

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

*ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA
DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1*

*Estudo de Atendimento ao Triângulo Mineiro e Alto
Paranaíba*



Empresa de Pesquisa Energética

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão)



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia
Ministro

Wellington Moreira Franco

Secretário-Executivo do MME
Márcio Félix Carvalho Bezerra

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Eduardo Azevedo Rodrigues

Secretário de Energia Elétrica
Ildo Wilson Grüdtner

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

João Vicente de Carvalho Vieira

Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Vicente Humberto Lôbo Cruz



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

Reive Barros dos Santos

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amilcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

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

Sede

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

Escritório Central

Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

Estudo de Atendimento ao Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba

Coordenação Geral

Amilcar Gonçalves Guerreiro
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Coordenação Executiva

José Marcos Bressane

Equipe Técnica:

Estudos Elétricos

Maxwell Cury Júnior (Coordenação)
Armando Leite Fernandes
Bruno César Mota Maçada
Rafael Theodoro Alves e Mello
Rodrigo Rodrigues Cabral

Análise Socioambiental

Kátia Gisele Matosinho
Bernardo Regis Guimarães de Oliveira
Leonardo de Sousa Lopes

Nº EPE-DEE-RE-047/2018-rev0

Data: 09 de Julho de 2018

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão)

IDENTIFICAÇÃO CONTRATUAL

 <p>Empresa de Pesquisa Energética</p>	<i>Contrato</i> <i>Data de assinatura</i>	
<i>Projeto</i> ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO		
<i>Área de estudo</i> Estudos do Sistema de Transmissão		
<i>Subárea de estudo</i> Análise Técnico-econômica		
<i>Produto (Nota Técnica ou Relatório)</i> EPE-DEE-RE-047/2018 Estudo de Atendimento ao Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba		
<i>Revisões</i> rev0	<i>Data</i> 09.07.2018	<i>Descrição sucinta</i> Emissão original

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão)

APRESENTAÇÃO

Este estudo realizou um diagnóstico do sistema elétrico que atende as regiões do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba, no período compreendido entre os anos de 2022 a 2031. Devido à elevada presença de fontes de geração ligadas à rede de distribuição local, foram elaborados cenários de elevada exportação e importação de energia nos diferentes patamares de carga como forma de reproduzir as condições mais críticas de desempenho desse subsistema.

As análises socioambientais foram realizadas e documentadas na Nota Técnica EPE-DEA 018/18, a qual encontra-se anexa a este documento.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão)

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO	1
SUMÁRIO	3
ÍNDICE DE TABELAS	12
1 INTRODUÇÃO	16
1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	16
1.2 OBJETIVOS GERAIS.....	20
1.3 ABORDAGEM ADOTADA.....	22
1ª ETAPA: Cenários, Diagnóstico e Solução Estrutural Região do Alto Paranaíba	22
2ª ETAPA: Solução Estrutural Região Central do Triângulo	22
3ª ETAPA: Solução Estrutural Região do Pontal do Triângulo.....	22
4ª ETAPA: Otimização Solução Global	23
2 CONCLUSÕES	24
3 RECOMENDAÇÕES	25
3.1 TÉCNICAS.....	25
4 DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS	29
4.1 CRITÉRIOS BÁSICOS.....	29
4.2 CASOS DE TRABALHO	29
4.3 PROJEÇÕES DE MERCADO	30
4.4 NÍVEIS DE INTERCÂMBIO	30

4.5	PLANO DE GERAÇÃO	31
4.6	ELABORAÇÃO DOS CENÁRIOS	32
	<i>Escolha dos Cenários</i>	32
	<i>Critério para o Despacho de Geração</i>	33
	<i>Descrição de Cenários</i>	34
4.7	LIMITES OPERATIVOS	77
	<i>Tensão</i>	77
	<i>Fator de Potência</i>	78
	<i>Carregamento</i>	78
4.8	CLASSIFICAÇÃO DO HORIZONTE DAS OBRAS	78
4.9	PARÂMETROS ECONÔMICOS.....	79
5	DIAGNÓSTICO DO SISTEMA	80
5.1	SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE.....	80
5.2	DESEMPENHO ELÉTRICO DA REDE NO CENÁRIO 1	81
5.3	DESEMPENHO ELÉTRICO DA REDE NO CENÁRIO 2	82
5.4	DESEMPENHO ELÉTRICO DA REDE NO CENÁRIO 3	83
5.5	DESEMPENHO ELÉTRICO DA REDE NO CENÁRIO 4	84
5.6	DESEMPENHO ELÉTRICO DA REDE NO CENÁRIO 5	88
5.7	DESEMPENHO ELÉTRICO DA REDE NO CENÁRIO 6	89
5.8	DESEMPENHO ELÉTRICO DA REDE NO CENÁRIO 7	90
6	DESCRIÇÃO E DESEMPENHO DAS ALTERNATIVAS	91

6.1	ETAPA 1 – SOLUÇÃO REGIÃO ALTO PARANAÍBA	92
6.2	ETAPA 2 – SOLUÇÃO REGIÃO CENTRAL DO TRIÂNGULO.....	101
6.3	ETAPA 3	124
6.4	QUARTA ETAPA.....	131
7	ANÁLISE ECONÔMICA.....	135
7.1	RESULTADOS DA ETAPA 1.....	136
7.2	RESULTADOS DA ETAPA 2.....	137
7.3	RESULTADOS DA ETAPA 3.....	138
7.4	RESULTADOS DA ETAPA 4.....	139
8	ANÁLISES DE ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO DE CARGA.....	141
8.1	ENERGIZAÇÃO EIXO 345 KV ITUMBIARA – MONTE ALEGRE DE MINAS 2 – PORTO COLÔMBIA	142
8.2	ENERGIZAÇÃO EIXO 345 KV NOVA PONTE – UBERLÂNDIA 10 – ARAXÁ 3	143
8.3	REJEIÇÃO DE CARGA EIXO 345 KV ITUMBIARA – MONTE A. MINAS 2- PORTO COLÔMBIA.....	144
8.4	REJEIÇÃO DE CARGA NO EIXO NOVA PONTE – UBERLÂNDIA 10 – ARAXÁ 3	145
9	OTIMIZAÇÃO DOS MÓDULOS DOS TRANSFORMADORES.....	146
9.1	ANÁLISE DOS PERFIS DE TENSÃO	147
9.1.1	PERFIL DE TENSÃO NO CENÁRIO 3	147
9.1.2	PERFIL DE TENSÃO NO CENÁRIO 4	148
9.2	CARREGAMENTO NAS TRANSFORMAÇÕES	149
9.2.1	NOVA SE ARAXÁ 3 345/138 KV	150
9.2.2	NOVA SE MONTE ALEGRE DE MINAS 2 345/138 KV.....	151

9.2.3	NOVA SE UBERLÂNDIA 10 345/138 kV	152
9.2.4	SE JAGUARA 345/138 kV	153
9.2.5	NOVA SE NOVA PONTE 500/345 kV	155
9.2.6	SE EMBORCAÇÃO 500/138 kV	156
9.2.7	SE CACHOEIRA DOURADA 230/138 kV	157
9.2.8	SE SÃO GOTARDO 2 345/138 kV	158
10	ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO	159
11	ANÁLISE DE CONDUTOR ECONÔMICO	161
11.1	LT 345 kV UBERLÂNDIA 10 – NOVA PONTE	162
11.1.1	CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DA LINHA DE TRANSMISSÃO RECOMENDADA.....	165
11.2	LT 345 kV NOVA PONTE – ARAXÁ 3.....	166
11.2.1	CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DA LINHA DE TRANSMISSÃO RECOMENDADA.....	169
12	REFERÊNCIAS	171
13	EQUIPE TÉCNICA	172
14	FICHAS PET	173
15	ANEXO	181
15.1	PLANO DE OBRAS E ESTIMATIVA DE CUSTOS	181
15.2	FICHAS DE CONSULTA DE VIABILIDADE	207
15.3	DIAGRAMAS DAS SUBESTAÇÕES	3
15.4	TABELAS R2 E R4	7

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 – Sistema Elétrico Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba	16
Figura 1-2 - Sistema Elétrico da região Pontal do Triângulo (Fonte: Cemig D)	18
Figura 1-3 - Sistema Elétrico região Central do Triângulo – Uberlândia e adjacências (Fonte: Cemig D).....	18
Figura 1-4 - Sistema Elétrico região Central do Triângulo – Uberaba e adjacências (Fonte: Cemig D).....	19
Figura 1-5 - Sistema Elétrico da região do Alto Paranaíba (Fonte: Cemig D)	19
Figura 3-1- Diagrama Esquemático com as obras recomendadas no estudo.	28
Figura 4-1 - Comparação dos patamares de carga nas regiões do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba.	30
Figura 4-2 - Geração Simultânea das UHE do Triângulo Mineiro em porcentagem da capacidade Instalada (Fonte: ONS)	34
Figura 5-1 - Diagrama elétrico do sistema estudado – Ano 2022	80
Figura 5-2 - Perfil de tensão nas barras de distribuição em 138 kV (pu) - Cenário 1	81
Figura 5-3 - Perfil de tensão nas barras de distribuição em 138 kV (pu) - Cenário 2	82
Figura 5-4 - Perfil de tensão nas barras de distribuição em 138 kV (pu) - Cenário 3	83
Figura 5-5 - Carregamento em regime nominal - SE Emborcação 500/138 kV	84
Figura 5-6 - Perfil de tensão nas barras de distribuição em 138 kV (pu) - Cenário 4	85
Figura 5-7 - Carregamento em regime nominal - SE Cachoeira Dourada 230/138 kV	86
Figura 5-8 - Carregamento em regime nominal - SE Jaguará 345/138 kV.....	86
Figura 5-9 - Carregamento em emergência - SE Cachoeira Dourada 230/138 kV	87
Figura 5-10 - Carregamento em emergência - SE Jaguará 345/138 kV	87

Figura 5-11 - Perfil de tensão nas barras de distribuição em 138 kV (pu) - Cenário 5 88

Figura 5-12 - Perfil de tensão nas barras de distribuição em 138 kV (pu) - Cenário 6 89

Figura 5-13 - Perfil de tensão nas barras de distribuição em 138 kV (pu) - Cenário 7 90

Figura 6-1 - Diagrama com divisão de áreas eletrogeográficas..... 91

Figura 6-2 - Diagrama Elétrico da Alternativa 1 (Etapa 1) 92

Figura 6-3 - Diagrama Elétrico da Alternativa 2 (Etapa 1) 94

Figura 6-4 - Diagrama Elétrico da Alternativa 3 (Etapa 1) 95

Figura 6-5 - Diagrama Elétrico da Alternativa 4 (Etapa 1) 96

Figura 6-6 - Diagrama Elétrico da Alternativa 5 (Etapa 1) 98

Figura 6-7 - Diagrama Elétrico da Alternativa 6 (Etapa 1) 99

Figura 6-8 - Diagrama elétrico da SE 345/138 kV referencial em Monte Alegre de Minas 2..... 102

Figura 6-9 - Pontos de seccionamento da subestação de Uberlândia 10 103

Figura 6-10 - Diagrama Elétrico da Alternativa 1A (Etapa 2)..... 104

Figura 6-11 - Diagrama Elétrico da Alternativa 1B (Etapa 2) 106

Figura 6-12 - Diagrama Elétrico da Alternativa 2A (Etapa 2)..... 108

Figura 6-13 - Diagrama Elétrico da Alternativa 2B (Etapa 2) 110

Figura 6-14 - Diagrama Elétrico da Alternativa 3A (Etapa 2)..... 112

Figura 6-15 - Diagrama Elétrico da Alternativa 3B (Etapa 2) 114

Figura 6-16 - Diagrama Elétrico da Alternativa 3C (Etapa 2) 116

Figura 6-17 - Diagrama Elétrico da Alternativa 4B (Etapa 2) 118

Figura 6-18 - Diagrama Elétrico da Alternativa 4C (Etapa 2) 120

Figura 6-19 - Diagrama Elétrico da Alternativa 5 (Etapa 2) 122

Figura 6-20 - Diagrama Elétrico da Alternativa 1 (Etapa 3) 125

Figura 6-21 - Diagrama Elétrico da Alternativa 2 (Etapa 3) 126

Figura 6-22 - Diagrama Elétrico da Alternativa 3 (Etapa 3) 128

Figura 6-23 - Diagrama Elétrico da Alternativa 4 (Etapa 3) 129

Figura 6-24 - Diagrama Elétrico da Alternativa 1 (Etapa 4) 132

Figura 6-25 - Diagrama Elétrico da Alternativa 2 (Etapa 4) 133

Figura 7-1 – Gráfico de comparação de alternativas da Etapa 1..... 137

Figura 7-2 – Gráfico de comparação de alternativas da Etapa 2..... 138

Figura 7-3 – Gráfico de comparação de alternativas da Etapa 3..... 139

Figura 7-4 – Gráfico de comparação de alternativas da Etapa 4..... 140

Figura 8-1 - Sequência de Energização do eixo 345 kV Itumbiara – Monte A. Minas – Porto Colômbia..... 142

Figura 8-2 - Sequência de Energização do eixo 345 kV Uberlândia 10 – Nova Ponte – Araxá 3 143

Figura 8-3 - Rejeição do eixo 345 kV Itumbiara – Monte A. Minas - Porto Colômbia..... 144

Figura 8-4 - Rejeição do eixo 345 kV Uberlândia 10 – Nova Ponte – Araxá 3 145

Figura 9-1 – Perfil de tensão em regime Normal - Cenário 3 148

Figura 9-2 – Perfil de tensão em regime Normal - Cenário 4 149

Figura 9-3 - Carregamento em regime nominal e emergência - SE Araxá 3 345/138 kV 150

Figura 9-4 - Carregamento em regime nominal e emergência - SE Monte Alegre de Minas 2 345/138 kV . 152

Figura 9-5 - Carregamento em regime nominal e emergência - SE Uberlândia 10 345/138 kV 153

Figura 9-6 - Carregamento em regime nominal e emergência - SE Jaguará 345/138 kV – (150/180 MVA) . 154

Figura 9-7 - Carregamento em regime nominal e emergência - SE Jaguará 345/138 kV – (225/270 MVA) . 155

Figura 9-8 - Carregamento em regime nominal e emergência - SE Nova Ponte 500/345 kV 156

Figura 9-9 - Carregamento em regime nominal e emergência - SE Emborcação 500/138 kV 157

Figura 9-10 - Carregamento em regime nominal e emergência - SE Cachoeira Dourada 230/138 kV 158

Figura 11-1 - Disposição geométrica dos condutores da LT 345 KV Uberlândia 10 – Nova Ponte, circuito simples, dois subcondutores por fase 163

Figura 11-2 – Custos em função da bitola do cabo condutor da LT 345 kV Uberlândia 10 – Nova Ponte, circuito simples, dois subcondutores por fase 164

Figura 11-3 - Dados técnicos básicos da LT 345 kV Uberlândia 10 – Nova Ponte, circuito simples, dois subcondutores por fase..... 166

Figura 11-4 – Disposição geométrica dos condutores da LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3, circuito simples, dois subcondutores por fase 167

Figura 11-5 – Custos em função da bitola do cabo condutor da LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3, circuito simples, dois subcondutores por fase 168

Figura 11-6 - Dados técnicos básicos da LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3, circuito simples, dois subcondutores por fase..... 170

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3-1 - Rede Básica: Obras recomendadas de linha de transmissão	25
Tabela 3-2 - Rede Básica: Obras recomendadas de subestações parte 1.	25
Tabela 3-3 - Rede Básica: Obras recomendadas de subestações parte 2.	26
Tabela 3-4 - Rede de Distribuição: Obras recomendadas de linhas de distribuição.....	26
Tabela 3-5 - Rede de Distribuição: Obras relacionadas a seccionamentos de linhas de distribuição.....	27
Tabela 3-6 - Rede de Distribuição: Obras recomendadas de subestações	27
Tabela 3-7 - Rede de Distribuição: Obras recomendadas de linhas.....	27
Tabela 4-1 - Relação de usinas existentes consideradas para o estudo.....	31
Tabela 4-2 – Cenário 1: Intercâmbio energético - Ano 2022	35
Tabela 4-3 – Cenário 1: Percentuais de geração por submercado – Ano 2022	35
Tabela 4-4 – Cenário 1: Percentuais de geração das UHEs por bacia - Ano 2022.....	36
Tabela 4-5 – Cenário 1: Percentuais de geração das PCHs por bacia – Ano 2022	37
Tabela 4-6 – Cenário 1: Percentuais de geração das usinas eólicas por localidade - Ano 2022	38
Tabela 4-7 – Cenário 1: Percentuais de geração das usinas a biomassa por estado – Ano 2022	39
Tabela 4-8 – Cenário 1: Percentuais de geração das usinas termelétricas por estado – Ano 2022.....	40
Tabela 4-9 – Cenário 2: Intercâmbios energéticos – Ano 2022.....	41
Tabela 4-10 – Cenário 2: Percentuais de geração por submercado – Ano 2022.....	41
Tabela 4-11 – Cenário 2: Percentuais de geração das UHEs por bacia - Ano 2022.....	42
Tabela 4-12 – Cenário 2: Percentuais de geração das PCHs por bacia – Ano 2022	43

Tabela 4-13 – Cenário 2: Percentuais de geração das usinas eólicas por localidade - Ano 2022 44

Tabela 4-14 – Cenário 2: Percentuais de geração das usinas a biomassa por estado – Ano 2022 45

Tabela 4-15 – Cenário 2: Percentuais de geração das usinas termelétricas por estado – Ano 2022 46

Tabela 4-16 – Cenário 3: Intercâmbios energéticos - Ano 2022 47

Tabela 4-17 – Cenário 3: Percentuais de geração por submercado – Ano 2022 47

Tabela 4-18 – Cenário 3: Percentuais de geração das UHEs por bacia - Ano 2022 48

Tabela 4-19 – Cenário 3: Percentuais de geração das PCHs por bacia – Ano 2022 49

Tabela 4-20 – Cenário 3: Percentuais de geração das usinas eólicas por localidade - Ano 2022 50

Tabela 4-21 – Cenário 3: Percentuais de geração das usinas a biomassa por estado – Ano 2022 51

Tabela 4-22 – Cenário 3: Percentuais de geração das usinas termelétricas por estado – Ano 2022 52

Tabela 4-23 – Cenário 4: Intercâmbios energéticos - Ano 2022 53

Tabela 4-24 – Cenário 4: Percentuais de geração por submercado – Ano 2022 53

Tabela 4-25 – Cenário 4: Percentuais de geração das UHEs por bacia - Ano 2022 54

Tabela 4-26 – Cenário 4: Percentuais de geração das PCHs por bacia – Ano 2022 55

Tabela 4-27 – Cenário 4: Percentuais de geração das usinas eólicas por localidade - Ano 2022 56

Tabela 4-28 – Cenário 4: Percentuais de geração das usinas a biomassa por estado – Ano 2022 57

Tabela 4-29 – Cenário 4: Percentuais de geração das usinas termelétricas por estado – Ano 2022 58

Tabela 4-30 – Cenário 5: Intercâmbios energéticos - Ano 2022 59

Tabela 4-31 – Cenário 5: Percentuais de geração por submercado – Ano 2022 59

Tabela 4-32 – Cenário 5: Percentuais de geração das UHEs por bacia - Ano 2022 60

Tabela 4-33 – Cenário 5: Percentuais de geração das PCHs por bacia – Ano 2022 61

Tabela 4-34 – Cenário 5: Percentuais de geração das usinas eólicas por localidade - Ano 2022 62

Tabela 4-35 – Cenário 5: Percentuais de geração das usinas a biomassa por estado – Ano 2022 63

Tabela 4-36 – Cenário 5: Percentuais de geração das usinas termelétricas por estado – Ano 2022 64

Tabela 4-37 – Cenário 6: Intercâmbios energéticos - Ano 2022 65

Tabela 4-38 – Cenário 6: Percentuais de geração por submercado – Ano 2022 65

Tabela 4-39 – Cenário 6: Percentuais de geração das UHEs por bacia - Ano 2022 66

Tabela 4-40 – Cenário 6: Percentuais de geração das PCHs por bacia – Ano 2022 67

Tabela 4-41 – Cenário 6: Percentuais de geração das usinas eólicas por localidade - Ano 2022 68

Tabela 4-42 – Cenário 6: Percentuais de geração das usinas a biomassa por estado – Ano 2022 69

Tabela 4-43 – Cenário 6: Percentuais de geração das usinas termelétricas por estado – Ano 2022 70

Tabela 4-44 – Cenário 7: Intercâmbios energéticos - Ano 2022 71

Tabela 4-45 – Cenário 7: Percentuais de geração por submercado – Ano 2022 71

Tabela 4-46 – Cenário 7: Percentuais de geração das UHEs por bacia - Ano 2022 72

Tabela 4-47 – Cenário 7: Percentuais de geração das PCHs por bacia – Ano 2022 73

Tabela 4-48 – Cenário 7: Percentuais de geração das usinas eólicas por localidade - Ano 2022 74

Tabela 4-49 – Cenário 7: Percentuais de geração das usinas a biomassa por estado – Ano 2022 75

Tabela 4-50 – Cenário 7: Percentuais de geração das usinas termelétricas por estado – Ano 2022 76

Tabela 4-51 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão 77

Tabela 4-52 - Níveis de tensão admissíveis a 60 Hz. 77

Tabela 4-53 – Fatores de potência por nível de tensão. 78

Tabela 7-1 – Tabela de Comparação de alternativas da Etapa 1 136

Tabela 7-2 – Tabela de Comparação de alternativas da Etapa 2 137

Tabela 7-3 – Tabela de Comparação de alternativas da Etapa 3 138

Tabela 7-4 – Tabela de Comparação de alternativas da Etapa 4 139

Tabela 8-1 - Tabela com as sobretensões no terminal aberto durante energização 141

Tabela 9-1 - Transformações recomendadas 146

Tabela 10-1 - Níveis de Curto-circuito verificados: sem obras 159

Tabela 10-2 - Níveis de Curto-circuito verificados: com obras 160

Tabela 11-1 - Resumo das soluções resultantes da análise de condutor econômico 161

Tabela 11-2 - Coordenadas dos condutores (centro do feixe) na torre da LT 345 kV Uberlândia 10 - Nova Ponte
..... 162

Tabela 11-3 - Condutores com menor custo total 165

Tabela 11-4 - Características elétricas da linha de transmissão em 345 kV 165

Tabela 11-5 - Coordenadas dos condutores (centro do feixe) na torre da LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3 167

Tabela 11-6 - Condutores com menor custo total 169

Tabela 11-7 - - Características elétricas da linha de transmissão em 345 kV 169

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

As regiões do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba, indicadas na Figura 1-1, fazem parte de uma das 12 mesorregiões do estado de Minas Gerais e distam cerca de aproximadamente 600 km e 380 km da capital Belo Horizonte, respectivamente. Suas principais atividades econômicas são a agropecuária e a extração mineral, sobretudo nos municípios de Araxá, Patos de Minas e Patrocínio, e o mercado atacadista, principalmente no município de Uberlândia, sendo que essa região se apresenta como a segunda maior economia do estado. Destaca-se ainda o município de Uberaba, maior PIB agrícola do estado e o quarto do país, bem como a forte expansão do setor sucroalcooleiro, com aproveitamento considerável de cogeração.

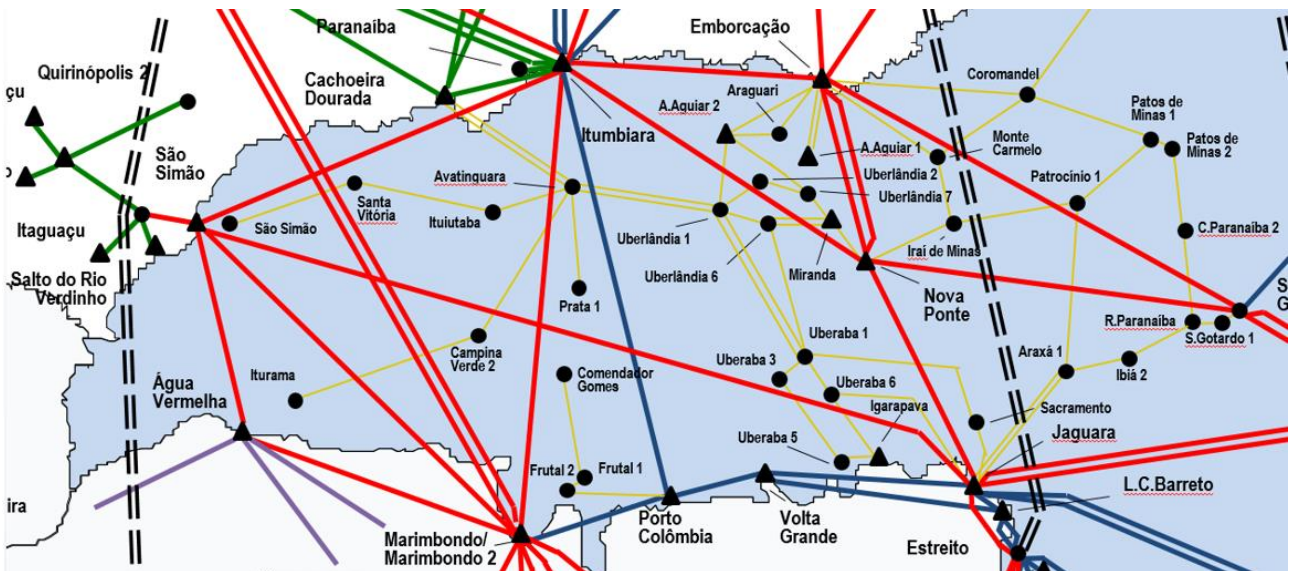


Figura 1-1 – Sistema Elétrico Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba

Nas análises de planejamento da expansão da transmissão do Alto Paranaíba do ciclo do Plano Decenal 2025 foi observado o esgotamento do sistema elétrico de atendimento regional, envolvendo baixos níveis de tensão, com indicativo de proximidade da região de colapso de tensão, bem como violações de carregamentos em seus principais eixos de atendimento em 138 kV, situação observada sobretudo devido à baixa disponibilidade hídrica que resultou em reduzidos despachos das usinas hidráulicas conectadas ao sistema de distribuição da Cemig Distribuição.

Em Janeiro de 2011 foi emitido o R1 [1], no qual foram recomendados reforços de transmissão e distribuição para essa região, com destaque para a instalação de um reforço de Rede Básica de Fronteira, a saber, uma transformação 345/138 kV de 300 MVA, além de um transformador defasador na SE São Gotardo 2. Esses reforços visaram atender um horizonte até o ano 2019. Análises preliminares indicam que após esse período o sistema elétrico apresenta violações na perda dessa única transformação de fronteira.

Além disso, estudos realizados pela Cemig Distribuição indicam o esgotamento do nível de tensão do sistema de 138 kV responsável pelo atendimento à região do Pontal do Triângulo. Este sistema tem como principal fonte de suprimento a SE Cachoeira Dourada 230/138 kV (Celg GT), conectada à SE 138 kV Avatinguara através de 2 LDs 138 kV, e se divide em dois grandes eixos radiais Avatinguara - São Simão e Avatinguara - Iturama, com extensões de 170 km e 250 km, respectivamente.

Ressalta-se que neste sistema está conectada grande parte da geração térmica à biomassa da região do Triângulo Mineiro e que o esgotamento do sistema é verificado no período de entressafra, período no qual as usinas passam a consumir energia, ressaltando-se que o sistema atual não dispõe de margem para escoamento de novos acessos de geração.

A Figura 1-2 representa o detalhamento do Sistema de Distribuição de Alta Tensão - SDAT da região Pontal do Triângulo, enquanto a Figura 1-3 e a Figura 1-4 apresentam o SDAT para a região central do Triângulo Mineiro, e a Figura 1-5 apresenta o SDAT do Alto Paranaíba.

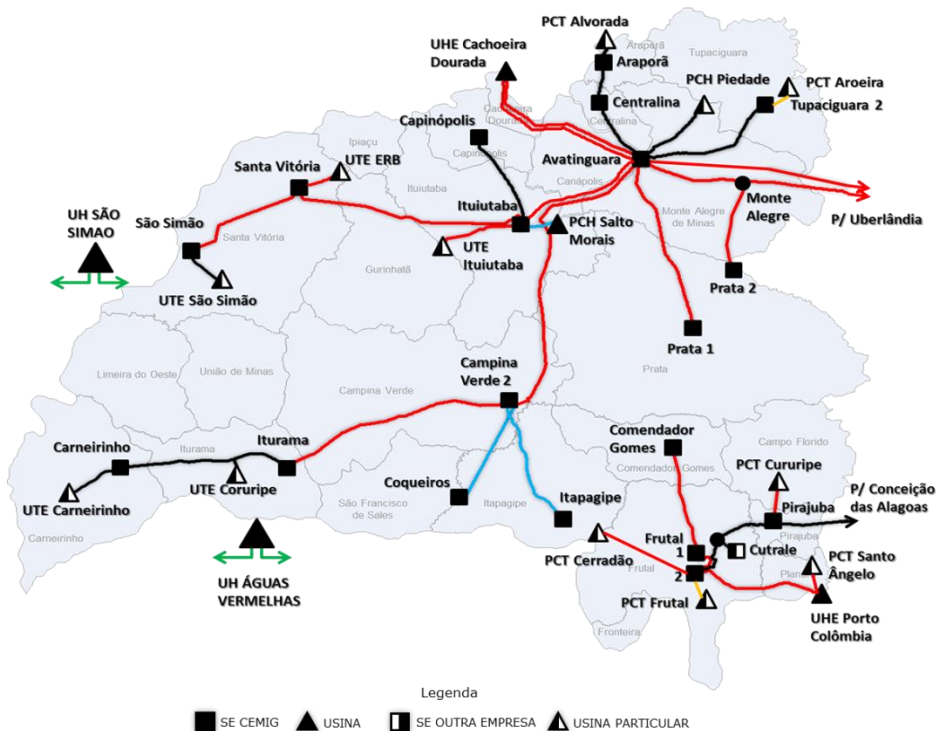


Figura 1-2 - Sistema Elétrico da região Pontal do Triângulo (Fonte: Cemig D)

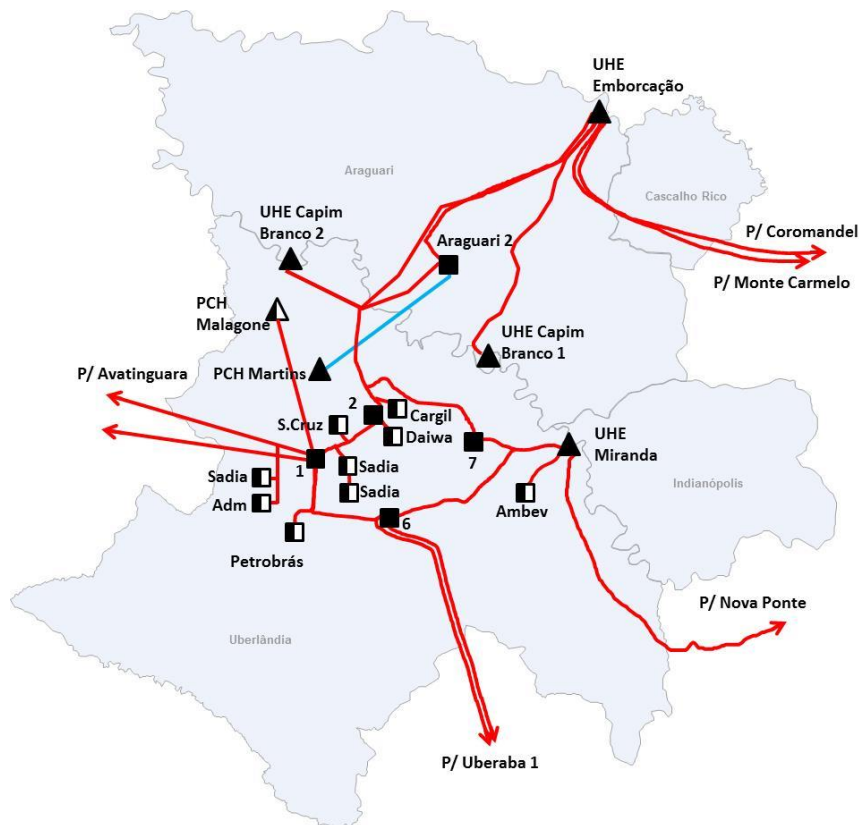


Figura 1-3 - Sistema Elétrico região Central do Triângulo – Uberlândia e adjacências (Fonte: Cemig D)

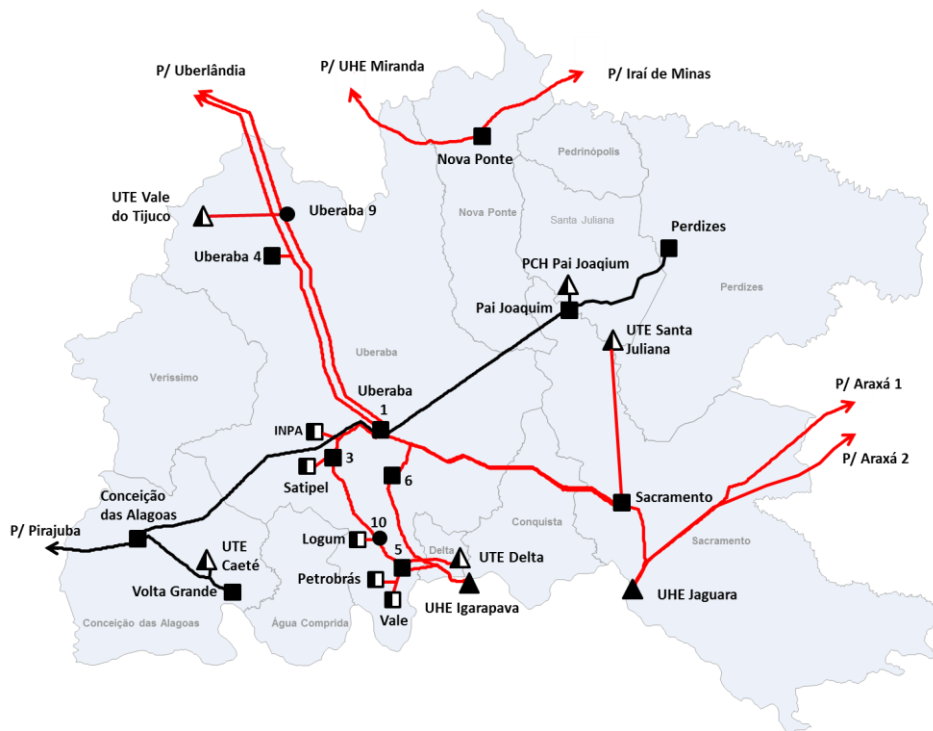


Figura 1-4 - Sistema Elétrico região Central do Triângulo – Uberaba e adjacências (Fonte: Cemig D)

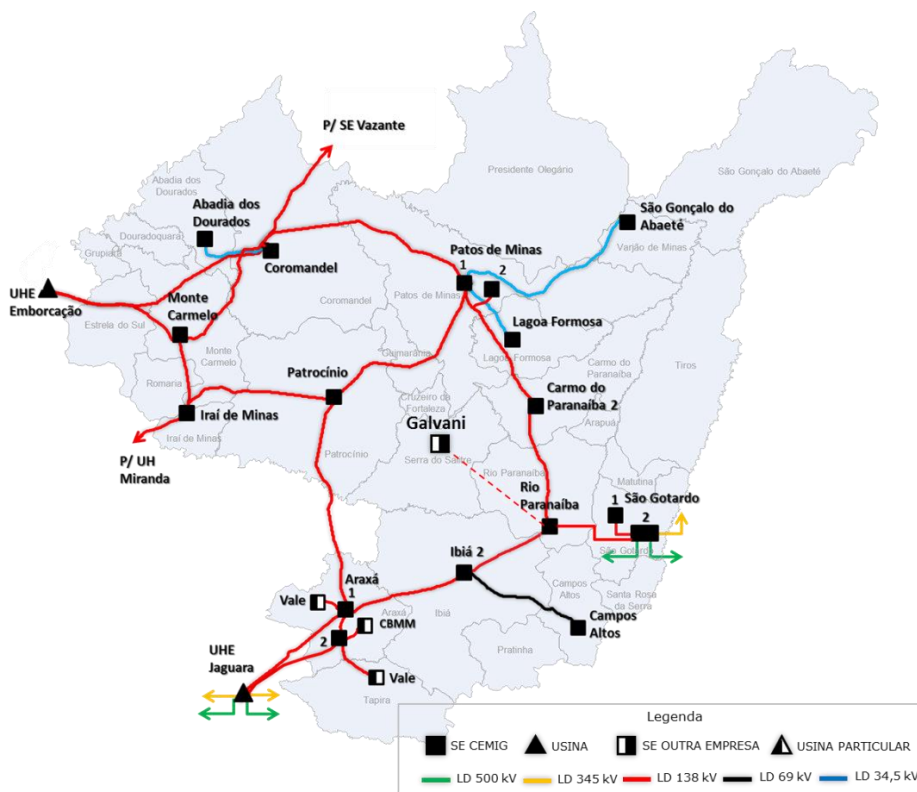


Figura 1-5 - Sistema Elétrico da região do Alto Paranaíba (Fonte: Cemig D)

A região do Triângulo Mineiro possui uma carga de aproximadamente 1200 MW. O atendimento desse mercado é feito pelas conexões de Rede Básica de Fronteira - SE Emborcação 500/138kV, 3x300 MVA, SE São Gotardo 2 345/138 kV, 1x300 MVA SE Jaguará 345/138 kV 2x150 MVA e SE Porto Colômbia 345/138 kV 1x400 MVA, SE Cachoeira Dourada 230/138 kV, 1x120 MVA e, principalmente, pela geração hidráulica local, da ordem de 1398 MW, conectada ao sistema de 138 kV.

Além dessas, há ainda o acesso da Enel Distribuição Goiás na SE Emborcação através de duas LD's de 138 kV e conexão com a UHE Cachoeira Dourada (198 MW) na fronteira com o estado de Goiás, viabilizada pelas LD1 e LD2 em 138 kV a SE Avatinguara da Cemig Distribuição.

Dessa forma, pode-se constatar um atendimento equilibrado das cargas locais da Distribuidora apresentando, em alguns cenários, excedentes de geração, os quais são exportados da rede de distribuição para a Rede Básica via conexão com a SE Emborcação 500/138 kV e SE Cachoeira Dourada 230/138 kV, principalmente. A condição de elevado despacho e carga leve na região implica também em alto/violação de carregamento nas LD's, dificultando sobremaneira desligamentos programados para manutenção.

Salienta-se que a região possui um grande potencial de geração térmica à biomassa do setor sucroalcooleiro, aumentando sua tendência de região exportadora de energia.

Na região do Triângulo de Minas Gerais, nos rios Grande e Paranaíba, estão situadas as principais usinas que atendem, via Rede Básica, a região de carga de Minas Gerais à leste do estado. Além disso, esta região é o ponto de integração do Sistema Interligado Nacional - SIN entre as regiões Norte/Nordeste, região Sudeste, bem como do complexo hidrelétrico de Teles Pires no estado do Mato Grosso, sendo cortada por um grande número de linhas de transmissão em 500 kV.

1.2 Objetivos Gerais

O objetivo deste estudo foi avaliar o atendimento ao sistema elétrico de transmissão e de distribuição de energia das regiões do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba no estado de Minas Gerais, de forma a atender aos critérios de planejamento da expansão (N-1) com qualidade, segurança, economicidade e confiabilidade, para o horizonte 2022 a 2031 e recomendar os reforços estruturais necessários, sob o ponto de vista técnico e econômico, com vistas ao atendimento das seguintes condições:

1. Sobrecargas e subtensões na rede de distribuição em 138 kV do sistema elétrico de atendimento ao Triângulo Mineiro na ocorrência de contingências em elementos da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira regional;
2. Sobrecargas e subtensões na rede de distribuição em 138 kV do sistema elétrico de atendimento ao Alto Paranaíba na ocorrência de contingências em elementos da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira regional;
3. Sobrecargas e subtensões na rede de distribuição em 138 kV do sistema elétrico de atendimento ao Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba em condições normais de operação;
4. Sobrecargas e subtensões na Rede Básica e Rede Básica de Fronteira de atendimento ao Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba em condições normais de operação e na ocorrência de contingências em elementos da própria Rede Básica e Rede Básica de Fronteira;
5. Dimensionar a solução estrutural regional de modo a permitir a expansão de novas fontes de geração de energia locais, notadamente potenciais de geração térmica à biomassa e fotovoltaicas;
6. Demais violações detectadas no diagnóstico.

1.3 Abordagem Adotada

As análises foram realizadas de acordo com as quatro etapas a seguir:

1ª ETAPA: Cenários, Diagnóstico e Solução Estrutural Região do Alto Paranaíba

- i. Elaboração dos casos de trabalho considerando os cenários críticos detalhados no item 4.6;
- ii. A partir desses casos de trabalho descrito em (i) foi realizado um diagnóstico amplo para a identificação das situações em que algumas das condições descritas no item 1.2 se faziam presentes;
- iii. Identificadas as violações de critérios de carregamento e tensão a partir do diagnóstico descrito em (ii) foram concebidas alternativas viáveis para a solução dos problemas detectados através de análises de regime permanente. Nesta etapa, foram concebidas e analisadas alternativas para os problemas verificados na região do Alto Paranaíba, somente, e definida a alternativa vencedora através de análise econômica de mínimo custo global utilizando o Método do Valor Presente dos Custos Anuais Equivalentes;

2ª ETAPA: Solução Estrutural Região Central do Triângulo

- i. Identificadas as violações de critérios de carregamento e tensão a partir do diagnóstico descrito em 1ª Etapa (ii) foram concebidas alternativas viáveis para a solução dos problemas detectados através de análises de regime permanente para a região Central do Triângulo, somente, e definida a alternativa vencedora através de análise econômica de mínimo custo global utilizando o Método do Valor Presente dos Custos Anuais Equivalentes. Considerou-se, nesta etapa, a solução estrutural para o Alto Paranaíba definida em 1ª Etapa (iii);

3ª ETAPA: Solução Estrutural Região do Pontal do Triângulo

- i. Identificadas as violações de critérios de carregamento e tensão a partir do diagnóstico descrito em 1ª Etapa (ii) foram concebidas alternativas viáveis para a solução dos problemas detectados através de análises de regime permanente para a região do Pontal do Triângulo, somente, e definida a alternativa vencedora através de análise econômica de mínimo custo global utilizando o Método do Valor Presente dos Custos Anuais Equivalentes. Considerou-se, nesta etapa, as soluções estruturais para o Alto Paranaíba e Central do Triângulo, definidas em 1ª Etapa (iii) e 2ª Etapa (i), respectivamente;

4ª ETAPA: Otimização Solução Global

- i. A partir da definição individualizada de soluções estruturais para as regiões do Alto Paranaíba, Central do Triângulo e Pontal do Triângulo, foi realizada uma análise global com o intuito de otimizar o custo global dessas soluções.

2 CONCLUSÕES

As análises indicaram a necessidade de investimentos em reforços estruturais para atendimento aos critérios de planejamento da expansão no médio/longo prazo (horizonte 2022 a 2031).

Essa necessidade foi originada devido ao esgotamento da capacidade de suprimento de potência das subestações de Rede Básica de Fronteira do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba, tanto nos cenários de importação quanto de exportação de energia dessa região.

Além disso, foi verificada a carência de suporte de potência reativa em toda a malha de distribuição em 138 kV, resultando em um baixo perfil de tensão em regime normal e na violação do critério N-1 na contingência da transformação de fronteira 345/138 kV da SE São Gotardo 2, principalmente.

Para tal, foram recomendadas três novas subestações de Rede Básica de Fronteira bem como as linhas para a conexão ao sistema existente: nova SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2 conectada ao sistema através do seccionamento da LT 345 kV Itumbiara – Porto Colômbia, novo pátio 500/345 kV na SE existente Nova Ponte, nova SE 345/138 kV Uberlândia 10 alimentada pela nova LT 345 kV Uberlândia 10 – Nova Ponte e nova SE 345/138 kV Araxá 3 alimentada pela nova LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3.

As obras de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira a serem executadas no médio prazo com as respectivas datas de necessidade estão indicadas na Tabela 3-1, Tabela 3-2 e Tabela 3-3, enquanto a Tabela 3-4, Tabela 3-5 e Tabela 3-6 mostram as obras de distribuição complementares e imprescindíveis ao adequado desempenho da alternativa vencedora.

O programa de obras indicado exigirá investimentos totais até o final do horizonte do estudo da ordem de R\$ 682 milhões, sendo R\$ 527,0 milhões na Rede Básica/Rede Básica de Fronteira e de R\$ 155 milhões no sistema de distribuição de energia regional.

3 RECOMENDAÇÕES

3.1 Técnicas

As Tabela 3-1, Tabela 3-2 e Tabela 3-3 mostram as obras recomendadas para a Rede Básica e Rede Básica de Fronteira. Recomenda-se o início imediato do Processo Autorizativo/Licitatório das obras listadas nestas tabelas.

Ressalta-se que a eficácia das obras de Rede Básica recomendadas neste estudo está totalmente condicionada à execução das correspondentes obras de distribuição, cabendo à distribuidora gerir o cronograma de implementação dessas obras em sintonia com o cronograma de execução dos reforços estruturais de Rede Básica.

Tabela 3-1 - Rede Básica: Obras recomendadas de linha de transmissão

Origem	Destino	Circuito	Extensão (km)	Tensão (kV)	Configuração	Ano
Nova Ponte	Araxá 3	C1	115	345	2x954 MCM	2022
Nova Ponte	Uberlândia 10	C1	57,8	345	2x954 MCM	2022

Tabela 3-2 - Rede Básica: Obras recomendadas de subestações parte 1.

Nome	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais		Ano
			Qtde	Descrição	
Araxá 3	345	DJM	1	Módulo de Infraestrutura Geral	2022
			1	Módulo de Interligação de Barras	2022
			1	Módulo de Entrada de Linha	2022
			1	Módulo de Conexão de Transformador	2022
			4	Unidades de Transformação Monofásica 345/√3 / 138 √3 - 13,8 kV de 100 MVA	2022
	138	BD4	1	Módulo de Conexão de Transformador	2022
			1	Módulo de Interligação de Barras	2022
			2	Módulos de Entrada de Linha	2022
			1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação	2028
			1	Capacitor em Derivação Trifásico de 16,4 Mvar	2028
Uberlândia 10	345	DJM	1	Módulo de Infraestrutura Geral	2022
			1	Módulo de Interligação de Barras	2022
			1	Módulo de Entrada de Linha	2022
			1	Módulo de Conexão de Transformador	2022
			4	Unidades de Transformação Monofásica 345/√3 / 138 √3 - 13,8 kV de 75 MVA	2022
	138	BD4	1	Módulo de Conexão de Transformador	2022
			1	Módulo de Interligação de Barras	2022
			4	Módulos de Entrada de Linha	2022

Tabela 3-3 - Rede Básica: Obras recomendadas de subestações parte 2.

Nome	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais		Ano
			Qtde	Descrição	
Nova Ponte	500	DJM	1	Módulo de Infraestrutura Geral	2022
			1	Módulo de Interligação de Barras	2022
			2	Módulos de Conexão de Transformador	2022
			7	Unidades de Transformação Monofásica 500/√3 / 345 √3 - 13,8 kV de 100 MVA	2022
	345	DJM	2	Módulos de Interligação de Barras	2022
			2	Módulos de Conexão de Transformador	2022
2			Módulos de Entrada de Linha	2022	
Monte Alegre de Minas 2	345	DJM	1	Módulo de Infraestrutura Geral	2022
			2	Módulos de Interligação de Barras	2022
			2	Módulos de Entrada de Linha	2022
			1	Módulo de Conexão de Transformador	2022
			4	Unidades de Transformação Monofásica 345/√3 / 138 √3 - 13,8 kV de 50 MVA	2022
			1	Módulo de Conexão de Transformador	2025
	138	BD4	3	Unidades de Transformação Monofásica 345/√3 / 138 √3 - 13,8 kV de 50 MVA	2025
			1	Módulo de Conexão de Transformador	2022
			1	Módulo de Conexão de Transformador	2025
			1	Módulo de Interligação de Barras	2022
			4	Módulos de Entrada de Linha	2022

Tabela 3-4 - Rede de Distribuição: Obras recomendadas de linhas de distribuição

Origem	Destino	Circuito	Extensão (km)	Tensão (kV)	Configuração	Ano
Patrocínio	Serra do Salitre	C1	32	138	1x636 MCM	2022
Água Vermelha	Iturama	C1	25	138	1x336 MCM	2022
Jaguara	Uberaba 10	C1	55	138	1x636 MCM	2024

Tabela 3-5 - Rede de Distribuição: Obras relacionadas a seccionamentos de linhas de distribuição

<u>Origem</u>	<u>Destino</u>	<u>Circuito</u>	<u>Extensão (km)</u>	<u>Tensão (kV)</u>	<u>Ano</u>
Ponto de Seccionamento da LD 138 kV Araxá 1 - Araxá 2	Araxá 3	CD	0,5	138	2022
Ponto de Seccionamento da LD 138 kV Rio Paranaíba - Galvani	Serra do Salitre	CD	0,2	138	2022
Ponto de Seccionamento CD Miranda - Uberlândia 6	Uberlândia 10	CD	0,5	138	2022
Ponto de Seccionamento da LT 345 kV Itumbiara - Porto Colômbia	Monte Alegre de Minas 2	CD	0,5	345	2022
Ponto de Seccionamento da LD 138 kV Avatinguara - Uberlândia 1, C1	Monte Alegre de Minas 2	CD	0,5	138	2022
Ponto de Seccionamento da LD 138 kV Avatinguara - Uberlândia 1, C2	Monte Alegre de Minas 2	CD	0,5	138	2022

Tabela 3-6 - Rede de Distribuição: Obras recomendadas de subestações

<u>Nome</u>	<u>Tensão (kV)</u>	<u>Arranjo de barras</u>	<u>Equipamentos principais</u>		<u>Ano</u>
			<u>Qtde</u>	<u>Descrição</u>	
Patos de Minas	138	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação	2028
			1	Capacitor em Derivação Trifásico de 16,4 Mvar	2028
Serra do Salitre	138	BPT	1	Módulo de Infraestrutura Geral	2022
			1	Módulo de Interligação de Barras	2022
			2	Módulo de Entrada de Linha	2022
Iturama	138	BS	1	Módulo de Entrada de Linha	2022
Água Vermelha	138	BPT	1	Módulo de Entrada de Linha	2022
			1	Módulo de Infraestrutura Geral - Acessante	2022

Tabela 3-7 - Rede de Distribuição: Obras recomendadas de linhas

<u>Recapacitação</u>						
<u>Origem</u>	<u>Destino</u>	<u>Circuito</u>	<u>Extensão (km)</u>	<u>Tensão (kV)</u>	<u>Nova Capac. (MVA)</u>	<u>Ano</u>
Avatinguara	Monte Alegre de Minas 2	C1	8,0	138	125/150	2022
Avatinguara	Monte Alegre de Minas 2	C2	8,0	138	125/150	2022
Monte Alegre de Minas 2	Uberlândia 1	C1	73,0	138	125/150	2022
Monte Alegre de Minas 2	Uberlândia 1	C2	73,0	138	125/150	2022
Araxá 1	Araxá 3	C1	13,3	138	150/160	2022
Araxá 3	Araxá 2	C1	0,5	138	150/160	2022

As Tabela 3-4, Tabela 3-5, Tabela 3-6 e Tabela 3-7 mostram as obras de distribuição complementares e imprescindíveis ao adequado desempenho da alternativa vencedora.

Recomenda-se, ainda, a transferência do reator de linha fixo de 96 Mvar da LT 345 kV Itumbiara – Porto Colômbia, localizado no terminal da SE Itumbiara, para o barramento da referida subestação.

A Figura 3-1 mostra um diagrama unifilar simplificado com a alternativa vencedora representada em linha tracejada.

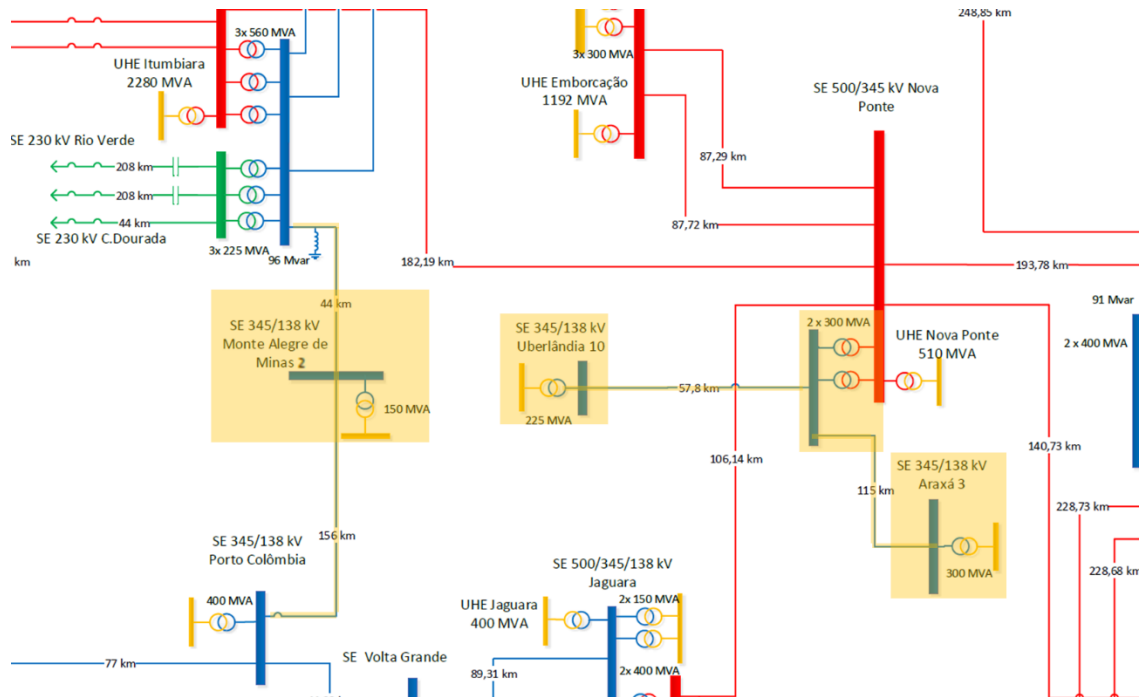


Figura 3-1- Diagrama Esquemático com as obras recomendadas no estudo.

Pontuam-se, ainda, as seguintes questões relevantes para o processo de concessão das obras recomendadas:

- i. As novas SEs 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2 e Uberlândia 10 deverão ter área de 221.250 m² (295 m x 750 m), uma vez que, pela sua posição eletrogeográfica, há possibilidade de expansão futura através da implantação de pátio em 500 kV.
- ii. A nova SE 345/138 kV Araxá 3 deverá ter área de 111.200 m² (278 m x 400m).

Complementarmente são apresentadas no anexo 15.4 as tabelas que deverão ser preenchidas quando da elaboração dos Relatórios R2 e R4, de modo a se verificar a conformidade desses Relatórios em relação ao indicado neste Relatório R1.

4 DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS

4.1 Critérios Básicos

As análises elétricas foram elaboradas em conformidade com os critérios de planejamento da expansão da transmissão definidos no documento "*Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão*" [2], com os seguintes destaques:

- Conceito de mínimo custo global para a escolha da alternativa;
- Variação máxima de 5% da tensão do barramento decorrente da manobra de equipamentos;
- Atendimento ao critério N-1, sem corte automático de geração;
- As linhas CA deverão estar aptas para utilização de religamento monopolar;
- Para os carregamentos máximos de linhas de transmissão e transformadores, foram seguidas, para as instalações existentes, as informações das empresas conforme apresentadas nos casos do Plano Decenal de Energia 2025 [4]. Para as transformações futuras, foram admitidas sobrecargas de 20% em emergência.

Quando aplicável, foram respeitados, ainda, os requisitos constantes do Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede – "*Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos*" do ONS, e os requisitos constantes dos Procedimentos de Distribuição da ANEEL.

4.2 Casos de Trabalho

Foram utilizados os casos de trabalho do Plano Decenal de Energia da EPE - PD 2025 [4], com as atualizações de topologia consideradas listadas a seguir:

- Recomendações do estudo EPE-DEE-RE-114-2016-rev0 – "*Estudo de Atendimento ao Estado de Goiás*", dezembro de 2016.

Para estas atualizações foram consideradas somente as obras determinativas das distribuidoras.

Foram analisados os casos de fluxo de potência referentes ao período de Julho de 2022 a Junho 2026. Foi considerado, portanto, o ano 2022 como ano inicial para recomendação de obras por se tratar do ano inicial do horizonte de análise e por se tratar do prazo mínimo condizente entre a recomendação de reforços estruturais e a entrada em operação comercial (considerando-se prazos

médios concedidos pela ANEEL). O horizonte escolhido representa o último ano do PD 2025 [4] e o mês corresponde ao final do ciclo tarifário vigente para este período.

Estendeu-se o horizonte até o ano 2031 – um horizonte de 10 anos a partir de 2022 – aplicando-se, no quinquênio 2026-2031 fora do horizonte decenal, um crescimento de carga apenas nas regiões do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba, compatível com o incremento anual dos períodos anteriores.

4.3 Projeções de Mercado

As projeções de demanda foram aquelas contempladas nos casos de trabalho do Plano Decenal da Transmissão 2025 - PD 2025 [4]. As cargas das regiões do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba foram atualizadas pela Cemig Distribuição já considerando os dados fornecidos para o PD 2026.

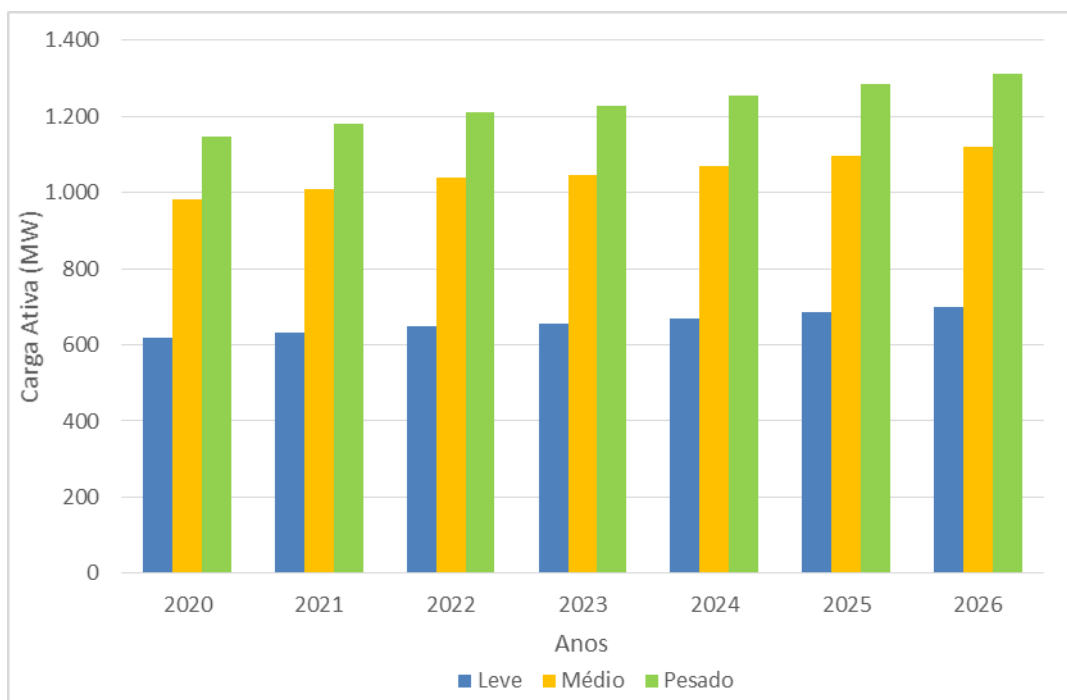


Figura 4-1 - Comparação dos patamares de carga nas regiões do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba.

4.4 Níveis de Intercâmbio

Os intercâmbios praticados foram definidos para cada cenário apresentado do item 4.6 e refletiram as condições críticas necessárias para as análises.

4.5 Plano de Geração

Será adotado o plano de geração do PD 2025 [4]. A tabela abaixo indica as usinas existentes consideradas para o estudo.

Tabela 4-1 - Relação de usinas existentes consideradas para o estudo

USINA			2025	
BARRA	NOME	TIPO	Desp. Máximo	Desp. Mínimo
1751	UTE CAETE	B	30,0	0,0
26544	UTE SANTO ÂNGELO	B	30,0	0,0
27300	UTE VALE DO TIJUCO	B	60,0	0,0
27301	UTE BIO CORURIFE CAMPO FLORIDO	B	45,0	0,0
27303	UTE BIO VALE DO SAO SIMAO	B	50,0	0,0
27305	UTE BIO CORURIFE ITURAMA	B	30,0	0,0
27306	UTE SANTA JULIANA	B	30,0	0,0
27307	UTE ITUIUTABA	B	30,0	0,0
27374	UTE BIO ALVORADA	B	30,0	0,0
40351	UTE SANTA VITÓRIA	B	20,0	0,0
40632	UTE C.DOURADA	B	40,0	0,0
	UTE DELTA	B	62,5	0,0
	UTE CARNEIRINHO	B	13,0	0,0
	UTE CERRADÃO	B	25,0	0,0
SUBTOTAL BIOMASSA			495,50	
1081	UHE CACHOEIRA DOURADA	H	34,0	10,2
1082	UHE CACHOEIRA DOURADA	H	108,0	32,4
1083	UHE CACHOEIRA DOURADA	H	54,0	16,2
1424	UHE AMADOR AGUIAR I (C.BRANCO I)	H	223,5	67,1
1425	UHE AMADOR AGUIAR II(C.BRANCO II)	H	222,0	66,6
1426	UHE EMBORCAÇÃO	H	1192,0	190,0
1429	UHE IGARAPAVA	H	210,0	25,0
1430	UHE JAGUARA	H	400,0	80,0
1433	UHE MIRANDA	H	390,0	92,0
1435	UHE NOVA PONTE	H	510,0	110,0
1438	PCH PAI JOAQUIM	P	23,0	6,9
1750	PCH MARTINS	P	7,6	2,3
4336	UHE SERRA DO FACÃO	H	212,6	63,8
27302	PCH MALAGONE	P	19,0	5,7
27308	PCH PIEDADE	P	16,0	4,8
SUBTOTAL HIDRÁULICA E PCHs			3621,70	
TOTAL (MW)			4117,20	

4.6 Elaboração dos Cenários

Escolha dos Cenários

Foram avaliadas somente as condições de intercâmbio, carga e geração mais críticas para o sistema elétrico da região de interesse. Nesse sentido, foram escolhidos os seguintes cenários para as análises:

- i. **CENÁRIO 1:** Intercâmbio Norte Exportador, carga pesada, UTEs à biomassa desligadas (entressafra cana de açúcar), UHEs e PCHs da malha em 138 kV da região de interesse no máximo para o período úmido. UHEs da Bacia do rio Paranaíba com despacho máximo (95%) coincidente com o mínimo verificado nas UHEs da Bacia do rio Grande (65%).
- ii. **CENÁRIO 2:** Intercâmbio Norte Exportador, carga pesada, UTEs à biomassa desligadas (entressafra cana de açúcar), UHEs e PCHs da malha em 138 kV da região de interesse no máximo para o período úmido. UHEs da Bacia do rio Grande com despacho máximo (95%) coincidente com o mínimo verificado nas UHEs da Bacia do rio Paranaíba (45%).
- iii. **CENÁRIO 3:** Intercâmbio Norte Importador, carga leve, UTEs à biomassa ligadas (safra cana de açúcar), UHEs e PCHs da malha em 138 kV da região de interesse no máximo para o período seco. UHEs da Bacia do rio Grande com despacho de 71% e UHEs da Bacia do rio Paranaíba em 25%.
- iv. **CENÁRIO 4:** Intercâmbio Norte Exportador, carga pesada, UTEs à biomassa desligadas (safra cana de açúcar), UHEs e PCHs da malha em 138 kV da região de interesse no mínimo observado durante períodos de estiagem. UHEs da Bacia do rio Grande e rio Paranaíba no mínimo para o período úmido.
- v. **CENÁRIO 5:** Intercâmbio Norte Exportador, carga leve, UTEs à biomassa ligadas (transição do período de entressafra para a safra da cana de açúcar), UHEs e PCHs da malha em 138 kV da região de interesse no máximo para o período úmido UHEs da Bacia do rio Grande com despacho de 69,5% e UHEs da Bacia do rio Paranaíba em 75,3%.
- vi. **CENÁRIO 6:** Intercâmbio Norte Exportador, carga pesada, UTEs à biomassa ligadas (transição do período de entressafra para a safra da cana de açúcar), UHEs e PCHs da malha em 138 kV da região de interesse no mínimo observado durante períodos de estiagem. UHEs da Bacia do rio Grande e rio Paranaíba no mínimo para o período úmido.

- vii. **CENÁRIO 7:** Intercâmbio Norte Exportador, carga pesada, UTEs à biomassa ligadas, UHEs e PCHs da malha em 138 kV da região de interesse no máximo para o período úmido. UHEs da Bacia do rio Paranaíba com despacho de (77,8%) com o as UHEs da Bacia do rio Grande (65%).

Foram considerados para os patamares de carga leve, média e pesada, um tempo de permanência de 9 horas, 12 horas e 3 horas, respectivamente. Além disso, será considerado o tempo de permanência de 50% para o cenário Norte Exportador e 50% para o cenário Norte Importador para a determinação das perdas relativas entre as alternativas.

Critério para o Despacho de Geração

De modo conservador, foram utilizados os despachos médios de 80% da capacidade instalada no período de carga leve e 90% da capacidade instalada no patamar de carga pesada para as UHEs conectadas à malha de 138 kV regional. Os valores podem ser verificados no gráfico abaixo seguindo o critério do 3º quartil, ou seja, 25% das vezes a geração esteve igual ou superior aos pontos obtidos.

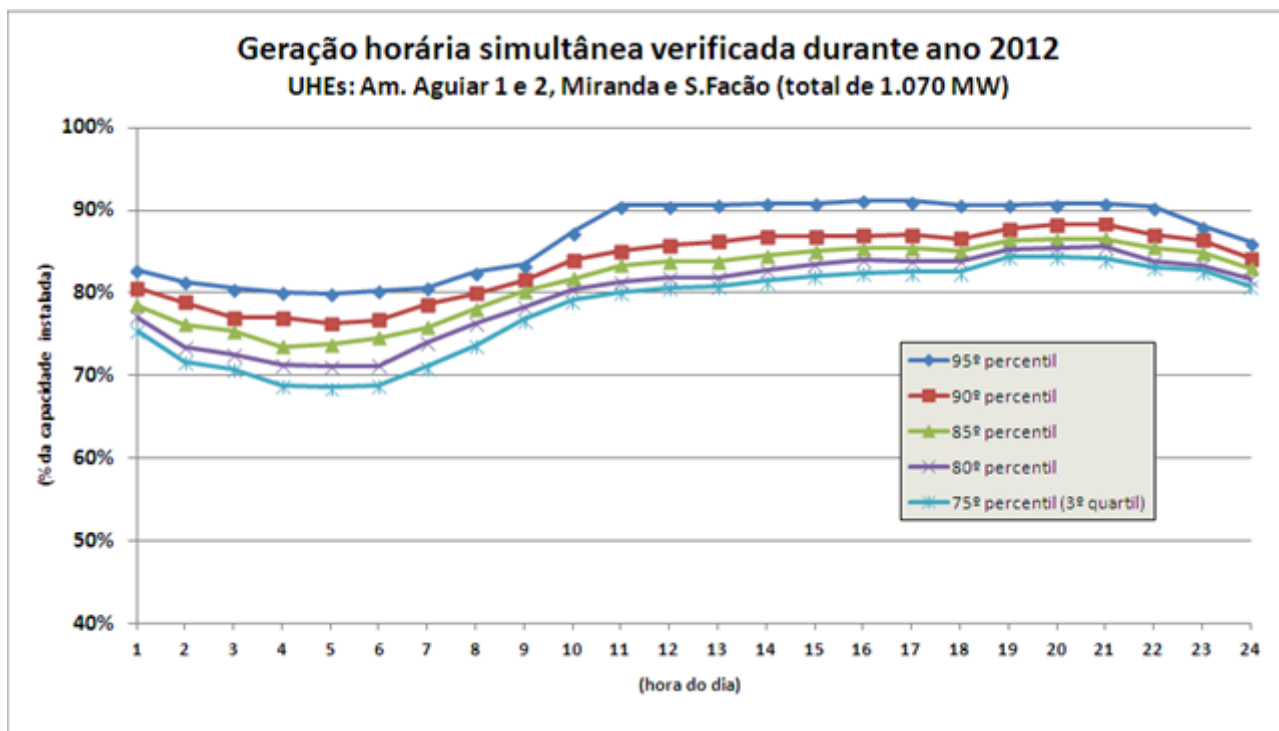


Figura 4-2 - Geração Simultânea das UHE do Triângulo Mineiro em porcentagem da capacidade Instalada (Fonte: ONS)

Para as UTEs à biomassa, o critério de despacho foi de carga no cenário Norte Exportador (entressafra da cana de açúcar) e despacho máximo líquido no cenário Norte Importador (safra da cana de açúcar).

Descrição de Cenários

4.6.1.1 CENÁRIO 1

O objetivo deste cenário foi a reprodução de condições críticas de desempenho da malha elétrica de 138 kV do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba, na qual todas as UHEs e PCHs conectadas a essa rede de distribuição estão com sua geração máxima para o período e as grande usinas da bacia do Rio Paranaíba estão com 95% de despacho concomitante com 65% de despacho nas usinas da bacia do Rio Grande. Estes valores representam o cenário de máxima geração para a bacia do Rio Paranaíba e o mínimo esperado na Bacia do Rio Grande para o mesmo período. Para este cenário não foram despachadas as usinas a biomassa devido à entressafra da cana de açúcar.

Este cenário visou determinar possíveis problemas de atendimento ao sistema local quando ocorrem diferenças significativas entre o percentual de despacho das UHEs das bacias do rio Grande e rio Paranaíba, tomando como base dados históricos da operação.

Resumos detalhados dos perfis de despacho e intercâmbios energéticos reproduzidos neste cenário são apresentados nas Tabela 4-2 a Tabela 4-8 para o ano 2022. Os demais anos apresentaram pequenas variações percentuais em função do crescimento de carga, não sendo necessário detalhar ano a ano.

Tabela 4-2 – Cenário 1: Intercâmbio energético - Ano 2022

Intercâmbios Energéticos (Balanço Estático)		
SE/CO - > SUL	11358,3	MW
N/NE-> SE/CO	25070,4	MW
EXP_N	13274,8	MW
EXP_NE	11795,6	MW

Tabela 4-3 – Cenário 1: Percentuais de geração por submercado – Ano 2022

Norte	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	20907	22009	94,99%
PCH	83	87	94,86%
Eólica	394	437	90,00%
Solar	0	5	0,00%
Biomassa	0	45	0,00%
Térmica	2968	3994	74,31%

Nordeste	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	10020	10862	92,24%
PCH	215	226	94,92%
Eólica	13755	15284	89,99%
Solar	0	1833	0,00%
Biomassa	0	702	0,00%
Térmica	5948	8775	67,78%

SE/CO	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	33006	48185	68,50%
PCH	3558	3687	96,51%
Eólica	14	28	50,00%
Solar	0	790	0,00%
Biomassa	0	7338	0,00%
Térmica +Nuclear	3743	12173	30,75%

SUL	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	6418	15760	40,72%
PCH	810	1500	54,02%
Eólica	0	2963	0,00%
Solar	0	0	0,00%
Biomassa	0	305	0,00%
Térmica	1299	4661	27,87%

Tabela 4-4 – Cenário 1: Percentuais de geração das UHEs por bacia - Ano 2022

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
UHE			
1 - Jacu((RS)	547,4	1368,5	40,0%
2 - Uruguai(SC)(RS)	2357,5	5893,8	40,0%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	191,2	478,0	40,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	2904,8	7262,2	40,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	3534,5	6776,6	52,2%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	1625,0	2954,7	55,0%
7 - Tietê(SP)	996,6	1812,0	55,0%
8 - Grande (MG)(SP)	4929,5	7584,0	65,0%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	8098,9	8525,8	95,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	1179,8	2949,7	40,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	415,4	755,2	55,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	540,2	1350,5	40,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	849,3	1041,0	81,6%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	9731,2	10577,4	92,0%
15 - Parnaíba (PI)	213,7	225,0	95,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	10927,5	12757,3	85,7%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	2128,4	3220,0	66,1%
18 - Madeira(RO)(AM)	859,6	1432,7	60,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	11288,9	11883,1	95,0%
20 - Araguari (AP)	730,5	769,0	95,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	6300,0	7200,0	87,5%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	4624,0	7200,0	64,2%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	5950,1	7360,0	80,8%

Tabela 4-5 – Cenário 1: Percentuais de geração das PCHs por bacia – Ano 2022

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
PCH			
1 - Jacuí(RS)	218,4	400,7	54,5%
2 - Uruguai(SC)(RS)	259,3	490,9	52,8%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	192,6	377,7	51,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	59,0	86,4	68,3%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	276,6	333,6	82,9%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	28,1	41,0	68,5%
7 - Tietê(SP)	66,1	68,3	96,8%
8 - Grande (MG)(SP)	108,3	129,8	83,4%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	346,1	356,9	97,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	634,8	654,2	97,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	438,1	451,6	97,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	564,7	582,3	97,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	82,7	86,3	95,8%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	207,0	214,3	96,6%
15 - Parnaíba (PI)	0,0	0,0	0,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	437,0	455,4	96,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	434,6	448,1	97,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	219,7	226,5	97,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	92,8	95,7	96,9%
20 - Araguari (AP)	0,0	0,0	0,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	0,0	0,0	0,0%

Tabela 4-6 – Cenário 1: Percentuais de geração das usinas eólicas por localidade - Ano 2022

<u>Região Eólica</u>	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Eólica			
1 – Delta do Parnaíba (PI)(MA)	524,9	583,2	90,0%
2 – Oeste do Ceará (CE)	1186,5	1318,4	90,0%
3 – Leste do Ceará (CE)	1559,0	1731,9	90,0%
4 – João Câmara (RN)	3268,8	3631,5	90,0%
5 – Lagoa Nova (RN)	394,2	438,0	90,0%
6 – Campina Grande (PB)(PE)	164,4	183,2	89,7%
7 – Angelim (PE)	628,8	698,8	90,0%
8 – Caldeirão Grande (PI)(CE)(PE)	2020,0	2245,4	90,0%
9 – Jardim (SE)(BA)	31,0	34,5	89,9%
10 – Central da Bahia (BA)	2539,6	2821,9	90,0%
11 – Igaporã (BA)	1830,9	2034,2	90,0%
12 - Coxilha de Santana (RS)	0,0	366,0	0,0%
13 - Planalto das Missões (RS)	0,0	0,0	0,0%
14 - Serra Gaúcha (RS)	0,0	0,0	0,0%
15 - Lagoa dos Patos (RS)	0,0	1377,3	0,0%
16 - Litoral Sul (RS)	0,0	981,0	0,0%
17 - Escudo Rio-Grandense (RS)	0,0	0,0	0,0%
18 - Santa Catarina (SC)	0,0	238,9	0,0%
19 - Rio de Janeiro (RJ)	14,0	28,0	50,0%

Tabela 4-7 – Cenário 1: Percentuais de geração das usinas a biomassa por estado – Ano 2022

Estado	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido	
Biomassa				
01 - Alagoas	0,0	0,0	0,0%	NORDESTE
02 - Bahia	0,0	301,8	0,0%	
03 - Ceará	0,0	0,0	0,0%	
04 - Paraíba	0,0	0,0	0,0%	
05 - Pernambuco	0,0	250,0	0,0%	
06 - Piauí	0,0	150,0	0,0%	
07 - Rio Grande do Norte	0,0	0,0	0,0%	
08 - Sergipe	0,0	0,0	0,0%	
09 - Amazonas	0,0	0,0	0,0%	NORTE
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%	
11 - Maranhão	0,0	0,0	0,0%	
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%	
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%	
14 - Tocantins	0,0	45,0	0,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE
15 - Acre	0,0	164,0	0,0%	
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%	
17 - Espírito Santo	0,0	0,0	0,0%	
18 - Goiás	0,0	981,2	0,0%	
19 - Mato Grosso	0,0	169,7	0,0%	
20 - Mato Grosso do Sul	0,0	1194,1	0,0%	
21 - Minas Gerais	0,0	687,5	0,0%	
22 - Rio de Janeiro	0,0	0,0	0,0%	
23 - Rondônia	0,0	24,0	0,0%	
24 - São Paulo	0,0	4117,0	0,0%	SUL
25 - Paraná	0,0	290,0	0,0%	
26 - Rio Grande do Sul	0,0	8,0	0,0%	
27 - Santa Catarina	0,0	6,5	0,0%	

Tabela 4-8 – Cenário 1: Percentuais de geração das usinas termelétricas por estado – Ano 2022

Estado	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido	
Térmicas Carvão, Diesel e Gás				
01 - Alagoas	107,6	174,6	61,6%	NORDESTE
02 - Bahia	856,9	1253,7	68,3%	
03 - Ceará	1497,7	2102,7	71,2%	
04 - Paraíba	314,6	510,4	61,6%	
05 - Pernambuco	1794,4	2706,4	66,3%	
06 - Piauí	32,0	52,0	61,5%	
07 - Rio Grande do Norte	306,5	459,4	66,7%	
08 - Sergipe	1038,0	1516,0	68,5%	
09 - Amazonas	925,0	1506,4	61,4%	NORTE
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%	
11 - Maranhão	2043,3	2487,9	82,1%	
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%	
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%	
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%	
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%	
17 - Espírito Santo	0,0	378,6	0,0%	
18 - Goiás	0,0	412,8	0,0%	
19 - Mato Grosso	0,0	0,0	0,0%	
20 - Mato Grosso do Sul	0,0	556,0	0,0%	
21 - Minas Gerais	50,0	466,0	10,7%	
22 - Rio de Janeiro	1728,6	5535,3	31,2%	
23 - Rondônia	0,0	409,0	0,0%	
24 - São Paulo	55,0	1058,0	5,2%	
25 - Paraná	189,5	500,0	37,9%	SUL
26 - Rio Grande do Sul	791,3	3303,6	24,0%	
27 - Santa Catarina	318,0	857,0	37,1%	

4.6.1.2 CENÁRIO 2

O objetivo deste cenário foi a reprodução de condições críticas de desempenho da malha elétrica de 138 kV do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba, na qual todas as UHEs e PCHs conectadas a essa rede de distribuição estão com sua geração máxima para o período e as grande usinas da bacia do Rio Paranaíba estão com 45% de despacho concomitante com 95% de despacho nas usinas da bacia do Rio Grande, ou seja, representa um perfil de geração das grandes usinas regionais oposto ao reproduzido no cenário anterior. Contudo, assim como no Cenário 1, as usinas a biomassa não foram despachadas devido à entressafra da cana de açúcar.

Este cenário também visou determinar possíveis problemas de atendimento ao sistema local quando ocorrem diferenças significativas entre o percentual de despacho das UHEs das bacias do rio Grande e rio Paranaíba, tomando como base dados históricos da operação.

Resumos detalhados dos perfis de despacho e intercâmbios energéticos reproduzidos neste cenário são apresentados nas Tabela 4-9 a Tabela 4-15 para o ano 2022. Os demais anos apresentaram pequenas variações percentuais em função do crescimento de carga, não sendo necessário detalhar ano a ano.

Tabela 4-9 – Cenário 2: Intercâmbios energéticos – Ano 2022

Intercâmbios Energéticos (Balanço Estático)		
SE/CO - > SUL	11249,0	MW
N/NE-> SE/CO	25069,7	MW
EXP_N	13270,8	MW
EXP_NE	11798,9	MW

Tabela 4-10 – Cenário 2: Percentuais de geração por submercado – Ano 2022

Norte	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	20907	22009	94,99%
PCH	83	87	94,86%
Eólica	394	437	90,00%
Solar	0	5	0,00%
Biomassa	0	45	0,00%
Térmica	2968	3994	74,31%

Nordeste	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	10020	10862	92,24%
PCH	215	226	94,92%
Eólica	13755	15284	89,99%
Solar	0	1833	0,00%
Biomassa	0	702	0,00%
Térmica	5948	8775	67,78%

SE/CO	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	32659	48185	67,78%
PCH	3558	3687	96,51%
Eólica	14	28	50,00%
Solar	0	790	0,00%
Biomassa	0	7338	0,00%
Térmica +Nuclear	3743	12173	30,75%

SUL	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	6531	15760	41,44%
PCH	810	1500	54,02%
Eólica	0	2963	0,00%
Solar	0	0	0,00%
Biomassa	0	305	0,00%
Térmica	1299	4661	27,87%

Tabela 4-11 – Cenário 2: Percentuais de geração das UHEs por bacia - Ano 2022

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
UHE			
1 - Jacuí(RS)	547,4	1368,5	40,0%
2 - Uruguai(SC)(RS)	2357,5	5893,8	40,0%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	191,2	478,0	40,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	2904,8	7262,2	40,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	4599,6	6776,6	67,9%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	2068,3	2954,7	70,0%
7 - Tietê(SP)	1268,3	1812,0	70,0%
8 - Grande (MG)(SP)	7173,3	7584,0	94,6%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	3842,2	8525,8	45,1%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	1179,8	2949,7	40,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	415,4	755,2	55,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	540,2	1350,5	40,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	849,3	1041,0	81,6%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	9731,2	10577,4	92,0%
15 - Parnaíba (PI)	213,7	225,0	95,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	10927,5	12757,3	85,7%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	2128,4	3220,0	66,1%
18 - Madeira(RO)(AM)	859,6	1432,7	60,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	11288,9	11883,1	95,0%
20 - Araguari (AP)	730,5	769,0	95,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	6300,0	7200,0	87,5%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	4624,0	7200,0	64,2%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	5950,1	7360,0	80,8%

Tabela 4-12 – Cenário 2: Percentuais de geração das PCHs por bacia – Ano 2022

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
PCH			
1 - Jacuí(RS)	218,4	400,7	54,5%
2 - Uruguai(SC)(RS)	259,3	490,9	52,8%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	192,6	377,7	51,0%
4 - Iguaçú(PR)(SC)	59,0	86,4	68,3%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	276,6	333,6	82,9%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	28,1	41,0	68,5%
7 - Tietê(SP)	66,1	68,3	96,8%
8 - Grande (MG)(SP)	108,3	129,8	83,4%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	346,1	356,9	97,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	634,8	654,2	97,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	438,1	451,6	97,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	564,7	582,3	97,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	82,7	86,3	95,8%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	207,0	214,3	96,6%
15 - Parnaíba (PI)	0,0	0,0	0,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	437,0	455,4	96,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	434,6	448,1	97,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	219,7	226,5	97,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	92,8	95,7	96,9%
20 - Araguari (AP)	0,0	0,0	0,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	0,0	0,0	0,0%

Tabela 4-13 – Cenário 2: Percentuais de geração das usinas eólicas por localidade - Ano 2022

<u>Região Eólica</u>	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Eólica			
1 – Delta do Parnaíba (PI)(MA)	524,9	583,2	90,0%
2 – Oeste do Ceará (CE)	1186,5	1318,4	90,0%
3 – Leste do Ceará (CE)	1559,0	1731,9	90,0%
4 – João Câmara (RN)	3268,8	3631,5	90,0%
5 – Lagoa Nova (RN)	394,2	438,0	90,0%
6 – Campina Grande (PB)(PE)	164,4	183,2	89,7%
7 – Angelim (PE)	628,8	698,8	90,0%
8 – Caldeirão Grande (PI)(CE)(PE)	2020,0	2245,4	90,0%
9 – Jardim (SE)(BA)	31,0	34,5	89,9%
10 – Central da Bahia (BA)	2539,6	2821,9	90,0%
11 – Igarorã (BA)	1830,9	2034,2	90,0%
12 - Coxilha de Santana (RS)	0,0	366,0	0,0%
13 - Planalto das Missões (RS)	0,0	0,0	0,0%
14 - Serra Gaúcha (RS)	0,0	0,0	0,0%
15 - Lagoa dos Patos (RS)	0,0	1377,3	0,0%
16 - Litoral Sul (RS)	0,0	981,0	0,0%
17 - Escudo Rio-Grandense (RS)	0,0	0,0	0,0%
18 - Santa Catarina (SC)	0,0	238,9	0,0%
19 - Rio de Janeiro (RJ)	14,0	28,0	50,0%

Tabela 4-14 – Cenário 2: Percentuais de geração das usinas a biomassa por estado – Ano 2022

<u>Estado</u>	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido	
Biomassa				
01 - Alagoas	0,0	0,0	0,0%	NORDESTE
02 - Bahia	0,0	301,8	0,0%	
03- Ceará	0,0	0,0	0,0%	
04 - Paraíba	0,0	0,0	0,0%	
05 - Pernambuco	0,0	250,0	0,0%	
06 - Piauí	0,0	150,0	0,0%	
07 - Rio Grande do Norte	0,0	0,0	0,0%	
08 - Sergipe	0,0	0,0	0,0%	
09 - Amazonas	0,0	0,0	0,0%	NORTE
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%	
11 - Maranhão	0,0	0,0	0,0%	
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%	
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%	
14 - Tocantins	0,0	45,0	0,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE
15 - Acre	0,0	164,0	0,0%	
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%	
17 - Espírito Santo	0,0	0,0	0,0%	
18 - Goiás	0,0	981,2	0,0%	
19 - Mato Grosso	0,0	169,7	0,0%	
20 - Mato Grosso do Sul	0,0	1194,1	0,0%	
21 - Minas Gerais	0,0	687,5	0,0%	
22 - Rio de Janeiro	0,0	0,0	0,0%	
23 - Rondônia	0,0	24,0	0,0%	
24 - São Paulo	0,0	4117,0	0,0%	SUL
25 - Paraná	0,0	290,0	0,0%	
26 - Rio Grande do Sul	0,0	8,0	0,0%	
27 - Santa Catarina	0,0	6,5	0,0%	

Tabela 4-15 – Cenário 2: Percentuais de geração das usinas termelétricas por estado – Ano 2022

<u>Estado</u>	<u>Despacho (MW)</u>	<u>Potência Instalada</u>	<u>Percentual Caso Fornecido</u>	
Térmicas Carvão, Diesel e Gás				
01 - Alagoas	107,6	174,6	61,6%	NORDESTE
02 - Bahia	856,9	1253,7	68,3%	
03- Ceará	1497,7	2102,7	71,2%	
04 - Paraíba	314,6	510,4	61,6%	
05 - Pernambuco	1794,4	2706,4	66,3%	
06 - Piauí	32,0	52,0	61,5%	
07 - Rio Grande do Norte	306,5	459,4	66,7%	
08 - Sergipe	1038,0	1516,0	68,5%	
09 - Amazonas	925,0	1506,4	61,4%	NORTE
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%	
11 - Maranhão	2043,3	2487,9	82,1%	
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%	
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%	
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%	
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%	
17 - Espírito Santo	0,0	378,6	0,0%	
18 - Goiás	0,0	412,8	0,0%	
19 - Mato Grosso	0,0	0,0	0,0%	
20 - Mato Grosso do Sul	0,0	556,0	0,0%	
21 - Minas Gerais	50,0	466,0	10,7%	
22 - Rio de Janeiro	1728,6	5535,3	31,2%	
23 - Rondônia	0,0	409,0	0,0%	
24 - São Paulo	55,0	1058,0	5,2%	SUL
25 - Paraná	189,5	500,0	37,9%	
26 - Rio Grande do Sul	791,3	3303,6	24,0%	
27 - Santa Catarina	318,0	857,0	37,1%	

4.6.1.3 CENÁRIO 3

O objetivo deste cenário foi reproduzir a máxima exportação de energia das UHEs e PCHs conectadas na malha de 138 kV do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba, no patamar de carga leve. Para isso, foram utilizados os valores históricos individuais máximos de despacho de cada usina conectada na rede distribuição, no período seco, concomitantemente ao despacho máximo das usinas termelétricas a biomassa (safra da cana de açúcar).

