais sítios eventualmente podem também estar situados na área do corredor.

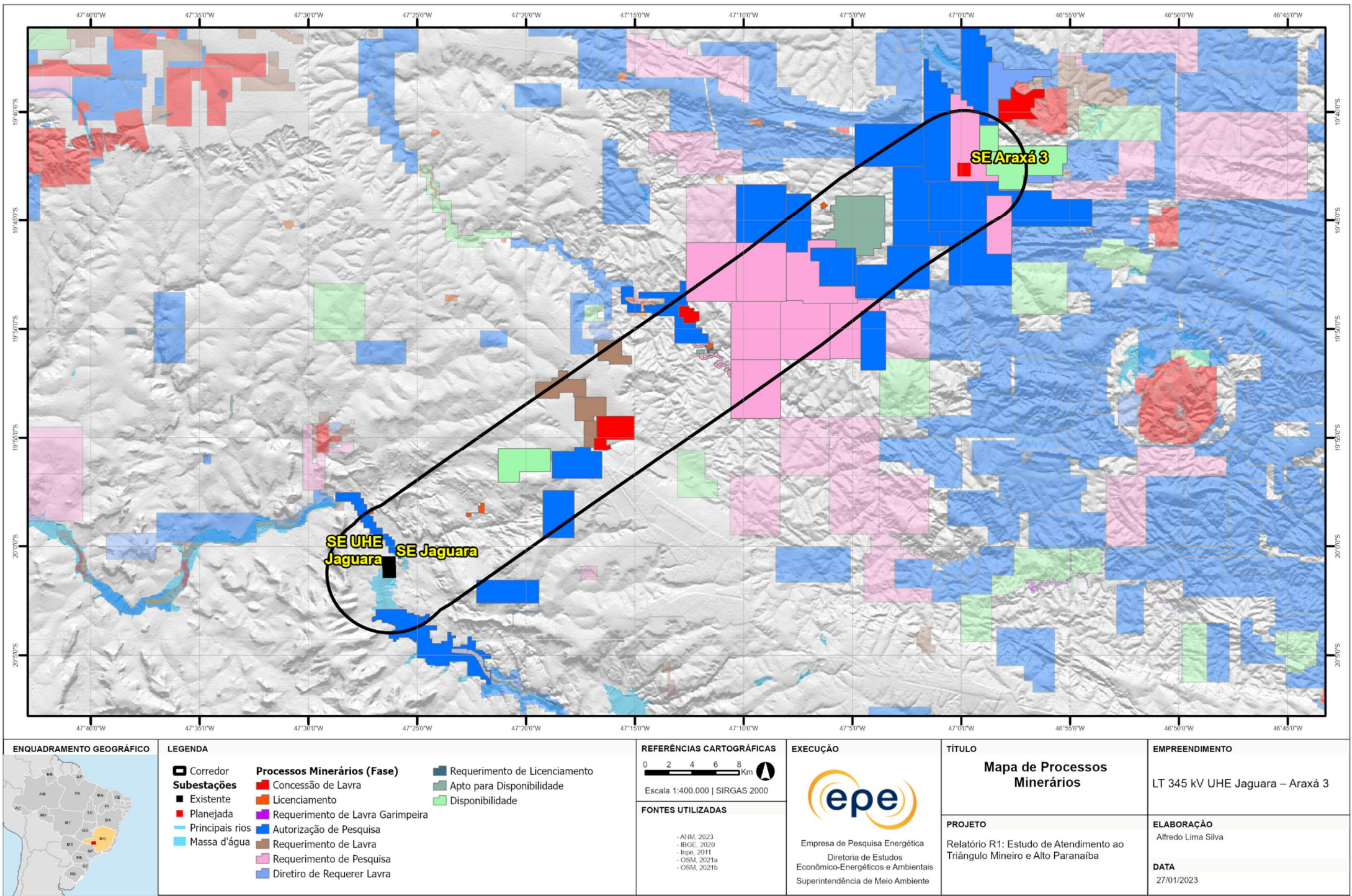


Figura 8 – Processos Minerários no corredor da LT 345 kV UHE Jaguará – Araxá 3 C1

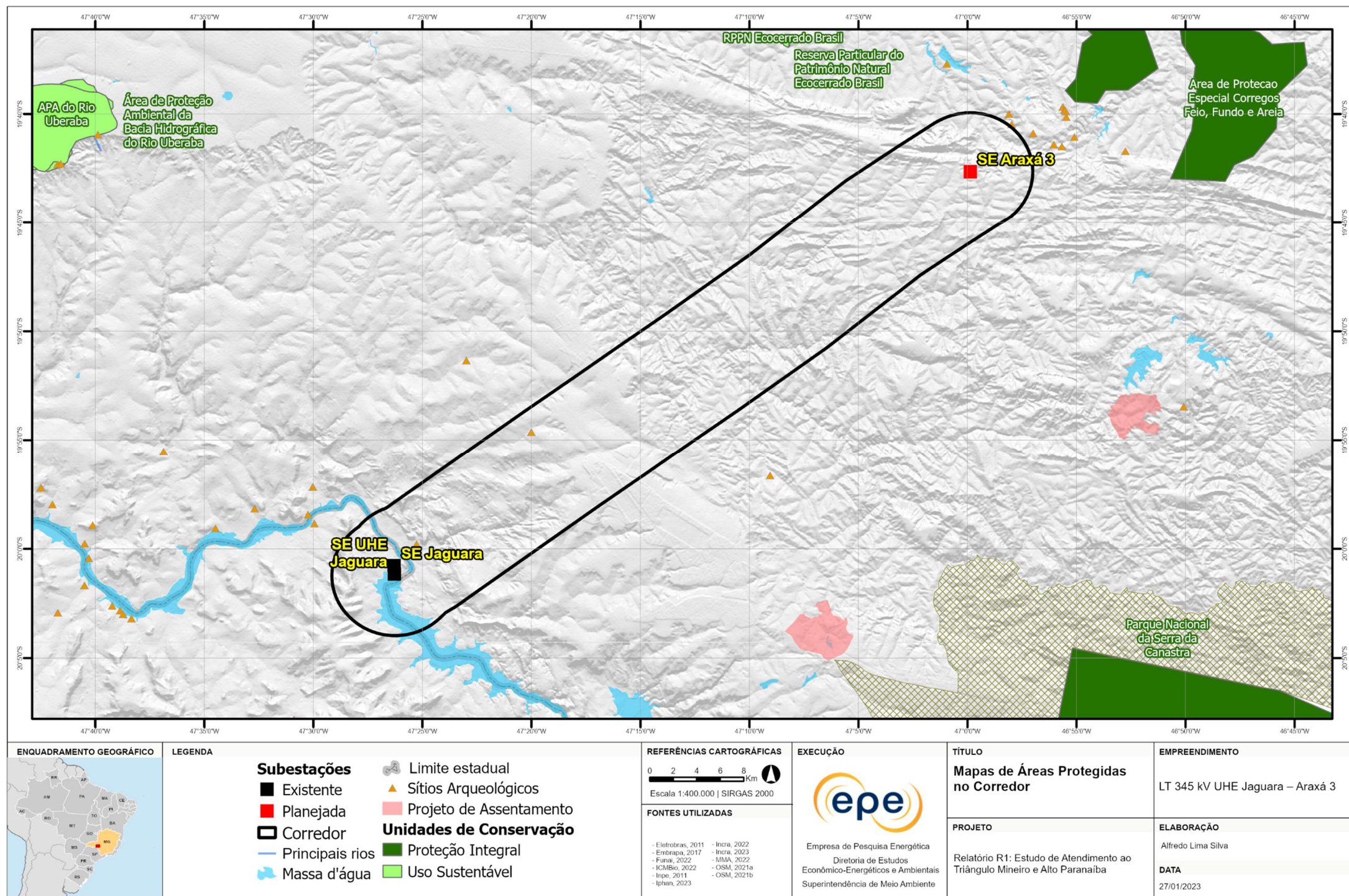


Figura 9 – Áreas protegidas e com restrições legais no corredor da LT 345 kV UHE Jaguará – Araxá 3 C1