Neste cenário as UHEs da Bacia do rio Grande estão despachadas em 71% e as UHEs da Bacia do rio Paranaíba estão despachadas em 25% de suas potências instaladas.

Resumos detalhados dos perfis de despacho e intercâmbios energéticos reproduzidos neste cenário são apresentados nas Tabela 4-16 a Tabela 4-22 para o ano 2022. Os demais anos apresentaram

pequenas variações percentuais em função do crescimento de carga, não sendo necessário detalhar ano a ano.

Tabela 4-16 – Cenário 3: Intercâmbios energéticos - Ano 2022

Intercâmbios Energéticos (Balanço Estático)		
SE/CO - > SUL	-1416,3	MW
N/NE-> SE/CO	-334,9	MW
EXP_N	-1204,7	MW
EXP_NE	869,7	MW

Tabela 4-17 – Cenário 3: Percentuais de geração por submercado – Ano 2022

Norte	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	4104	22009	18,65%
PCH	67	87	77,17%
Eólica	131	437	30,00%
Solar	0	5	0,00%
Biomassa	45	45	100,00%
Térmica	2560	3994	64,09%

Nordeste	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	7071	10862	65,10%
PCH	167	226	73,95%
Eólica	4585	15284	30,00%
Solar	0	1833	0,00%
Biomassa	702	702	100,00%
Térmica	418	8775	4,76%

SE/CO	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	19523	48185	40,52%
PCH	2887	3687	78,30%
Eólica	22	28	80,00%
Solar	0	790	0,00%
Biomassa	6974	7338	95,05%
Térmica+Nuclear	3261	12173	26,79%

SUL	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	6915	15760	43,88%
PCH	1428	1500	95,17%
Eólica	2371	2963	80,00%
Solar	0	0	0,00%
Biomassa	305	305	100,00%
Térmica	805	4661	17,27%

Tabela 4-18 – Cenário 3: Percentuais de geração das UHEs por bacia - Ano 2022

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
UHE			
1 - Jacuí(RS)	615,8	1368,5	45,0%
2 - Uruguai(SC)(RS)	2652,1	5893,8	45,0%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	215,1	478,0	45,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	3267,9	7262,2	45,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	2338,2	6776,6	34,5%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	617,2	2954,7	20,9%
7 - Tietê(SP)	368,3	1812,0	20,3%
8 - Grande (MG)(SP)	1903,4	7584,0	25,1%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	6066,9	8525,8	71,2%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	601,6	2949,7	20,4%
11 - Paraguai(MT)(MS)	264,3	755,2	35,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	472,7	1350,5	35,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	572,5	1041,0	55,0%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	6950,1	10577,4	65,7%
15 - Parnaíba (PI)	146,3	225,0	65,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	3239,4	12757,3	25,4%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	966,0	3220,0	30,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	438,2	1432,7	30,6%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	1747,3	11883,1	14,7%
20 - Araguari (AP)	220,1	769,0	28,6%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	4200,0	7200,0	58,3%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	4653,8	7200,0	64,6%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	1881,0	7360,0	25,6%

Tabela 4-19 – Cenário 3: Percentuais de geração das PCHs por bacia – Ano 2022

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
PCH			
1 - Jacuí(RS)	382,5	400,7	95,4%
2 - Uruguai(SC)(RS)	488,3	490,9	99,5%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	358,9	377,7	95,0%
4 - Iguaçú(PR)(SC)	82,1	86,4	95,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	316,9	333,6	95,0%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	39,0	41,0	95,0%
7 - Tietê(SP)	58,1	68,3	85,0%
8 - Grande (MG)(SP)	94,8	129,8	73,0%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	303,4	356,9	85,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	556,1	654,2	85,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	227,3	451,6	50,3%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	553,2	582,3	95,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	43,2	86,3	50,0%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	203,6	214,3	95,0%
15 - Parnaíba (PI)	0,0	0,0	0,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	343,4	455,4	75,4%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	425,6	448,1	95,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	67,6	226,5	29,8%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	26,0	95,7	27,2%
20 - Araguari (AP)	0,0	0,0	0,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	0,0	0,0	0,0%

Tabela 4-20 – Cenário 3: Percentuais de geração das usinas eólicas por localidade - Ano 2022

<u>Região Eólica</u>	<u>Despacho (MW)</u>	<u>Potência Instalada</u>	<u>Percentual Caso Fornecido</u>
Eólica			
1 – Delta do Parnaíba (PI)(MA)	175,0	583,2	30,0%
2 – Oeste do Ceará (CE)	395,5	1318,4	30,0%
3 – Leste do Ceará (CE)	519,6	1731,9	30,0%
4 – João Câmara (RN)	1089,5	3631,5	30,0%
5 – Lagoa Nova (RN)	131,4	438,0	30,0%
6 – Campina Grande (PB)(PE)	55,0	183,2	30,0%
7 – Angelim (PE)	209,7	698,8	30,0%
8 – Caldeirão Grande (PI)(CE)(PE)	673,6	2245,4	30,0%
9 – Jardim (SE)(BA)	10,4	34,5	30,0%
10 – Central da Bahia (BA)	846,5	2821,9	30,0%
11 – Igarorã (BA)	610,3	2034,2	30,0%
12 - Coxilha de Santana (RS)	292,8	366,0	80,0%
13 - Planalto das Missões (RS)	0,0	0,0	0,0%
14 - Serra Gaúcha (RS)	0,0	0,0	0,0%
15 - Lagoa dos Patos (RS)	1101,8	1377,3	80,0%
16 - Litoral Sul (RS)	784,8	981,0	80,0%
17 - Escudo Rio-Grandense (RS)	0,0	0,0	0,0%
18 - Santa Catarina (SC)	191,1	238,9	80,0%
19 - Rio de Janeiro (RJ)	22,4	28,0	80,0%

Tabela 4-21 – Cenário 3: Percentuais de geração das usinas a biomassa por estado – Ano 2022

<u>Estado</u>	<u>Despacho (MW)</u>	<u>Potência Instalada</u>	<u>Percentual Caso Fornecido</u>	
Biomassa				
01 - Alagoas	0,0	0,0	0,0%	NORDESTE
02 - Bahia	301,8	301,8	100,0%	
03- Ceará	0,0	0,0	0,0%	
04 - Paraíba	0,0	0,0	0,0%	
05 - Pernambuco	250,0	250,0	100,0%	
06 - Piauí	150,0	150,0	100,0%	
07 - Rio Grande do Norte	0,0	0,0	0,0%	
08 - Sergipe	0,0	0,0	0,0%	
09 - Amazonas	0,0	0,0	0,0%	NORTE
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%	
11 - Maranhão	0,0	0,0	0,0%	
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%	
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%	
14 - Tocantins	45,0	45,0	100,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE
15 - Acre	61,8	164,0	37,7%	
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%	
17 - Espírito Santo	0,0	0,0	0,0%	
18 - Goiás	906,1	981,2	92,4%	
19 - Mato Grosso	139,2	169,7	82,0%	
20 - Mato Grosso do Sul	1038,7	1194,1	87,0%	
21 - Minas Gerais	687,5	687,5	100,0%	
22 - Rio de Janeiro	0,0	0,0	0,0%	
23 - Rondônia	24,0	24,0	100,0%	
24 - São Paulo	4117,0	4117,0	100,0%	SUL
25 - Paraná	290,0	290,0	100,0%	
26 - Rio Grande do Sul	8,0	8,0	100,0%	
27 - Santa Catarina	6,5	6,5	100,0%	

Tabela 4-22 – Cenário 3: Percentuais de geração das usinas termelétricas por estado – Ano 2022

Estado	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido	
Térmicas Carvão, Diesel e Gás				
01 - Alagoas	0,0	174,6	0,0%	NORDESTE
02 - Bahia	200,0	1253,7	16,0%	
03- Ceará	218,0	2102,7	10,4%	
04 - Paraíba	0,0	510,4	0,0%	
05 - Pernambuco	0,0	2706,4	0,0%	
06 - Piauí	0,0	52,0	0,0%	
07 - Rio Grande do Norte	0,0	459,4	0,0%	
08 - Sergipe	0,0	1516,0	0,0%	
09 - Amazonas	945,6	1506,4	62,8%	NORTE
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%	
11 - Maranhão	1614,5	2487,9	64,9%	
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%	
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%	
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%	
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%	
17 - Espírito Santo	0,0	378,6	0,0%	
18 - Goiás	0,0	412,8	0,0%	
19 - Mato Grosso	0,0	0,0	0,0%	
20 - Mato Grosso do Sul	0,0	556,0	0,0%	
21 - Minas Gerais	50,0	466,0	10,7%	
22 - Rio de Janeiro	1549,9	5535,3	28,0%	
23 - Rondônia	0,0	409,0	0,0%	
24 - São Paulo	55,0	1058,0	5,2%	SUL
25 - Paraná	189,5	500,0	37,9%	
26 - Rio Grande do Sul	297,5	3303,6	9,0%	
27 - Santa Catarina	318,0	857,0	37,1%	

4.6.1.4 CENÁRIO 4

O objetivo deste cenário foi a reprodução das condições críticas de desempenho da malha elétrica de 138 kV do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba, na qual ocorre menor geração coincidente das UHEs das bacias do rio Paranaíba e rio Grande. Este quadro ilustra a situação hidrológica crítica verificada na estiagem do ano 2014. O patamar de carga adotado foi o pesado, por este se caracterizar com o período de maior consumo concomitantemente a baixas disponibilidades energéticas locais. Além disso, o cenário foi agravado, pois as usinas a biomassa não foram despachadas devido à entressafra da cana de açúcar.

Este cenário representou o pior cenário de atendimento regional e principal dimensionador das obras estruturais.

Resumos detalhados dos perfis de despacho e intercâmbios energéticos reproduzidos neste cenário são apresentados nas Tabela 4-23 a Tabela 4-29 para o ano 2022. Os demais anos apresentaram pequenas variações percentuais em função do crescimento de carga, não sendo necessário detalhar ano a ano.

Tabela 4-23 – Cenário 4: Intercâmbios energéticos - Ano 2022

Intercâmbios Energéticos (Balanço Estático)		
SE/CO - > SUL	9066,3	MW
N/NE-> SE/CO	25720,7	MW
EXP_N	13793,6	MW
EXP_NE	11927,1	MW

Tabela 4-24 – Cenário 4: Percentuais de geração por submercado – Ano 2022

Norte	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	20907	22009	94,99%
PCH	83	87	94,86%
Eólica	394	437	90,00%
Solar	0	5	0,00%
Biomassa	0	45	0,00%
Térmica	3492	3994	87,44%

Nordeste	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	10020	10862	92,24%
PCH	215	226	94,92%
Eólica	13755	15284	89,99%
Solar	0	1833	0,00%
Biomassa	0	702	0,00%
Térmica	6118	8775	69,72%

SE/CO	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	25435	48185	52,79%
PCH	3515	3687	95,35%
Eólica	14	28	50,00%
Solar	0	790	0,00%
Biomassa	0	7338	0,00%
Térmica +Nuclear	7955	12173	65,35%

SUL	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	6531	15760	41,44%
PCH	810	1500	54,02%
Eólica	0	2963	0,00%
Solar	0	0	0,00%
Biomassa	0	305	0,00%
Térmica	3280	4661	70,39%

Tabela 4-25 – Cenário 4: Percentuais de geração das UHEs por bacia - Ano 2022

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
UHE			
1 - Jacuí(RS)	547,4	1368,5	40,0%
2 - Uruguai(SC)(RS)	2357,5	5893,8	40,0%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	191,2	478,0	40,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	2904,8	7262,2	40,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	4490,6	6776,6	66,3%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	2068,3	2954,7	70,0%
7 - Tietê(SP)	1268,3	1812,0	70,0%
8 - Grande (MG)(SP)	1075,1	7584,0	14,2%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	2825,6	8525,8	33,1%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	1179,8	2949,7	40,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	415,4	755,2	55,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	540,2	1350,5	40,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	849,3	1041,0	81,6%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	9731,2	10577,4	92,0%
15 - Parnaíba (PI)	213,7	225,0	95,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	10927,5	12757,3	85,7%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	2128,4	3220,0	66,1%
18 - Madeira(RO)(AM)	859,6	1432,7	60,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	11288,9	11883,1	95,0%
20 - Araguari (AP)	730,5	769,0	95,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	6300,0	7200,0	87,5%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	4624,0	7200,0	64,2%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	5950,1	7360,0	80,8%

Tabela 4-26 – Cenário 4: Percentuais de geração das PCHs por bacia – Ano 2022

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
PCH			
1 - Jacuí(RS)	218,4	400,7	54,5%
2 - Uruguai(SC)(RS)	259,3	490,9	52,8%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	192,6	377,7	51,0%
4 - Iguaçú(PR)(SC)	59,0	86,4	68,3%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	276,6	333,6	82,9%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	28,1	41,0	68,5%
7 - Tietê(SP)	66,1	68,3	96,8%
8 - Grande (MG)(SP)	107,0	129,8	82,5%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	304,4	356,9	85,3%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	634,8	654,2	97,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	438,1	451,6	97,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	564,7	582,3	97,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	82,7	86,3	95,8%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	207,0	214,3	96,6%
15 - Parnaíba (PI)	0,0	0,0	0,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	437,0	455,4	96,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	434,6	448,1	97,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	219,7	226,5	97,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	92,8	95,7	96,9%
20 - Araguari (AP)	0,0	0,0	0,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	0,0	0,0	0,0%

Tabela 4-27 – Cenário 4: Percentuais de geração das usinas eólicas por localidade - Ano 2022

<u>Região Eólica</u>	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Eólica			
1 – Delta do Parnaíba (PI)(MA)	524,9	583,2	90,0%
2 – Oeste do Ceará (CE)	1186,5	1318,4	90,0%
3 – Leste do Ceará (CE)	1559,0	1731,9	90,0%
4 – João Câmara (RN)	3268,8	3631,5	90,0%
5 – Lagoa Nova (RN)	394,2	438,0	90,0%
6 – Campina Grande (PB)(PE)	164,4	183,2	89,7%
7 – Angelim (PE)	628,8	698,8	90,0%
8 – Caldeirão Grande (PI)(CE)(PE)	2020,0	2245,4	90,0%
9 – Jardim (SE)(BA)	31,0	34,5	89,9%
10 – Central da Bahia (BA)	2539,6	2821,9	90,0%
11 – Igarorã (BA)	1830,9	2034,2	90,0%
12 - Coxilha de Santana (RS)	0,0	366,0	0,0%
13 - Planalto das Missões (RS)	0,0	0,0	0,0%
14 - Serra Gaúcha (RS)	0,0	0,0	0,0%
15 - Lagoa dos Patos (RS)	0,0	1377,3	0,0%
16 - Litoral Sul (RS)	0,0	981,0	0,0%
17 - Escudo Rio-Grandense (RS)	0,0	0,0	0,0%
18 - Santa Catarina (SC)	0,0	238,9	0,0%
19 - Rio de Janeiro (RJ)	14,0	28,0	50,0%

Tabela 4-28 – Cenário 4: Percentuais de geração das usinas a biomassa por estado – Ano 2022

<u>Estado</u>	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornevido	
Biomassa				
01 - Alagoas	0,0	0,0	0,0%	NORDESTE
02 - Bahia	0,0	301,8	0,0%	
03- Ceará	0,0	0,0	0,0%	
04 - Paraíba	0,0	0,0	0,0%	
05 - Pernambuco	0,0	250,0	0,0%	
06 - Piauí	0,0	150,0	0,0%	
07 - Rio Grande do Norte	0,0	0,0	0,0%	
08 - Sergipe	0,0	0,0	0,0%	
09 - Amazonas	0,0	0,0	0,0%	NORTE
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%	
11 - Maranhão	0,0	0,0	0,0%	
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%	
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%	
14 - Tocantins	0,0	45,0	0,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE
15 - Acre	0,0	164,0	0,0%	
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%	
17 - Espírito Santo	0,0	0,0	0,0%	
18 - Goiás	0,0	981,2	0,0%	
19 - Mato Grosso	0,0	169,7	0,0%	
20 - Mato Grosso do Sul	0,0	1194,1	0,0%	
21 - Minas Gerais	0,0	687,5	0,0%	
22 - Rio de Janeiro	0,0	0,0	0,0%	
23 - Rondônia	0,0	24,0	0,0%	
24 - São Paulo	0,0	4117,0	0,0%	SUL
25 - Paraná	0,0	290,0	0,0%	
26 - Rio Grande do Sul	0,0	8,0	0,0%	
27 - Santa Catarina	0,0	6,5	0,0%	

Tabela 4-29 – Cenário 4: Percentuais de geração das usinas termelétricas por estado – Ano 2022

<u>Estado</u>	<u>Despacho (MW)</u>	<u>Potência Instalada</u>	<u>Percentual Caso Fornecido</u>	
Térmicas Carvão, Diesel e Gás				
01 - Alagoas	0,0	174,6	0,0%	NORDESTE
02 - Bahia	464,1	1253,7	37,0%	
03- Ceará	1906,9	2102,7	90,7%	
04 - Paraíba	0,0	510,4	0,0%	
05 - Pernambuco	1984,3	2706,4	73,3%	
06 - Piauí	0,0	52,0	0,0%	
07 - Rio Grande do Norte	323,0	459,4	70,3%	
08 - Sergipe	1440,0	1516,0	95,0%	
09 - Amazonas	1444,3	1506,4	95,9%	NORTE
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%	
11 - Maranhão	2048,2	2487,9	82,3%	
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%	
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%	
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%	
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%	
17 - Espírito Santo	193,8	378,6	51,2%	
18 - Goiás	0,0	412,8	0,0%	
19 - Mato Grosso	0,0	0,0	0,0%	
20 - Mato Grosso do Sul	528,2	556,0	95,0%	
21 - Minas Gerais	318,2	466,0	68,3%	
22 - Rio de Janeiro	4391,9	5535,3	79,3%	
23 - Rondônia	0,0	409,0	0,0%	
24 - São Paulo	613,5	1058,0	58,0%	SUL
25 - Paraná	189,5	500,0	37,9%	
26 - Rio Grande do Sul	2276,8	3303,6	68,9%	
27 - Santa Catarina	814,1	857,0	95,0%	

4.6.1.5 CENÁRIO 5

O objetivo deste cenário foi reproduzir a máxima exportação de energia das UHEs e PCHs conectadas na malha de 138 kV do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba, no patamar de carga leve. Para isso, foram utilizados os valores históricos individuais máximos de despacho de cada usina conectada na rede distribuição, no período úmido, concomitante ao despacho máximo das usinas termelétricas a biomassa (transição do período de entressafra para a safra da cana de açúcar).

Neste cenário as UHEs da Bacia do rio Grande estão despachadas em 69,5% e UHEs da Bacia do rio Paranaíba estão despachadas em 75,3% de suas potências instaladas.

Resumos detalhados dos perfis de despacho e intercâmbios energéticos reproduzidos neste cenário são apresentados nas Tabela 4-30 a Tabela 4-36 para o ano 2022. Os demais anos apresentaram

pequenas variações percentuais em função do crescimento de carga, não sendo necessário detalhar ano a ano.

Tabela 4-30 – Cenário 5: Intercâmbios energéticos - Ano 2022

Intercâmbios Energéticos (Balanço Estático)		
SE/CO - > SUL	6380,6	MW
N/NE-> SE/CO	8521,8	MW
EXP_N	10670,6	MW
EXP_NE	-2148,7	MW

Tabela 4-31 – Cenário 5: Percentuais de geração por submercado – Ano 2022

Norte	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	16458	22009	74,78%
PCH	83	87	94,86%
Eólica	131	437	30,00%
Solar	0	5	0,00%
Biomassa	0	45	0,00%
Térmica	2560	3994	64,10%

Nordeste	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	4589	10862	42,25%
PCH	215	226	94,92%
Eólica	4585	15284	30,00%
Solar	135	1833	7,34%
Biomassa	0	702	0,00%
Térmica	418	8775	4,76%

SE/CO	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	20486	48185	42,51%
PCH	2516	3687	68,23%
Eólica	14	28	50,00%
Solar	0	790	0,00%
Biomassa	1684	7338	22,95%
Térmica+Nuclear	3564	12173	29,28%

SUL	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	2783	15760	17,66%
PCH	543	1500	36,20%
Eólica	0	2963	0,00%
Solar	0	0	0,00%
Biomassa	0	305	0,00%
Térmica	805	4661	17,27%

Tabela 4-32 – Cenário 5: Percentuais de geração das UHEs por bacia - Ano 2022

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
UHE			
1 - Jacuí(RS)	236,3	1368,5	17,3%
2 - Uruguai(SC)(RS)	1102,0	5893,8	18,7%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	51,4	478,0	10,8%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	1253,0	7262,2	17,3%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	1241,5	6776,6	18,3%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	433,6	2954,7	14,7%
7 - Tietê(SP)	256,5	1812,0	14,2%
8 - Grande (MG)(SP)	5270,4	7584,0	69,5%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	6418,6	8525,8	75,3%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	362,6	2949,7	12,3%
11 - Paraguai(MT)(MS)	189,6	755,2	25,1%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	325,4	1350,5	24,1%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	428,1	1041,0	41,1%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	4416,0	10577,4	41,7%
15 - Parnaíba (PI)	98,0	225,0	43,6%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	5572,1	12757,3	43,7%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	614,0	3220,0	19,1%
18 - Madeira(RO)(AM)	231,5	1432,7	16,2%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	11219,7	11883,1	94,4%
20 - Araguari (AP)	396,0	769,0	51,5%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	4200,0	7200,0	58,3%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	3634,9	7200,0	50,5%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	5950,1	7360,0	80,8%

Tabela 4-33 – Cenário 5: Percentuais de geração das PCHs por bacia – Ano 2022

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
PCH			
1 - Jacuí(RS)	123,3	400,7	30,8%
2 - Uruguai(SC)(RS)	185,6	490,9	37,8%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	128,9	377,7	34,1%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	55,8	86,4	64,6%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	227,3	333,6	68,1%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	25,1	41,0	61,2%
7 - Tietê(SP)	61,2	68,3	89,6%
8 - Grande (MG)(SP)	129,8	129,8	100,0%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	356,9	356,9	100,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	277,6	654,2	42,4%
11 - Paraguai(MT)(MS)	183,1	451,6	40,6%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	238,4	582,3	41,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	77,0	86,3	89,2%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	189,6	214,3	88,5%
15 - Parnaíba (PI)	0,0	0,0	0,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	418,4	455,4	91,9%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	394,1	448,1	87,9%
18 - Madeira(RO)(AM)	199,7	226,5	88,2%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	84,0	95,7	87,8%
20 - Araguari (AP)	0,0	0,0	0,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	0,0	0,0	0,0%

Tabela 4-34 – Cenário 5: Percentuais de geração das usinas eólicas por localidade - Ano 2022

<u>Região Eólica</u>	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Eólica			
1 – Delta do Parnaíba (PI)(MA)	175,0	583,2	30,0%
2 – Oeste do Ceará (CE)	395,5	1318,4	30,0%
3 – Leste do Ceará (CE)	519,6	1731,9	30,0%
4 – João Câmara (RN)	1089,5	3631,5	30,0%
5 – Lagoa Nova (RN)	131,4	438,0	30,0%
6 – Campina Grande (PB)(PE)	55,0	183,2	30,0%
7 – Angelim (PE)	209,7	698,8	30,0%
8 – Caldeirão Grande (PI)(CE)(PE)	673,6	2245,4	30,0%
9 – Jardim (SE)(BA)	10,4	34,5	30,0%
10 – Central da Bahia (BA)	846,5	2821,9	30,0%
11 – Igarorã (BA)	610,3	2034,2	30,0%
12 - Coxilha de Santana (RS)	0,0	366,0	0,0%
13 - Planalto das Missões (RS)	0,0	0,0	0,0%
14 - Serra Gaúcha (RS)	0,0	0,0	0,0%
15 - Lagoa dos Patos (RS)	0,0	1377,3	0,0%
16 - Litoral Sul (RS)	0,0	981,0	0,0%
17 - Escudo Rio-Grandense (RS)	0,0	0,0	0,0%
18 - Santa Catarina (SC)	0,0	238,9	0,0%
19 - Rio de Janeiro (RJ)	14,0	28,0	50,0%

Tabela 4-35 – Cenário 5: Percentuais de geração das usinas a biomassa por estado – Ano 2022

<u>Estado</u>	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido	
Biomassa				
01 - Alagoas	0,0	0,0	0,0%	NORDESTE
02 - Bahia	0,0	301,8	0,0%	
03- Ceará	0,0	0,0	0,0%	
04 - Paraíba	0,0	0,0	0,0%	
05 - Pernambuco	0,0	250,0	0,0%	
06 - Piauí	0,0	150,0	0,0%	
07 - Rio Grande do Norte	0,0	0,0	0,0%	
08 - Sergipe	0,0	0,0	0,0%	
09 - Amazonas	0,0	0,0	0,0%	NORTE
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%	
11 - Maranhão	0,0	0,0	0,0%	
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%	
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%	
14 - Tocantins	0,0	45,0	0,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE
15 - Acre	0,0	164,0	0,0%	
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%	
17 - Espírito Santo	0,0	0,0	0,0%	
18 - Goiás	951,2	981,2	96,9%	
19 - Mato Grosso	45,0	169,7	26,5%	
20 - Mato Grosso do Sul	0,0	1194,1	0,0%	
21 - Minas Gerais	687,5	687,5	100,0%	
22 - Rio de Janeiro	0,0	0,0	0,0%	
23 - Rondônia	0,0	24,0	0,0%	
24 - São Paulo	0,0	4117,0	0,0%	SUL
25 - Paraná	0,0	290,0	0,0%	
26 - Rio Grande do Sul	0,0	8,0	0,0%	
27 - Santa Catarina	0,0	6,5	0,0%	

Tabela 4-36 – Cenário 5: Percentuais de geração das usinas termelétricas por estado – Ano 2022

<u>Estado</u>	<u>Despacho (MW)</u>	<u>Potência Instalada</u>	<u>Percentual Caso Fornecido</u>	
Térmicas Carvão, Diesel e Gás				
01 - Alagoas	0,0	174,6	0,0%	NORDESTE
02 - Bahia	200,0	1253,7	16,0%	
03- Ceará	218,0	2102,7	10,4%	
04 - Paraíba	0,0	510,4	0,0%	
05 - Pernambuco	0,0	2706,4	0,0%	
06 - Piauí	0,0	52,0	0,0%	
07 - Rio Grande do Norte	0,0	459,4	0,0%	
08 - Sergipe	0,0	1516,0	0,0%	
09 - Amazonas	945,8	1506,4	62,8%	NORTE
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%	
11 - Maranhão	1614,5	2487,9	64,9%	
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%	
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%	
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%	
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%	
17 - Espírito Santo	0,0	378,6	0,0%	
18 - Goiás	0,0	412,8	0,0%	
19 - Mato Grosso	0,0	0,0	0,0%	
20 - Mato Grosso do Sul	0,0	556,0	0,0%	
21 - Minas Gerais	50,0	466,0	10,7%	
22 - Rio de Janeiro	1549,9	5535,3	28,0%	
23 - Rondônia	0,0	409,0	0,0%	
24 - São Paulo	55,0	1058,0	5,2%	SUL
25 - Paraná	189,5	500,0	37,9%	
26 - Rio Grande do Sul	297,5	3303,6	9,0%	
27 - Santa Catarina	318,0	857,0	37,1%	

4.6.1.6 CENÁRIO 6

Este cenário é semelhante ao cenário de menor geração coincidente das UHEs das bacias do rio Grande e Paranaíba (Cenário 4). Entretanto, neste cenário as usinas a biomassa regionais estão despachadas (transição do período de entressafra para a safra da cana de açúcar). Em razão disso, foi necessário o redespacho das usinas termelétricas do SIN por ordem de mérito para fechamento do balanço energético. Com isso, foram verificadas variações nos intercâmbios energéticos entre regiões, sendo esta a principal diferença entre os Cenários 4 e 6.

Resumos detalhados dos perfis de despacho e intercâmbios energéticos reproduzidos neste cenário são apresentados nas Tabela 4-37 a Tabela 4-43 para o ano 2022. Os demais anos apresentaram pequenas variações percentuais em função do crescimento de carga, não sendo necessário detalhar ano a ano.

Tabela 4-37 – Cenário 6: Intercâmbios energéticos - Ano 2022

Intercâmbios Energéticos (Balanço Estático)		
SE/CO -> SUL	10272,7	MW
N/NE-> SE/CO	22494,1	MW
EXP_N	13393,4	MW
EXP_NE	9100,7	MW

Tabela 4-38 – Cenário 6: Percentuais de geração por submercado – Ano 2022

Norte	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	20907	22009	94,99%
PCH	83	87	94,86%
Eólica	394	437	90,00%
Solar	0	5	0,00%
Biomassa	45	45	100,00%
Térmica	3014	3994	75,45%

Nordeste	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	10020	10862	92,24%
PCH	215	226	94,92%
Eólica	13755	15284	89,99%
Solar	0	1833	0,00%
Biomassa	702	702	100,00%
Térmica	2322	8775	26,46%

SE/CO	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	25264	48185	52,43%
PCH	3590	3687	97,39%
Eólica	14	28	50,00%
Solar	0	790	0,00%
Biomassa	7308	7338	99,59%
Térmica +Nuclear	5240	12173	43,04%

SUL	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	6531	15760	41,44%
PCH	810	1500	54,02%
Eólica	0	2963	0,00%
Solar	0	0	0,00%
Biomassa	305	305	100,00%
Térmica	1899	4661	40,74%

Tabela 4-39 – Cenário 6: Percentuais de geração das UHEs por bacia - Ano 2022

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
UHE			
1 - Jacuí(RS)	547,4	1368,5	40,0%
2 - Uruguai(SC)(RS)	2357,5	5893,8	40,0%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	191,2	478,0	40,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	2904,8	7262,2	40,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	4319,6	6776,6	63,7%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	2068,3	2954,7	70,0%
7 - Tietê(SP)	1268,3	1812,0	70,0%
8 - Grande (MG)(SP)	1075,1	7584,0	14,2%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	2825,6	8525,8	33,1%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	1179,8	2949,7	40,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	415,4	755,2	55,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	540,2	1350,5	40,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	849,3	1041,0	81,6%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	9731,2	10577,4	92,0%
15 - Parnaíba (PI)	213,7	225,0	95,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	10927,5	12757,3	85,7%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	2128,4	3220,0	66,1%
18 - Madeira(RO)(AM)	859,6	1432,7	60,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	11288,9	11883,1	95,0%
20 - Araguari (AP)	730,5	769,0	95,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	6300,0	7200,0	87,5%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	4624,0	7200,0	64,2%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	5950,1	7360,0	80,8%

Tabela 4-40 – Cenário 6: Percentuais de geração das PCHs por bacia – Ano 2022

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
PCH			
1 - Jacuí(RS)	218,4	400,7	54,5%
2 - Uruguai(SC)(RS)	259,3	490,9	52,8%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	192,6	377,7	51,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	59,0	86,4	68,3%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	276,6	333,6	82,9%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	28,1	41,0	68,5%
7 - Tietê(SP)	66,1	68,3	96,8%
8 - Grande (MG)(SP)	129,8	129,8	100,0%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	356,9	356,9	100,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	634,8	654,2	97,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	438,1	451,6	97,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	564,7	582,3	97,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	82,7	86,3	95,8%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	207,0	214,3	96,6%
15 - Parnaíba (PI)	0,0	0,0	0,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	437,0	455,4	96,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	434,6	448,1	97,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	219,7	226,5	97,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	92,8	95,7	96,9%
20 - Araguari (AP)	0,0	0,0	0,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	0,0	0,0	0,0%

Tabela 4-41 – Cenário 6: Percentuais de geração das usinas eólicas por localidade - Ano 2022

<u>Região Eólica</u>	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Eólica			
1 – Delta do Parnaíba (PI)(MA)	524,9	583,2	90,0%
2 – Oeste do Ceará (CE)	1186,5	1318,4	90,0%
3 – Leste do Ceará (CE)	1559,0	1731,9	90,0%
4 – João Câmara (RN)	3268,8	3631,5	90,0%
5 – Lagoa Nova (RN)	394,2	438,0	90,0%
6 – Campina Grande (PB)(PE)	164,4	183,2	89,7%
7 – Angelim (PE)	628,8	698,8	90,0%
8 – Caldeirão Grande (PI)(CE)(PE)	2020,0	2245,4	90,0%
9 – Jardim (SE)(BA)	31,0	34,5	89,9%
10 – Central da Bahia (BA)	2539,6	2821,9	90,0%
11 – Igarorã (BA)	1830,9	2034,2	90,0%
12 - Coxilha de Santana (RS)	0,0	366,0	0,0%
13 - Planalto das Missões (RS)	0,0	0,0	0,0%
14 - Serra Gaúcha (RS)	0,0	0,0	0,0%
15 - Lagoa dos Patos (RS)	0,0	1377,3	0,0%
16 - Litoral Sul (RS)	0,0	981,0	0,0%
17 - Escudo Rio-Grandense (RS)	0,0	0,0	0,0%
18 - Santa Catarina (SC)	0,0	238,9	0,0%
19 - Rio de Janeiro (RJ)	14,0	28,0	50,0%

Tabela 4-42 – Cenário 6: Percentuais de geração das usinas a biomassa por estado – Ano 2022

<u>Estado</u>	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido	
Biomassa				
01 - Alagoas	0,0	0,0	0,0%	NORDESTE
02 - Bahia	301,8	301,8	100,0%	
03- Ceará	0,0	0,0	0,0%	
04 - Paraíba	0,0	0,0	0,0%	
05 - Pernambuco	250,0	250,0	100,0%	
06 - Piauí	150,0	150,0	100,0%	
07 - Rio Grande do Norte	0,0	0,0	0,0%	
08 - Sergipe	0,0	0,0	0,0%	
09 - Amazonas	0,0	0,0	0,0%	NORTE
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%	
11 - Maranhão	0,0	0,0	0,0%	
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%	
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%	
14 - Tocantins	45,0	45,0	100,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE
15 - Acre	164,0	164,0	100,0%	
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%	
17 - Espírito Santo	0,0	0,0	0,0%	
18 - Goiás	951,2	981,2	96,9%	
19 - Mato Grosso	169,7	169,7	100,0%	
20 - Mato Grosso do Sul	1194,1	1194,1	100,0%	
21 - Minas Gerais	687,5	687,5	100,0%	
22 - Rio de Janeiro	0,0	0,0	0,0%	
23 - Rondônia	24,0	24,0	100,0%	
24 - São Paulo	4117,0	4117,0	100,0%	
25 - Paraná	290,0	290,0	100,0%	SUL
26 - Rio Grande do Sul	8,0	8,0	100,0%	
27 - Santa Catarina	6,5	6,5	100,0%	

Tabela 4-43 – Cenário 6: Percentuais de geração das usinas termelétricas por estado – Ano 2022

Estado	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido	
Térmicas Carvão, Diesel e Gás				
01 - Alagoas	0,0	174,6	0,0%	NORDESTE
02 - Bahia	200,0	1253,7	16,0%	
03- Ceará	1550,3	2102,7	73,7%	
04 - Paraíba	0,0	510,4	0,0%	
05 - Pernambuco	571,9	2706,4	21,1%	
06 - Piauí	0,0	52,0	0,0%	
07 - Rio Grande do Norte	0,0	459,4	0,0%	
08 - Sergipe	0,0	1516,0	0,0%	
09 - Amazonas	968,8	1506,4	64,3%	NORTE
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%	
11 - Maranhão	2044,9	2487,9	82,2%	
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%	
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%	
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%	
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%	
17 - Espírito Santo	193,8	378,6	51,2%	
18 - Goiás	0,0	412,8	0,0%	
19 - Mato Grosso	0,0	0,0	0,0%	
20 - Mato Grosso do Sul	364,8	556,0	65,6%	
21 - Minas Gerais	50,0	466,0	10,7%	
22 - Rio de Janeiro	2667,1	5535,3	48,2%	
23 - Rondônia	0,0	409,0	0,0%	
24 - São Paulo	55,0	1058,0	5,2%	SUL
25 - Paraná	189,5	500,0	37,9%	
26 - Rio Grande do Sul	1057,3	3303,6	32,0%	
27 - Santa Catarina	651,7	857,0	76,0%	

4.6.1.7 CENÁRIO 7

O objetivo deste cenário foi reproduzir o máximo fluxo passante nas LD 1 e 2 138 kV Avatinguara – Uberlândia 1, essas LD’s interligam o Pontal do Triângulo com o subsistema de Uberlândia. Essa é uma condição crítica real da operação atual do sistema elétrico regional.

Este cenário ocorre no patamar de carga pesada com elevada geração das UHEs da bacia do rio Paranaíba, média geração das UHEs da bacia do rio Grande, além do despacho pleno das usinas a biomassas do Triângulo Mineiro, destaque para aquelas localizadas na região da SE Avatinguara.

Resumos detalhados dos perfis de despacho e intercâmbios energéticos reproduzidos neste cenário são apresentados nas Tabela 4-44 a Tabela 4-50 para o ano 2022. Os demais anos apresentaram

pequenas variações percentuais em função do crescimento de carga, não sendo necessário detalhar ano a ano.

Tabela 4-44 – Cenário 7: Intercâmbios energéticos - Ano 2022

Intercâmbios Energéticos (Balanço Estático)		
SE/CO - > SUL	11331,9	MW
N/NE-> SE/CO	25071,4	MW
EXP_N	13274,3	MW
EXP_NE	11797,1	MW

Tabela 4-45 – Cenário 7: Percentuais de geração por submercado – Ano 2022

Norte	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	20907	22009	94,99%
PCH	83	87	94,86%
Eólica	394	437	90,00%
Solar	0	5	0,00%
Biomassa	0	45	0,00%
Térmica	2968	3994	74,31%

Nordeste	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	10020	10862	92,24%
PCH	215	226	94,92%
Eólica	13755	15284	89,99%
Solar	0	1833	0,00%
Biomassa	0	702	0,00%
Térmica	5948	8775	67,78%

SE/CO	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	31364	48185	65,09%
PCH	3558	3687	96,51%
Eólica	14	28	50,00%
Solar	0	790	0,00%
Biomassa	1639	7338	22,33%
Térmica +Nuclear	3743	12173	30,75%

SUL	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	6418	15760	40,72%
PCH	810	1500	54,02%
Eólica	0	2963	0,00%
Solar	0	0	0,00%
Biomassa	0	305	0,00%
Térmica	1299	4661	27,87%

Tabela 4-46 – Cenário 7: Percentuais de geração das UHEs por bacia - Ano 2022

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
UHE			
1 - Jacuí(RS)	547,4	1368,5	40,0%
2 - Uruguai(SC)(RS)	2357,5	5893,8	40,0%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	191,2	478,0	40,0%
4 - Iguaçú(PR)(SC)	2904,8	7262,2	40,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	3356,5	6776,6	49,5%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	1625,0	2954,7	55,0%
7 - Tietê(SP)	996,6	1812,0	55,0%
8 - Grande (MG)(SP)	4929,5	7584,0	65,0%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	6635,2	8525,8	77,8%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	1179,8	2949,7	40,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	415,4	755,2	55,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	540,2	1350,5	40,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	849,3	1041,0	81,6%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	9731,2	10577,4	92,0%
15 - Parnaíba (PI)	213,7	225,0	95,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	10927,5	12757,3	85,7%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	2128,4	3220,0	66,1%
18 - Madeira(RO)(AM)	859,6	1432,7	60,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	11288,9	11883,1	95,0%
20 - Araguari (AP)	730,5	769,0	95,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	6300,0	7200,0	87,5%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	4624,0	7200,0	64,2%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	5950,1	7360,0	80,8%

Tabela 4-47 – Cenário 7: Percentuais de geração das PCHs por bacia – Ano 2022

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
PCH			
1 - Jacuí(RS)	218,4	400,7	54,5%
2 - Uruguai(SC)(RS)	259,3	490,9	52,8%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	192,6	377,7	51,0%
4 - Iguaçú(PR)(SC)	59,0	86,4	68,3%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	276,6	333,6	82,9%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	28,1	41,0	68,5%
7 - Tietê(SP)	66,1	68,3	96,8%
8 - Grande (MG)(SP)	108,3	129,8	83,4%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	346,1	356,9	97,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	634,8	654,2	97,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	438,1	451,6	97,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	564,7	582,3	97,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	82,7	86,3	95,8%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	207,0	214,3	96,6%
15 - Parnaíba (PI)	0,0	0,0	0,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	437,0	455,4	96,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	434,6	448,1	97,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	219,7	226,5	97,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	92,8	95,7	96,9%
20 - Araguari (AP)	0,0	0,0	0,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	0,0	0,0	0,0%

Tabela 4-48 – Cenário 7: Percentuais de geração das usinas eólicas por localidade - Ano 2022

<u>Região Eólica</u>	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Eólica			
1 – Delta do Parnaíba (PI)(MA)	524,9	583,2	90,0%
2 – Oeste do Ceará (CE)	1186,5	1318,4	90,0%
3 – Leste do Ceará (CE)	1559,0	1731,9	90,0%
4 – João Câmara (RN)	3268,8	3631,5	90,0%
5 – Lagoa Nova (RN)	394,2	438,0	90,0%
6 – Campina Grande (PB)(PE)	164,4	183,2	89,7%
7 – Angelim (PE)	628,8	698,8	90,0%
8 – Caldeirão Grande (PI)(CE)(PE)	2020,0	2245,4	90,0%
9 – Jardim (SE)(BA)	31,0	34,5	89,9%
10 – Central da Bahia (BA)	2539,6	2821,9	90,0%
11 – Igarorã (BA)	1830,9	2034,2	90,0%
12 - Coxilha de Santana (RS)	0,0	366,0	0,0%
13 - Planalto das Missões (RS)	0,0	0,0	0,0%
14 - Serra Gaúcha (RS)	0,0	0,0	0,0%
15 - Lagoa dos Patos (RS)	0,0	1377,3	0,0%
16 - Litoral Sul (RS)	0,0	981,0	0,0%
17 - Escudo Rio-Grandense (RS)	0,0	0,0	0,0%
18 - Santa Catarina (SC)	0,0	238,9	0,0%
19 - Rio de Janeiro (RJ)	14,0	28,0	50,0%

Tabela 4-49 – Cenário 7: Percentuais de geração das usinas a biomassa por estado – Ano 2022

<u>Estado</u>	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido	
Biomassa				
01 - Alagoas	0,0	0,0	0,0%	NORDESTE
02 - Bahia	0,0	301,8	0,0%	
03- Ceará	0,0	0,0	0,0%	
04 - Paraíba	0,0	0,0	0,0%	
05 - Pernambuco	0,0	250,0	0,0%	
06 - Piauí	0,0	150,0	0,0%	
07 - Rio Grande do Norte	0,0	0,0	0,0%	
08 - Sergipe	0,0	0,0	0,0%	
09 - Amazonas	0,0	0,0	0,0%	NORTE
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%	
11 - Maranhão	0,0	0,0	0,0%	
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%	
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%	
14 - Tocantins	0,0	45,0	0,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE
15 - Acre	0,0	164,0	0,0%	
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%	
17 - Espírito Santo	0,0	0,0	0,0%	
18 - Goiás	951,2	981,2	96,9%	
19 - Mato Grosso	0,0	169,7	0,0%	
20 - Mato Grosso do Sul	0,0	1194,1	0,0%	
21 - Minas Gerais	687,5	687,5	100,0%	
22 - Rio de Janeiro	0,0	0,0	0,0%	
23 - Rondônia	0,0	24,0	0,0%	
24 - São Paulo	0,0	4117,0	0,0%	SUL
25 - Paraná	0,0	290,0	0,0%	
26 - Rio Grande do Sul	0,0	8,0	0,0%	
27 - Santa Catarina	0,0	6,5	0,0%	

Tabela 4-50 – Cenário 7: Percentuais de geração das usinas termelétricas por estado – Ano 2022

<u>Estado</u>	<u>Despacho (MW)</u>	<u>Potência Instalada</u>	<u>Percentual Caso Fornecido</u>	
Térmicas Carvão, Diesel e Gás				
01 - Alagoas	107,6	174,6	61,6%	NORDESTE
02 - Bahia	856,9	1253,7	68,3%	
03- Ceará	1497,7	2102,7	71,2%	
04 - Paraíba	314,6	510,4	61,6%	
05 - Pernambuco	1794,4	2706,4	66,3%	
06 - Piauí	32,0	52,0	61,5%	
07 - Rio Grande do Norte	306,5	459,4	66,7%	
08 - Sergipe	1038,0	1516,0	68,5%	
09 - Amazonas	925,0	1506,4	61,4%	NORTE
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%	
11 - Maranhão	2043,3	2487,9	82,1%	
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%	
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%	
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%	
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%	
17 - Espírito Santo	0,0	378,6	0,0%	
18 - Goiás	0,0	412,8	0,0%	
19 - Mato Grosso	0,0	0,0	0,0%	
20 - Mato Grosso do Sul	0,0	556,0	0,0%	
21 - Minas Gerais	50,0	466,0	10,7%	
22 - Rio de Janeiro	1728,6	5535,3	31,2%	
23 - Rondônia	0,0	409,0	0,0%	
24 - São Paulo	55,0	1058,0	5,2%	SUL
25 - Paraná	189,5	500,0	37,9%	
26 - Rio Grande do Sul	791,3	3303,6	24,0%	
27 - Santa Catarina	318,0	857,0	37,1%	

4.7 Limites Operativos

Tensão

Foram considerados os limites de tensão conforme a Tabela 4-51 de acordo com o Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS [7]. Ressalta-se que, para barras de conexão à Rede Básica de agentes de distribuição, bem como de consumidores livres ou potencialmente livres, devem ser adotados, em contingência, os mesmos limites de operação normal.

Tabela 4-51 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão

Tensão Nominal de Operação	Condição Normal de Operação		Condição Operativa de Emergência	
	(kV)	(pu)	(kV)	(pu)
<230	-	0,95 a 1,05	-	0,90 a 1,05
230	218 a 242	0,95 a 1,05	207 a 242	0,90 a 1,05
345	328 a 362	0,95 a 1,05	311 a 362	0,90 a 1,05
440	418 a 460	0,95 a 1,046	396 a 460	0,90 a 1,046
500	500 a 550	1,00 a 1,10	475 a 550	0,95 a 1,10
525	500 a 550	0,95 a 1,05	475 a 550	0,90 a 1,05
765	690 a 800	0,90 a 1,046	690 a 800	0,90 a 1,046

Tabela 4-52 - Níveis de tensão admissíveis a 60 Hz.

Tensão nominal de operação ⁽¹⁾	Tensão máxima sem elementos saturáveis		Tensão máxima com elementos saturáveis		Máxima tensão sustentada em vazio	
	(kV)	(pu) ⁽²⁾	(kV)	(pu) ⁽²⁾	(kV)	(pu) ⁽²⁾
138	203	1,47	193	1,4	152	1,1
230	339	1,47	322	1,4	253	1,1
345	507	1,47	483	1,4	380 ou 398 ⁽³⁾	1,10 ou 1,15 ⁽³⁾
440	645	1,47	616	1,4	484 ou 506 ⁽³⁾	1,10 ou 1,15 ⁽³⁾
500	770	1,54	735	1,47	575 ou 600 ⁽³⁾	1,15 ou 1,20 ⁽³⁾
525	770	1,47	735	1,4	575 ou 600 ⁽³⁾	1,10 ou 1,15 ⁽³⁾
765	1120	1,46	1070	1,4	800	1,046

(1) Valor eficaz de tensão pelo qual o sistema é designado.

(2) Valores em pu tendo como base a tensão nominal de operação.

(3) Em terminal aberto de linha de transmissão.

Fator de Potência

Nos pontos de conexão à Rede Básica e nos barramentos de fronteira, os acessantes devem manter o fator de potência nas faixas especificadas na tabela a seguir, de acordo com o Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede do ONS [9].

Tabela 4-53 – Fatores de potência por nível de tensão.

Tensão nominal do ponto de conexão	Faixa de fator de potência
$V_n \geq 345 \text{ kV}$	0,98 indutivo a 1,0
$69 \text{ kV} \leq V_n < 345 \text{ kV}$	0,95 indutivo a 1,0
$V_n < 69 \text{ kV}$	0,92 indutivo a 1,0 0,92 capacitivo a 1,0

O programa previsto de instalação de bancos capacitores pela Distribuidora foi considerado executado na ocorrência de violações de fator de potência das transformações de fronteira nos limites especificados, no mínimo.

Carregamento

O carregamento das linhas de transmissão em condição normal de operação não deve exceder os limites térmicos dos condutores e a flecha máxima de projeto, em conformidade com valores estabelecidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST.

Para linhas de transmissão futuras, foram utilizados os valores definidos no processo de concessão (licitação/autorização) e informados pelos Agentes de Transmissão, ou valores típicos usuais, observando o que estabelece a Resolução Normativa nº 191/2005 da ANEEL.

No caso de transformadores novos, foi considerada a capacidade operativa de curta duração (4 horas), correspondente a 120% da capacidade nominal do equipamento.

4.8 Classificação do Horizonte das Obras

Foram consideradas como determinativas as obras definidas dentro do horizonte do Programa de Expansão da Transmissão da EPE - PET [10]. As demais obras foram definidas como indicativas, e serão incorporadas ao Programa de Expansão de Longo Prazo da EPE – PELP [10].

Cumpra-se notar que 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.

Estendeu-se o horizonte até o ano 2031 – um horizonte de 10 anos a partir de 2022 – aplicando-se, no quinquênio 2026-2031 fora do horizonte decenal, um crescimento de carga apenas nas regiões do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba, compatível com o incremento anual dos períodos anteriores. A medida tem por objetivo verificar o desempenho de mais longo prazo principalmente no que se refere ao atendimento da malha de distribuição, visando o dimensionamento adequado da modulação de novas transformações de fronteira.

4.9 Parâmetros Econômicos

Para o custo de investimentos foi utilizada a Base de Preços de Referência ANEEL de junho de 2017. Foi considerada uma taxa de atualização de 8% a.a.

Para valoração das perdas, foi utilizado um custo marginal de expansão de R\$ 217/MWh e todos os patamares de carga (leve, média e pesada) e cenários (Norte Exportador e Norte Importador) utilizando-se dos casos base do PD 2025.

Tanto o custo de investimento quanto as custo de perdas elétricas serão truncadas no ano horizonte do estudo (2031) conforme Critérios e Procedimentos para Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão [2]. O percentual de variação máxima do custo global entre alternativas para configurar um empate será de 5%.

5 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA

5.1 Sistema Elétrico de Interesse

Nesta etapa foi feito o diagnóstico da Rede Básica, Rede Básica de Fronteira e da malha elétrica de distribuição das regiões do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba. Para tal, foram feitas simulações em regime normal e em contingência, considerando a topologia do sistema existente. O objetivo foi identificar restrições de atendimento ao sistema local em cenários críticos de atendimento, tanto aqueles em que a região é importadora como aqueles em que a região é exportadora de energia.

Ressalta-se que não existem indicações de novas linhas de transmissão para as regiões do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba no horizonte estudado. O único reforço previsto é na subestação de fronteira 230/138 kV Cachoeira Dourada, recomendado no estudo EPE [8]. Esse estudo recomendou a substituição do transformador 200/138 kV de 100 MVA, pertencente à Celg GT, e do transformador de Furnas, 230/138 de 120 MVA, via Resolução Normativa ANEEL nº 443.

Portanto, a configuração final do sistema elétrico de interesse é apresentada na Figura 5-1.

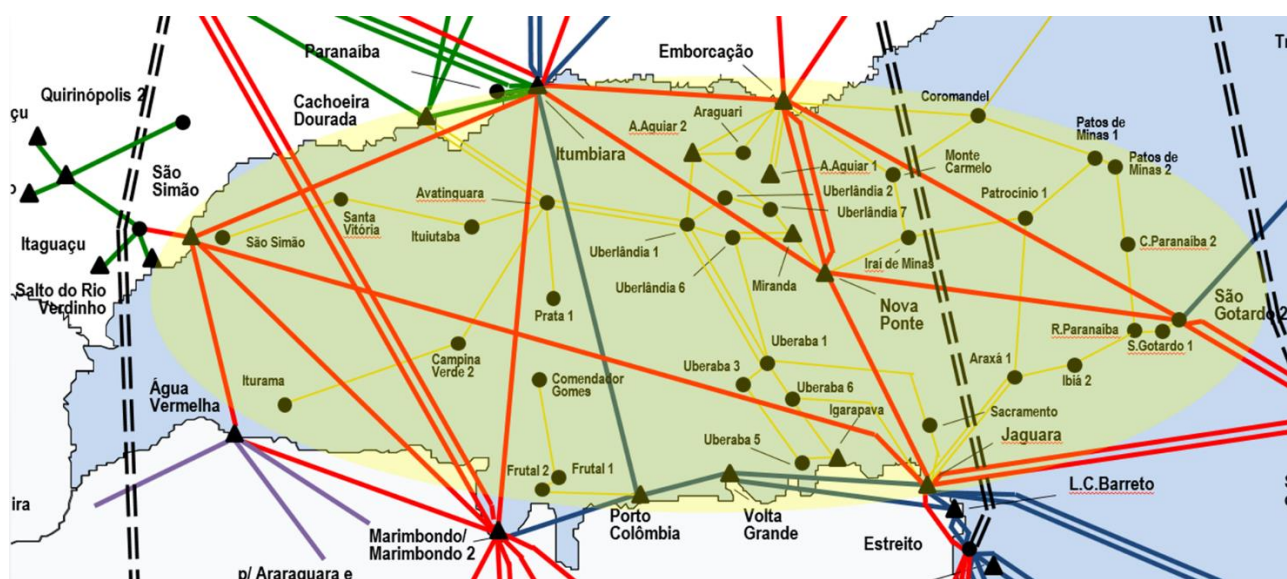


Figura 5-1 - Diagrama elétrico do sistema estudado – Ano 2022

5.2 Desempenho Elétrico da Rede no Cenário 1

5.2.1 Desempenho em Regime Normal de Operação

Neste cenário foram observadas sobrecargas no eixo 138 kV Uberlândia 1 – Uberaba 1 e subtensões na malha em 138 kV da região do pontal do Triângulo Mineiro (SE Iturama), no primeiro ano do horizonte de análise (ano 2022). Já no final do horizonte (ano 2031) do estudo foram verificadas sobrecargas na LD 138 kV Capim Branco – Uberlândia 1 e uma degradação generalizada do perfil de tensão da malha de 138 kV regional.

A Figura 5-2 ilustra a evolução do perfil de tensão na malha de distribuição em 138 kV do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba no horizonte de análise.

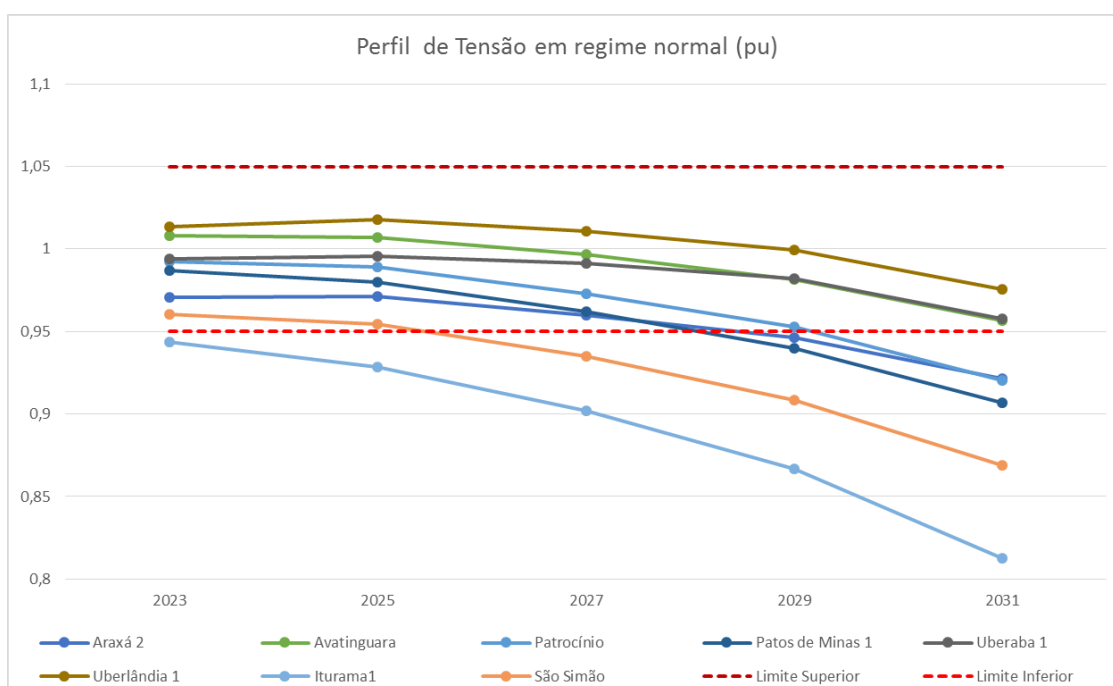


Figura 5-2 - Perfil de tensão nas barras de distribuição em 138 kV (pu) - Cenário 1

Verificou-se subtensões mais acentuadas em barras do Pontal do Triângulo, com destaque para as SEs Iturama 1 e São Simão.

5.2.2 Desempenho em Regime de Emergência

Observou-se problemas de não atendimento aos critérios de planejamento na ocorrência da contingência do conjunto, transformador 345/138 kV e transformador defasador 138/138 kV da SE

São Gotardo 2. Durante esta ocorrência a LD 138 kV Jaguara – Araxá 1 entra em sobrecarga de 19% e ocorrem subtensões de até 0,8pu em toda a malha de 138 kV da região do Alto Paranaíba. Esse desempenho foi verificado em todos os anos de horizonte do estudo.

5.3 Desempenho Elétrico da Rede no Cenário 2

5.3.1 Desempenho em Regime Normal de Operação

Nesta cenário foi observado um perfil baixo de tensão na região do Pontal do Triângulo desde o ano inicial (ano 2022). Esse perfil se agrava à medida que se avança no período de análise. O mesmo comportamento é verificado em toda a região do Alto Paranaíba verificando-se, nos últimos anos do horizonte, perfil de tensão fica abaixo dos limites permitidos. Além disso, verificou-se que a LD 138 kV Jaguara – Araxá e a LD 138 kV Emborcação – Araguari 2 entram em sobrecarga a partir do ano 2031.

A Figura 5-3 ilustra a evolução do perfil de tensão na malha de distribuição em 138 kV do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba no horizonte de análise.

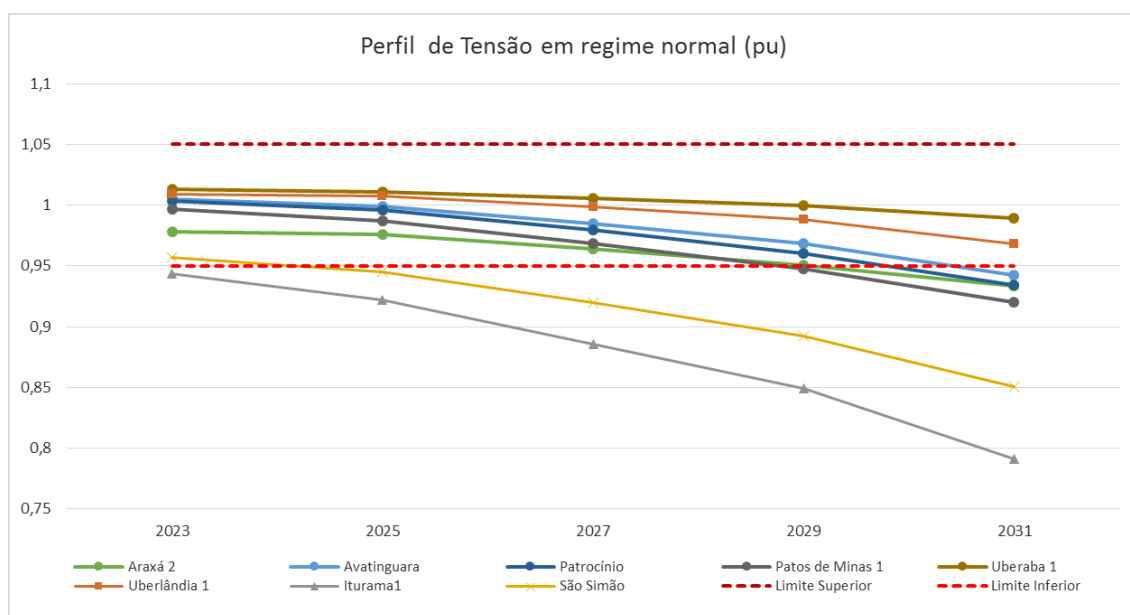


Figura 5-3 - Perfil de tensão nas barras de distribuição em 138 kV (pu) - Cenário 2

5.3.2 Desempenho em Regime de Emergência

Observou-se problemas de não atendimento aos critérios de planejamento na ocorrência da contingência de uma das transformações de Rede Básica de Fronteira da SE Jaguara 345/138 kV a

partir do ano 2028, ocasionando sobrecarga na unidade remanescente, e na contingência do transformador defasador da SE 345/138 kV São Gotardo, situação em que ocorre sobrecarga da LD 138 kV Jaguará – Araxá 1 já no ano 2022 e subtensões em barras das SEs em 138 kV locais abaixo dos limites permitidos.

5.4 Desempenho Elétrico da Rede no Cenário 3

5.4.1 Desempenho em Regime Normal de Operação

Foram observadas sobrecargas na LD 138 kV Emborcação – Capim Branco e na LD 138 kV Emborcação – Araguari 2 nos anos iniciais do período de estudo. Essas sobrecargas diminuem com o aumento de carga e desaparecem no ano 2027. Além disso, foram verificadas sobretensões de quase 1,09 pu nas barras em 138 kV das SEs São Simão e Santa Vitória.

A Figura 5-4 ilustra a evolução do perfil de tensão na malha de distribuição em 138 kV do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba no horizonte de análise.

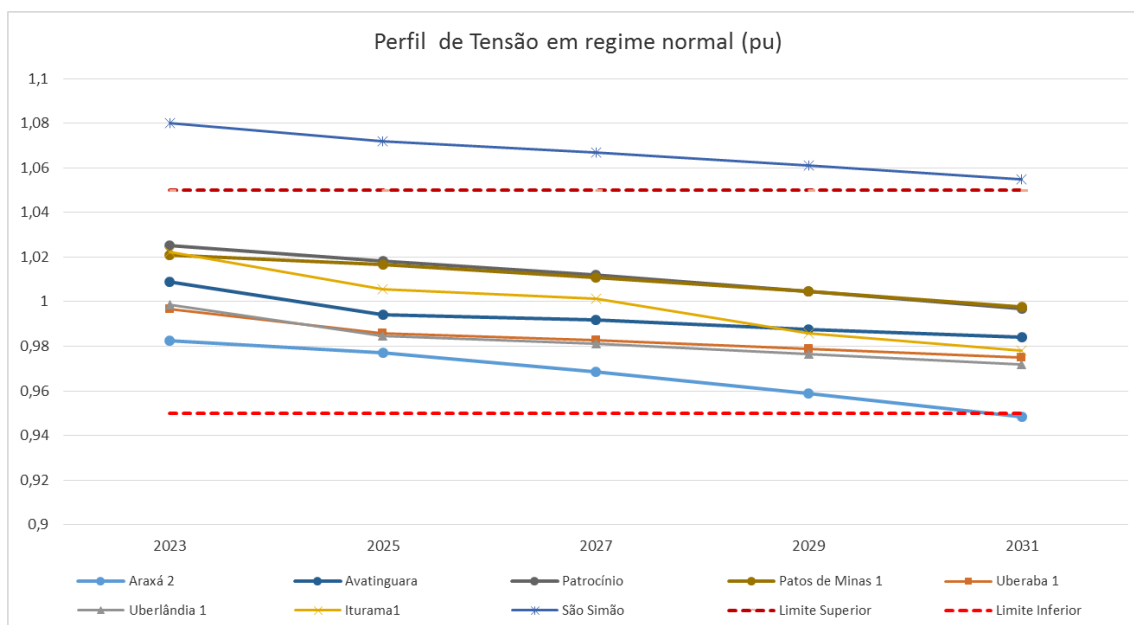


Figura 5-4 - Perfil de tensão nas barras de distribuição em 138 kV (pu) - Cenário 3

Neste cenário também foram observados os maiores carregamentos nos três transformadores de fronteira 500/138 kV da SE Emborcação. O carregamento em regime normal dessa transformação de fronteira é apresentado na Figura 5-5.

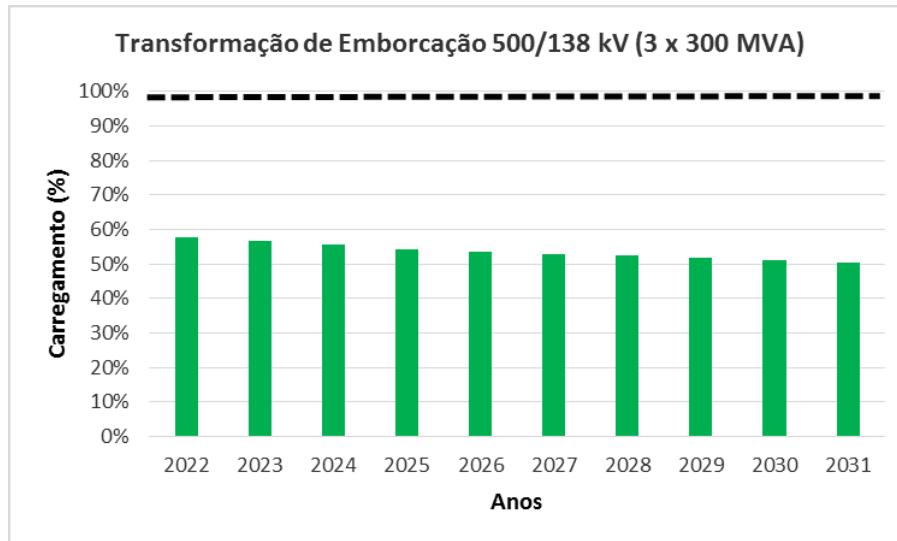


Figura 5-5 - Carregamento em regime nominal - SE Emborcação 500/138 kV

5.4.2 Desempenho em Regime de Emergência

Foi observado o não atendimento ao critério N-1 na contingência da transformação de fronteira do transformador defasador da SE 345/138 kV São Gotardo 2, situação na qual ocorre sobrecarga da LD 138 kV Jaguará – Araxá 1, além de subtensões abaixo dos limites permitidos no final do horizonte (ano 2031). Outro problema encontrado foi a sobrecarga da transformação 230/138 kV da SE Cachoeira Dourada. Essa sobrecarga diminuiu até cessar à medida que ocorre o aumento da carga local e, conseqüentemente, diminuiu o excedente energético exportável da região.

5.5 Desempenho Elétrico da Rede no Cenário 4

5.5.1 Desempenho em Regime Normal de Operação

Foram observadas subtensões nas barras em 138 kV das subestações da região do Pontal do Triângulo Mineiro a partir do ano 2022, as quais se agravam com o avanço do horizonte. De forma geral, toda a malha elétrica em 138 kV do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba apresentou violações de tensão.

Além disso, foram verificadas sobrecargas na transformação 345/138 kV da SE Jaguará e na LD 138 kV Emborcação – Araguari 2 no ano 2024, nas LDs 138 kV Cachoeira Dourada – Avatinguara e Capim Branco 2 – Uberlândia 1 no ano 2027, na LD 138 kV Emborcação – Capim Branco no ano 2028 e na LD 138 kV Emborcação – Monte Carmelo no ano 2029.

A Figura 5-6 ilustra a evolução do perfil de tensão na malha de distribuição em 138 kV do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba no horizonte de análise.

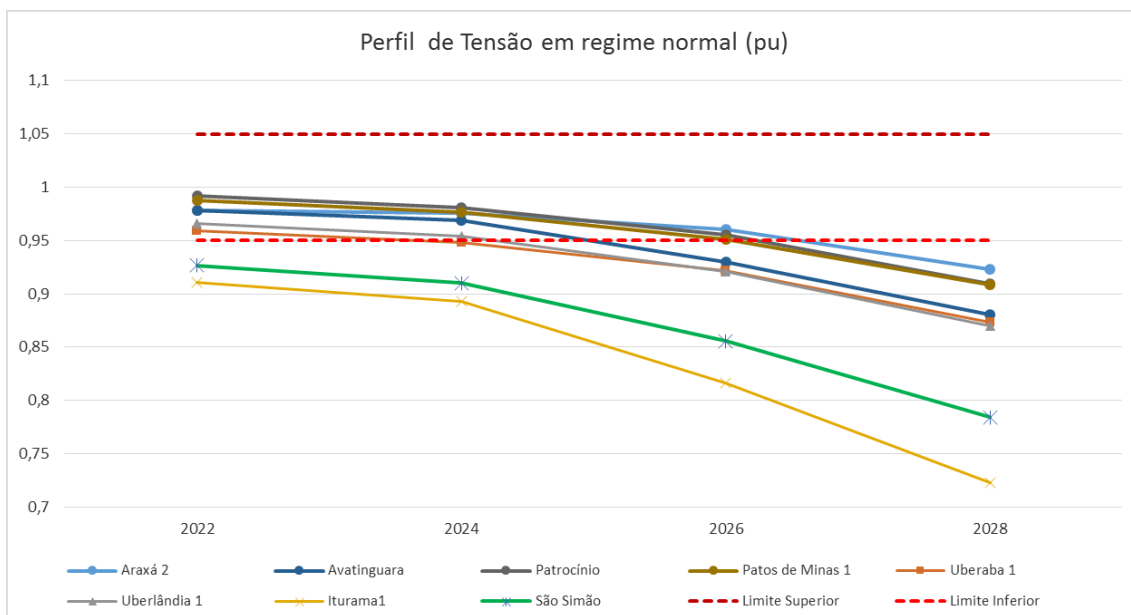


Figura 5-6 - Perfil de tensão nas barras de distribuição em 138 kV (pu) - Cenário 4

Verificou-se subtensões mais acentuadas em barras do Pontal do Triângulo, com destaque para as SEs Iturama 1 e São Simão.

Neste cenário, também foram observados os maiores carregamentos nos transformadores de fronteira 230/138 kV da SE Cachoeira Dourada (2x120 MVA) e nos transformadores de fronteira 345/138 kV da SE Jaguará (2x150 MVA). Esses carregamentos são apresentados na Figura 5-7 e Figura 5-8, respectivamente.

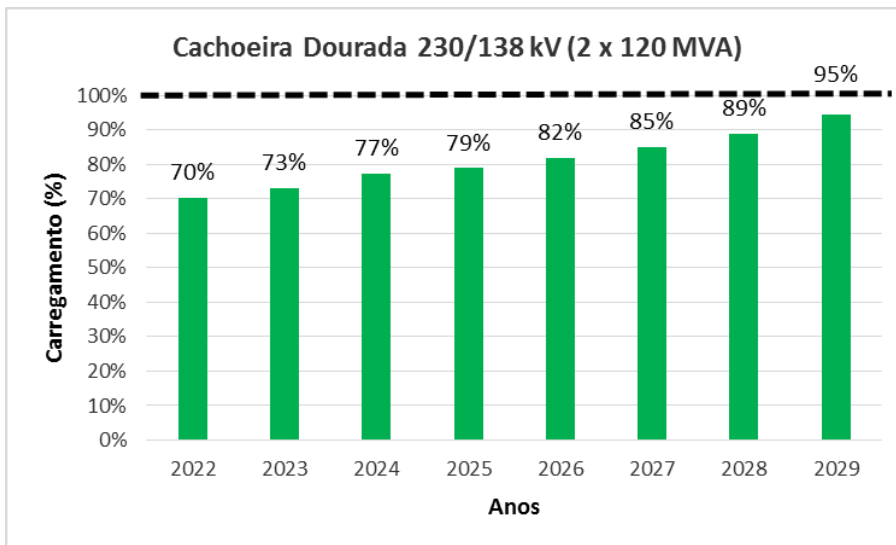


Figura 5-7 - Carregamento em regime nominal - SE Cachoeira Dourada 230/138 kV

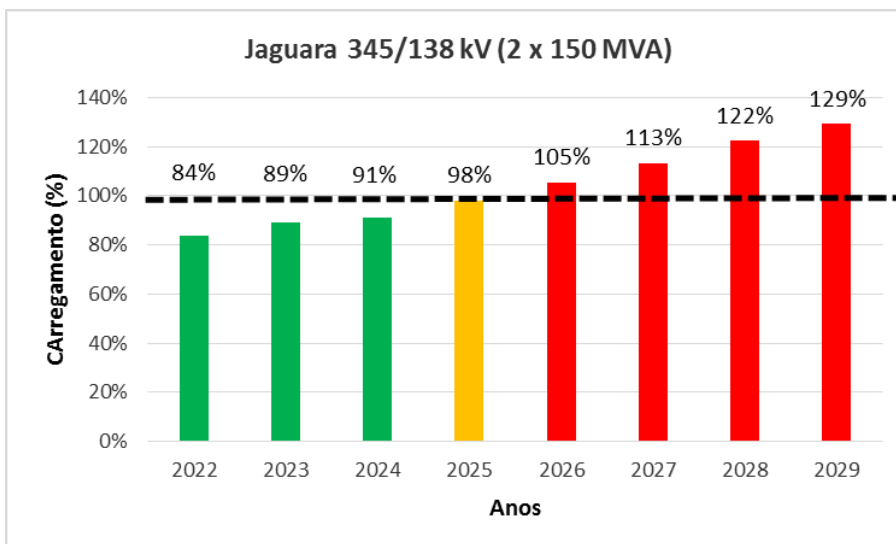


Figura 5-8 - Carregamento em regime nominal - SE Jaguara 345/138 kV

Como pode ser observado, a transformação de fronteira 345/138 kV da SE Jaguara viola o carregamento máximo em regime normal a partir do ano 2026, indicando a necessidade uma solução estrutural via reforço com uma unidade transformadora adicional, recomendação de substituição das unidades atuais por unidades com nova modularização de potência ou através da recomendação de um novo ponto de suprimento na região.

5.5.2 Desempenho em Regime de Emergência

Foi observada sobrecarga na transformação de fronteira 345/138 kV da SE Jaguara a partir do ano 2022 na contingência de uma de suas unidades transformadores, e sobrecarga na LD 138 kV Jaguara

– Araxá 1, bem como subtenções em toda malha em 138 kV do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba, na contingência do transformador defasador da SE 345/138 kV São Gotardo 2. Também foi observada sobrecarga na transformação de fronteira 230/138 kV da SE Cachoeira Dourada a partir do ano 2024.

A Figura 5-9 e Figura 5-10 mostram os carregamentos nas transformações de fronteira das SEs Cachoeira Dourada e Jaguará em regime de contingência, respectivamente.

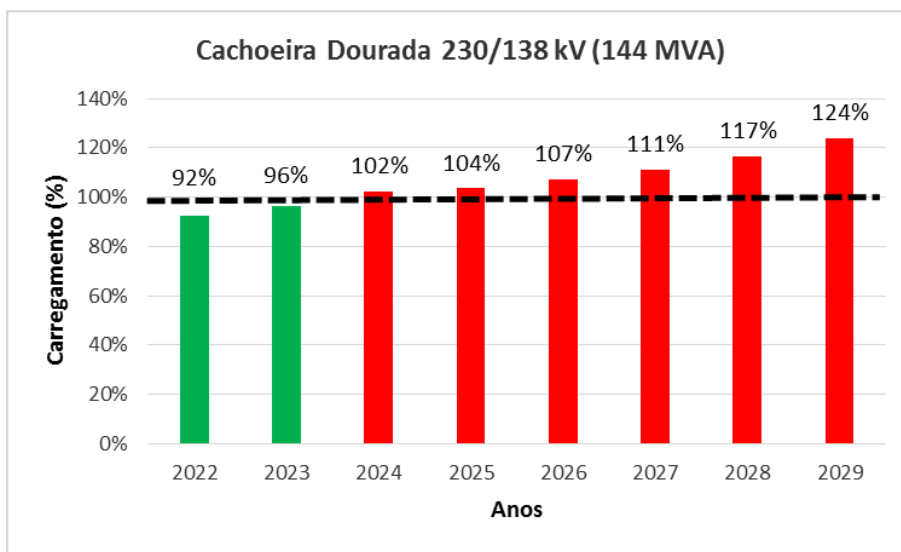


Figura 5-9 - Carregamento em emergência - SE Cachoeira Dourada 230/138 kV

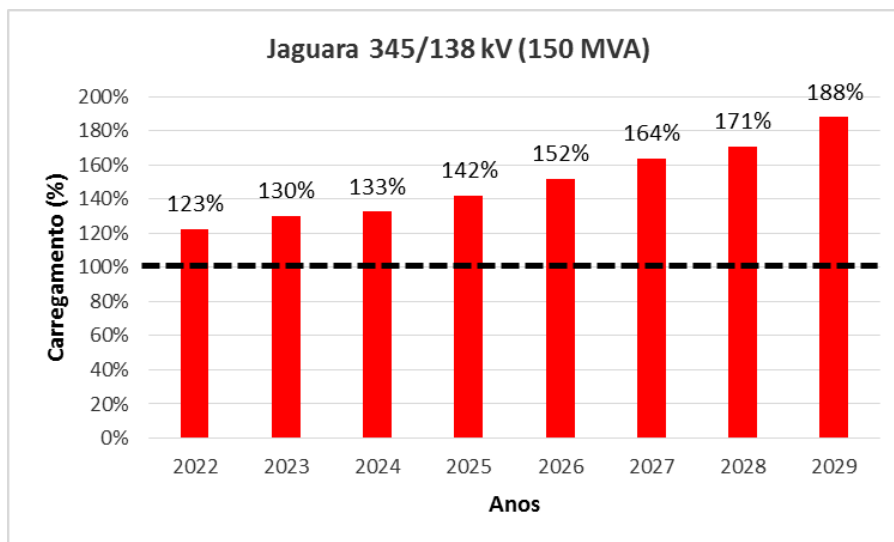


Figura 5-10 - Carregamento em emergência - SE Jaguará 345/138 kV

5.6 Desempenho Elétrico da Rede no Cenário 5

5.6.1 Desempenho em Regime Normal de Operação

Foram observados problemas de sobrecarga na LD 138 kV Emborcação – Araguari 2 no ano 2022, as quais diminuem até desaparecer com o crescimento da carga, além de subtensões nas barras em 138 kV da região de Araxá no final do horizonte. Além disso, foram observadas sobretensões nas barras em 138 kV das SEs São Simão e Santa Vitória.

A Figura 5-11 ilustra a evolução do perfil de tensão na malha de distribuição em 138 kV do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba no horizonte de análise.

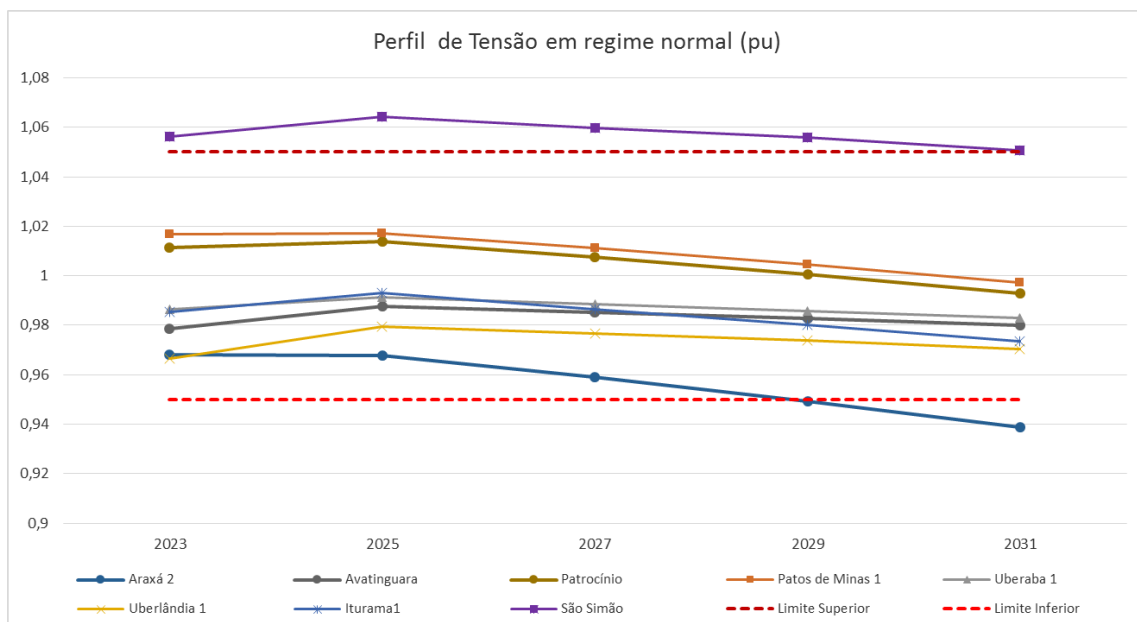


Figura 5-11 - Perfil de tensão nas barras de distribuição em 138 kV (pu) - Cenário 5

5.6.2 Desempenho em Regime de Emergência

Foi observado o não atendimento ao critério N-1 na contingência de uma das transformações de fronteira 230/138 kV da SE Cachoeira Dourada no ano 2022, a qual desaparece à medida que a carga cresce ao longo dos anos. Além disso, foram verificadas subtensões nas barras em 138 kV da região do Alto Paranaíba na contingência do transformador defasador 345/138 kV da SE São Gotardo 2 a partir do ano 2028.

5.7 Desempenho Elétrico da Rede no Cenário 6

5.7.1 Desempenho em Regime Normal de Operação

Foram observados problemas de subtensão nas barras em 138 kV da região do Alto Paranaíba e Pontal do Triângulo, bem como em toda a região de Uberaba, nos anos finais do horizonte de estudo. Além disso, observou-se a sobrecarga da LD 138 kV Jaguará – Araxá.

A Figura 5-12 ilustra a evolução do perfil de tensão na malha de distribuição em 138 kV do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba no horizonte de análise.

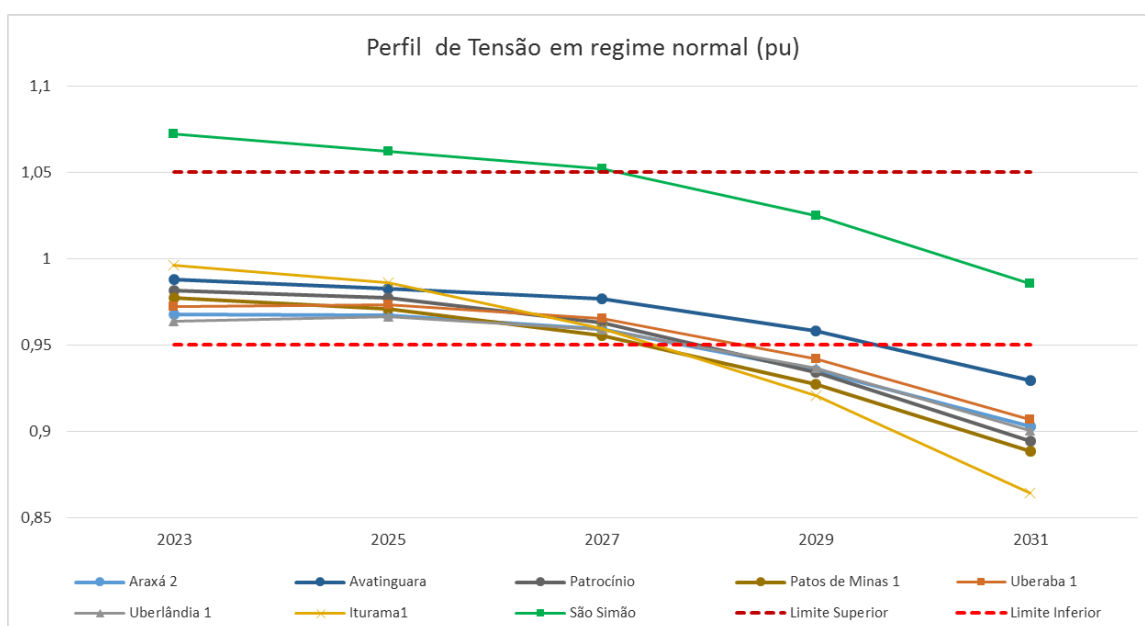


Figura 5-12 - Perfil de tensão nas barras de distribuição em 138 kV (pu) - Cenário 6

5.7.2 Desempenho em Regime de Emergência

Foi observado o não atendimento ao critério N-1 na contingência do conjunto, transformador 345/138 kV e transformador defasador 138/138 kV da SE São Gotardo 2, situação na qual aparecem subtensões generalizadas na malha elétrica em 138 kV do Triângulo Mineiro a partir do ano 2022.

5.8 Desempenho Elétrico da Rede no Cenário 7

5.8.1 Desempenho em Regime Normal de Operação

Foram observados problemas de subtensão nas barras em 138 kV da região do Alto Paranaíba e Pontal do Triângulo nos anos finais do horizonte de estudo. Além disso, foram verificadas sobrecargas de até 20% na LD 138 kV Jaguará – Araxá C1 e LDs 138 kV Avatinguara – Uberlândia 1 C1 e C2.

A Figura 5-13 ilustra a evolução do perfil de tensão na malha de distribuição em 138 kV do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba no horizonte de análise.

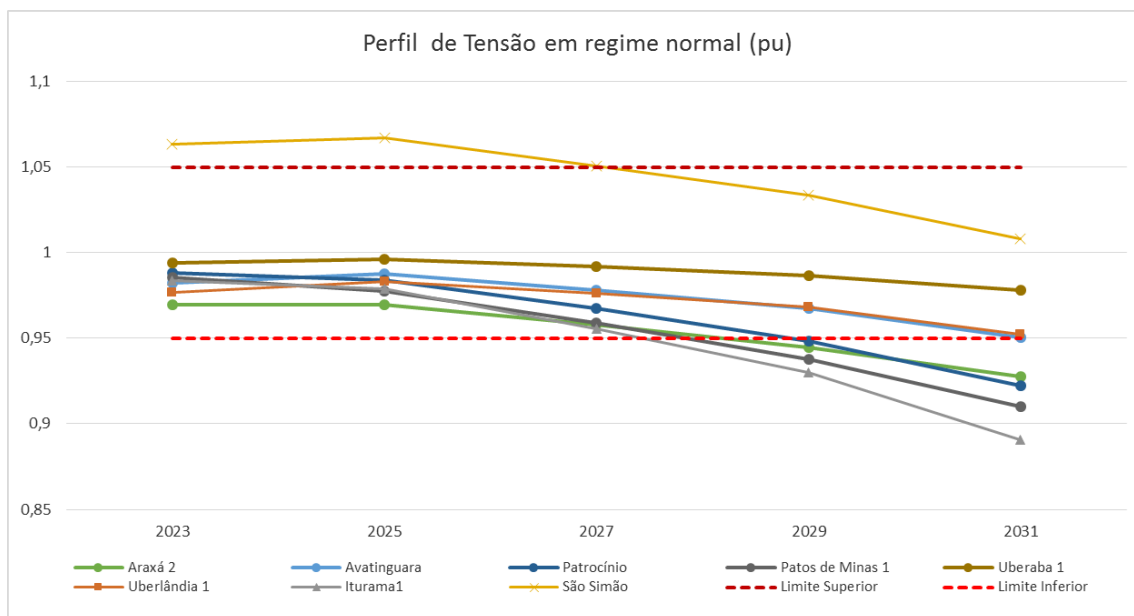


Figura 5-13 - Perfil de tensão nas barras de distribuição em 138 kV (pu) - Cenário 7

5.8.2 Desempenho em Regime de Emergência

Foi observado o não atendimento ao critério N-1 na contingência do transformador defasador 345/138 kV da SE São Gotardo 2, situação na qual aparecem subtensões generalizadas na malha elétrica em 138 kV do Triângulo Mineiro, a partir do ano 2022.

6 DESCRIÇÃO E DESEMPENHO DAS ALTERNATIVAS

Durante a elaboração de alternativas do estudo, verificou-se que os problemas encontrados estavam dispersos na grande malha elétrica do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba, não sendo possível resolver todos os problemas com uma solução global. Logo, foi adotada a divisão do estudo em 3 etapas, por região eletrogeográfica, conforme item 1.3 e Figura 6-1 a seguir. Sendo elas:

- Etapa 1: região do Alto Paranaíba;
- Etapa 2: região Central do Triângulo Mineiro (Uberlândia e Uberaba) e
- Etapa 3: região do Pontal do Triângulo.

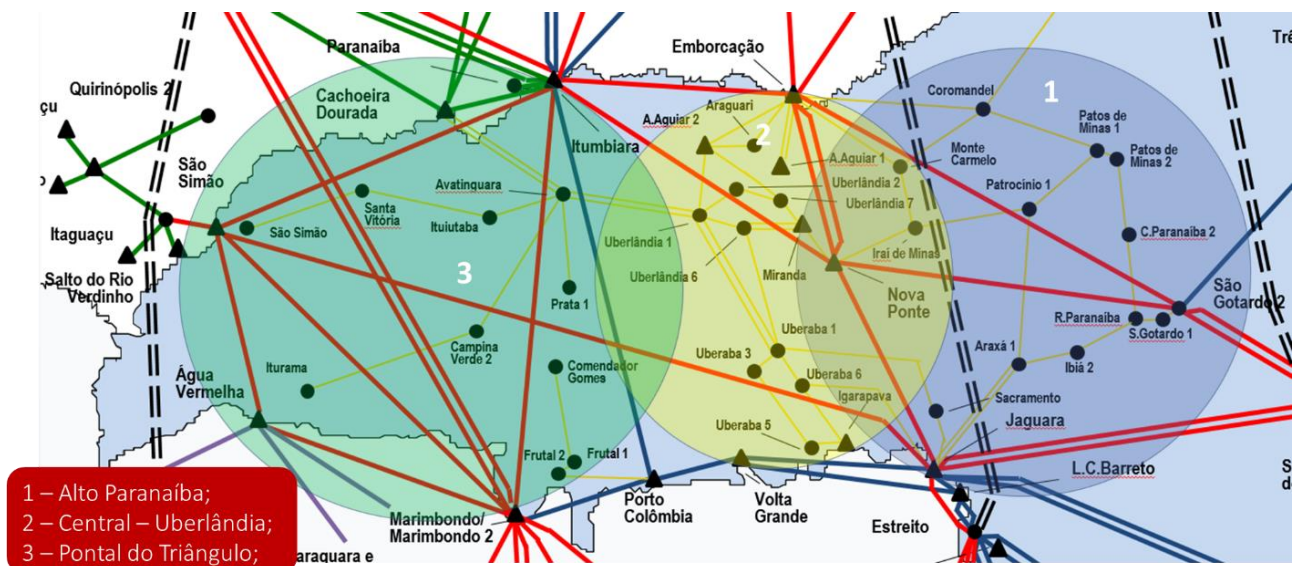


Figura 6-1 - Diagrama com divisão de áreas eletrogeográficas

Cabe ressaltar que, embora seja possível realizar o estudo de cada região separadamente, os reforços das demais regiões afetam o desempenho elétrico global. Por essa razão, uma vez definida a solução estrutural da Etapa 1, esta foi devidamente considerada nas análises da Etapa 2. Da mesma forma, uma vez definida a solução estrutural da Etapa 2, esta foi devidamente considerada nas análises da Etapa 3, juntamente com a solução estrutural definida na Etapa 1.

Após a conclusão destas 3 etapas, foi realizada uma avaliação contendo todas as soluções estruturais definidas para o sistema elétrico do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba. Esta avaliação teve como objetivo identificar possibilidades de otimização sob uma ótica global. Esta etapa foi definida como Etapa 4, conforme definido no item 1.3.

6.1 Etapa 1 – Solução Região Alto Paranaíba

Nesta etapa foram definidas 6 alternativas contemplando tanto a duplicação de transformações de Rede Básica de Fronteira em subestações existentes como a recomendação de novas subestações. Para a definição da solução vencedora, foi considerada referencialmente uma nova subestação de fronteira no município de Uberlândia, localizada na região central do Triângulo Mineiro, como forma de reproduzir os reflexos elétricos da solução estrutural a ser definida na Etapa 2.

6.1.1 Alternativa 1

A primeira alternativa consiste na duplicação da transformação de fronteira 345/138 kV da SE São Gotardo 2, bem como do transformador defasador existente nesta subestação, e da criação de um novo eixo em 138 kV desde a SE 138 kV São Gotardo 1 até o polo de carga de Araxá. Além disso, foi necessária a criação da nova LD 138 kV Jaguará – Araxá 3 sendo que, para isso, foi necessária a criação da nova SE 138 kV Araxá 3 seccionando a LD 138 kV Jaguará – Araxá 2 existente. O diagrama elétrico simplificado da alternativa é apresentado na Figura 6-2.

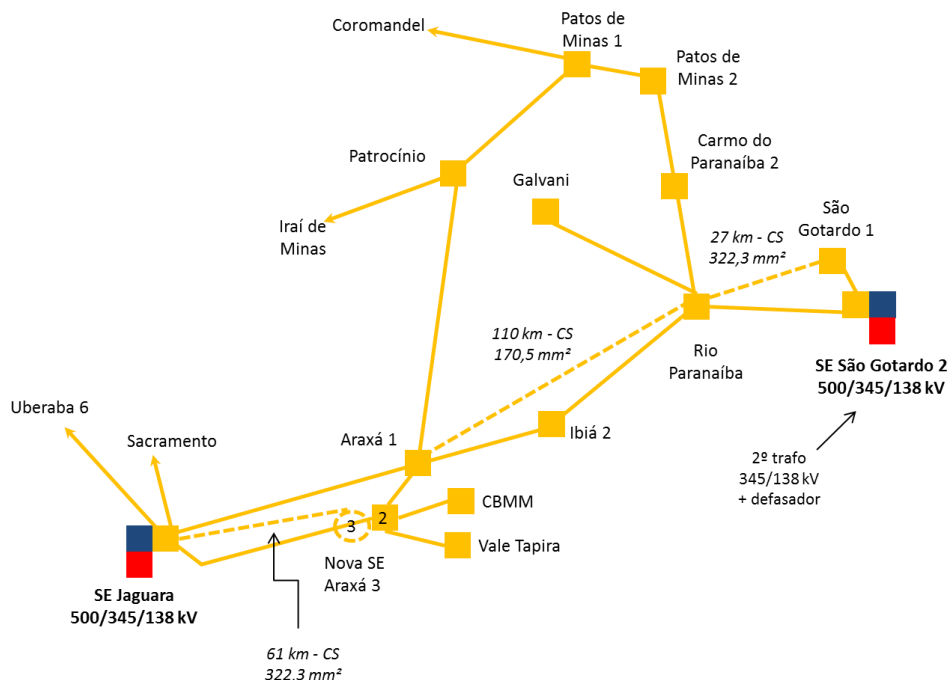


Figura 6-2 - Diagrama Elétrico da Alternativa 1 (Etapa 1)

A seguir é apresentado o conjunto de obras desta alternativa:

- 2º Conjunto Autotransformador 345/138 kV (3x100) MVA+Defasador na SE São Gotardo 2;
- Nova LD 138 kV São Gotardo 1 – Rio Paranaíba, C1 (636 MCM) – 27 km;
- Nova LD 138 kV Rio Paranaíba – Araxá 1, C1 (336 MCM) – 110 km;
- Nova LD 138 kV Jaguará – Araxá 3, C1 636 MCM – 61 km; e
- Nova SE 138 kV Araxá 3, seccionando a LD 138 kV Jaguará – Araxá 2, C1 (2km).

Nesta alternativa, os problemas de subtensão oriundos da contingência do transformador 345/138 kV da SE São Gotardo 2 ou de seu transformador defasador foram eliminados com a recomendação de um segundo conjunto transformador+defasador em paralelo. Já o problema de sobrecarga verificado na LD 138 kV Jaguará – Araxá 1, bem como as subtensões em regime normal, foram eliminados pelos reforços na rede de distribuição.

6.1.2 Alternativa 2

A alternativa 2, semelhantemente à alternativa anterior, consiste na duplicação da transformação de fronteira 345/138 kV da SE São Gotardo 2, bem como do transformador defasador existente nesta subestação. Contudo, explorou-se um rota alternativa ao eixo de 138 kV por meio da SE Serra do Salitre, identificada como potencial ponto de conexão de novos consumidores livres, até o polo de carga de Araxá. Da mesma forma que na alternativa 1, foi necessária a criação da nova LD 138 kV Jaguará – Araxá 3 sendo que, para isso, foi necessária a criação da nova SE 138 kV Araxá 3 seccionando a LD 138 kV Jaguará – Araxá 2 existente. O diagrama elétrico simplificado da alternativa é apresentado na Figura 6-3.

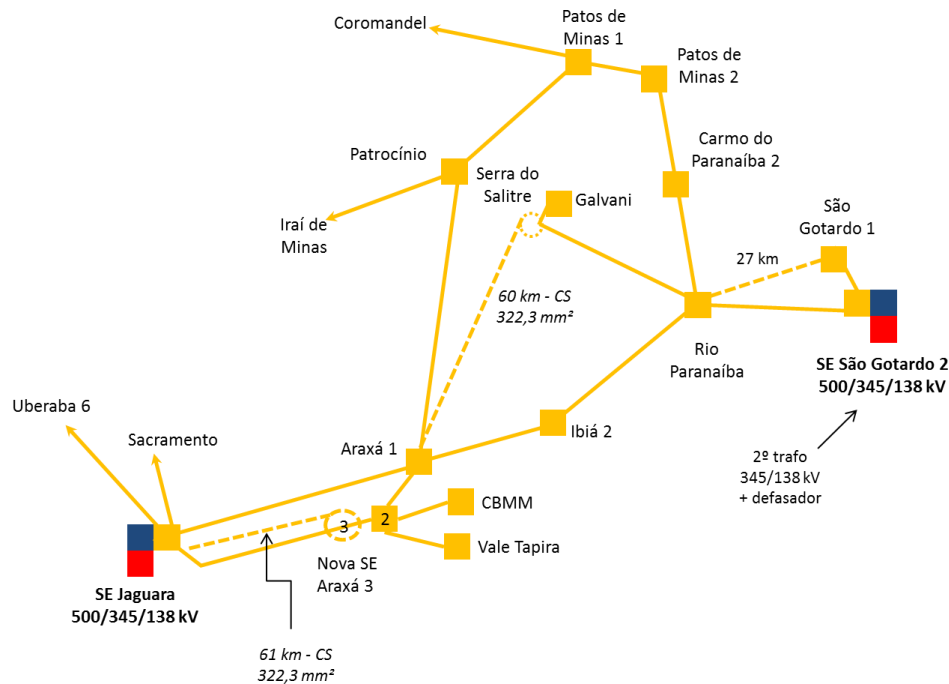


Figura 6-3 - Diagrama Elétrico da Alternativa 2 (Etapa 1)

A seguir é apresentado o conjunto de obras desta alternativa:

- 2º Conjunto Autotransformador 345/138 kV (3x100) MVA+Defasador na SE São Gotardo 2;
- Nova LD 138 kV São Gotardo 1 – Rio Paranaíba, C1 (636 MCM) – 27 km;
- Nova SE 138 kV Serra do Salitre, seccionando a LD 138 kV Rio Paranaíba – Galvani;
- Nova LD 138 kV Serra do Salitre – Araxá 1, C1 (636 MCM) – 60 km;
- Nova SE 138 kV Araxá 3, seccionando a LD 138 kV Jaguará – Araxá 2, C1 (2km); e
- Nova LD 138 kV Jaguará – Araxá 3, C1 (636 MCM), 61 km.

Nesta alternativa, os problemas de subtensão oriundos da contingência do transformador 345/138 kV da SE São Gotardo 2 ou de seu transformador defasador foram eliminados com a recomendação de um segundo conjunto transformador+defasador em paralelo. Já o problema de sobrecarga verificado na LD 138 kV Jaguará – Araxá 1, bem como as subtensões em regime normal, foram eliminados pelos reforços na rede de distribuição.

6.1.3 Alternativa 3

A terceira alternativa consiste em uma nova subestação de Rede Básica de Fronteira em 345/138 kV no polo de carga de Araxá, e reforços na malha de distribuição em 138 kV para as contingências

do transformador 345/138 kV da SE São Gotardo 2 ou de seu transformador defasador. O diagrama elétrico simplificado da alternativa é apresentado na Figura 6-4.

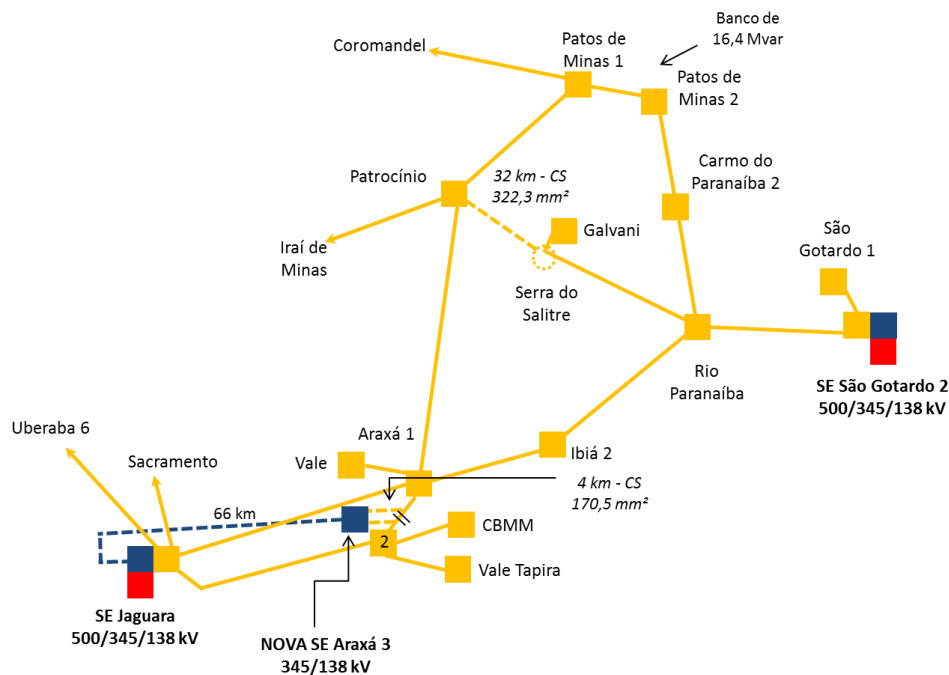


Figura 6-4 - Diagrama Elétrico da Alternativa 3 (Etapa 1)

A seguir é apresentado o conjunto de obras desta alternativa:

- Nova SE 345/138 kV Araxá 3 (3+1R) x 100 MVA;
- Nova LT 345 kV Jaguará – Araxá 3, C1 (2x795 MCM) – 66 km;
- Nova SE 138 kV Serra do Salitre, seccionando a LD 138 kV Rio Paranaíba – Galvani;
- Nova LD 138 kV Patrocínio – Serra do Salitre, C1 (636 MCM) – 32 km; e
- Banco de Capacitores de 16,4 Mvar na SE 138 kV Patos de Minas 2.

Nesta alternativa, os problemas de subtesão oriundos da contingência do transformador 345/138 kV da SE São Gotardo 2 ou de seu transformador defasador foram eliminados com a recomendação da nova subestação de Rede Básica de Fronteira 345/138 kV Araxá 3. Todavia, devido à severidade desta contingência, foi necessária a complementação da solução através de um banco de capacitores na subestação de Patos de Minas 2, a partir do ano 2028.

Além disso, por esta nova subestação de fronteira estar localizada em um polo de carga, verificou-se que o carregamento na malha de 138 kV local é consideravelmente aliviado, resultando em uma elevação do perfil de tensão e na eliminação das sobrecargas na malha de distribuição.

6.1.4 Alternativa 4

A quarta alternativa consiste em uma nova subestação de Rede Básica de Fronteira em 500/138 kV no polo de carga de Araxá, e reforços na malha de distribuição em 138 kV para as contingências do transformador 345/138 kV da SE São Gotardo 2 ou de seu transformador defasador. Como fonte para a nova transformação de fronteira considerou-se o seccionamento da LT 500 kV Jaguarua – Bom Despacho 3 no ponto mais próximo da SE 138 kV Araxá 2. O diagrama elétrico simplificado da alternativa é apresentado na Figura 6-5.

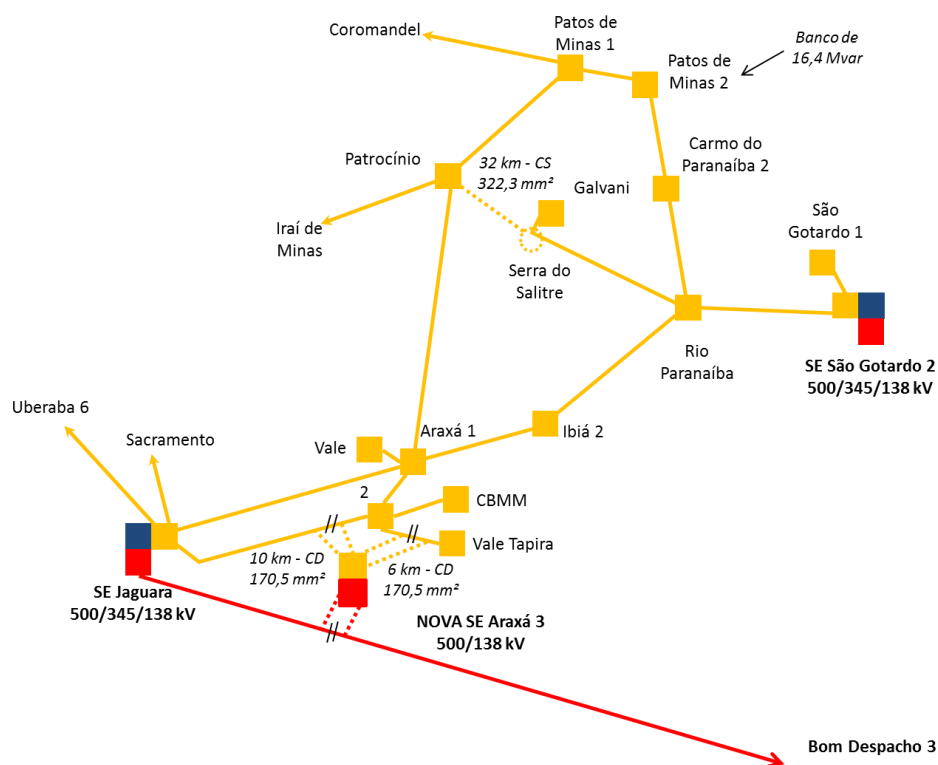


Figura 6-5 - Diagrama Elétrico da Alternativa 4 (Etapa 1)

A seguir é apresentado o conjunto de obras desta alternativa:

- Nova SE 500/138 kV Araxá 3 (3+1R) x 100 MVA;
- Seccionamento da LT 500 kV Jaguarua – Bom Despacho 3;
- Nova LD 138 kV CD de Araxá 3 até seccionamento da LD 138 kV Jaguarua - Araxá 2 (336 MCM) – 10 km;
- Nova LD 138 kV CD de Araxá 3 até seccionamento da LD 138 kV Araxá 2 – Vale Tapira (336 MCM) – 6 km;
- Nova SE 138 kV Serra do Salitre, seccionando a LD 138 kV Rio Paranaíba – Galvani;

- Nova LD 138 kV Patrocínio – Serra do Salitre, C1 (636 MCM) – 32 km; e
- Banco de Capacitores de 16,4 Mvar na SE 138 kV Patos de Minas 2.

Nesta alternativa, os problemas de subtesão oriundos da contingência do transformador 345/138 kV da SE São Gotardo 2 ou de seu transformador defasador foram eliminados com a recomendação da nova subestação de Rede Básica de Fronteira 500/138 kV Araxá 3. Todavia, devido à severidade desta contingência, foi necessária a complementação da solução através de um banco de capacitores na subestação de Patos de Minas 2, a partir do ano 2028.

Além disso, por esta nova subestação de fronteira estar localizada em um polo de carga, verificou-se que o carregamento na malha de 138 kV local é consideravelmente aliviado, resultando em uma elevação do perfil de tensão e na eliminação das sobrecargas na malha de distribuição.

6.1.5 Alternativa 5

A quinta alternativa consiste em uma nova subestação de Rede Básica de Fronteira em 500/138 kV na região de Patrocínio, e reforços na malha de distribuição em 138 kV. Como fonte para a nova transformação de fronteira considerou-se o seccionamento da LT 500 kV Emborcação – São Gotardo 2 no ponto mais próximo do cruzamento dessa linha com a LD 138 kV Patrocínio – Araxá 1. O diagrama elétrico simplificado da alternativa é apresentado na Figura 6-6.

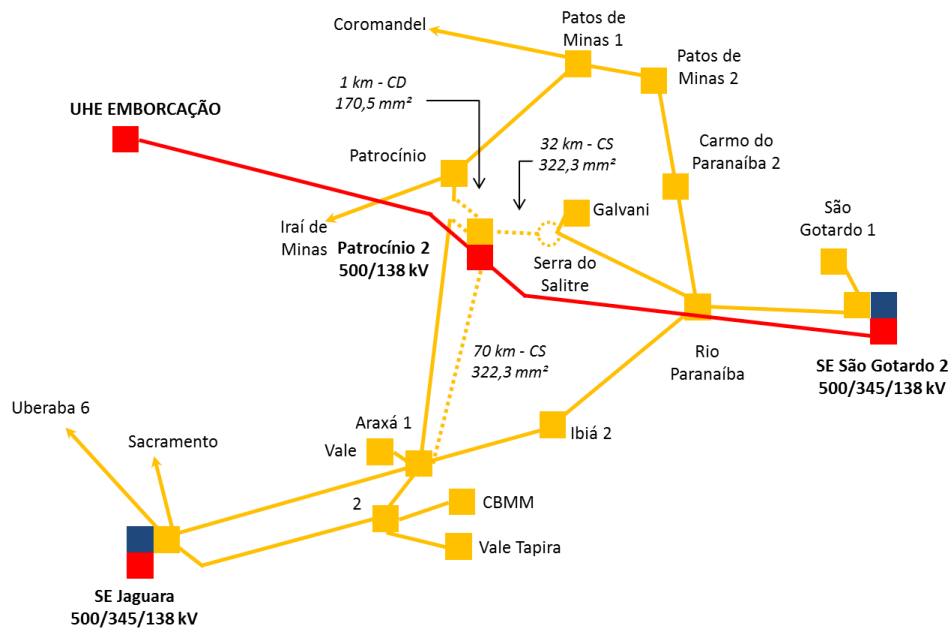


Figura 6-6 - Diagrama Elétrico da Alternativa 5 (Etapa 1)

A seguir é apresentado o conjunto de obras desta alternativa:

- Nova SE 500/138 kV Patrocínio 2 (3+1R) x 100 MVA;
- Seccionamento da LT 500 kV Emborcação – São Gotardo 2;
- Nova LD 138 kV CD de Patrocínio 2 até seccionamento da LD 138 kV Patrocínio - Araxá 1 (336 MCM) – 1 km;
- Nova LD 138 kV Patrocínio – Serra do Salitre, C1 (636 MCM) – 32 km;
- Nova SE 138 kV Serra do Salitre, seccionando a LD 138 kV Rio Paranaíba – Galvani; e
- Nova LD 138 kV Patrocínio 2 – Araxá 1, C1 (636 MCM) – 75 km.

Nesta alternativa, os problemas de subtesão oriundos da contingência do transformador 345/138 kV da SE São Gotardo 2 ou de seu transformador defasador foram eliminados com a recomendação da nova subestação de Rede Básica de Fronteira 500/138 kV Patrocínio 2.

Esta subestação fornece um ponto intermediário entre os polos de carga de Araxá e Patrocínio, propiciando um controle diferenciado de tensão na rede de distribuição local. No entanto, dada sua localização eletrogeográfica, fez-se necessária a recomendação de construção de novas linhas de distribuição em 138 kV para o suprimento das cargas regionais.

Com esta configuração final (Figura 6-6) o carregamento na malha elétrica do Alto Paranaíba é consideravelmente reduzido, resultando em uma elevação do perfil de tensão e na eliminação das sobrecargas na malha de distribuição.

6.1.6 Alternativa 6

A sexta alternativa, semelhantemente à alternativa 5, consiste em uma nova subestação de Rede Básica de Fronteira em 500/138 kV na região de Perdizes, e reforços na malha de distribuição em 138 kV. Como fonte para a nova transformação de fronteira considerou-se o seccionamento da LT 500 kV Nova Ponte – São Gotardo 2 no ponto mais próximo do cruzamento dessa linha com a LD 138 kV Patrocínio – Araxá 1. O diagrama elétrico simplificado da alternativa é apresentado na Figura 6-7.

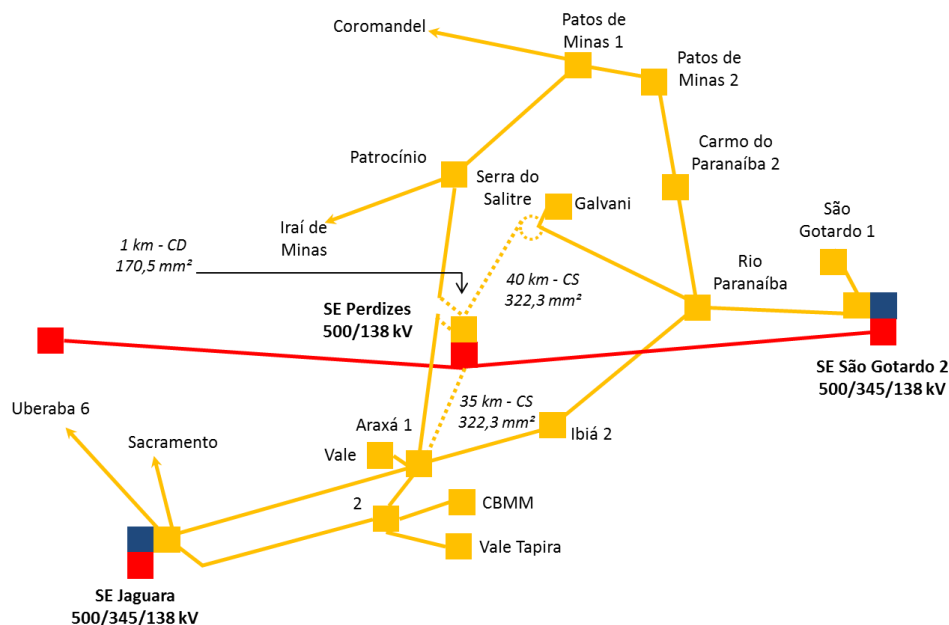


Figura 6-7 - Diagrama Elétrico da Alternativa 6 (Etapa 1)

A seguir é apresentado o conjunto de obras desta alternativa:

- Nova SE 500/138 kV Perdizes (3+1R) x (100 MVA);
- Seccionamento da LT 500 kV Nova Ponte – São Gotardo 2;
- Nova LD 138 kV CD de Perdizes até seccionamento da LD 138 kV Patrocínio - Araxá 1 (336 MCM) – 1 km;
- Nova LD 138 kV Patrocínio – Serra do Salitre, C1 (636 MCM) – 40 km;
- Nova SE 138 kV Serra do Salitre, seccionando a LD 138 kV Rio Paranaíba – Galvani; e

- Nova LD 138 kV Patrocínio – Araxá 1, C1 (636 MCM) – 35 km.

Nesta alternativa, os problemas de subtesão oriundos da contingência do transformador 345/138 kV da SE São Gotardo 2 ou de seu transformador defasador foram eliminados com a recomendação da nova subestação de Rede Básica de Fronteira 500/138 kV Perdizes.

Esta subestação fornece um ponto intermediário entre os polos de carga de Araxá e Patrocínio, propiciando um controle diferenciado de tensão na rede de distribuição local. No entanto, dada sua localização eletrogeográfica, fez-se necessária a recomendação de construção de novas linhas de distribuição em 138 kV para o suprimento das cargas regionais.

Com esta configuração final (Figura 6-7) o carregamento na malha elétrica do Alto Paranaíba é consideravelmente reduzido, resultando em uma elevação do perfil de tensão e na eliminação das sobrecargas na malha de distribuição.

6.1.7 Conclusões

Considerando que as 6 alternativas apresentadas atenderam aos critérios de planejamento, realizou-se a avaliação de mínimo custo global (custos de investimentos, mais custo de perdas elétricas), conforme detalhado no Capítulo 7. A alternativa que apresentou o menor valor de rendimentos necessários mais custo de perdas elétricas foi a alternativa 3. Como houve diferença inferior a 5% (2,9%) entre a alternativa vencedora (alternativa 3) e a segunda alternativa de menor custo global (alternativa 6), configurou-se empate técnico. Dessa forma, a alternativa 3 foi escolhida como alternativa vencedora devidos às seguintes razões:

- É a alternativa de menor custo de investimento entre as empatadas, cerca de R\$ 14,4 milhões a menos do que a alternativa 6;
- É a alternativa de menor custo de investimento em redes de distribuição em 138 kV, cerca de 41 km a menos cerca de R\$ 20 milhões;
- É a alternativa que recomenda um novo ponto de injeção de Rede Básica no sistema elétrico local em um dos principais polos de carga regionais (Araxá); e
- É a alternativa que recomenda um novo ponto de injeção de Rede Básica em nível de tensão mais adequado e compatível com o montante de cargas atendidas (345 kV).

As planilhas de comparação de custos de investimentos e perdas elétricas são apresentadas na Figura 7-1 e na Tabela 7-1 do Capítulo 7 - ANÁLISE ECONÔMICA e as planilhas de custos encontram-se no Anexo 15.1.

6.2 Etapa 2 – Solução Região Central do Triângulo

Os principais problemas verificados na região Central do Triângulo Mineiro ocorrem em regime normal de operação, tanto quando essa região tem característica exportadora de energia das usinas conectadas à rede de distribuição em 138 kV, patamar de carga leve, quanto no período em que essa região tem características predominantemente de atendimento à demanda de carga, patamar de carga pesada, indicando a necessidade de um novo ponto de injeção de Rede Básica de Fronteira.

Portanto, nesta etapa foram definidas 10 alternativas de solução estrutural, sendo 9 delas através de novos pontos de injeção de Rede Básica na região de Uberlândia e uma alternativa composta apenas de reforços na rede de distribuição em 138 kV.

Para a análise da solução estrutural para essa região foram consideradas tanto as recomendações definidas na Etapa 1, como obras referenciais representadas através de uma nova subestação de Rede Básica de Fronteira (SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2) no Pontal do Triângulo (Figura 6-8). Essa subestação foi obtida pelo seccionamento da LT 345 kV Itumbiara – Porto Colômbia e das LDs 138 kV Avatinguara – Uberlândia 1, C1 e C2, no ponto de interseção entre as referidas linhas, ou seja, cerca de 8 km a partir da SE 138 kV Avatinguara. É importante ressaltar que essa subestação será uma das alternativas da Etapa 3.

Essa representação se fez necessária devido à forte influência elétrica esperada da solução estrutural a ser definida na Etapa 3 (Pontal do Triângulo) na solução estrutural a ser estudada nesta etapa (Central do Triângulo).

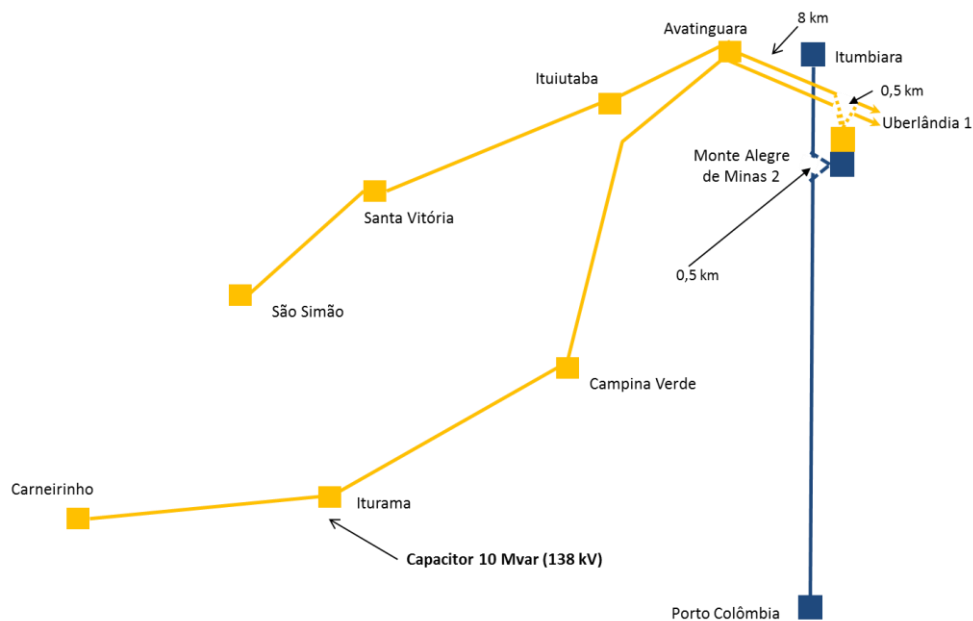


Figura 6-8 - Diagrama elétrico da SE 345/138 kV referencial em Monte Alegre de Minas 2

Ademais, foi adotada uma nomenclatura especial para identificar os diferentes pontos de seccionamento na rede de distribuição em 138 kV para a localização da nova subestação de Rede Básica de Fronteira Uberlândia 10. A nomenclatura definida foi em A, B e C para os três diferentes pontos. As posições mencionadas são ilustradas na Figura 6-9.

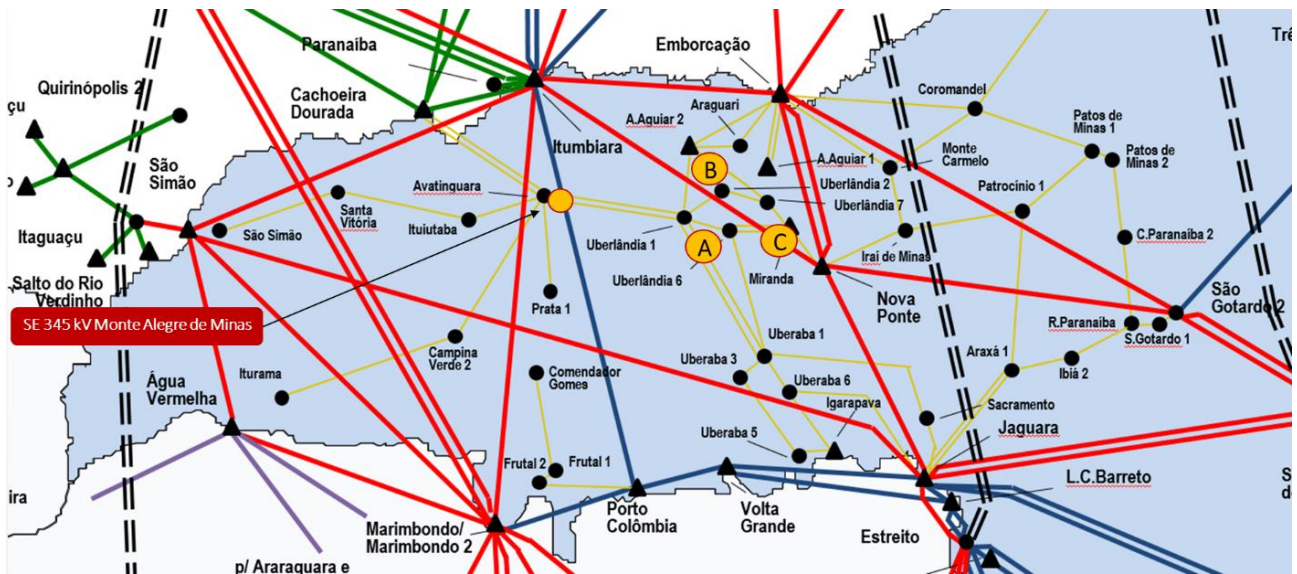


Figura 6-9 - Pontos de seccionamento da subestação de Uberlândia 10

O ponto A corresponde a um ponto a 10 km ao Sul da SE Uberlândia 1. Já os pontos B e C correspondem a pontos de interseção de linhas de distribuição com a LT 500 kV Itumbiara – Nova Ponte.

6.2.1 Alternativa 1A

A primeira alternativa consiste em uma nova subestação de Rede Básica de Fronteira 345/138 kV para a região de Uberlândia, a qual é alimentada por uma nova LT 345 kV oriunda da SE Itumbiara de Rede Básica, associada à abertura do eixo 138 kV Uberlândia 1 – Uberaba 1 e implantação de uma nova LD 138 kV para a região de Uberaba. O diagrama elétrico simplificado da alternativa é apresentado na Figura 6-10.

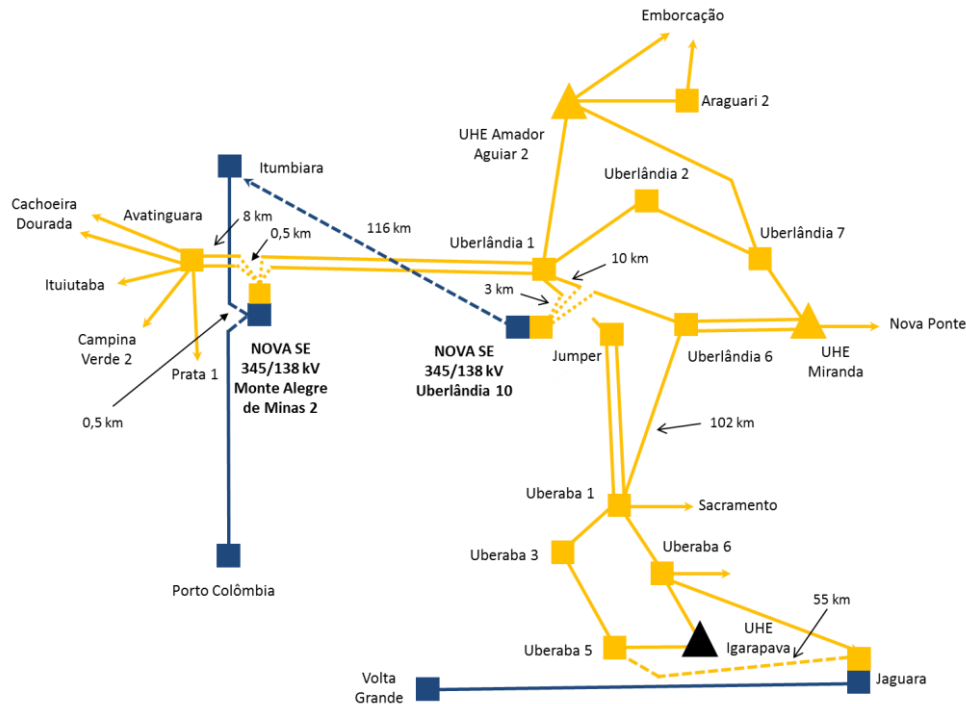


Figura 6-10 - Diagrama Elétrico da Alternativa 1A (Etapa 2)

A seguir é apresentado o conjunto de obras desta alternativa:

- Nova SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2 (6+1R) 50 MVA;
- Seccionamento da LT 345 kV Itumbiara – Porto Colômbia, CD - 0,5 km;
- Seccionamento das LDs 138 kV Avatinguara – Uberlândia 1 (C1 e C2), CD - 3 km;
- Recapacitação das LDs 138 kV Avatinguara – Monte Alegre de Minas 2 (C1 e C2) - 8 km;
- Nova SE 345/138 kV Uberlândia 10 (3+1R) 100 MVA;
- Nova LT 345 kV Itumbiara – Uberlândia 10, C1 (2x795 MCM) - 116 km;
- Seccionamento da LD 138 kV Jumper – Uberlândia, CD (1x954 MCM) - 3 km;
- Seccionamento da LD 138 kV Uberlândia 1 – Uberlândia 6, CD (1x336 MCM) - 3km;
- Nova LD 138 kV Jaguará – Uberlândia 10, C1 (1x636 MCM) - 55 km;
- Banco de Capacitor de 1X10 Mvar na SE 138 kV Iturama;
- Banco de Capacitor de 1X16,4 Mvar na SE 138 kV Araxá 3;
- Recapacitação da LD 138 kV Iraí de Minas – Patrocínio, C1 – 60 km;
- Recapacitação da LD 138 kV Uberlândia 6 – Uberlândia 1, C1 – 102 km;
- Recapacitação da LD 138 kV Uberlândia 1 – Uberlândia 2, C1 – 75 km.

Nesta alternativa, a nova subestação de Rede Básica de Fronteira 345/138 kV Uberlândia 10, obtida pelo seccionamento das LDs 138 kV Jumper - Uberlândia e Uberlândia 1 – Uberlândia 6, e suprida

pela LT 345 kV Itumbiara – Uberlândia 10, altera o perfil de carregamento das linhas de distribuição em 138 kV em todos os cenários de geração. Além disso, melhora o perfil de tensão da região e elimina as sobrecargas apontadas no diagnóstico.

Todavia, esse novo perfil de carregamento acarretou a sobrecarga das LD 138 kV Uberlândia 1 - Uberaba 10, LD 138 kV Uberlândia 6 – Uberaba 1 e LD 138 kV Iraí de Minas - Patrocínio. Como solução foi definida a abertura da LD Uberlândia 1 – Jumper no terminal da SE Uberlândia 10 e a recapitação da LD 138 kV Uberlândia 6 – Uberaba 1 e da LD 138 kV Iraí de Minas – Patrocínio pela distribuidora (Cemig D).

Para a região de Uberaba foi recomendada a nova LD 138 kV Jaguará – Uberaba 10 para o ano de 2024, a fim de solucionar as violações de tensão verificadas na região.

Foram necessárias, ainda, as recapitações dos trechos de LD em 138 kV entre as subestações de Monte Alegre de Minas 2 e Avatinguara C1 e C2 (8km) e da recomendação de bancos de capacitores shunt nas SE 138 kV Iturama e Araxá 3 (2028) para atendimento aos critérios de planejamento durante as contingências da LT 345 kV Itumbiara – Monte Alegre de Minas 2 e LT 345 kV Jaguará – Araxá 3, respectivamente.

6.2.2 Alternativa 1B

A alternativa 1B é semelhante à alternativa 1A, variando apenas a localização da nova subestação de Rede Básica de Fronteira de Uberlândia 10. O diagrama elétrico simplificado da alternativa é apresentado na Figura 6-11.

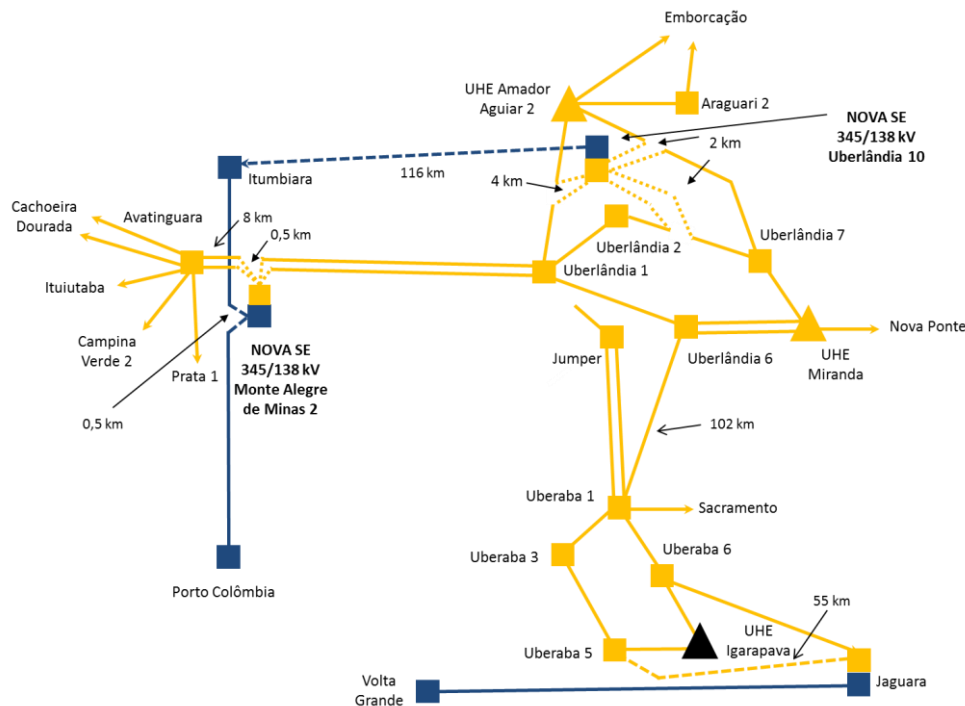


Figura 6-11 - Diagrama Elétrico da Alternativa 1B (Etapa 2)

A seguir é apresentado o conjunto de obras desta alternativa:

- Nova SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2 (6+1R) 50 MVA;
- Seccionamento da LT 345 kV Itumbiara – Porto Colômbia, CD - 0,5 km;
- Seccionamento das LDs 138 kV Avatinguara – Uberlândia 1 (C1 e C2), CD - 3 km;
- Recapitação das LDs 138 kV Avatinguara – Monte Alegre de Minas 2 (C1 e C2) - 8 km;
- Nova SE 345/138 kV Uberlândia 10 (3+1R) 100 MVA;
- Nova LT 345 kV Itumbiara – Uberlândia 10, C1 (2x795 MCM) - 116 km;
- Seccionamento da LD 138 kV Amador Aguiar 2 – Uberlândia 1, (1x336 MCM), CD - 4 km;
- Seccionamento da LD 138 kV Amador Aguiar 2 – Uberlândia 7, (1x336 MCM), CD - 2km;
- Seccionamento da LD 138 kV Uberlândia 2 – Uberlândia 7, CD 1x336 MCM, 2km;
- Nova LD 138 kV Jaguará – Uberaba 10, C1 (1x636 MCM) - 55 km;
- Banco de Capacitor de 1X10 Mvar na SE 138 kV Iturama;

- Banco de Capacitor de 1X16,4 Mvar na SE 138 kV Araxá 3;
- Recapacitação da LD 138 kV Iraí de Minas – Patrocínio, C1 – 60 km;
- Recapacitação da LD 138 kV Uberlândia 6 – Uberaba 1, C1 – 102 km;

Nesta alternativa, a nova subestação de Rede Básica de Fronteira 345/138 kV Uberlândia 10 obtida pelo seccionamento das LDs 138 kV Amador Aguiar 2 – Uberlândia 1, Amador Aguiar 2 – Uberlândia 7 e Uberlândia 2 – Uberlândia 7, e suprida pela nova LT 345 kV Itumbiara – Uberlândia 10, altera o perfil de carregamento das linhas de distribuição em 138 kV em todos os cenários de geração, melhorando o perfil de tensão da região e eliminando as sobrecargas apontadas no diagnóstico.

Todavia, esse novo perfil de carregamento acarretou a sobrecarga das LD 138 kV Uberlândia 1 - Uberaba 10, LD 138 kV Uberlândia 6 – Uberaba 1 e LD 138 kV Iraí de Minas - Patrocínio. Como solução foi definida a abertura da LD Uberlândia 1 – Jumper no terminal da SE Uberlândia 10 e a recapacitação da LD 138 kV Uberlândia 6 – Uberaba 1 e da LD 138 kV Iraí de Minas – Patrocínio pela distribuidora (Cemig D).

Para a região de Uberaba foi recomendada uma nova LD 138 kV Jaguará – Uberaba 10 para o ano de 2024, a fim de solucionar as violações de tensão da região.

Foram necessárias, ainda, as recapacitações dos trechos de LD em 138 kV entre as subestações de Monte Alegre de Minas 2 e Avatinguara C1 e C2 (8km) e da recomendação de bancos de capacitores shunt nas SE 138 kV Iturama e Araxá 3 (2028) para atendimento aos critérios de planejamento durante as contingências da LT 345 kV Itumbiara – Monte Alegre de Minas 2 e LT 345 kV Jaguará – Araxá 3, respectivamente.

6.2.3 Alternativa 2A

A alternativa 2A consiste em uma nova subestação de Rede Básica de Fronteira 345/138 kV para a região de Uberlândia, a qual é alimentada por uma nova LT 345 kV oriunda da nova SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2, além da abertura do eixo 138 kV entre Uberlândia 1 – Uberaba 1 e uma nova LD em 138 kV para a região de Uberaba. O diagrama elétrico simplificado da alternativa é apresentado na Figura 6-12.

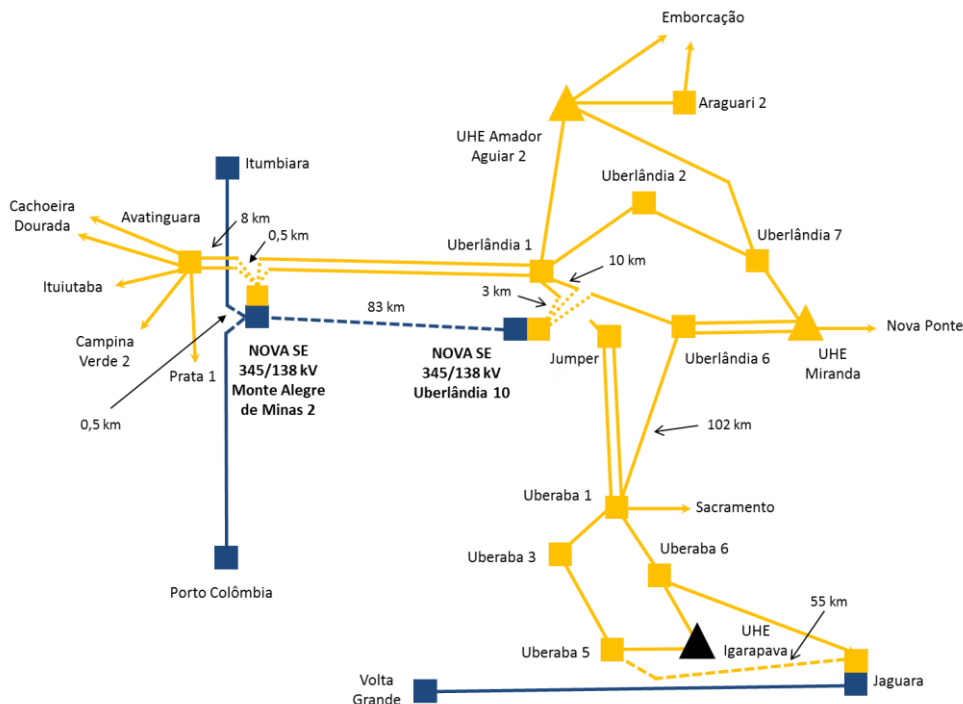


Figura 6-12 - Diagrama Elétrico da Alternativa 2A (Etapa 2)

A seguir é apresentado o conjunto de obras desta alternativa:

- Nova SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2 (6+1R) 50 MVA;
- Seccionamento da LT 345 kV Itumbiara – Porto Colômbia, CD - 0,5 km;
- Seccionamento das LDs 138 kV Avatinguara – Uberlândia 1 (C1 e C2), CD - 3 km;
- Recapacitação das LDs 138 kV Avatinguara – Monte Alegre de Minas 2 (C1 e C2) - 8 km;
- Nova SE 345/138 kV Uberlândia 10 (3+1R) 100 MVA;
- LT 345 kV Monte Alegre de Minas 2 – Uberlândia 10, C1 (2x795 MCM) - 83 km;
- Seccionamento da LD 138 kV Jumper – Uberlândia, CD (1x636 MCM) - 3 km;
- Seccionamento da LD 138 kV Uberlândia 1 – Uberlândia 6, CD (1x336 MCM) - 3km;
- Nova LD 138 kV Jaguará – Uberaba 10, C1 (1x636 MCM) - 55 km;
- Banco de Capacitor de 1x10 Mvar na SE 138 kV Iturama;
- Banco de Capacitor de 1x16,4 Mvar na SE 138 kV Araxá 3;
- Recapacitação da LD 138 kV Iraí de Minas – Patrocínio, C1 – 60 km;
- Recapacitação da LD 138 kV Uberlândia 6 – Uberaba 1, C1 – 102 km.

Nesta alternativa, a nova subestação de Rede Básica de Fronteira 345/138 kV Uberlândia 10, obtida pelo seccionamento das LDs 138 kV Jumper - Uberlândia e Uberlândia 1 – Uberlândia 6, e suprida pela LT 345 kV Monte Alegre de Minas 2 – Uberlândia 10, altera o perfil de carregamento das linhas

de distribuição em 138 kV em todos os cenários de geração. Além disso, melhora o perfil de tensão da região e elimina as sobrecargas apontadas no diagnóstico.

Todavia, esse novo perfil de carregamento acarretou a sobrecarga das LD 138 kV Uberlândia 1 - Uberaba 10, LD 138 kV Uberlândia 6 – Uberaba 1 e LD 138 kV Iraí de Minas - Patrocínio. Como solução foi definida a abertura da LD Uberlândia 1 – Jumper no terminal da SE Uberlândia 10 e a recapacitação da LD 138 kV Uberlândia 6 – Uberaba 1 e da LD 138 kV Iraí de Minas – Patrocínio pela distribuidora (Cemig D).

Para a região de Uberaba foi recomendada a nova LD 138 kV Jaguará – Uberaba 10 para o ano de 2024, a fim de solucionar as violações de tensão verificadas na região.

Foram necessárias, ainda, as recapacitações dos trechos de LD em 138 kV entre as subestações de Monte Alegre de Minas 2 e Avatinguara C1 e C2 (8km) e da recomendação de bancos de capacitores shunt nas SE 138 kV Iturama e Araxá 3 (2028) para atendimento aos critérios de planejamento durante as contingências da LT 345 kV Itumbiara – Monte Alegre de Minas 2 e LT 345 kV Jaguará – Araxá 3, respectivamente.

6.2.4 Alternativa 2B

A alternativa 2B consiste em uma nova subestação de Rede Básica de Fronteira 345/138 kV para a região de Uberlândia, a qual é alimentada por uma nova LT 345 kV oriunda da nova SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2 de Rede Básica de Fronteira, na abertura do eixo em 138 kV Uberlândia 1 – Uberaba 1 e uma nova LD e, 138 kV para a região de Uberaba. A diferença básica desta alternativa em relação à alternativa 2A é em relação ao ponto de conexão da nova SE 345/138 kV Uberlândia 10. O diagrama elétrico simplificado da alternativa é apresentado na Figura 6-13.

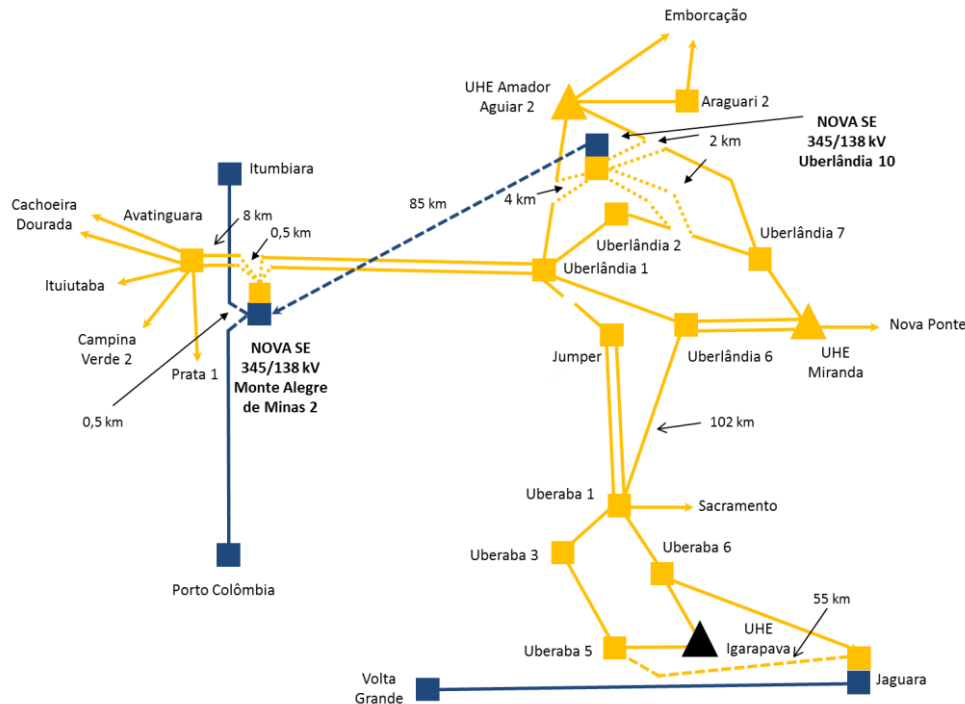


Figura 6-13 - Diagrama Elétrico da Alternativa 2B (Etapa 2)

A seguir é apresentado o conjunto de obras desta alternativa:

- Seccionamento da LT 345 kV Itumbiara – Porto Colômbia, CD - 0,5 km;
- Seccionamento das LDs 138 kV Avatinguara – Uberlândia 1 (C1 e C2), CD - 3 km;
- Recapacitação das LDs 138 kV Avatinguara – Monte Alegre de Minas 2 (C1 e C2) - 8 km;
- Nova SE 345/138 kV Uberlândia 10 (3+1R) 100 MVA;
- LT 345 kV Monte Alegre de Minas 2 – Uberlândia 10, C1 (2x795 MCM) - 85 km;
- Seccionamento da LD 138 kV Amador Aguiar 2 – Uberlândia 1, (1x336 MCM) CD - 4 km;
- Seccionamento da LD 138 kV Amador Aguiar 2 – Uberlândia 7, (1x336 MCM) CD - 2km;
- Seccionamento da LD 138 kV Uberlândia 2 – Uberlândia 7, CD 1x336 MCM, 2km;
- Nova LD 138 kV Jaguará – Uberaba 10, C1 (1x636 MCM) - 55 km;
- Banco de Capacitor de 1x10 Mvar na SE 138 kV Iturama;
- Banco de Capacitor de 1x16,4 Mvar na SE 138 kV Araxá 3;
- Recapacitação da LD 138 kV Iraí de Minas – Patrocínio, C1 – 60 km;
- Recapacitação da LD 138 kV Uberlândia 6 – Uberaba 1, C1 – 102 km;

Nesta alternativa, a nova subestação de Rede Básica de Fronteira 345/138 kV Uberlândia 10, obtida pelo seccionamento das LD 138 kV Amador Aguiar 2 – Uberlândia 1, Amador Aguiar 2 – Uberlândia 7 e Uberlândia 2 – Uberlândia 7, e suprida pela LT 345 kV Monte Alegre de Minas 2 – Uberlândia

10, altera o perfil de carregamento das linhas de distribuição em 138 kV em todos os cenários de geração. Além disso, melhora o perfil de tensão da região e elimina as sobrecargas apontadas no diagnóstico.

Todavia, esse novo perfil de carregamento acarretou a sobrecarga das LD 138 kV Uberlândia 1 - Uberaba 10, LD 138 kV Uberlândia 6 – Uberaba 1 e LD 138 kV Iraí de Minas - Patrocínio. Como solução foi definida a abertura da LD Uberlândia 1 – Jumper no terminal da SE Uberlândia 10 e a recapacitação da LD 138 kV Uberlândia 6 – Uberaba 1 e da LD 138 kV Iraí de Minas – Patrocínio pela distribuidora (Cemig D).

Para a região de Uberaba foi recomendada a nova LD 138 kV Jaguará – Uberaba 10 para o ano de 2024, a fim de solucionar as violações de tensão verificadas na região.

Foram necessárias, ainda, as recapacitações dos trechos de LD em 138 kV entre as subestações de Monte Alegre de Minas 2 e Avatinguara C1 e C2 (8km) e da recomendação de bancos de capacitores shunt nas SE 138 kV Iturama e Araxá 3 (2028) para atendimento aos critérios de planejamento durante as contingências da LT 345 kV Itumbiara – Monte Alegre de Minas 2 e LT 345 kV Jaguará – Araxá 3, respectivamente.

6.2.5 Alternativa 3A

A alternativa 3A consiste em uma nova subestação de Rede Básica de Fronteira 345/138 kV para a região de Uberlândia, a qual é alimentada por uma nova LT 345 kV oriunda do novo pátio em 345 kV da SE 500/345 kV Nova Ponte de Rede Básica, na abertura do eixo em 138 kV entre as SEs Uberlândia 1 – Uberaba 1 e uma nova LD em 138 kV para a região de Uberaba. O diagrama elétrico simplificado da alternativa é apresentado na Figura 6-14.

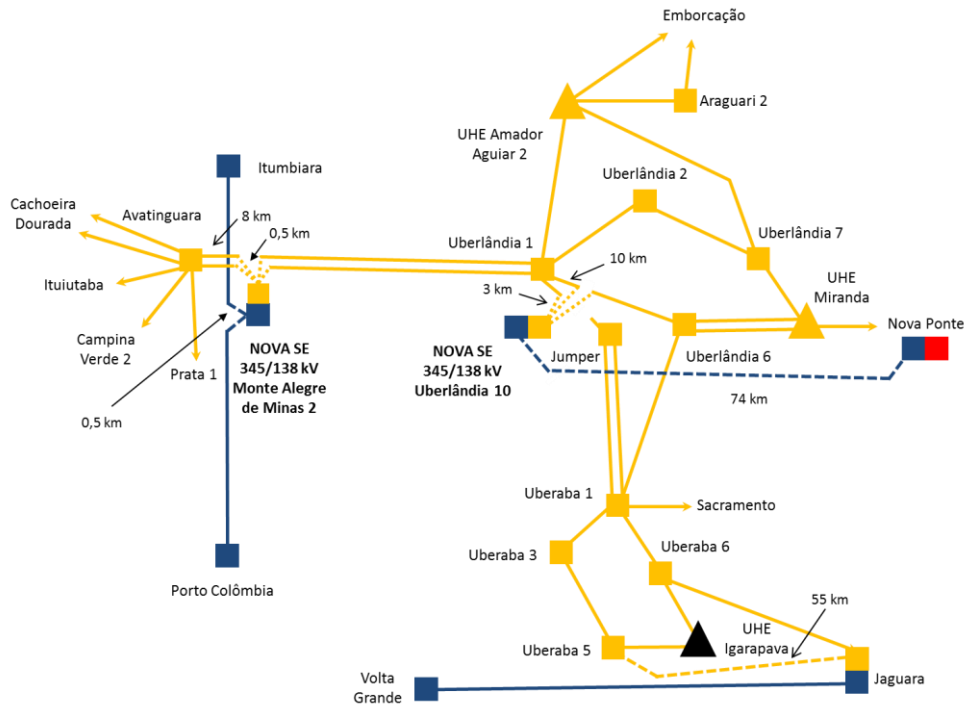


Figura 6-14 - Diagrama Elétrico da Alternativa 3A (Etapa 2)

A seguir é apresentado o conjunto de obras desta alternativa:

- Nova SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2 (6+1R) 50 MVA;
- Seccionamento da LT 345 kV Itumbiara – Porto Colômbia, CD - 0,5 km;
- Seccionamento das LDs 138 kV Avatinguara – Uberlândia 1 (C1 e C2), CD - 3 km;
- Recapacitação das LDs 138 kV Avatinguara – Monte Alegre de Minas 2 (C1 e C2) - 8 km;
- Recapacitação das LDs 138 kV Monte Alegre de Minas 2 – Uberlândia 1 (C1 e C2) - 73 km;
- Nova SE 345/138 kV Uberlândia 10 (3+1R) 100 MVA;
- Novo Pátio 345 kV SE Nova Ponte com 1 trafo (3+1R) x 100 MVA;
- LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10, C1 (2x795 MCM) - 74 km;
- Seccionamento da LD 138 kV Jumper – Uberlândia, CD (1x954 MCM) - 3 km;
- Seccionamento da LD 138 kV Uberlândia 1 – Uberlândia 6, CD (1x336 MCM) - 3km;
- Nova LD 138 kV Jaguará – Uberlândia 10, C1 (1x636 MCM) - 55 km;
- Banco de Capacitor de 1x10 Mvar na SE 138 kV Iturama;
- Banco de Capacitor de 1x16,4 Mvar na SE 138 kV Araxá 3;
- Recapacitação da LD 138 kV Iraí de Minas – Patrocínio, C1 – 60 km;
- Recapacitação da LD 138 kV Uberlândia 6 – Uberlândia 1, C1 – 102 km.

Nesta alternativa, a nova subestação de Rede Básica de Fronteira 345/138 kV Uberlândia 10, obtida pelo seccionamento das LD 138 kV Jumper - Uberlândia e Uberlândia 1 – Uberlândia 6, e suprida pela LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10, altera o perfil de carregamento das linhas de distribuição em 138 kV em todos os cenários de geração. Além disso, melhora o perfil de tensão da região e elimina as sobrecargas apontadas no diagnóstico.

Todavia, esse novo perfil de carregamento acarretou a sobrecarga das LD 138 kV Uberlândia 1 - Uberaba 10, LD 138 kV Uberlândia 6 – Uberaba 1 e LD 138 kV Iraí de Minas - Patrocínio. Como solução foi definida a abertura da LD Uberlândia 1 – Jumper no terminal da SE Uberlândia 10 e a recapacitação da LD 138 kV Uberlândia 6 – Uberaba 1 e da LD 138 kV Iraí de Minas – Patrocínio pela distribuidora (Cemig D).

Para a região de Uberaba foi recomendada a nova LD 138 kV Jaguará – Uberaba 10 para o ano de 2024, a fim de solucionar as violações de tensão verificadas na região.

Foram necessárias, ainda, as recapacitações dos trechos de LD em 138 kV entre as subestações de Monte Alegre de Minas 2 e Avatinguara C1 e C2 (8km) e da recomendação de bancos de capacitores shunt nas SE 138 kV Iturama e Araxá 3 (2028) para atendimento aos critérios de planejamento durante as contingências da LT 345 kV Itumbiara – Monte Alegre de Minas 2 e LT 345 kV Jaguará – Araxá 3, respectivamente.

6.2.6 Alternativa 3B

A alternativa 3A consiste em uma nova subestação de Rede Básica de Fronteira 345/138 kV para a região de Uberlândia, a qual é alimentada por uma nova LT 345 kV oriunda do novo pátio em 345 kV da SE 500/345 kV Nova Ponte de Rede Básica, na abertura do eixo em 138 kV entre as SEs Uberlândia 1 – Uberaba 1 e uma nova LD em 138 kV para a região de Uberaba. A diferença básica desta alternativa em relação à alternativa 3A é em relação ao ponto de conexão da nova SE 345/138 kV Uberlândia 10. O diagrama elétrico simplificado da alternativa é apresentado na Figura 6-15.

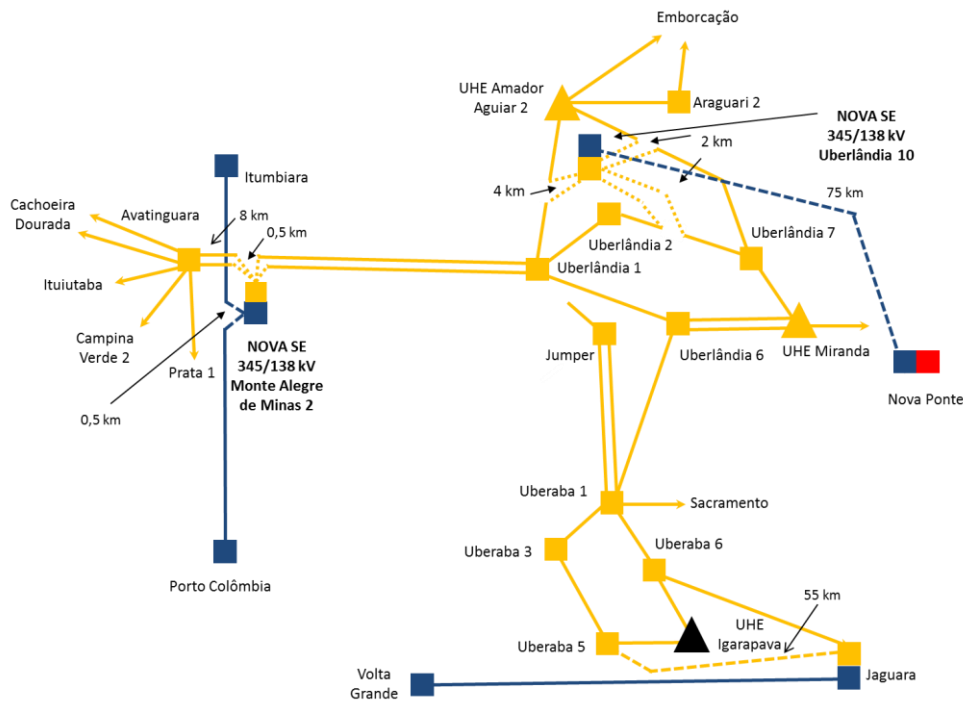


Figura 6-15 - Diagrama Elétrico da Alternativa 3B (Etapa 2)

A seguir é apresentado o conjunto de obras desta alternativa:

- Nova SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2 (6+1R) 50 MVA;
- Seccionamento da LT 345 kV Itumbiara – Porto Colômbia, CD - 0,5 km;
- Seccionamento das LDs 138 kV Avatinguara – Uberlândia 1 (C1 e C2), CD - 3 km;
- Recapitação das LDs 138 kV Avatinguara – Monte Alegre de Minas 2 (C1 e C2) - 8 km;
- Recapitação das LDs 138 kV Monte Alegre de Minas 2 – Uberlândia 1 (C1 e C2) - 73 km;
- Nova SE 345/138 kV Uberlândia 10 (3+1R) 100 MVA;
- Novo Pátio 345 kV SE Nova Ponte com 1 trafo (3+1R) x 100 MVA;
- LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10, C1 (2x795 MCM) - 74 km;
- Seccionamento da LD 138 kV Amador Aguiar 2 – Uberlândia 1, (1x336 MCM) CD - 4 km;
- Seccionamento da LD 138 kV Amador Aguiar 2 – Uberlândia 7, (1x336 MCM) CD - 2km;
- Seccionamento da LD 138 kV Uberlândia 2 – Uberlândia 7, (1x336 MCM) CD - 2km;
- Nova LD 138 kV Jaguará – Uberaba 10, C1 (1x636 MCM) - 55 km;
- Banco de Capacitor de 1x10 Mvar na SE 138 kV Iturama;
- Banco de Capacitor de 1x16,4 Mvar na SE 138 kV Araxá 3;
- Recapitação da LD 138 kV Iraí de Minas – Patrocínio, C1 – 60 km;
- Recapitação da LD 138 kV Uberlândia 6 – Uberaba 1, C1 – 102 km.

Nesta alternativa, a nova subestação de Rede Básica de Fronteira 345/138 kV Uberlândia 10, obtida pelo seccionamento das LD 138 kV Amador Aguiar 2 – Uberlândia 1, Amador Aguiar 2 – Uberlândia 7 e Uberlândia 2 – Uberlândia 7, e suprida pela LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10, altera o perfil de carregamento das linhas de distribuição em 138 kV em todos os cenários de geração. Além disso, melhora o perfil de tensão da região e elimina as sobrecargas apontadas no diagnóstico.

Todavia, esse novo perfil de carregamento acarretou a sobrecarga das LD 138 kV Uberlândia 1 - Uberaba 10, LD 138 kV Uberlândia 6 – Uberaba 1 e LD 138 kV Iraí de Minas - Patrocínio. Como solução foi definida a abertura da LD Uberlândia 1 – Jumper no terminal da SE Uberlândia 10 e a recapacitação da LD 138 kV Uberlândia 6 – Uberaba 1 e da LD 138 kV Iraí de Minas – Patrocínio pela distribuidora (Cemig D).

Para a região de Uberaba foi recomendada a nova LD 138 kV Jaguará – Uberaba 10 para o ano de 2024, a fim de solucionar as violações de tensão verificadas na região.

Foram necessárias, ainda, as recapacitações dos trechos de LD em 138 kV entre as subestações de Monte Alegre de Minas 2 e Avatinguara C1 e C2 (8km) e da recomendação de bancos de capacitores shunt nas SE 138 kV Iturama e Araxá 3 (2028) para atendimento aos critérios de planejamento durante as contingências da LT 345 kV Itumbiara – Monte Alegre de Minas 2 e LT 345 kV Jaguará – Araxá 3, respectivamente.

6.2.7 Alternativa 3C

A alternativa 3C consiste em uma nova subestação de Rede Básica de Fronteira 345/138 kV para a região de Uberlândia, a qual é alimentada por uma nova LT 345 kV oriunda do novo pátio em 345 kV da SE 500/345 kV Nova Ponte de Rede Básica, na abertura do eixo em 138 kV entre as SEs Uberlândia 1 – Uberaba 1 e uma nova LD em 138 kV para a região de Uberaba. A diferença básica desta alternativa em relação à alternativa 3A e 3B é em relação ao ponto de conexão da nova SE 345/138 kV Uberlândia 10. O diagrama elétrico simplificado da alternativa é apresentado na Figura 6-16.

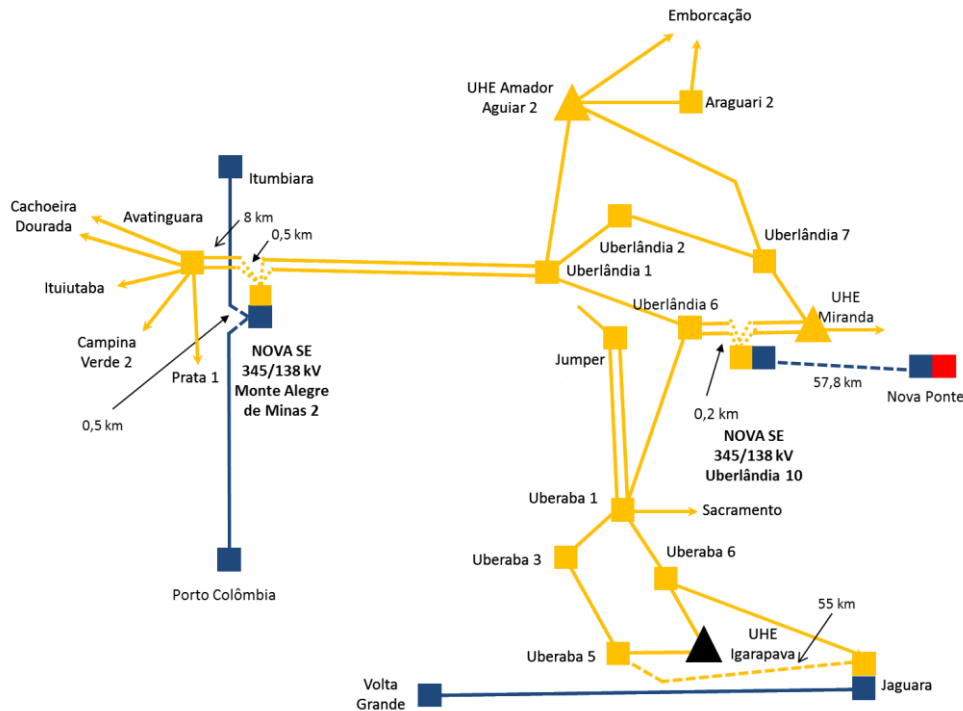


Figura 6-16 - Diagrama Elétrico da Alternativa 3C (Etapa 2)

A seguir é apresentado o conjunto de obras desta alternativa:

- Nova SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2 (6+1R) 50 MVA;
- Seccionamento da LT 345 kV Itumbiara – Porto Colômbia, CD - 0,5 km;
- Seccionamento das LDs 138 kV Avatinguara – Uberlândia 1 (C1 e C2), CD - 3 km;
- Recapacitação das LDs 138 kV Avatinguara – Monte Alegre de Minas 2 (C1 e C2) - 8 km;
- Recapacitação das LDs 138 kV Monte Alegre de Minas 2 – Uberlândia 1 (C1 e C2) - 73 km;
- Nova SE 345/138 kV Uberlândia 10 (3+1R) 100 MVA;
- Novo Pátio 345 kV SE Nova Ponte com 1 trafo (3+1R) x 100 MVA;
- LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10, C1 (2x795 MCM) – 57,8 km;
- Seccionamento da LD 138 kV Uberlândia 6 – Miranda , CD 1x336 MCM, 0,2 km;
- Seccionamento da LD 138 kV Uberlândia 6 – Miranda, CD 1x336 MCM, 0,2 km;
- Nova LD 138 kV Jaguará – Uberaba 10, C1 (1x636 MCM) - 55 km;
- Banco de Capacitor de 1x10 Mvar na SE 138 kV Iturama;
- Banco de Capacitor de 1x16,4 Mvar na SE 138 kV Araxá 3;
- Recapacitação da LD 138 kV Iraí de Minas – Patrocínio, C1 – 60 km;
- Recapacitação da LD 138 kV Uberlândia 6 – Uberaba 1, C1 – 102 km.

Nesta alternativa, a nova subestação de Rede Básica de Fronteira 345/138 kV Uberlândia 10, obtida pelo seccionamento das LDs 138 kV Uberlândia 6 – Miranda C1 e C2, e suprida pela LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10, altera o perfil de carregamento das linhas de distribuição em 138 kV em todos os cenários de geração. Além disso, melhora o perfil de tensão da região e elimina as sobrecargas apontadas no diagnóstico.

Todavia, esse novo perfil de carregamento acarretou a sobrecarga das LD 138 kV Uberlândia 1 - Uberaba 10, LD 138 kV Uberlândia 6 – Uberaba 1 e LD 138 kV Iraí de Minas - Patrocínio. Como solução foi definida a abertura da LD Uberlândia 1 – Jumper no terminal da SE Uberlândia 10 e a recapacitação da LD 138 kV Uberlândia 6 – Uberaba 1 e da LD 138 kV Iraí de Minas – Patrocínio pela distribuidora (Cemig D).

Para a região de Uberaba foi recomendada a nova LD 138 kV Jaguará – Uberaba 10 para o ano de 2024, a fim de solucionar as violações de tensão verificadas na região.

Foram necessárias, ainda, as recapacitações dos trechos de LD em 138 kV entre as subestações de Monte Alegre de Minas 2 e Avatinguara C1 e C2 (8km) e da recomendação de bancos de capacitores shunt nas SE 138 kV Iturama e Araxá 3 (2028) para atendimento aos critérios de planejamento durante as contingências da LT 345 kV Itumbiara – Monte Alegre de Minas 2 e LT 345 kV Jaguará – Araxá 3, respectivamente.

6.2.8 Alternativa 4B

A alternativa 4B consiste em uma nova subestação de Rede Básica de Fronteira 500/138 kV para a região de Uberlândia, a qual é alimentada através do seccionamento da LT 500 kV Itumbiara – Nova Ponte, na abertura do eixo em 138 kV entre as SEs Uberlândia 1 – Uberaba 1 e uma nova LD em 138 kV para a região de Uberaba. O diagrama elétrico simplificado da alternativa é apresentado na Figura 6-17.

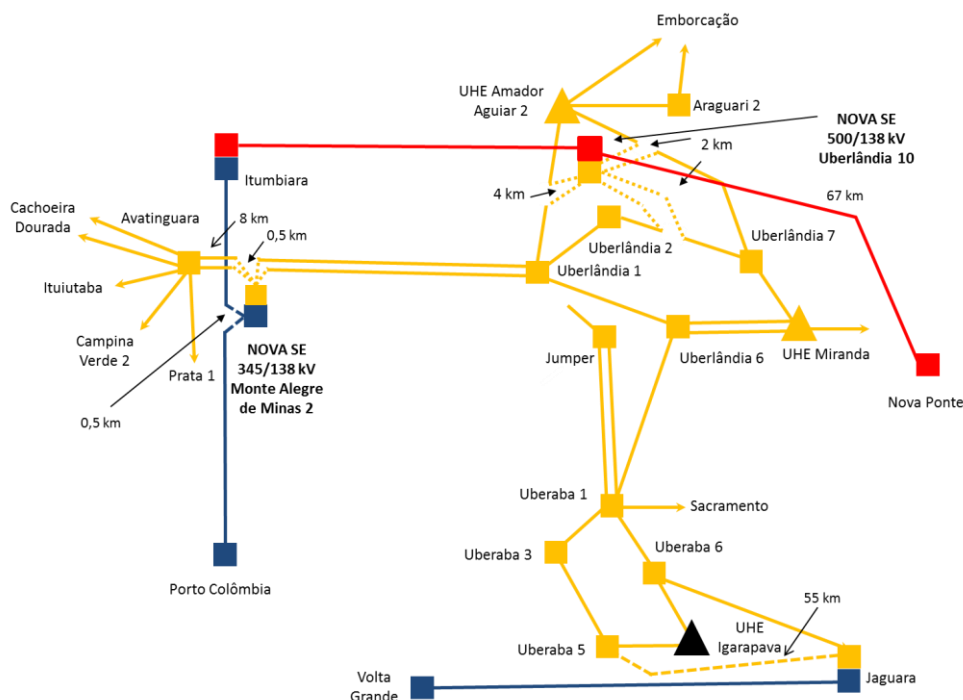


Figura 6-17 - Diagrama Elétrico da Alternativa 4B (Etapa 2)

A seguir é apresentado o conjunto de obras desta alternativa:

- Nova SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2 (6+1R) 50 MVA;
- Seccionamento da LT 345 kV Itumbiara – Porto Colômbia, CD - 0,5 km;
- Seccionamento das LDs 138 kV Avatinguara – Uberlândia 1 (C1 e C2), CD - 3 km;
- Recapitação das LDs 138 kV Avatinguara – Monte Alegre de Minas 2 (C1 e C2) - 8 km;
- Recapitação das LDs 138 kV Monte Alegre de Minas 2 – Uberlândia 1 (C1 e C2) - 73 km;
- Nova SE 500/138 kV Uberlândia 10 (3+1R) x 100 MVA;
- Novo Pátio 345 kV SE Nova Ponte com 1 trafo (3+1R) x 100 MVA;
- LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10, C1 (2x795 MCM) - 74 km;
- Seccionamento da LD 138 kV Amador Aguiar 2 – Uberlândia 1, (1x336 MCM) CD - 4 km;
- Seccionamento da LD 138 kV Amador Aguiar 2 – Uberlândia 7, (1x336 MCM) CD - 2km;
- Seccionamento da LD 138 kV Uberlândia 2 – Uberlândia 7, (1x336 MCM) CD - 2km;
- Nova LD 138 kV Jaguará – Uberaba 10, C1 (1x636 MCM) - 55 km;
- Banco de Capacitor de 1x10 Mvar na SE 138 kV Iturama;
- Banco de Capacitor de 1x16,4 Mvar na SE 138 kV Araxá 3;
- Recapitação da LD 138 kV Iraí de Minas – Patrocínio, C1 – 60 km;
- Recapitação da LD 138 kV Uberlândia 6 – Uberaba 1, C1 – 102 km;

- Recapitação da LD 138 kV Uberlândia 1 – Uberaba 2, 1x336 MCM – 75 km.

Nesta alternativa, a nova subestação de Rede Básica de Fronteira 500/138 kV Uberlândia 10, obtida pelo seccionamento das LD 138 kV Amador Aguiar 2 – Uberlândia 1, Amador Aguiar 2 – Uberlândia 7 e Uberlândia 2 – Uberlândia 7, e suprida pelo seccionamento da LT 500 kV Itumbiara – Nova Ponte, altera o perfil de carregamento das linhas de distribuição em 138 kV em todos os cenários de geração. Além disso, melhora o perfil de tensão da região e elimina as sobrecargas apontadas no diagnóstico.