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 os arranjos planejados das SEs UHE Jaguará e Araxá 3, propostos pelas equipes de elaboração dos respectivos Relatórios R4, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada, de acordo com o relatório EPE-DEE-RE-008/2023-rev0.
- Atentar para a saída da SE UHE Jaguará, devido ao espaço restrito em função de várias linhas existentes nessa subestação.
- Evitar e/ou minimizar possíveis interferências na área urbana de Rifaina, bem como condomínios, vila operária, ranchos e casas de veraneio localizados às margens da represa de Jaguará.
- Atentar para a presença das Usinas Fotovoltaicas Araxá 1 e 2 (em construção), no município de Araxá.
- Evitar interferências nas unidades de conservação presentes no corredor.
- Evitar interferência com os sítios arqueológicos situados no corredor.
- Atentar para a travessia de áreas classificadas com potencial médio para a ocorrência de cavidades subterrâneas.
- Estudar criteriosamente o traçado da futura linha de transmissão em áreas de relevante beleza cênica e em áreas utilizadas para turismo e lazer.
- 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 e/ou minimizar sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, desviando daqueles que se encontram em estágio mais avançado.
- Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.

- Considerar a localização das Linhas de Transmissão existentes e planejadas, minimizando o número de cruzamentos e priorizando o paralelismo, quando possível.
- Avaliar possíveis incompatibilidades do traçado da LT em relação ao Plano Básico da Zona de Proteção do Aeródromo localizado em Sacramento.

3.3 LT 345 kV Uberlândia 10 – Monte Alegre de Minas 2 C1

A ligação entre as subestações planejadas SE Uberlândia 10 e SE Monte Alegre de Minas 2 está prevista para ser realizada em um **circuito simples de 345 kV**. Trata-se de uma obra indicativa que será detalhada nesse relatório, mas cuja data de necessidade será definida posteriormente, em função da dinâmica de geração elétrica na rede de distribuição local.

Alternativas de corredor

Foram consideradas e estudadas duas rotas para a linha de transmissão em tela, que resultaram nos corredores *Alternativa 1* e *Alternativa 2*. 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 1 possui extensão de cerca de 104 km, enquanto a Alternativa 2 apresenta 107 km (Figura 10).

Considerando a saída da linha pela SE Uberlândia 10, a **Alternativa 1** segue noroeste por aproximadamente 30 km e em seguida a oeste por cerca de 74 km até chegar à subestação Monte Alegre de Minas.

A **Alternativa 2** segue na direção sudoeste por 20 km, converge à oeste por aproximadamente 14 km e posteriormente a oeste noroeste por 73 km representando a alternativa sul. Para ambas as alternativas o principal motivo de desvio é área urbana de Uberlândia. A alternativa 2 apresenta proximidade a um maior número de aeródromos, se sobrepõe à projetos de assentamentos e tem maior extensão. A alternativa 1 passa por trechos caracterizados como bioma mata atlântica, o que pode lhe impor maiores restrições à supressão de vegetação nativa.

Diante das avaliações realizadas, o corredor escolhido foi o da **Alternativa 1**, visto que realiza paralelismo com a LT 500 kV Nova Ponte - UHE Itumbiara C1 em operação, apresenta menor número de interferências com projetos de assentamentos e possui menor extensão total.