Todavia, esse novo perfil de carregamento acarretou a sobrecarga das LD 138 kV Uberlândia 1 – Uberaba 10, LD 138 kV Uberlândia 6 – Uberaba 1 e LD 138 kV Iraí de Minas – Patrocínio. Como solução foi definida a abertura da LD Uberlândia 1 – Jumper no terminal da SE Uberlândia 10 e a recapitação da LD 138 kV Uberlândia 6 – Uberaba 1 e da LD 138 kV Iraí de Minas – Patrocínio pela distribuidora (Cemig D).

Para a região de Uberaba foi recomendada a nova LD 138 kV Jaguará – Uberaba 10 para o ano de 2024, a fim de solucionar as violações de tensão verificadas na região.

Foram necessárias, ainda, as recapitações dos trechos de LD em 138 kV entre as subestações de Monte Alegre de Minas 2 e Avatinguara C1 e C2 (8km) e da recomendação de bancos de capacitores shunt nas SE 138 kV Iturama e Araxá 3 (2028) para atendimento aos critérios de planejamento durante as contingências da LT 345 kV Itumbiara – Monte Alegre de Minas 2 e LT 345 kV Jaguará – Araxá 3, respectivamente.

6.2.9 Alternativa 4C

A alternativa 4C consiste em uma nova subestação de Rede Básica de Fronteira 500/138 kV para a região de Uberlândia, a qual é alimentada através do seccionamento da LT 500 kV Itumbiara – Nova Ponte, na abertura do eixo em 138 kV entre as SEs Uberlândia 1 – Uberaba 1 e uma nova LD em 138 kV para a região de Uberaba. A diferença básica desta alternativa em relação à alternativa 4B é em relação ao ponto de conexão da nova SE 500/138 kV Uberlândia 10. O diagrama elétrico simplificado da alternativa é apresentado na Figura 6-18.

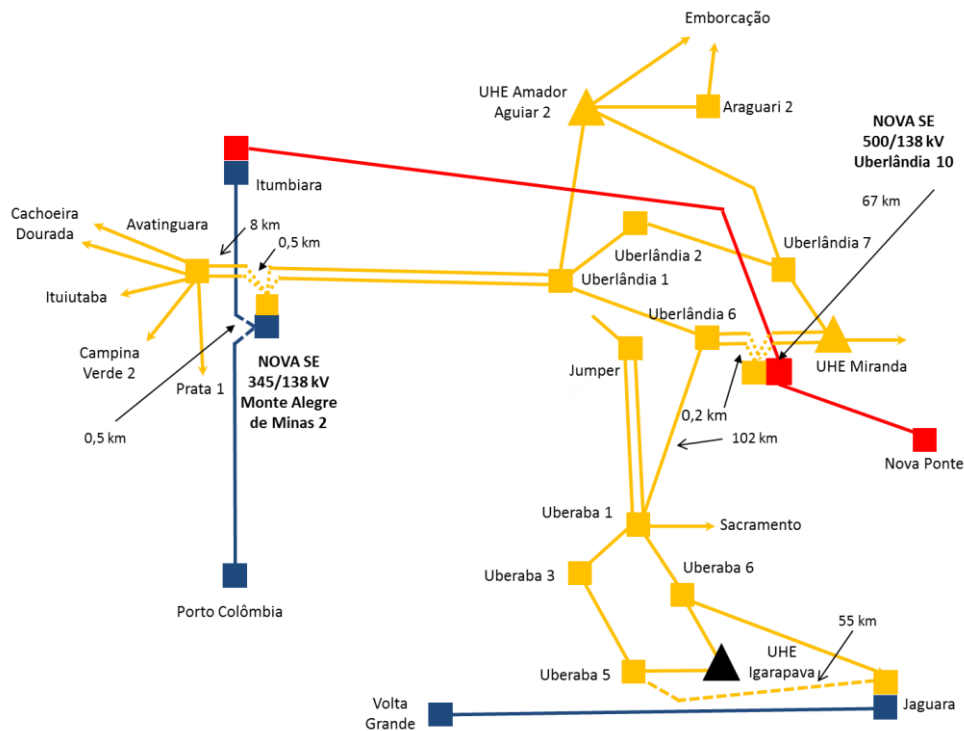


Figura 6-18 - Diagrama Elétrico da Alternativa 4C (Etapa 2)

A seguir é apresentado o conjunto de obras desta alternativa:

- Nova SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2 (6+1R) 50 MVA;
- Seccionamento da LT 345 kV Itumbiara – Porto Colômbia, CD - 0,5 km;
- Seccionamento das LDs 138 kV Avatinguara – Uberlândia 1 (C1 e C2), CD - 3 km;
- Recapitação das LDs 138 kV Avatinguara – Monte Alegre de Minas 2 (C1 e C2) - 8 km;
- Recapitação das LDs 138 kV Monte Alegre de Minas 2 – Uberlândia 1 (C1 e C2) - 73 km;
- Nova SE 500/138 kV Uberlândia 10 (3+1R) x 100 MVA;
- Seccionamento da LD 138 kV Uberlândia 6 – Miranda (1x336 MCM) CD - 0,2 km;
- Seccionamento da LD 138 kV Uberlândia 6 – Miranda (1x336 MCM) CD - 0,2 km;
- Nova LD 138 kV Jaguará – Uberaba 10, C1 (1x636 MCM) - 55 km;
- Banco de Capacitor de 1x10 Mvar na SE 138 kV Iturama;
- Banco de Capacitor de 1x16,4 Mvar na SE 138 kV Araxá 3;
- Recapitação da LD 138 kV Iraí de Minas – Patrocínio, C1 – 60 km;
- Recapitação da LD 138 kV Uberlândia 6 – Uberaba 1, C1 – 102 km.

Nesta alternativa, a nova subestação de Rede Básica de Fronteira 500/138 kV Uberlândia 10, obtida pelo seccionamento das LD 138 kV Uberlândia 6 – Miranda C1 e C2, e suprida pelo seccionamento

da LT 500 kV Itumbiara – Nova Ponte, altera o perfil de carregamento das linhas de distribuição em 138 kV em todos os cenários de geração. Além disso, melhora o perfil de tensão da região e elimina as sobrecargas apontadas no diagnóstico.

Todavia, esse novo perfil de carregamento acarretou a sobrecarga das LD 138 kV Uberlândia 1 - Uberaba 10, LD 138 kV Uberlândia 6 – Uberaba 1 e LD 138 kV Iraí de Minas - Patrocínio. Como solução foi definida a abertura da LD Uberlândia 1 – Jumper no terminal da SE Uberlândia 10 e a recapacitação da LD 138 kV Uberlândia 6 – Uberaba 1 e da LD 138 kV Iraí de Minas – Patrocínio pela distribuidora (Cemig D).

Para a região de Uberaba foi recomendada a nova LD 138 kV Jaguará – Uberaba 10 para o ano de 2024, a fim de solucionar as violações de tensão verificadas na região.

Foram necessárias, ainda, as recapacitações dos trechos de LD em 138 kV entre as subestações de Monte Alegre de Minas 2 e Avatinguara C1 e C2 (8km) e da recomendação de bancos de capacitores shunt nas SE 138 kV Iturama e Araxá 3 (2028) para atendimento aos critérios de planejamento durante as contingências da LT 345 kV Itumbiara – Monte Alegre de Minas 2 e LT 345 kV Jaguará – Araxá 3, respectivamente.

6.2.10 Alternativa 5

A Alternativa 5 consiste em reforços apenas na rede de distribuição em 138 kV. Além disso, como nos casos anteriores, foi considerada a abertura do eixo em 138 kV entre as SE Uberlândia 1 – Uberaba 1 e uma nova LD em 138 kV para a região de Uberaba. O diagrama elétrico simplificado da alternativa é apresentado na Figura 6-19.

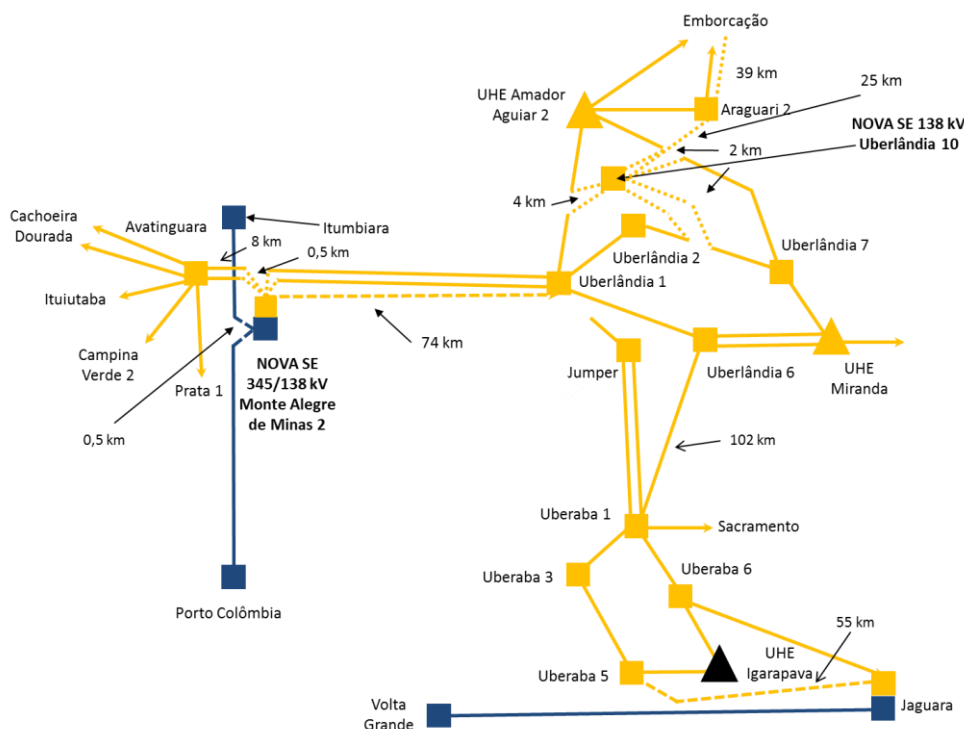


Figura 6-19 - Diagrama Elétrico da Alternativa 5 (Etapa 2)

A seguir é apresentado o conjunto de obras desta alternativa:

- Nova SE 345 kV Monte Alegre de Minas 2 (6 + 1R) 50 MVA;
- Seccionamento da LT 345 kV Itumbiara – Porto Colômbia, CD - 0,5 km;
- Seccionamento das LDs 138 kV Avatinguara – Uberlândia 1 (C1 e C2), CD - 3 km;
- Recapitação das LDs 138 kV Avatinguara – Monte Alegre de Minas 2, C1 e C2 8 km;
- Nova SE 138 kV Uberlândia 10 seccionadora;
- Seccionamento da LD 138 kV Amador Aguiar 2 – Uberlândia 1, (1x336 MCM) CD - 4 km;
- Seccionamento da LD 138 kV Amador Aguiar 2 – Uberlândia 7, (1x336 MCM) CD - 2km;
- Seccionamento da LD 138 kV Uberlândia 2 – Uberlândia 7, (1x336 MCM) CD - 2km;
- LD 138 kV Jaguará – Uberaba 10, C1 (1x636 MCM) - 55 km;
- LD 138 kV Uberlândia 10 – Araguari 2, C1 (1x336 MCM) - 25 km;
- LD 138 kV Araguari 2 – Emborcação, C1 (1x336 MCM) - 39 km;
- LD 138 kV Uberlândia 1 – Avatinguara C3 (1x336 MCM) - 74 km;
- Banco de Capacitor de 1x10 Mvar na SE 138 kV Iturama;
- Banco de Capacitor de 1x16,4 Mvar na SE 138 kV Araxá 3;
- Recapitação da LD 138 kV Iraí de Minas – Patrocínio, C1 – 60 km;
- Recapitação da LD 138 kV Uberlândia 6 – Uberaba 1, C1 – 102 km;

- Recapacitação da LD 138 kV Uberlândia 1 – Uberaba 2, (1x336 MCM) – 75 km.

Nesta alternativa, foram feitos reforços na rede de distribuição em 138 kV para sanar todos os problemas identificados no diagnóstico até o fim do horizonte do estudo. De forma análoga às alternativas anteriores, foi criada um nova SE de distribuição por meio de seccionamentos das LDs 138 kV Amador Aguiar 2 – Uberlândia 1, Amador Aguiar 2 – Uberlândia 7 e Uberlândia 2 – Uberlândia 7.

Foram recomendadas três novas linhas de 138 kV, uma linha para a SE 138 kV Monte Alegre de Minas 2, LD 138 kV Monte Alegre de Minas 2 – Uberlândia 1, e duas linhas criando um novo eixo em 138 kV para a SE Emborcação. Além disso, foram necessárias as recapacitações das LDs 138 kV Uberlândia 6 – Uberaba 1 e LD 138 kV Iraí de Minas – Patrocínio, além da abertura da LD 138 kV Uberlândia 1 – Jumper no terminal da SE Uberlândia 1.

Para a região de Uberaba foi recomendada a nova LD 138 kV Jaguará – Uberaba 10 para o ano de 2024, a fim de solucionar as violações de tensão verificadas na região.

Foram necessárias, ainda, as recapacitações dos trechos de LD em 138 kV entre as subestações de Monte Alegre de Minas 2 e Avatinguara C1 e C2 (8km) e da recomendação de bancos de capacitores shunt nas SE 138 kV Iturama e Araxá 3 (2028) para atendimento aos critérios de planejamento durante as contingências da LT 345 kV Itumbiara – Monte Alegre de Minas 2 e LT 345 kV Jaguará – Araxá 3, respectivamente.

6.2.11 Conclusões

Considerando que as 10 alternativas apresentadas atenderam aos critérios de planejamento, realizou-se a avaliação de mínimo custo global (custos de investimentos, mais custo de perdas elétricas), conforme detalhado no Capítulo 7. A alternativa que apresentou o menor valor de rendimentos necessários mais custo de perdas elétricas foi a alternativa 3C. Como houve diferença inferior a 5% (1,3%) entre a alternativa vencedora (alternativa 3C) e a segunda alternativa de menor custo global (alternativa 4B), configurou-se empate técnico. A alternativa 3C foi escolhida devido às seguintes razões:

- É a alternativa de menor custo de perdas elétricas entre todas as alternativas analisadas, cerca de R\$ 37,0 milhões a menos do que a alternativa 4B;

- É a alternativa de menor custo de investimento em redes de distribuição em 138 kV, cerca de 15,2 km a menos cerca de 13,6 milhões e
- É a alternativa que recomenda um novo ponto de injeção de Rede Básica em nível de tensão mais adequado e compatível com o montante de cargas atendidas (345 kV), além de recomendar a concepção de obras nesse nível de tensão no centro eletrogeográfico da região, situação que favorece expansões futuras, possibilitando o fechamento de anéis.

As planilhas de comparação de custos de investimentos e perdas elétricas são apresentadas na Tabela 7-2 e na Figura 7-2 do Capítulo 7 e as planilhas de custos encontram-se no Anexo 15.1.

6.3 Etapa 3

A Etapa 3 consistiu na definição do reforço para a região do Pontal do Triângulo na Etapa 2. Assim, esta seção apresenta uma comparação de custos e desempenho elétrico realizada entre 4 (quatro) alternativas.

6.3.1 Alternativa 1

A primeira alternativa consiste em de um novo pátio em 138 kV na SE 230 kV Itaguaçu, bem como uma nova linha de distribuição em 138 kV conectando as subestações de São Simão e Itaguaçu e outra conectando as SEs Água Vermelha e Iturama. O diagrama elétrico simplificado da alternativa é apresentado na Figura 6-20.

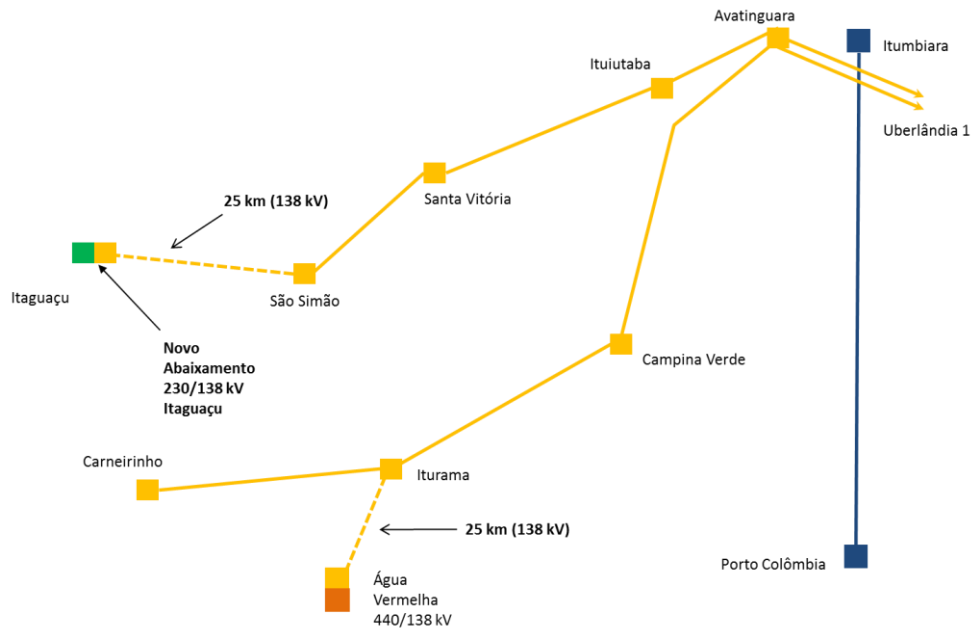


Figura 6-20 - Diagrama Elétrico da Alternativa 1 (Etapa 3)

A seguir é apresentado o conjunto de obras desta alternativa:

- Novo Pátio 138 kV SE 230/138 kV Itaguaçu (3+1R) x 25 MVA;
- Nova LD 138 kV Iturama – Água Vermelha, C1 (1x336 MCM) - 25 km;
- Nova LD 138 kV São Simão – Itaguaçu, C1 (1x336 MCM) - 25 km.

Nesta alternativa são feitas duas novas conexões ao sistema elétrico do Pontal do Triângulo. A primeira via SE 230 kV Itaguaçu através da construção de um novo pátio em 138 kV e a segunda via SE 440/138 kV Água Vermelha por meio de uma nova LD 138 kV.

Estas conexões, por ficarem a 25 km de distância das subestações de distribuição São Simão e Iturama, permitem um controle refinado do perfil de tensão na malha de distribuição do Pontal do Triângulo. Além disso, em cenários de exportação de energia, patamar de carga leve, aliviam o carregamento das linhas existentes, aumentando a margem de capacidade de transmissão, possibilitando a inserção de novos empreendimentos de geração.

O inconveniente desta alternativa é o fluxo passante que aparece na LD 138 kV Avatinguara – Água Vermelha, sentido São Paulo, em alguns cenários. Ressaltando que a rede adjacente já vem apresentando problemas de sobrecarga por excesso de geração.

Ademais, o alívio de carregamento na transformação de Rede Básica de Fronteira 230/138 kV de Cachoeira Dourada, em cenários de elevada geração ou de estiagem, é menos pronunciado que na Alternativa 3. Isso faz com que futuras sobrecargas nessa transformação venham a ocorrer de forma antecipada em uma subestação sem espaço para novas expansões.

6.3.2 Alternativa 2

A Alternativa 2 consiste em de um novo pátio em 230 kV na SE 138 kV São Simão, alimentada pela subestação SE 230 kV Itaguaçu, bem como uma nova linha de Rede Básica em 230 kV conectando as subestações de São Simão e Itaguaçu e uma de distribuição em 138 kV conectando as SEs Água Vermelha e Iturama. O diagrama elétrico simplificado da alternativa é apresentado na Figura 6-21.

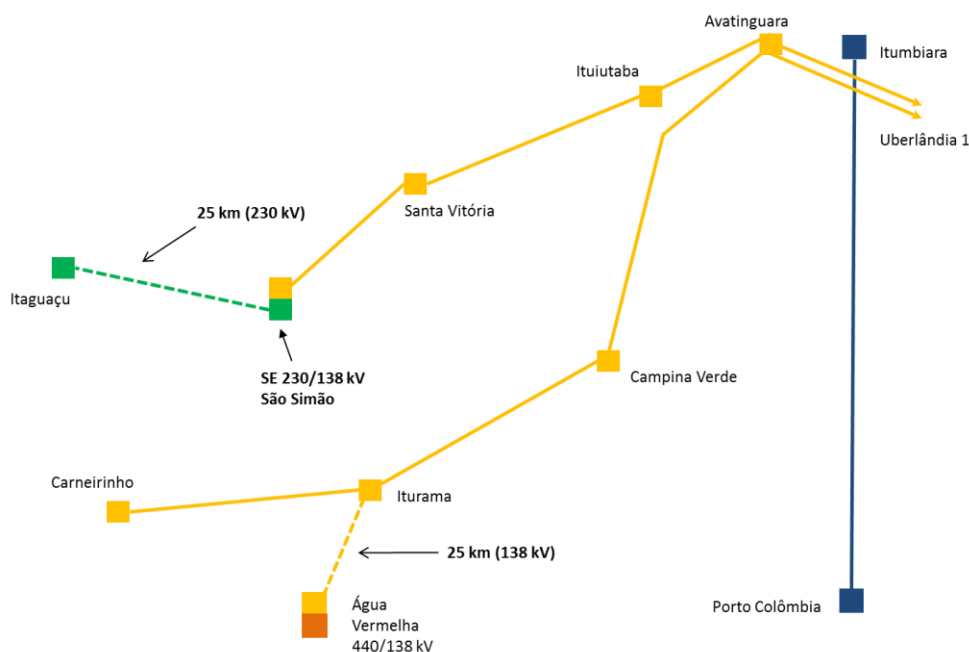


Figura 6-21 - Diagrama Elétrico da Alternativa 2 (Etapa 3)

A seguir é apresentado o conjunto de obras desta alternativa:

- Nova SE 230/138 kV São Simão (3+1R) x 25 MVA;
- Nova LT 230 kV Itaguaçu – São Simão, C1 (1x477 MCM) - 25 km;
- Nova LD 138 kV São Simão – Itaguaçu, C1 (1x336 MCM) - 25 km.

Nesta alternativa são feitas duas novas conexões ao sistema elétrico do Pontal do Triângulo. A primeira via SE 230/138 kV São Simão através da construção de um novo pátio em 230 kV e a segunda via SE 440/138 kV Água Vermelha por meio de uma nova LD 138 kV.

Estas conexões, por ficarem a 25 km de distância das subestações de distribuição São Simão e Iturama, permitem um controle refinado do perfil de tensão na malha de distribuição do Pontal do Triângulo. Além disso, em cenários de exportação de energia, patamar de carga leve, aliviam o carregamento das linhas existentes, aumentando a margem de capacidade de transmissão, possibilitando a inserção de novos empreendimentos de geração.

O inconveniente desta alternativa é o fluxo passante que aparece na LD 138 kV Avatinguara – Água Vermelha, sentido São Paulo, em alguns cenários. Ressaltando que a rede adjacente já vem apresentando problemas de sobrecarga por excesso de geração.

Ademais, o alívio de carregamento na transformação de Rede Básica de Fronteira 230/138 kV de Cachoeira Dourada, em cenários de elevada geração ou de estiagem, é menos pronunciado que na Alternativa 3. Isso faz com que futuras sobrecargas nessa transformação venham a ocorrer de forma antecipada em uma subestação sem espaço para novas expansões.

6.3.3 Alternativa 3

A Alternativa 3 consiste na alternativa referencial utilizada como obra comum na Etapa 2 e é composta do seccionamento da LT 345 kV Itumbiara – Porto Colômbia no ponto de interseção com as LDs 138 kV Avatinguara – Uberlândia 1, C1 e C2, a aproximadamente 8 km da subestação Avatinguara, na nova SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2.

Essa alternativa conta ainda com um banco de capacitores de 10 Mvar na SE 138 kV Iturama, necessário para a manutenção do perfil de tensão nos níveis permitidos durante a contingência da LT 345 kV Itumbiara – Monte Alegre de Minas 2, criada a partir do seccionamento da LT 345 kV Itumbiara – Porto Colômbia na SE Monte Alegre de Minas 2. O diagrama elétrico simplificado da alternativa é apresentado na Figura 6-22.

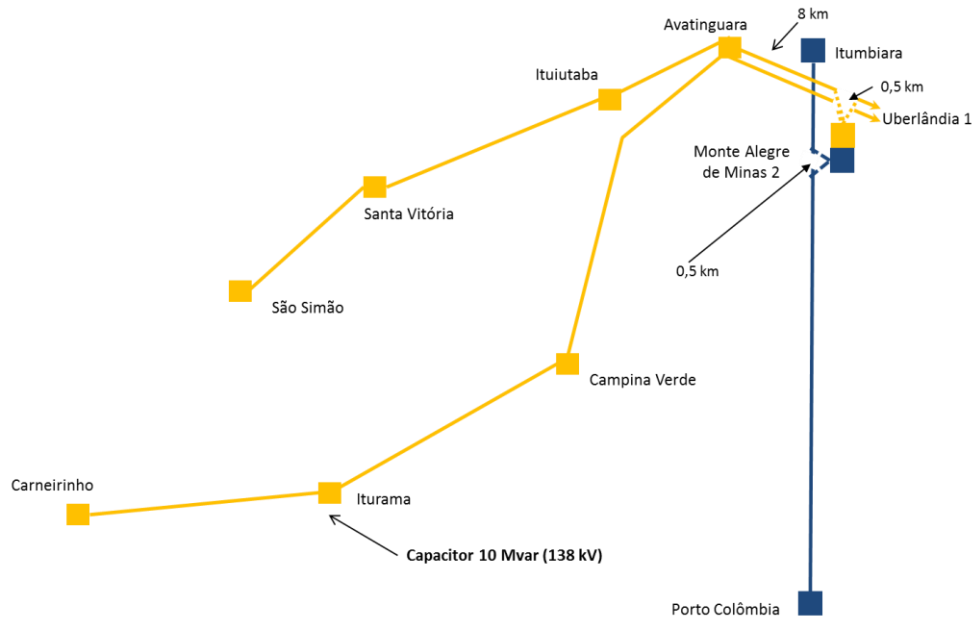


Figura 6-22 - Diagrama Elétrico da Alternativa 3 (Etapa 3)

A seguir é apresentado o conjunto de obras desta alternativa:

- Nova SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2 (6+1R) x 50 MVA;
- Seccionamento da LT 345 kV Itumbiara – Porto Colômbia, CD - 0,5 km;
- Seccionamento das LDs 138 kV Avatinguara – Uberlândia 1, C1 e C2 - 0,5 km;
- Banco de Capacitores de 10 Mvar na SE 138 kV Iturama.

Esta é a alternativa de menor investimento em linhas de transmissão e distribuição, criando uma nova subestação de Rede Básica de Fronteira perto da importante subestação de distribuição em 138 kV de Avatinguara. Esta nova subestação ocupa papel importante por centralizar diversas linhas de distribuição como uma subestação coletora, interligando diversos sistemas radiais da região do Pontal do Triângulo, possibilitando o escoamento para a Rede Básica de excedentes energéticos oriundos tanto de usinas a biomassa locais como da UHE Cachoeira Dourada.

É importante destacar que cogitou-se realizar o abaixamento em 345/138 kV na própria SE Avatinguara existente. No entanto, isso não foi possível devido a restrições de expansão limitadas tanto pela rodovia como pela linhas de distribuição que acessam essa subestação.

6.3.4 Alternativa 4

A Alternativa 4 consiste na recomendação de um novo pátio 500/138 kV na subestação de Rede Básica de São Simão, bem como de linhas de distribuição em 138 kV do novo ponto de fronteira para as subestações de distribuição São Simão (Cemig D) e Iturama.

Diferentemente das Alternativas 1 e 2, que apresentam conexão elétrica em 138 kV com a subestação de Água Vermelha, a Alternativa 4 é alimentada inteiramente pela nova subestação de Rede Básica de Fronteira 500/138 kV de São Simão. O objetivo desta medida é eliminar o fluxo passante que aparece em cenários de baixa geração na malha elétrica do norte do estado de São Paulo, concomitantemente com alta geração na malha do Triângulo Mineiro, quando recomendava-se a nova LD 138 kV Iturama – Água Vermelha. O diagrama elétrico simplificado da alternativa é apresentado na Figura 6-23.

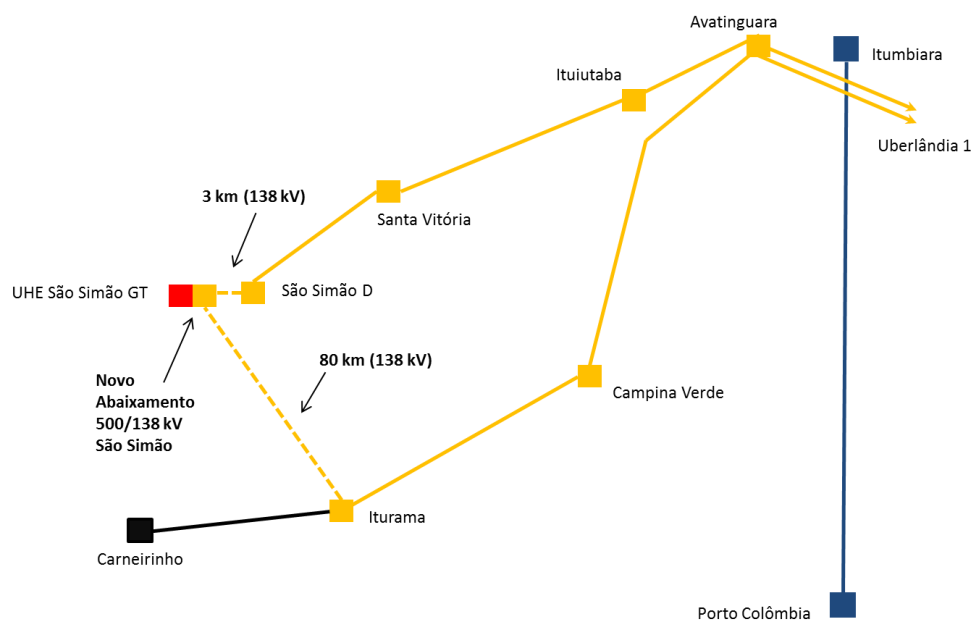


Figura 6-23 - Diagrama Elétrico da Alternativa 4 (Etapa 3)

A seguir é apresentado o conjunto de obras desta alternativa:

- Nova SE 500/138 kV São Simão (6+1R) x 66,66 MVA;
- Nova LD 138 kV São Simão – São Simão (Cemig D) 1x336 MCM – 3 km;
- Nova LD 138 kV São Simão – Iturama (1x336 MCM) - 85 km.

Nesta alternativa foi criada uma nova transformação de Rede Básica de Fronteira na região do Pontal do Triângulo Mineiro, mediante pátio de 138 kV na subestação 500 kV de São Simão, além de duas novas linhas de distribuição conectando este novo pátio às subestações de São Simão e Iturama.

O controle de tensão na malha elétrica do Pontal do Triângulo foi efetivo nesta alternativa, contudo o alívio de carregamento das linhas de distribuição é inferior ao verificado nas Alternativas 1 e 2. Portanto, o alívio de carregamento na transformação de Rede Básica de Fronteira 230/138 kV de Cachoeira Dourada, em cenários de elevada geração ou de estiagem, é bem menos pronunciado que na Alternativa 3. Isso faz com que futuras sobrecargas nessa transformação venham a ocorrer de forma antecipada em uma subestação sem espaço para novas expansões.

6.3.5 Conclusões

Considerando que as 4 alternativas apresentadas atenderam aos critérios de planejamento, realizou-se a avaliação de mínimo custo global (custos de investimentos, mais custo de perdas elétricas), conforme detalhado no Capítulo 7. A alternativa que apresentou o menor valor de rendimentos necessários mais custo de perdas elétricas foi a alternativa 3. Como não houve diferença inferior a 5% (18,6%) entre a alternativa vencedora (alternativa 3) e a segunda alternativa de menor custo global (alternativa 4), não configurou-se empate técnico. Dessa forma, a alternativa 3 foi escolhida como alternativa vencedora devidos às seguintes razões:

- É a alternativa de mínimo custo global. A segunda alternativa ficou 12,5% mais cara;
- É a alternativa de menor custo de investimento em redes de distribuição em 138 kV, cerca de 86 km a menos cerca de R\$ 32 milhões;
- É a alternativa que propicia o maior alívio no carregamento da transformação 230/138 kV da SE Cachoeira Dourada, principal fator limitante de atendimento tanto às cargas da região, como da expansão da geração na região. Importante destacar que essa subestação não possui área compatível com novas expansões; e
- É a alternativa que recomenda um novo ponto de injeção de Rede Básica em nível de tensão mais adequado e compatível com o montante de cargas atendidas (345 kV).

As planilhas de comparação de custos de investimentos e perdas elétricas são apresentadas na Tabela 7-3 e na Figura 7-3 do Capítulo 7 e as planilhas de custos encontram-se no Anexo 15.1.

6.4 Quarta Etapa

Após a definição dos reforços estruturais para as três subregiões do estudo individualmente (Etapas 1, 2 e 3), realizou-se uma análise global de desempenho e custos de todas as alternativas definidas como forma de identificar possibilidades de redução de recomendações e custos. Em especial, verificou-se que o surgimento do pátio de 345 kV na subestação de Nova Ponte (Etapa 2) proporcionava uma alternativa à LT 345 kV Jaguará – Araxá 3.

Portanto, foi feita uma comparação de custos e desempenho elétrico da substituição desta linha por uma nova LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3, resultando em duas alternativas globais: Alternativa 1: Reforços globais + LT 345 kV Jaguará – Araxá 3 e Alternativa 2: Reforços globais + LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3.

6.4.1 Alternativa 1

A seguir é apresentado o conjunto de obras desta alternativa:

- Nova SE 345/138 kV Araxá 3 (3+1R) x 100 MVA;
- Nova LT 345 kV Jaguará – Araxá 3, C1 (2x795 MCM) - 66 km;
- Nova SE 138 kV Serra do Salitre, seccionamento da LD 138 kV Rio Paranaíba – Galvani;
- Nova LD 138 kV Patrocínio – Serra do Salitre, C1 (636 MCM) - 32 km;
- Banco de Capacitores de 16,4 Mvar na SE 138 kV Patos de Minas 2;
- Nova SE 345 kV Monte Alegre de Minas 2 (6+1R) x 50 MVA;
- Seccionamento da LT 345 kV Itumbiara – Porto Colômbia (M. A. de Minas 2), CD - 0,5 km;
- Recapacitação das LDs 138 kV Avatinguara – Monte Alegre de Minas 2, C1 e C2, 8 km;
- Recapacitação das LDs 138 kV Monte Alegre de Minas 2 – Uberlândia 1, C1 e C2, 73 km;
- Novo Pátio 345 kV na SE 500 kV Nova Ponte com 1 trafo (3+1R) x 100 MVA;
- Nova SE 345/138 kV Uberlândia 10 (3+1R) x 100 MVA;
- Nova LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10, C1 (2x795 MCM) - 57,8 km;
- Seccionamento da LD 138 kV Uberlândia 6 – Miranda , C1, (1x336 MCM) CD - 0,2 km;
- Seccionamento da LD 138 kV Uberlândia 6 – Miranda, C2, (1x336 MCM) CD - 0,2 km;
- LD 138 kV Jaguará – Uberaba 10, C1 (1x636 MCM) - 55 km;
- Banco de Capacitores de 1x10 Mvar na SE 138 kV Iturama;
- Banco de Capacitores de 1x16,4 Mvar na SE 138 kV Araxá 3;
- Recapacitação da LT 138 kV Iraí de Minas – Patrocínio, C1 – 60 km;

- Recapitação da LD 138 kV Uberlândia 6 – Uberaba 1, C1 – 102 km.

O diagrama elétrico simplificado da alternativa é apresentado na Figura 6-24.

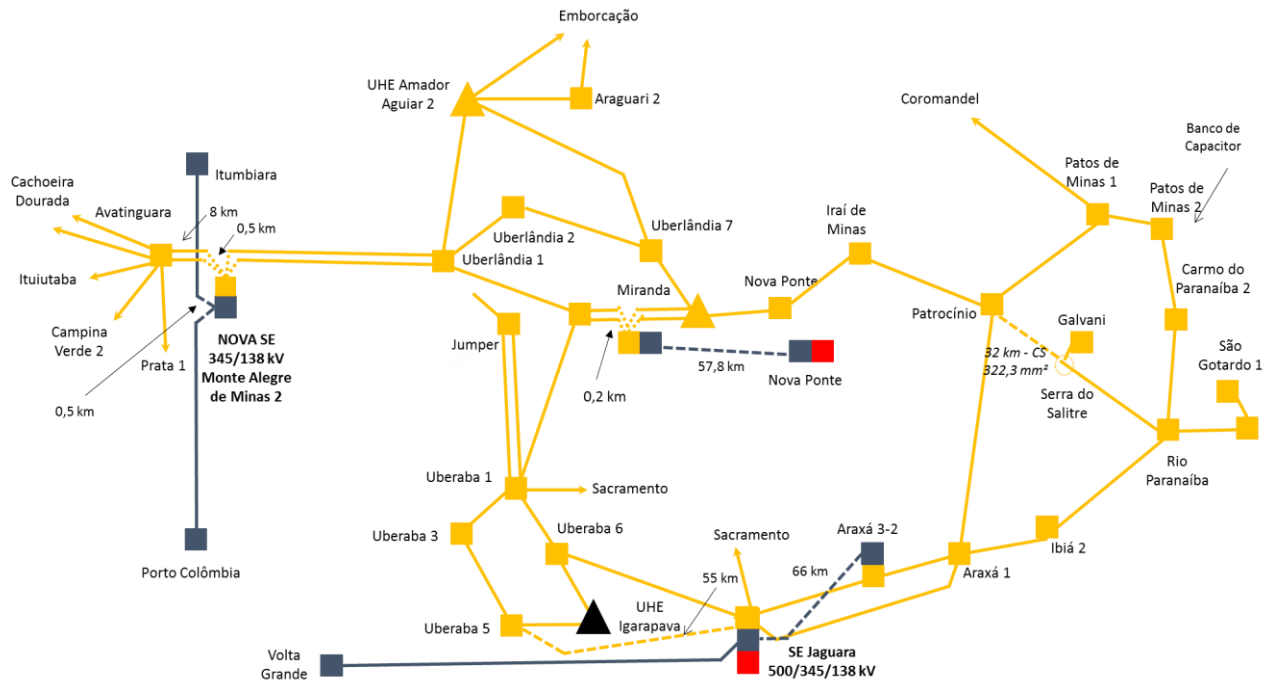


Figura 6-24 - Diagrama Elétrico da Alternativa 1 (Etapa 4)

6.4.2 Alternativa 2

A seguir é apresentado o conjunto de obras desta alternativa:

- Nova SE 345/138 kV Araxá 3 (3+1R) x 100 MVA;
- Nova LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3, C1 (2x795 MCM) - 115 km;
- Nova SE 138 kV Serra do Salitre, seccionamento da LD 138 kV Rio Paranaíba – Galvani;
- Nova LD 138 kV Patrocínio – Serra do Salitre, C1 (636 MCM) - 32 km;
- Banco de Capacitores de 16,4 Mvar na SE 138 kV Patos de Minas 2;
- Nova SE 345 kV Monte Alegre de Minas 2 (6+1R) x 50 MVA;
- Seccionamento da LT 345 kV Itumbiara – Porto Colômbia (M. A. de Minas 2), CD - 0,5 km;
- Recapitação das LDs 138 kV Avatinguara – Monte Alegre de Minas 2, C1 e C2, 8 km;
- Recapitação das LDs 138 kV Monte Alegre de Minas 2 – Uberlândia 1, C1 e C2, 73 km;
- Novo Pátio 345 kV na SE 500 kV Nova Ponte com 1 trafo (3+1R) x 100 MVA;
- Nova SE 345/138 kV Uberlândia 10 (3+1R) x 100 MVA;
- Nova LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10, C1 (2x795 MCM) – 57,8 km;

- Seccionamento da LD 138 kV Uberlândia 6 – Miranda , C1, (1x336 MCM) CD - 0,2 km;
- Seccionamento da LD 138 kV Uberlândia 6 – Miranda, C2, (1x336 MCM) CD - 0,2 km;
- LD 138 kV Jaguará – Uberaba 10, C1 (1x636 MCM) - 55 km;
- Banco de Capacitores de 1x10 Mvar na SE 138 kV Iturama;
- Banco de Capacitores de 1x16,4 Mvar na SE 138 kV Araxá 3;
- Recapacitação da LT 138 kV Iraí de Minas – Patrocínio, C1 – 60 km;
- Recapacitação da LD 138 kV Uberlândia 6 – Uberaba 1, C1 – 102 km.

O diagrama elétrico simplificado da alternativa é apresentado na Figura 6-25.

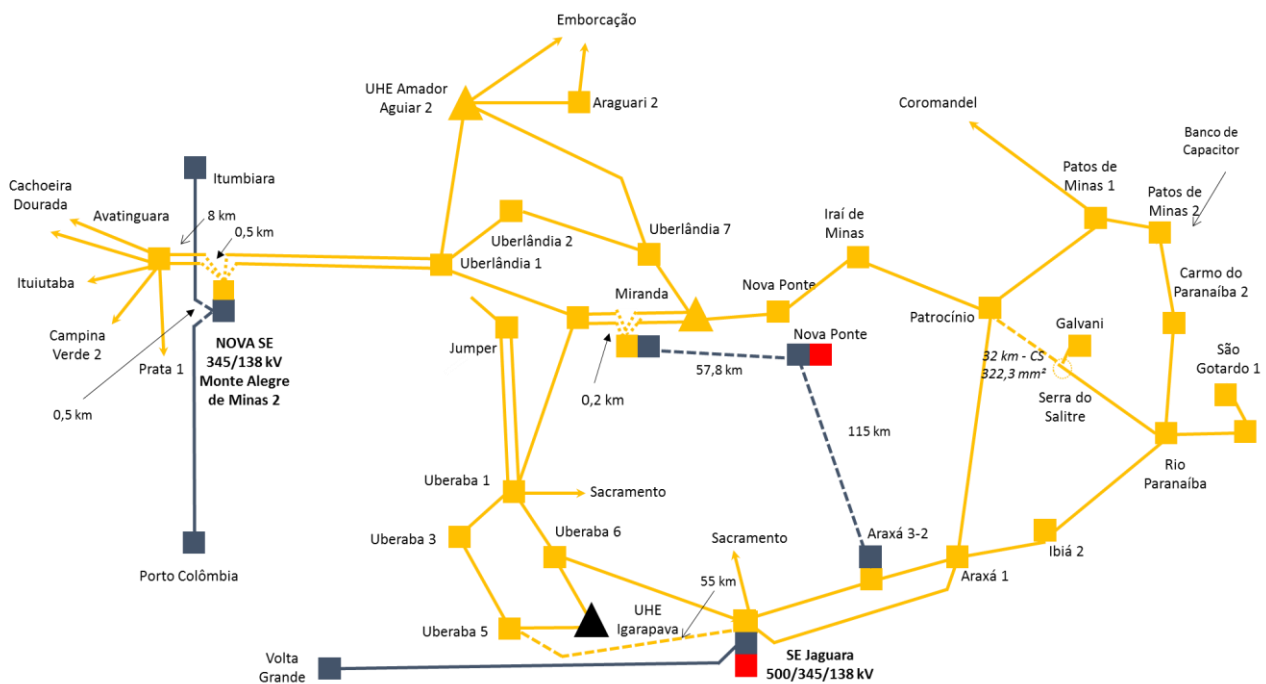


Figura 6-25 - Diagrama Elétrico da Alternativa 2 (Etapa 4)

6.4.3 Conclusões

Após análises de desempenho elétrico e comparação de custos de entre as duas alternativas, verificou-se que a Alternativa 2, apesar de necessitar um investimento inicial maior, apresenta um desempenho elétrico superior e custo global 13% menor graças à considerável redução de perdas elétricas propiciada por esta alternativa. Assim sendo, a Alternativa 2 foi a recomendada.

Por fim, após o término da Etapa 4, a distribuidora reavaliou as obras de distribuição recomendadas e optou por substituir o banco de capacitores recomendado para a SE 138 kV de Iturama, o qual foi substituído pela nova LD 138 kV Água Vermelha – Iturama, CS, 25 km, além da abertura da LD 138

kV Avatinguara – Campina Verde no terminal da SE Avatinguara. Com isso, as subestações de Iturama e Campina Verde passaram a ser atendidas de maneira isolada.

As planilhas de comparação de custos de investimentos e perdas elétricas são apresentadas na Tabela 7-4 e na Figura 7-4 do Capítulo 7 e as planilhas de custos encontram-se no Anexo 15.1.

7 ANÁLISE ECONÔMICA

Para a análise econômica comparativa das alternativas foi utilizada Base de Preços de Referência ANEEL – Ref. 06/2016 [5].

A avaliação econômica das alternativas tem como base o Método dos Investimentos Necessários ou Método do Valor Presente dos Custos Anuais Equivalentes. Neste método os investimentos totais anuais são convertidos em uma série de “n” termos de valor constante. O número “n” é igual ao prazo de concessão concedido pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.

Para fins de comparação econômica, no final do período em estudo, as séries temporais correspondentes a cada alternativa são truncadas, sendo considerado o valor atual do fluxo de caixa referido ao ano base da análise econômica.

O truncamento das séries de custos anuais equivalentes leva em conta o valor que é proporcional à vida útil dos equipamentos até o ano analisado. Assim, o truncamento da série em um período inferior à vida útil de um determinado equipamento, resulta em um valor presente menor que o investimento inicial, o que está de acordo com a consideração de que o valor proporcional à vida útil deve ser descontado do custo, por representar ainda um patrimônio naquela data.

Observação: para o custo de linhas de transmissão de curta extensão foram utilizados percentuais de sobrecusto em relação ao custo de linhas adotado na Base de Preços da ANEEL. Os fatores considerados foram:

- Linhas com até 5 km de comprimento: fator de sobrecusto igual a 1,30;
- Linhas com comprimento superior a 5 km e inferior a 15 km: fator de sobrecusto igual a 1,20;
- Linhas com comprimento superior a 15 km e inferior a 30 km: fator de sobrecusto igual a 1,10.

O valor do custo marginal de expansão (CME) utilizado para balizar o impacto das perdas elétricas na comparação de alternativas foi de 217,00 R\$/MWh conforme Relatório EPE [6].

Perdas Elétricas

Neste estudo as perdas elétricas foram obtidas através de casos de trabalho representativos dos patamares de carga leve, média e pesada nos regimes hidrológicos úmido correspondente a 50% dos meses do ano e o seco aos outros 50%.

No que tange os patamares de carga, foram considerados para as cargas leve, média e pesada, um tempo de permanência de 9 horas, 12 horas e 3 horas, respectivamente.

Com isso, para a avaliação econômica foi feita uma análise dos custos de investimentos e perdas elétricas para cada alternativa até o último ano de estudo. Os detalhamentos dos custos de investimentos são apresentados nas planilhas do Anexo 15.

7.1 Resultados da Etapa 1

Na Figura 7-1 e na Tabela 7-1 são apresentados os valores da análise comparativa de custos das alternativas da Etapa 1 (região do Alto Paranaíba). Como pode ser visto, a Alternativa 3 apresentou o menor valor de custo de investimentos + perdas elétricas e foi declarada vencedora. Essa alternativa corresponde àquela que recomenda a nova SE 345/138 kV Araxá 3, a LT 345 kV Araxá 3 – Jaguará e reforços de distribuição associados.

Tabela 7-1 – Tabela de Comparação de alternativas da Etapa 1

Custo total (PV)				Rendimentos Necessários			Perdas			Rendimentos + Perdas		
Alternativa	Custos (R\$ x)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x)	Diferencial	Ordem	Custos (R\$ x)	(%)	Ordem
Alternativa 1	161.228,49	103,6%	2º	89.464,89	103,6%	2º	146.068,88	119.254,80	5º	208.719,68	201,8%	5º
Alternativa 2	155.671,35	100,0%	1º	86.381,26	100,0%	1º	151.423,86	124.609,78	6º	210.991,04	204,0%	6º
Alternativa 3	174.448,55	112,1%	3º	96.800,63	112,1%	3º	33.419,75	6.605,67	4º	103.406,31	100,0%	1º
Alternativa 4	206.785,21	132,8%	6º	114.744,08	132,8%	6º	26.814,08	0,00	1º	114.744,08	111,0%	4º
Alternativa 5	199.520,91	128,2%	5º	110.713,16	128,2%	5º	29.855,02	3.040,94	3º	113.754,10	110,0%	3º
Alternativa 6	188.925,03	121,4%	4º	104.833,56	121,4%	4º	28.414,11	1.600,03	2º	106.433,58	102,9%	2º

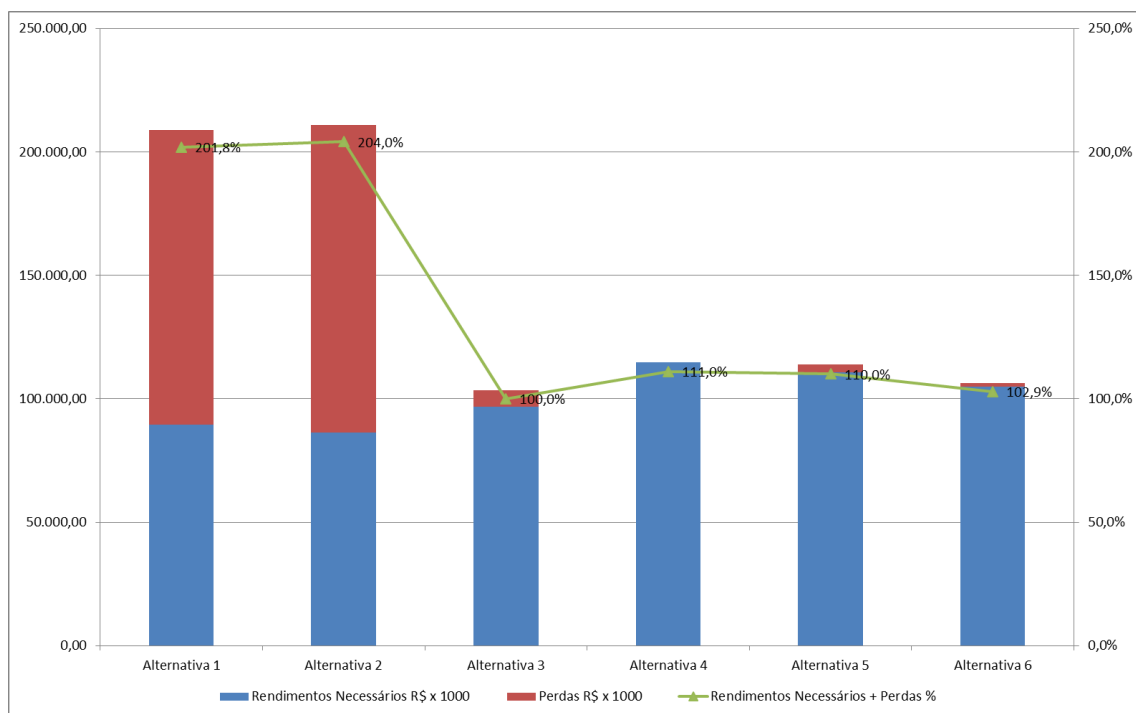


Figura 7-1 – Gráfico de comparação de alternativas da Etapa 1

7.2 Resultados da Etapa 2

Na Figura 7-2 e na Tabela 7-2 são apresentados os valores da análise comparativa de custos das alternativas da Etapa 2 (região Região Central do Triângulo). Como pode ser visto, a Alternativa 3C apresentou o menor valor de custo de investimentos + perdas elétricas e foi declarada vencedora. Essa alternativa corresponde àquela que recomenda a nova SE 345/138 kV Uberlândia 10, a LT 345 kV Uberlândia 10 – Nova Ponte e reforços de distribuição associados.

Tabela 7-2 – Tabela de Comparação de alternativas da Etapa 2

Custo total (PV)				Rendimentos Necessários			Perdas			Rendimentos + Perdas		
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
Alternativa 1A	226.079,87	156,4%	6º	123.086,96	160,2%	6º	74.067,26	71.629,28	9º	194.716,24	148,5%	9º
Alternativa 1B	234.129,81	162,0%	7º	126.551,89	164,7%	7º	73.746,42	71.308,44	8º	197.860,33	150,9%	10º
Alternativa 2A	200.427,98	138,7%	4º	108.852,86	141,7%	4º	67.003,87	64.565,89	7º	173.418,74	132,2%	7º
Alternativa 2B	210.032,58	145,3%	5º	113.180,45	147,3%	5º	64.567,82	62.129,84	6º	175.310,29	133,7%	8º
Alternativa 3A	263.089,07	182,0%	9º	143.623,18	186,9%	9º	28.735,07	26.297,09	3º	169.920,27	129,6%	6º
Alternativa 3B	271.340,67	187,7%	10º	147.315,27	191,7%	10º	20.475,93	18.037,95	2º	165.353,23	126,1%	5º
Alternativa 3C	240.584,69	166%	8º	131.135,62	171%	8º	2.437,98	0,00	1º	131.135,62	100,0%	1º
Alternativa 4B	177.945,73	123%	3º	96.262,30	125%	3º	39.014,67	36.576,69	4º	132.838,99	101,3%	2º
Alternativa 4C	174.876,80	121%	2º	94.674,63	123%	2º	47.602,31	45.164,33	5º	139.838,96	106,6%	3º
Alternativa 5	144.540,00	100%	1º	76.838,95	100%	1º	77.632,01	75.194,03	10º	152.032,97	115,9%	4º

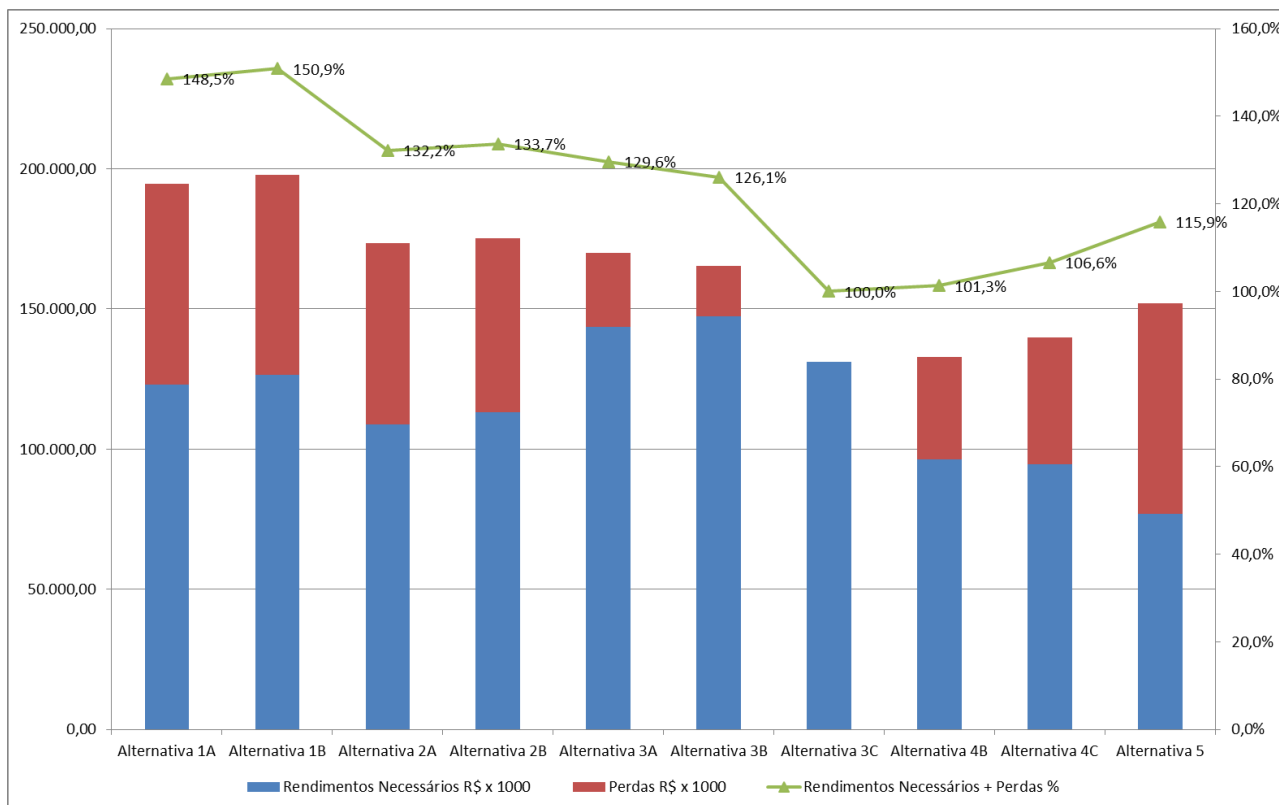


Figura 7-2 – Gráfico de comparação de alternativas da Etapa 2

7.3 Resultados da Etapa 3

Na Tabela 7-3 e Figura 7-3 são apresentados os valores da análise comparativa de custos das alternativas da Etapa 3 (região do Pontal do Triângulo). Como pode ser visto, a Alternativa 3 apresentou o menor valor de custo de investimentos + perdas elétricas e foi declarada vencedora. Essa alternativa corresponde àquela que recomenda a nova SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2 e reforços de distribuição associados.

Tabela 7-3 – Tabela de Comparação de alternativas da Etapa 3

Custo total (PV)				Rendimentos Necessários			Perdas			Rendimentos + Perdas		
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
Alternativa 1	82.592,85	100,0%	1º	45.830,36	100,0%	1º	66.745,67	58.990,74	3º	104.821,10	153,8%	3º
Alternativa 2	91.903,47	111,3%	2º	50.996,78	111,3%	2º	71.692,53	63.937,59	4º	114.934,37	168,6%	4º
Alternativa 3	129.099,62	156,3%	3º	68.175,88	148,8%	3º	7.754,94	0,00	1º	68.175,88	100,0%	1º
Alternativa 4	146.287,97	177,1%	4º	69.939,59	152,6%	4º	14.592,51	6.837,57	2º	76.777,16	112,6%	2º

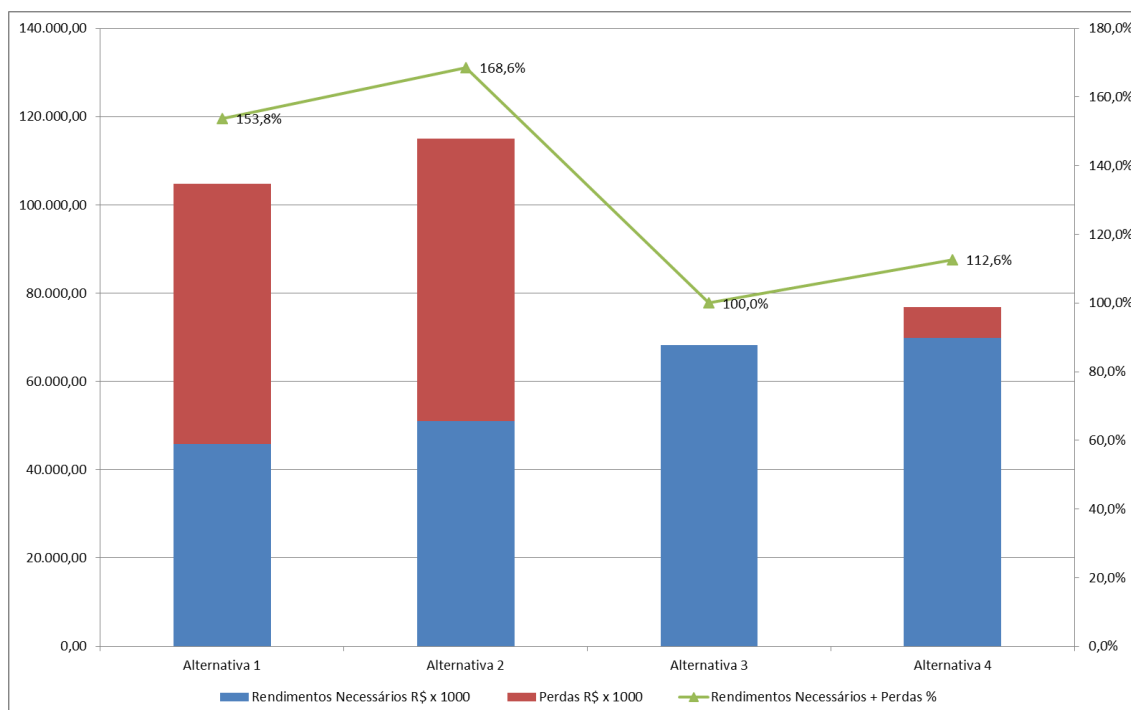


Figura 7-3 – Gráfico de comparação de alternativas da Etapa 3

7.4 Resultados da Etapa 4

Na Tabela 7-4 e Figura 7-4 são apresentados os valores da análise comparativa de custos das alternativas da Etapa 4 (Refinamento global da solução). Como pode ser visto, a Alternativa 2 apresentou o menor valor de custo de investimentos + perdas elétricas e foi declarada vencedora. Essa alternativa corresponde àquela que recomenda a nova SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2, nova SE 345/138 kV Uberlândia 10, nova SE 345/138 kV Araxá 3, novo pátio 500/345 kV SE Nova Ponte, LT 345 kV Uberlândia 10 – Nova Ponte, LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3 e reforços de distribuição associados.

Tabela 7-4 – Tabela de Comparação de alternativas da Etapa 4

Custo total (PV)				Rendimentos Necessários			Perdas			Rendimentos + Perdas		
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
Alternativa 1	545.581,47	100,0%	1º	294.895,35	100,0%	1º	102.281,63	102.281,63	2º	397.176,98	113,0%	2º
Alternativa 2	647.456,41	118,7%	2º	351.425,25	119,2%	2º	0,00	0,00	1º	351.425,25	100,0%	1º

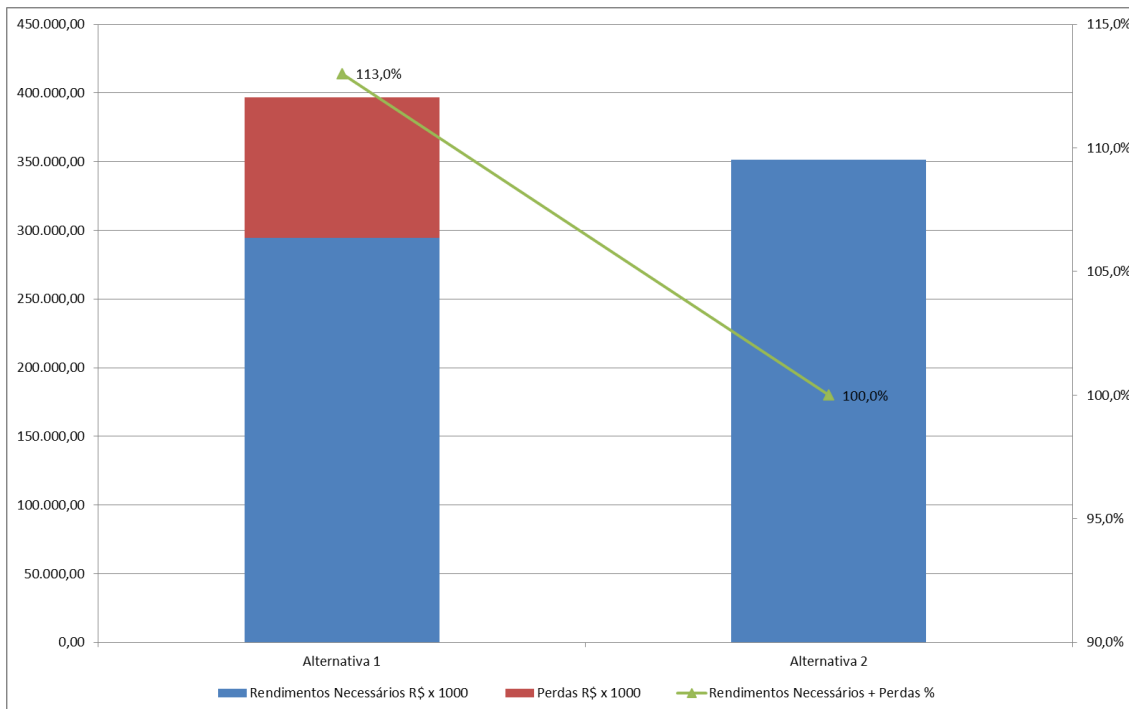


Figura 7-4 – Gráfico de comparação de alternativas da Etapa 4

Por fim, após o término da Etapa 4, a distribuidora reavaliou as obras de distribuição recomendadas e optou por substituir o banco de capacitores recomendado para a SE 138 kV de Iturama, o qual foi substituído pela nova LD 138 kV Água Vermelha – Iturama, CS, 25 km, além da abertura da LD 138 kV Avatinguara – Campina Verde no terminal da SE Avatinguara. Com isso, as subestações de Iturama e Campina Verde passaram a ser atendidas de maneira isolada. Como a alteração não implicou em inversão de mérito de alternativas vencedoras, a mudança foi acatada e adicionada à recomendação final do estudo.

8 ANÁLISES DE ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO DE CARGA

Foi analisada a energização inicial dos reforços estruturais que compõem a alternativa vencedora com o intuito de identificar a necessidade de prover recursos adicionais para controle de tensão durante as manobras. Já nas análises de rejeição foi considerada as linhas inicialmente energizadas em carga, e feita a abertura de cada um dos terminais, um a um. Para isso, foi identificado o cenário mais crítico de desempenho, o qual será descrito durante a análise.

Todas as análises foram feitas respeitando os limites de tensão apresentados na Tabela 4-51 e na Tabela 4-52. Ressalta-se que, para barras de conexão à Rede Básica de agentes de distribuição, bem como de consumidores livre ou potencialmente livres, devem ser adotados, em contingência, os mesmo limites de operação normal.

Primeiramente, para verificar possíveis violações de tensão no terminal aberto, a tensão no terminal emissor foi ajustada em 1,05 pu, de forma a simular ao pior cenário possível de tensão no terminal emissor. O resultado dessas análises está apresentado na Tabela 8-1.

Tabela 8-1 - Tabela com as sobretensões no terminal aberto durante energização

Linhas de transmissão	Tensão (pu)	
	Terminal Emissor	terminal Aberto
LT 345 kV Itumbiara - Monte Alegre de Minas 2	1,050	1,052
LT 345 kV Monte Alegre de Minas 2 - Porto Colômbia	1,050	1,072
LT 345 kV Nova Ponte - Uberlândia 10	1,050	1,053
LT 345 kV Nova Ponte - Araxá 3	1,050	1,061

Numa segunda etapa, visando identificar o impacto no valor de tensão da barra emissora após o fechamento do disjuntor emissor, foi utilizada tensão de pré-energização entre 1,01 pu e 1,04 pu para o sistema de 345 kV. Os itens seguintes ilustram a energização das novas linhas recomendadas no estudo.

Ressalta-se que considerou-se a transferência do reator de linha fixo de 96 Mvar da LT 345 kV Itumbiara – Porto Colômbia, localizado no terminal da SE Itumbiara, para o barramento da referida subestação.

8.1 Energização Eixo 345 kV Itumbiara – Monte Alegre de Minas 2 – Porto Colômbia

A Figura 8-1 ilustra o sequenciamento de manobras para energização das LT 345 kV Itumbiara – Monte Alegre de Minas 2 e LT 345 Monte Alegre de Minas 2 – Porto Colômbia, resultantes do seccionamento da LT 345 kV Itumbiara – Porto Colômbia na nova SE Monte Alegre de Minas 2.



Figura 8-1 - Sequência de Energização do eixo 345 kV Itumbiara – Monte A. Minas – Porto Colômbia

O cenário escolhido para a análise de energização foi o caso do plano decenal [4], patamar de carga leve, norte seco, ano 2022. Como pode ser visto, a maior sobretensão no terminal aberto da linha foi de 1,078 pu, considerando a sequência de energização mais desfavorável. Como o limite para

essa situação é 1,10 pu, constatou-se que a energização da LT por ambos os lados é perfeitamente viável.

8.2 Energização Eixo 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10 – Araxá 3

A Figura 8-2, ilustra o sequenciamento de manobras para energização das LTs 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10 e Nova Ponte – Araxá 3. O cenário escolhido para a análise de energização foi o caso do plano decenal [4], patamar de carga leve, norte seco, ano 2022. Como pode ser visto, a maior sobretensão no terminal aberto da linha foi de 1,058 pu na SE Araxá 3.

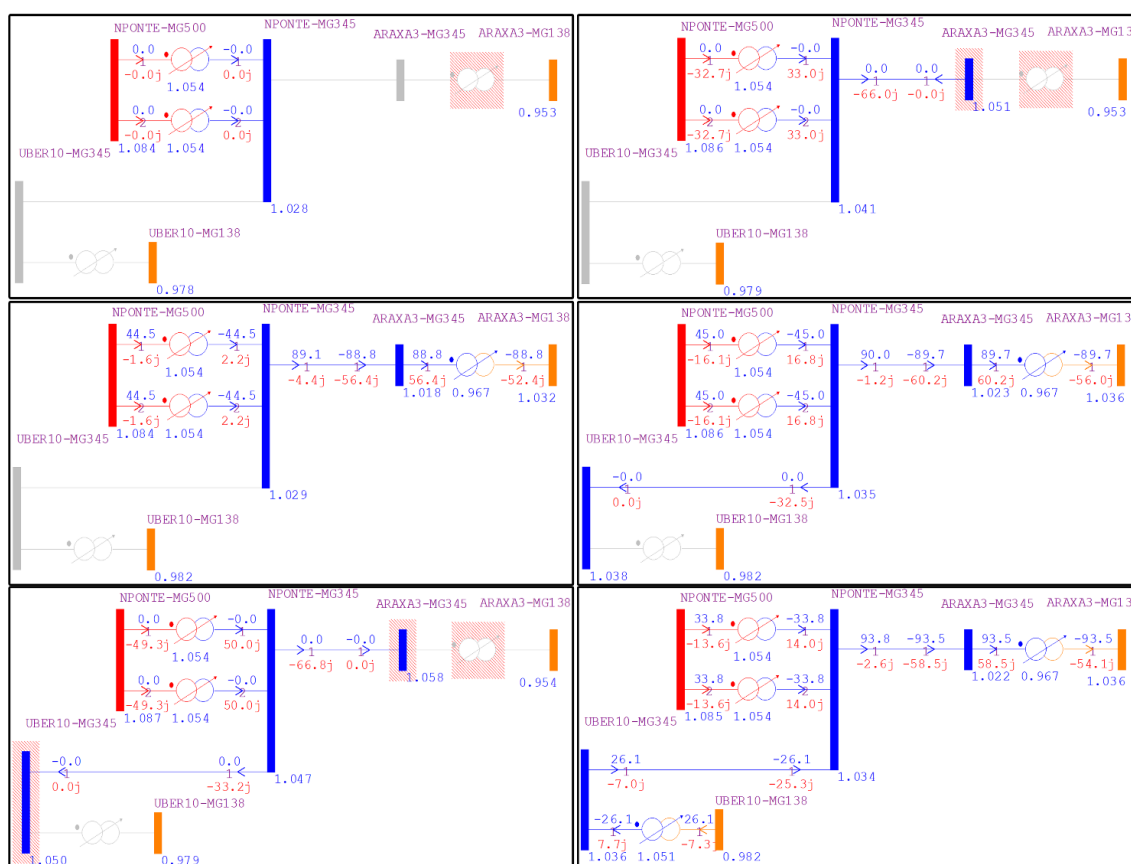


Figura 8-2 - Sequência de Energização do eixo 345 kV Uberlândia 10 – Nova Ponte – Araxá 3

Esta sobretensão acontece na hipótese de energização das duas linhas sem conectar as subestações terminais ao sistema de distribuição durante os passos intermediários. Portanto, dado que esta sequência de energização é hipotética e improvável, e os valores de sobretensão identificados são diminutos, concluiu-se que a energização da LT por ambos os lados é perfeitamente viável.

8.3 Rejeição de carga Eixo 345 kV Itumbiara – Monte A. Minas 2- Porto Colômbia

A Figura 8-3 mostra a rejeição de carga das LTs 345 kV Itumbiara - Monte Alegre de Minas 2 (1) e Monte Alegre de Minas 2 – Porto Colômbia (2), em cada um de seus terminais. Para a análise do trecho (1) foi adotado o Cenário 1 - item 4.6.1.1 e para a análise do trecho (2) foi adotado o Cenário 5 -item 4.6.1.5.

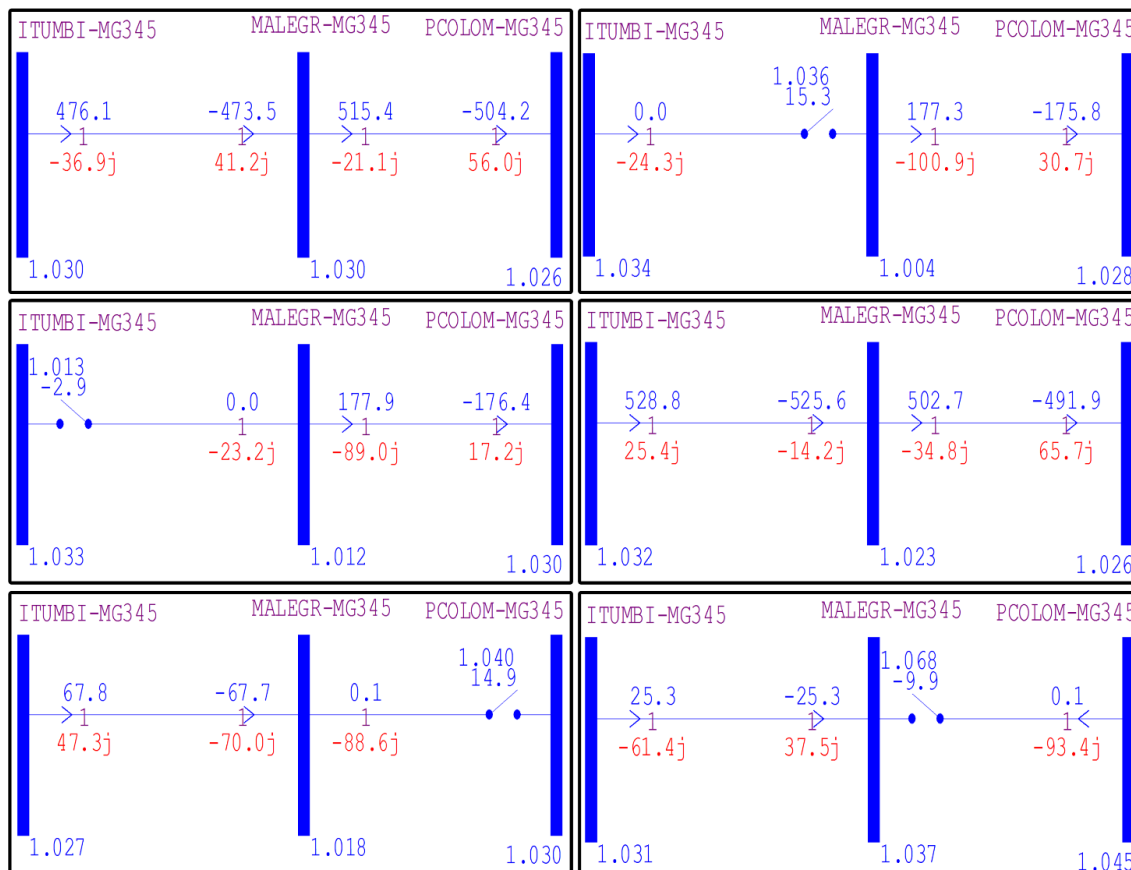


Figura 8-3 - Rejeição do eixo 345 kV Itumbiara – Monte A. Minas - Porto Colômbia

Como pode ser visto, os maiores valores de sobretensão foram de 1,068 pu no terminal da SE Monte Alegre de Minas 2 e 1,040 pu no terminal da SE Porto Colômbia.

Logo, não foi observada a necessidade de recomendação de reatores de linha para as manobras de energização e abertura de terminal em regime permanente na frequência fundamental.

8.4 Rejeição de carga no eixo Nova Ponte – Uberlândia 10 – Araxá 3

A Figura 8-4 mostra a rejeição de carga das LTs 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10 (1) e Nova Ponte – Araxá 3 (2), em cada um de seus terminais. Para a análise do trecho (1) foi adotado o cenário do Plano Decenal [4], patamar de carga média, norte seco, e para a análise do trecho (2) foi adotado o Cenário 5 -item 4.6.1.1.

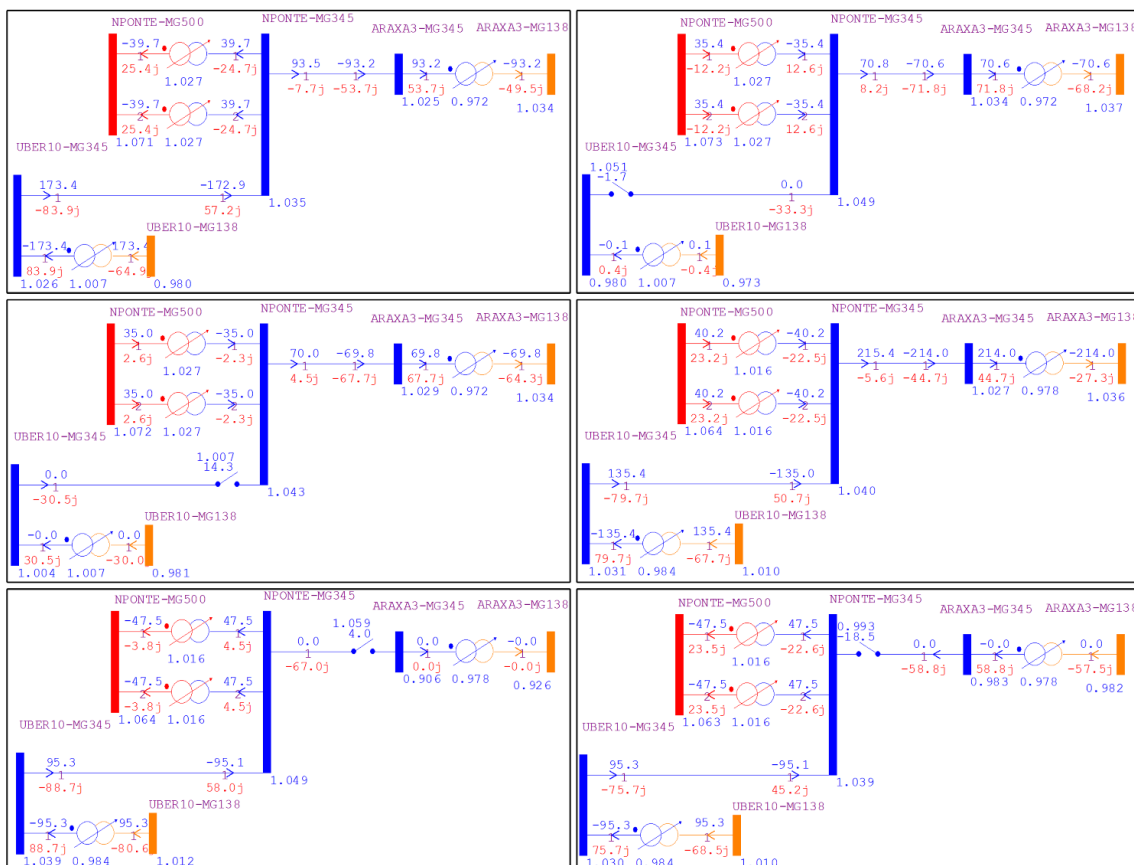


Figura 8-4 - Rejeição do eixo 345 kV Uberlândia 10 – Nova Ponte – Araxá 3

Como pode ser visto, os maiores valores de sobretensão identificados foram de 1,051 pu no terminal da SE Uberlândia 10 e 1,059 pu no terminal da SE Araxá 3.

Logo, não foi observada a necessidade recomendação de reatores de linha para manobras de energização e abertura de terminal em regime permanente na frequência fundamental.

9 OTIMIZAÇÃO DOS MÓDULOS DOS TRANSFORMADORES

Durante o processo de elaboração de alternativas foi considerado um módulo padrão de 300 MVA para todos os transformadores e autotransformadores com o objetivo de facilitar o processo de criação e comparação de alternativas. Contudo, após a definição da solução estrutural final, fez-se necessária a otimização dos módulos dos transformadores recomendados.

Para isso, foi medido o fluxo passante nos transformadores em regime normal e em contingência em todos os cenários dimensionadores, e também cenários originais do Plano Decenal 2026 [11].

Além das transformações de novas subestações recomendadas nesse estudo, foi avaliada a transformação de Rede Básica de Fronteira da SE 345/138 kV Jaguará, uma vez que foi verificada sobrecarga em contingência no ano 2027 e uma de suas unidades (T7) está com a vida útil regulatória ultrapassada (48 anos de operação) e está listada no Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN – Par - 2017 a 2019 - Volume 1 Tomo 2 (ONS RE-2.3-055/2016) para substituição. Assim sendo, mostrou-se pertinente a avaliação de uma nova modularização para as transformações dessa subestação.

Portanto, levando em consideração a evolução dos fluxos verificados até o ano de 2031, tanto em condição normal como em emergência em todos os cenários, chegou-se aos módulos de transformações listados na Tabela 9-1.

Tabela 9-1 - Transformações recomendadas

Transformação		Unidades	Potência (MVA)
Nome	Relação de transformação		
Araxá 3	345/138kV	1	300/360
Monte Alegre de Minas 2	345/138kV	2	150/180
Nova Ponte	500/345kV	2	300/360
Uberlândia 10	345/138kV	1	225/270
Jaguará	345/138 kV	2	225/270

Com essas modulações todas as transformações de fronteira com a Rede Básica satisfazem o critério N-1 até o último ano analisado (2031). Os carregamentos resultantes, bem como os carregamentos percentuais são apresentados a seguir.

9.1 ANÁLISE DOS PERFIS DE TENSÃO

Nesta seção serão apresentados os gráficos de perfil de tensão e carregamentos nas transformações de Rede Básica de Fronteira das regiões do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba, após a entrada em operação dos reforços recomendados neste estudo.

Para isso, foram considerados os módulos escolhidos na seção anterior (Tabela 9-1) e apresentada, quando necessária, a razão de alteração de suas magnitudes.

Importante ressaltar que nesta seção foi utilizada uma estratégia diferente da aplicada no capítulo 5. Aqui, somente serão apresentados os gráficos de tensão dos cenários 3 e 4, que apresentaram os desempenhos elétricos mais críticos.

9.1.1 Perfil de tensão no Cenário 3

Neste cenário, todas as subestações de distribuição em 138 kV apresentaram magnitudes de tensão dentro dos limites. O gráfico da Figura 9-1, apresenta a evolução do perfil de tensão na região dos anos 2023 a 2031.

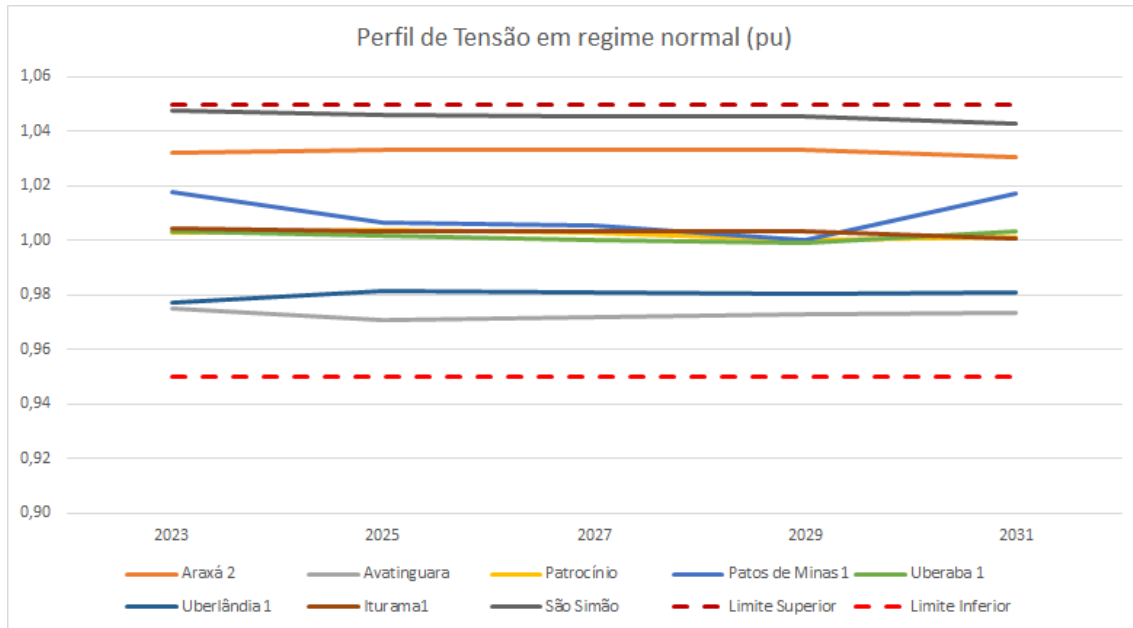


Figura 9-1 – Perfil de tensão em regime Normal - Cenário 3

Observa-se na Figura 9-1, que as magnitudes das tensões na rede de distribuição em 138 kV são aproximadamente as mesmas em todos os anos. Isso acontece, pois todas as novas subestações de Rede Básica de Fronteira do Triângulo Mineiro possuem recursos de regulação de tensão (LTC), permitindo que o mesmo ajuste seja feito em todo o horizonte apresentado.

9.1.2 Perfil de tensão no Cenário 4

Neste cenário, a combinação de geração local reduzida das regiões do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba, concomitantemente com o patamar de carga pesada, resulta em um perfil de tensão baixo, conforme apresentado na etapa de diagnóstico (Figura 5-6).

Todavia, após a entrada em operação dos novos reforços estruturais, a rede de distribuição local passa a ter três novos pontos de Rede Básica de Fronteira dotados de equipamentos de regulação de tensão em suas transformações.

Essas novas subestações de Rede Básica de Fronteira estão localizadas perto de centros de carga fornecendo um caminho alternativo para a energia demandada por esses centros. Com isso, as fontes principais desses centros de carga passam a ser as novas subestações de Rede Básica de

Fronteira, resultando em uma redução do carregamento médio nas linhas de distribuição, redução do consumo de potência reativa e elevação do perfil de tensão.

Assim, a malha de distribuição em 138 kV apresenta uma melhora de perfil de tensão considerável, estando todas as magnitudes de tensão das subestações da região dentro da faixa recomendada. Os perfis de tensão das subestações de distribuição são apresentados na Figura 9-2.