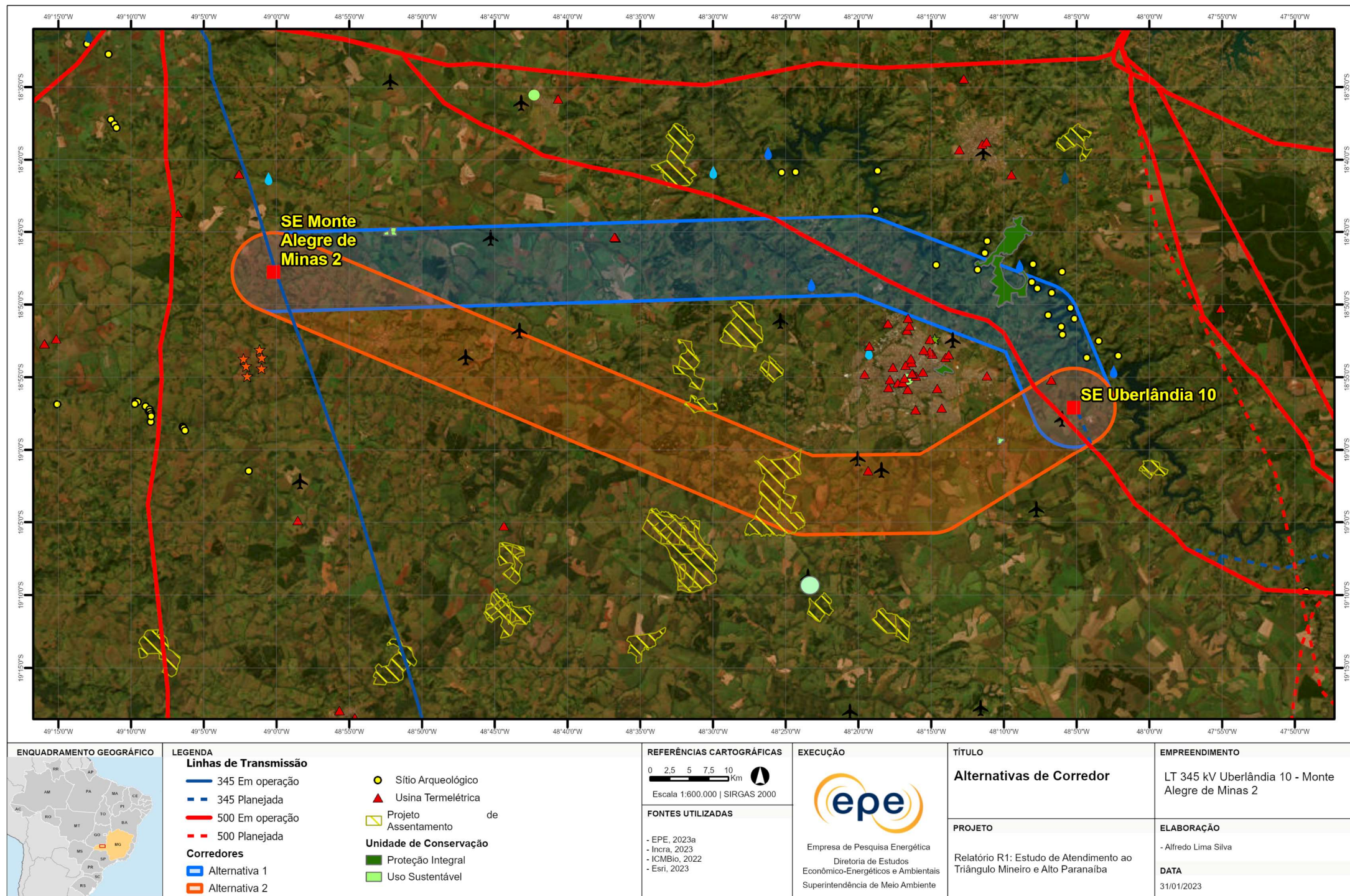


Figura 10 – Alternativas de corredor avaliadas para a LT 345 kV Uberlândia 10 - Monte Alegre de Minas 2 C1

Caracterização do corredor selecionado

O corredor selecionado para a LT 345kV Uberlândia 10 – Monte Alegre de Minas 2 C1 possui **10 km de largura** e seu **eixo** possui aproximadamente **104 km de extensão**. Caso o traçado da diretriz seja indicado fora do corredor, deverá constar no Relatório R3 justificativa fundamentada para tal.

Para facilitar sua descrição e apresentação, a área do corredor foi dividida entre dois trechos: trecho leste, entre a SE Uberlândia e o rio Uberabinha, restringe-se na prática ao vale do rio Araguari; e trecho Oeste que se desenvolve do rio Araguari, em linha reta, até a SE Monte Alegre de Minas 2.

Os principais motivadores para o delineamento do corredor correspondem ao paralelismo com LT 500 kV Nova Ponte - UHE Itumbiara C1, possibilidade de desvios de usinas fotovoltaicas, não interferência em áreas de assentamentos rurais e menor extensão total.

Infraestrutura e localização

O corredor LT 345kV Uberlândia 10 – Monte Alegre de Minas 2 C1 localiza-se integralmente no estado de Minas Gerais e abrange três municípios localizados na região imediata de Uberlândia, subdivisão da região intermediária do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba (Tabela 7).

Tabela 7 – Municípios atravessados pelo corredor da LT 345kV Uberlândia 10 – Monte Alegre de Minas 2 C1

UF	Intermediária	Imediata	Município
MG	Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba	Uberlândia	Uberlândia
			Monte Alegre de Minas
			Tupaciguara

O corredor sobrepõe parcialmente a **área urbana de Uberlândia**, a área urbana dos distritos de Martinésia, de Cruzeiro dos Peixotos bem como áreas de concentração de habitações de benfeitorias rurais.

A SE planejada Uberlândia 10 está localizada cerca de 10 quilômetros a leste da área urbana de Uberlândia e a 4 quilômetros da rodovia federal BR-452. A SE Monte Alegre de Minas situa-se a aproximadamente 14 km a oeste da área urbana de Monte Alegre de Minas, 8 quilômetros a leste da BR-153 e 9 quilômetros a norte da BR-365. As coordenadas das subestações do corredor são apresentadas na Tabela 8 a seguir.

Tabela 8 – Coordenadas das subestações do corredor da LT 345kV Uberlândia 10 – Monte Alegre de Minas 2 C1

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Uberlândia 10	Planejada ¹	18°57'8"S	48°5'13"O	Uberlândia	MG
Monte Alegre de Minas 2	Planejada	18°47'46"S	49°0'15"O	Monte Alegre de Minas	

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

Rodovias interceptam o corredor no sentido transversal em sua maioria, ainda que algumas delas sigam em paralelo, especialmente no trecho oeste. De forma geral, o sistema viário é constituído pelas rodovias federais BR-365, BR-050 e BR-452, rodovias municipais e por diversas estradas vicinais e vias secundárias que atendem áreas urbanas e as propriedades rurais. Assim, esta malha viária pode ser utilizada para a implantação da futura LT, diminuindo o número de aberturas de acessos e seus respectivos impactos socioambientais negativos.

O corredor abrange **3 LTs** ao longo de sua extensão, **planejadas e existentes**, de diferentes tensões (Tabela 9). Importante destacar a LT existente 500 kV Nova Ponte - UHE Itumbiara C1, a qual o corredor segue paralelamente por aproximadamente 40 quilômetros.

Tabela 9 – Linhas de transmissão abrangidas pelo corredor da LT 345kV Uberlândia 10 – Monte Alegre de Minas 2 C1

Status	Tensão (kV)	Ligação
Existente	345	LT 345 kV Itumbiara - UHE Porto Colômbia C1
	500	LT 500 kV Nova Ponte - UHE Itumbiara C1
Planejada	345	LT 345 kV Nova Ponte - Uberlândia 10, C1

De acordo com dados da Aneel, foram identificadas quatro **UTES de biomassa**, sendo uma localizada junto à área urbana de Uberlândia e três delas localizadas no mesmo sítio, às margens da BR 452, no município de Tupaciguara. O corredor se sobrepõe ainda à **UHE Martins**, localizada no rio Uberabinha, e aos reservatórios das UHEs Capim Branco I e II. Ainda segundo a Aneel, consta dentro corredor a presença de uma **usina fotovoltaica** planejada, em fase de DRO, e localizada 3 km a norte da SE Uberlândia 10. O Gasoduto Central Brasil cruza o corredor em seu trecho oeste e será necessariamente cruzado pela futura LT.

O corredor cruza a ferrovia Bandeirantes S.A a norte da área urbana de Uberlândia. Dois aeródromos foram identificados dentro do corredor, o aeródromo Quatro Ventos localizado 3 km a sudeste da SE Uberlândia 10 e o aeródromo da fazenda Gaia, localizado

no município de Tupaciguara. Ainda que não haja sobreposição, destaca-se a proximidade do corredor à cabeceira da pista do aeroporto de Uberlândia.

Não foram observadas outras infraestruturas sobre o corredor, de acordo com a base de dados consultada.

Vegetação e uso do solo

De forma geral, o uso do solo predominante corresponde à **agropecuária** entremeada por fragmentos de **vegetação nativa dos biomas Cerrado e Mata Atlântica**.

No trecho leste do corredor, destacam-se fragmentos florestais do bioma **Mata Atlântica** restritos a reservas legais e áreas de APPs e com maior ocorrência, mas não restritos, no vale do rio Araguari. Este trecho (vale do rio Araguari) é caracterizado por maior número de pequenas propriedades. De acordo com dados do projeto Mapbiomas (2019), além dos fragmentos de florestas, o uso do solo se divide entre áreas de pastagem, banana, café e áreas com produção de soja, embora o relevo mais movimentado diminua as áreas passíveis de mecanização.