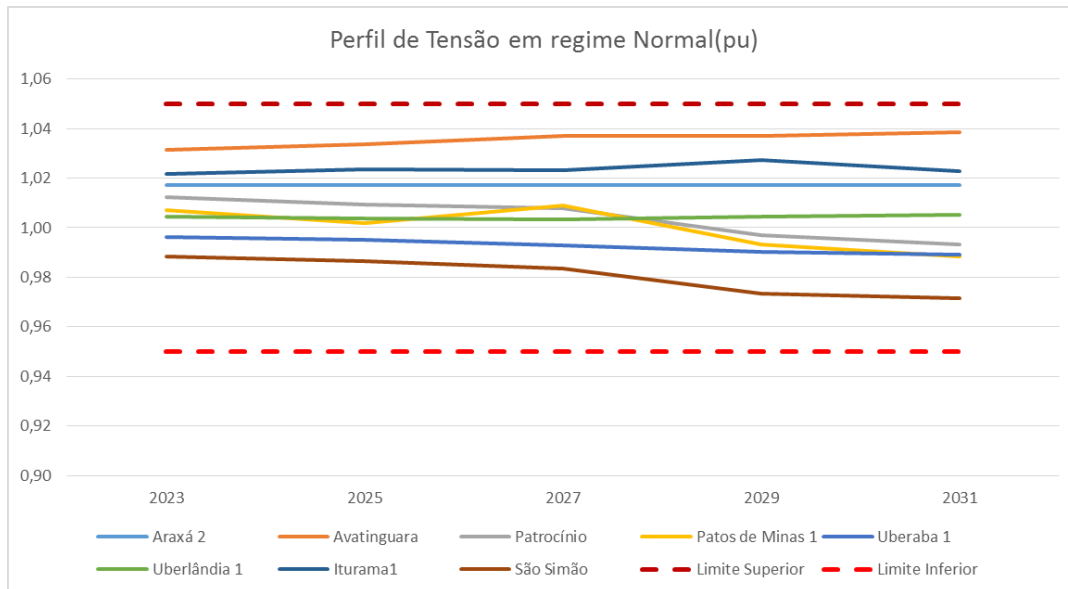


Figura 9-2 – Perfil de tensão em regime Normal - Cenário 4

9.2 CARREGAMENTO NAS TRANSFORMAÇÕES

Nesta seção serão apresentados os gráficos de perfis de carregamento nas transformações de Rede Básica de Fronteira considerando todos os cenários simulados. As subestações analisadas foram:

- SE Araxá 3 345/138 kV;
- SE Monte Alegre de Minas 2 345/138 kV;
- SE Uberlândia 10 345/138 kV;
- SE Jaguará 345/138 kV;
- SE Nova Ponte 500/345 kV (Rede Básica);
- SE Emborcação 500/138 kV;
- SE Cachoeira Dourada 230/138 kV.

9.2.1 Nova SE Araxá 3 345/138 kV

O cenário do estudo que apresentou os maiores carregamentos em regime nominal e de emergência para essa nova transformação foi o Cenário 1.

Isso ocorre devido a uma convergência de fluxos de potência oriundos da SE Nova Ponte 500/345 kV, no sentido do 345 kV, e do fluxo de potência da SE Uberlândia 10 345/138 kV, esse último fruto do excedente energético das usinas conectadas à rede de distribuição local em 138 kV.

Além disso, observou-se que o maior fluxo em regime de emergência na SE Araxá 3 acontece durante a contingência do transformador 345/138 kV da SE São Gotardo 2.

Destacados os pontos mencionados, verifica-se que para a modularização de transformação recomendada, ou seja 1 x (300/360 MVA), os carregamentos percentuais em regimes normal e contingência atingem cerca de 85% e 90%, respectivamente, no ano 2031.

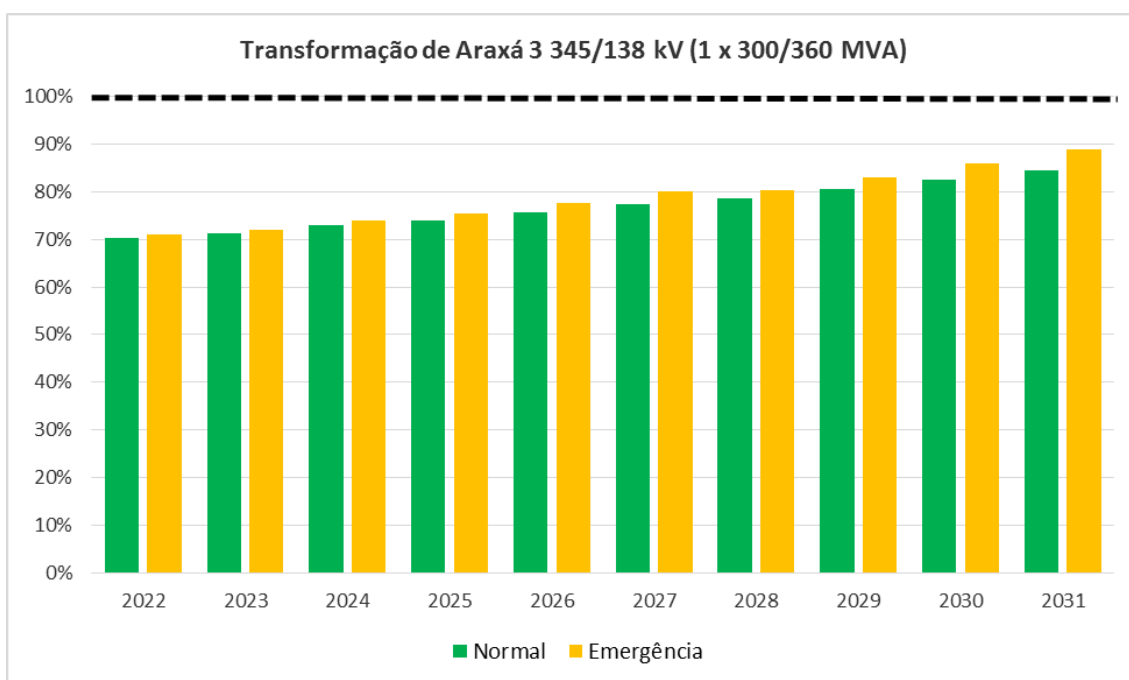


Figura 9-3 - Carregamento em regime nominal e emergência - SE Araxá 3 345/138 kV

Este percentual no final do horizonte é considerável satisfatório, uma vez que esta SE conta com apenas uma unidade.

9.2.2 Nova SE Monte Alegre de Minas 2 345/138 kV

A transformação de Rede Básica de Fronteira da SE Monte Alegre de Minas 2 345/138 kV, diferentemente da anterior, apresenta elevado carregamento em ambos os sentidos.

A primeira situação, na qual o fluxo flui no sentido do nível de tensão em 345 kV, acontece no patamar de carga leve quando a região do Pontal do Triângulo tem característica predominantemente exportadora, sendo este cenário representado no estudo pelo Cenário 5.

Já a segunda situação, na qual o fluxo flui no sentido do nível de tensão em 138 kV, ocorre no patamar de carga pesada quando as usinas do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba estão com geração baixa, sendo este cenário representado no estudo pelo Cenário 4.

A segunda situação (Cenário 4) foi a que apresentou os maiores fluxos na SE Monte Alegre de Minas 2.

Assim sendo, analisou-se o fluxo máximo em regime normal e de emergência nesta subestação e constatou-se que a data de necessidade da segunda unidade transformadora ocorre apenas em 2025.

Com isso, o carregamento percentual em regime normal e de emergência para a SE Monte Alegre de Minas 2 é de cerca de 60% e 80%, respectivamente, no ano de 2031, conforme Figura 9-4.

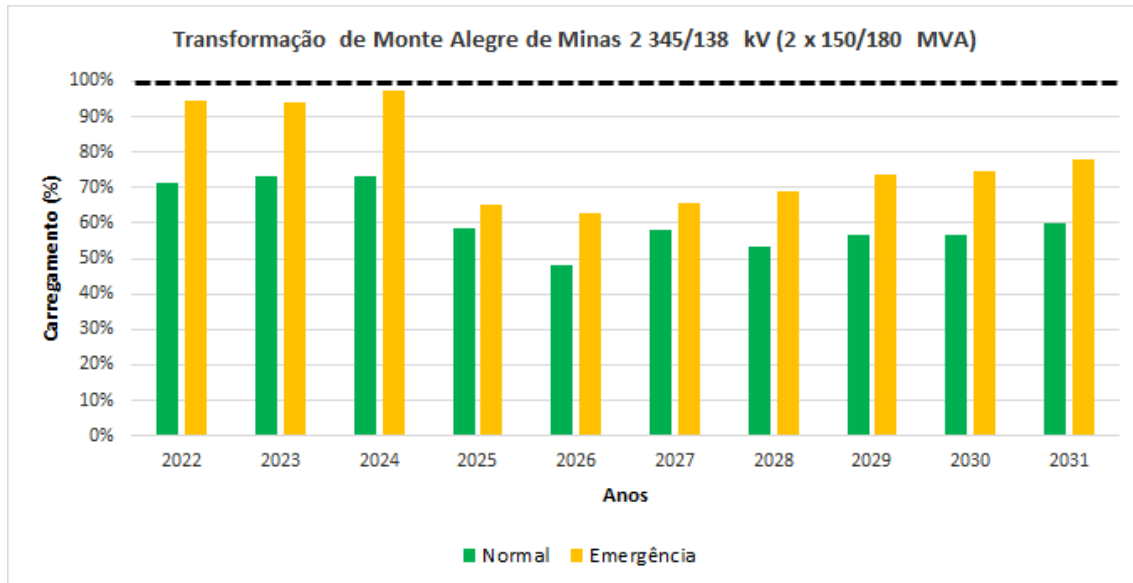


Figura 9-4 - Carregamento em regime nominal e emergência - SE Monte Alegre de Minas 2 345/138 kV

9.2.3 Nova SE Uberlândia 10 345/138 kV

Para esta transformação, o maior carregamento acontece no Cenário 5, no qual o fluxo excedente das usinas conectadas à rede em 138 kV da região de Uberlândia flui pela transformação 345/138 kV em direção à SE Nova Ponte 500/345 kV.

Neste cenário, observou-se que o maior carregamento em regime de emergência acontece durante a contingência da LT 500 kV Itumbiara – Nova Ponte. O carregamento resultante em regime normal e emergência para esta transformação é apresentado na Figura 9-5.

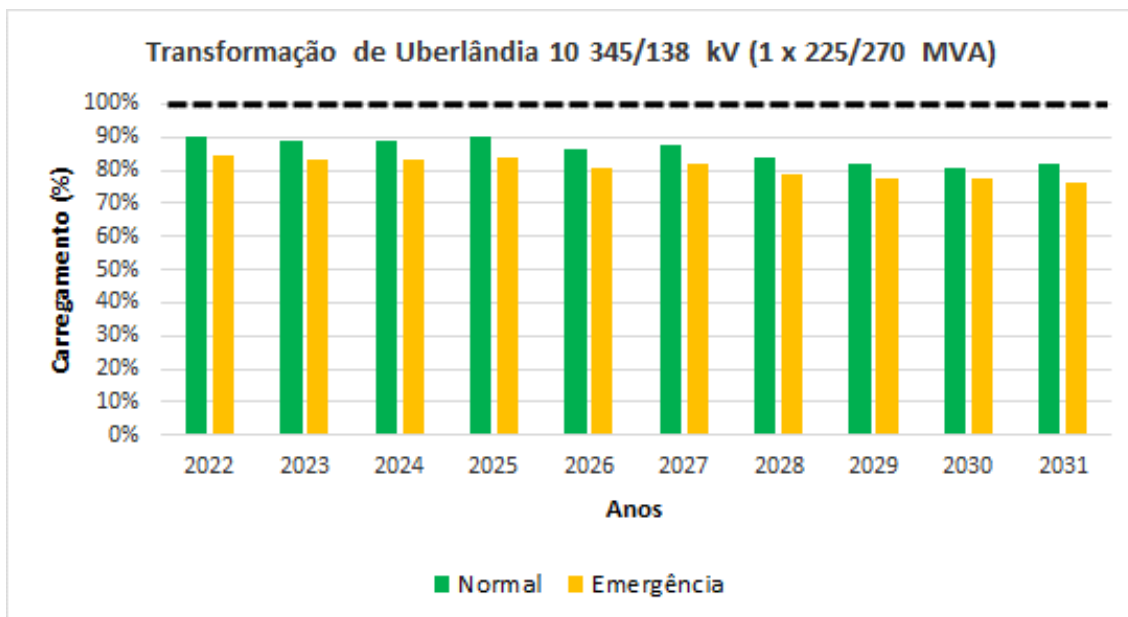


Figura 9-5 - Carregamento em regime nominal e emergência - SE Uberlândia 10 345/138 kV

Ressalta-se que não foram observadas sobrecargas, sobretensões e subtensões durante a contingência da única unidade transformadora da SE Uberlândia 10. Logo, só se faz necessária uma única unidade. Outro ponto importante é a redução verificada do carregamento percentual na transformação da SE Uberlândia 10 do ano 2022 até 2031.

Isso acontece em razão de não estar prevista a entrada em operação de nenhuma nova usina na rede em 138 kV do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba no horizonte de 2022 a 2031. Desta forma, a redução de fluxo na transformação de Uberlândia 10 é resultado da redução do excedente energético regional em função do crescimento da carga.

Assim, o carregamento em regime normal nesta subestação é de cerca de 90% em 2022 e 80% em 2031.

9.2.4 SE Jaguará 345/138 kV

Foi estudada uma nova modularização para a transformação de Rede Básica de Fronteira da SE 345/138 kV Jaguará, uma vez que uma de suas unidades (T7) está com a vida útil regulatória ultrapassada (48 anos de operação) e está listada no Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN – Par - 2017 a 2019 - Volume 1 Tomo 2 (ONS RE-2.3-055/2016) para

substituição. Assim sendo, mostrou-se pertinente a avaliação de uma nova modularização para as transformações dessa subestação.

Para esta transformação, o maior carregamento acontece no patamar de carga pesada com geração das usinas das regiões do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba nos seus valores mínimos, representado no estudo pelo Cenário 4.

Assim sendo, na hipótese de substituição das transformações existentes por outras duas unidades de mesma capacidade das unidades em operação (150 MVA), os carregamentos em regimes nominal e emergência são os apresentados na Figura 9-6.

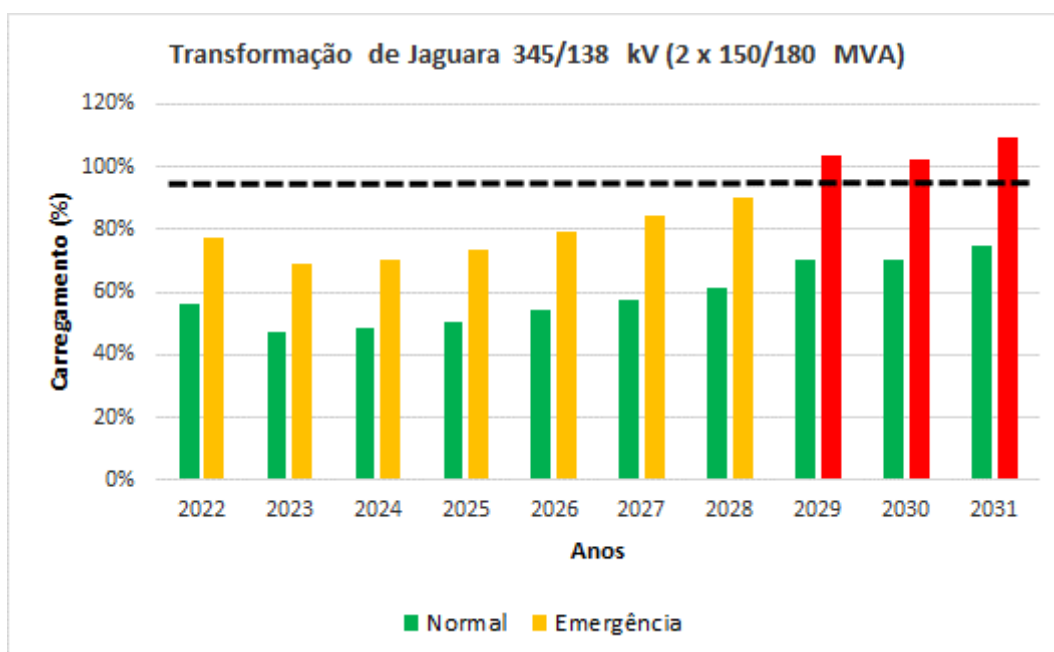


Figura 9-6 - Carregamento em regime nominal e emergência - SE Jaguará 345/138 kV – (150/180 MVA)

Como pode ser visto, caso sejam substituídas as unidades transformadoras atuais por outras de mesma modulação (150 MVA), surge a necessidade da recomendação de uma terceira unidade já no ano de 2029.

Esta opção é desaconselhada dado que a subestação de Jaguará não dispõe de muito espaço físico para expansão, assim, optou-se por aumentar o módulo dos transformadores para 225 MVA. Com essa nova modularização o gráfico de carregamento percentual é o apresentado na Figura 9-7.

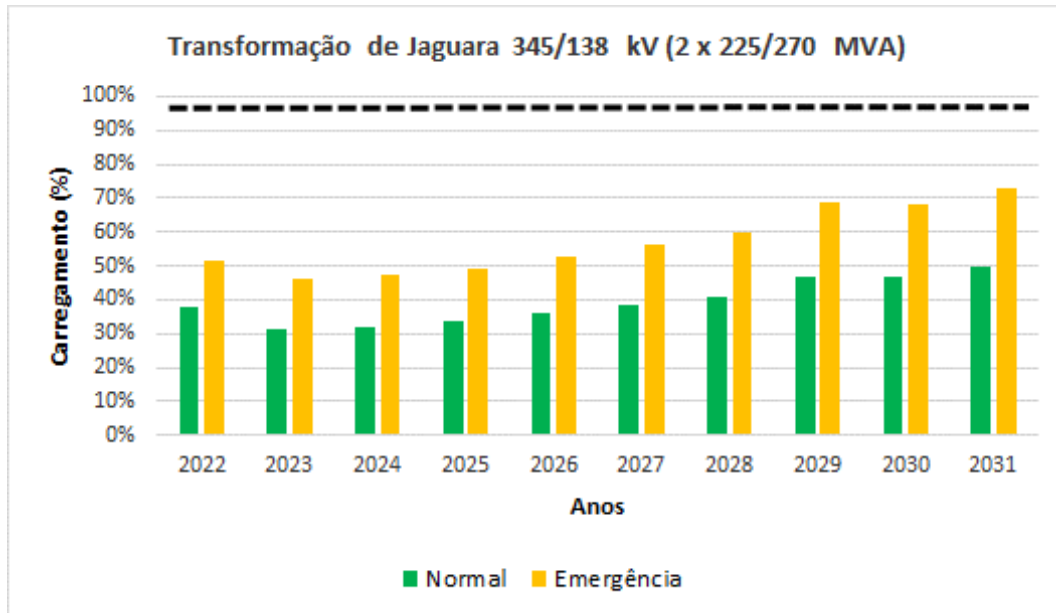


Figura 9-7 - Carregamento em regime nominal e emergência - SE Jaguara 345/138 kV – (225/270 MVA)

Assim, os carregamentos em regimes normal e de emergência são de aproximadamente 50% e 65%, respectivamente, em 2031.

9.2.5 Nova SE Nova Ponte 500/345 kV

Para esta transformação, o maior carregamento acontece no patamar de carga pesada com geração das usinas das regiões do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba nos seus valores mínimos, representado no estudo pelo Cenário 4.

Diferente do que se imaginaria, o cenário crítico para a transformação de Rede Básica da SE Nova Ponte 500/345 kV é diferente dos cenários críticos das transformações de Rede Básica de Fronteira de Uberlândia 10 345/138 kV e Araxá 3 345/138 kV.

Para a primeira, o maior fluxo acontece no Cenário 5 e para a segunda no Cenário 1.

Assim, considerando duas unidades 500/345 kV na SE Nova Ponte e o carregamento observado no Cenário 4, foram recomendados para esta SE a modularização de 300/360 MVA. O carregamento percentual considerando esta modularização é apresentado na Figura 9-8.

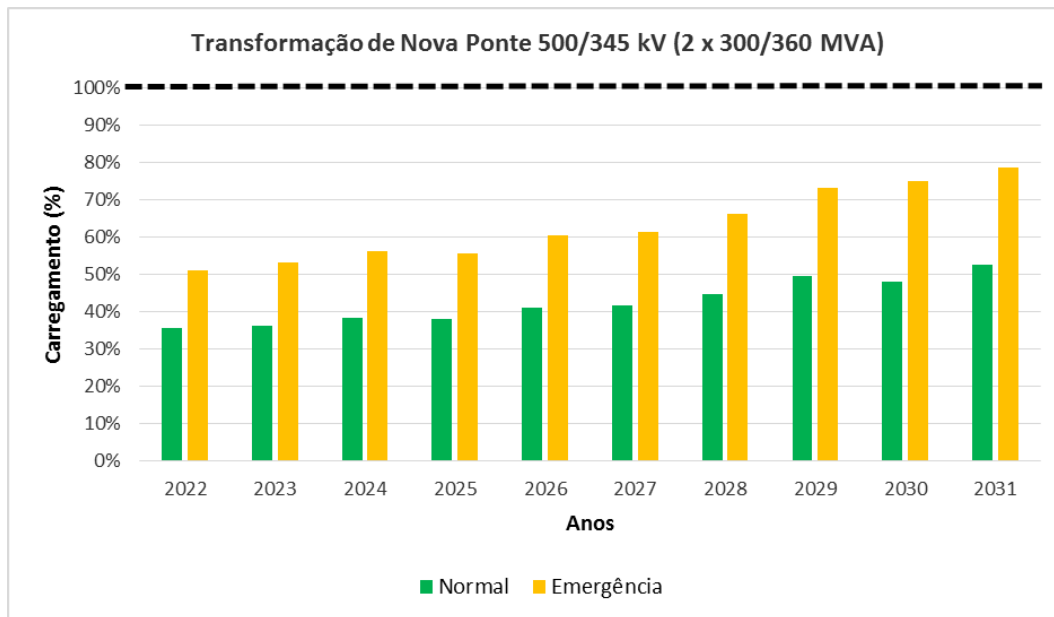


Figura 9-8 - Carregamento em regime nominal e emergência - SE Nova Ponte 500/345 kV

Assim, o carregamento percentual em regime normal e de emergência para a SE Nova Ponte 500/345 kV é de cerca de 50% e 80%, respectivamente, no ano de 2031.

9.2.6 SE Emborcação 500/138 kV

Para esta transformação, o maior carregamento acontece no patamar de carga leve com geração das usinas das regiões do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba nos seus valores máximos, representado no estudo pelo Cenário 3.

Assim o fluxo na transformação de Rede Básica de Fronteira da SE Emborcação flui no sentido pátio do nível de tensão em 500 kV, sendo resultado do excedente energético da região do Triângulo Mineiro, em especial das usinas localizadas a norte do município de Uberlândia e conectadas ao sistema de distribuição em 138 kV.

O fluxo máximo em regime de emergência é encontrado durante a contingência de uma das unidades 500/138 kV da SE Emborcação, as quais têm capacidade de emergência de 360 MVA cada. Logo, o percentual de emergência considerado para fins de apresentação de carregamento é relativo as unidades com capacidade inferior a 20% (348 MVA).

O gráfico com a evolução do carregamento é apresentado na Figura 9-9.

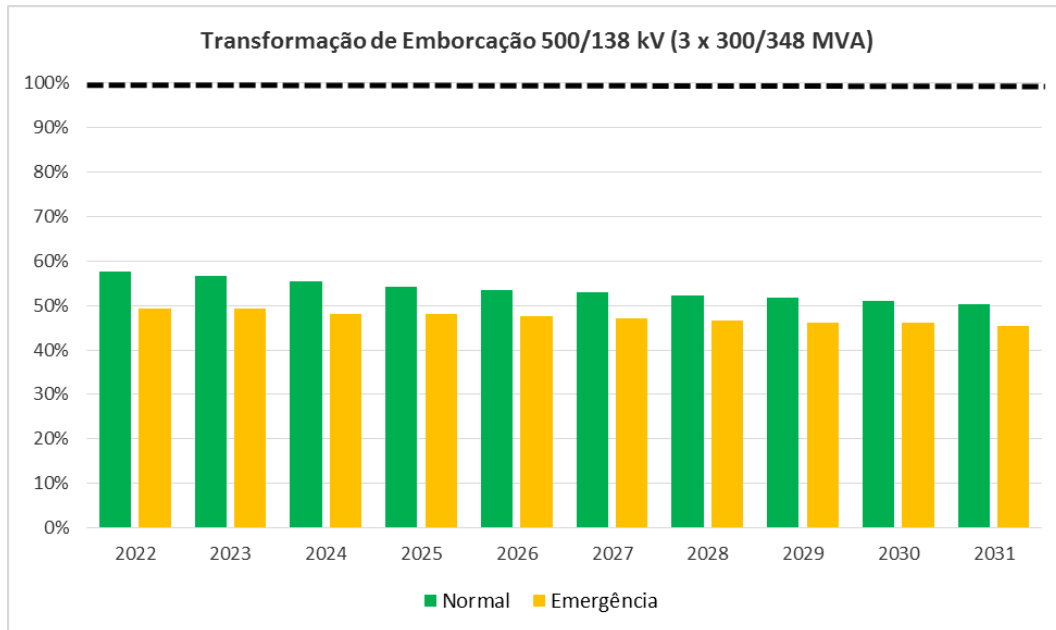


Figura 9-9 - Carregamento em regime nominal e emergência - SE Emborcação 500/138 kV

Assim como foi observado nas transformações da SE Uberlândia 10, o carregamento reduz ao longo do tempo. Isso deve-se ao fato de não estarem previstas novas unidades geradoras no horizonte do estudo para a região do Triângulo Mineiro, fazendo com que os excedentes energéticos sejam absorvidos pelo crescimento de carga.

Portanto, o carregamento no ano inicial é cerca de 60% e 50% em regime normal e emergência, respectivamente, indicando uma folga considerável.

9.2.7 SE Cachoeira Dourada 230/138 kV

A transformação de Rede Básica de Fronteira da SE Cachoeira Dourada 230/138 kV foi objeto de estudos anteriores, nos quais foi recomendada a substituição da unidade em operação de propriedade de Furnas e a indicação de uma segunda unidade, ambas com capacidade de 120 MVA.

Para esta transformação, o maior carregamento acontece no patamar de carga leve com geração das usinas das regiões do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba nos seus valores máximos, representado no estudo pelo Cenário 3.

Antes da entrada em operação dos reforços estruturais recomendados neste estudo esta transformação é fator limitante para a exportação do excedente energético da região Pontal do

Triângulo, apresentando sobrecargas no cenário mencionado. Todavia, após a entrada da nova subestação de Rede Básica de Fronteira de Monte Alegre de Minas 2 345/138 kV, o carregamento passa a ser de 50% e 60% em regime normal e emergência, respectivamente, no ano de 2031, conforme Figura 9-10.

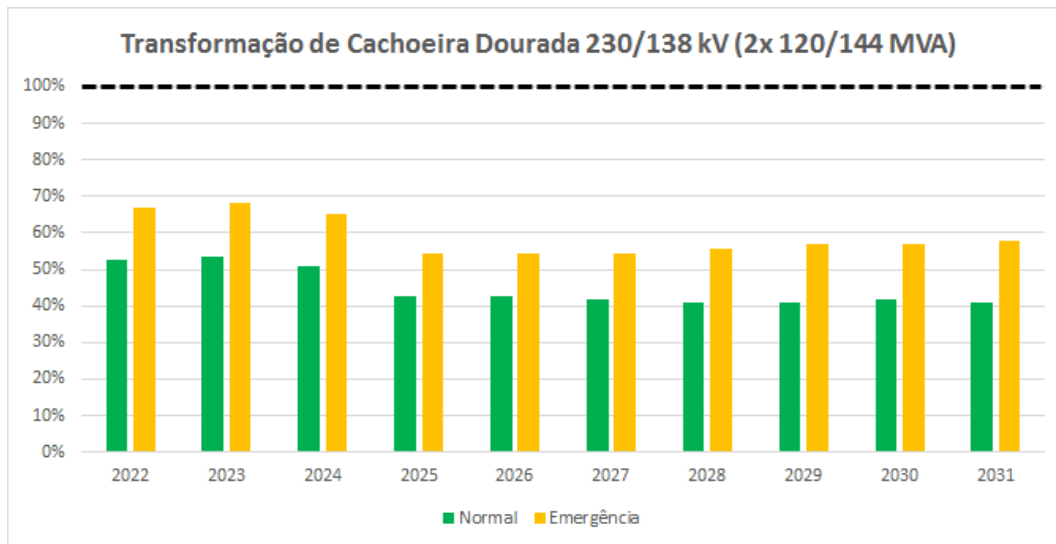


Figura 9-10 - Carregamento em regime nominal e emergência - SE Cachoeira Dourada 230/138 kV

Estes carregamentos fornecem uma margem considerável para entrada de novos empreendimentos de geração, em especial na região do Pontal do Triângulo Mineiro, sendo esta região apontada nos últimos leilões do mercado regulado como ponto de interesse de novos empreendimentos a biomassa e solares.

9.2.8 SE São Gotardo 2 345/138 kV

Não foram apresentados os carregamentos na transformação de São Gotardo devido a mesma ter a capacidade de 300 MVA e estar sendo controlada pelo transformador defasador em 150 MVA. Desta forma, não são observados problemas na subestação de São Gotardo 2.

10 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

Foi realizada a análise de curto-circuito nas principais barras do sistema elétrico do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba. Os anos escolhidos para a análise foram 2022 e 2031. O primeiro ano corresponde à data de entrada em operação prevista para os reforços estruturais recomendados neste estudo e o último ano ao horizonte final do estudo. Os valores de curto-circuito são apresentados nas Tabela 10-1 e Tabela 10-2 .

Tabela 10-1 - Níveis de Curto-circuito verificados: sem obras

Identificação do Barramento		Sem os reforços												Disjuntores (kA)	
Número	subestação	Tensão (kV)	Curto Circuito Máximo em 2022						Curto Circuito Máximo em 2031						
			3φ (kA)	X/R	1φ (kA)	X/R	2φ (kA)	X/R	3φ (kA)	X/R	1φ (kA)	X/R	2φ (kA)	X/R	
1152	CDOURA-GO138	138	10,8	9,2	11,2	11,9	11,2	10,5	12,2	9,9	12,8	12,0	12,7	11,0	14,6
1153	CDOURA-GO230	230	14,0	10,2	14,7	11,6	14,5	10,9	14,6	10,5	15,3	11,8	15,1	11,2	18,8
1488	JAGUAR-MG500	500	25,1	18,2	20,7	12,2	23,8	15,7	25,9	18,1	21,2	11,8	24,5	15,5	38
1502	SGOTAR-MG345	345	10,9	19,7	11,0	15,5	11,1	17,3	11,1	19,6	11,2	15,4	11,3	17,2	40
1503	SGOTAR-MG500	500	14,1	14,7	11,1	9,1	13,3	12,5	14,5	14,6	11,3	9,0	13,7	12,4	40
1509	EMBORC-MG500	500	24,8	17,4	23,5	15,9	24,3	16,7	25,3	17,2	27,5	17,9	26,7	17,6	38
1511	JAGUAR-MG345	345	30,7	18,4	31,8	15,9	31,5	17,0	31,5	18,4	32,6	15,4	32,4	16,6	40
1512	NPONTE-MG500	500	23,6	17,8	19,4	11,1	22,5	14,9	24,1	17,6	22,8	13,9	23,8	15,8	31,5
1514	SSIMAO-MG500	500	21,8	25,6	22,6	24,5	22,3	25,0	22,2	25,3	22,8	24,3	22,6	24,7	38
1713	ARAXA1-MG138	138	5,3	3,1	2,8	3,2	4,7	3,1	5,4	3,1	2,9	3,2	4,8	3,1	14,6
1715	AVATIN-MG138	138	6,3	3,7	4,0	4,5	5,7	3,8	7,6	4,2	6,4	5,5	7,4	4,6	14,6
1739	UBERL1-MG138	138	10,8	4,1	8,0	4,5	10,0	4,2	11,5	4,0	8,5	4,4	10,6	4,1	14,6
1740	UBERL6-MG138	138	9,7	5,0	7,2	5,0	8,9	5,0	10,3	5,0	7,7	5,0	9,5	5,0	19,2
1741	UBERL7-MG138	138	8,2	4,2	5,6	4,5	7,5	4,2	8,4	4,1	5,7	4,5	7,7	4,2	40
1744	EMBORC-MG138	138	29,1	15,5	33,7	17,9	32,5	17,2	29,5	15,2	34,6	18,0	33,4	17,3	31,5
1746	JAGUAR-MG138	138	13,4	8,0	14,3	10,0	14,2	9,1	14,2	8,1	15,1	10,0	15,0	9,2	40
1747	MIRAND-MG138	138	11,7	7,1	13,2	8,9	13,0	8,2	12,2	7,0	13,6	8,8	13,4	8,1	40
1748	SGOTA2-MG138	138	8,5	16,1	8,1	18,9	8,4	17,3	8,5	15,9	8,2	18,8	8,5	17,1	40
2619	AVERML-SP138	138	15,0	8,9	13,3	10,0	14,4	9,3	15,2	8,9	13,4	10,0	14,6	9,3	20
3842	PCOLOM-MG345	345	13,1	14,1	10,4	9,8	12,3	12,5	13,4	14,4	10,8	9,5	12,7	12,4	23,8
3860	ITUMBI-MG500	500	30,2	21,0	29,6	19,5	30,0	20,2	30,8	20,8	31,0	20,0	30,9	20,4	31,5
3861	ITUMBI-MG345	345	26,6	20,0	26,5	19,7	26,5	19,8	27,1	19,8	27,2	20,0	27,2	19,9	23,8
3862	ITUMBI-MG230	230	21,7	14,9	22,9	16,4	22,5	15,7	22,2	14,6	23,4	16,3	23,0	15,5	19
27252	ITURAMA1 138	138	0,7	2,4	0,4	3,0	0,6	2,4	0,7	2,4	0,8	3,0	0,9	2,8	Não há disj
27271	UBERL2-MG138	138	8,2	3,6	5,5	4,0	7,5	3,7	8,5	3,5	5,7	4,0	7,7	3,6	36,5

Tabela 10-2 - Níveis de Curto-circuito verificados: com obras

Identificação do Barramento		Tensão (kV)	Curto Circuito Máximo em 2022						Curto Circuito Máximo em 2031						Disjuntores (kA)
Número	subestação		3φ (kA)	X/R	1φ (kA)	X/R	2φ (kA)	X/R	3φ (kA)	X/R	1φ (kA)	X/R	2φ (kA)	X/R	
1152	CDOURA-GO138	138	13,4	8,6	13,7	10,6	13,9	9,5	13,1	8,7	13,5	10,7	13,6	9,6	14,6
1153	CDOURA-GO230	230	14,7	10,6	15,4	11,9	15,2	11,3	14,7	10,5	15,4	11,9	15,2	11,2	18,8
1488	JAGUAR-MG500	500	26,0	18,3	21,0	12,0	24,6	15,7	26,0	18,3	21,0	12,0	24,6	15,7	38
1502	SGOTAR-MG345	345	11,2	19,8	11,2	15,3	11,4	17,3	11,2	19,8	11,1	15,1	11,3	17,2	40
1503	SGOTAR-MG500	500	14,6	14,7	11,2	9,0	13,7	12,5	14,6	14,7	11,1	8,9	13,7	12,5	40
1509	EMBORC-MG500	500	25,6	17,5	23,9	15,8	24,9	16,7	25,6	17,5	23,9	15,8	24,9	16,7	38
1511	JAGUAR-MG345	345	31,7	18,9	32,5	16,1	32,4	17,3	31,7	18,9	32,5	16,1	32,4	17,3	40
1512	NPONTE-MG500	500	25,1	17,6	20,4	10,8	23,8	14,7	25,1	17,6	20,4	10,8	23,8	14,7	31,5
1514	SSIMAO-MG500	500	22,2	25,3	22,8	24,2	22,6	24,7	22,2	25,3	22,8	24,2	22,6	24,7	38
1713	ARAXA1-MG138	138	8,4	4,0	4,9	3,7	7,5	4,0	8,4	4,0	5,0	3,8	7,5	4,0	14,6
1715	AVATIN-MG138	138	14,1	5,8	12,1	6,3	13,4	5,9	14,1	5,8	12,1	6,3	13,4	6,0	14,6
1739	UBERL1-MG138	138	12,3	4,3	8,6	4,6	11,2	4,4	12,3	4,3	8,6	4,6	11,2	4,4	14,6
1740	UBERL6-MG138	138	13,5	6,0	9,8	5,5	12,4	5,9	13,5	6,0	9,8	5,5	12,4	5,9	19,2
1741	UBERL7-MG138	138	9,0	4,2	5,9	4,5	8,2	4,3	9,0	4,2	5,9	4,5	8,2	4,3	40
1744	EMBORC-MG138	138	29,5	15,2	34,1	17,6	32,9	16,9	29,5	15,2	34,1	17,6	32,9	16,9	31,5
1746	JAGUAR-MG138	138	15,9	8,7	16,6	10,5	16,6	9,6	15,9	8,7	16,6	10,5	16,6	9,6	40
1747	MIRAND-MG138	138	14,7	8,1	15,9	10,1	15,7	9,2	14,7	8,1	15,9	10,1	15,7	9,2	40
1748	SGOTA2-MG138	138	9,0	15,1	8,5	17,9	8,8	16,2	9,0	15,1	8,5	17,7	8,8	16,1	40
2619	AVERML-SP138	138	15,2	8,9	13,8	9,9	14,7	9,3	15,2	8,9	13,8	9,9	14,7	9,3	20
3842	PCOLOM-MG345	345	13,5	14,2	10,5	10,1	12,6	12,7	13,5	14,2	10,5	10,1	12,6	12,7	23,8
3860	ITUMBI-MG500	500	31,2	20,8	30,3	19,4	30,8	20,1	31,2	20,8	30,3	19,4	30,9	20,1	31,5
3861	ITUMBI-MG345	345	28,0	18,8	27,7	18,8	27,9	18,8	28,0	18,8	27,8	18,8	27,9	18,8	23,8
3862	ITUMBI-MG230	230	22,4	14,6	23,5	16,2	23,1	15,5	22,4	14,6	23,5	16,2	23,1	15,5	19
27252	ITURAMA1 138	138	4,7	5,2	3,7	6,6	4,4	5,5	4,7	5,2	3,7	6,6	4,4	5,5	Não há disj
27256	MALEGR-MG345	345	12,7	11,1	9,3	8,4	11,7	10,2	12,7	11,1	9,3	8,4	11,7	10,3	Nova
27266	UBER10-MG345	345	6,3	14,1	4,7	7,5	6,0	11,5	6,3	14,1	4,7	7,5	6,0	11,5	Nova
27267	UBER10-MG138	138	14,8	7,5	11,9	6,5	13,9	7,2	14,8	7,5	11,9	6,5	13,9	7,2	Nova
27271	UBERL2-MG138	138	9,0	3,7	5,8	4,0	8,1	3,7	9,0	3,7	5,8	4,0	8,1	3,7	36,5
27279	ARAXA3-MG345	345	4,5	8,3	2,7	4,6	4,1	7,3	4,5	8,3	2,7	4,6	4,1	7,3	Nova
27286	NPONTE-MG345	345	10,1	26,7	9,3	20,2	9,8	23,6	10,1	26,7	9,3	20,3	9,8	23,7	Nova
27288	MALEGR-MG138	138	17,1	8,6	17,1	9,4	17,3	9,0	17,1	8,7	17,1	9,5	17,3	9,1	Nova

Como pode ser observado, 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 já a partir do ano 2022, mesmo sem considerar a entrada em operação dos reforços estruturais. Todavia, a entrada em operação dos novos reforços estruturais não altera significativamente a magnitude dos valores encontrados.

Desta forma, recomenda-se a realização de estudos complementares e detalhados por parte das transmissoras concessionárias da subestações com violações, a fim de averiguar a real necessidade de substituição dos disjuntores existentes por outros de maior capacidade.

11 ANÁLISE DE CONDUTOR ECONÔMICO

A seguir são apresentadas as análises para as definições da otimização das seguintes linhas de transmissão:

- LT 345 kV Uberlândia 10 – Nova Ponte;
- LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3.

Os resultados obtidos nas análises realizadas foram extraídos diretamente do programa Elektra, desenvolvido pelo CEPEL. As simulações foram realizadas com base nas seguintes premissas:

- 90% das estruturas consideradas são estaiadas;
- 10% das estruturas consideradas são auto-portantes;
- resistividade do solo igual a 1000 $\Omega.m$;
- feixes simétricos com 0,457 m de espaçamento entre condutores;
- custo marginal de expansão (CME): R\$ 217,00/MWh;
- taxa de desconto anual: 8%;
- banco de Custos ANEEL/2017;
- fluxos de potência para cenários de carga leve, média e pesada e suas respectivas permanências, bem como fluxos em situações de emergência.

Além dos critérios listados, foram observadas as restrições relativas aos campos magnético e elétrico no limite e dentro da faixa de passagem, bem como níveis de ruído audível, radio interferência e balanço máximo dos condutores, de forma a definir a faixa de passagem.

A Tabela 11-1 apresenta um sumário dos parâmetros elétricos das soluções indicadas para cada empreendimento.

Tabela 11-1 - Resumo das soluções resultantes da análise de condutor econômico

Linha de transmissão	Cabos Selecionados	Sequência Positiva			Sequência Zero		
		Resistência (Ω/km)	Reatância (Ω/km)	Admitância ($\mu S/km$)	Resistência (Ω/km)	Reatância (Ω/km)	Admitância ($\mu S/km$)
LT 345 kV Uberlândia 10 – Nova Ponte	2xRail	0,0343	0,357	4,6194	0,3717	1,542	2,714
LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3	2xRail	0,0343	0,357	4,6194	0,3717	1,542	2,714

11.1 LT 345 kV Uberlândia 10 – Nova Ponte

A seguir é apresentada a análise para definição do condutor ótimo da LT 345 kV Uberlândia 10 – Nova Ponte. A referida linha deverá apresentar um comprimento de 57,3 km. Os resultados apresentados nessa análise foram extraídos diretamente do programa Elektra, desenvolvido pelo CEPEL. Avaliou-se um circuito simples contendo dois subcondutores por fase, com disposição geométrica do centro dos feixes de condutores apresentado na Tabela 11-2 e silhueta da torre ilustrada na Figura 11-1.

Tabela 11-2 - Coordenadas dos condutores (centro do feixe) na torre da LT 345 kV Uberlândia 10 - Nova Ponte

	Circuito 1	
	X(m)	Y(m)
Feixe A	-5,7	32,8
Feixe B	0	37,2
Feixe C	5,7	32,8
Pára-raios 1	-3,8	40,8
Pára-raios 2	3,8	40,8

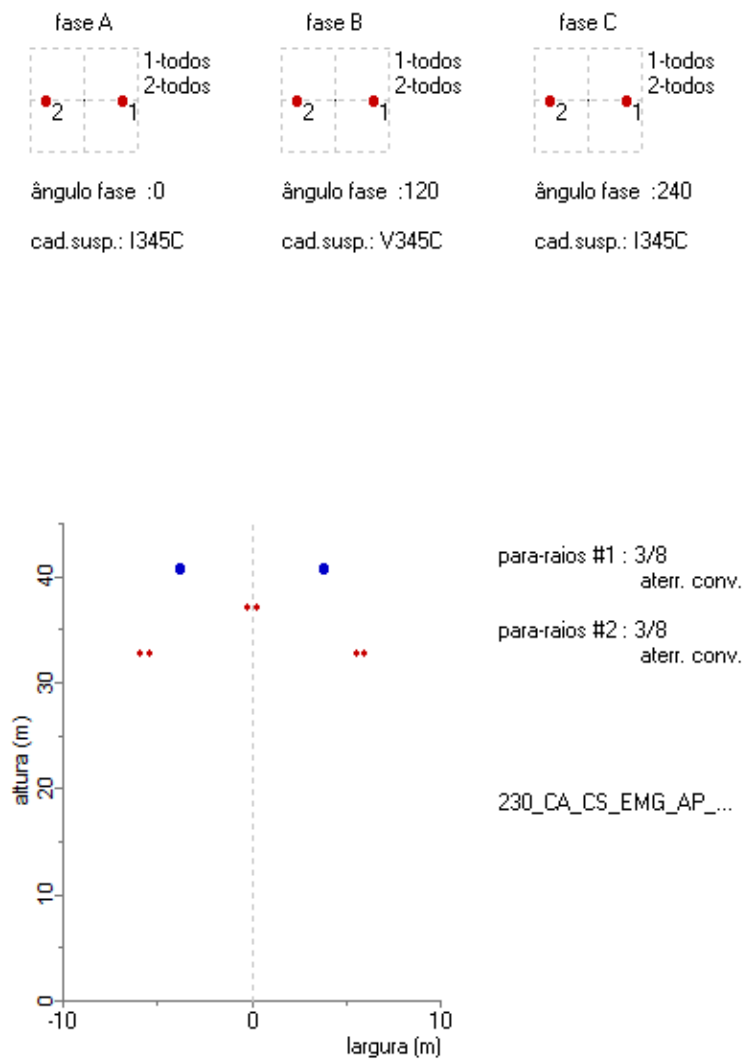


Figura 11-1 - Disposição geométrica dos condutores da LT 345 KV Uberlândia 10 – Nova Ponte, circuito simples, dois subcondutores por fase

A Figura 11-2 apresenta os custos (R\$/km) totais da instalação e das perdas elétricas em função da bitola do cabo condutor (MCM), resultantes da otimização técnico-econômica da linha para o universo de condutores candidatos tecnicamente viáveis (tipo CAA).

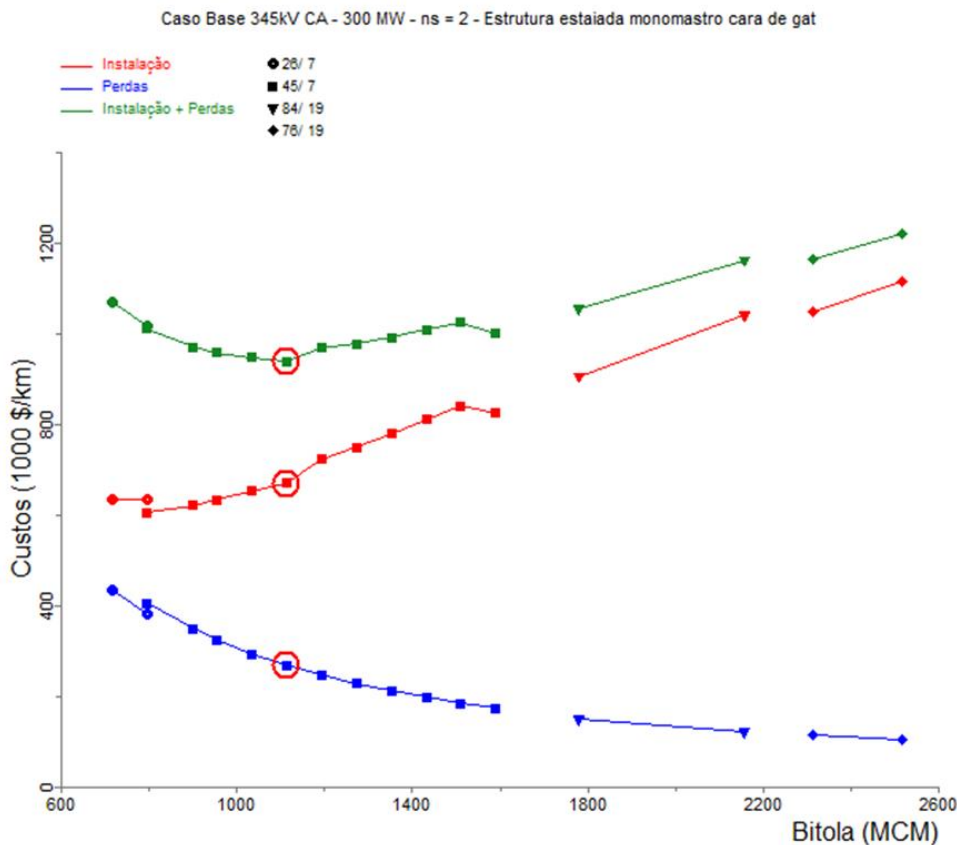


Figura 11-2 – Custos em função da bitola do cabo condutor da LT 345 kV Uberlândia 10 – Nova Ponte, circuito simples, dois subcondutores por fase

Como mostrado na Figura 11-2, o condutor de 1113 MCM (BLUEJAY) é o que possui menor custo total para a LT avaliada. Após análises realizadas pelo software ELEKTRA, identificou-se que as soluções de menor custo total, considerando uma margem de diferença menor que 3 % entre as soluções candidatas, são aquelas apresentadas na Tabela 11-3. Isto é, a solução utilizando dois condutores RAIL (954 MCM) está empatada tecnicamente com a solução utilizando dois condutores BLUEJAY (1113 MCM).

Tendo em vista os níveis de carregamento observados na LT, o fato de o cabo RAIL representar o menor custo de instalação e visando possíveis ganhos de escala dentre as soluções candidatas, serão utilizados dois subcondutores RAIL por fase.

Tabela 11-3 - Condutores com menor custo total

Condutor				Custo (R\$x1000)			Relação entre o custo total e o de menor custo total (%)
Nome Código	Número de subcond. por fase	Bitola (MCM)	Formação Al/Aço	Instalação	Perdas	Total	
RAIL	2	954	45/ 7	634,51	324,47	958,99	102,16
ORTOLAN	2	1033,5	45/ 7	653,91	294,1	948,01	100,99
BLUEJAY	2	1113	45/ 7	670,33	268,41	938,74	100

A Figura 11-3, extraída do Elektra, apresenta um sumário dos resultados técnicos para essa linha com o feixe de condutores 2 x RAIL por fase.

11.1.1 Características elétricas da linha de transmissão recomendada

Os parâmetros elétricos da linha de transmissão considerada, bem como os níveis de carregamentos limitados pelo cálculo ampacidade, estão sumarizados na tabela abaixo.

Tabela 11-4 - Características elétricas da linha de transmissão em 345 kV

Circuito tipo	Potência por circuito [MW]			Cabo condutor por fase	Parâmetros de seq. pos/zero (50° C)			
	Nom (65°C)	Emerg. (90°C)	Natural (SIL)		Seq	R (Ω/km)	X (Ω/km)	B (µS/km)
Circuito Simples, 2 x subcondutores por fase.	960	1200	427	2xRAIL	+	0,0343	0,3572	4,6194
					0	0,3717	1,5418	2,714

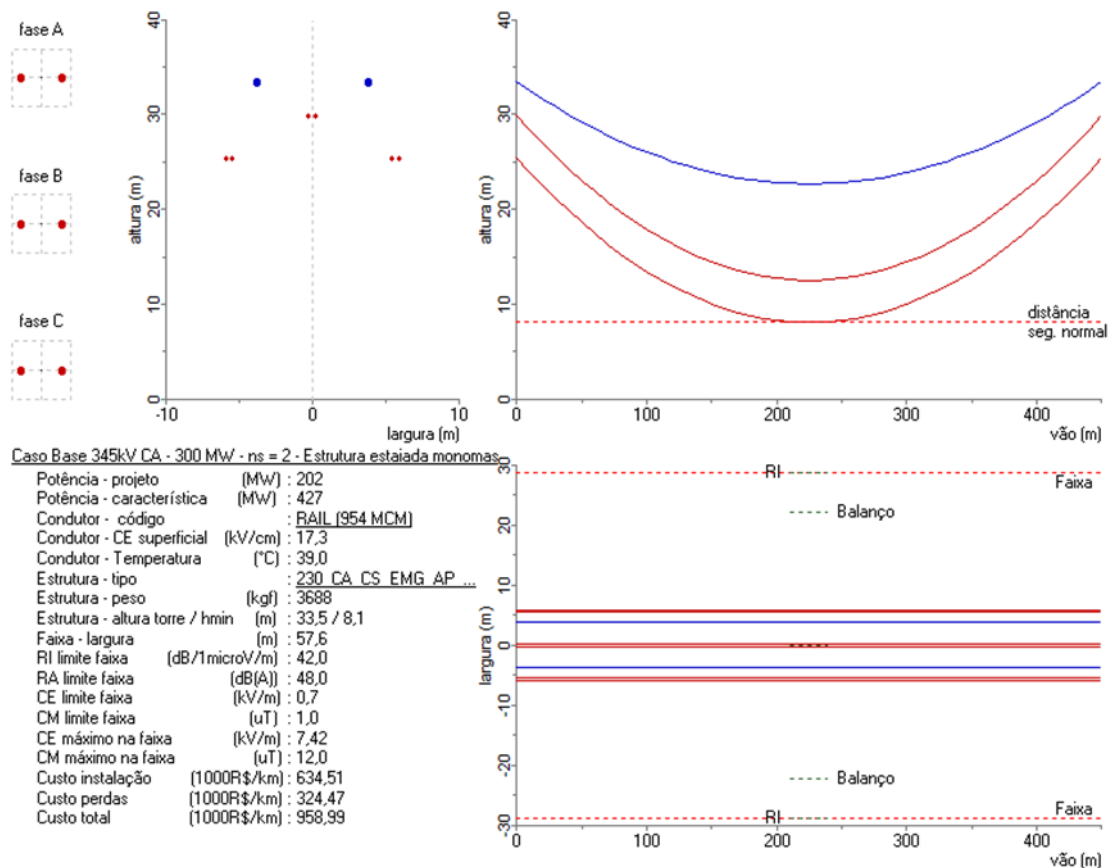


Figura 11-3 - Dados técnicos básicos da LT 345 kV Uberlândia 10 – Nova Ponte, circuito simples, dois subcondutores por fase

11.2 LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3

A seguir é apresentada a análise para definição do condutor ótimo da LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3. A referida linha deverá apresentar um comprimento de 115 km. Os resultados apresentados nessa análise foram extraídos diretamente do programa Elektra, desenvolvido pelo CEPEL. Avaliou-se um circuito simples contendo dois subcondutores por fase, com disposição geométrica do centro dos feixes de condutores apresentado na Tabela 11-5 e silhueta da torre ilustrada na Figura 11-4.

Foram observadas restrições relativas a campos magnético e elétrico no limite e dentro da faixa de passagem, bem como níveis de ruído audível, radio interferência e balanço máximo da cadeia de isoladores, de forma a definir a largura da faixa.

Tabela 11-5 - Coordenadas dos condutores (centro do feixe) na torre da LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3

	Circuito 1	
	X(m)	Y(m)
Feixe A	-5,7	32,8
Feixe B	0	37,2
Feixe C	5,7	32,8
Para-raios 1	-3,8	40,8
Para-raios 2	3,8	40,8

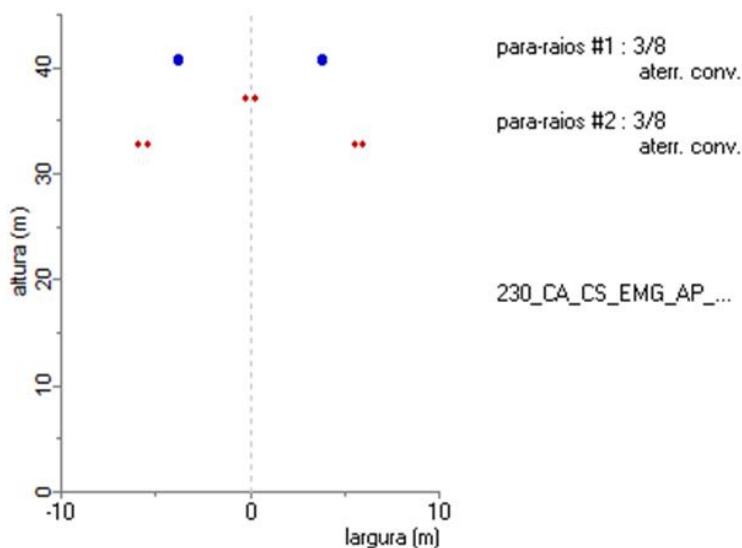
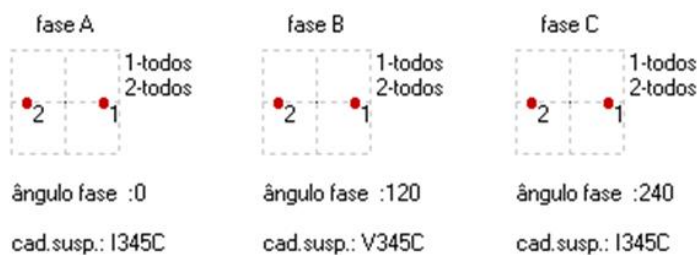


Figura 11-4 – Disposição geométrica dos condutores da LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3, circuito simples, dois subcondutores por fase

A Figura 11-5 apresenta os custos (R\$/km) totais, da instalação e das perdas elétricas, em função da bitola do cabo condutor (MCM), resultantes da otimização técnico-econômica da linha para o universo de condutores candidatos tecnicamente viáveis (tipo CAA).

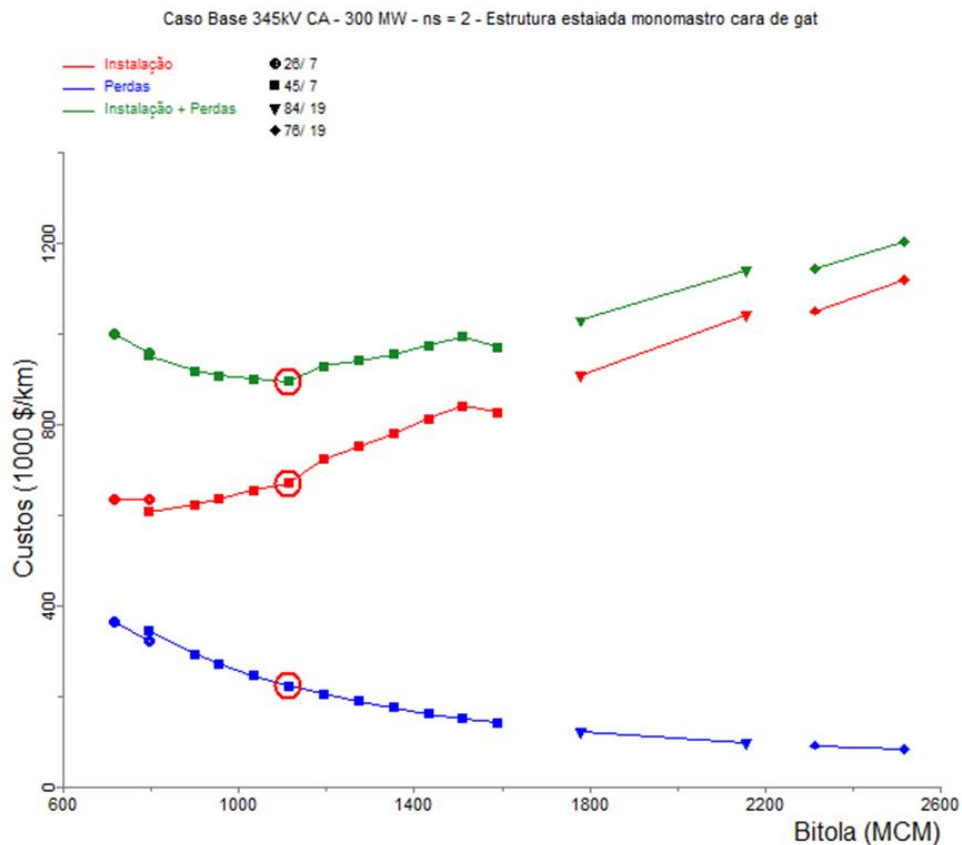


Figura 11-5 – Custos em função da bitola do cabo condutor da LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3, circuito simples, dois subcondutores por fase

Como mostrado na Figura 11-5, o condutor de 1113 MCM (BLUEJAY) é o que possui menor custo total para a LT avaliada. Após análises realizadas pelo software ELEKTRA, identificou-se que as soluções de menor custo total, considerando uma margem de diferença menor que 3% entre as soluções candidatas, são aquelas apresentadas na Tabela 11-6. Isto é, a solução utilizando dois condutores RAIL (954 MCM) está empatada tecnicamente com a solução utilizando dois condutores BLUEJAY (1113 MCM).

Tendo em vista os níveis de carregamento observados na LT, o fato de o cabo RAIL representar o menor custo de instalação e visando possíveis ganhos de escala, dentre as soluções candidatas, serão utilizados dois subcondutores RAIL por fase.

Tabela 11-6 - Condutores com menor custo total

Condutor				Custo (R\$x1000)			Relação entre o custo total e o de menor custo total (%)
Nome Código	Número de subcond. por fase	Bitola (MCM)	Formação Al/Aço	Instalação	Perdas	Total	
RUDDY	2	900	45/ 7	623,54	293,87	917,41	102,53
RAIL	2	954	45/ 7	635,47	272,53	908	101,48
ORTOLAN	2	1033,5	45/ 7	654,76	245,99	900,75	100,66
BLUEJAY	2	1113	45/ 7	671,15	223,65	894,8	100

11.2.1 Características elétricas da linha de transmissão recomendada

Os parâmetros elétricos da linha de transmissão considerada, bem como os níveis de carregamentos limitados pelo cálculo ampacidade, estão sumarizados na tabela abaixo.

Tabela 11-7 - - Características elétricas da linha de transmissão em 345 kV

Circuito tipo	Potência por circuito [MW]			Cabo condutor por fase	Parâmetros de seq. pos/zero (50° C)			
	Normal (65°C)	Emergência (90°C)	Natural (SIL)		Seq	R (Ω/km)	X (Ω/km)	B (μS/km)
Circuito Simples, 2 x subcondutores por fase	960	1200	427	2xRAIL	+	0,0343	0,3572	4,6194
					0	0,3717	1,5418	2,714

A Figura 11-6, extraída do Elektra, apresenta um sumário dos resultados técnicos para essa linha com o feixe de condutores 2 x RAIL por fase.

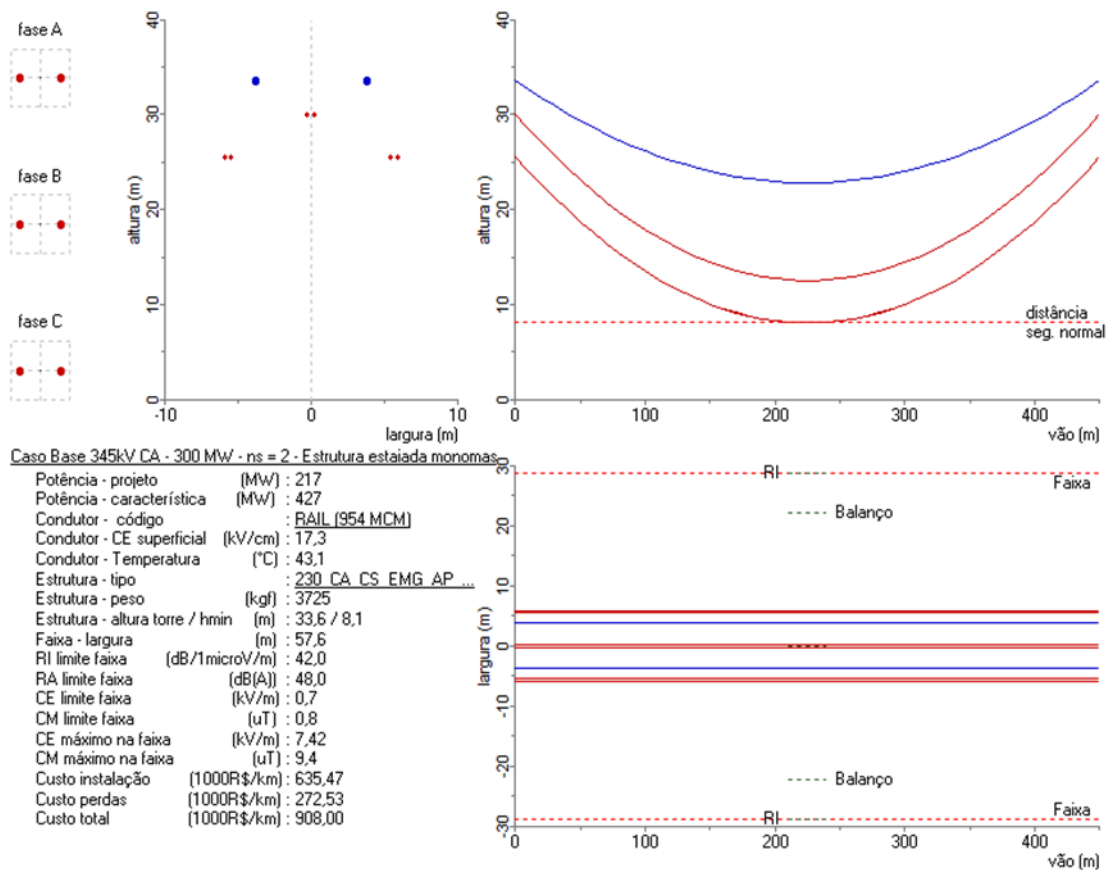


Figura 11-6 - Dados técnicos básicos da LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3, circuito simples, dois subcondutores por fase

12 REFERÊNCIAS

- [1]. “Reforço Estrutural ao Sistema da Região do Alto Paranaíba – Minas Gerais”, EPE-DEE-RE-004-2011-r0, EPE - Empresa de Pesquisa Energética - Janeiro de 2011.
- [2]. “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão - Volume 2”, CCPE - Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - 2002;
- [3]. “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica”, EPE-DEE-RE-001/2005-R1, EPE - Empresa de Pesquisa Energética - 2005;
- [4]. “Plano Decenal da Transmissão 2025”, EPE - Empresa de Pesquisa Energética - 2016;
- [5]. “Base de Referência de Preços”, ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica - Junho de 2017;
- [6]. “Custo Marginal de Expansão – Metodologia e Cálculo 2016”, EPE-DEE-RE-010/2016-r0, EPE – Empresa de Pesquisa Energética – Fevereiro de 2016;
- [7]. “Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos – Procedimentos de Rede – Submódulo 23.3”, ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico - 2011;
- [8]. “Estudo de Atendimento ao Estado de Goiás”, EPE-DEE-006-2017, EPE - Empresa de Pesquisa Energética – 2017.
- [9]. “Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão” – Procedimentos de Rede – Submódulo 3.6”, ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico - 2017;
- [10]. Programa de Expansão da Transmissão (PET) / Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP), Ciclo 2017 – 1º semestre
- [11]. “Plano Decenal da Transmissão 2026”, EPE - Empresa de Pesquisa Energética - 2017;

13 EQUIPE TÉCNICA

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA:

Armando Leite Fernandes – Superintendência de Transmissão de Energia

Bruno Cesar Mota Maçada – Superintendência de Transmissão de Energia

Maxwell Cury Júnior – Superintendência de Transmissão de Energia

Rafael Theodoro Alves e Mello – Superintendência de Transmissão de Energia

Rodrigo Rodrigues Cabral – Superintendência de Transmissão de Energia

CEMIG D - CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.:

Hernane Salvador Braga – Diretoria de Distribuição e Comercialização

Jackson Soares Gomes – Diretoria de Distribuição e Comercialização

CEMIG GT - CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.:

Antônio José Betel Ribeiro Gomes - Diretoria de Geração e Transmissão

José Roberto Valadares - Diretoria de Geração e Transmissão

Leonardo Carvalho Cardoso – Estagiário - Diretoria de Geração e Transmissão

Valter Alves Moreira - Diretoria de Geração e Transmissão

VALE S.A.:

Adriano Merguizo – Diretoria de Energia

Luiz Nunes – Diretoria de Energia

14 FICHAS PET

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

EMPREENDIMENTO: SE 345/138 kV ARAXÁ 3 (NOVA)	UF: MG
	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2022
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 MESES

JUSTIFICATIVA:

MELHORIA DO PERFIL DE TENSÃO E DO ATENDIMENTO À CARGA DA REGIÃO DO ALTO PARANAÍBA.

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

1° ATF 345/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ com LTC e Terc.	29.533,56
1 CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	5.842,44
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2.678,91
1 IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	2.207,86
1 IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	5.582,86
MIG (Terreno Rural)	11.133,57
MIM - 345 kV	1.207,10
MIM - 138 kV	479,00

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: 58.665,30

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

O esquema de ligação dos autotransformadores deverá ser estrela aterrado – estrela aterrado – delta e com LTC de faixa +-10 %.

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – JUNHO DE 2017.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: LT 345 kV NOVA PONTE - ARAXÁ 3, C1 (NOVA)	UF: MG
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2022
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 meses

Justificativa:

Conexão da nova subestação de Rede Básica de Fronteira Araxá 3 ao Sistema Interligado Nacional.

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

Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 115 km	94.797,95
1 EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	6.985,79
1 EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	6.985,79

Total de Investimentos Previstos: 108.769,53

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2017.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: LT 345 kV NOVA PONTE - UBERLÂNDIA 10, C1 (NOVA)	UF: MG
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2022
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 meses

Justificativa:

Conexão da nova subestação de Rede Básica de Fronteira 345/138 kV Uberlândia 10 ao Sistema Interligado Nacional.

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

Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 57,8 km	47.646,27
1 EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	6.985,79
1 EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	6.985,79

Total de Investimentos Previstos: **61.617,85**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2017.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

EMPREENDIMENTO: SE 345/138 kV UBERLÂNDIA 10 (NOVA)	UF: MG
	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2022
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 MESES

JUSTIFICATIVA:

ELIMINAÇÃO DE SUBTENSÕES E SOBRECARGAS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO E AUMENTO DE MARGEM DE ESCOAMENTO DE GERAÇÃO.

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

1° ATF 345/138 kV, (3+1R) x 75 MVA 1Φ com LTC e Terc.	26.191,20
1 CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	5.842,44
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2.678,91
1 IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	5.582,86
1 IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	2.207,86
MIG (Terreno Rural)	11.133,57
MIM - 345 kV	1.207,10
MIM - 138 kV	479,00

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: **55.322,94**

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

O esquema de ligação dos autotransformadores deverá ser estrela aterrado – estrela aterrado – delta e com LTC de faixa +-10 %.

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – JUNHO DE 2017.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

EMPREENDIMENTO: SE 500/345 kV NOVA PONTE (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)	UF: MG
	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2022
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 MESES

JUSTIFICATIVA:

ABAIXAMENTO NECESSÁRIO PARA CONEXÃO DAS NOVAS SUBESTAÇÕES DE REDE BÁSICA DE FRONTEIRA UBERLÂNDIA 10 E ARAXÁ 3

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

1° e 2° ATF 500/345 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ com LTC e Terc.	76.080,83
2 IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	11.165,72
2 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	18.251,32
2 CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	11.684,88
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	9.541,00
MIG (Terreno Rural)	14.753,52
MIM - 500 kV	2.180,48
MIM - 345 kV	2.414,19

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: **146.071,94**

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

O esquema de ligação dos autotransformadores deverá ser estrela aterrado – estrela aterrado – delta e com LTC de faixa +10 %.

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – JUNHO DE 2017.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: SE 345/138 kV MONTE ALEGRE DE MINAS 2 (NOVA)	UF: MG
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2022
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 meses

Justificativa:

Nova Rede Básica de Fronteira para melhoria do desempenho elétrico do Pontal do Triângulo, escoamento da geração à biomassa e aumento de margem

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

1° ATF 345/138 kV, (3+1R) x 50 MVA 1Φ com LTC e Terc.	21.480,40
1 CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	5.842,44
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2.678,91
2 IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	11.165,72
1 IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	2.207,86
MIG (Terreno Rural)	11.253,63
MIM - 345 kV	2.414,19
MIM - 138 kV	479,00

Total de Investimentos Previstos: **57.522,15**

Situação atual:

Observações:

O esquema de ligação dos autotransformadores deverá ser estrela aterrado – estrela aterrado – delta e com LTC de faixa +-10 %.

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2017.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: SE 345/138 kV MONTE ALEGRE DE MINAS 2 (NOVA)	UF: MG
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2025
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 meses

Justificativa:

Atendimento ao critério N-1 devido ao crescimento natural da carga

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

2° ATF 345/138 kV, 3 x 50 MVA 1Φ com LTC e Terc.	16.110,30
1 CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	5.842,44
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2.678,91
MIM - 138 kV	239,50

Total de Investimentos Previstos: **24.871,15**

Situação atual:

Observações:

O esquema de ligação dos autotransformadores deverá ser estrela aterrado – estrela aterrado – delta e com LTC de faixa +-10 %.

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2017.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: SECC LT 345 kV ITUMBIARA - PORTO COLÔMBIA, C1, NA SE MONTE ALEGRE DE MINAS 2 (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)	UF: MG
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2022
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 meses

Justificativa:

Seccionamento associado a nova Rede Básica de Fronteira SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2

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

Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954 MCM (TERN), 0,5 km	897,01
2 EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	13.971,58

Total de Investimentos Previstos: **14.868,59**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2017.

15 ANEXO

15.1 Plano de Obras e Estimativa de Custos

Alternativa 1

Descrição Alternativa 1	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	Parcela Anual	RN
					161.228,49	14.321,51	89.464,89	
SE 345/138 kV SÃO GOTARDO (Ampliação/Adequação)						47.222,49	4.194,65	26.203,52
2° ATF 345/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ		2022	3,0	1,0	7383,39	22.150,17	1.967,54	12.291,02
Transformador Defasador		2022	1,0	1,0	9521,51	9.521,51	845,77	5.283,44
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	518,97	3.241,94
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2678,91	2.678,91	237,96	1.486,51
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	495,91	3.097,90
MIM - 345 kV		2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	107,22	669,81
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
LT 138 kV SÃO GOTARDO 1 - RIO PARANAÍBA, C1 (Nova)						19.899,56	1.767,63	11.042,17
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 27 km		2022	27,0	1,0	431,68	11.655,36	1.035,32	6.467,50
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	São Gotardo 1	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Rio Paranaíba	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44
MIM - 138 kV	São Gotardo 1	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
MIM - 138 kV	Rio Paranaíba	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
LT 138 kV RIO PARANAIBA - ARAXÁ 1, C1 (Nova)						45.059,00	4.002,48	25.003,01
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 110 km		2022	110,0	1,0	334,68	36.814,80	3.270,16	20.428,35
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Rio Paranaíba	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Araxá 1	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44
MIM - 138 kV	Rio Paranaíba	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
MIM - 138 kV	Araxá 1	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
LT 138 kV JAGUARA - ARAXÁ 3, C1 (Nova)						32.183,04	2.858,74	17.858,21
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 61 km		2022	61,0	1,0	392,44	23.938,84	2.126,43	13.283,54
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Jaguara	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Araxá 3	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44
MIM - 138 kV	Jaguara	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
MIM - 138 kV	Araxá 3	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
SE 138 kV ARAXÁ 3 (Nova)						7.750,02	688,41	4.300,45
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2022	1,0	1,0	1990,12	1.990,12	176,78	1.104,31
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			5,0			0,00	0,00	0,00
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	5520,40	5.520,40	490,36	3.063,24
SECC LT 138 kV JAGUARA - ARAXÁ 2, C1, NA SE ARAXÁ 3 (Nova)						9.114,38	809,61	5.057,52
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 2 km		2022	2,0	1,0	435,09	870,18	77,30	482,86
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2022	2,0	1,0	3882,60	7.765,20	689,76	4.308,87
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79

Alternativa 2

Descrição Alternativa 2	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	Parcela Anual	RN
					155.671,35	13.827,89	86.381,26	
SE 345/138 kV SÃO GOTARDO (Ampliação/Adequação)					47.222,49	4.194,65	26.203,52	
2° ATF 345/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ		2022	3,0	1,0	7383,39	22.150,17	1.967,54	12.291,02
Transformador Defasador		2022	1,0	1,0	9521,51	9.521,51	845,77	5.283,44
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	518,97	3.241,94
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2678,91	2.678,91	237,96	1.486,51
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	495,91	3.097,90
MIM - 345 kV		2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	107,22	669,81
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
LT 138 kV SÃO GOTARDO 1 - RIO PARANAÍBA, C1 (Nova)					19.899,56	1.767,63	11.042,17	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 27 km		2022	27,0	1,0	431,68	11.655,36	1.035,32	6.467,50
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	São Gotardo 1	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Rio Paranaíba	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44
MIM - 138 kV	São Gotardo 1	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
MIM - 138 kV	Rio Paranaíba	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
LT 138 kV SERRA DO SALITRE - ARAXÁ 1, C1 (Nova)					31.790,60	2.823,88	17.640,45	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 60 km		2022	60,0	1,0	392,44	23.546,40	2.091,57	13.065,78
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Serra do Salitre	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Araxá 1	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44
MIM - 138 kV	Serra do Salitre	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
MIM - 138 kV	Araxá 1	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
LT 138 kV JAGUARA - ARAXÁ 3, C1 (Nova)					32.183,04	2.858,74	17.858,21	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 61 km		2022	61,0	1,0	392,44	23.938,84	2.126,43	13.283,54
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Jaguara	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Araxá 3	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44
MIM - 138 kV	Jaguara	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
MIM - 138 kV	Araxá 3	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
SE 138 kV ARAXÁ 3 (Nova)					7.750,02	688,41	4.300,45	
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2022	1,0	1,0	1990,12	1.990,12	176,78	1.104,31
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			5,0			0,00	0,00	0,00
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	5520,40	5.520,40	490,36	3.063,24
SECC LT 138 kV JAGUARA - ARAXÁ 2, C1, NA SE ARAXÁ 3 (Nova)					9.114,38	809,61	5.057,52	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 2 km		2022	2,0	1,0	435,09	870,18	77,30	482,86
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2022	2,0	1,0	3882,60	7.765,20	689,76	4.308,87
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
SE 138 kV SERRA DO SALITRE (Nova)					7.711,26	684,97	4.278,94	
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2022	1,0	1,0	1990,12	1.990,12	176,78	1.104,31
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			3,0			0,00	0,00	0,00
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	5481,64	5.481,64	486,92	3.041,73
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90

Alternativa 3

Descrição Alternativa 3	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	Parcela Anual	RN
					174.448,55	15.495,82	96.800,63	
SE 345/138 kV ARAXÁ 3 (Nova)					55.322,94	4.914,19	30.698,42	
1° ATF 345/138 kV, (3+1R) x 75 MVA 1Φ		2022	4,0	1,0	6547,80	26.191,20	2.326,50	14.533,37
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	518,97	3.241,94
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2678,91	2.678,91	237,96	1.486,51
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			1,0			0,00	0,00	0,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			4,0			0,00	0,00	0,00
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2207,86	2.207,86	196,12	1.225,13
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	495,91	3.097,90
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	11133,57	11.133,57	988,97	6.177,96
MIM - 345 kV		2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	107,22	669,81
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
LT 345 kV JAGUARA - ARAXÁ 3, C1 (Nova)					67.662,65	6.010,30	37.545,67	
Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 66 km		2022	66,0	1,0	777,33	51.303,78	4.557,18	28.468,21
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Araxá 3	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo BD4	Jaguara	2022	1,0	1,0	7255,30	7.255,30	644,47	4.025,93
MIG-A	Jaguara	2022	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	188,12	1.175,15
SE 138 kV SERRA DO SALITRE (Nova)					7.711,26	684,97	4.278,94	
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2022	1,0	1,0	1990,12	1.990,12	176,78	1.104,31
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			3,0			0,00	0,00	0,00
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	5481,64	5.481,64	486,92	3.041,73
LT 138 kV PATROCÍNIO - SERRA DO SALITRE, C1 (Nova)					21.760,28	1.932,91	12.074,67	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 32 km		2022	32,0	1,0	392,44	12.558,08	1.115,50	6.968,42
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Patrocínio	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Serra do Salitre	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44
MIM - 138 kV	Serra do Salitre	2022	1,0	1,0	718,50	718,50	63,82	398,69
MIM - 138 kV	Patrocínio	2022	1,0	1,0	718,50	718,50	63,82	398,69
SE 138 kV PATOS DE MINAS (Ampliação/Adequação)					4.817,96	427,97	2.673,46	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS		2022	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	225,21	1.406,89
1° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 16,4 Mvar 3Φ		2022	1,0	1,0	2043,04	2.043,04	181,48	1.133,67
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
SECC LT 138 kV RIO PARANAÍBA - GALVANI, C1, NA SE SERRA DO SALITRE (Ampliação/Adequação)					8.400,36	746,18	4.661,32	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,2 km		2022	0,2	1,0	780,78	156,16	13,87	86,65
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2022	2,0	1,0	3882,60	7.765,20	689,76	4.308,87
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
SECC LT 138 kV ARAXÁ 1 - ARAXA 2, C1, NA SE ARAXA 3 (Ampliação/Adequação)					8.773,11	779,29	4.868,15	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 0,5 km		2022	0,5	1,0	635,41	317,71	28,22	176,29
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79

Alternativa 4

Descrição Alternativa 4	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	Parcela Anual	RN
					206.785,21	18.368,20	114.744,08	
SE 138 kV SERRA DO SALITRE (Nova)						7.711,26	684,97	4.278,94
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2022	1,0	1,0	1990,12	1.990,12	176,78	1.104,31
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			3,0			0,00	0,00	0,00
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	5481,64	5.481,64	486,92	3.041,73
LT 138 kV PATROCÍNIO - SERRA DO SALITRE, C1 (Nova)						21.760,28	1.932,91	12.074,67
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 32 km		2022	32,0	1,0	392,44	12.558,08	1.115,50	6.968,42
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Patrocínio	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Serra do Salitre	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44
MIM - 138 kV	Serra do Salitre	2022	1,0	1,0	718,50	718,50	63,82	398,69
MIM - 138 kV	Patrocínio	2022	1,0	1,0	718,50	718,50	63,82	398,69
SE 138 kV PATOS DE MINAS 2 (Ampliação/Adequação)						4.817,96	427,97	2.673,46
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS		2022	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	225,21	1.406,89
1° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 16,4 Mvar 3Φ		2022	1,0	1,0	2043,04	2.043,04	181,48	1.133,67
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
SECC LT 138 kV RIO PARANÁIBA - GALVANI, C1, NA SE SERRA DO SALITRE (Ampliação/Adequação)						8.400,36	746,18	4.661,32
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,2 km		2022	0,2	1,0	780,78	156,16	13,87	86,65
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2022	2,0	1,0	3882,60	7.765,20	689,76	4.308,87
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
SECC LT 138 kV VALE TAPIRA - ARAXA 2, C1, NA SE ARAXA 3 (Ampliação/Adequação)						11.974,58	1.063,67	6.644,63
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 6 km		2022	6,0	1,0	586,53	3.519,18	312,60	1.952,78
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
SECC LT 500 kV JAGUARA - BOM DESPACHO 3, C1, NA SE ARAXA 3 (Nova)						47.173,81	4.190,33	26.176,51
Circuito Simples 500 kV, 3 x 954 MCM (RAIL), 8,6 km		2022	9,0	1,0	1350,89	12.158,01	1.079,96	6.746,42
Circuito Simples 500 kV, 3 x 954 MCM (RAIL), 8,6 km		2022	9,0	1,0	1350,89	12.158,01	1.079,96	6.746,42
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	1.844,49	11.522,32
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	2092,93	2.092,93	185,91	1.161,36
SE 500/138 kV ARAXA 3 (Nova)						91.799,32	8.154,30	50.938,99
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	9125,66	9.125,66	810,61	5.063,78
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2678,91	2.678,91	237,96	1.486,51
1° TF 500/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ		2022	4,0	1,0	10284,64	41.138,56	3.654,23	22.827,58
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			2,0			0,00	0,00	0,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			4,0			0,00	0,00	0,00
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	1.695,01	10.588,51
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2207,86	2.207,86	196,12	1.225,13
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	12726,37	12.726,37	1.130,45	7.061,80
MIM - 500 kV		2022	1,0	1,0	4360,96	4.360,96	387,37	2.419,87
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
SECC LT 138 kV JAGUARA - ARAXA 2, C1, NA SE ARAXA 3 (Ampliação/Adequação)						13.147,64	1.167,87	7.295,56
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 8 km		2022	8,0	1,0	586,53	4.692,24	416,80	2.603,70
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79

Alternativa 5

Descrição Alternativa 5	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	Parcela Anual	RN
					199.520,91	17.722,93	110.713,16	
SE 138 kV SERRA DO SALITRE (Nova)					7.711,26	684,97	4.278,94	
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2022	1,0	1,0	1990,12	1.990,12	176,78	1.104,31
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			3,0			0,00	0,00	0,00
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	5481,64	5.481,64	486,92	3.041,73
LT 138 kV PATROCÍNIO 2 - SERRA DO SALITRE, C1 (Nova)					20.907,88	1.857,19	11.601,68	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 32 km		2022	32,0	1,0	392,44	12.558,08	1.115,50	6.968,42
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Patrocínio 2	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	354,26	2.213,03
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Serra do Salitre	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44
MIM - 138 kV	Serra do Salitre	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
MIM - 138 kV	Patrocínio 2	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
SECC LT 138 kV RIO PARANAÍBA - GALVANI, C1, NA SE SERRA DO SALITRE (Ampliação/Adequação)					8.400,36	746,18	4.661,32	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,2 km		2022	0,2	1,0	780,78	156,16	13,87	86,65
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2022	2,0	1,0	3882,60	7.765,20	689,76	4.308,87
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
SE 500/138 kV PATROCÍNIO 2 (Nova)					91.799,32	8.154,30	50.938,99	
1° TF 500/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ		2022	4,0	1,0	10284,64	41.138,56	3.654,23	22.827,58
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	1.695,01	10.588,51
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2207,86	2.207,86	196,12	1.225,13
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			2,0			0,00	0,00	0,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			4,0			0,00	0,00	0,00
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	9125,66	9.125,66	810,61	5.063,78
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2678,91	2.678,91	237,96	1.486,51
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	12726,37	12.726,37	1.130,45	7.061,80
MIM - 500 kV		2022	1,0	1,0	4360,96	4.360,96	387,37	2.419,87
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
SECC LT 500 kV EMBORCAÇÃO - SÃO GOTARDO 2, C1, NA SE PATROCÍNIO 2 (Ampliação/Adequação)					25.155,27	2.234,48	13.958,53	
Circuito Simples 500 kV, 3 x 954 MCM (RAIL), 3 km		2022	3,0	1,0	1463,47	4.390,41	389,99	2.436,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	1.844,49	11.522,32
SECC LT 138 kV PATROCÍNIO - ARAXÁ 1, C1, NA SE PATROCÍNIO 2 (Ampliação/Adequação)					9.726,22	863,96	5.397,03	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 2 km		2022	2,0	1,0	635,41	1.270,82	112,88	705,17
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
LT 138 kV PATROCÍNIO 2 - ARAXÁ 1, C2 (Nova)					35.820,60	3.181,85	19.876,67	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 70 km		2022	70,0	1,0	392,44	27.470,80	2.440,16	15.243,41
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Patrocínio 2	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	354,26	2.213,03
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Araxá 1	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44
MIM - 138 kV	Araxá 1	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
MIM - 138 kV	Patrocínio 2	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90

Alternativa 6

Descrição Alternativa 6	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	Parcela Anual	RN
					188.925,03	16.781,73	104.833,56	
SE 138 kV SERRA DO SALITRE (Nova)					7.711,26	684,97	4.278,94	
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2022	1,0	1,0	1990,12	1.990,12	176,78	1.104,31
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			3,0			0,00	0,00	0,00
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	5481,64	5.481,64	486,92	3.041,73
LT 138 kV PERDIZES - SERRA DO SALITRE, C1 (Nova)					24.047,40	2.136,07	13.343,78	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 40 km		2022	40,0	1,0	392,44	15.697,60	1.394,38	8.710,52
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Perdizes	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	354,26	2.213,03
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Serra do Salitre	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44
MIM - 138 kV	Serra do Salitre	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
MIM - 138 kV	Perdizes	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
SECC LT 138 kV RIO PARANAÍBA - GALVANI, C1, NA SE SERRA DO SALITRE (Ampliação/Adequação)					8.400,36	746,18	4.661,32	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,2 km		2022	0,2	1,0	780,78	156,16	13,87	86,65
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2022	2,0	1,0	3882,60	7.765,20	689,76	4.308,87
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
SE 500/138 kV PERDIZES (Nova)					91.799,32	8.154,30	50.938,99	
1° TF 500/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ		2022	4,0	1,0	10284,64	41.138,56	3.654,23	22.827,58
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	1.695,01	10.588,51
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2207,86	2.207,86	196,12	1.225,13
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			2,0			0,00	0,00	0,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			4,0			0,00	0,00	0,00
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	9125,66	9.125,66	810,61	5.063,78
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2678,91	2.678,91	237,96	1.486,51
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	12726,37	12.726,37	1.130,45	7.061,80
MIM - 500 kV		2022	1,0	1,0	4360,96	4.360,96	387,37	2.419,87
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
SECC LT 500 kV NOVA PONTE - SÃO GOTARDO 2, C1, NA SE PERDIZES (Nova)					25.155,27	2.234,48	13.958,53	
Circuito Simples 500 kV, 3 x 954 MCM (RAIL), 3 km		2022	3,0	1,0	1463,47	4.390,41	389,99	2.436,22
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	1.844,49	11.522,32
SECC LT 138 kV PATROCÍNIO - ARAXÁ 1, C1, NA SE PERDIZES (Nova)					9.726,22	863,96	5.397,03	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 2 km		2022	2,0	1,0	635,41	1.270,82	112,88	705,17
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
LT 138 kV PERDIZES - ARAXÁ 1, C1 (Nova)					22.085,20	1.961,77	12.254,97	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 35 km		2022	35,0	1,0	392,44	13.735,40	1.220,08	7.621,71
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Perdizes	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	354,26	2.213,03
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Araxá 1	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44
MIM - 138 kV	Perdizes	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
MIM - 138 kV	Araxá 1	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90

Etapa 2

Alternativa 1A

Descrição Alternativa 1A	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	Parcela Anual	RN
					230.335,22	20.460,09	123.086,96	
LT 138 kV JAGUARA - UBERABA 10, C1 (Nova)					29.828,40	2.649,58	11.826,73	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 55 kn		2024	55,0	1,0	392,44	21.584,20	1.917,27	8.557,97
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Jaguara	2024	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	1.539,42
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Uberaba 10	2024	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	1.539,42
MIM - 138 kV	Jaguara	2024	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	94,96
MIM - 138 kV	Uberaba 10	2024	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	94,96
SECC LT 138 kV UBERLÂNDIA 1 - UBERLÂNDIA 6, C1, NA SE UBERLÂNDIA 10 (Nova)					10.361,63	920,40	5.749,62	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 3 km		2022	3,0	1,0	635,41	1.906,23	169,33	1.057,76
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
SECC LT 138 kV UBERLÂNDIA 1 - JUMPER, C1, NA SE UBERLÂNDIA 10 (Nova)					11.071,61	983,46	6.143,58	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 3 km		2022	3,0	1,0	872,07	2.616,21	232,39	1.451,72
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
LT 345 kV ITUMBIARA - UBERLÂNDIA 10, C1 (Nova)					104.141,86	9.250,65	57.787,80	
Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 116 km		2022	116,0	1,0	777,33	90.170,28	8.009,59	50.035,04
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Itumbiara	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Uberlândia 10	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
LT 138 kV UBERLÂNDIA 6 - UBERABA 1, C1 (Ampliação/Adequação) Recapacitação					10.241,82	909,75	5.683,13	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 102 km		2022	102,0	0,3	100,41	10.241,82	909,75	5.683,13
LT 138 kV IRAÍ DE MINAS - PATROCÍNIO, C1 (Ampliação/Adequação) Recapacitação					6.024,60	535,15	3.343,02	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 60 km		2022	60,0	0,3	100,41	6.024,60	535,15	3.343,02
SE 345/138 kV UBERLÂNDIA 10 (Nova)					58.665,30	5.211,09	32.553,08	
1° ATF 345/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ		2022	4,0	1,0	7383,39	29.533,56	2.623,39	16.388,03
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	518,97	3.241,94
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2678,91	2.678,91	237,96	1.486,51
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	495,91	3.097,90
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2207,86	2.207,86	196,12	1.225,13
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			1,0			0,00	0,00	0,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			4,0			0,00	0,00	0,00
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	11133,57	11.133,57	988,97	6.177,96
MIM - 345 kV		2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	107,22	669,81
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79

Alternativa 1B

Descrição Alternativa 1B	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	Parcela Anual	RN
					240.189,03	21.335,37	126.551,89	
LT 138 kV JAGUARA - UBERABA 10, C1 (Nova)					29.828,40	2.649,58	11.826,73	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 55		2024	55,0	1,0	392,44	21.584,20	1.917,27	8.557,97
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Jaguara	2024	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	1.539,42
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Uberaba 10	2024	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	1.539,42
MIM - 138 kV	Jaguara	2024	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	94,96
MIM - 138 kV	Uberaba 10	2024	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	94,96
SECC LT 138 kV AMADOR AGUIAR 2 - UBERLÂNDIA 1, C1, NA SE UBERLÂNDIA 10 (Nova)					10.997,04	976,84	6.102,20	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 4 km		2022	4,0	1,0	635,41	2.541,64	225,77	1.410,34
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
SECC LT 138 kV AMADOR AGUIAR 2 - UBERLÂNDIA 7, C1, NA SE UBERLÂNDIA 10 (Nova)					9.726,22	863,96	5.397,03	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 2 km		2022	2,0	1,0	635,41	1.270,82	112,88	705,17
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
SECC LT 138 kV UBERLÂNDIA 2 - UBERLÂNDIA 7, C1, NA SE UBERLÂNDIA 10 (Nova)					9.726,22	863,96	5.397,03	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 2 km		2022	2,0	1,0	635,41	1.270,82	112,88	705,17
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
LT 345 kV ITUMBIARA - UBERLÂNDIA 10, C1 (Nova)					104.141,86	9.250,65	57.787,80	
Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 116 km		2022	116,0	1,0	777,33	90.170,28	8.009,59	50.035,04
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Itumbiara	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Uberlândia 10	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
LT 138 kV UBERLÂNDIA 6 - UBERABA 1, C1 (Ampliação/Adequação) Recapitação					10.241,82	909,75	5.683,13	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 102 ki		2022	102,0	0,3	100,41	10.241,82	909,75	5.683,13
LT 138 kV IRAÍ DE MINAS - PATROCÍNIO, C1 (Ampliação/Adequação) Recapitação					6.024,60	535,15	1.570,54	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 60 krr		2026	60,0	0,3	100,41	6.024,60	535,15	1.570,54
LT 138 kV UBERLÂNDIA 1 - UBERLÂNDIA 2, C1 (Ampliação/Adequação) Recapitação					783,20	69,57	204,17	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 7,8 kr		2026	7,8	0,3	100,41	783,20	69,57	204,17
SE 345/138 kV UBERLÂNDIA 10 (Nova)					58.719,67	5.215,92	32.583,25	
1° ATF 345/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ		2022	4,0	1,0	7383,39	29.533,56	2.623,39	16.388,03
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	518,97	3.241,94
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2678,91	2.678,91	237,96	1.486,51
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	495,91	3.097,90
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2207,86	2.207,86	196,12	1.225,13
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			1,0			0,00	0,00	0,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			6,0			0,00	0,00	0,00
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	11187,94	11.187,94	993,80	6.208,13
MIM - 345 kV		2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	107,22	669,81
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79

Alternativa 2A

Descrição Alternativa 2A	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)						
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	Parcela Anual	RN			
					204.683,33	18.181,49	108.852,86				
LT 138 kV JAGUARA - UBERABA 10, C1 (Nova)					29.828,40	2.649,58	11.826,73				
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 55 km					2024	55,0	1,0	392,44	21.584,20	1.917,27	8.557,97
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT					2024	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	1.539,42
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT					2024	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	1.539,42
MIM - 138 kV					2024	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	94,96
MIM - 138 kV					2024	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	94,96
SECC LT 138 kV UBERLÂNDIA 1 - UBERLÂNDIA 6, C1, NA SE UBERLÂNDIA 10 (Nova)					10.361,63	920,40	5.749,62				
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 3 km					2022	3,0	1,0	635,41	1.906,23	169,33	1.057,76
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4					2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV					2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
SECC LT 138 kV UBERLÂNDIA 1 - JUMPER, C1, NA SE UBERLÂNDIA 10 (Nova)					11.071,61	983,46	6.143,58				
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 3 km					2022	3,0	1,0	872,07	2.616,21	232,39	1.451,72
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4					2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV					2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
LT 345 kV MONTE ALEGRE DE MINAS - UBERLÂNDIA 10, C1 (Nova)					78.489,97	6.972,06	43.553,69				
Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 83 km					2022	83,0	1,0	777,33	64.518,39	5.731,00	35.800,93
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM					2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM					2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
LT 138 kV UBERLÂNDIA 6 - UBERABA 1, C1 (Ampliação/Adequação)					10.241,82	909,75	5.683,13				
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 102 km					2022	102,0	0,3	100,41	10.241,82	909,75	5.683,13
LT 138 kV IRAÍ DE MINAS - PATROCÍNIO, C1 (Ampliação/Adequação)					6.024,60	535,15	3.343,02				
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 60 km					2022	60,0	0,3	100,41	6.024,60	535,15	3.343,02
SE 345/138 kV UBERLÂNDIA 10 (Nova)					58.665,30	5.211,09	32.553,08				
1° ATF 345/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ					2022	4,0	1,0	7383,39	29.533,56	2.623,39	16.388,03
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM					2022	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	518,97	3.241,94
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4					2022	1,0	1,0	2678,91	2.678,91	237,96	1.486,51
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM					2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	495,91	3.097,90
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4					2022	1,0	1,0	2207,86	2.207,86	196,12	1.225,13
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM								1,0	0,00	0,00	0,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4								4,0	0,00	0,00	0,00
MIG (Terreno Rural)					2022	1,0	1,0	11133,57	11.133,57	988,97	6.177,96
MIM - 345 kV					2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	107,22	669,81
MIM - 138 kV					2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79

Alternativa 2B

Descrição Alternativa 2B	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	Parcela Anual	RN
					216.091,80	19.194,88	113.180,45	
LT 138 kV JAGUARA - UBERABA 10, C1 (Nova)					29.828,40	2.649,58	11.826,73	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 55 km		2024	55,0	1,0	392,44	21.584,20	1.917,27	8.557,97
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Jaguara	2024	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	1.539,42
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Uberaba 10	2024	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	1.539,42
MIM - 138 kV	Jaguara	2024	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	94,96
MIM - 138 kV	Uberaba 10	2024	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	94,96
SECC LT 138 kV AMADOR AGUIAR 2 - UBERLÂNDIA 1, C1, NA SE UBERLÂNDIA 10 (Nova)					10.997,04	976,84	6.102,20	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 4 km		2022	4,0	1,0	635,41	2.541,64	225,77	1.410,34
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
SECC LT 138 kV AMADOR AGUIAR 2 - UBERLÂNDIA 7, C1, NA SE UBERLÂNDIA 10 (Nova)					9.726,22	863,96	5.397,03	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 2 km		2022	2,0	1,0	635,41	1.270,82	112,88	705,17
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
SECC LT 138 kV UBERLÂNDIA 2 - UBERLÂNDIA 7, C1, NA SE UBERLÂNDIA 10 (Nova)					9.726,22	863,96	5.397,03	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 2 km		2022	2,0	1,0	635,41	1.270,82	112,88	705,17
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
LT 345 kV MONTE ALEGRE DE MINAS - UBERLÂNDIA 10, C1 (Nova)					80.044,63	7.110,16	44.416,37	
Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 85 km		2022	85,0	1,0	777,33	66.073,05	5.869,10	36.663,61
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Uberlândia 10	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Monte Alegre de Minas	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
LT 138 kV UBERLÂNDIA 6 - UBERABA 1, C1 (Ampliação/Adequação)					10.241,82	909,75	5.683,13	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 102 km		2022	102,0	0,3	100,41	10.241,82	909,75	5.683,13
LT 138 kV IRAÍ DE MINAS - PATROCÍNIO, C1 (Ampliação/Adequação)					6.024,60	535,15	1.570,54	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 60 km		2026	60,0	0,3	100,41	6.024,60	535,15	1.570,54
LT 138 kV UBERLÂNDIA 1 - UBERLÂNDIA 2, C1 (Ampliação/Adequação)					783,20	69,57	204,17	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 7,8 km		2026	7,8	0,3	100,41	783,20	69,57	204,17
SE 345/138 kV UBERLÂNDIA 10 (Nova)					58.719,67	5.215,92	32.583,25	
1° ATF 345/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ		2022	4,0	1,0	7383,39	29.533,56	2.623,39	16.388,03
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	518,97	3.241,94
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2678,91	2.678,91	237,96	1.486,51
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	495,91	3.097,90
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2207,86	2.207,86	196,12	1.225,13
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			1,0			0,00	0,00	0,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			6,0			0,00	0,00	0,00
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	11187,94	11.187,94	993,80	6.208,13
MIM - 345 kV		2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	107,22	669,81
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79

Alternativa 3A

Descrição Alternativa 3A	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	Parcela Anual	RN
					267.344,42	23.747,52	143.623,18	
LT 138 kV JAGUARA - UBERABA 10, C1 (Nova)					29.828,40	2.649,58	11.826,73	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 55 km		2024	55,0	1,0	392,44	21.584,20	1.917,27	8.557,97
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Jaguara	2024	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	1.539,42
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Uberaba 10	2024	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	1.539,42
MIM - 138 kV	Jaguara	2024	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	94,96
MIM - 138 kV	Uberaba 10	2024	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	94,96
SECC LT 138 kV UBERLÂNDIA 1 - UBERLÂNDIA 6, C1, NA SE UBERLÂNDIA 10 (Nova)					10.361,63	920,40	5.749,62	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 3 km		2022	3,0	1,0	635,41	1.906,23	169,33	1.057,76
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
SECC LT 138 kV UBERLÂNDIA 1 - JUMPER, C1, NA SE UBERLÂNDIA 10 (Nova)					11.071,61	983,46	6.143,58	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 3 km		2022	3,0	1,0	872,07	2.616,21	232,39	1.451,72
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
LT 345 kV NOVA PONTE - UBERLÂNDIA 10, C1 (Nova)					71.494,00	6.350,63	39.671,66	
Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 74 km		2022	74,0	1,0	777,33	57.522,42	5.109,57	31.918,90
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Uberlândia 10	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
LT 138 kV IRAÍ DE MINAS - PATROCÍNIO, C1 (Ampliação/Adequação)					6.024,60	535,15	3.343,02	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 60 km		2022	60,0	0,3	100,41	6.024,60	535,15	3.343,02
SE 345/138 kV UBERLÂNDIA 10 (Nova)					58.665,30	5.211,09	32.553,08	
1° ATF 345/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ		2022	4,0	1,0	7383,39	29.533,56	2.623,39	16.388,03
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	518,97	3.241,94
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2678,91	2.678,91	237,96	1.486,51
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	495,91	3.097,90
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2207,86	2.207,86	196,12	1.225,13
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			1,0			0,00	0,00	0,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			4,0			0,00	0,00	0,00
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	11133,57	11.133,57	988,97	6.177,96
MIM - 345 kV		2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	107,22	669,81
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
SE 500/345 kV NOVA PONTE (Ampliação/Adequação)					79.898,88	7.097,21	44.335,49	
1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ		2022	4,0	1,0	10868,69	43.474,76	3.861,75	24.123,93
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	9125,66	9.125,66	810,61	5.063,78
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	518,97	3.241,94
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	495,91	3.097,90
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			1,0			0,00	0,00	0,00
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	14666,06	14.666,06	1.302,75	8.138,12
MIM - 345 kV		2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	107,22	669,81

Alternativa 3B

Descrição Alternativa 3B	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	Parcela Anual	RN
					277.192,36	24.622,29	147.315,27	
LT 138 kV JAGUARA - UBERABA 10, C1 (Nova)					29.828,40	2.649,58	11.826,73	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 55 km		2024	55,0	1,0	392,44	21.584,20	1.917,27	8.557,97
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Jaguara	2024	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	1.539,42
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Uberaba 10	2024	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	1.539,42
MIM - 138 kV	Jaguara	2024	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	94,96
MIM - 138 kV	Uberaba 10	2024	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	94,96
SECC LT 138 kV AMADOR AGUIAR 2 - UBERLÂNDIA 1, C1, NA SE UBERLÂNDIA 10 (Nova)					10.997,04	976,84	6.102,20	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 4 km		2022	4,0	1,0	635,41	2.541,64	225,77	1.410,34
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
SECC LT 138 kV AMADOR AGUIAR 2 - UBERLÂNDIA 7, C1, NA SE UBERLÂNDIA 10 (Nova)					9.726,22	863,96	5.397,03	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 2 km		2022	2,0	1,0	635,41	1.270,82	112,88	705,17
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
SECC LT 138 kV UBERLÂNDIA 2 - UBERLÂNDIA 7, C1, NA SE UBERLÂNDIA 10 (Nova)					9.726,22	863,96	5.397,03	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 2 km		2022	2,0	1,0	635,41	1.270,82	112,88	705,17
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
LT 345 kV NOVA PONTE - UBERLÂNDIA 10, C1 (Nova)					72.271,33	6.419,68	40.103,00	
Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 75 km		2022	75,0	1,0	777,33	58.299,75	5.178,62	32.350,24
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Uberlândia 10	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
LT 138 kV IRAÍ DE MINAS - PATROCÍNIO, C1 (Ampliação/Adequação)					6.024,60	535,15	1.570,54	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 60 km		2026	60,0	0,3	100,41	6.024,60	535,15	1.570,54
SE 345/138 kV UBERLÂNDIA 10 (Nova)					58.719,67	5.215,92	32.583,25	
1° ATF 345/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ		2022	4,0	1,0	7383,39	29.533,56	2.623,39	16.388,03
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	518,97	3.241,94
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2678,91	2.678,91	237,96	1.486,51
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	495,91	3.097,90
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2207,86	2.207,86	196,12	1.225,13
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			1,0			0,00	0,00	0,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			6,0			0,00	0,00	0,00
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	11187,94	11.187,94	993,80	6.208,13
MIM - 345 kV		2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	107,22	669,81
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
SE 500/345 kV NOVA PONTE (Ampliação/Adequação)					79.898,88	7.097,21	44.335,49	
1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ		2022	4,0	1,0	10868,69	43.474,76	3.861,75	24.123,93
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	495,91	3.097,90
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	9125,66	9.125,66	810,61	5.063,78
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	518,97	3.241,94
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			1,0			0,00	0,00	0,00
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	14666,06	14.666,06	1.302,75	8.138,12
MIM - 345 kV		2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	107,22	669,81

Alternativa 3C

Descrição Alternativa 3C	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	Parcela Anual	RN
					244.840,04	21.748,51	131.135,62	
LT 138 kV JAGUARA - UBERABA 10, C1 (Nova)					29.828,40	2.649,58	11.826,73	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 55 km		2024	55,0	1,0	392,44	21.584,20	1.917,27	8.557,97
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Jaguara	2024	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	1.539,42
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Uberaba 10	2024	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	1.539,42
MIM - 138 kV	Jaguara	2024	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	94,96
MIM - 138 kV	Uberaba 10	2024	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	94,96
LT 345 kV NOVA PONTE - UBERLÂNDIA 10, C1 (Nova)					58.901,25	5.232,05	32.684,01	
Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 57,8 km		2022	57,8	1,0	777,33	44.929,67	3.990,99	24.931,25
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Uberlândia 10	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
SE 345/138 kV UBERLÂNDIA 10 (Nova)					58.665,30	5.211,09	32.553,08	
1° ATF 345/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ		2022	4,0	1,0	7383,39	29.533,56	2.623,39	16.388,03
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	518,97	3.241,94
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2678,91	2.678,91	237,96	1.486,51
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	495,91	3.097,90
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2207,86	2.207,86	196,12	1.225,13
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			1,0			0,00	0,00	0,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			4,0			0,00	0,00	0,00
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	11133,57	11.133,57	988,97	6.177,96
MIM - 345 kV		2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	107,22	669,81
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
SE 500/345 kV NOVA PONTE (Ampliação/Adequação)					79.898,88	7.097,21	44.335,49	
1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ		2022	4,0	1,0	10868,69	43.474,76	3.861,75	24.123,93
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	495,91	3.097,90
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	9125,66	9.125,66	810,61	5.063,78
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	518,97	3.241,94
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			1,0			0,00	0,00	0,00
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	14666,06	14.666,06	1.302,75	8.138,12
MIM - 345 kV		2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	107,22	669,81
SECC LT 138 kV MIRANDA - UBERLÂNDIA 6, C1, NA SE UBERLÂNDIA 10 (Nova)					8.773,11	779,29	4.868,15	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 0,5 km		2022	0,5	1,0	635,41	317,71	28,22	176,29
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
SECC LT 138 kV MIRANDA - UBERLÂNDIA 6, C2, NA SE UBERLÂNDIA 10 (Nova)					8.773,11	779,29	4.868,15	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 0,5 km		2022	0,5	1,0	635,41	317,71	28,22	176,29
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79

Alternativa 4B

Descrição Alternativa 4B	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	Parcela Anual	RN
						182.408,61	16.202,89	96.262,30
LT 138 kV JAGUARA - UBERABA 10, C1 (Nova)						29.828,40	2.649,58	11.826,73
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 55 km		2024	55,0	1,0	392,44	21.584,20	1.917,27	8.557,97
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Jaguara	2024	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	1.539,42
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Uberaba 10	2024	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	1.539,42
MIM - 138 kV	Jaguara	2024	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	94,96
MIM - 138 kV	Uberaba 10	2024	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	94,96
SECC LT 138 kV AMADOR AGUIAR 2 - UBERLÂNDIA 1, C1, NA SE UBERLÂNDIA 10 (Nova)						10.997,04	976,84	6.102,20
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 4 km		2022	4,0	1,0	635,41	2.541,64	225,77	1.410,34
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
SECC LT 138 kV AMADOR AGUIAR 2 - UBERLÂNDIA 7, C1, NA SE UBERLÂNDIA 10 (Nova)						9.726,22	863,96	5.397,03
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 2 km		2022	2,0	1,0	635,41	1.270,82	112,88	705,17
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
SECC LT 138 kV UBERLÂNDIA 2 - UBERLÂNDIA 7, C1, NA SE UBERLÂNDIA 10 (Nova)						9.726,22	863,96	5.397,03
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 2 km		2022	2,0	1,0	635,41	1.270,82	112,88	705,17
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
LT 138 kV UBERLÂNDIA 1 - UBERLÂNDIA 2, C1 (Ampliação/Adequação)						783,20	69,57	204,17
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 7,8 km		2026	7,8	0,3	100,41	783,20	69,57	204,17
SE 500/138 kV UBERLÂNDIA 10 (Nova)						91.801,85	8.154,52	50.940,39
1° TF 500/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ		2022	4,0	1,0	10284,64	41.138,56	3.654,23	22.827,58
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	9125,66	9.125,66	810,61	5.063,78
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2678,91	2.678,91	237,96	1.486,51
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	1.695,01	10.588,51
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2207,86	2.207,86	196,12	1.225,13
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			2,0			0,00	0,00	0,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			6,0			0,00	0,00	0,00
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	12728,90	12.728,90	1.130,68	7.063,20
MIM - 500 kV		2022	1,0	1,0	4360,96	4.360,96	387,37	2.419,87
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
SECC LT 500 kV ITUMBIARA - NOVA PONTE, C1, NA SE UBERLÂNDIA 10 (Nova)						29.545,68	2.624,47	16.394,75
Circuito Simples 500 kV, 3 x 954 MCM (RAIL), 6 km		2022	6,0	1,0	1463,47	8.780,82	779,98	4.872,43
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	1.844,49	11.522,32

Alternativa 4C

Descrição Alternativa 4C	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					179.132,15	174.876,80	15.911,85	94.674,63	
LT 138 kV JAGUARA - UBERABA 10, C1 (Nova)					29.828,40	25.573,05	2.649,58	11.826,73	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 55 km		2024	55,0	1,0	392,44	21.584,20	18.504,97	1.917,27	8.557,97
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Jaguara	2024	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	3.328,70	344,88	1.539,42
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Uberaba 10	2024	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	3.328,70	344,88	1.539,42
MIM - 138 kV	Jaguara	2024	1,0	1,0	239,50	239,50	205,33	21,27	94,96
MIM - 138 kV	Uberaba 10	2024	1,0	1,0	239,50	239,50	205,33	21,27	94,96
SECC LT 138 kV MIRANDA - UBERLÂNDIA 6, C1, NA SE UBERLÂNDIA 10 (Nova)					8.773,11	8.773,11	779,29	4.868,15	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 0,5 km		2022	0,5	1,0	635,41	317,71	317,71	28,22	176,29
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	479,00	42,55	265,79
SECC LT 138 kV MIRANDA - UBERLÂNDIA 6, C2, NA SE UBERLÂNDIA 10 (Nova)					8.773,11	8.773,11	779,29	4.868,15	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 0,5 km		2022	0,5	1,0	635,41	317,71	317,71	28,22	176,29
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	479,00	42,55	265,79
SE 500/138 kV UBERLÂNDIA 10 (Nova)					91.799,32	91.799,32	8.154,30	50.938,99	
1° TF 500/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ		2022	4,0	1,0	10284,64	41.138,56	41.138,56	3.654,23	22.827,58
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	9125,66	9.125,66	9.125,66	810,61	5.063,78
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2678,91	2.678,91	2.678,91	237,96	1.486,51
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	9541,00	19.082,00	19.082,00	1.695,01	10.588,51
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2207,86	2.207,86	2.207,86	196,12	1.225,13
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			2,0			0,00	0,00	0,00	0,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			4,0			0,00	0,00	0,00	0,00
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	12726,37	12.726,37	12.726,37	1.130,45	7.061,80
MIM - 500 kV		2022	1,0	1,0	4360,96	4.360,96	4.360,96	387,37	2.419,87
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	479,00	42,55	265,79
SECC LT 500 kV ITUMBIARA - NOVA PONTE, C1, NA SE UBERLÂNDIA 10 (Nova)					23.691,80	23.691,80	2.104,48	13.146,46	
Circuito Simples 500 kV, 3 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2022	2,0	1,0	1463,47	2.926,94	2.926,94	259,99	1.624,14
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	10382,43	20.764,86	20.764,86	1.844,49	11.522,32
LT 138 kV UBERLÂNDIA 6 - UBERABA 1, C1 (Ampliação/Adequação)					10.241,82	10.241,82	909,75	5.683,13	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 102 km		2022	102,0	0,3	100,41	10.241,82	10.241,82	909,75	5.683,13
LT 138 kV IRAÍ DE MINAS - PATROCÍNIO, C1 (Ampliação/Adequação)					6.024,60	6.024,60	535,15	3.343,02	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 60 km		2022	60,0	0,3	100,41	6.024,60	6.024,60	535,15	3.343,02

Alternativa 5

Descrição Alternativa 5	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)						
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	Parcela Anual	RN			
					150.599,22	13.377,34	76.838,95				
LT 138 kV JAGUARA - UBERABA 10, C1 (Nova)					29.828,40	2.649,58	11.826,73				
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 55 km					2024	55,0	1,0	392,44	21.584,20	1.917,27	8.557,97
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Jaguara	2024	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	1.539,42			
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Uberaba 10	2024	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	1.539,42			
MIM - 138 kV	Jaguara	2024	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	94,96			
MIM - 138 kV	Uberaba 10	2024	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	94,96			
SECC LT 138 kV AMADOR AGUIAR 2 - UBERLÂNDIA 1, C1, NA SE UBERLÂNDIA 10 (Nova)					10.997,04	976,84	6.102,20				
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 4 km					2022	4,0	1,0	635,41	2.541,64	225,77	1.410,34
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06			
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79			
SECC LT 138 kV AMADOR AGUIAR 2 - UBERLÂNDIA 7, C1, NA SE UBERLÂNDIA 10 (Nova)					9.726,22	863,96	5.397,03				
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 2 km					2022	2,0	1,0	635,41	1.270,82	112,88	705,17
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06			
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79			
SECC LT 138 kV UBERLÂNDIA 2 - UBERLÂNDIA 7, C1, NA SE UBERLÂNDIA 10 (Nova)					9.726,22	863,96	5.397,03				
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 2 km					2022	2,0	1,0	635,41	1.270,82	112,88	705,17
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06			
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79			
LT 138 kV UBERLÂNDIA 6 - UBERABA 1, C1 (Ampliação/Adequação)					10.241,82	909,75	5.683,13				
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 102 km					2022	102,0	0,3	100,41	10.241,82	909,75	5.683,13
LT 138 kV IRAÍ DE MINAS - PATROCÍNIO, C1 (Ampliação/Adequação)					6.024,60	535,15	1.570,54				
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 60 km					2026	60,0	0,3	100,41	6.024,60	535,15	1.570,54
LT 138 kV UBERLÂNDIA 1 - UBERLÂNDIA 2, C1 (Ampliação/Adequação)					783,20	69,57	204,17				
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 7,8 km					2026	7,8	0,3	100,41	783,20	69,57	204,17
LT 138 kV ARAGUARI 2 - EMBORCAÇÃO, C1 (Nova)					22.602,05	2.007,68	12.541,76				
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 39 km					2022	39,0	1,0	368,15	14.357,85	1.275,37	7.967,10
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Araguari 2	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44			
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Emborcação	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44			
MIM - 138 kV	Emborcação	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90			
MIM - 138 kV	Araguari 2	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90			
LT 138 kV ARAGUARI 2 - UBERLÂNDIA 10, C1 (Ampliação/Adequação)					17.553,55	1.559,24	9.740,38				
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 25 km					2022	25,0	1,0	368,15	9.203,75	817,55	5.107,12
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Araguari 2	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44			
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Uberlândia 10	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	354,26	2.213,03			
MIM - 138 kV	Araguari 2	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90			
MIM - 138 kV	Uberlândia 10	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90			
LT 138 kV UBERLÂNDIA 1 - MONTE ALEGRE DE MINAS, C1 (Nova)					33.116,12	2.941,62	18.375,97				
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 74 km					2022	74,0	1,0	334,68	24.766,32	2.199,93	13.742,71
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Uberlândia 1	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44			
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Monte Alegre de Minas	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	354,26	2.213,03			
MIM - 138 kV	Monte Alegre de Minas	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90			
MIM - 138 kV	Uberlândia 1	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90			

Etapa 3

Alternativa 1

Descrição Alternativa 1	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	Parcela Anual	RN
					82.592,85	7.336,51	45.830,36	
LT 138 kV AVATINGUARA - UBERLÂNDIA, C1 e C2 Recapacitação (Ampliação/Adequação)					16.065,60	1.427,07	8.914,72	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 80 km		2022	80,0	0,3	100,41	8.032,80	713,53	4.457,36
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 80 km		2022	80,0	0,3	100,41	8.032,80	713,53	4.457,36
LT 138 kV ITURAMA - ÁGUA VERMELHA, C1 (Nova)					17.447,95	1.549,86	9.681,78	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 25 km		2022	25,0	1,0	368,15	9.203,75	817,55	5.107,12
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Iturama	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Água Vermelha	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44
MIM - 138 kV	Iturama	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
MIM - 138 kV	Água Vermelha	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
LT 138 kV SÃO SIMÃO - ITAGUAÇU, C1 (Nova)					17.553,55	1.559,24	9.740,38	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 25 km		2022	25,0	1,0	368,15	9.203,75	817,55	5.107,12
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Itaguaçu	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	354,26	2.213,03
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	São Simão	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44
MIM - 138 kV	São Simão	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
MIM - 138 kV	Itaguaçu	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
SE 230/138 kV ITAGUAÇU Pátio de 138 kV (Nova)					31.525,75	2.800,35	17.493,48	
1° ATF 230/138 kV, (3+1R) x 25 MVA 1Φ		2022	4,0	1,0	3493,03	13.972,12	1.241,11	7.753,06
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	3499,17	3.499,17	310,82	1.941,67
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2678,91	2.678,91	237,96	1.486,51
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2207,86	2.207,86	196,12	1.225,13
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			1,0			0,00	0,00	0,00
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	8291,40	8.291,40	736,50	4.600,86
MIM - 230 kV		2022	1,0	1,0	397,29	397,29	35,29	220,45
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79

Alternativa 2

Descrição Alternativa 2	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	Parcela Anual	RN
					91.903,47	8.163,55	50.996,78	
LT 138 kV AVATINGUARA - UBERLÂNDIA1, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)					16.065,60	1.427,07	8.914,72	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 80 km		2022	80,0	0,3	100,41	8.032,80	713,53	4.457,36
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 80 km		2022	80,0	0,3	100,41	8.032,80	713,53	4.457,36
LT 138 kV ITURAMA - ÁGUA VERMELHA, C1 (Nova)					17.447,95	1.549,86	9.681,78	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 25 km		2022	25,0	1,0	368,15	9.203,75	817,55	5.107,12
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Iturama	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Água Vermelha	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44
MIM - 138 kV	Iturama	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
MIM - 138 kV	Água Vermelha	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
LT 230 kV SÃO SIMÃO - ITAGUAÇU, C1 (Nova)					25.898,12	2.300,46	14.370,74	
Circuito Simples 230 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 25 km		2022	25,0	1,0	525,31	13.132,75	1.166,55	7.287,30
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	São Simão	2022	1,0	1,0	4996,18	4.996,18	443,80	2.772,36
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Itaguaçu	2022	1,0	1,0	4996,18	4.996,18	443,80	2.772,36
MIM - 230 kV	Itaguaçu	2022	1,0	1,0	397,29	397,29	35,29	220,45
MIM - 230 kV	São Simão	2022	1,0	1,0	397,29	397,29	35,29	220,45
MIG-A	Itaguaçu	2022	1,0	1,0	1978,43	1.978,43	175,74	1.097,82
SE 230/138 kV SÃO SIMÃO Pátio de 230 kV (Nova)					32.491,80	2.886,16	18.029,54	
1° ATF 230/138 kV, (3+1R) x 25 MVA 1Φ		2022	4,0	1,0	3493,03	13.972,12	1.241,11	7.753,06
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	3499,17	3.499,17	310,82	1.941,67
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2678,91	2.678,91	237,96	1.486,51
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2992,37	2.992,37	265,80	1.660,45
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4				1,0		0,00	0,00	0,00
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	8315,15	8.315,15	738,61	4.614,04
MIM - 230 kV		2022	1,0	1,0	794,58	794,58	70,58	440,91
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90

Alternativa 3

Descrição Alternativa 3	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	Parcela Anual	RN
					135.330,37	12.021,05	68.175,88	
SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2 (Nova)					82.325,34	7.312,75	39.988,49	
<i>EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM</i>			2,0		0,00	0,00	0,00	
1° ATF 345/138 kV, (3+1R) x 50 MVA 1Φ		2022	4,0	1,0	5370,10	21.480,40	1.908,05	11.919,37
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	518,97	3.241,94
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2678,91	2.678,91	237,96	1.486,51
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	5582,86	11.165,72	991,82	6.195,80
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2207,86	2.207,86	196,12	1.225,13
2° ATF 345/138 kV, 3 x 50 MVA 1Φ		2025	3,0	1,0	5370,10	16.110,30	1.431,04	5.251,61
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2025	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	518,97	1.904,51
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2025	1,0	1,0	2678,91	2.678,91	237,96	873,27
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	11185,67	11.185,67	993,59	6.206,87
MIM - 345 kV		2022	1,0	1,0	2414,19	2.414,19	214,45	1.339,62
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
MIM - 138 kV		2025	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	78,07
SECC LT 345 kV ITUMBIARA - PORTO COLÔMBIA, C1, NA SE Monte Alegre de Minas 2 (Ampliação/Adequação)					14.868,59	1.320,74	8.250,50	
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 0,5 km		2022	0,5	1,0	1794,01	897,01	79,68	497,74
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	6985,79	13.971,58	1.241,06	7.752,76
SECC LT 138 kV AVATINGUARA - UBERLÂNDIA 1, C1, NA SE Monte Alegre de Minas 2 (Nova)					8.773,11	779,29	4.868,15	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 0,5 km		2022	0,5	1,0	635,41	317,71	28,22	176,29
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
SECC LT 138 kV AVATINGUARA - UBERLÂNDIA 1, C2, NA SE Monte Alegre de Minas 2 (Nova)					8.773,11	779,29	4.868,15	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 0,5 km		2022	0,5	1,0	635,41	317,71	28,22	176,29
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
LT 138 kV AVATINGUARA - Monte Alegre de Minas 2, C1 e C2 Recapitação (Ampliação/Adequação)					1.767,20	156,98	980,61	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 16 km		2022	16,0	0,3	110,45	1.767,20	156,98	980,61
LT 138 kV Monte Alegre de Minas 2 - UBERLÂNDIA 1, C1 e C2 Recapitação (Ampliação/Adequação)					14.659,86	1.302,20	8.134,68	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 73 km		2022	73,0	0,3	100,41	7.329,93	651,10	4.067,34
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 73 km		2022	73,0	0,3	100,41	7.329,93	651,10	4.067,34
SE 138 kV ITURAMA Capacitor (Ampliação/Adequação)					4.163,17	369,80	1.085,29	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	2678,38	2.678,38	237,91	698,22
1° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ		2026	1,0	1,0	1245,29	1.245,29	110,62	324,63
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	62,43

Alternativa 4

Descrição Alternativa	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	Parcela Anual	RN
					166.514,68	14.791,07	69.939,59	
LT 138 kV ITURAMA - SÃO SIMÃO, C1 (Nova)					36.692,00	3.259,26	20.360,21	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 85 km		2022	85,0	1,0	334,68	28.447,80	2.526,95	15.785,54
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Iturama	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	São Simão	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44
MIM - 138 kV	São Simão	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
MIM - 138 kV	Iturama	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
LT 138 kV SÃO SIMÃO - SÃO SIMÃO - D, C1 (Nova)					9.655,07	857,64	5.357,55	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 3 km		2022	3,0	1,0	435,09	1.305,27	115,94	724,29
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	São Simão	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	354,26	2.213,03
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	São Simão - D	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44
MIM - 138 kV	São Simão - D	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
MIM - 138 kV	São Simão	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
SE 500/138 kV SÃO SIMÃO Pátio de 138 kV (Nova)					114.128,72	10.137,76	43.350,68	
1° TF 500/138 kV, (3+1R) x 66,66 MVA 1Φ		2022	4,0	1,0	9031,59	36.126,36	3.209,01	20.046,34
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	9125,66	9.125,66	810,61	5.063,78
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2678,91	2.678,91	237,96	1.486,51
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2207,86	2.207,86	196,12	1.225,13
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			1,0			0,00	0,00	0,00
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	847,50	5.294,25
2° TF 500/138 kV, 3 x 66,66 MVA 1Φ		2030	3,0	1,0	9031,59	27.094,77	2.406,76	1.203,98
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	9125,66	9.125,66	810,61	405,51
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	2678,91	2.678,91	237,96	119,04
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	12650,61	12.650,61	1.123,72	7.019,76
MIM - 500 kV		2022	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	193,69	1.209,94
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
MIM - 138 kV		2030	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	10,64
SE 138 kV AVATINGUARA (Ampliação/Adequação)					6.038,89	536,42	871,15	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	2678,38	2.678,38	237,91	386,37
1° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 32 Mvar 3Φ		2028	1,0	1,0	3121,01	3.121,01	277,23	450,23
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	34,55

Etapa 4

Alternativa 1

Descrição Alternativa 1 - parte 1	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	Parcela Anual	RN
					559.705,38	49.717,19	294.895,35	
SE 345/138 kV ARAXÁ 3 (Nova)					55.322,94	4.914,19	30.698,42	
1° ATF 345/138 kV, (3+1R) x 75 MVA 1Φ		2022	4,0	1,0	6547,80	26.191,20	2.326,50	14.533,37
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	518,97	3.241,94
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2678,91	2.678,91	237,96	1.486,51
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			1,0			0,00	0,00	0,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			4,0			0,00	0,00	0,00
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2207,86	2.207,86	196,12	1.225,13
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	495,91	3.097,90
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	11133,57	11.133,57	988,97	6.177,96
MIM - 345 kV		2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	107,22	669,81
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
LT 345 kV JAGUARA - ARAXÁ 3, C1 (Nova)					67.662,65	6.010,30	37.545,67	
Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 66 km		2022	66,0	1,0	777,33	51.303,78	4.557,18	28.468,21
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Araxá 3	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo BD4	Jaguara	2022	1,0	1,0	7255,30	7.255,30	644,47	4.025,93
MIG-A	Jaguara	2022	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	188,12	1.175,15
SE 138 kV SERRA DO SALITRE (Nova)					7.711,26	684,97	4.278,94	
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2022	1,0	1,0	1990,12	1.990,12	176,78	1.104,31
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			3,0			0,00	0,00	0,00
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	132,90
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	5481,64	5.481,64	486,92	3.041,73
LT 138 kV PATROCÍNIO - SERRA DO SALITRE, C1 (Nova)					21.760,28	1.932,91	12.074,67	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 32 km		2022	32,0	1,0	392,44	12.558,08	1.115,50	6.968,42
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Patrocínio	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Serra do Salitre	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44
MIM - 138 kV	Serra do Salitre	2022	1,0	1,0	718,50	718,50	63,82	398,69
MIM - 138 kV	Patrocínio	2022	1,0	1,0	718,50	718,50	63,82	398,69
SE 138 kV PATOS DE MINAS 2 (Ampliação/Adequação)					4.817,96	427,97	695,02	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS		2028	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	225,21	365,75
1° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 16,4 Mvar 3Φ		2028	1,0	1,0	2043,04	2.043,04	181,48	294,72
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	34,55
SECC LT 138 kV RIO PARANAÍBA - GALVANI, C1, NA SE SERRA DO SALITRE (Ampliação/Adequação)					8.400,36	746,18	4.661,32	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,2 km		2022	0,20	1,0	780,78	156,16	13,87	86,65
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2022	2,00	1,0	3882,60	7.765,20	689,76	4.308,87
MIM - 138 kV		2022	1,00	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79

Descrição Alternativa 1 - parte 2	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	Parcela Anual	RN
SECC LT 138 kV ARAXÁ 1 - ARAXA 2, C1, NA SE ARAXA 3 (Ampliação/Adequação)						8.773,11	779,29	4.868,15
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 0,5 km		2022	0,50	1,0	635,41	317,71	28,22	176,29
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,00	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,00	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
LT 138 kV JAGUARA - UBERABA 10, C1 (Nova)						29.828,40	2.649,58	11.826,73
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 55 km		2024	55,0	1,0	392,44	21.584,20	1.917,27	8.557,97
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Jaguara	2024	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	1.539,42
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Uberaba 10	2024	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	1.539,42
MIM - 138 kV	Jaguara	2024	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	94,96
MIM - 138 kV	Uberaba 10	2024	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	94,96
LT 345 kV NOVA PONTE - UBERLÂNDIA 10, C1 (Nova)						58.901,25	5.232,05	32.684,01
Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 57,8 km		2022	57,8	1,0	777,33	44.929,67	3.990,99	24.931,25
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Uberlândia 10	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
SE 345/138 kV UBERLÂNDIA 10 (Nova)						58.665,30	5.211,09	32.553,08
1° ATF 345/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ		2022	4,0	1,0	7383,39	29.533,56	2.623,39	16.388,03
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	518,97	3.241,94
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2678,91	2.678,91	237,96	1.486,51
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	495,91	3.097,90
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2207,86	2.207,86	196,12	1.225,13
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			1			0,00	0,00	0,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			4,0			0,00	0,00	0,00
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	11133,57	11.133,57	988,97	6.177,96
MIM - 345 kV		2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	107,22	669,81
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
SE 500/345 kV NOVA PONTE (Ampliação/Adequação)						79.898,88	7.097,21	44.335,49
1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ		2022	4,0	1,0	10868,69	43.474,76	3.861,75	24.123,93
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	495,91	3.097,90
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	9125,66	9.125,66	810,61	5.063,78
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	518,97	3.241,94
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			1,0			0,00	0,00	0,00
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	14666,06	14.666,06	1.302,75	8.138,12
MIM - 345 kV		2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	107,22	669,81
SECC LT 138 kV MIRANDA - UBERLÂNDIA 6, C1, NA SE UBERLÂNDIA 10 (Nova)						8.773,11	779,29	4.868,15
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 0,5 km		2022	0,5	1,0	635,41	317,71	28,22	176,29
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
SECC LT 138 kV MIRANDA - UBERLÂNDIA 6, C2, NA SE UBERLÂNDIA 10 (Nova)						8.773,11	779,29	4.868,15
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 0,5 km		2022	0,5	1,0	635,41	317,71	28,22	176,29
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79

Descrição Alternativa 1 - parte 3	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)						
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	Parcela Anual	RN			
SE 345/138 kV MONTE ALEGRE DE MINAS 2 (Nova)					82.393,30	7.318,79	40.026,21				
<i>EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM</i>					2,0	0,00	0,00	0,00			
1° ATF 345/138 kV, (3+1R) x 50 MVA 1Φ					2022	4,0	1,0	5370,10	21.480,40	1.908,05	11.919,37
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM					2022	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	518,97	3.241,94
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4					2022	1,0	1,0	2678,91	2.678,91	237,96	1.486,51
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM					2022	2,0	1,0	5582,86	11.165,72	991,82	6.195,80
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4					2022	1,0	1,0	2207,86	2.207,86	196,12	1.225,13
2° ATF 345/138 kV, 3 x 50 MVA 1Φ					2025	3,0	1,0	5370,10	16.110,30	1.431,04	5.251,61
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM					2025	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	518,97	1.904,51
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4					2025	1,0	1,0	2678,91	2.678,91	237,96	873,27
MIG (Terreno Rural)					2022	1,0	1,0	11253,63	11.253,63	999,63	6.244,58
MIM - 345 kV					2022	1,0	1,0	2414,19	2.414,19	214,45	1.339,62
MIM - 138 kV					2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
MIM - 138 kV					2025	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	78,07
SECC LT 345 kV ITUMBIARA - PORTO COLÔMBIA, C1, NA SE MONTE ALEGRE DE MINAS (Ampliação/Adequação)					14.868,59	1.320,74	8.250,50				
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 0,5 km					2022	0,5	1,0	1794,01	897,01	79,68	497,74
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM					2022	2,0	1,0	6985,79	13.971,58	1.241,06	7.752,76
SECC LT 138 kV AVATINGUARA - UBERLÂNDIA 1, C1, NA SE MONTE ALEGRE DE MINAS 2 (Nova)					8.773,11	779,29	4.868,15				
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 0,5 km					2022	0,5	1,0	635,41	317,71	28,22	176,29
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4					2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV					2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
SECC LT 138 kV AVATINGUARA - UBERLÂNDIA 1, C2, NA SE MONTE ALEGRE DE MINAS 2 (Nova)					8.773,11	779,29	4.868,15				
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 0,5 km					2022	0,5	1,0	635,41	317,71	28,22	176,29
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4					2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV					2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
LT 138 kV AVATINGUARA - MONTE ALEGRE DE MINAS 2, C1 e C2 Recapitação (Ampliação/Adequação)					1.767,20	156,98	980,61				
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 16 km					2022	16,0	0,3	110,45	1.767,20	156,98	980,61
LT 138 kV MONTE ALEGRE DE MINAS 2 - UBERLÂNDIA 1, C1 e C2 Recapitação (Ampliação/Adequação)					14.659,86	1.302,20	8.134,68				
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 73 km					2022	73,0	0,3	100,41	7.329,93	651,10	4.067,34
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 73 km					2022	73,0	0,3	100,41	7.329,93	651,10	4.067,34
SE 138 kV ITURAMA Capacitor (Ampliação/Adequação)					4.163,17	369,80	1.085,29				
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT					2026	1,0	1,0	2678,38	2.678,38	237,91	698,22
1° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ					2026	1,0	1,0	1245,29	1.245,29	110,62	324,63
MIM - 138 kV					2026	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	62,43
SE 138 kV ARAXÁ 3 (Ampliação/Adequação)					5.018,46	445,78	723,95				
1° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 16,4 Mvar 3Φ					2028	1,0	1,0	2043,04	2.043,04	181,48	294,72
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BD4					2028	1,0	1,0	2735,92	2.735,92	243,02	394,67
MIM - 138 kV					2028	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	34,55

Alternativa 2

Descrição Alternativa 2 - Parte 1	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)		
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	Parcela Anual
					661.580,32	58.766,48	351.425,25
SE 345/138 kV ARAXÁ 3 (Nova)					55.322,94	4.914,19	30.698,42
1° ATF 345/138 kV, (3+1R) x 75 MVA 1Φ		2022	4,0	1,0	6547,80	26.191,20	14.533,37
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	3.241,94
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2678,91	2.678,91	1.486,51
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			1,0			0,00	0,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			4,0			0,00	0,00
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2207,86	2.207,86	1.225,13
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	3.097,90
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	11133,57	11.133,57	6.177,96
MIM - 345 kV		2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	669,81
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	265,79
LT 345 kV NOVA PONTE - ARAXÁ 3, C1 (Nova)					103.364,53	9.181,61	57.356,46
Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 115 km		2022	115,0	1,0	777,33	89.392,95	49.603,70
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Araxá 3	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	3.876,38
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	3.876,38
SE 138 kV SERRA DO SALITRE (Nova)					7.711,26	684,97	4.278,94
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2022	1,0	1,0	1990,12	1.990,12	1.104,31
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			3,0			0,00	0,00
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	239,50	239,50	132,90
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	5481,64	5.481,64	3.041,73
LT 138 kV PATROCÍNIO - SERRA DO SALITRE, C1 (Nova)					21.760,28	1.932,91	12.074,67
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 32 km		2022	32,0	1,0	392,44	12.558,08	6.968,42
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Patrocínio	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	2.154,44
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Serra do Salitre	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	2.154,44
MIM - 138 kV	Serra do Salitre	2022	1,0	1,0	718,50	718,50	398,69
MIM - 138 kV	Patrocínio	2022	1,0	1,0	718,50	718,50	398,69
SE 138 kV PATOS DE MINAS 2(Ampliação/Adequação)					4.817,96	427,97	695,02
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS		2028	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	365,75
1° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 16,4 Mvar 3Φ		2028	1,0	1,0	2043,04	2.043,04	294,72
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	239,50	239,50	34,55
SECC LT 138 kV RIO PARANAÍBA - GALVANI, C1, NA SE SERRA DO SALITRE (Ampliação/Adequação)					8.400,36	746,18	4.661,32
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,2 km		2022	0,2	1,0	780,78	156,16	86,65
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2022	2,0	1,0	3882,60	7.765,20	4.308,87
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	265,79

Descrição Alternativa 2 - Parte 2	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	Parcela Anual	RN
SECC LT 138 kV ARAXÁ 1 - ARAXA 2, C1, NA SE ARAXA 3 (Ampliação/Adequação)					8.773,11	779,29	4.868,15	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 0,5 km		2022	0,5	1,0	635,41	317,71	28,22	176,29
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
LT 138 kV JAGUARA - UBERABA 10, C1 (Nova)					29.828,40	2.649,58	11.826,73	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 55 km		2024	55,0	1,0	392,44	21.584,20	1.917,27	8.557,97
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Jaguara	2024	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	1.539,42
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Uberaba 10	2024	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	1.539,42
MIM - 138 kV	Jaguara	2024	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	94,96
MIM - 138 kV	Uberaba 10	2024	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	94,96
LT 345 kV NOVA PONTE - UBERLÂNDIA 10, C1 (Nova)					58.901,25	5.232,05	32.684,01	
Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 57,8 km		2022	57,8	1,0	777,33	44.929,67	3.990,99	24.931,25
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Nova Ponte	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Uberlândia 10	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
SE 345/138 kV UBERLÂNDIA 10 (Nova)					58.665,30	5.211,09	32.553,08	
1° ATF 345/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ		2022	4,0	1,0	7383,39	29.533,56	2.623,39	16.388,03
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	518,97	3.241,94
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2678,91	2.678,91	237,96	1.486,51
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	495,91	3.097,90
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2207,86	2.207,86	196,12	1.225,13
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			1,0			0,00	0,00	0,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			4,0			0,00	0,00	0,00
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	11133,57	11.133,57	988,97	6.177,96
MIM - 345 kV		2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	107,22	669,81
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
SE 500/345 kV NOVA PONTE (Ampliação/Adequação)					146.071,94	12.975,20	81.054,59	
1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ		2022	4,0	1,0	10868,69	43.474,76	3.861,75	24.123,93
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	495,91	3.097,90
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	9125,66	9.125,66	810,61	5.063,78
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	518,97	3.241,94
2° ATF 500/345 kV, 3 x 100 MVA 1Φ		2022	3,0	1,0	10868,69	32.606,07	2.896,31	18.092,95
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	9125,66	9.125,66	810,61	5.063,78
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	518,97	3.241,94
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	847,50	5.294,25
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	495,91	3.097,90
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			1,0			0,00	0,00	0,00
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	14753,52	14.753,52	1.310,52	8.186,65
MIM - 500 kV		2022	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	193,69	1.209,94
MIM - 345 kV		2022	1,0	1,0	2414,19	2.414,19	214,45	1.339,62
SECC LT 138 kV MIRANDA - UBERLÂNDIA 6, C1, NA SE UBERLÂNDIA 10 (Nova)					8.773,11	779,29	4.868,15	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 0,5 km		2022	0,5	1,0	635,41	317,71	28,22	176,29
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
SECC LT 138 kV MIRANDA - UBERLÂNDIA 6, C2, NA SE UBERLÂNDIA 10 (Nova)					8.773,11	779,29	4.868,15	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 0,5 km		2022	0,5	1,0	635,41	317,71	28,22	176,29
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79

Descrição Alternativa 2 - Parte 3	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	Parcela Anual	RN
SE 345/138 kV MONTE ALEGRE DE MINAS 2 (Nova)					82.393,30	7.318,79	40.026,21	
<i>EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM</i>					2,0	0,00	0,00	
1° ATF 345/138 kV, (3+1R) x 50 MVA 1Φ		2022	4,0	1,0	5370,10	21.480,40	1.908,05	11.919,37
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	518,97	3.241,94
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2678,91	2.678,91	237,96	1.486,51
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	5582,86	11.165,72	991,82	6.195,80
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2207,86	2.207,86	196,12	1.225,13
2° ATF 345/138 kV, 3 x 50 MVA 1Φ		2025	3,0	1,0	5370,10	16.110,30	1.431,04	5.251,61
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2025	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	518,97	1.904,51
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2025	1,0	1,0	2678,91	2.678,91	237,96	873,27
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	11253,63	11.253,63	999,63	6.244,58
MIM - 345 kV		2022	1,0	1,0	2414,19	2.414,19	214,45	1.339,62
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
MIM - 138 kV		2025	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	78,07
SECC LT 345 kV ITUMBIARA - PORTO COLÔMBIA, C1, NA SE MONTE ALEGRE DE MINAS (Ampliação/Adequação)					14.868,59	1.320,74	8.250,50	
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 0,5 km		2022	0,5	1,0	1794,01	897,01	79,68	497,74
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	6985,79	13.971,58	1.241,06	7.752,76
SECC LT 138 kV AVATINGUARA - UBERLÂNDIA 1, C1, NA SE MONTE ALEGRE DE MINAS 2 (Nova)					8.773,11	779,29	4.868,15	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 0,5 km		2022	0,5	1,0	635,41	317,71	28,22	176,29
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
SECC LT 138 kV AVATINGUARA - UBERLÂNDIA 1, C2, NA SE MONTE ALEGRE DE MINAS 2 (Nova)					8.773,11	779,29	4.868,15	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 0,5 km		2022	0,5	1,0	635,41	317,71	28,22	176,29
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	3988,20	7.976,40	708,52	4.426,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	42,55	265,79
LT 138 kV AVATINGUARA - MONTE ALEGRE DE MINAS 2, C1 e C2 Recapitação (Ampliação/Adequação)					1.767,20	156,98	980,61	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 16 km		2022	16,0	0,3	110,45	1.767,20	156,98	980,61
LT 138 kV MONTE ALEGRE DE MINAS 2 - UBERLÂNDIA 1, C1 e C2 Recapitação (Ampliação/Adequação)					14.659,86	1.302,20	8.134,68	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 73 km		2022	73,0	0,3	100,41	7.329,93	651,10	4.067,34
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 73 km		2022	73,0	0,3	100,41	7.329,93	651,10	4.067,34
SE 138 kV ITURAMA Capacitor (Ampliação/Adequação)					4.163,17	369,80	1.085,29	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	2678,38	2.678,38	237,91	698,22
1° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ		2026	1,0	1,0	1245,29	1.245,29	110,62	324,63
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	62,43
SE 138 kV ARAXÁ 3 (Ampliação/Adequação)					5.018,46	445,78	723,95	
1° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 16,4 Mvar 3Φ		2028	1,0	1,0	2043,04	2.043,04	181,48	294,72
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BD4		2028	1,0	1,0	2735,92	2.735,92	243,02	394,67
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	239,50	239,50	21,27	34,55

15.2 Fichas de Consulta de Viabilidade



CLASSIFICAÇÃO: RESERVADO

Ilmo. Sr.
José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
Av. Rio Branco nº 1 - 11º andar
20.090-003 - Rio de Janeiro - RJ

Nesta Referência: PO/PL – 03244/2017

Data: 27/12/2017

Sua Referência: Ofício nº 0709/EPE/2017, de 13/11/2017

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão da SE 345 kV Jaguará e SE 500 kV Nova Ponte

Senhor Superintendente:

Em resposta ao ofício supracitado, estamos enviando nos formulários anexos, as informações elaboradas pelas áreas de Engenharia e Projetos referentes à viabilidade de construção dos seguintes módulos:

- Uma nova entrada de linha (EL) na SE 345 kV Jaguará;
- Interligação da SE 500 kV Nova Ponte a um novo pátio de 345 kV.


Quanto às instalações de Jeceaba e Lafaiete 1, conforme acordado, não será necessário o envio das informações. Oportunamente, após a revisão do estudo expansão da região da Mantiqueira, a EPE fará nova consulta.

Estamos à disposição para quaisquer esclarecimentos adicionais.

Atenciosamente,



Nelson Benício Marques Araújo
Superintendente de Planejamento e Operação de Geração e Transmissão



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 13/11/2017

Revisão:

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: 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 (DIM).

B

120

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 13/11/2017
		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.

Haverá cruzamentos com as linhas curtas de 345 kV vindas da casa de força da UHE, com as linhas de 345 kV saídas para Estreito e para Pimenta, a cerca de 1.000 metros do barramento 345 kV da SE Jaguará e com as LTs 1 e 2 500 kV Jaguará - Bom Despacho 3 e a LD 138 kV Jaguará - Mascarenhas, ambas distantes cerca de 20 km da SE Jaguará.

5. Observações

Atualmente a SE Jaguará se encontra no limite de ocupação, tendo somente o vão 4P vago. Entretanto, o vão 4P foi concebido para ser utilizado para a expansão da geração (conexão de um terceiro grupo gerador).

Conforme ilustrado na figura a seguir, na estrutura física da UHE Jaguará existe o espaço reservado para implantação de duas novas unidades geradoras, do transformador elevador e local para encabeçamento da LT curta vinda da casa de força.

Assim, em função da previsão de expansão futura da capacidade geradora da usina de Jaguará, recomenda-se avaliar a utilização do vão 4P para implantação da saída da LT 345 kV Jaguará - Araxá 3 planejada.

Preliminarmente, avaliou-se ainda a viabilidade de instalação da LT 345 kV para Araxá 3 no vão 0. Para isso, conforme apresentado na figura a seguir, seria necessário a expansão do pátio da SE Jaguará, terraplanagem significativa, supressão de vegetação, além de tomar os devidos cuidados com a proximidade do lago.

Ressalta-se que o vão 6P está sendo utilizado para a obra de individualização da conexão do trafo T13. Obra autorizada através da ReA 5.775/2016, em implantação.

Rio de Janeiro, 13 de novembro de 2017

 Data da Solicitação

 José Marcos Bressane
 Superintendente de Transmissão de Energia
 STE/DEE/EPE


 Belo Horizonte, 27 de dezembro de 2017

 Data da Entrega do Formulário

 Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
 Nome: Rodnei Dias dos Anjos
 Cargo: Gerente de Planejamento Elétrico
 Cemig Geração e Transmissão S/A

SE JAGUARA – CONEXÃO DA LT 345 KV PARA ARAXÁ 3



	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 13/11/2017 Revisão: Página: 1 - 4
---	--	---

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Atendimento à região do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Nova Ponte

Concessionária Proprietária: CEMIG - GT

1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 1)

EL Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

CT Quantidade: 3 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 500/345 Arranjo Prim.: DJM Sec.: DJM 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: (9+1) Potência (MVA): 100 Tensão Prim./Sec. (kV) 500/345 Fase: 3

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: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

CT Quantidade: ___ Tensão Prim./Sec./Ter (kV) ___ Arranjo Prim.: ___ Sec.: ___ Ter: ___

IB Quantidade: 3 Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 2)

Transformadores Quantidade: ___ Potência (MVA): ___ Tensão Prim./Sec. (kV) ___ Fase: _

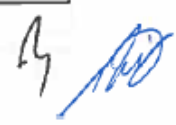
Autotransformadores Quantidade: ___ Potência (MVA): ___ Tensão Prim./Sec. (kV) ___ Fase: _


3. Diagrama Unifilar

Página 4.

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 Melo (DJM).



	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 13/11/2017
		Revisão:
		Página: 3 - 4

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.



A futura LT 345 kV Nova Ponte - Uberlândia 10 deverá caminhar no sentido Noroeste a partir do pátio de 345 kV planejado. Logo na saída deste 345 kV haverá cruzamento com as LT's de 500 kV que chegam pelo lado oeste.


5. Observações

Em anexo encontra-se uma figura contendo o posicionamento dos pátios e da saída da LT Nova Ponte - Uberlândia 10, considerando-se duas alternativas de implantação do futuro pátio de 345 kV.

Ressalta-se que a implantação do pátio 345 kV, nas duas alternativas, demandará considerável movimentação de terra, escavação em rocha e supressão de vegetação. Na alternativa 1, adicionalmente será necessária a reconstrução da via de acesso à UHE Nova Ponte, obra também com grande volume de terraplanagem e escavação em rocha.

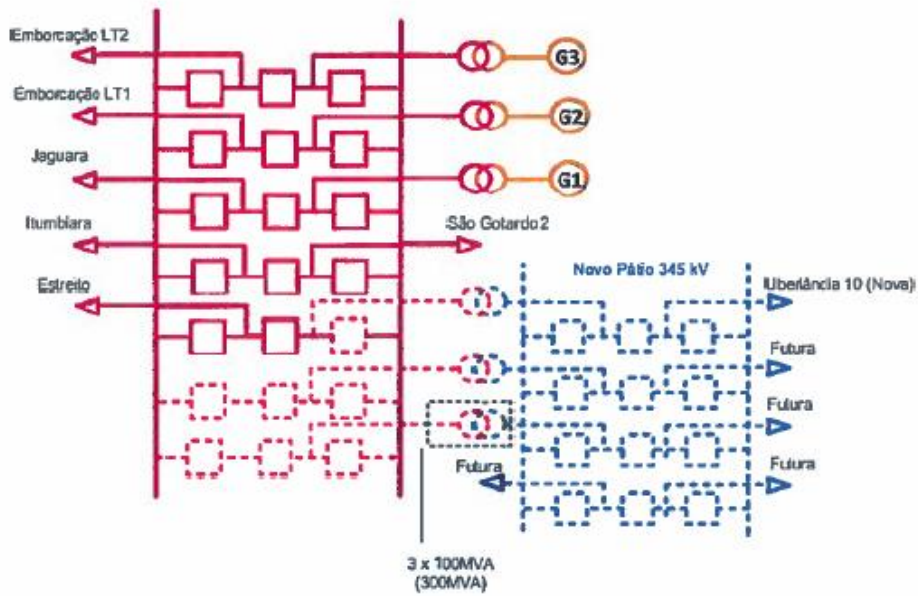
Sugere-se a elaboração de estudo de viabilidade para custear as obras de infra-estrutura, uma vez que poderão impactar significativamente o custo final da obra planejada para a região.

<p><u>Rio de Janeiro, 13 de novembro de 2017</u></p> <p>Data da Solicitação</p>  <p>_____ José Marcos Bressane Superintendente de Transmissão de Energia STE/DEE/EPE</p>	<p><u>Belo Horizonte, 27 de dezembro de 2017</u></p> <p>Data da Entrega do Formulário</p>  <p>_____ Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas</p> <p>Nome: Rodnei Dias dos Anjos Cargo: Gerente de Planejamento Elétrico Cemg Geração e Transmissão S/A</p>
--	--

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

Data: 13/11/2017
Revisão:
Página: 4 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS







Rua 644 Getúlio, 218 - Botafogo
Rio de Janeiro - RJ - Brasil
CEP: 22281-300
Tel: 22-251-2513/3112
Fax: 22-251-2523-6493

Ao Senhor
José Marco Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
EPE - Empresa de Pesquisa Energética
Avenida Rio Branco 1, 11º andar - Centro
20040-001 - Rio de Janeiro - RJ



Rio de Janeiro, 25 de abril de 2018

N.Ref. ET.E.E.006.2018

S.Ref.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

48002.001523/2018-17

Assunto: Consulta sobre viabilidade de remanejamento de equipamento no pátio 345 kV da SE 500/345/230 kV Itumbiara

Senhor Superintendente

1. Em atenção ao Ofício 433/EPE/2018 de 10/04/2018, referente à viabilidade de remanejamento do reator de linha da LT 345 kV Itumbiara - Porto Colômbia para a barra desta subestação, a equipe de engenharia de FURNAS realizou estudos de viabilidade para implantação do escopo apresentado e constatou ser possível este remanejamento, sendo o melhor local ao lado do vão de manobra do novo TR-04 345/230 kV trifásico, pois na outra extremidade há edificações de FURNAS e via de acesso à subestação.
2. O remanejamento proposto, do ponto de vista técnico, é viável, entretanto há algumas questões que julgamos pertinentes apontar:
 - 2.1. Haverá necessidade de supressão vegetal, cortes e terraplanagem na área disponível para o remanejamento.
 - 2.2. Em relação ao remanejamento dos reatores em si, ressaltamos que 2 fases e o reserva já estão com 36 anos de operação, portanto com vida útil esgotadas. O procedimento de remanejamento requer que o óleo dos reatores seja retirado do equipamento antes de sua movimentação. Ocorre que, para reatores novos, o tempo máximo que o reator pode permanecer condicionado sem o óleo, com o papel isolante íntegro, de acordo com alguns fabricantes, é de 6 meses em média, tempo compatível com a execução de uma obra. Para reatores muito antigos, como os do presente caso, porém, não se pode prever qual o tempo máximo sem o óleo e isso pode tornar inexequível o remanejamento, haja vista a possibilidade de inutilizar o equipamento. Por esta razão, salientamos que, caso seja verificada a necessidade desta compensação reativa para o sistema, que se indique 3 novas fases de reatores para melhor confiabilidade (2 fases e 1 reserva).
3. Segue em anexo o formulário preenchido com as informações solicitadas.




N.Ref. ET.E.E.006.2018

Pág. 2/2

4. Seguem também em anexo o diagrama unifilar e arranjo geral da SE com as devidas expansões representadas.

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

Atenciosamente,


Victor Hugo Goes Ricco
Superintendente de Empreendimentos de
Transmissão

Anexos

- I. Formulário Anexo;
- II. GPE.E – 3085 – Diagrama Unifilar;
- III. GPE.E – 3086 – Arranjo Físico.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 10/04/2018
Revisão:
Página: 1 - 5

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Atendimento às Regiões do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Itumbiara

Concessionária Proprietária: FURNAS

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)

Transformadores Quantidade: ___ Potência (MVA): ___ Tensão Prim./Sec. (kV) ___ Fase: ___

Autotransformadores Quantidade: ___ Potência (MVA): ___ Tensão Prim./Sec. (kV) ___ Fase: ___

Conexão Reator Barra Quantidade: 1 Potência (Mvar): 96 Tensão (kV): 345 Fase: 3 + 1

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 disponível.

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).

6

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 10/04/2018
		Revisão:
		Página: 3 - 5

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

Solicitamos avaliar a viabilidade da transferência do reator e de seu vão de conexão da LT 345 kV Itumbiara – Porto Colômbia para o vão de manobra no barramento de 345 kV da SE Itumbiara. A figura anexa (Google Earth) identifica o vão com o reator de linha e indica uma possível solução. Favor informar solução alternativa caso a sugestão indicada não seja possível.

A SUGESTÃO INDICADA NA ÁREA A DA FIGURA ANEXA ESTÁ DESTINADA AO FUTURO VÃO DE TRANSFORMAÇÃO DO AT 04, DENOMINADO AGR.

PORTANTO, SUGERIMOS COMO SOLUÇÃO ALTERNATIVA A ÁREA AO LADO, CONFORME O ARRANJO ELÉTRICO E O DIAGRAMA UNIFILAR DE NÚMEROS GPE.E-3086 E 3085, RESPECTIVAMENTE.

DIFICULDADES AMBIENTAIS: OBTENÇÃO DE LICENÇAS AMBIENTAIS E SUPRESSÃO DE CAMADA VEGETAL E DE INDIVÍDUOS ARBÓREOS, GRANDE VOLUME DE ATIVIDADES DE TERRAPLENAGEM.

10/04/2018


Data da Solicitação

José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

Data da Entrega do Formulário

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome: RODRIGO B. KURRIK
Cargo: ENGENHEIRO

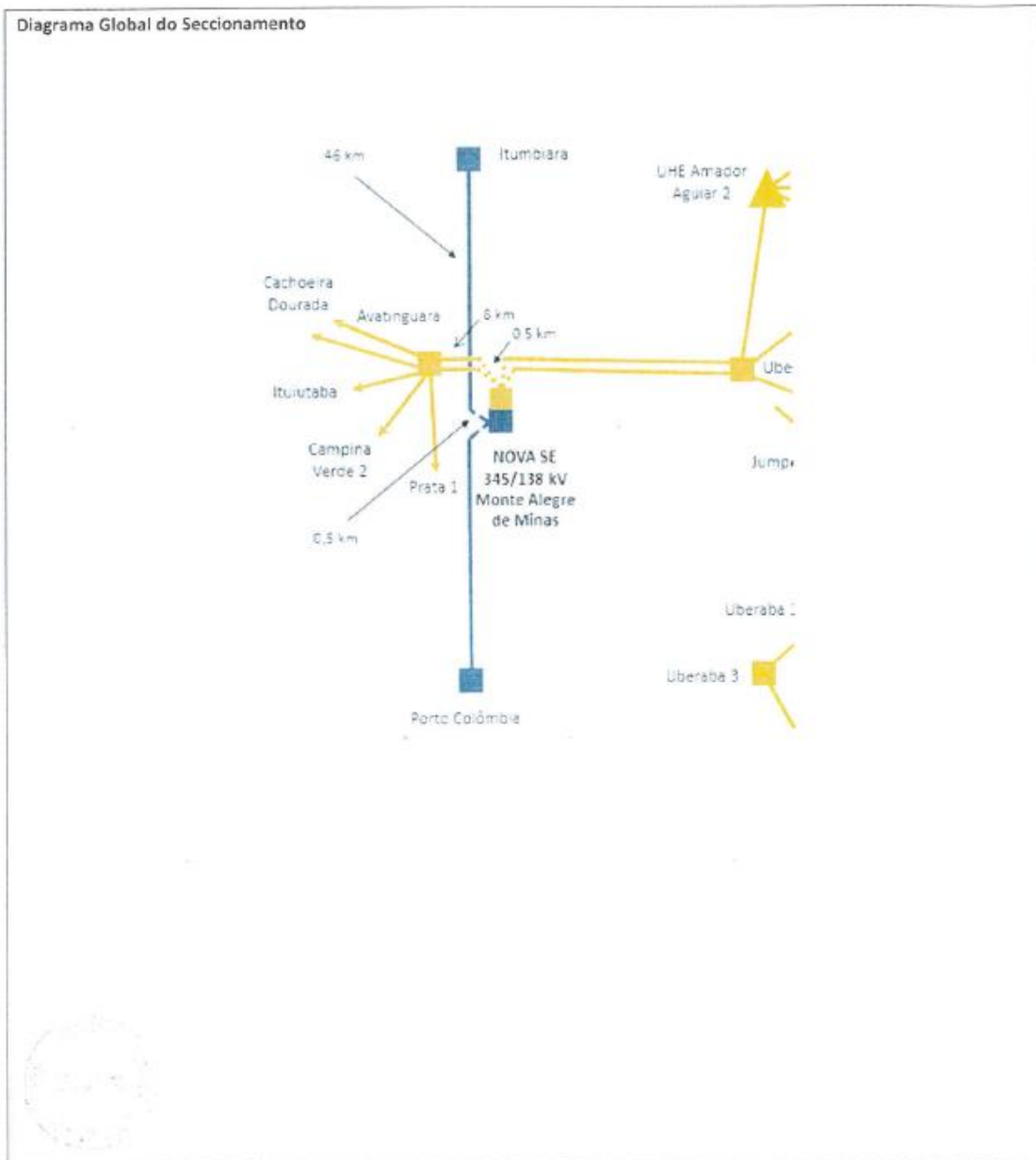


**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**

Data: 10/04/2018
Revisão:
Página: 4 - 5

Anexos

Diagrama Global do Seccionamento



Data: 10/04/2018
Revisão:
Página: 5 - 5

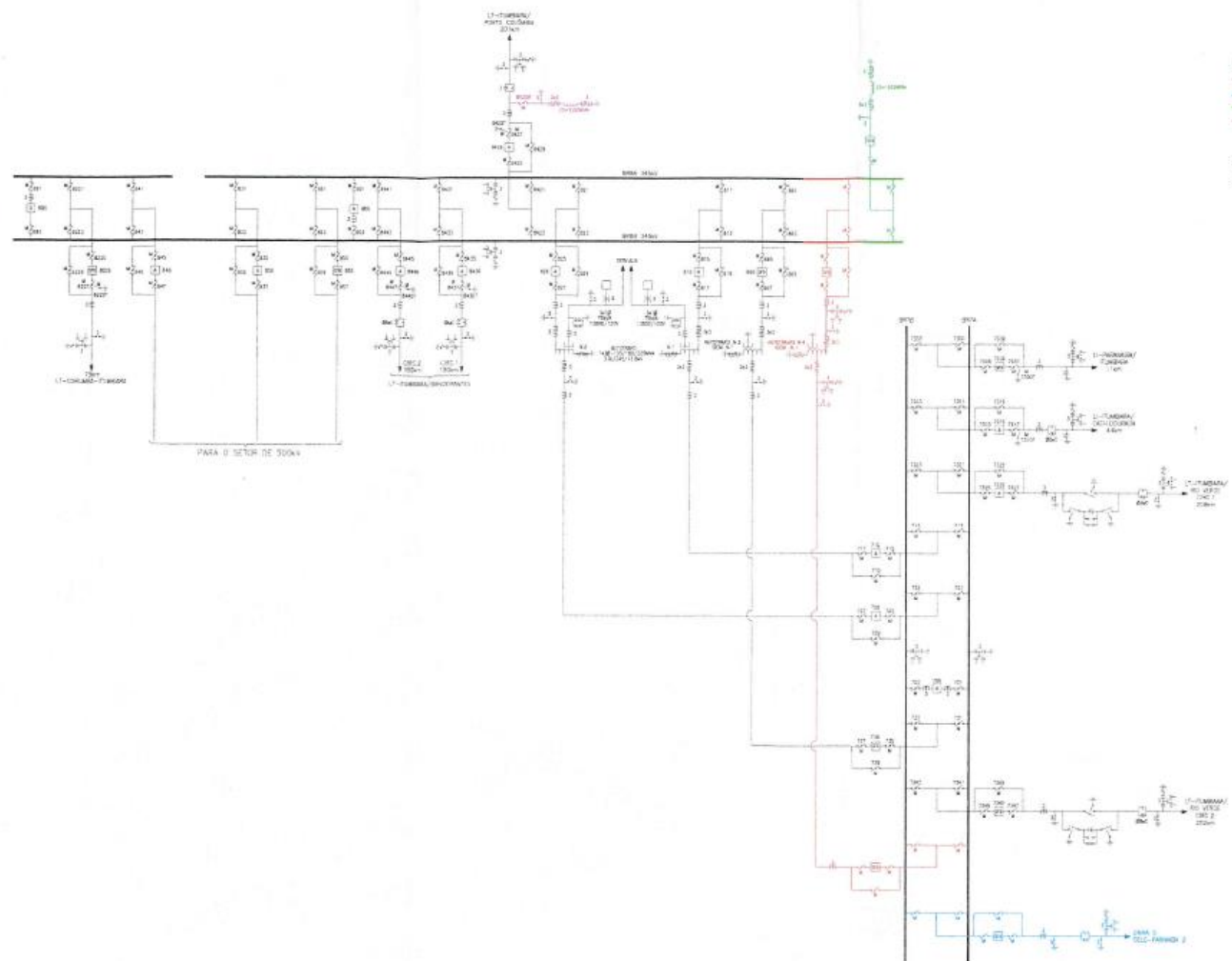
Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações



Anexos - Imagem Google Earth da SE 500/345/230 kV Itumbiara



5



LEGENDA:

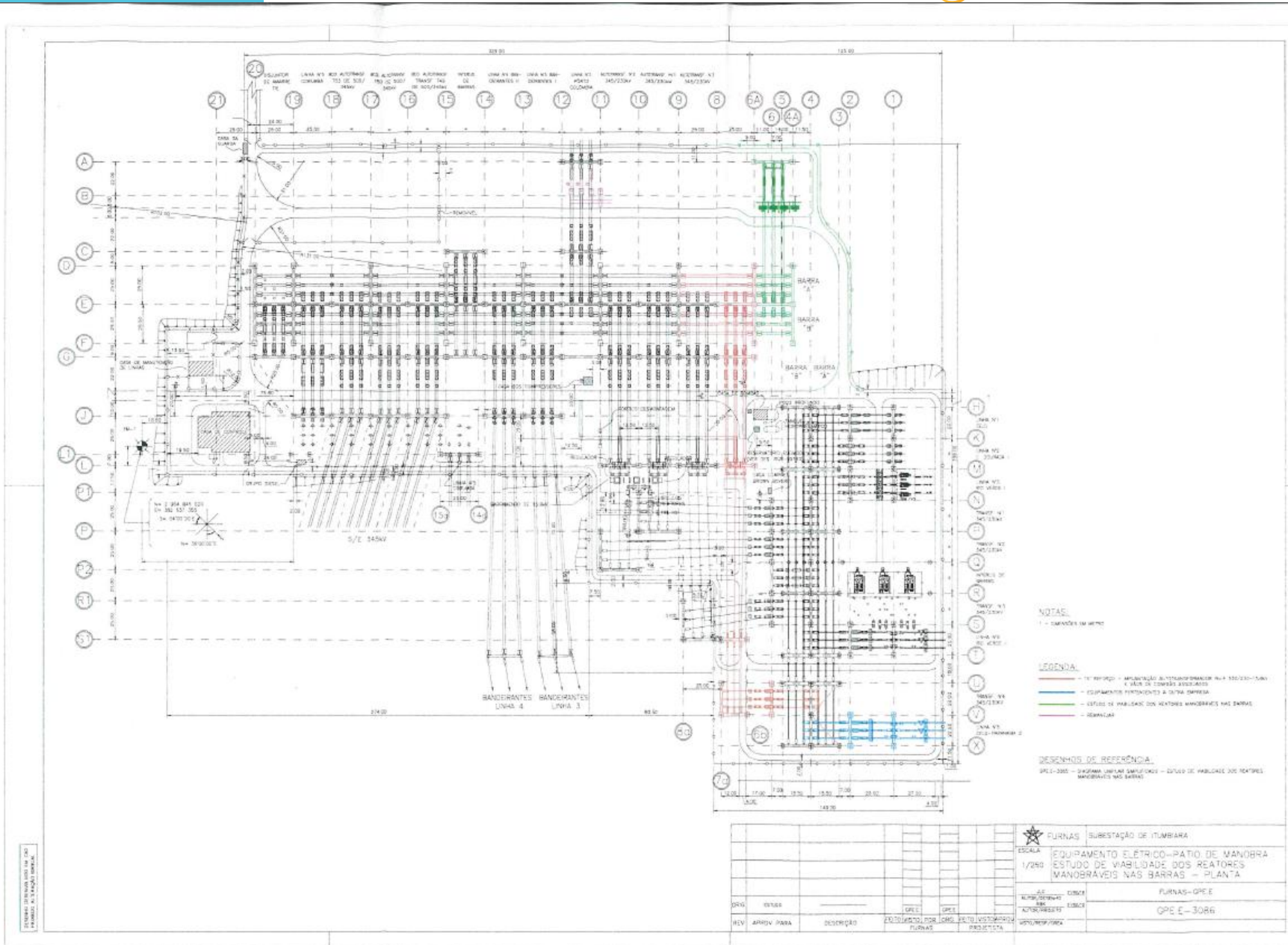
- RE REATOR - LOCALIZAÇÃO DO AUTOTRANSFORMADOR 500/138KV A ADER DE COMANDO INDEPENDENTE
- COORDENADAS INDEPENDENTES A BARRA BARRA
- ESTUDO DE VIABILIDADE DOS REATORES MANOBRÁVEIS NAS BARRAS
- EXISTENTE

DESENHOS DE REFERÊNCIA:

SP E-3085 - EQUIPAMENTO ELÉTRICO - FATO DE MANEIRA - ESTUDO DE VIABILIDADE DOS REATORES MANOBRÁVEIS NAS BARRAS - 04/04/04

SERVIÇO DESENVOLVIDO EM COLABORAÇÃO COM A EMPRESA ALFA S.A. - SP

FURNAS SUBESTAÇÃO DE ITUBARANA	
ESCALA	DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO
S/REV.	ESTUDO DE VIABILIDADE DOS REATORES MANOBRÁVEIS NAS BARRAS
AC	FURNAS-OP.EE
APROVADO POR	OP.EE
PROJETO	GPE E-3085
REV	APROV PARA
DESCRIÇÃO	DESCRIÇÃO
ELABORADO POR	PROJ. DATA
FURNAS	ITUBARANA
PROJETA	



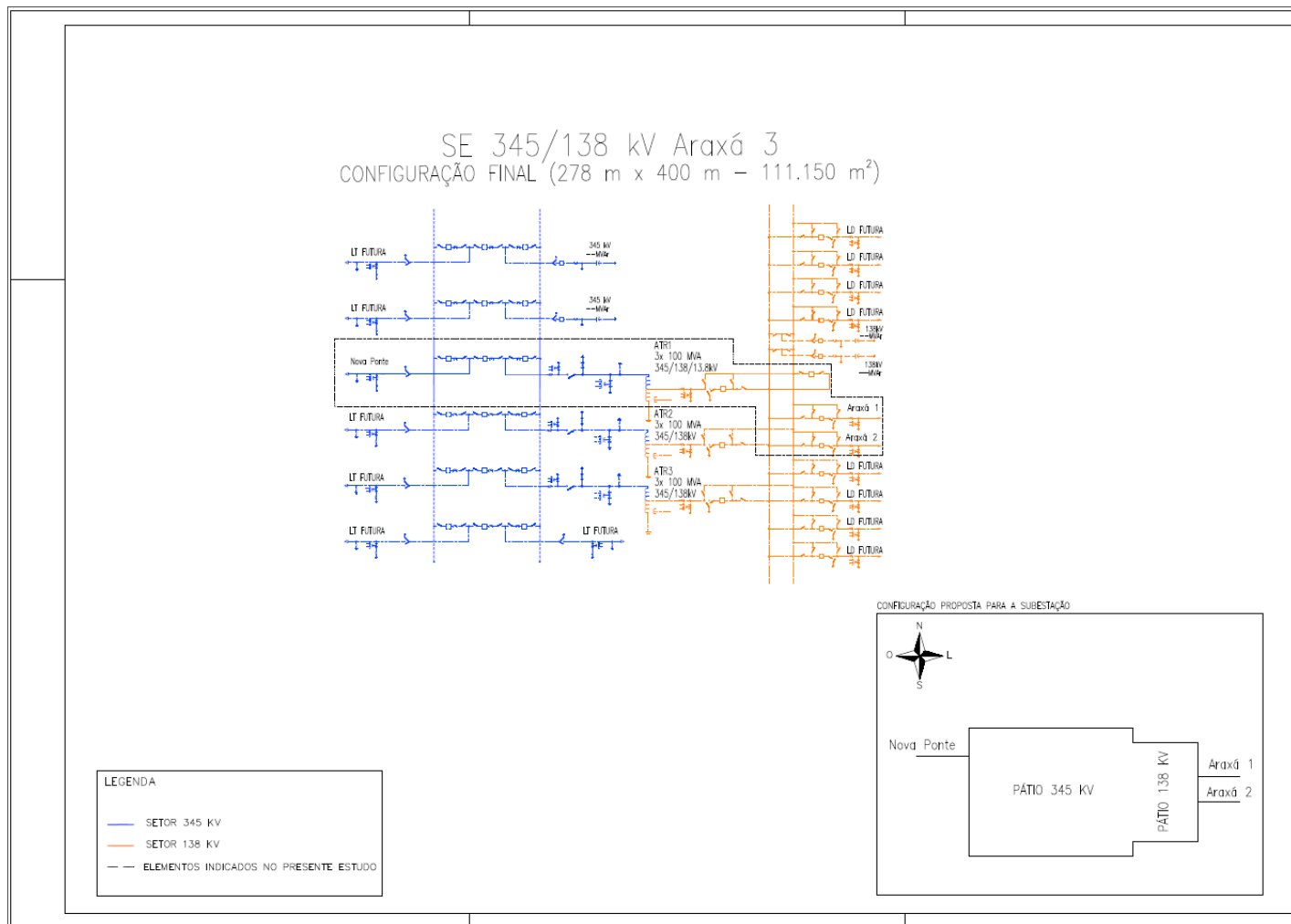
NOTAS:
1 - DIMENSÃO EM METROS

LEGENDA:
 - 10 kV (FIDEL) - APARELHOS DE MANOBRAS PARA REATOR-TRANSFORMADOR E ALTA DE TENSÃO ACESSÓRIOS
 - EQUIPAMENTOS PERTENCENTES A OUTRA EMPRESA
 - ESTUDO DE VIABILIDADE DOS REATORES MANOBRÁVEIS NAS BARRAS
 - REATORES