A área de estudo encontra-se parcialmente inserida no polígono de aplicação da Lei nº 11.428/06, conhecida como “Lei da Mata Atlântica”, que protege os remanescentes de vegetação nativa componentes desse bioma. O artigo 12 dessa lei estabelece que os novos empreendimentos que impliquem o corte ou a supressão de vegetação do bioma deverão ser implantados preferencialmente em áreas já substancialmente alteradas ou degradadas. De acordo com o artigo 14 da mesma lei, a supressão de vegetação primária e secundária no estágio avançado de regeneração somente poderá ser autorizada em caso de utilidade pública (vegetação secundária em estágio médio de regeneração também poderá ser autorizada em casos de interesse social), sendo que deverá ser devidamente caracterizada e motivada em procedimento administrativo próprio, quando inexistir alternativa técnica e locacional ao empreendimento proposto. Ainda de acordo com a Lei da Mata Atlântica, o corte ou a supressão de vegetação primária ou secundária nos estágios médio ou avançado de regeneração, autorizados pela lei, ficam condicionados à compensação ambiental, na forma de destinação de área equivalente à extensão da área desmatada, com as mesmas características ecológicas, na mesma bacia hidrográfica (sempre que possível na mesma microbacia hidrográfica).

No **trecho oeste**, o corredor se desenvolve sobre o bioma cerrado em áreas originalmente cobertas por formações savânicas convertidas em áreas destinadas à agricultura mecanizada ou pastagem. Destaca-se nas áreas mais planas a ocorrência de pivôs de irrigação. No trecho também se observa a ocorrência de cana-de-açúcar, cuja produção

tende a crescer devido a projetos de expansão de usinas de etanol na região e alguns blocos de silvicultura no entorno de granjas. Em relação a vegetação nativa observa-se fragmentos de formações florestais especialmente em áreas de reserva legal, APPs e próximos de rios, no entorno dos quais registra-se também a ocorrência de veredas e buritizais.

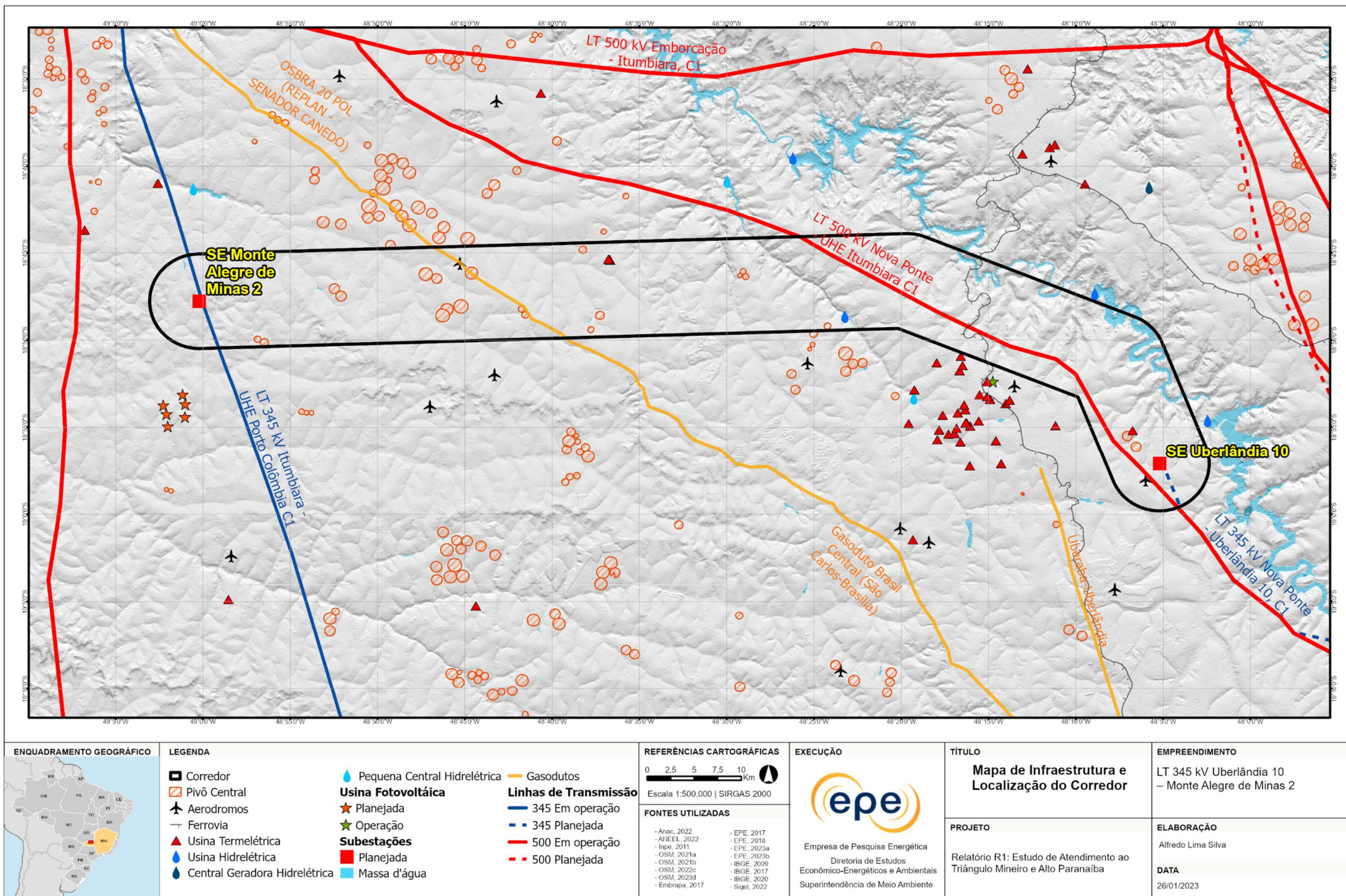


Figura 11 – Infraestrutura e Localização no corredor da LT 345 kV Uberlândia 10 - Monte Alegre de Minas 2 C1

Meio físico

As unidades de relevo predominantes ao longo do corredor correspondem aos domínios de **Vales Encaixados** no vale do rio Araguari e Uberabinha cuja declividade varia entre 15 e 25% e tem amplitude altimétrica entre 100 e 300 metros. Caracteriza-se pelo trecho mais movimentado do corredor. **Planaltos baixos e Platôs** caracterizam seu trecho intermediário onde se observa relevo plano com declividades de entre 0 e 5% e amplitudes altimétricas que vão de 20 a 50 metros. **Colinas Dissecadas e Morros Baixos** são observados próximo à SE Monte Alegre de Minas onde o relevo apresenta declividade entre 5 e 20% e a amplitude altimétrica pode chegar a 80 metros. Do ponto de vista topográfico, essas unidades não representam dificuldades para a construção da LT (Figura 13).

Os principais acidentes geográficos no corredor são os reservatórios das UHEs Capim Branco I e II que o delimitam no seu trecho leste. Estes reservatórios não devem impor interferências à diretriz que, a partir da SE Uberlândia 10, segue no sentido oeste. Nesta direção não foram identificados cursos d'água ou reservatórios que demandem travessias expressivas e a subsequente implantação de torres especiais.