DESENHOS DE REFERÊNCIA:
 SPE-3086 - DIAGRAMA UNIFILAR DAS BARRAS - ESTUDO DE VIABILIDADE DOS REATORES MANOBRÁVEIS NAS BARRAS

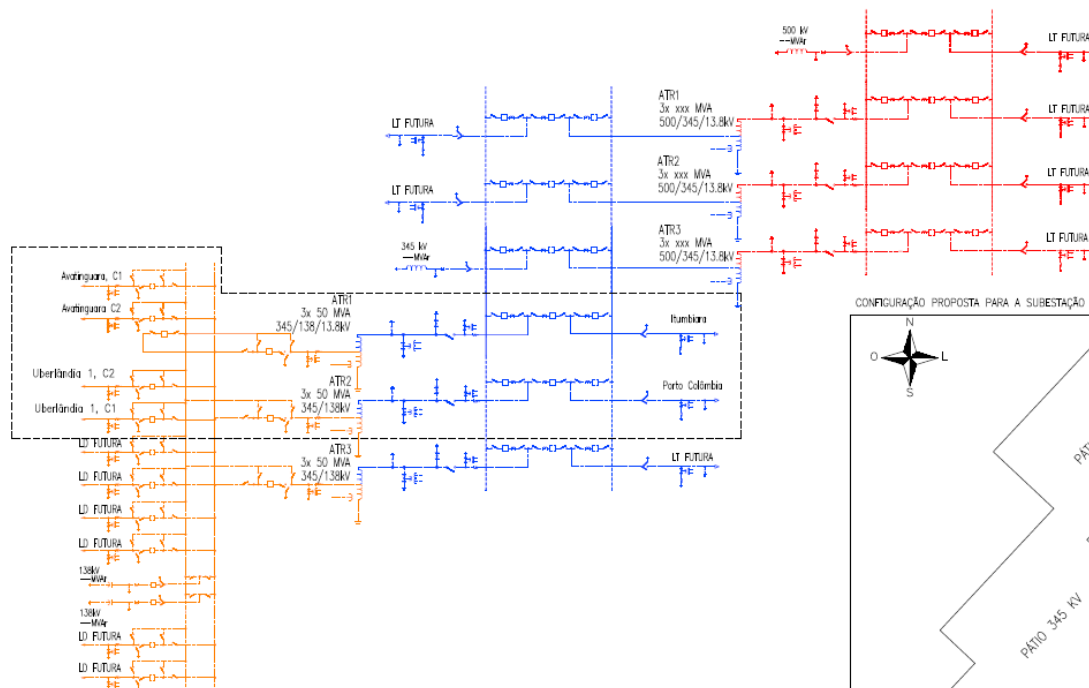
<p>ESTUDO DE VIABILIDADE DOS REATORES MANOBRÁVEIS NAS BARRAS</p>		<p>FURNAS SUBESTAÇÃO DE ITUMBARA</p>	
<p>ESCALA 1/250</p>		<p>EQUIPAMENTO ELÉTRICO - PÁTIO DE MANOBRAS</p>	
<p>ESTUDO DE VIABILIDADE DOS REATORES MANOBRÁVEIS NAS BARRAS - PLANTA</p>		<p>FURNAS - GPE E</p>	
<p>PROJETO</p>		<p>GPE E - 3086</p>	
REV	DESCRIÇÃO	ELABORADO POR	APROVADO POR
01		GPE E	GPE E
02		GPE E	GPE E

15.3 Diagramas das Subestações

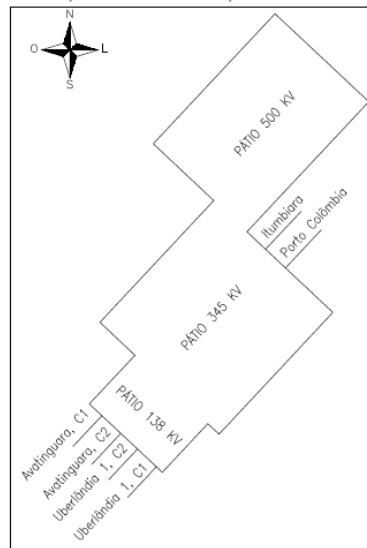


SE 500/345/138 kV Monte Alegre de Minas 2

CONFIGURAÇÃO FINAL (295m x 750m – 221.250 m²)



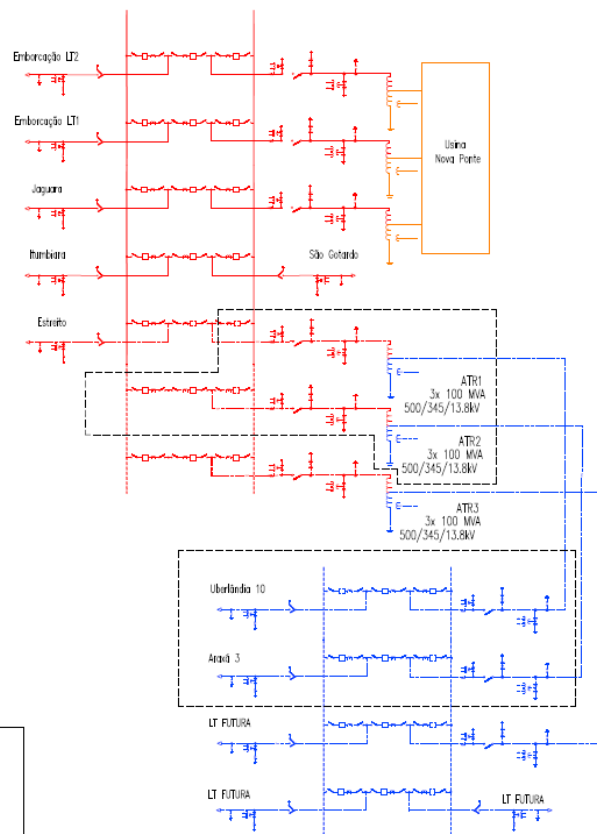
CONFIGURAÇÃO PROPOSTA PARA A SUBESTAÇÃO



LEGENDA	
—	SETOR 500 KV
—	SETOR 345 KV
—	SETOR 138 KV
- - -	ELEMENTOS INDICADOS NO PRESENTE ESTUDO

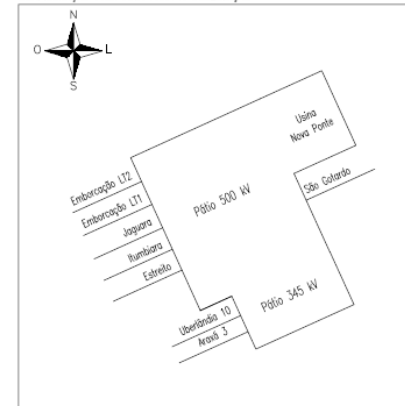
SE 500/345 kV Nova Ponte

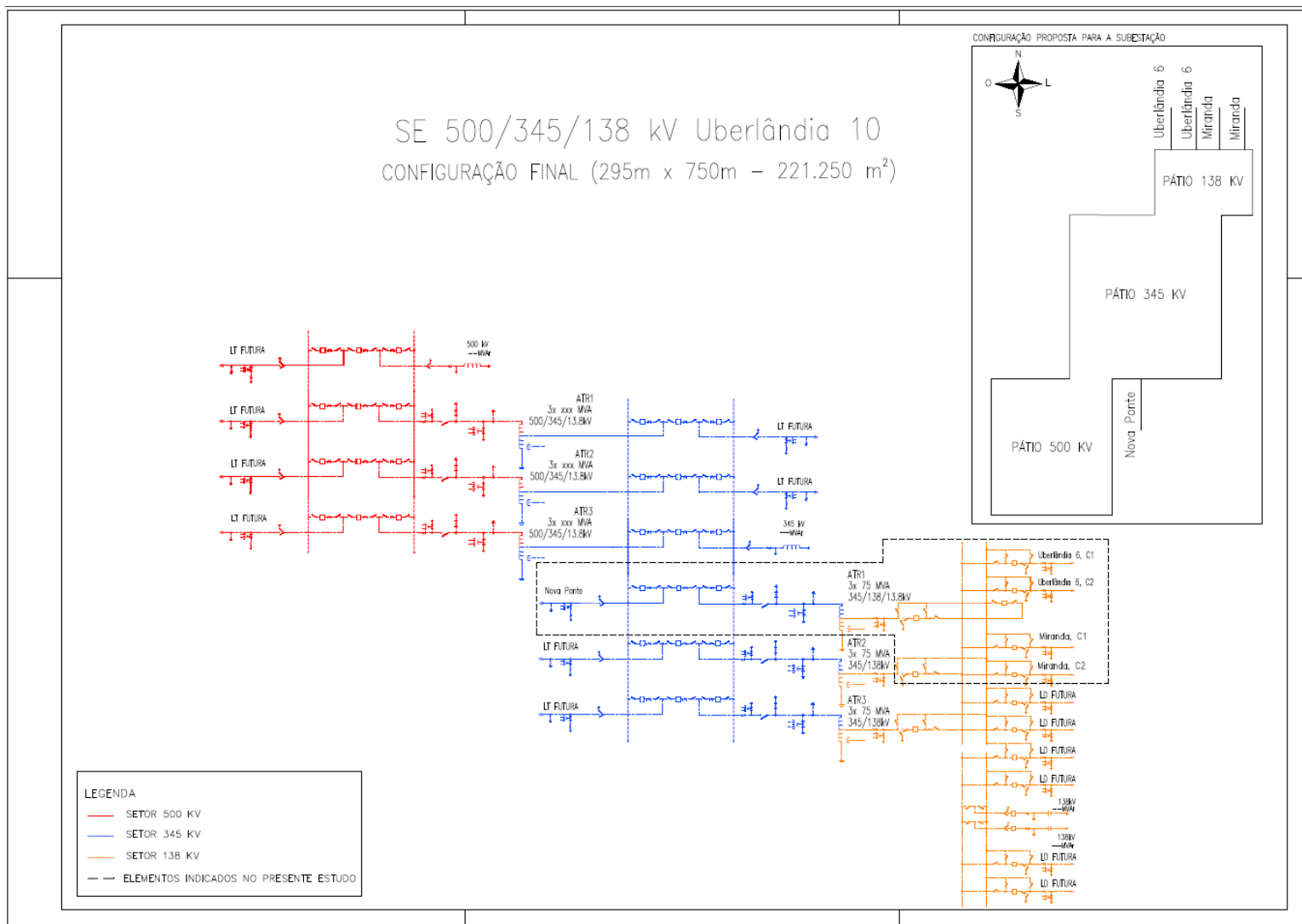
CONFIGURAÇÃO FINAL DA EXPANSÃO (235m x 300m – 70.500 m²)



LEGENDA	
—	SETOR 500 KV
—	SETOR 345 KV
	USINA DE NOVA PONTE
	ELEMENTOS INDICADOS NO PRESENTE ESTUDO

CONFIGURAÇÃO PROPOSTA PARA A SUBESTAÇÃO





15.4 Tabelas R2 e R4

FICHAS PARA VERIFICAÇÃO DE ADEQUAÇÃO DOS RELATÓRIOS R2 EM RELAÇÃO AO R1 (LINHA DE TRANSMISSÃO)

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2			
Empreendimento: SE Araxá 3 345/138 kV			
Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R2	Justificativas em Caso de Alterações no R2
Potência Nominal (MVA)	1 X 300 MVA (3+1R 100 MVA)		
Tipo (trifásico ou monofásico; transformador ou autotransformador)	Autotransformador, banco monofásico (1 ϕ)		
Resistência de sequência positiva, 60 Hz (Ω)	---		
Reatância, 60 Hz (Ω)	12% na própria base (345/138 kV)		
Ligação dos enrolamentos	Estrela-aterrado / estrela-aterrado		
Defasador	N/A		
Faixa de Steps	$\pm 10\%$, com no mínimo 21 posições		
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2
Empreendimento: SE Uberlândia 10 345/138 kV

Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R2	Justificativas em Caso de Alterações no R2
Potência Nominal (MVA)	1 X 225 MVA (3+1R 75 MVA)		
Tipo (trifásico ou monofásico; transformador ou autotransformador)	Autotransformador, banco monofásico (1 \emptyset)		
Resistência de sequência positiva, 60 Hz (Ω)	---		
Reatância, 60 Hz (Ω)	12% na própria base (345/138 kV)		
Ligação dos enrolamentos	Estrela-aterrado / estrela-aterrado		
Defasador	N/A		
Faixa de Steps	$\pm 10\%$, com no mínimo 21 posições		
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2
Empreendimento: SE Monte Alegre de Minas 2 345/138 kV

Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R2	Justificativas em Caso de Alterações no R2
Potência Nominal (MVA)	2 X 150 MVA (6 +1R 50 MVA)		
Tipo (trifásico ou monofásico; transformador ou autotransformador)	Autotransformador, banco monofásico (1 \emptyset)		
Resistência de sequência positiva, 60 hz (Ω)	---		
Reatância, 60 hz (Ω)	12% na própria base (345/138 kV))		
Ligação dos enrolamentos	Estrela-aterrado / estrela-aterrado		
Defasador	N/A		
Faixa de Steps	$\pm 10\%$, com no mínimo 21 posições		
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2
Empreendimento: SE Nova Ponte 500/345 kV

Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R2	Justificativas em Caso de Alterações no R2
Potência Nominal (MVA)	2 X 300 MVA (6 +1R 100 MVA)		
Tipo (trifásico ou monofásico; transformador ou autotransformador)	Autotransformador, banco monofásico (1 \emptyset)		
Resistência de sequência positiva, 60 Hz (Ω)	---		
Reatância, 60 Hz (Ω)	12% na própria base (500/345 kV)		
Ligação dos enrolamentos	Estrela-aterrado / estrela-aterrado		
Defasador	N/A		
Faixa de Steps	$\pm 10\%$, com no mínimo 21 posições		
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2			
<i>Empreendimento: SECC LT 345 kV ITUMBIARA – PORTO COLOMBIA, C1, NA SE MONTE ALEGRE DE MINAS 2</i>			
Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R2	Justificativas em Caso de Alterações no R2
Comprimento do circuito (km)	0,5		
Condutor utilizado (tipo e número por fase)	2 X 954 MCM (RAIL)		
Capacidade operativa de longa duração(A)	1568		
Capacidade operativa de curta duração (A)	1960		
<i>Parâmetros de sequência positiva, 60 Hz</i> Resistência, a 50° C (Ω /km)	0,036095		
Reatância (Ω /km)	0,363073		
Susceptância (μ S/km)	4,582231		
Parâmetros de Mútuas, se aplicável (a ser especificado, caso a caso)	-		
<i>Parâmetros de sequência zero, 60 Hz</i> Resistência, a 50° C (Ω /km)	0,4350364		
Reatância (Ω /km)	1,4997150		

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2

Empreendimento: SECC LT 345 kV ITUMBIARA – PORTO COLOMBIA, C1, NA SE MONTE ALEGRE DE MINAS 2

Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R2	Justificativas em Caso de Alterações no R2
Susceptância ($\mu\text{S}/\text{km}$)	2,88		
Parâmetros de Mútuas, se aplicável (a ser especificado, caso a caso)	-		
Reatores de linha (extremidade; Mvar; tipo: fixo/manobrável)	Transferido para a barra da SE Itumbiara		
Capacitor série (extremidade; Mvar; reatância - Ω ; grau de compensação da LT - %)	-		
Cenário utilizado no cálculo do equivalente de rede	-		
Fluxo máximo na linha considerado no estudo (MVA)	570		
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2
Empreendimento: LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10, C1

Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R2	Justificativas em Caso de Alterações no R2
Comprimento do circuito (km)	57,8		
Condutor utilizado (tipo e número por fase)	2 X 954 MCM (RAIL)		
Capacidade operativa de longa duração(A)	1606		
Capacidade operativa de curta duração (A)	2008		
<i>Parâmetros de sequência positiva, 60 Hz</i> Resistência, a 50° C (Ω /km)	0,0343		
Reatância (Ω /km)	0,3572		
Susceptância (μ S/km)	4,6194		
Parâmetros de Mútuas, se aplicável (a ser especificado, caso a caso)	-		
<i>Parâmetros de sequência zero, 60 Hz</i> Resistência, a 50° C (Ω /km)	0,3717		
Reatância (Ω /km)	1,5418		

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2
Empreendimento: LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10, C1

Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R2	Justificativas em Caso de Alterações no R2
Susceptância ($\mu S/km$)	2,7140		
Parâmetros de Mútuas, se aplicável (a ser especificado, caso a caso)	-		
Reatores de linha (extremidade; Mvar; tipo: fixo/manobrável)	-		
Capacitor série (extremidade; Mvar; reatância - Ω ; grau de compensação da LT - %)	-		
Cenário utilizado no cálculo do equivalente de rede	-		
Fluxo máximo na linha considerado no estudo (MVA)	235		
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2
Empreendimento: LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3, C1

Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R2	Justificativas em Caso de Alterações no R2
Comprimento do circuito (km)	115		
Condutor utilizado (tipo e número por fase)	2 X 954 MCM (RAIL)		
Capacidade operativa de longa duração(A)	1606		
Capacidade operativa de curta duração (A)	2008		
<i>Parâmetros de sequência positiva, 60 Hz</i> Resistência, a 50° C (Ω /km)	0,0343		
Reatância (Ω /km)	0,3572		
Susceptância (μ S/km)	4,6194		
Parâmetros de Mútuas, se aplicável (a ser especificado, caso a caso)	-		
<i>Parâmetros de sequência zero, 60 Hz</i> Resistência, a 50° C (Ω /km)	0,3717		
Reatância (Ω /km)	1,5418		

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2
Empreendimento: LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3, C1

Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R2	Justificativas em Caso de Alterações no R2
Susceptância ($\mu S/km$)	2,7140		
Parâmetros de Mútuas, se aplicável (a ser especificado, caso a caso)	-		
Reatores de linha (extremidade; Mvar; tipo: fixo/manobrável)	-		
Capacitor série (extremidade; Mvar; reatância - Ω ; grau de compensação da LT - %)	-		
Cenário utilizado no cálculo do equivalente de rede	-		
Fluxo máximo na linha considerado no estudo (MVA)	315		
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4
Empreendimento (Tipo A): SE Araxá 3 345/138 kV

Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R4	Justificativas em Caso de Alterações no R4															
Área mínima do terreno da subestação (m ²)	111.150 m ²																	
Quantitativo de bays planejados por nível de tensão	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Tensão</th> <th>EL</th> <th>IB</th> <th>CT</th> <th>CC</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>345 kV</td> <td align="center">1</td> <td align="center">1</td> <td align="center">1</td> <td align="center">0</td> </tr> <tr> <td>138 kV</td> <td align="center">2</td> <td align="center">1</td> <td align="center">1</td> <td align="center">0</td> </tr> </tbody> </table>	Tensão	EL	IB	CT	CC	345 kV	1	1	1	0	138 kV	2	1	1	0		
Tensão	EL	IB	CT	CC														
345 kV	1	1	1	0														
138 kV	2	1	1	0														
Quantitativo de bays futuros por nível de tensão	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Tensão</th> <th>EL</th> <th>IB</th> <th>CT</th> <th>CC</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>345 kV</td> <td align="center">6</td> <td align="center">5</td> <td align="center">2</td> <td align="center">2</td> </tr> <tr> <td>138 kV</td> <td align="center">8</td> <td align="center">0</td> <td align="center">2</td> <td align="center">2</td> </tr> </tbody> </table>	Tensão	EL	IB	CT	CC	345 kV	6	5	2	2	138 kV	8	0	2	2		
Tensão	EL	IB	CT	CC														
345 kV	6	5	2	2														
138 kV	8	0	2	2														
Capacidade de interrupção simétrica nominal dos disjuntores (kA)	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Tensão</th> <th>C. I [kA]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>345 kV</td> <td align="center">50</td> </tr> </tbody> </table>	Tensão	C. I [kA]	345 kV	50													
Tensão	C. I [kA]																	
345 kV	50																	

OBSERVAÇÕES

** CC – Conexão de compensação reativa (reator ou banco de capacitor).

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4																							
<i>Empreendimento (Tipo A): SE Monte Alegre de Minas 2 500/345/138 kV</i>																							
Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R4	Justificativas em Caso de Alterações no R4																				
Área mínima do terreno da subestação (m ²)	221.250 m ²																						
Quantitativo de bays planejados por nível de tensão	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Tensão</th> <th>EL</th> <th>IB</th> <th>CT</th> <th>CC</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>345 kV</td> <td>2</td> <td>2</td> <td>2</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>138 kV</td> <td>4</td> <td>1</td> <td>2</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>	Tensão	EL	IB	CT	CC	345 kV	2	2	2	0	138 kV	4	1	2	0							
	Tensão	EL	IB	CT	CC																		
	345 kV	2	2	2	0																		
138 kV	4	1	2	0																			
Quantitativo de bays futuros por nível de tensão	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Tensão</th> <th>EL</th> <th>IB</th> <th>CT</th> <th>CC</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>500 kV</td> <td>4</td> <td>4</td> <td>3</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>345 kV</td> <td>3</td> <td>4</td> <td>4</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>138 kV</td> <td>6</td> <td>0</td> <td>1</td> <td>2</td> </tr> </tbody> </table>	Tensão	EL	IB	CT	CC	500 kV	4	4	3	1	345 kV	3	4	4	1	138 kV	6	0	1	2		
	Tensão	EL	IB	CT	CC																		
	500 kV	4	4	3	1																		
345 kV	3	4	4	1																			
138 kV	6	0	1	2																			
Capacidade de interrupção simétrica nominal dos disjuntores (kA)	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Tensão</th> <th>C. I [kA]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>500 kV</td> <td>50</td> </tr> <tr> <td>345 kV</td> <td>50</td> </tr> </tbody> </table>	Tensão	C. I [kA]	500 kV	50	345 kV	50																
	Tensão	C. I [kA]																					
500 kV	50																						
345 kV	50																						
OBSERVAÇÕES																							
** CC – Conexão de compensação reativa (reator ou banco de capacitor).																							

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4
Empreendimento (Tipo A): SE Uberlândia 10 500/345/138 kV

Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R4	Justificativas em Caso de Alterações no R4																				
Área mínima do terreno da subestação (m ²)	221.250 m ²																						
Quantitativo de bays planejados por nível de tensão	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Tensão</th> <th>EL</th> <th>IB</th> <th>CT</th> <th>CC</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>345 kV</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>138 kV</td> <td>4</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>	Tensão	EL	IB	CT	CC	345 kV	1	1	1	0	138 kV	4	1	1	0							
Tensão	EL	IB	CT	CC																			
345 kV	1	1	1	0																			
138 kV	4	1	1	0																			
Quantitativo de bays futuros por nível de tensão	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Tensão</th> <th>EL</th> <th>IB</th> <th>CT</th> <th>CC</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>500 kV</td> <td>4</td> <td>4</td> <td>3</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>345 kV</td> <td>4</td> <td>5</td> <td>5</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>138 kV</td> <td>6</td> <td>0</td> <td>2</td> <td>2</td> </tr> </tbody> </table>	Tensão	EL	IB	CT	CC	500 kV	4	4	3	1	345 kV	4	5	5	1	138 kV	6	0	2	2		
Tensão	EL	IB	CT	CC																			
500 kV	4	4	3	1																			
345 kV	4	5	5	1																			
138 kV	6	0	2	2																			
Capacidade de interrupção simétrica nominal dos disjuntores (kA)	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Tensão</th> <th>C. I [kA]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>500 kV</td> <td>50</td> </tr> <tr> <td>345 kV</td> <td>50</td> </tr> </tbody> </table>	Tensão	C. I [kA]	500 kV	50	345 kV	50																
Tensão	C. I [kA]																						
500 kV	50																						
345 kV	50																						
OBSERVAÇÕES																							
** CC – Conexão de compensação reativa (reator ou banco de capacitor).																							

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 <i>Empreendimento (Tipo B): SE Nova Ponte 500/345 kV</i>			
Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R4	Justificativas em Caso de Alterações no R4
Posicionamento dos novos bays	Vide diagrama unifilar básico contido na ficha de consulta de viabilidade de expansão da subestação	Posicionamento dos novos bays idêntico ao R1 (Sim/Não)?	
OBSERVAÇÕES			

Série
MEIO AMBIENTE: TRANSMISSÃO

NOTA TÉCNICA DEA 018/18
Análise Socioambiental
do Estudo de Atendimento ao
Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba
(Relatório R1)

Rio de Janeiro
Julho de 2018

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



Governo Federal

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Wellington Moreira Franco

Secretário Executivo

Márcio Félix Carvalho Bezerra

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Eduardo Azevedo Rodrigues



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

Reive Barros dos Santos

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

Coordenação Geral

Reive Barros dos Santos

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Coordenação Executiva

Elisângela Medeiros de Almeida

Equipe Técnica

Akel da Silva Saliba (Estagiário)

Bernardo Regis Guimarães de Oliveira

Leonardo de Sousa Lopes

Kátia Gisele Matosinho

Thiago Galvão (Colaborador)

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

Sede

Esplanada dos Ministérios Bloco "U" Sala 744

70.065-900 - Brasília – DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, nº 01 – 11º Andar

20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Rio de Janeiro

Julho de 2018

Série
MEIO AMBIENTE: TRANSMISSÃO

NOTA TÉCNICA DEA 018/18
Análise Socioambiental
do Estudo de Atendimento ao
Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba
(Relatório R1)

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

Série
MEIO AMBIENTE: TRANSMISSÃO
NOTA TÉCNICA DEA 018/18
Análise Socioambiental
do Estudo de Atendimento ao
Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba
(Relatório R1)

SUMÁRIO

SIGLÁRIO	2
1 INTRODUÇÃO	4
2 PROCEDIMENTOS ADOTADOS	6
2.1. DELIMITAÇÃO DA ÁREA DAS SUBESTAÇÕES E DOS CORREDORES DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO PLANEJADAS	6
2.2. BASE DE DADOS UTILIZADA	7
3 DESCRIÇÃO DAS ÁREAS REFERENCIAIS DAS SUBESTAÇÕES	9
3.1 SUBESTAÇÃO 345/138 kV ARAXÁ 3	9
3.2 SUBESTAÇÃO 345/138 kV UBERLÂNDIA 10	14
3.3 SUBESTAÇÃO 345/138 kV MONTE ALEGRE DE MINAS 2	19
4 DESCRIÇÃO DOS CORREDORES	24
4.1 CORREDOR DA LT 345 kV NOVA PONTE - UBERLÂNDIA 10	24
4.2 CORREDOR DA LT 345 kV NOVA PONTE - ARAXÁ 3	38
5 REFERÊNCIAS	47
6 APÊNDICES	51

SIGLÁRIO

ANA	Agência Nacional de Águas
Anac	Agência Nacional de Aviação Civil
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANM	Agência Nacional de Mineração
APCB	Área Prioritária para Conservação da Biodiversidade
APE	Área de Proteção Especial
APP	Área de Preservação Permanente
C1	Primeiro Circuito
C2	Segundo Circuito
Cecav	Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas
Cemig	Companhia Energética de Minas Gerais
CPRM	Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais
DEA	Diretoria de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
DNPM	Departamento Nacional de Produção Mineral
Eletrobrás	Centrais Elétricas Brasileiras
Embrapa	Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FAB	Força Aérea Brasileira
FCP	Fundação Cultural Palmares
Funai	Fundação Nacional do Índio
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEF	Instituto Estadual de Florestas
Inpe	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
ICMBio	Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade
Incra	Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária
Iphan	Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional
kV	Quilovolt
LD	Linha de Distribuição
LT	Linha de Transmissão
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
NT	Nota Técnica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico

PA	Projeto de Assentamento Rural
PEPF	Parque Estadual do Pau Furado
R1	Estudos de Viabilidade Técnico-Econômica e Socioambiental
R3	Relatório de Definição do Traçado e Caracterização Socioambiental
PBZPA	Plano Básico da Zona de Proteção do Aeródromo
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
Probio	Projeto de Conservação e Utilização Sustentável da Diversidade Biológica Brasileira
RPPN	Reserva Particular do Patrimônio Natural
SE	Subestação
SIG	Sistema de Informação Geográfica
Sigel	Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMA	Superintendência de Meio Ambiente da EPE
Snuc	Sistema Nacional de Unidades de Conservação
STE	Superintendência de Transmissão de Energia da EPE
TI	Terra Indígena
TQ	Território Quilombola
UC	Unidade de Conservação
UHE	Usina Hidrelétrica
USGS	United States Geological Survey

1 INTRODUÇÃO

Estudos realizados pela Superintendência de Transmissão de Energia (STE) da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) identificaram a necessidade de obras visando solucionar problemas de atendimento regional tanto de rede básica quanto de distribuição, bem como dotar o sistema de capacidade para escoamento de fontes energéticas a biomassa e solares, na mesorregião do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba, no estado de Minas Gerais. Após análise de alternativas elétricas, a STE recomendou a implantação de duas linhas de transmissão (LT) de 345 kV, três subestações (SEs) de 345/138 kV, e o seccionamento de uma LT de 345 kV.

Esta Nota Técnica (NT) apresenta a análise dos aspectos socioambientais do conjunto de empreendimentos que constituem a alternativa de transmissão recomendada no “Estudo de atendimento ao Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba”, apresentados na Tabela 1 e na Tabela 2 abaixo.

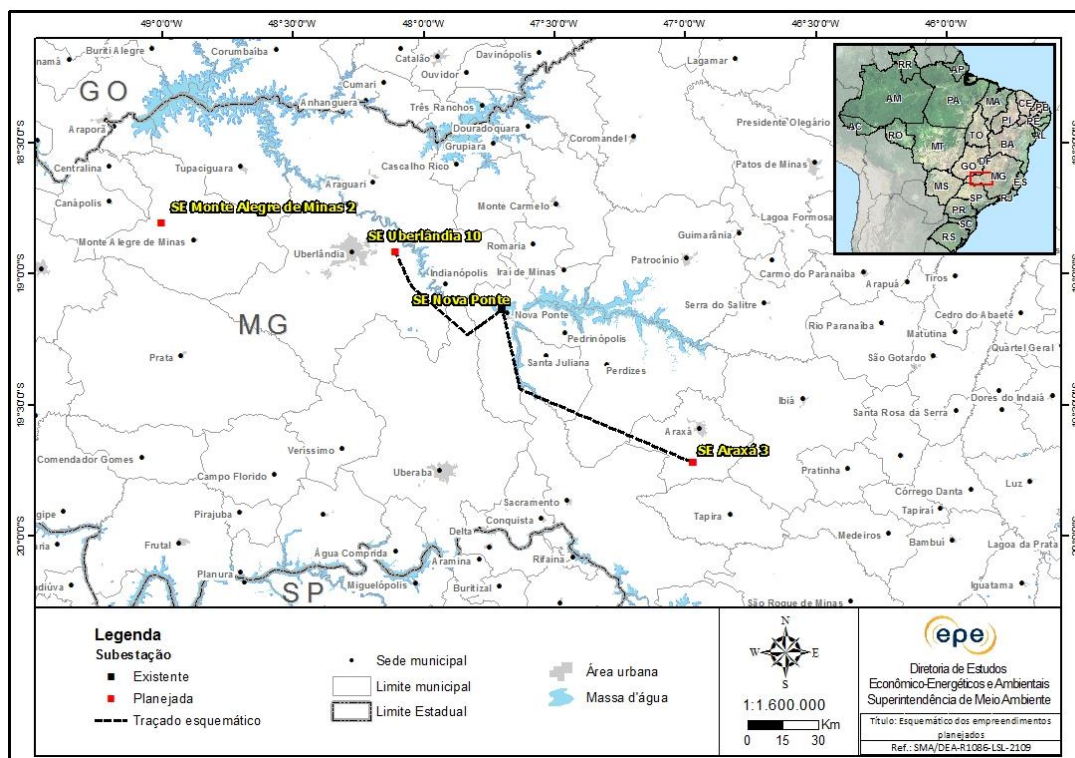
Tabela 1 - Linhas de Transmissão planejadas no estudo

LT planejada	Tensão (kV)	Nº de circuitos	Extensão do eixo do corredor estudado (km)
Nova Ponte – Uberlândia 10	345	1	57,8
Nova Ponte – Araxá 3	345	1	115
Seccionamento da LT Itumbiara – UHE Porto Colômbia na SE Monte Alegre de Minas 2	345	1	0,5

Tabela 2 - Subestações planejadas no estudo

Subestação planejada	Município
SE 345/138 kV Araxá 3	Araxá
SE 345/138 kV Uberlândia 10	Uberlândia
SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2	Monte Alegre de Minas

A Figura 1 apresenta o traçado esquemático das linhas de transmissão planejadas, assim como a localização da subestação existente e o ponto referencial para implantação das subestações planejadas Araxá 3, Uberlândia 10 e Monte Alegre de Minas 2.



(Fonte: Aneel, 2018; Embrapa, 2017; EPE, 2018; ESRI, 2018; IBGE, 2009 e 2016)

Figura 1 – Representação esquemática das LTs e SEs planejadas neste estudo

A estrutura deste relatório contempla: procedimentos utilizados na análise socioambiental (item 2); análise socioambiental das áreas planejadas para implantação das SEs planejadas (item 3); e dos corredores das linhas de transmissão da alternativa selecionada, com as respectivas recomendações para o Relatório R3 (item 4); e, ao final, as Referências (item 5), e os Apêndices (fichas de verificação a serem apresentadas nos relatórios R3, relativas às recomendações ora apresentadas).

2 PROCEDIMENTOS ADOTADOS

2.1. Delimitação da área das subestações e dos corredores das linhas de transmissão planejadas

Com o auxílio de imagens de satélite e de ferramentas de Sistema de Informação Geográfica (SIG), foram localizadas as subestações e as linhas de transmissão e de distribuição existentes na área de estudo, bem como levantadas as áreas promissoras para implantação das subestações planejadas. Visando à minimização de impactos socioambientais, os eixos dos corredores propostos, de uma forma geral, seguem paralelos às rodovias e às linhas de transmissão ou de distribuição existentes, ou em processo de licenciamento ambiental.

Na análise preliminar da região, não foi possível indicar uma área favorável para a implantação da SE Araxá 3, em virtude, principalmente, da presença de relevo acidentado. Então, foi realizada uma vistoria de campo para verificação de pontos previamente selecionados no *software* Google Earth Pro. Também foram vistoriadas as áreas indicadas para as SEs Uberlândia 10 e Monte Alegre de Minas 2, visando confirmar a viabilidade dessas áreas. Em seguida, por meio do *software* ArcGIS 10.5.1, foram definidas áreas circulares com raios variando de 2,5 a 5 km no entorno dos pontos indicados, que orientarão a seleção do local referencial de cada subestação, no âmbito do Relatório R3.

Na sequência, foram definidos traçados de referência entre as subestações utilizando-se imagens de satélite disponíveis no aplicativo Google Earth Pro, e de bases cartográficas dos temas mais relevantes do ponto de vista socioambiental. A partir desses traçados, foram definidos os corredores das linhas de transmissão, por meio do *software* ArcGIS 10.5.1, acrescentando-se uma faixa de 5 km para cada lado, resultando em 10 km de largura.

Ao delimitar a área das subestações planejadas e dos corredores, procurou-se desviá-los, quando possível, de locais com maior sensibilidade socioambiental, tais como unidades de conservação (UC), vegetação nativa, assentamentos rurais (PA), aeródromos, áreas urbanas e propriedades agrícolas com pivôs centrais de irrigação; outro fator motivador dos traçados foram os reservatórios das usinas hidrelétricas (UHE) de Miranda e de Nova Ponte. Além disso, buscou-se proximidade com rodovias, com objetivo de reduzir a necessidade de abertura de vias de acesso na fase de implantação dos empreendimentos. Essas informações foram tratadas em ambiente de Sistema de Informação Geográfica (SIG).

Cada corredor é descrito conforme a sequência de seu percurso, apontando suas principais características socioambientais. Visando complementar a descrição são apresentadas figuras de infraestrutura do corredor, com os principais núcleos urbanos, malha viária e ferroviária, aeródromos, aeroportos, gasodutos, oleodutos e LTs existentes, e de áreas de interesse socioambiental (que engloba UC, TI, APCB, PA, TQ e cavernas).

Ao final da descrição das subestações planejadas e de cada corredor, são apresentadas as principais recomendações para definição das respectivas diretrizes quando da elaboração do Relatório R3.

2.2. Base de Dados utilizada

Para delimitação dos corredores das linhas de transmissão e das áreas propostas para as novas subestações, e para elaboração das figuras e tabelas, foram consultadas e/ou utilizadas informações das seguintes bases de dados:

- Aeródromos Privados e Públicos (Anac, 2018);
- Banco de Dados do Sistema de Gerenciamento do Patrimônio Arqueológico (Iphan, 2018);
- Base Cartográfica Integrada do Brasil ao Milionésimo Digital, incluindo hidrografia, divisão territorial e sistema viário (IBGE, 2009);
- Declividade em Percentual do Relevo Brasileiro (CPRM, 2010);
- Mapa das Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira (MMA, 2007a);
- Mapa de Cobertura Vegetal e Uso do Solo dos Biomas Brasileiros (MMA, 2007b);
- Mapa de Grau de Potencialidade de Ocorrência de Cavernas (Cecav, 2012);
- Mapa de Ocorrência de Cavernas (Cecav, 2018);
- Mapa de pivôs centrais de irrigação (ANA e Embrapa, 2014);
- Mapa de Processos Minerários (ANM, 2018);
- Mapa de Projetos de Assentamento (Incra, 2018);
- Mapa de Reserva Particular do Patrimônio Natural (ICMBio, 2018);
- Mapa de Terras Indígenas (Funai, 2018);

- Mapa de Territórios Quilombolas (Incra, 2018);
- Mapa de Unidades de Conservação Federais e Estaduais (MMA, 2018; Eletrobrás, 2011);
- Projetos Elétricos Planejados e Existentes (Aneel, 2018);
- Traçado georreferenciado de linhas de transmissão e subestações existentes e planejadas (EPE, 2018).

3 DESCRIÇÃO DAS ÁREAS REFERENCIAIS DAS SUBESTAÇÕES

O presente estudo envolve quatro subestações, uma existente e três planejadas, com suas localizações estudadas neste relatório. A Tabela 3 apresenta a localização das subestações que compõem o estudo.

Tabela 3- Subestações envolvidas no estudo

Subestação	Situação	Coordenadas		Município
		Latitude	Longitude	
Nova Ponte	Existente	19°08'03"S	47°42'00"O	Nova Ponte
Araxá 3	Planejada	19°43'01"S	46°58'18"O	Araxá
Uberlândia 10	Planejada	18°54'54"S	48°06'32"O	Uberlândia
Monte Alegre de Minas 2	Planejada	18°48'15"S	49°00'15"O	Monte Alegre de Minas

Nota: As coordenadas das subestações planejadas referem-se ao ponto central das áreas propostas para indicação do local referencial da SE nos respectivos Relatórios R3.

A seguir, é apresentada a descrição da área referencial para cada SE planejada, e que deverá ser detalhada nas etapas futuras, de forma a subsidiar a indicação da melhor localização para esse empreendimento.

3.1 Subestação 345/138 kV Araxá 3

A SE Araxá 3 está planejada para se interligar com a SE Nova Ponte, por meio de um circuito simples de 345 kV, e também para seccionar a linha de distribuição (LD) 138 kV Araxá 1 – Araxá 2.

Com base em imagens de satélite disponíveis no *software* Google Earth Pro, e avaliação preliminar de aspectos socioambientais e construtivos, foi identificada uma área favorável à implantação desta SE, no entorno do ponto com as seguintes coordenadas geográficas: 19°43'01"S e 46°58'18"O.

Para indicação dessa área, foram determinantes os seguintes aspectos: proximidade com a SE Araxá 2, e com a linha de distribuição (LD) 138 kV Araxá 1 – Araxá 2, que será seccionada na SE Araxá 3; afastamento da área de expansão urbana de Araxá; proximidade com vias de acesso com condições adequadas para transporte de equipamentos pesados; e declividade do terreno, que tem implicações nos custos de implantação de subestações.

Entretanto, devido à região apresentar relevo acidentado, e proximidade com caminhos de drenagem (rotas de escoamento superficial das águas de chuva), foi realizada uma visita de campo com apoio técnico e logístico das concessionárias Cemig GT e Cemig D, subsidiárias da Cemig atuantes em geração/transmissão e distribuição, respectivamente. A área

previamente selecionada foi considerada promissora na avaliação técnica da equipe (Figura 2).



(Fonte: EPE, fotos da visita de campo realizada em maio/2018)

Figura 2 – Vista da área sugerida para a SE Araxá 3

Dessa forma, recomenda-se avaliar *in loco*, quando da elaboração do Relatório R3, uma área com raio de 2,5 km no entorno do ponto das coordenadas geográficas citadas, visando à indicação da melhor localização para a implantação da SE Araxá 3. Acrescenta-se que a dimensão prevista para a SE Araxá 3 é de 111.150 metros quadrados (Figura 3).



(Fonte: Google Earth Pro, 2018; IBGE, 2009)

Figura 3 - Localização sugerida para a SE Araxá 3

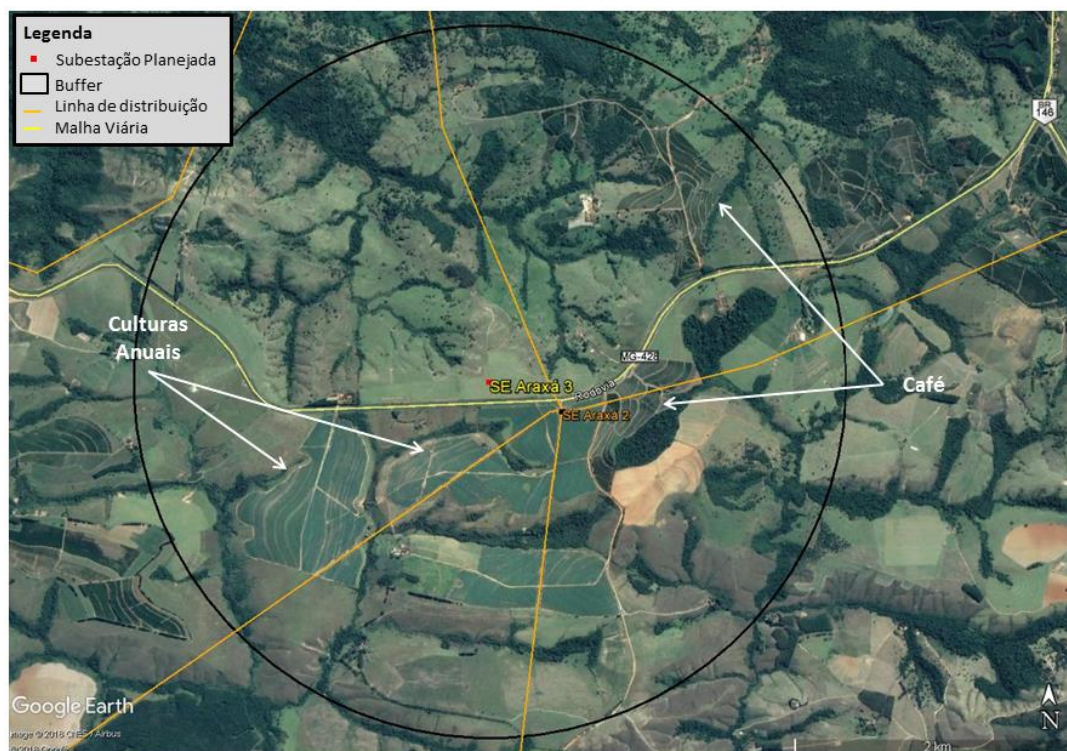
A área de estudo proposta localiza-se no estado de Minas Gerais, no município de Araxá, aproximadamente 14 km a sudeste da área urbana. Esta área circular é atravessada pela rodovia MG-428, na direção oeste-leste (Figura 3).

Caso seja indicada localização da SE fora do raio de 2,5 km, deverá constar no Relatório R3 a justificativa fundamentada para tal.

O acesso rodoviário à área indicada ocorre por meio da rodovia MG-428; a área também é servida pela estrada municipal ARA-135, que parte da MG-428 na direção sul. As demais estradas atendem às propriedades rurais.

Na área sugerida para implantação da SE Araxá 3 situa-se a SE Araxá 2, de onde partem quatro LDs de 138 kV, que atravessam a área sugerida nos sentidos norte-sul e sudoeste-nordeste (Figura 4).

O perímetro sugerido está localizado em uma região de caráter rural, onde nota-se a presença de pequenas e médias propriedades, sendo observadas, de forma esparsa, algumas instalações agropecuárias, benfeitorias e habitações. O uso do solo é constituído de plantios agrícolas, principalmente café, e também culturas anuais como milho e cana-de-açúcar, e pastagens. Além disso, verifica-se a ocorrência de pequenos fragmentos florestados no norte e leste da área de estudo, além de mata de galeria ao longo dos pequenos cursos d'água e das linhas de drenagem natural (Figura 4).



(Fonte: Google Earth Pro, 2018; IBGE, 2009)

Figura 4 – Detalhes do uso do solo na área proposta para a SE Araxá 3

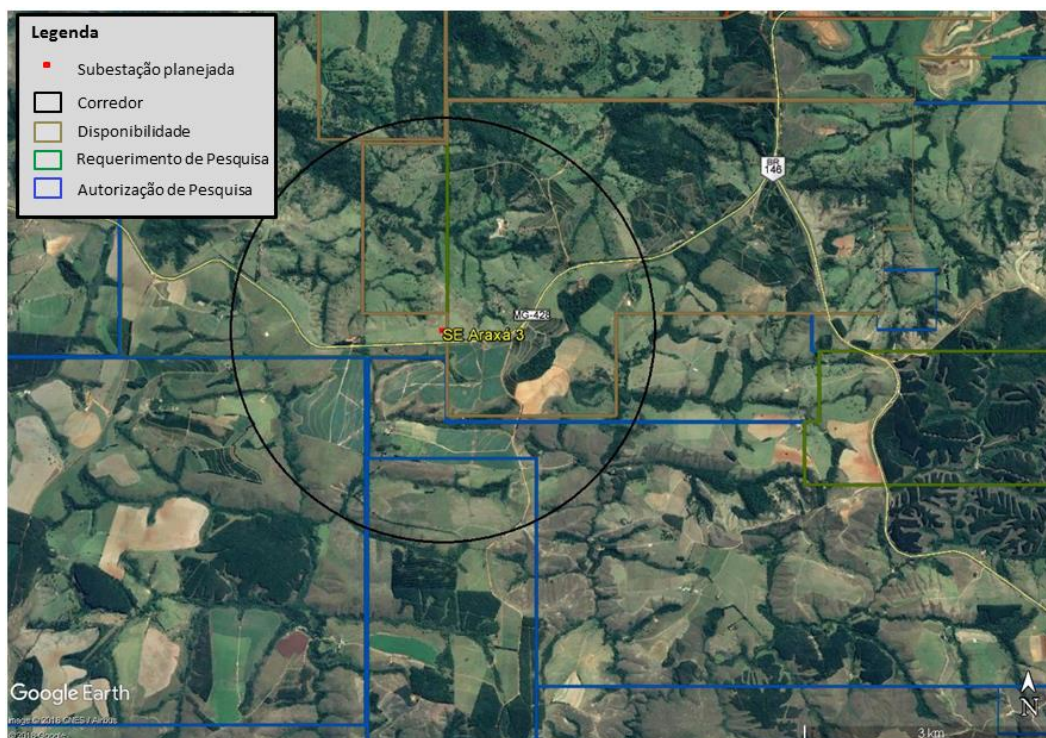
A área indicada para a subestação situa-se na macrozona “Área Rural” do Plano Diretor Estratégico do município, cujo uso e ocupação do solo “visa estimular as atividades primárias, preservar as características socioeconômicas do meio rural e promover a melhoria da qualidade de vida de seus habitantes, evitando a implantação de atividades que induzam as formas de ocupação urbana” (Araxá, 2011).

O relevo, predominantemente ondulado, apresenta altitudes variando de 1.050 metros a 1.200 metros no topo de morros mais altos.

A Figura 5 apresenta os processos minerários registrados na ANM (ex-DNPM) localizados dentro da área de estudo da subestação. Toda a área sobrepõe polígonos de processos minerários, destacando-se que em todos esses polígonos já existem linhas de distribuição operando. As substâncias em estudo são minério de nióbio, fosfato, tório e ouro. Ao todo são oito (8) processos, nenhum em fase avançada, sendo cinco processos em fase de autorização de pesquisa, um em requerimento de pesquisa, e dois em fase de disponibilidade.

É preciso destacar, entretanto, os processos relativos ao nióbio, metal raro, resistente à corrosão e supercondutor, e cujas reservas conhecidas encontram-se majoritariamente no Brasil (98%). Este mineral é matéria-prima para a indústria de aços especiais, utilizados na fabricação de turbinas de avião, automóveis, tomógrafos, indústria bélica, aeroespacial e nuclear, e também pode ser aplicado em lâmpadas, lentes óticas e eletroeletrônicos. No município de Araxá encontram-se aproximadamente 75% das reservas brasileiras de nióbio (CORDEIRO, 2018).

Esta situação de quase monopólio brasileiro tem gerado muita discussão e especulação, e por isso recomenda-se a verificação do status desses processos minerários, quando da elaboração do relatório R3, analisando-se ainda o Plano de Lavra e/ou o Plano de Aproveitamento Econômico da lavra, caso já estejam disponíveis no site da ANM, de forma a identificar a localização, dimensão e direção da frente de lavra, evitando local a subestação nesse local/área.



(Fonte: Google Earth Pro, 2018; DNPM, 2018)

Figura 5 - Processos minerários na área proposta para a SE Araxá 3

A área protegida mais próxima do perímetro sugerido para a SE Araxá 3 situa-se a cerca de 6 km de distância; trata-se da Área de Proteção Especial (APE) Córrego Feio e Fundo e Areia, uma unidade de conservação estadual de uso sustentável, não categorizada no Snuc.

A área proposta para a SE Araxá 3 encontra-se totalmente inserida na APCB Araxá, cuja prioridade de conservação é classificada como “Muito Alta”, e a prioridade de ação é “Ordenamento Pesqueiro” (Figura 33 e Tabela 11 do item 4.2).

De acordo com a base cartográfica de sítios arqueológicos disponibilizada pelo Iphan, existe um sítio georreferenciado dentro da área proposta para a SE Araxá 3, com ampla possibilidade de não sobreposição pela futura SE (Figura 33 do item 4.2). O Iphan disponibiliza ainda no Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos, os sítios cadastrados por município, que inclui os não georreferenciados. A partir desse banco de dados, verifica-se que existem 13 sítios arqueológicos identificados no município de Araxá.

Conforme a base de dados utilizada, não foram identificados assentamentos rurais, unidades de conservação, terras indígenas, territórios quilombolas nem cavernas na área proposta para a subestação.

Recomendações para o Relatório R3 da SE Araxá 3

Deverão ser estudadas criteriosamente, durante a elaboração do Relatório R3 desse empreendimento, as opções de localização da SE Araxá 3, escolhendo-se a alternativa de terreno mais viável do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para indicação do local da SE Araxá 3:

- Considerar as dimensões e *layout* da SE Araxá 3, a serem confirmadas pela equipe de elaboração do Relatório R4, de forma que a configuração planejada, além de possibilitar o seccionamento previsto neste estudo, não ofereça restrição para a chegada e saída de futuras linhas da referida subestação.
- Evitar interferência direta com a rede de drenagem e fragmentos florestais presentes na área.
- Na medida do possível, evitar interferência com as benfeitorias presentes na área.
- Consultar a ANM (ex-DNPM) a fim de verificar o estágio dos processos minerários abrangidos pela área recomendada para implantação da SE Araxá 3, e evitar aqueles em fases mais avançadas.
- Consultar o Plano de Lavra e/ou o Plano de Aproveitamento Econômico da Lavra dos processos minerários sobrepostos pela área escolhida para implantação da SE Araxá 3, caso já estejam disponíveis no site da ANM (ex-DNPM), de forma a identificar a localização, dimensão e direção da frente de lavra, evitando locar a subestação nos locais de lavra.
- Evitar interferência com o sítio arqueológico presente na área.
- Obter a localização dos sítios arqueológicos não georreferenciados e cadastrados pelo Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional que se localizam no município de Araxá, de forma a evitar interferências.

3.2 Subestação 345/138 kV Uberlândia 10

A SE Uberlândia 10 está planejada para se interligar com a SE Nova Ponte por meio de um circuito simples de 345 kV.

Para seleção da área da SE Uberlândia 10, foram selecionados preliminarmente, por meio de imagens do *software* Google Earth Pro, alguns pontos referenciais, considerando-se a proximidade com estradas e/ou acessos, com a região da carga a ser atendida, e também,

com dimensão suficiente para comportar a subestação e possibilidades para expansões futuras.

Em virtude da proximidade com a área urbana, foi realizada uma visita de campo com apoio técnico e logístico das concessionárias Cemig GT e Cemig D. Dos cinco pontos previamente selecionados, três deles foram considerados promissores na avaliação técnica da equipe (Figura 6).



(Fonte: EPE, fotos da visita de campo realizada em maio/2018)

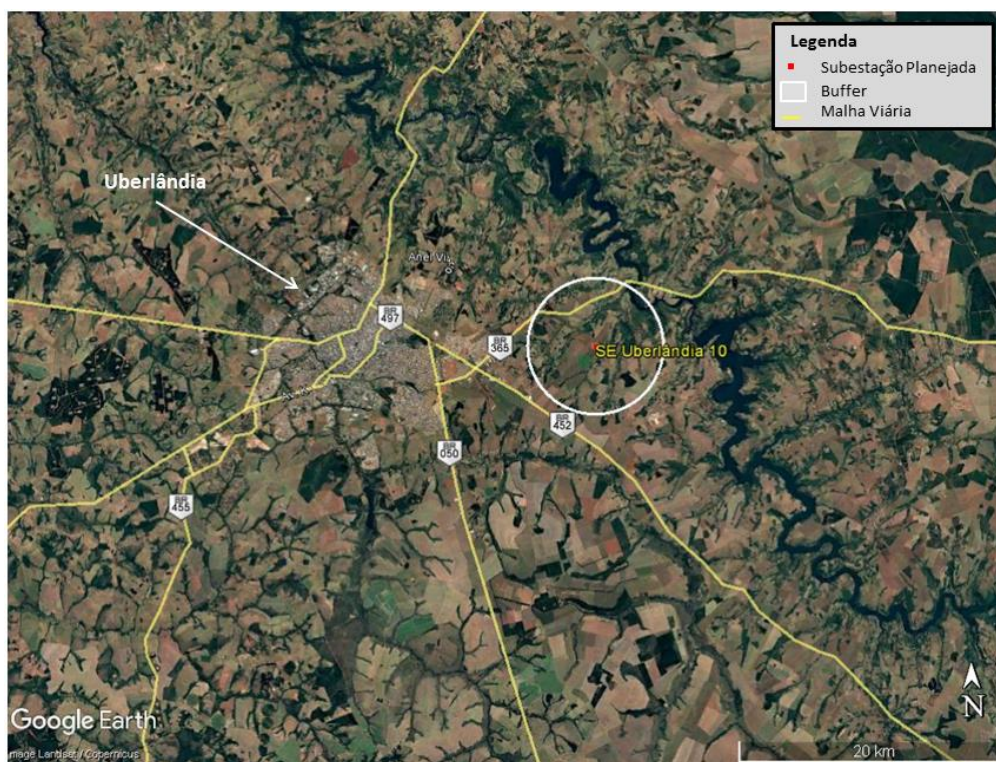
Figura 6 – Vista da área sugerida para a SE Uberlândia 10

Dessa forma, para implantação da SE Uberlândia 10, sugere-se avaliar *in loco*, quando da elaboração do Relatório R3, uma área com raio de 5 km no entorno do ponto de coordenadas 18°54'54"S e 48°06'32"O. Acrescenta-se que a dimensão prevista para a SE Uberlândia 10 é de 221.250 m² (Figura 7).

Caso seja indicada localização da SE fora do raio de 5 km, deverá constar no Relatório R3 a justificativa fundamentada para tal.

A área de estudo proposta localiza-se no estado de Minas Gerais, no município de Uberlândia, aproximadamente 10 km a sudeste da área urbana. Esta área circular é atravessada pela rodovia BR-365, na direção noroeste-nordeste (Figura 7).

Para indicação dessa área, foram determinantes os seguintes aspectos: a proximidade com os centros de carga para atendimento da rede de distribuição elétrica, os quais se localizam adjacentes à área urbana de Uberlândia; proximidade com vias de acesso com condições adequadas para transporte de equipamentos pesados; a previsão no projeto de revisão do plano diretor municipal, de limitar a expansão urbana nessa área; e a declividade do terreno, que tem implicações nos custos de implantação de subestações.



(Fonte: Anac, 2018; EPE, 2018; Google Earth Pro, 2018; IBGE, 2009)

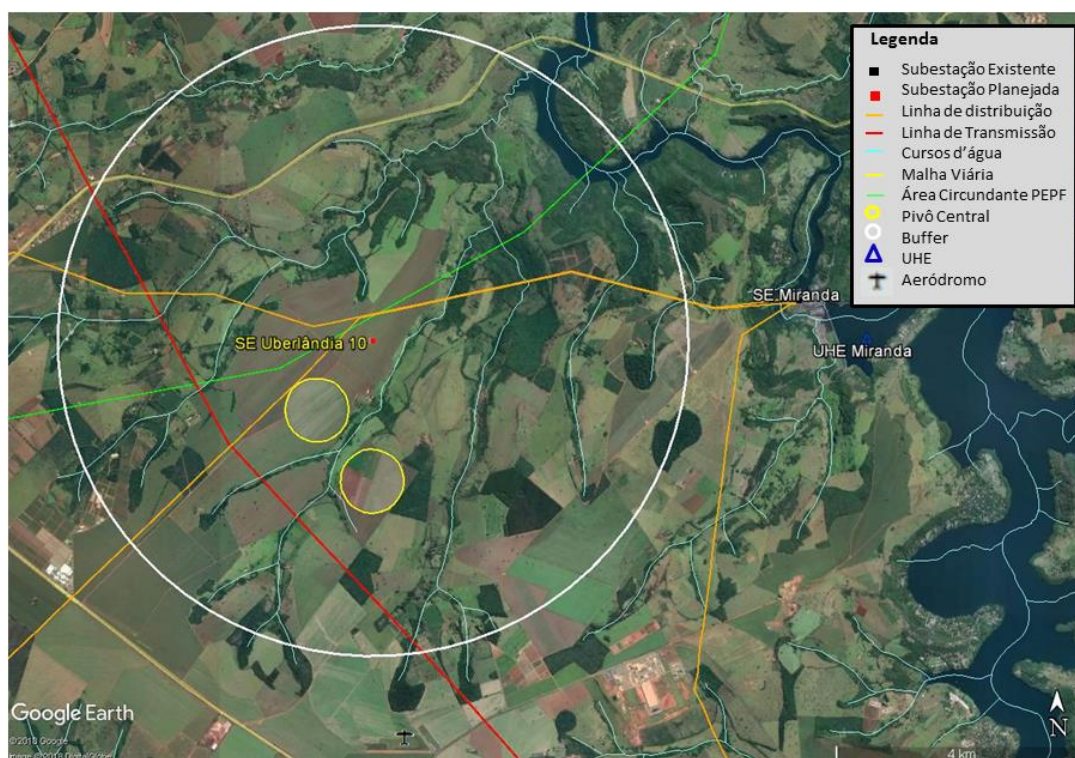
Figura 7 - Localização sugerida para a SE Uberlândia 10

O acesso rodoviário à área indicada ocorre por meio das rodovias BR-365 e BR-452, e por estradas vicinais no interior do perímetro, que atendem aos empreendimentos comerciais, industriais e propriedades rurais ali existentes.

A área sugerida para implantação da SE Uberlândia 10, é atravessada pela LT 500 kV Nova Ponte – UHE Itumbiara, e pelas LDs Miranda – Uberlândia 6 e Miranda – Uberlândia 7 (Figura 8).

Importa registrar que, devido à proximidade com a pista do aeródromo Quatro Ventos, localizada ao sul da área sugerida para a subestação planejada (Figura 8), as superfícies limitadoras de obstáculos do Plano Básico da Zona de Proteção do Aeródromo (PBZPA) podem possuir interface com a área sugerida (ANAC, 2018).

O perímetro sugerido está localizado em uma região rural, de pequenas e médias propriedades, sendo observadas de forma esparsa algumas instalações agropecuárias, benfeitorias e habitações. O uso do solo é constituído predominantemente por plantios agrícolas, existindo dois pivôs de irrigação abaixo do centro do *buffer*. Além disso, verifica-se a presença de alguns pequenos açudes utilizados na irrigação agrícola, reflorestamentos comerciais, fragmentos florestados referentes às áreas de reserva legal e APP de margens de cursos d'água (Figura 8).



(Fonte: ANA e Embrapa, 2014; Anac, 2018; EPE, 2018; Google Earth Pro, 2018; IBGE, 2009; ICMBio, 2018; IEF, 2018)

Figura 8 – Detalhes do uso do solo na área proposta para a SE Uberlândia 10

A área indicada para a subestação situa-se na Macrozona Rural Nordeste do Plano Diretor do município de Uberlândia¹, não existindo restrições para a implantação de subestações. Cumpre informar que o plano diretor encontra-se em revisão, mas o texto em discussão não apresenta alterações quanto às interfaces com empreendimentos do setor elétrico.

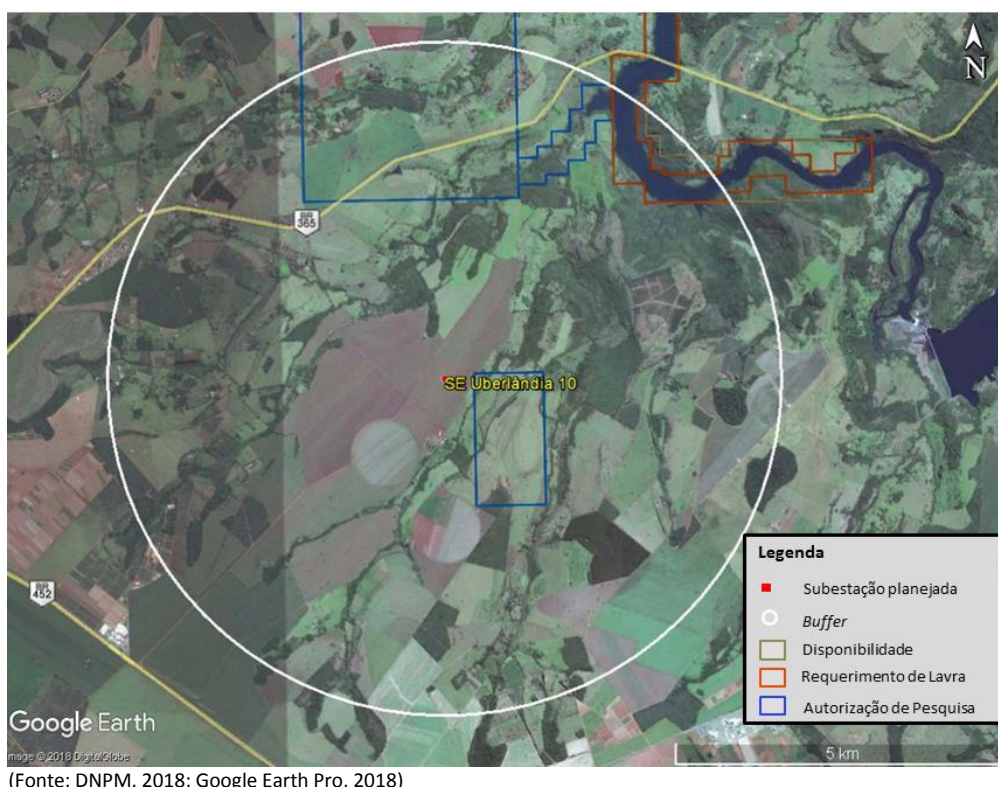
Na porção nordeste da área ocorre sobreposição com a Área Circundante do Parque Estadual do Pau Furado – PEPF (Figura 8). Trata-se de um raio de 10 km a partir dos limites dessa UC, estabelecido no plano de manejo dessa unidade. Esta área não possui medidas restritivas, e conforme disposto no plano, sua finalidade é *“legitimar uma referência espacial para que a gerência do PEPF pleiteie anuir e eventualmente propor medidas de compensação para empreendimentos de grande impacto ambiental que podem direta ou indiretamente afetar a UC.”* Importa destacar que o PEPF possui zona de amortecimento, um raio aproximado de quatro (4) km no entorno do parque, não existindo sobreposição com a área proposta para a SE Uberlândia 10 (IEF, 2011).

O relevo do perímetro indicado para a subestação é predominantemente suave ondulado, com maiores declividades observadas na transição para os vales. A altitude varia de 790 metros a 950 metros no topo de morros mais altos. Os solos são do tipo Latossolo. O entorno do centro do *buffer* é ocupado por cultivos agrícolas mecanizados, não tendo sido

¹ O Plano Diretor foi instituído pela Lei Complementar nº 432, de 19 de outubro de 2006; entretanto, o zoneamento municipal foi atualizado em lei específica, a Lei Complementar nº 525, de 14 de abril de 2011.

constatadas características que possam dificultar as obras civis de implantação da subestação.

Em relação aos processos minerários, existem cinco polígonos registrados na ANM (ex-DNPM) que possuem sobreposição com a área indicada; três desses processos correspondem à exploração das substâncias areia, basalto e diamante, todos em fase de autorização de pesquisa; existe um processo em fase de requerimento de lavra para areia, e o quinto polígono, que sobrepõe parcialmente o anterior, está em disponibilidade, não existindo informação sobre a substância objeto do mesmo. O processo em autorização de pesquisa para areia situa-se no centro do *buffer*, havendo, entretanto, espaço para implantação da SE fora do polígono minerário (Figura 9).



(Fonte: DNPM, 2018; Google Earth Pro, 2018)

Figura 9 - Processos minerários na área proposta para a SE Uberlândia 10

De acordo com a base cartográfica de sítios arqueológicos, disponibilizada pelo Iphan, existe um sítio georreferenciado dentro da área proposta para a SE Uberlândia 10, havendo ampla possibilidade de alocação da SE sem interferir com esse sítio (Figura 26 do item 4.1). O Iphan disponibiliza ainda no Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos, os sítios cadastrados por município, que inclui os não georreferenciados. A partir desse banco de dados, verifica-se que existem 28 sítios arqueológicos identificados no município de Uberlândia.

A área proposta para a SE Uberlândia 10 encontra-se totalmente inserida na APCB Rio Araguari, cuja prioridade de conservação é classificada como “Muito Alta”, e a prioridade de ação é “Recuperação” (Figura 26 do item 4.1).

Conforme a base de dados utilizada, não foram identificados assentamentos rurais, terras indígenas, territórios quilombolas nem cavernas na área proposta para a subestação.

Recomendações para o Relatório R3 da SE Uberlândia 10

Deverão ser estudadas criteriosamente, durante a elaboração do Relatório R3 desse empreendimento, as opções de localização da SE Uberlândia 10, escolhendo-se a alternativa de terreno mais viável do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para indicação do local da SE Uberlândia 10:

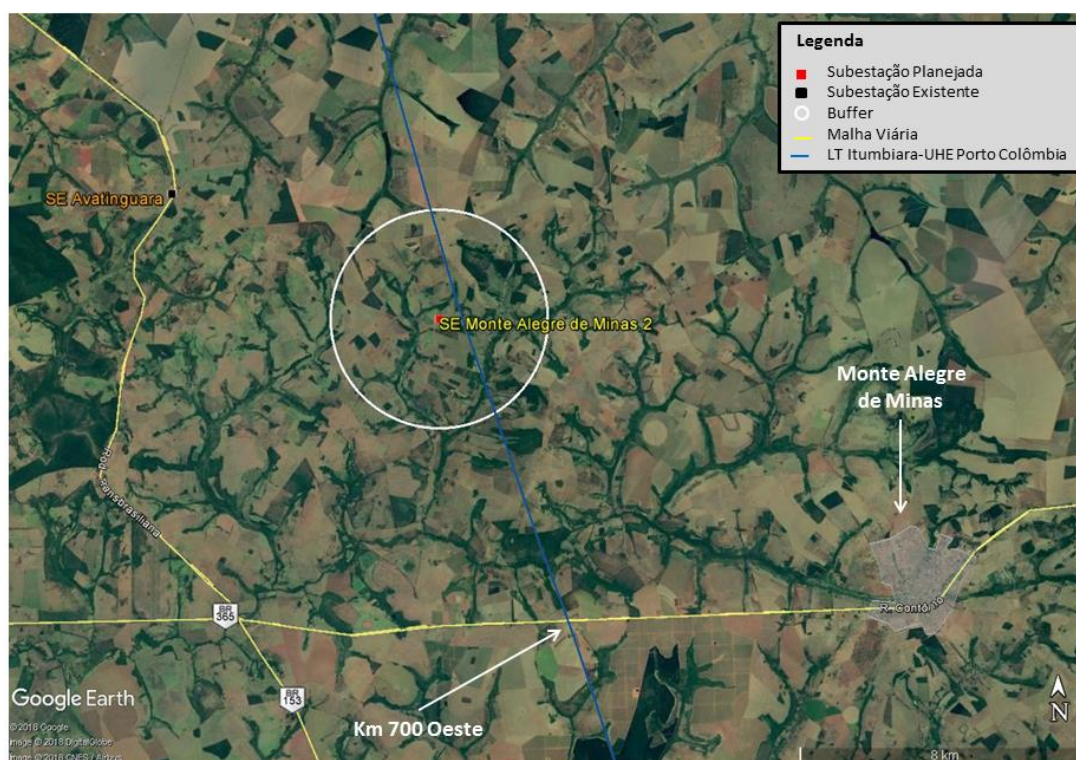
- Considerar as dimensões e *layout* da SE Uberlândia 10, a serem confirmadas pela equipe de elaboração do Relatório R4, de forma que a configuração planejada, além de possibilitar a conexão prevista neste estudo, não ofereça restrição para a chegada e saída de futuras linhas da referida subestação.
- Obter informações junto à Prefeitura de Uberlândia sobre o estágio de revisão do plano diretor municipal, e sobre eventuais restrições na área indicada, que possam interferir na implantação da SE Uberlândia 10.
- Evitar interferência direta com a rede de drenagem e fragmentos florestais presentes na área, levando em consideração que se trata de APCB classificada como de prioridade muito alta para recuperação.
- Evitar interferência com as benfeitorias presentes na área.
- Evitar sobreposição com os processos minerários que incidem na área indicada.
- Não sobrepor a subestação ao sítio arqueológico presente na área indicada.
- Obter a localização dos sítios arqueológicos não georreferenciados e cadastrados pelo Iphan que se localizam no município de Uberlândia, de forma a evitar interferências.
- Avaliar as possíveis interferências da localização da SE Uberlândia 10, e das linhas de transmissão e distribuição a ela associadas, com o Plano Básico da Zona de Proteção do Aeródromo Quatro ventos, conforme legislação pertinente.

3.3 Subestação 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2

A SE Monte Alegre de Minas 2 está planejada para seccionar a LT 345 kV Itumbiara – UHE Porto Colômbia por meio de circuito simples, e os dois circuitos (C1 e C2) da linha de distribuição (LD) 138 kV Avatinguara – Uberlândia, por meio de circuitos duplos. As

extensões e os traçados dos seccionamentos deverão ser definidos após a indicação do local de implantação da SE Monte Alegre de Minas 2 no Relatório R3.

Com base em imagens de satélite disponíveis no *software* Google Earth Pro e avaliação preliminar de aspectos socioambientais e construtivos, foi identificada preliminarmente uma área favorável à implantação desta SE, num raio de 3,0 km no entorno do ponto de coordenadas geográficas 18°48'15"S e 49°00'15"O (Figura 10).



(Fonte: Aneel, 2018; Embrapa, 2017; EPE, 2018; Google Earth Pro, 2018; IBGE, 2009 e 2016)

Figura 10 - Localização sugerida para a SE Monte Alegre de Minas 2

Na sequência, foi realizada uma visita de campo com apoio técnico e logístico das concessionárias Cemig GT e Cemig D, e o local foi considerado promissor na avaliação técnica da equipe. A área deverá ser avaliada *in loco* quando da elaboração do Relatório R3, considerando a dimensão mínima prevista para a SE Monte Alegre de Minas 2, que é de 221.250 metros quadrados (Figura 11).

Caso seja indicada localização da SE fora do raio de 3,0 km, deverá constar no Relatório R3 justificativa fundamentada para tal.



(Fonte: EPE, fotos da visita de campo realizada em maio/2018)

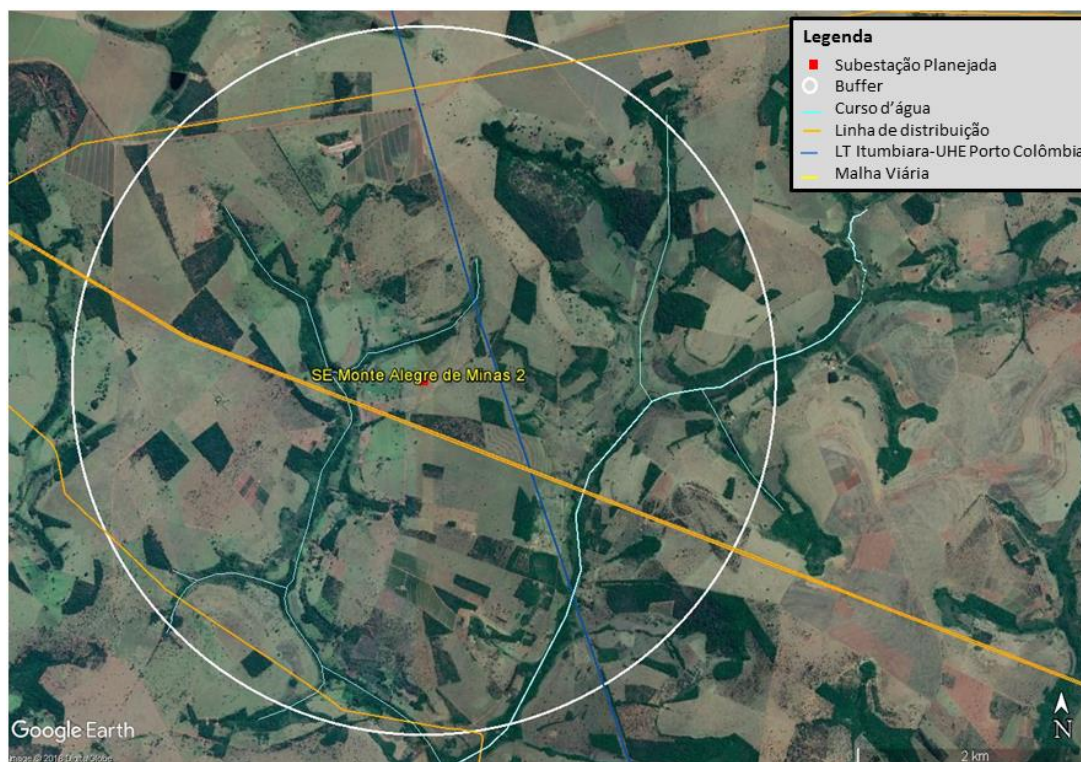
Figura 11 - Vista da área sugerida para a SE Monte Alegre 2

A área de estudo proposta localiza-se no estado de Minas Gerais, no município de Monte Alegre de Minas, aproximadamente 20 km a nordeste da área urbana.

Para indicação dessa área, foi determinante a proximidade com as linhas de transmissão e de distribuição que serão seccionadas na SE Monte Alegre de Minas 2, e a declividade do terreno, que tem implicações nos custos de implantação de subestações.

O acesso rodoviário à área indicada é escasso, ocorrendo somente por meio de estradas vicinais que atendem às propriedades rurais. Por meio de imagens de satélite, verificou-se uma rota de acesso a partir do ponto de intercessão da LT 345 kV Itumbiara – UHE Porto Colômbia com a rodovia BR-365, no Km 700 Oeste. Este acesso segue paralelo ao traçado da LT. Também é possível chegar ao local a partir da sede municipal de Monte Alegre de Minas, bem como a partir da SE Avantiçara, situada às margens da rodovia BR-153 (Figura 10).

A área sugerida para implantação da SE Monte Alegre de Minas 2 abrange a região do entorno do cruzamento dos dois circuitos da LD Avatinguara – Uberlândia com a LT Itumbiara – UHE Porto Colômbia. As LDs atravessam a área sugerida no sentido noroeste-sudeste, e a LT, no sentido norte-sudeste (Figura 12).



(Fonte: EPE, 2018; Google Earth Pro, 2018; IBGE, 2009)

Figura 12 – Detalhes do uso do solo na área proposta para a SE Monte Alegre de Minas 2

O perímetro sugerido está localizado em zona rural, onde nota-se a presença de médias propriedades, sendo observadas de forma esparsa algumas instalações agropecuárias, benfeitorias e habitações. O uso do solo é constituído principalmente de pastagens. Observa-se a presença de muitos fragmentos florestais, que devem corresponder às áreas de reserva legal das propriedades, e também à mata ciliar do Córrego do Barreiro, que corta a área, e dos vales da rede de drenagem natural (Figura 12).

Conforme mencionado, o perímetro indicado para implantação da subestação situa-se na área rural do município, mas como o Plano Diretor encontra-se em elaboração, não foi possível obter informações sobre atividades passíveis de restrição na área rural.

O relevo suave ondulado (3 a 8%) apresenta também áreas planas (0 a 3%), e altitudes variando de 674 metros a 781 metros.

De acordo com a base cartográfica de sítios arqueológicos disponibilizada pelo Iphan, não constam sítios georreferenciados dentro da área proposta para a SE Monte Alegre de Minas 2. O Iphan disponibiliza ainda no Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos, os sítios

cadastrados por município, que inclui os não georreferenciados. A partir desse banco de dados, verifica-se que existem 11 sítios arqueológicos identificados no município de Monte Alegre de Minas.

Conforme a base de dados utilizada, não foram identificados assentamentos rurais, unidades de conservação, terras indígenas, territórios quilombolas, sítios arqueológicos, nem cavernas na área proposta para a subestação.

Recomendações para o Relatório R3 da SE Monte Alegre de Minas 2

Deverão ser estudadas criteriosamente, durante a elaboração do Relatório R3 desse empreendimento, as opções de localização da SE Monte Alegre de Minas 2, escolhendo-se a alternativa de terreno mais viável do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para indicação do local da SE Monte Alegre de Minas 2:

- Considerar as dimensões e *layout* da SE Monte Alegre de Minas 2, a serem confirmadas pela equipe de elaboração do Relatório R4, de forma que a configuração planejada além de possibilitar as conexões previstas neste estudo, não ofereça restrição para a chegada e saída de futuras linhas da referida subestação.
- Evitar interferência direta com a rede de drenagem e fragmentos florestais presentes na área.
- Evitar interferência com as benfeitorias presentes na área.
- Obter a localização dos sítios arqueológicos não georreferenciados e cadastrados pelo Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, que se localizam no município de Monte Alegre de Minas, de forma a evitar interferências.

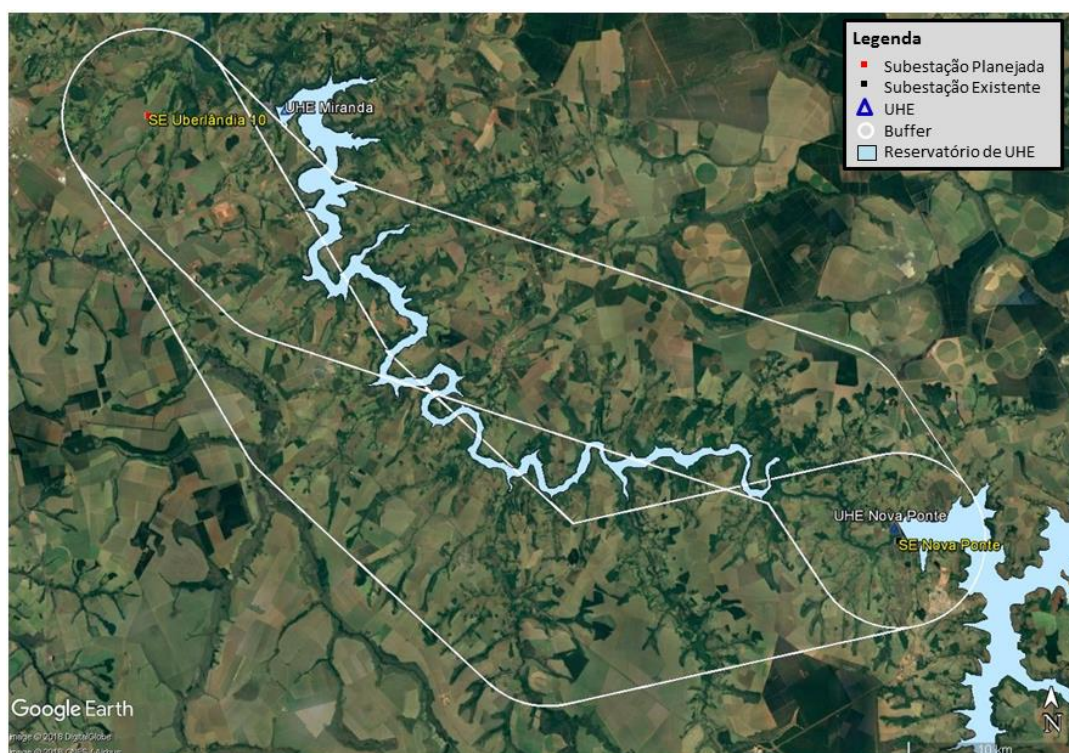
4 DESCRIÇÃO DOS CORREDORES

4.1 Corredor da LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10

A interligação entre as subestações Nova Ponte e Uberlândia 10 será realizada por meio de um circuito simples de 345 kV.

Em função da presença do reservatório da Usina Hidrelétrica (UHE) Miranda, que impossibilita uma conexão retilínea entre as subestações de Nova Ponte e Uberlândia, foram consideradas duas alternativas de corredor para a conexão dessas subestações.

A primeira alternativa situa-se integralmente na margem esquerda do reservatório, e a partir da SE Nova Ponte segue inicialmente no sentido sudoeste (Alternativa Sul), enquanto que a segunda alternativa segue inicialmente para noroeste pela margem direita, atravessando posteriormente o rio Araguari (Alternativa Norte). O eixo do corredor elaborado para a Alternativa Sul possui extensão de 57,8 km, enquanto a Alternativa Norte possui 51,2 km, e ambos possuem 10 km de largura. A Figura 13 apresenta as duas alternativas de corredor.

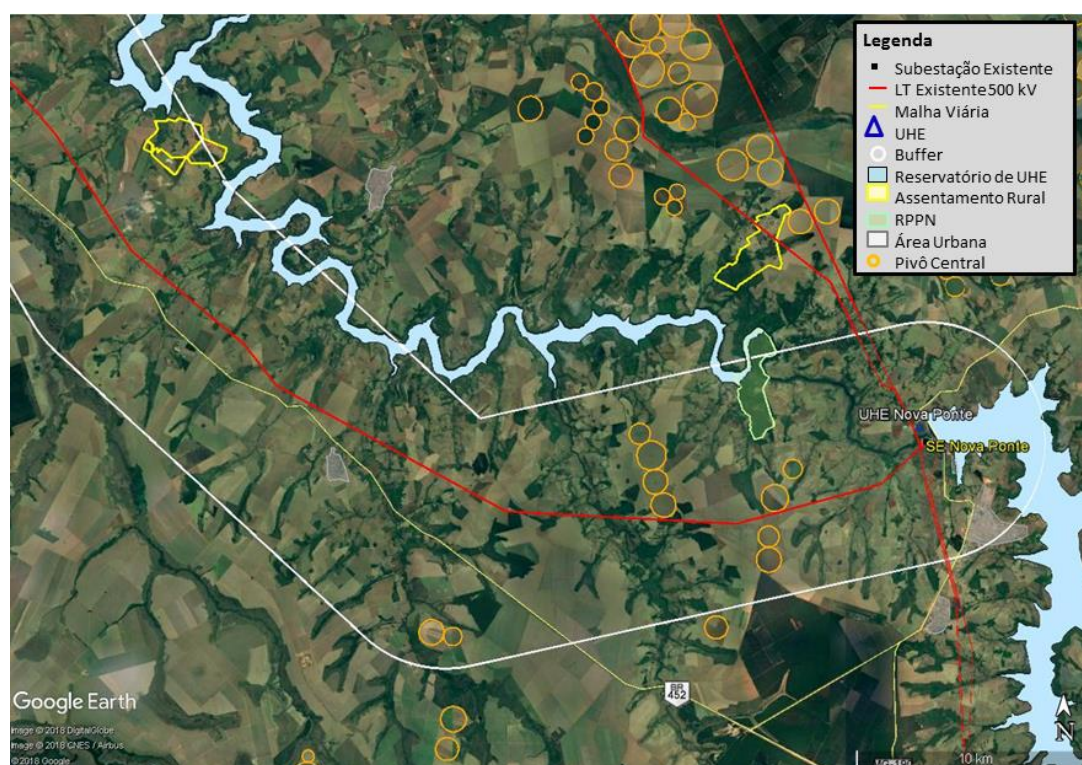


(Fonte: Aneel, 2018; EPE, 2018; Google Earth Pro, 2018; IBGE, 2009)

Figura 13 – Alternativas de corredor da LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10

Além dos aspectos socioambientais, outro atributo se apresenta relevante para a avaliação da alternativa mais promissora: as possibilidades de travessia do reservatório da UHE Miranda.