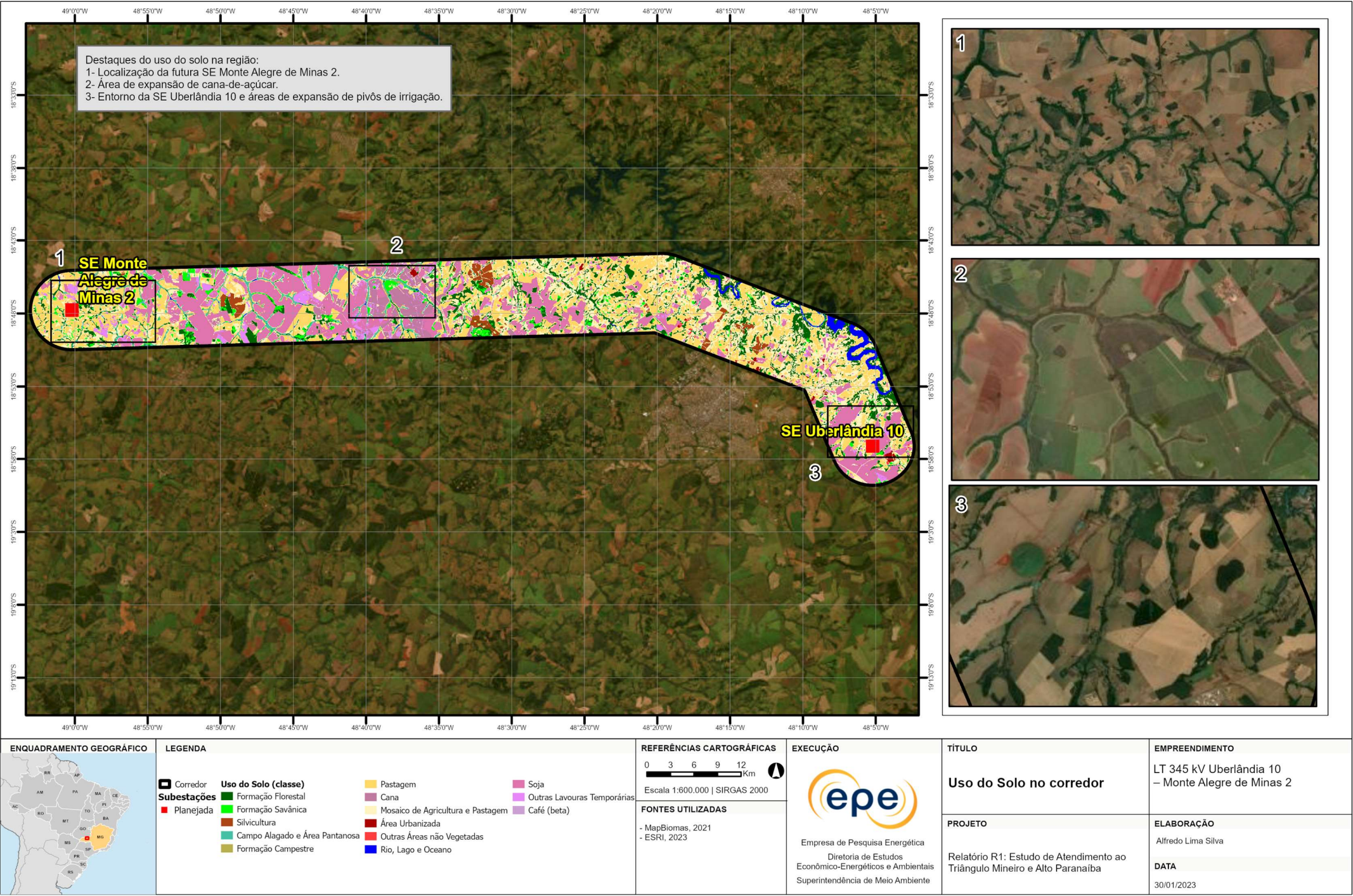


Figura 12 – Uso do solo no trecho oeste do corredor da LT 345 kV Uberlândia 10 - Monte Alegre de Minas 2 C1

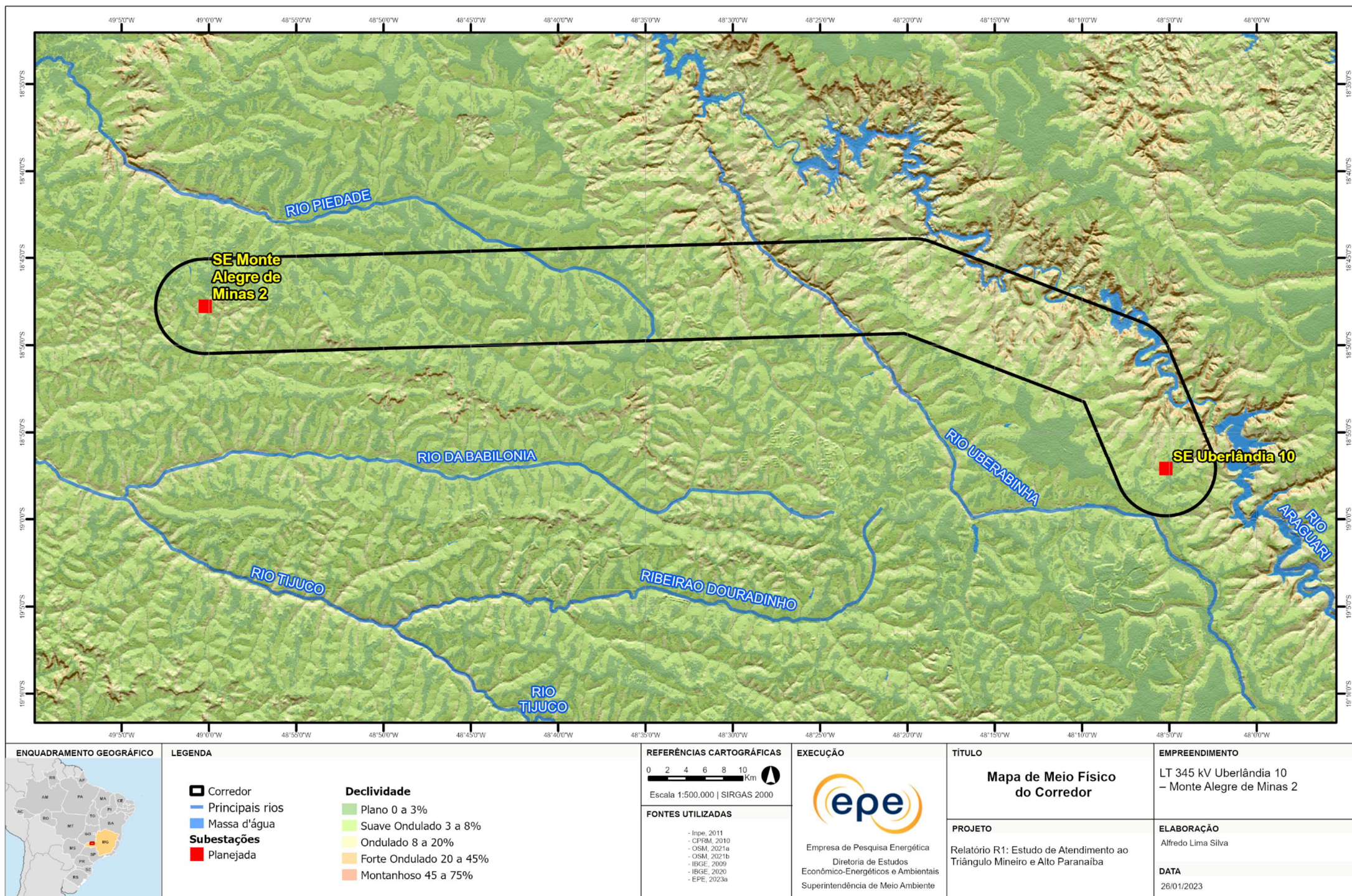


Figura 13 – Meio Físico no corredor da LT 345 kV Uberlândia 10 - Monte Alegre de Minas 2 C1

Processos minerários

A área sobreposta pelo corredor abrange **162 processos minerários** registrados na ANM (Figura 14). Destes processos, **oito** estão em fase de **concessão de lavra** e dezesseis em fase de **requerimento de lavra**, sendo quatro deles relacionados a pedras preciosas e localizados em áreas passíveis de desvio. A maioria dos processos é relacionada à exploração basalto, cascalho e areia, com 64 a processos em fase de **autorização de pesquisa** e dois em disponibilidade. Ainda existem **20 processos em fase de licenciamento**, 18 de requerimento de licenciamento. A maioria dos processos está concentrada ao norte do perímetro urbano de Uberlândia.

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 **11 sítios georreferenciados** dentro do corredor, todos localizados no vale do rio Araguari e passíveis de desvio pela futura LT.

O corredor sobrepõe parcialmente o Parque Estadual do Pau Furado, localizado no vale do rio Araguari, e a RPPN Cambraia, localizada a 15 quilômetros da SE Monte Alegre de Minas 2, ambos passíveis de desvio pela futura LT (Figura 15).

Não foram identificadas cavernas, terras indígenas, territórios quilombolas ou assentamentos rurais na área do corredor.

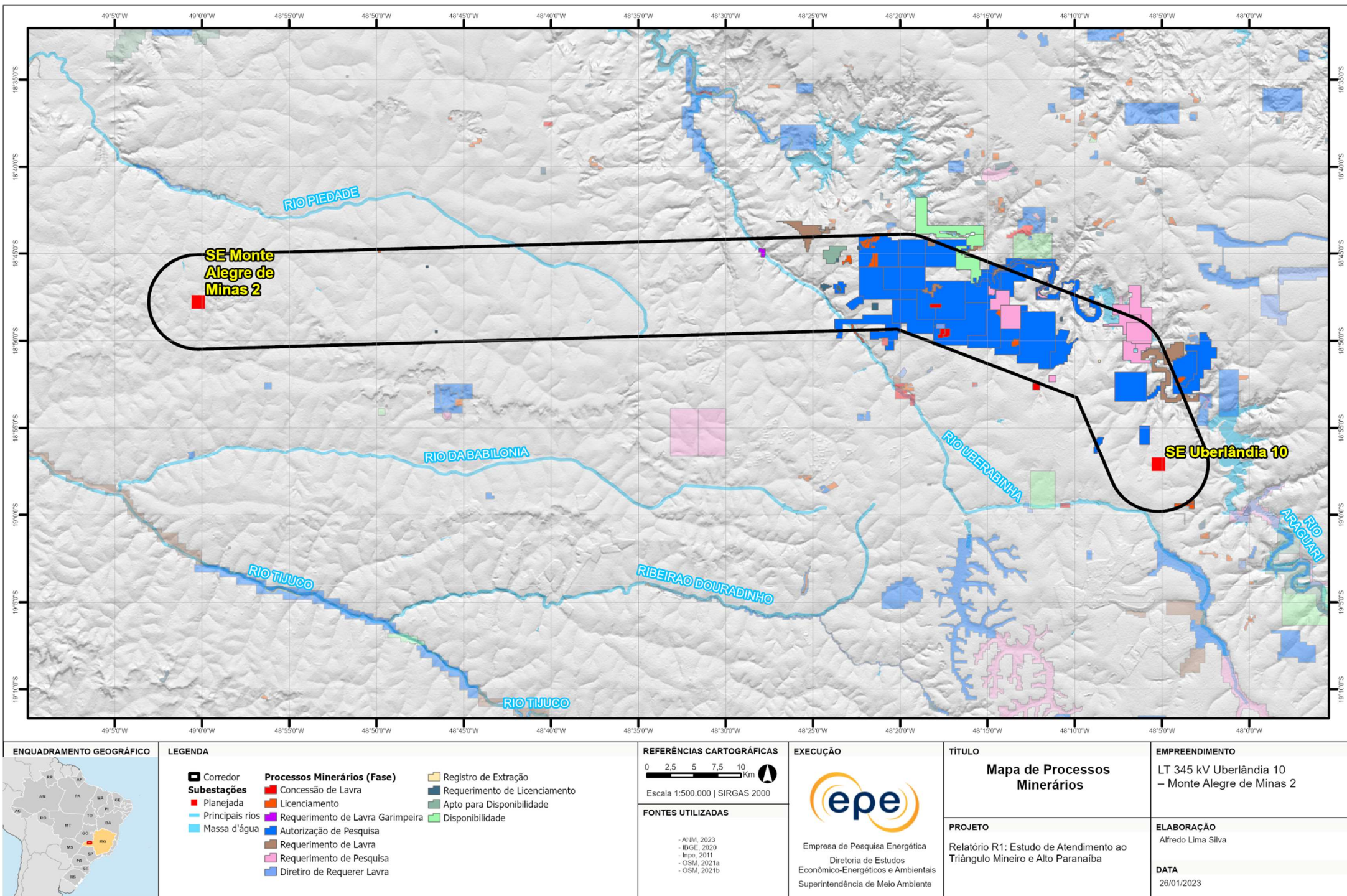


Figura 14 – Processos Minerários no corredor da LT 345 kV Uberlândia 10 - Monte Alegre de Minas 2 C1

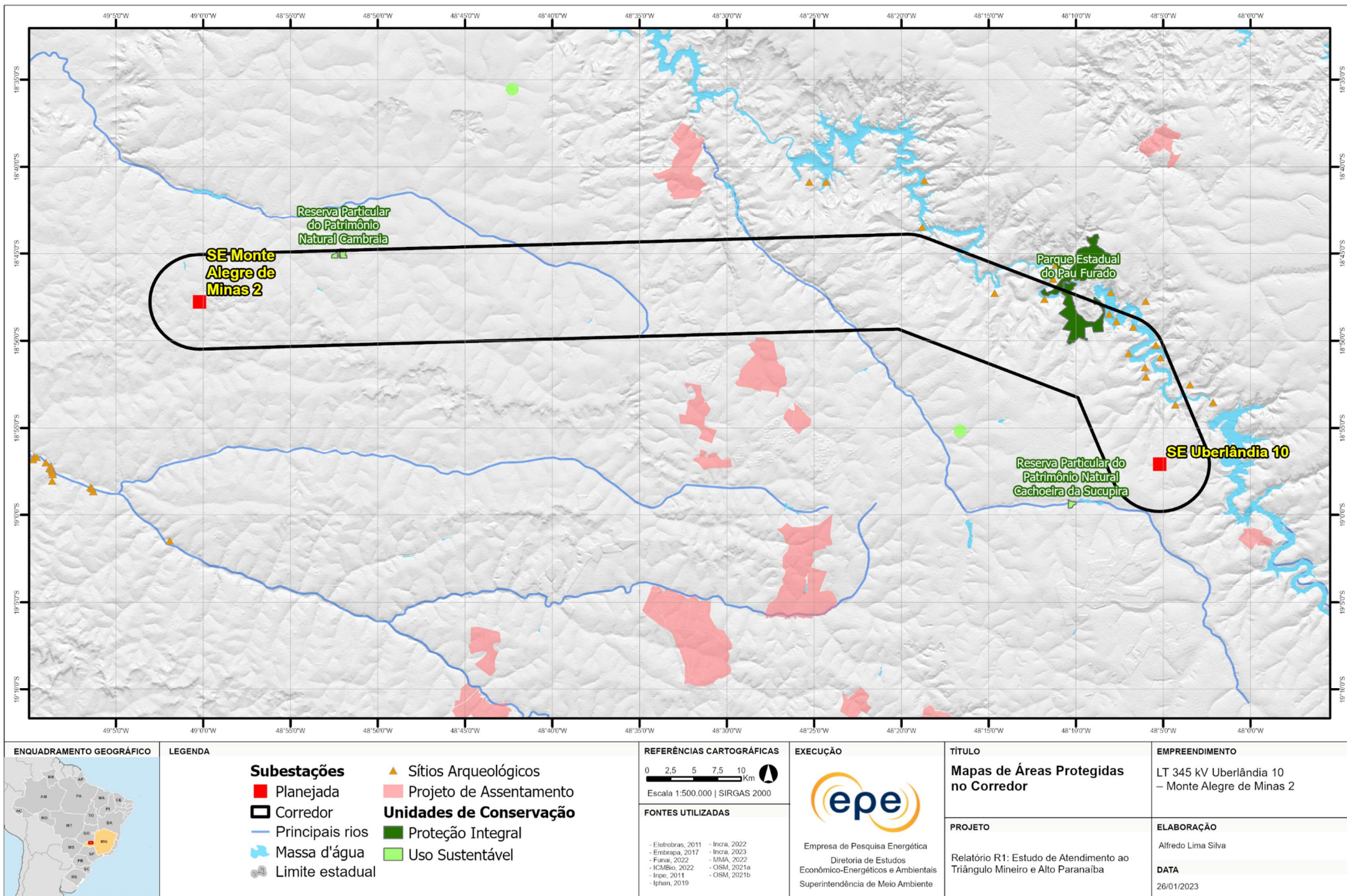


Figura 15 – Áreas protegidas e com restrições legais no corredor da LT 345 kV Uberlândia 10 - Monte Alegre de Minas 2 C1

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 os arranjos planejados das SEs Uberlândia 10 e Monte Alegre de Minas 2, propostos pelas equipes de elaboração dos respectivos Relatórios R4, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada, de acordo com o relatório EPE-DEE-RE-008/2023-rev0.
- Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.
- Analisar, na saída da SE Uberlândia 10, possível interferência com pivôs de irrigação e analisar o parque solar planejado nas proximidades.
- Desviar das UTEs planejadas localizadas dentro corredor.
- Levar em conta, na definição do traçado, o plano de aproximação de aeronaves do aeroporto de Uberlândia.
- 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, observando o disposto na Lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428/06 e Decreto nº 6.660/08).
- Desviar o traçado das áreas urbanas presentes no corredor, além das áreas de concentração de habitações e benfeitorias rurais.
- Minimizar o cruzamento com os cursos d'água presentes no corredor.
- Desviar ou minimizar interferências, quando possível, com os processos minerários abrangidos pelo corredor especialmente aqueles em fases mais adiantadas.
- Evitar interferência com os sítios arqueológicos dentro do corredor.

REFERÊNCIAS

ANA. Agência Nacional de Águas. CNPMS. Embrapa Milho e Sorgo, 2019. Levantamento da Agricultura Irrigada por Pivôs Centrais no Brasil (1985-2017)". Segunda Edição. Disponível em: <https://metadados.snirh.gov.br/geonetwork/srv/por/catalog.search#/metadata/e2d38e3f-5e62-41ad-87ab-990490841073>. Acesso em: dezembro de 2021.

ANAC. Agência Nacional de Aviação Civil. Compilação de aeródromos públicos e privados. Arquivo no formato .xls e .csv. Disponível em: <https://www.gov.br/anac/pt-br/assuntos/regulados/aerodromos/cadastro-de-aerodromos/aerodromos-cadastrados/aerodromospublicos-12.xls> e <https://sistemas.anac.gov.br/dadosabertos/Aerodromos/Lista%20de%20aer%C3%B3dromos%20privados/Aerodromos%20Privados/AerodromosPrivados.csv>. Acesso em 08/12/2022.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. 2022 SIGA - Sistema de Informações de Geração da ANEEL, disponível em <https://dados.gov.br/dataset/siga-sistema-de-informacoes-de-geracao-da-aneel>. Acesso em 19/12/2022.

ANM. Agência Nacional de Mineração, 2023. Processos Minerários (arquivos vetoriais). Disponível em: <https://geo.anm.gov.br/portal/apps/webappviewer/index.html?id=6a8f5ccc4b6a4c2bba79759aa952d908>. Acesso em: janeiro de 2023.

CPRM. Serviço Geológico do Brasil, 2010. Mapas de Geodiversidade Estaduais. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/Gestao-Territorial/Gestao-Territorial/Mapas-de-Geodiversidade-Estaduais-1339.html>. Acesso em: janeiro de 2023.

_____. 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: março de 2022.

_____. Serviço Geológico do Brasil. Mapa Geológico do Brasil, escala 1:1000.000. Disponível em: <https://geoportal.cprm.gov.br/geosgb/>, 2004. Acesso em: março de 2022.

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: março de 2022.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2017. Reservatórios de UHE. Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro. Dutos - Web Map EPE. Disponível em: <https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe/>. Acesso em: março de 2022.

____. 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: março de 2022.

____. Empresa de Pesquisa Energética, 2023a. 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: janeiro de 2023.

____. Empresa de Pesquisa Energética, 2023b. Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro - Web Map EPE. Usinas Solares Fotovoltaicas. Disponível em: <https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe/>. Acesso em: janeiro de 2023.

FCP. Fundação Cultural Palmares. Certificação Quilombola. Disponível em: https://www.palmares.gov.br/?page_id=37551. Acesso em: março de 2022.

Funai. Fundação Nacional do Índio. Delimitação das Terras Indígenas do Brasil. Arquivos em formato WFS. Disponível em: <https://geoserver.funai.gov.br/geoserver/ows?service=wfs&version=2.0.0&request=GetCapabilities>. Acesso em 19/12/2022.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2008. Mapa da Área de Aplicação da Lei nº 11.248 de 2006 - 2ª edição. Disponível em: https://geoftp.ibge.gov.br/informacoes_ambientais/estudos_ambientais/biomas/mapas/lei_11428_mata_atlantica.pdf. Acesso em: outubro de 2021.

____. 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, 2017. Mapa de divisão regional do Brasil em regiões Intermediárias e Imediatas. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/geociencias/organizacao-do-territorio/divisao-regional/15778-divisoes-regionais-do-brasil.html>. Acesso em: outubro de 2021.

____. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2017. BC250 - Terreno Sujeito à Inundação - 1:250 000 - 2017. Disponível em:

https://dados.gov.br/dataset/ccar_bc250_terreno_sujeito_inundacao_a. Acesso em: outubro de 2021.

_____. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2017. Arquivos vetoriais de Massas d'água e Drenagem do Brasil em escala 1:250.000. 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.

_____. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2020. Limite de Estados e Municípios Brasileiros. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/geociencias/downloads-geociencias.html>. Acesso em: julho de 2021.

ICMBio. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, 2012. Mapa de Potencialidade de Ocorrência de Cavernas no Brasil. Disponível em: <https://www.icmbio.gov.br/cecav/projetos-e-atividades/potencialidade-de-ocorrencia-de-cavernas.html>. Acesso em: novembro de 2015.

_____. 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: outubro de 2021.

_____. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, 2023. 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.

Incrá. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2023. Projetos de Assentamento. Disponível em: <http://acervofundiario.incrá.gov.br/acervo/acv.php>. Acesso em: janeiro de 2023.

_____. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2022. Terras Quilombolas. Disponível em: <https://acervofundiario.incrá.gov.br/acervo/acv.php>. Acesso em janeiro de 2023.

_____. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária. Relação de processos de regularização abertos no Incra. Disponível em: https://www.gov.br/incra/pt-br/assuntos/governanca-fundiaria/processos_abertos.pdf. Acesso em: fevereiro de 2022.

_____. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária. Acompanhamento dos processos de Regularização Quilombola. Disponível em: <https://www.gov.br/incra/pt-br/assuntos/governanca-fundiaria/quilombolas>. Acesso em: fevereiro de 2022.

INPE. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2011. Relevo sombreado. Disponível em: <http://www.dsr.inpe.br/topodata/acesso.php>. Acesso: junho de 2021.

Iphan. Instituto Nacional do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2023a. Sítios Arqueológicos Georreferenciados. Disponível em: <http://portal.iphan.gov.br/pagina/detalhes/1701/>. Acesso em: janeiro de 2023.

_____. Instituto Nacional do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2023b. Sistema de Gerenciamento do Patrimônio Arqueológico. Disponível em: <http://portal.iphan.gov.br/pagina/detalhes/1699/>. Acesso em: março de 2022.

Mapbiomas, 2019. Projeto MapBiomas – Coleção 3.1 da Série Anual de Mapas de Cobertura e Uso de Solo do Brasil. Disponível em: <https://mapbiomas.org>. Acesso em: julho de 2019.

MMA. Ministério do Meio Ambiente, 2022. Unidades de Conservação Federais e Estaduais. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso em: dezembro de 2022.

OSM. Open Street Map, 2021a. Massa d'água. Disponível em: https://wiki.openstreetmap.org/wiki/Pt:Bing_Maps. Acesso em: novembro de 2021.

OSM. Open Street Map, 2021b. Hidrografia. Disponível em: https://wiki.openstreetmap.org/wiki/Pt:Bing_Maps. Acesso em: novembro de 2021.

OSM. Open Street Map, 2022c. Rede Viária. Disponível em: https://wiki.openstreetmap.org/wiki/Pt:Bing_Maps. Acesso em: maio de 2022.

OSM. Open Street Map, 2023d. Rede Ferroviária. Disponível em: https://wiki.openstreetmap.org/wiki/Pt:Bing_Maps. Acesso em: janeiro de 2023.

SICAR. Sistema de Informações do Cadastro Ambiental Rural. Disponível em: <http://www.car.gov.br/publico/imoveis/index>. Acesso em: janeiro de 2023.

SIGEL. Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico, 2022. Localização de Usinas Elétricas em operação e planejadas. Disponível em: <https://sigel.aneel.gov.br/portal/home/>. Acesso em: fevereiro de 2022.

APÊNDICES

TABELAS DE RECOMENDAÇÕES PARA OS EMPREENDIMENTOS PLANEJADOS

LT 345 kV UHE Jaguará – Araxá 3 C1

LT 345 kV UHE Jaguará – Araxá 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): 58 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 <i>shapefile</i>).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
Considerar os arranjos planejados das SEs UHE Jaguará e Araxá 3, propostos pelas equipes de elaboração dos respectivos Relatórios R4, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada, de acordo com o relatório EPE-DEE-RE-008/2023-rev0.	
Atentar para a saída da SE UHE Jaguará, devido ao espaço restrito em função de várias linhas existentes nessa subestação.	
Evitar e/ou minimizar possíveis interferências na área urbana de Rifaina, bem como condomínios, vila operária, ranchos e casas de veraneio localizados às margens da represa de Jaguará.	
Atentar para a presença das Usinas Fotovoltaicas Araxá 1 e 2 (em construção), no município de Araxá.	
Evitar interferências nas unidades de conservação presentes no corredor.	
Evitar interferência com os sítios arqueológicos situados no corredor.	
Atentar para a travessia de áreas classificadas com potencial médio para a ocorrência de cavidades subterrâneas.	

Estudar criteriosamente o traçado da futura linha de transmissão em áreas de relevante beleza cênica e em áreas utilizadas para turismo e lazer.	
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 e/ou minimizar sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, desviando daqueles que se encontram em estágio mais avançado.	
Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.	
Considerar a localização das Linhas de Transmissão existentes e planejadas, minimizando o número de cruzamentos e priorizando o paralelismo, quando possível.	
Avaliar possíveis incompatibilidades do traçado da LT em relação ao Plano Básico da Zona de Proteção do Aeródromo localizado em Sacramento.	

LT 345 kV Uberlândia 10 – Monte Alegre de Minas 2 C1

LT 345kV Uberlândia 10 – Monte Alegre de Minas 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): 104 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 <i>shapefile</i>).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
Considerar os arranjos planejados das SEs Uberlândia 10 e Monte Alegre de Minas 2, propostos pelas equipes de elaboração dos respectivos Relatórios R4, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada, de acordo com o relatório EPE-DEE-RE-008/2023-rev0.	
Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.	
Analisar, na saída da SE Uberlândia 10 possível interferência com pivôs de irrigação e analisar o parque solar planejado nas proximidades.	
Desviar das UTEs planejadas localizadas dentro corredor.	
Levar em conta na definição do traçado o plano de aproximação de aeronaves do aeroporto de Uberlândia.	
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, observando o disposto na Lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428/06 e Decreto nº 6.660/08).	

Desviar o traçado das áreas urbanas presentes no corredor, além das áreas de concentração de habitações e benfeitorias rurais.	
Minimizar o cruzamento com os cursos d'água presentes no corredor.	
Desviar ou minimizar interferências, quando possível, com os processos minerários abrangidos pelo corredor especialmente aqueles em fases mais adiantadas.	
Evitar interferência com os sítios arqueológicos dentro do corredor.	