A Alternativa Sul possui um ponto positivo muito significativo, pois não atravessa o lago do reservatório. Quanto aos demais aspectos, esta alternativa sobrepõe parcialmente um assentamento rural com amplas possibilidades de desvio, pois o mesmo situa-se na borda do corredor, e apenas no trecho inicial do corredor as alternativas de traçado da futura LT se reduzem, devido à presença de alguns pivôs de irrigação e da RPPN Reserva do Jacob, conforme pode ser observado na Figura 14. Por outro lado, a maior parte do traçado do corredor engloba a rodovia BR-452, o que auxilia a questão logística na implantação e manutenção da LT. Outro ponto a favor dessa alternativa é a oportunidade de paralelismo com a LT 500 kV Nova Ponte – UHE Itumbiara C1 (Figura 14 e Figura 16).

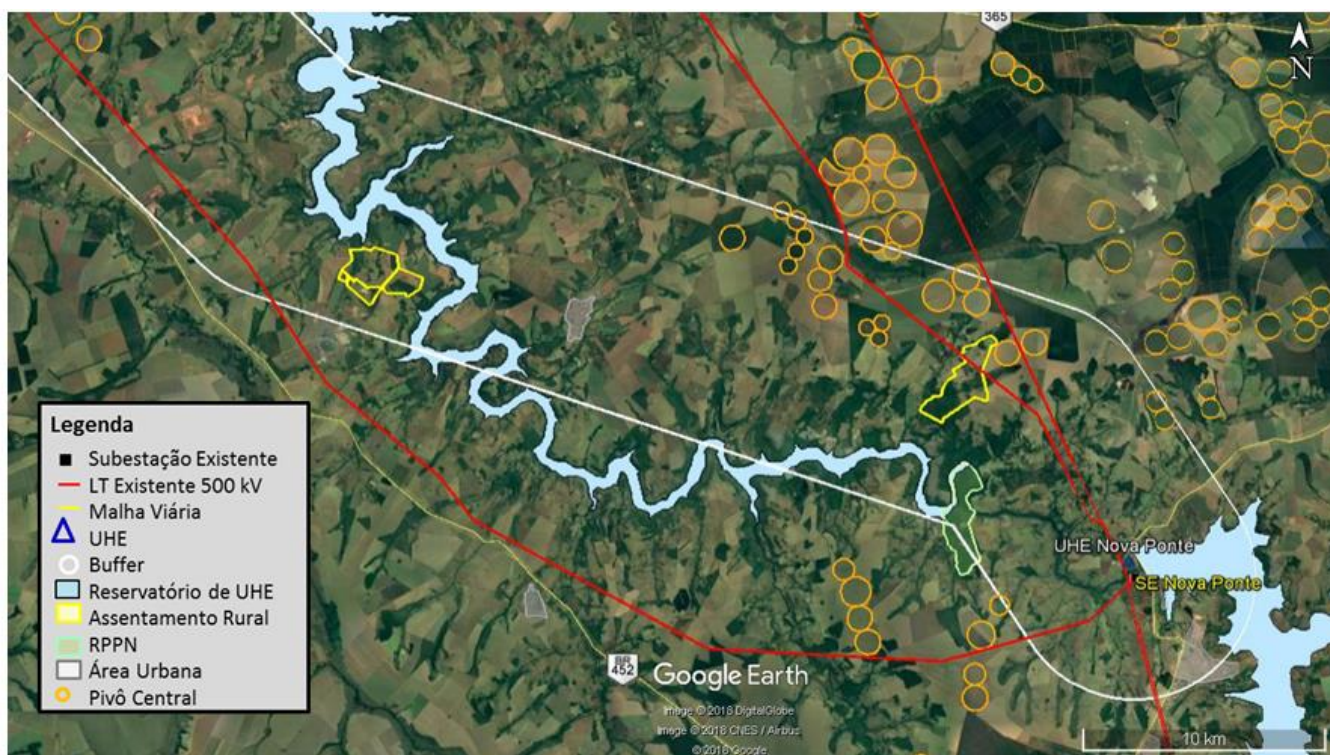


(Fonte: ANA e Embrapa, 2014; Aneel, 2018; Embrapa, 2017; EPE, 2018; IBGE, 2009 e 2016; Inbra, 2018; ICMBio, 2018)

Figura 14 – Trecho inicial da Alternativa Sul de corredor da LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10

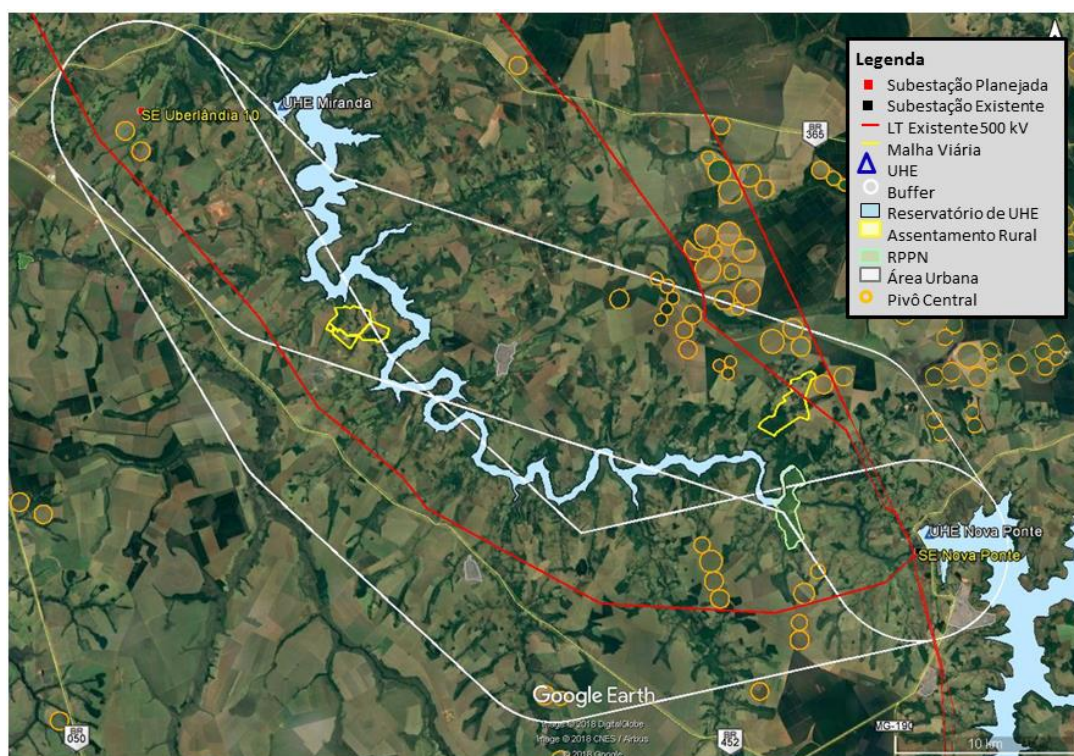
Já a Alternativa Norte possui poucas opções de travessia do reservatório, devido à largura do mesmo, que na interface com o corredor varia de 510 a mais de mil metros de extensão. Outro ponto desfavorável dessa alternativa de corredor é a existência de um maior número de pivôs de irrigação, dois assentamentos rurais, e a RPPN Reserva do Jacob. No trecho inicial, a partir da SE Nova Ponte, a posição da RPPN, de um assentamento e de alguns pivôs, reduz significativamente as opções de traçado que não interfiram nessas áreas. Por fim, essa

alternativa é escassa de vias de acessos asfaltadas, que proporcionem boas condições de tráfego para veículos automotores (Figura 15 e Figura 16).



(Fonte: ANA e Embrapa, 2014; Aneel, 2018; Embrapa, 2017; EPE, 2018; IBGE, 2009 e 2016; Incra, 2018; ICMBio, 2018)

Figura 15 – Trecho inicial da Alternativa Norte de corredor da LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10



(Fonte: ANA e Embrapa, 2014; Aneel, 2018; Embrapa, 2017; EPE, 2018; INCRA, 2018; ICMBio, 2018)

Figura 16 – Aspectos socioambientais e de infraestrutura nas alternativas de corredor da LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10

Verifica-se que a Alternativa Sul apresenta-se mais promissora para a passagem da LT planejada, por possuir menos interferências com áreas protegidas e com áreas que exigem soluções de maior custo de implantação e/ou manutenção. A partir deste ponto passa-se a descrever o corredor selecionado, que corresponde a Alternativa Sul.

O corredor selecionado foi elaborado com 10 km de largura e seu eixo possui 57,8 km de extensão.

Conforme visto anteriormente, o principal norteador para definição do caminhamento do corredor foi o reservatório da UHE Miranda, assim, a partir da SE Nova Ponte o corredor segue no sentido sudoeste, e após 20 km faz uma inflexão para oeste, acompanhando o lago da UHE; segue por mais 17 km, e faz uma inflexão para noroeste, seguindo nesse sentido até a SE Uberlândia 10.

Caso seja indicada localização da diretriz fora do corredor definido, deverá constar no Relatório R3 a justificativa fundamentada para tal.

Infraestrutura e localização

O corredor localiza-se no estado de Minas Gerais, na mesorregião Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba, e abrange cinco municípios, apresentados na tabela abaixo (Tabela 4).

Tabela 4 – Municípios atravessados pelo corredor da LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10

UF	Mesorregião	Microrregião	Municípios
MG	Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba	Araxá	Nova Ponte
		Uberaba	Uberaba
			Indianópolis
		Uberlândia	Uberlândia
			Araguari

A SE Nova Ponte está localizada às margens do Rio Araguari, ao lado da UHE Nova Ponte, a cerca de 4 km do perímetro urbano de Nova Ponte (Figura 17), enquanto que a SE Uberlândia 10 se situa na área rural de Uberlândia, nas proximidades da rodovia BR-452 (Figura 7 do item 3.2). As coordenadas das subestações são apresentadas na Tabela 5.

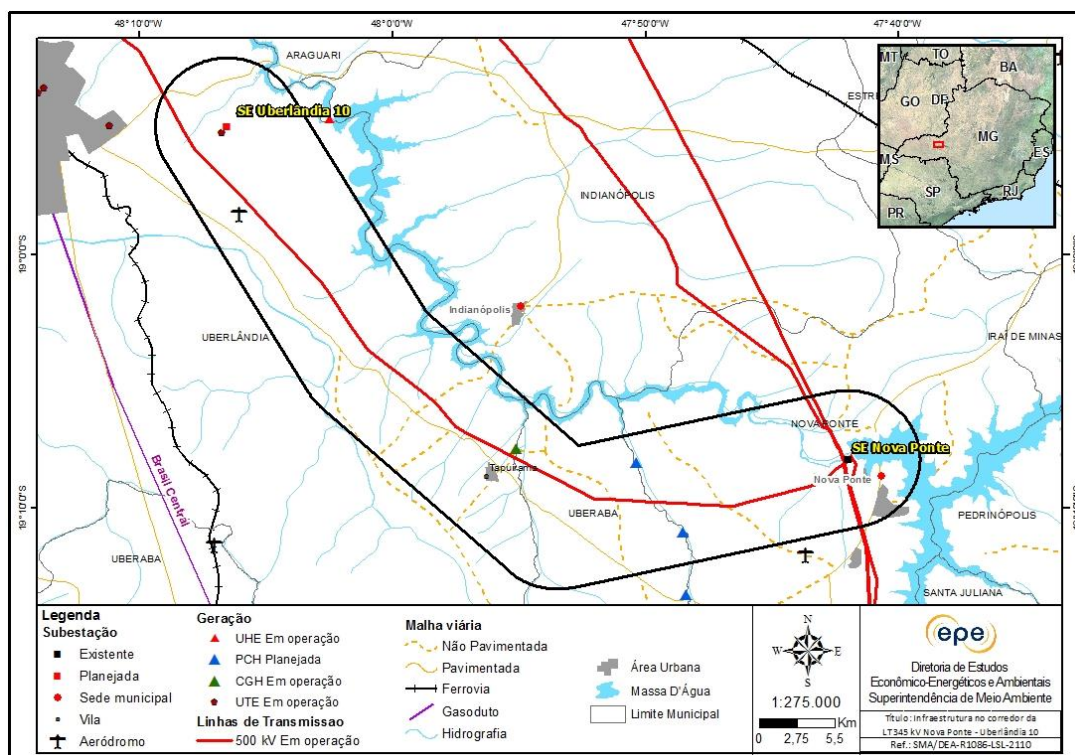
Tabela 5 – Coordenadas das subestações do corredor da LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10

Subestação	Status	Coordenadas ¹		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Nova Ponte	Existente	19°08'03"S	47°42'00"O	Nova Ponte	MG
Uberlândia 10 ¹	Planejada	18°54'54"S	48°06'32"O	Uberlândia	

¹ As coordenadas referem-se ao ponto central da área proposta para a subestação, a ser verificada no Relatório R3.

O corredor sobrepõe as áreas urbanas de Nova Ponte e de Tapuirama, distrito de Uberlândia, ambas com possibilidade de desvio, conforme apresentado na Figura 17. Além disso, abrange alguns loteamentos residenciais às margens do reservatório da UHE Miranda.

O corredor abrange a LT 500 kV Nova Ponte – UHE Itumbiara, cujo traçado serviu de orientação para a definição do eixo do corredor. Na extremidade leste do corredor localizam-se outras cinco LTs de 500 kV: Nova Ponte – São Gotardo 2, Nova Ponte – Estreito, Jaguará – Nova Ponte, Emborcação – Nova Ponte C1 e C2 (Figura 17).



(Fonte: Anac, 2018; Aneel, 2018; Embrapa, 2017; EPE, 2018; ESRI, 2018; FAB, 2018; IBGE, 2009 e 2016)

Figura 17 – Infraestrutura e municípios no corredor da LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10

Conforme mencionado no item 3.1, outra LT está sendo planejada neste estudo, a LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3, cujo corredor é apresentado nesta Nota Técnica (NT) no item 4.2. Como as extremidades destes corredores apresentam sobreposição, as saídas destas linhas da SE Nova Ponte devem ser estudadas em conjunto quando da elaboração do Relatório R3, visando minimizar os cruzamentos de linhas, não só entre estas LTs planejadas, mas também com as cinco LT existentes, anteriormente mencionadas.

O sistema viário é constituído pela rodovia federal BR-452, que percorre longitudinalmente a maior parte do corredor, pela MG-190 que atravessa a extremidade leste do corredor, e onde se localiza a cidade de Nova Ponte, pela BR-365 na extremidade oeste, e pela estrada municipal 371 de Uberlândia, que faz a ligação da BR-452 com os loteamentos situados às margens do lago da UHE Miranda. As demais vias são estradas vicinais que atendem às

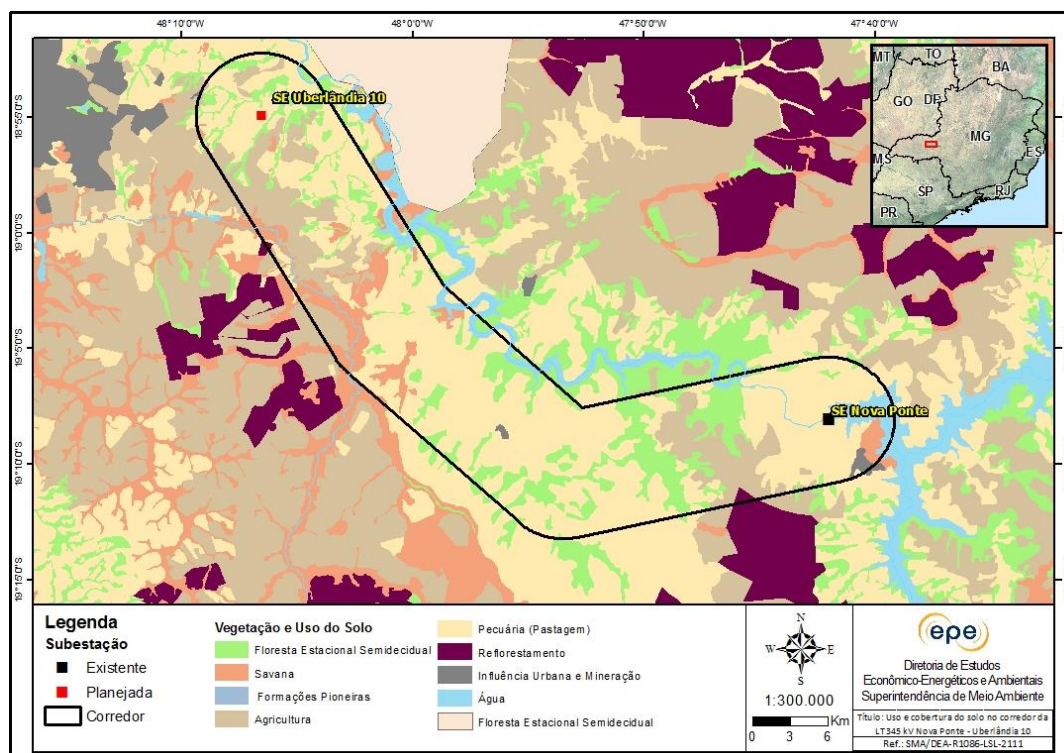
propriedades rurais e instalações comerciais, e que podem auxiliar no apoio viário para a implantação da futura LT, diminuindo assim o número de aberturas de acesso (Figura 17).

O corredor abrange o aeródromo privado Quatro Ventos, que possui pista de terra de 1.100 metros (ANAC, 2018). Com possibilidade de desvio pela futura LT, sem interferir na zona de influência das superfícies limitadoras de obstáculos do Plano Básico de Zona de Proteção de Aeródromos (PBZPA) deste aeródromo (Figura 17).

Segundo consulta ao sítio eletrônico do Sigel/Aneel, foram identificados cinco empreendimentos de geração de energia no interior do corredor: a UHE Nova Ponte, localizada ao lado da SE Nova Ponte; a usina termelétrica Humberto Alves, de 82 kW de potência, a sudeste do local da futura SE Uberlândia 10; a central geradora hidrelétrica Tapuira, de 76 kW, localizada no ribeirão Rocinha, nas proximidades do distrito de Tapuira; e duas pequenas centrais hidrelétricas planejadas no rio Claro, a PCH Fazenda Salto, de 14.000 kW, e a PCH Varginha, de 8.000 kW (Figura 17).

Vegetação e uso do solo

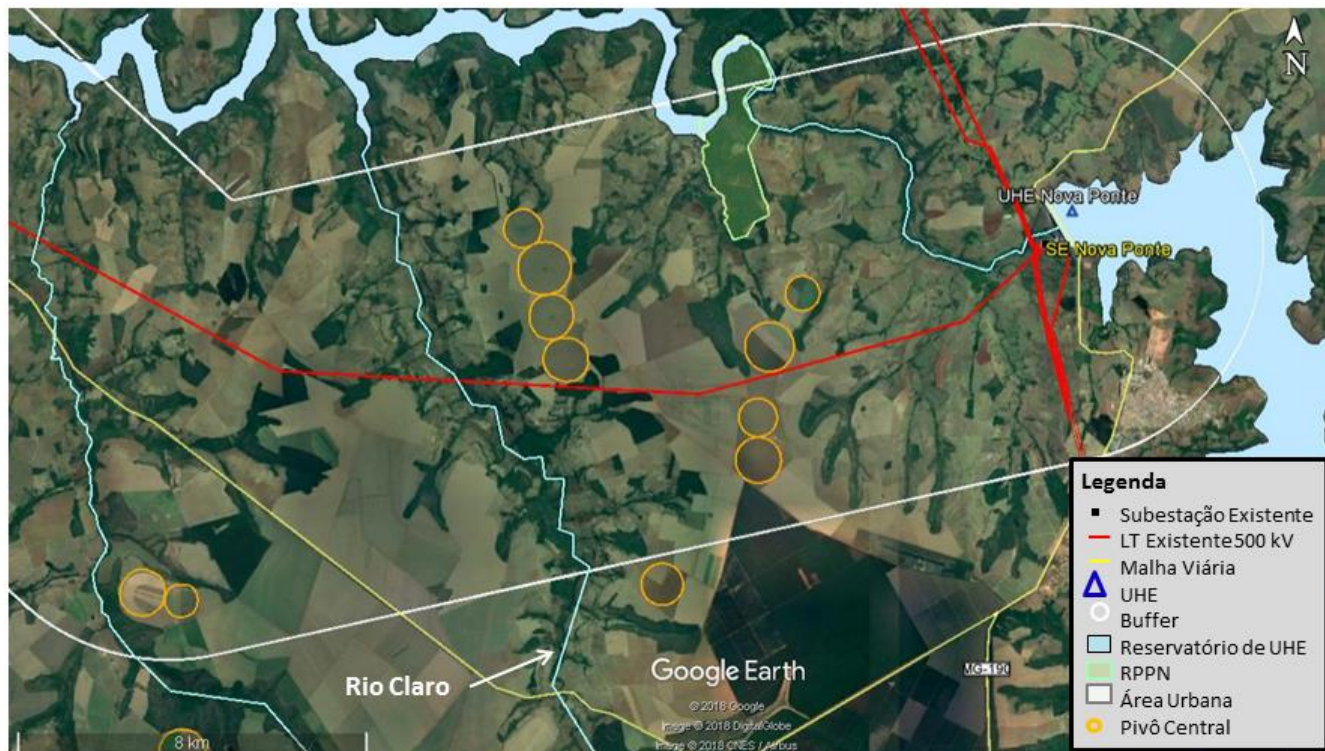
O corredor encontra-se integralmente no bioma Cerrado, e conforme classificação do uso e ocupação do solo realizada pelo MMA (2007b), as pastagens predominam ao longo do corredor, seguidas de áreas de agricultura mecanizada, com ambas as atividades em médias a grandes propriedades. Existem fragmentos de vegetação de cerrado principalmente no vale do Rio Uberabinha, e fragmentos florestais correspondentes às áreas de reserva legal e às áreas de preservação permanente (APP) ao longo dos rios (Figura 18).



(Fonte: Embrapa, 2017; EPE, 2018; Esri, 2018; IBGE, 2012; IBGE, 2009 e 2016; MMA, 2007b)

Figura 18 - Uso do solo no corredor da LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10

A partir da SE Nova Ponte, localizada às margens do Rio Araguaia e da rodovia MG-190, o corredor segue no sentido sudoeste, acompanhando a orientação da LT 500 kV Nova Ponte – UHE Itumbiara. Neste trecho inicial o corredor abrange alguns pivôs de irrigação e a RPPN Reserva do Jacob, com possibilidade de desvio. O corredor cruza o rio Claro, e toma o sentido oeste, passando a englobar e acompanhar a rodovia BR-452 (Figura 19 e Figura 20).



(Fonte: ANA e Embrapa, 2014; Anac, 2018; Aneel, 2018; Embrapa, 2017; EPE, 2018; Google Earth Pro, 2018; IBGE, 2009 e 2016; ICMBio, 2018)

Figura 19 - Trecho inicial do corredor da LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10

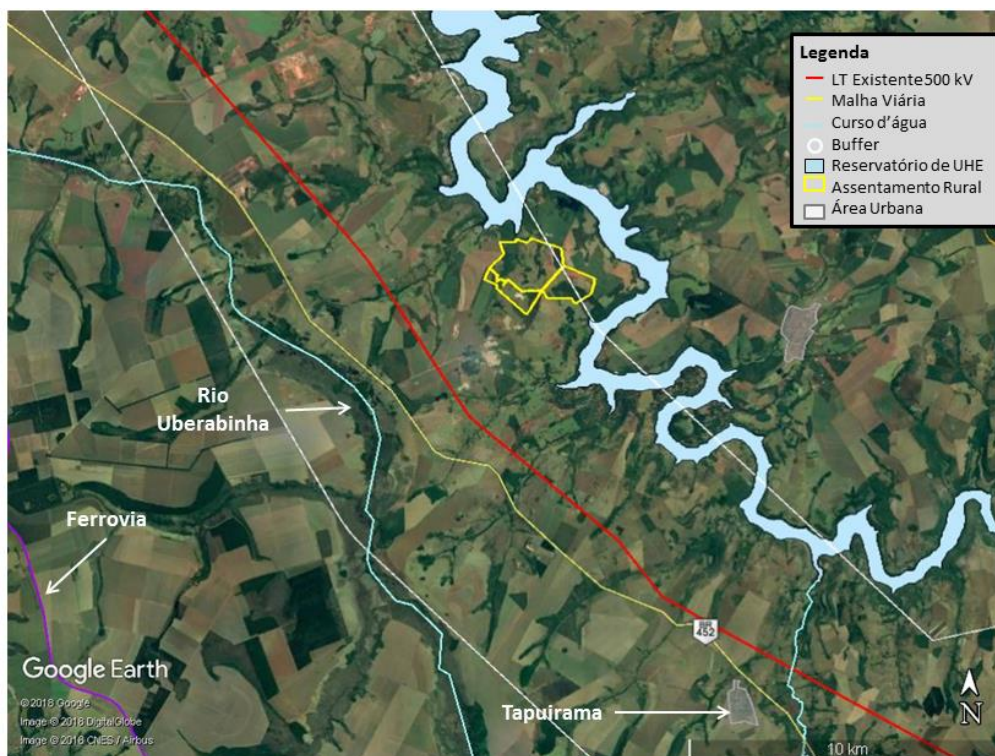


(Fonte: ANA e Embrapa, 2014; Aneel, 2017; Embrapa, 2017; EPE, 2018; Google Earth Pro, 2018; IBGE, 2009 e 2016; ICMBio, 2018)

Figura 20 – Inflexão no corredor da LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10

O corredor então é atravessado pelo ribeirão da Rocinha, e sobrepõe a sede do distrito de Tapuirama. Na face nordeste o corredor sobrepõe parcialmente o lago da UHE Miranda,

onde existem vários loteamentos residenciais, e em sequência o PA Paciência. Na face sudoeste sobrepõe o rio Uberabinha (Figura 20, Figura 21 e Figura 22).



(Fonte: ANA e Embrapa, 2014; Aneel, 2018; Embrapa, 2017; EPE, 2018; Google Earth Pro, 2018; IBGE, 2009 e 2016; Incra, 2018)

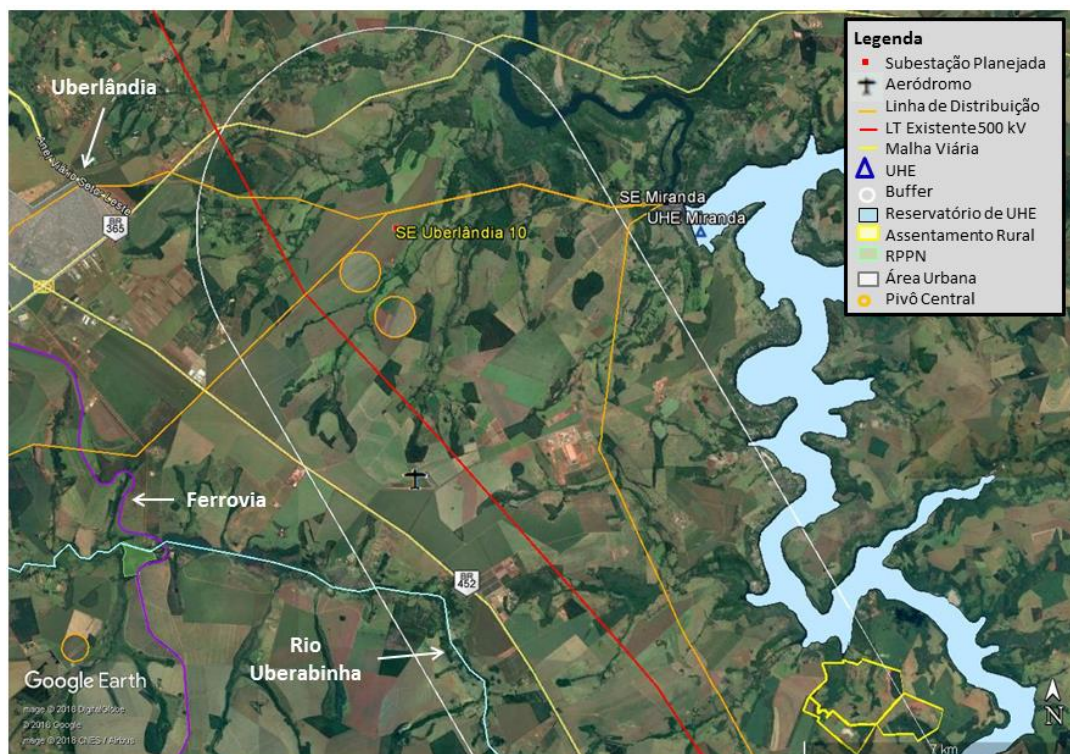
Figura 21 – Trecho médio do corredor da LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10



(Fonte: Aneel, 2018; EPE, 2018; Google Earth Pro, 2018)

Figura 22 – Loteamentos residenciais às margens do lago da UHE Miranda no corredor da LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10

O corredor se aproxima do perímetro urbano de Uberlândia, e em meio às propriedades agropecuárias observam-se algumas indústrias de tipologias diversas. É necessário atentar para o aeródromo Quatro Ventos nas proximidades da rodovia BR-452 (ANAC, 2018), e dois pivôs centrais a sudeste da SE Uberlândia 10 (Figura 23).

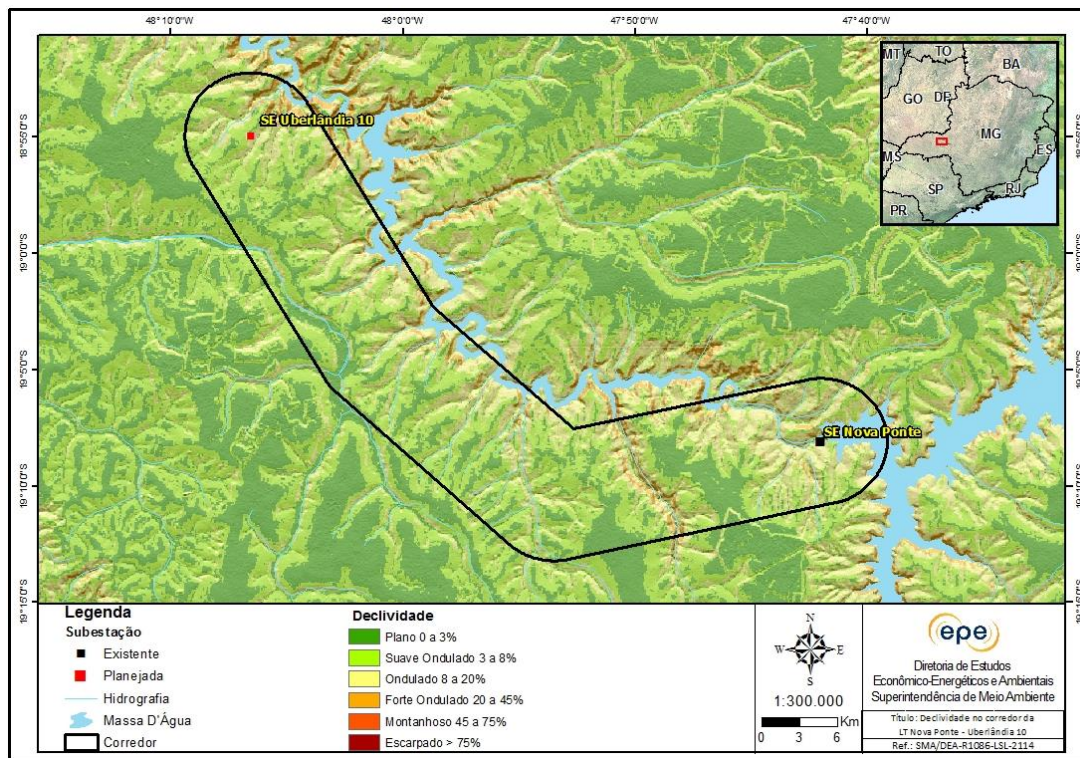


(Fonte: ANA e Embrapa, 2014; Anac, 2018; Aneel, 2018; Embrapa, 2017; EPE, 2018; Google Earth Pro, 2018; IBGE, 2009 e 2016; ICMBio, 2018; IEF, 2018; Inbra, 2018)

Figura 23 - Trecho final do corredor da LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10

Meio físico e processos minerários

O corredor não apresenta relevo acidentado de grandes amplitudes (montanhoso ou escarpado), bem como planícies fluviais com depósitos coluvionares e aluvionares expressivos. Do ponto de vista geral, predominam relevos de planaltos, baixos platôs e colinas com declividades variando de plano (0 a 3%) a suave ondulado (3 a 8%), interceptados por vales encaixados de baixa amplitude de topografia ondulada (8 a 20%) a forte ondulada (20 a 45%). Essa configuração do meio físico normalmente expressa condições mais favoráveis para a implantação da LT, considerando menor complexidade e custos relacionados à implantação de fundações, acessos, movimentação de terra, transporte de materiais, equipamentos e deslocamento de pessoal (Figura 24).

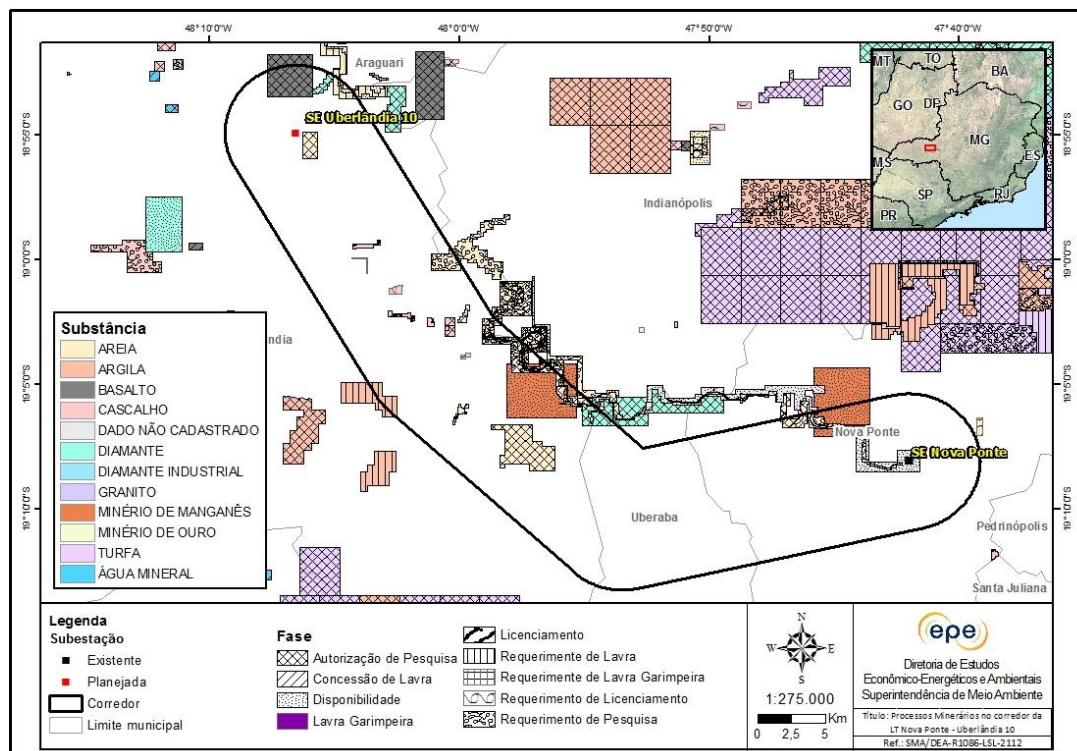


(Fonte: CPRM, 2010; EPE, 2018; MMA, 2007b; Valeriano, 2008)

Figura 24 - Declividade no corredor da LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10

Os cursos d'água presentes no corredor não exigem travessias de grande extensão para a passagem da LT, e os principais são o rio Araguaia que atravessa o corredor em sua extremidade leste, sendo sobreposto novamente pelo corredor em sua porção central, nesse caso já constituindo o lago da UHE Miranda; o rio Uberabinha, que entra e sai do corredor em sua porção final, percorrendo cerca de 17 km de forma longitudinal no interior do corredor; o rio Claro, que atravessa transversalmente o corredor na região entre a SE Nova Ponte e a rodovia BR-452; e o ribeirão da Rocinha, que atravessa o corredor nas proximidades do distrito de Tapuirama. Nenhum desses cursos d'água exige travessias maiores que 100 metros (Figura 19, Figura 20, Figura 21 e Figura 23).

O corredor se sobrepõe a 55 processos minerários registrados na ANM (ex-DNPM). Dentre esses, três em requerimento de lavra, 19 em autorização de pesquisa, 11 em licenciamento, quatro em requerimento de licenciamento, sete em requerimento de pesquisa e 11 em disponibilidade. Os processos na fase de requerimento de lavra referem-se às substâncias areia e argila refratária, e os demais processos referem-se às substâncias areia, basalto, cascalho, diamante e minério de manganês. Todos os processos são referentes a áreas passíveis de desvio pela futura LT (Figura 25).



(Fonte: DNPM, 2018; EPE, 2018)

Figura 25 - Processos minerários no corredor da LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10

Áreas com restrições legais e áreas prioritárias para conservação da biodiversidade

Conforme dito anteriormente, o corredor sobrepõe parcialmente uma RPPN, a Reserva do Jacob, mas com possibilidade de desvio pela futura LT (Figura 26). A Tabela 6 apresenta as informações referentes a essa unidade de conservação.

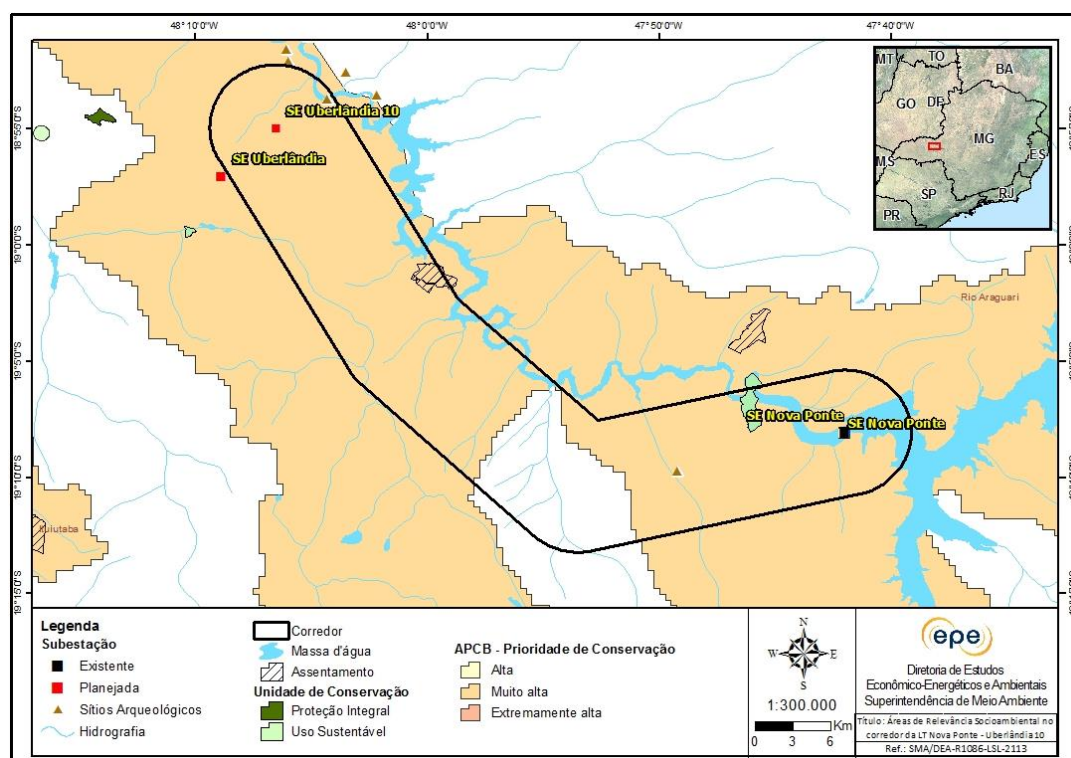
Tabela 6 – Unidades de conservação no corredor da LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10

Nome	Grupo	Categoria
Reserva do Jacob	Uso sustentável	Reserva Particular do Patrimônio Natural

O assentamento rural PA Paciência também é parcialmente sobreposto, com possibilidade de desvio pela futura LT (Figura 26). A Tabela 7 apresenta as informações referentes a esse projeto de assentamento.

Tabela 7 – Projeto de assentamento no corredor da LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10

Projeto de Assentamento	Nome do Município
Paciência	Uberlândia



(Fonte: EPE, 2018; IEF, 2018; Inbra, 2018; Iphan, 2018; MMA, 2007a; ICMBio, 2018)

Figura 26 - Áreas de relevância socioambiental no corredor da LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10

O corredor se sobrepõe à APCB Rio Araguari sem possibilidade de desvio. As características dessa APCB são apresentadas na Tabela 8.

Tabela 8 – APCB no corredor da LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10

Nome da APCB	Prioridade de conservação	Ação Prioritária
Rio Araguari	Muito Alta	Recuperação

De acordo com a base cartográfica de sítios arqueológicos disponibilizada pelo Iphan, existem dois sítios georreferenciados dentro do corredor, localizados nos municípios de Nova Ponte e Uberlândia, sendo que ambos podem ser desviados pela futura LT. O Iphan disponibiliza ainda no Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos os sítios cadastrados por município, que inclui os não georreferenciados. A partir desse banco de dados, verifica-se que há um relevante número de sítios arqueológicos identificados nos municípios atravessados pelo corredor, indicando que o número de sítios dentro do corredor pode ser superior ao encontrado na base georreferenciada. Nesse contexto, o levantamento de dados nessa base indicou que existem: 28 sítios em Uberlândia, 11 em Uberaba, oito em Nova Ponte, e um em Indianópolis.

De acordo com as bases de dados consultadas, não há registro de cavidades naturais, territórios quilombolas e terras indígenas na área do corredor. Adicionalmente, convém

ressaltar que a região ao norte e nordeste da SE Nova Ponte possui média potencialidade de ocorrência de cavernas (Cecav, 2012).

Recomendações para o Relatório R3 do corredor da LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10

Deverão ser estudadas, 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:

- Estudar o traçado da LT na saída da SE Nova Ponte, minimizando cruzamentos com a LT planejada Nova Ponte – Araxá 3, e com as LTs existentes.
- Considerar o arranjo planejado da SE Uberlândia 10 pela equipe de elaboração do Relatório R4, de forma a compatibilizar a diretriz da LT com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.
- Evitar, sempre que possível, incidir o traçado da futura linha de transmissão em áreas de agricultura irrigada por pivôs centrais e de silvicultura.
- Buscar, sempre que possível, proximidade com a BR-452, de forma a aproveitar as estradas existentes, diminuir a necessidade de abertura de novos acessos e reduzir a supressão de vegetação.
- Evitar sobreposição com a RPPN Reserva do Jacob.
- Não incidir o traçado nos sítios arqueológicos presentes no corredor.
- Obter a localização dos sítios arqueológicos não georreferenciados e cadastrados pelo Iphan que se localizam nos municípios sobrepostos pelo corredor.
- Evitar sobreposição com o projeto de assentamento do Incra presente no corredor.
- Evitar interferência com os núcleos urbanos e localidades presentes ao longo do corredor.
- Evitar, sempre que possível, sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, e desviar daqueles que se encontram em estágio mais avançado.
- Avaliar as possibilidades de interferência da alternativa de traçado sobre as superfícies limitadoras de obstáculos do Plano Básico de Zona de Proteção do Aeródromo Quatro Ventos, desviando a diretriz da LT.

4.2 Corredor da LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3

A interligação entre as subestações Nova Ponte e Araxá 3 será realizada por meio de um circuito simples de 345 kV. O corredor proposto foi elaborado com 10 km de largura e seu eixo possui cerca de 115 km de extensão.

Os principais fatores para definição do eixo do corredor foram o desvio de áreas com grande número de pivôs centrais de irrigação, o paralelismo com linhas de transmissão de 500 kV existentes e proximidade com a malha viária, de forma a reduzir a necessidade de abertura de acessos durante a construção do empreendimento.

Infraestrutura e localização

O corredor localiza-se integralmente no estado de Minas Gerais, na mesorregião do Triângulo Mineiro, e sobrepõe cinco municípios, apresentados na tabela abaixo (Tabela 9).

Tabela 9 – Municípios atravessados pelo corredor da LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3

UF	Mesorregião	Microrregião	Municípios
MG	Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba	Araxá	Araxá
			Nova Ponte
			Perdizes
			Sacramento
			Santa Juliana

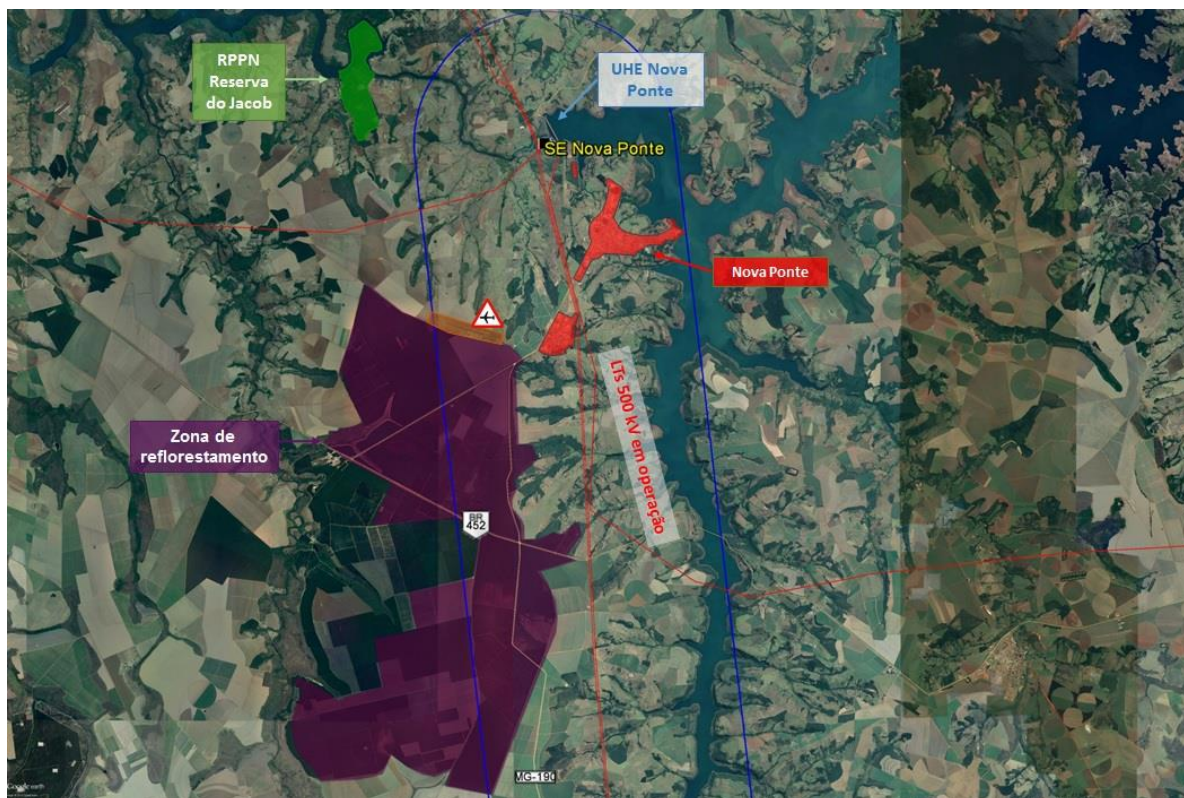
As coordenadas das subestações do corredor da LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3 são apresentadas na Tabela 10 a seguir. Cabe ressaltar que a SE Araxá 3 tem sua localização indicativa situada ao sul do núcleo urbano de Araxá e a descrição dessa área é apresentada nesta Nota Técnica no item 3.1.

Tabela 10 – Coordenadas das subestações do corredor da LT 345 KV Nova Ponte – Araxá 3

Subestação	Status	Coordenadas ¹		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Araxá 3 ¹	Planejada	19°43'01"S	46°58'18"O	Araxá	MG
Nova Ponte	Existente	19°08'03"S	47°42'00"O	Nova Ponte	MG

¹ As coordenadas referem-se ao ponto central da área proposta para a subestação, a ser verificada no Relatório R3.

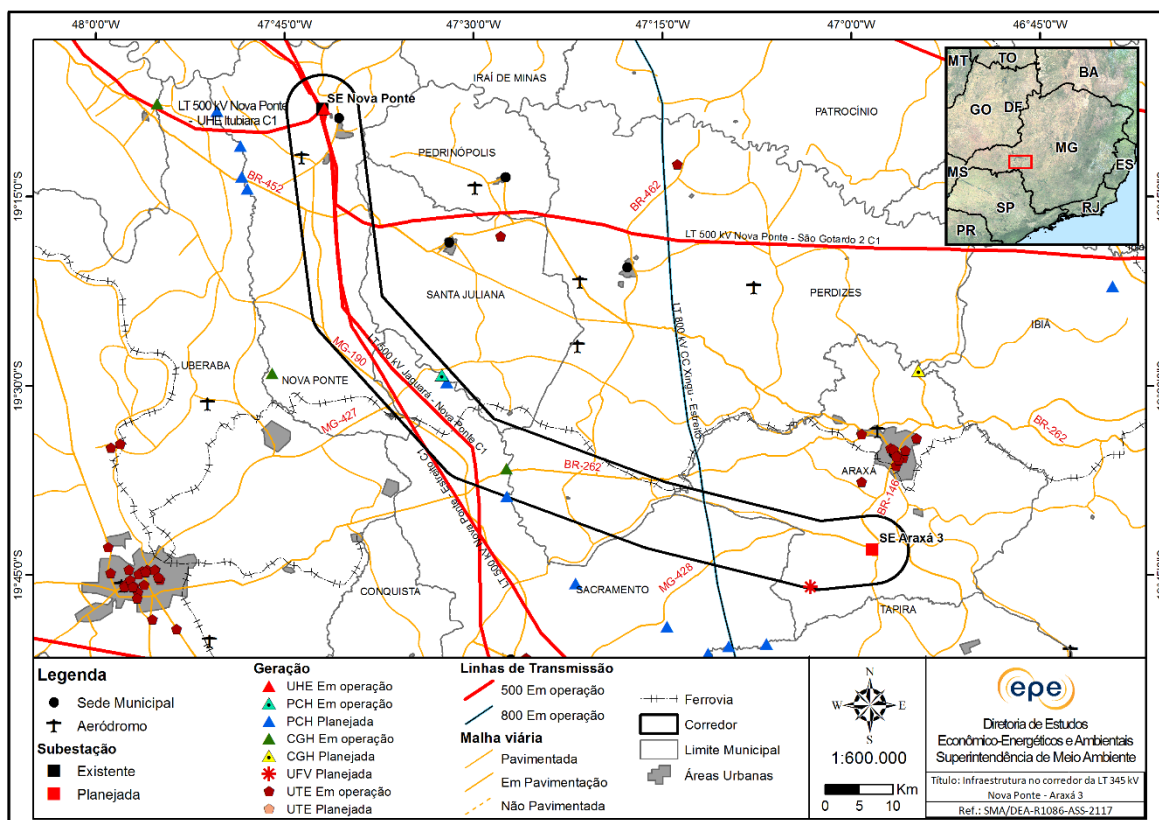
O corredor abrange a área urbana do município de Nova Ponte, que poderá ser desviada pela futura LT, conforme apresentado na Figura 27. Também no município de Nova Ponte, o corredor abrange o aeródromo de Nova Ponte, que possui pista de asfalto ou concreto asfáltico com extensão aproximada de 1,5 km. Contudo, na área do corredor há possibilidade de a futura linha não interferir na zona de influência das superfícies limitadoras de obstáculos do Plano Básico de Zona de Proteção de Aeródromos (PBZPA).



(Fonte: Anac, 2018; Embrapa, 2017; EPE, 2018; Google Earth Pro, 2018; IEF, 2018)

Figura 27 - Trecho inicial do corredor da LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3

O corredor apresenta, em seu trecho inicial, paralelismo com o trajeto da rodovia MG-190 e também acompanha por aproximadamente 50 km o trajeto das linhas de 500 kV existentes (Nova Ponte – Estreito e Jaguará – Nova Ponte), cujo traçado serviu de orientação para a definição do eixo do corredor, como pode ser observado na Figura 28. É importante ressaltar que, no município de Sacramento, o corredor cruza a LT 800 kV Xingu – Estreito, sendo necessária atenção especial no cruzamento dessa linha, devido à tensão (a mais alta em operação no país), ao porte das estruturas e à importância dessa LT para o SIN.



(Fonte: Anac, 2018; Aneel, 2018; Embrapa, 2017; EPE, 2018; FAB, 2018; IBGE, 2009 e 2016)

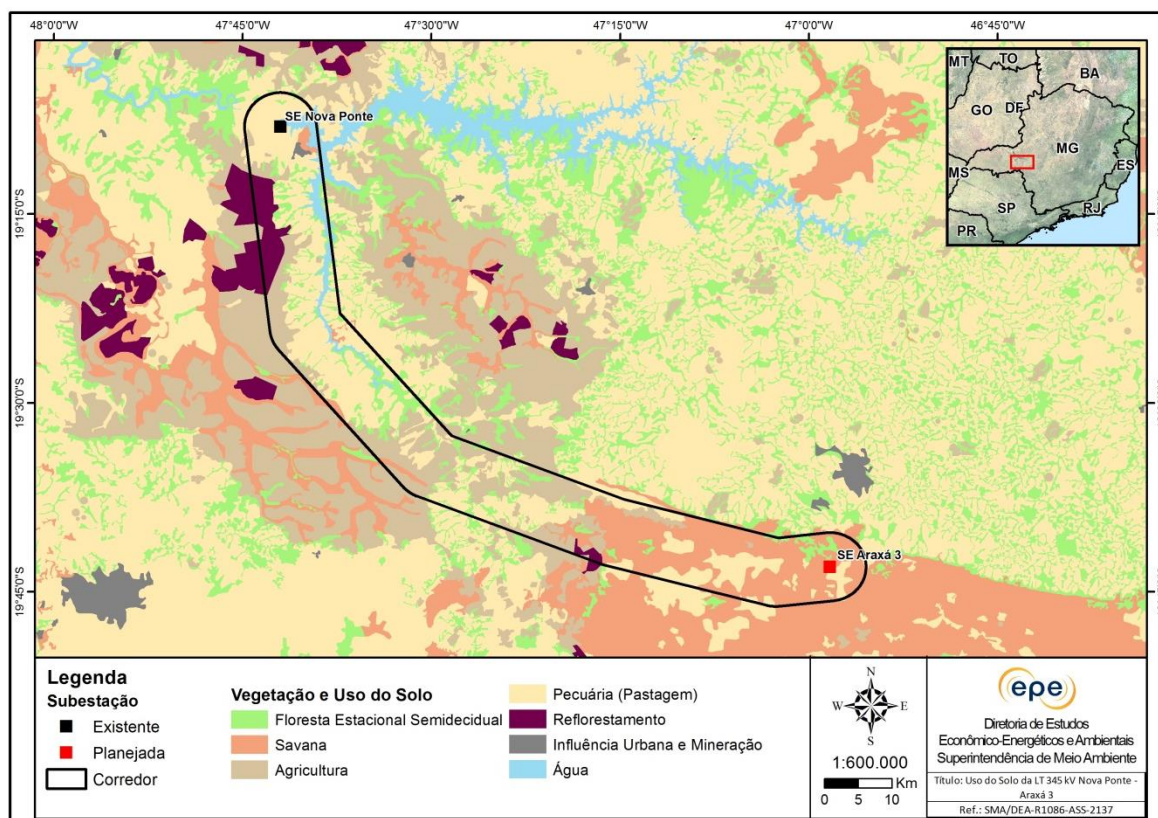
Figura 28 – Infraestrutura e municípios no corredor da LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3

O sistema viário sobreposto pelo corredor é constituído pelas rodovias federais BR-146, BR-262 e BR-452 e pelas rodovias estaduais MG-190, MG-427 e MG-428, além de algumas vias secundárias, que podem ser utilizadas para a implantação da futura LT, reduzindo assim a necessidade de novas aberturas de acesso, diminuindo os impactos socioambientais negativos. Ressalta-se que o corredor cruza a Ferrovia Centro-Atlântica no município de Sacramento.

Em consulta ao Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico – Sigel (ANEEL, 2018) foram identificados três aproveitamentos hidrelétricos em operação localizados no corredor; além da UHE Nova Ponte, localizada ao lado da SE Nova Ponte, há uma PCH situada no limite dos municípios Sacramento e de Santa Juliana (PCH Pai Joaquim) e uma CGH implantada no limite dos municípios de Sacramento e Perdizes (CGH Cachoeira dos Macacos). Também foram identificadas duas PCHs planejadas com Despacho de Registro de Adequabilidade do Sumário Executivo (DRS) e uma Usina Fotovoltaica com Despacho de Requerimento de Outorga (DRO).

Vegetação e uso do solo

O corredor encontra-se integralmente no bioma Cerrado. Conforme classificação do uso e ocupação do solo realizada pelo MMA (2007b), as pastagens predominam ao longo do corredor, e também existem áreas com agricultura mecanizada. As áreas com remanescentes de vegetação nativa de cerrado estão localizadas principalmente no município de Araxá (Figura 29). Existem pequenos fragmentos florestais correspondentes às áreas de reserva legal e às áreas de preservação permanente (APP) ao longo dos rios por todo o corredor.



(Fonte: EPE, 2018; MMA, 2007b)

Figura 29 - Uso do solo no corredor da LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3

O corredor sobrepõe alguns pivôs centrais de irrigação, sobretudo nas proximidades da rodovia BR-262, os quais poderão ser evitados pelo traçado da futura LT (Figura 30).



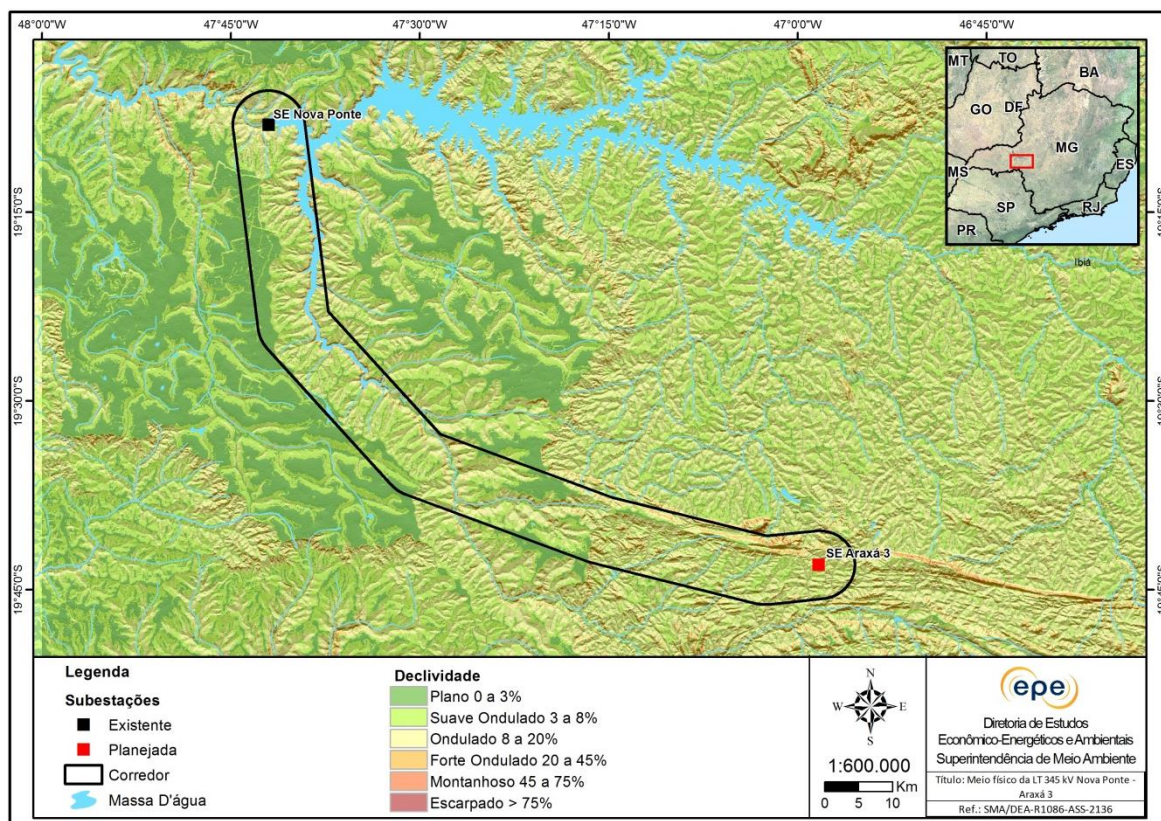
(Fonte: ANA e Embrapa, 2014; Google Earth Pro, 2018)

Figura 30 – Pivôs de irrigação e inflexão no corredor da LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3

Meio físico e processos minerários

O corredor apresenta significativa diversidade de unidades de relevo; são eles: Planaltos e Baixos Platôs com declividade de 0 a 5°, Vales Encaixados ao longo do corredor com declividade de 10 a 25°, Domínio de Morros e de Serras Baixas ao sul da SE Araxá 3, com declividade de 15 a 35°, Domínio Montanhoso com 25 a 45° de declividade ao norte da SE Araxá 3 (CPRM, 2012). Por conta do elevado grau de declividade, em alguns trechos do corredor, a instalação das torres apresentará maior complexidade e custos relacionados à implantação de fundações, acessos, movimentação de terra, transporte de materiais, equipamentos e deslocamento de pessoal.

Os cursos d'água presentes no corredor não exigem travessias de grande extensão para a passagem da LT (Figura 31).

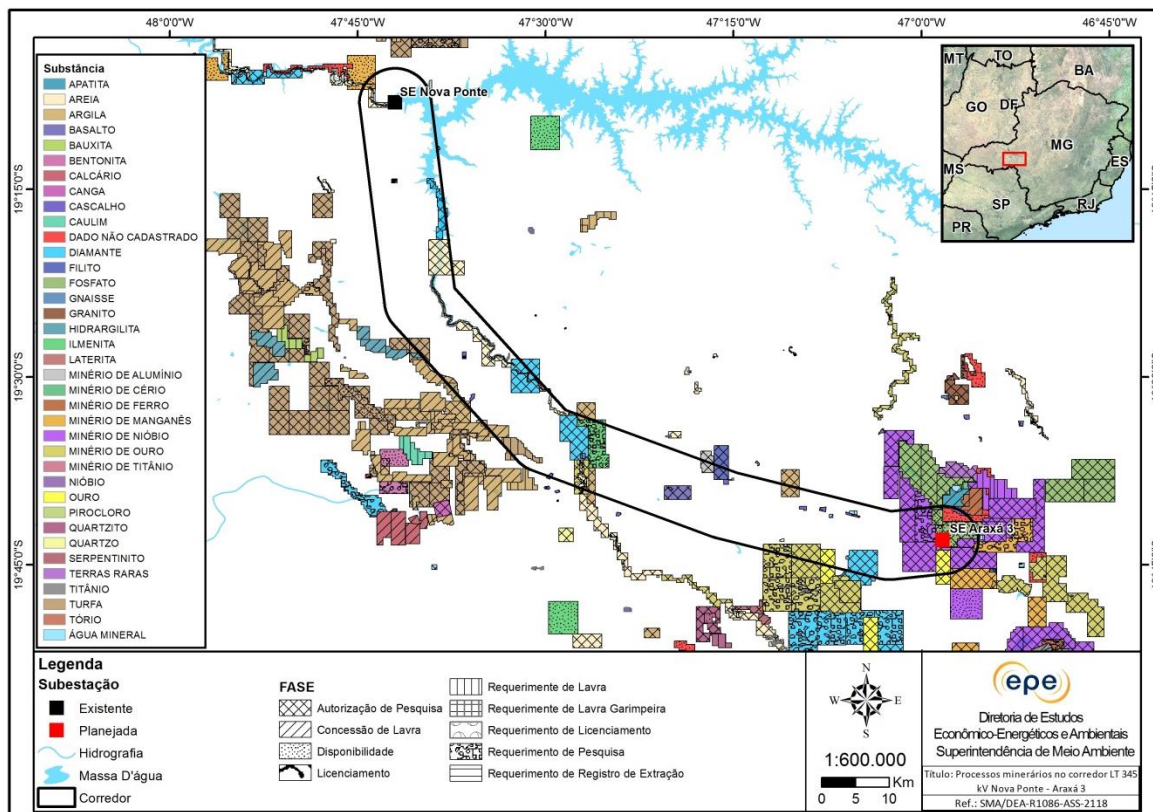


(Fonte: EPE, 2018; USGS, 2012)

Figura 31 – Declividade no corredor da LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3

As altitudes no corredor variam entre 800 e 1.230 metros, sendo que as áreas mais elevadas são observadas na Serra do Sacramento, perto da área da futura SE Araxá 3, devido ao Domínio Montanhoso, e as de menor altitude próximo à SE Nova ponte (Google Earth, 2018; CPRM, 2012).

O corredor sobrepõe 83 processos minerários registrados na ANM (ex-DNPM). Dentre esses, 38 em fase de autorização de pesquisa, 8 em concessão de lavra, 6 em requerimento de lavra, 8 em disponibilidade, 8 em licenciamento, 7 em requerimento de licenciamento e 8 em requerimento de pesquisa. Nas fases mais avançadas a substância que se destaca é a argila, com 3 processos em concessão de lavra e 1 em requerimento de lavra (Figura 32).



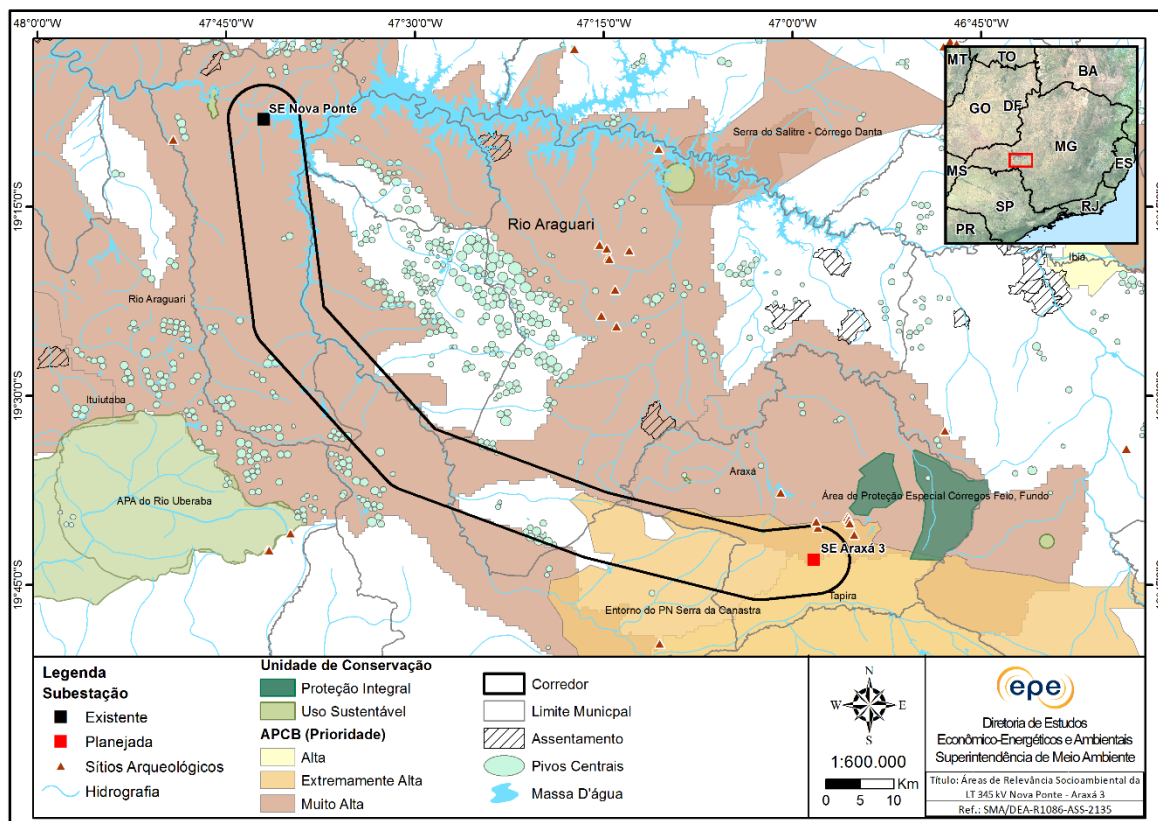
(Fonte: ANM, 2018; EPE, 2018)

Figura 32 - Processos minerários no corredor da LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3

Áreas com restrições legais e áreas prioritárias para conservação da biodiversidade

De acordo com a base de dados consultada, na área do corredor não há registro de unidade de conservação, terra indígena, terra quilombola e cavernas. Adicionalmente, convém ressaltar que o corredor possui entre baixa e média potencialidade de ocorrência de cavernas (Cecav, 2012).

Destaca-se a existência de um grande número de pivôs centrais na região do corredor. As áreas de maior concentração de pivôs foram evitadas; contudo, não foi possível desviar de todos, sendo, portanto, indicado o desvio desses pelo traçado da futura LT.



(Fonte: ANA e Embrapa, 2014; EPE, 2018; IBGE, 2009; ICMBio, 2018; Incra, 2018; Iphan, 2018; MMA, 2007a; MMA, 2018)

Figura 33 - Áreas de relevância socioambiental no corredor da LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3

O corredor sobrepõe quatro APCBs, sendo uma com prioridade extremamente alta de conservação e uma cuja ação prioritária destina-se a criação de unidade de conservação de proteção integral, conforme detalhado na Tabela 11. Como observado na Figura 33, não há possibilidade de desvio dessas APCBs, já que as subestações estão localizadas dentro de duas delas.

Tabela 11 – APCB no corredor da LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3

Nome da APCB	Prioridade de Conservação	Ação Prioritária
Araxá	Muito alta	Ordenamento Pesqueiro
Entorno do PN Serra da Canastra	Extremamente alta	Recuperação
Rio Araguari	Muito alta	Recuperação
Tapira	Alta	Criar UC-PI / Corredor/Mosaico

De acordo com a base cartográfica de sítios arqueológicos disponibilizada pelo Iphan, existe um sítio georreferenciado dentro do corredor, localizado no município de Araxá. O Iphan disponibiliza ainda no Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos os sítios cadastrados por município, que inclui os não georreferenciados. A partir desse banco de dados, verifica-se que há um relevante número de sítios arqueológicos identificados nos municípios atravessados pelo corredor, indicando que o número de sítios dentro do corredor pode ser superior ao encontrado na base georreferenciada. Nesse contexto, o levantamento de dados nessa base indicou que existem 24 sítios cadastrados em Perdizes, sendo apenas 9

georreferenciados, 9 em Araxá, todos georreferenciados, 7 em Sacramento e 1 em Nova Ponte, sendo esses, presentes nos últimos 3 municípios citados, todos georreferenciados.

Recomendações para o Relatório R3 do corredor da LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3

Deverão ser estudadas, 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:

- Minimizar a interferência em áreas com remanescentes de vegetação nativa.
- Evitar interferência com os núcleos urbanos e localidades presentes ao longo do corredor.
- Evitar, sempre que possível, incidir o traçado da futura linha de transmissão em áreas de agricultura irrigada por pivôs centrais e de silvicultura.
- Estudar o traçado da LT na saída da SE Nova Ponte, minimizando cruzamentos com a LT planejada Nova Ponte – Uberlândia 10, e com as LT existentes.
- Buscar, sempre que possível, proximidade com as rodovias existentes, de forma a aproveitar os acessos já existentes, diminuir a necessidade de abertura de novos acessos e reduzir a supressão de vegetação.
- Não incidir o traçado no sítio arqueológico presente no corredor.
- Obter a localização dos sítios arqueológicos não georreferenciados e cadastrados pelo Iphan que se localizam nos municípios sobrepostos pelo corredor.
- Evitar, sempre que possível, sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, e desviar daqueles que se encontram em estágio mais avançado.
- Atentar para a presença do aeródromo de Nova Ponte, cujo cone de aproximação deverá ser observado ao se definir a diretriz da linha de transmissão.

5 REFERÊNCIAS

ANA e Embrapa Milho e Sorgo. Agência Nacional de Águas; Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária, 2016. "Levantamento da Agricultura Irrigada por Pivôs Centrais no Brasil - ano 2014". Disponível em: <http://metadados.ana.gov.br/geonetwork/srv/pt/main.home>. Acesso em: janeiro de 2018.

ANAC. Agência Nacional de Aviação Civil, 2018. Lista de Aeródromos Públicos e Lista de Aeródromos Privados. Disponível em: <http://www.anac.gov.br/assuntos/setor-regulado/aerodromos/cadastro-de-aerodromos>. Acesso em: janeiro de 2018.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2018. Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico – SIGEL. Disponível em: <http://sigel.aneel.gov.br/Down>. Acesso em: janeiro de 2018.

Araxá. Lei nº 5.998 de 20 de junho de 2011. Dispõe sobre Plano Diretor Estratégico, o sistema e o processo de planejamento e gestão do desenvolvimento urbano do Município de Araxá. Disponível em: <http://ipdsa.org.br/menu/link/34/leis-municipais>. Acesso em: fevereiro de 2018.

CECAV. Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas, 2012. Mapa de potencialidade de ocorrência de cavernas no Brasil, na escala 1:2.500.000. Disponível em: <http://www.icmbio.gov.br/cecav/projetos-e-atividades/potencialidade-de-ocorrencia-de-cavernas.html>. Acesso em: dezembro de 2017.

_____. Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas, 2018. Cadastro Nacional de Informações Espeleológicas (CANIE). Disponível em: <http://www.icmbio.gov.br/cecav/canie.html>. Acesso em: janeiro de 2018.

CORDEIRO, T. A verdade sobre o nióbio. Disponível em: <https://super.abril.com.br/ciencia/a-verdade-sobre-o-niobio/>. Acesso em: janeiro de 2018.

CPRM. Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais, 2010. Mapa de Declividade em Percentual do Relevo Brasileiro. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/Gestao-Territorial/Geodiversidade/Mapa-de-Declividade-em-Percentual-do-Relevo-Brasileiro-3497.html>. Acesso em: fevereiro de 2018.

ANM, Agência Nacional de Mineração, 2018. Processos Minerários (arquivos vetoriais). Disponível em: <http://www.dnpm.gov.br/assuntos/ao-minerador/sigmine>. Acesso em: janeiro de 2018.

ELETROBRAS. Centrais Elétricas Brasileiras, 2011. Mapoteca de Unidades de Conservação. [DE/EG/EGA]. Rio de Janeiro: versão: Fevereiro de 2011.

EMBRAPA. Empresa de Pesquisa Agropecuária, 2017. Identificação, mapeamento e quantificação das áreas urbanas do Brasil. Campinas, Comunicado Técnico 4, maio de 2017. Disponível em: http://www.sgte.embrapa.br/produtos/dados/COT04_Areas_Urbanas_Brasil.zip. Acesso em: julho de 2017.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2018. Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro - Web Map EPE. Disponível em: <https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe/>. Acesso em: fevereiro de 2018.

ESRI. Arcgis Desktop 10.5.1. Disponível em: <https://www.esri.com/en-us/home>. Acesso em: fevereiro de 2018.

FAB. Força Aérea Brasileira, 2018. Planos de Zonas de Proteção de Aeródromos. Disponível em: <http://servicos.decea.gov.br/aga/?i=planos>. Acesso em: fevereiro de 2018.

FCP. Fundação Cultural Palmares, 2018. Certidões expedidas às comunidades remanescentes de quilombos (CRQs) atualizada até a Portaria nº 122/2018, publicada no DOU de 26/04/2018. Disponível em: <http://www.palmares.gov.br/>. Acesso em: fevereiro de 2018.

FUNAI. Fundação Nacional do Índio, 2018. Delimitação das Terras Indígenas do Brasil. Disponível em: <http://www.funai.gov.br/index.php/shape>. Acesso em: março de 2018.

GOOGLE. Google Earth Pro 7.1.2.2041. Disponível em: <https://www.google.com/earth/> Acesso em: fevereiro de 2018.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2009. Base Cartográfica Integrada ao Milionésimo. Disponível em: www.ibge.gov.br. Acesso em: dezembro de 2017.

____. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2012. Mapa da Área de Aplicação da Lei nº 11.248 de 2006 - 2ª edição. Disponível em: http://www.mma.gov.br/images/arquivos/biomas/mata_atlantica/mapa_mata_atlantica_lei_11428_2006_e_decreto6660_2008.pdf. Acesso em: março de 2017.

____. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2016. Base dos Municípios Brasileiros. Disponível em: ftp://geoftp.ibge.gov.br/organizacao_do_territorio/malhas_territoriais/malhas_municipais/municipio_2016/Brasil/BR/. Acesso em: julho de 2017.

ICMBio, 2018. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade. 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 em: dezembro de 2017.

IEF. Instituto Estadual de Florestas. Plano de Manejo do Parque Estadual do Pau Furado - Resumo Executivo. Uberlândia, MG: IEF, 2011. Disponível em: <http://biblioteca.meioambiente.mg.gov.br/index.html>. Acesso em: fevereiro de 2018.

____. Instituto Estadual de Florestas, 2018. Georreferenciamento de unidades de conservação. Disponível em: <http://www.ief.mg.gov.br/geoprocessamento/georeferenciamento-de-unidades-de-conservacao>. Acesso em: fevereiro de 2018.

INCRA. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2018. Mapa de Projetos de Assentamento. Disponível em: <http://acervofundiario.incra.gov.br/i3geo/interface/incra.html>. Acesso em: janeiro de 2018.

____. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2018. Mapa de Território Quilombola. Disponível em: <http://acervofundiario.incra.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso em: janeiro de 2018.

IPHAN. Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2017. Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos. Disponível em: <http://www.iphan.gov.br/>. Acesso em: dezembro de 2017.

____. Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2018a. Sistema de Gerenciamento do Patrimônio Arqueológico. Disponível em: <http://portal.iphan.gov.br/pagina/detalhes/236/>. Acesso em: fevereiro de 2018.

____. Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2018b. Lista dos Bens Tombados e Processos em Andamento (1938 - 2018). Disponível em: <http://portal.iphan.gov.br/pagina/detalhes/126>. Acesso em: fevereiro de 2018.

MMA. Ministério do Meio Ambiente, 2007a. Mapa das Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira - Probio. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso: março de 2018.

____. Ministério do Meio Ambiente, 2007b. Mapa de Cobertura Vegetal e Uso do Solo em Biomas – escala 1:250.000. Secretaria de Biodiversidade de Florestas. Projeto de

Conservação e Utilização Sustentável da Diversidade Biológica Brasileira. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/mapas/aplic/probio/datadownload.htm?/>. Acesso em: fevereiro de 2018.

_____. Ministério do Meio Ambiente, 2018. Unidades de Conservação Federais e Estaduais. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso em: janeiro de 2018.

PEPF. Parque Estadual do Pau Furado, 2018. Base cartográfica da área circundante do Parque Estadual do Pau Furado. [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <leonardo.lopes@epe.gov.br> em 07 fev. 2018.

_____. Parque Estadual do Pau Furado, 2018a. Blog do Parque Estadual do Pau Furado. Disponível em: <http://paufurado.blogspot.com.br/>. Acesso em: fevereiro de 2018.

UBERLÂNDIA. Lei Complementar nº 432 de 19 de outubro de 2006. Aprova o Plano Diretor do Município de Uberlândia, estabelece os princípios básicos e as diretrizes para sua implantação, revoga a Lei Complementar nº 078 de 27 de abril de 1994 e dá outras providências. Disponível em: <https://leismunicipais.com.br/prefeitura/mg/uberlandia>. Acesso em: fevereiro de 2018.

_____. Lei Complementar nº 525, de 14 de abril de 2011. Dispõe sobre o zoneamento do uso e ocupação do solo do município de Uberlândia e revoga a Lei Complementar nº 245, de 30 de novembro de 2000 e suas alterações posteriores. Disponível em: http://www.uberlandia.mg.gov.br/2014/secretaria-pagina/56/2687/revisao_do_plano_diretor.html. Acesso em: fevereiro de 2018.

_____. Secretaria de Planejamento Urbano. Minuta final do Projeto de Lei do Plano Diretor 2017. Disponível em: http://www.uberlandia.mg.gov.br/2014/secretaria-pagina/56/2687/revisao_do_plano_diretor.html. Acesso em: fevereiro de 2018.

USGS. United States Geological Survey, 2012. Advanced Spaceborne Thermal Emission and Reflection Radiometer (ASTER). Disponível em <http://gdex.cr.usgs.gov/gdex/>. Acesso em: junho de 2012.

Valeriano, M. M. Topodata: guia para utilização de dados geomorfológicos locais. São José dos Campos, SP: INPE: Serviço de Informação e Documentação (INPE-15318-RPQ/818). 72p., 2008.

6 APÊNDICES

APÊNDICE A – TABELA DE COMPARAÇÃO DA SE 345/138 kV ARAXÁ 3

SE 345/138 kV Araxá 3	
Tabela 1 – Comparação da localização da SE (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da localização da SE (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
No caso de localização da SE Araxá 3 em local diferente do indicado no Relatório R1, indicar justificativa(s):	
<ol style="list-style-type: none"> 1. Anexar mapa indicando a localização proposta para a SE Araxá 3 no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram essa localização. 2. Coordenadas da localização proposta para a SE Araxá 3: 3. Anexar arquivo Kmz da localização da subestação 	
Pontos notáveis verificados no Relatório R3, não identificados no Relatório R1	
Recomendações do Relatório R1 e atendimento no Relatório R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Em caso negativo, favor justificar.
1. Considerar as dimensões e o <i>layout</i> da SE Araxá 3, a serem estimadas pela equipe de elaboração do Relatório R4, de forma que a configuração planejada além de possibilitar o seccionamento previsto neste estudo, não ofereça restrição para a chegada e saída de futuras linhas da referida subestação.	
2. Evitar interferência direta com a rede de drenagem e fragmentos florestais presentes na área.	
3. Na medida do possível, evitar interferência com as benfeitorias presentes na área.	
4. Consultar a ANM (ex-DNPM) a fim de verificar o estágio dos processos minerários abrangidos pela área recomendada para implantação da SE Araxá 3, e evitar aqueles em fases mais avançadas.	
5. Consultar o Plano de Lavra e/ou o Plano de Aproveitamento Econômico da Lavra, dos processos minerários sobrepostos pela área	

escolhida para implantação da SE Araxá 3, caso já estejam disponíveis no site da ANM (ex-DNPM), de forma a identificar a localização, dimensão e direção da frente de lavra, evitando locar a subestação nos locais de lavra.	
6. Evitar interferência com o sítio arqueológico presente na área.	
7. Obter a localização dos sítios arqueológicos não georreferenciados e cadastrados pelo Iphan que se localizam no município de Araxá, de forma a evitar interferências.	

APÊNDICE B – TABELA DE COMPARAÇÃO DA SE 345/138 kV UBERLÂNDIA 10

SE 345/138 kV Uberlândia 10	
Tabela 1 – Comparação da localização da SE (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da localização da SE (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
No caso de localização da SE Uberlândia 10 em local diferente do indicado no Relatório R1, indicar justificativa(s):	
1. Anexar mapa indicando a localização proposta para a SE Uberlândia 10 no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram essa localização. 2. Coordenadas da localização proposta para a SE Uberlândia 10: 3. Anexar arquivo Kmz da localização da subestação	
Pontos notáveis verificados no Relatório R3, não identificados no Relatório R1	
Recomendações do Relatório R1 e atendimento no Relatório R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Em caso negativo, favor justificar.
1. Considerar as dimensões e <i>layout</i> da Subestação Uberlândia 10 a serem confirmadas pela equipe de elaboração do Relatório R4, de forma que a configuração planejada, além de possibilitar a conexão prevista neste estudo, não ofereça restrição para a chegada e saída de futuras linhas da referida subestação.	
2. Obter informações junto à Prefeitura de Uberlândia sobre o estágio de revisão do plano diretor municipal, e sobre eventuais restrições na área indicada, que possam interferir na implantação da SE Uberlândia 10.	
3. Evitar interferência direta com a rede de drenagem e fragmentos florestais presentes na área, levando em consideração que se trata de APCB classificada como de prioridade muito alta para recuperação.	
4. Evitar interferência com as benfeitorias presentes na área.	
5. Evitar sobreposição com os processos minerários que incidem na área indicada.	
6. Não sobrepor a subestação ao sítio	

arqueológico presente na área indicada.	
7. Obter a localização dos sítios arqueológicos não georreferenciados e cadastrados pelo Iphan que se localizam no município de Uberlândia, de forma a evitar interferências.	
8. Avaliar as possíveis interferências da localização da SE Uberlândia 10, e das linhas de transmissão e distribuição a ela associadas, com o Plano Básico da Zona de Proteção do Aeródromo Quatro Ventos, conforme legislação pertinente.	

APÊNDICE C – TABELA DE COMPARAÇÃO DA SE 345/138 kV MONTE ALEGRE DE MINAS 2

SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2	
Tabela 1 – Comparação da localização da SE (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da localização da SE (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
No caso de localização da SE Monte Alegre de Minas 2 em local diferente do indicado no Relatório R1, indicar justificativa(s):	
<ol style="list-style-type: none"> 1. Anexar mapa indicando a localização proposta para a SE Monte Alegre de Minas 2 no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram essa localização. 2. Coordenadas da localização proposta para a SE Monte Alegre de Minas 2: 3. Anexar arquivo Kmz da localização da subestação 	
Pontos notáveis verificados no Relatório R3, não identificados no Relatório R1	
Recomendações do Relatório R1 e atendimento no Relatório R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Em caso negativo, favor justificar.
1. Considerar as dimensões e <i>layout</i> da SE Monte Alegre de Minas 2, a serem confirmadas pela equipe de elaboração do Relatório R4, de forma que a configuração planejada além de possibilitar as conexões previstas neste estudo, não ofereça restrição para a chegada e saída de futuras linhas da referida subestação.	
2. Evitar interferência direta com a rede de drenagem e fragmentos florestais presentes na área.	
3. Evitar interferência com as benfeitorias presentes na área.	
4. Obter a localização dos sítios arqueológicos não georreferenciados e cadastrados pelo Iphan que se localizam no município de Monte Alegre de Minas, de forma a evitar interferências.	

APÊNDICE D – TABELA DE COMPARAÇÃO DA LT 345 KV NOVA PONTE – UBERLÂNDIA 10

LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10	
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): 57,8 km	Extensão da diretriz da LT (R3):
Variação da extensão e principal(ais) motivos:	
A diretriz está inteiramente inserida no corredor?	
No caso de não inserção da diretriz do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e a diretriz proposta no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a diretriz. 2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML ou <i>shapefile</i>).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Em caso negativo, favor justificar.
1. Estudar o traçado da LT na saída da SE Nova Ponte, minimizando cruzamentos com a LT planejada Nova Ponte – Araxá 3, e com as LT existentes.	
2. Considerar o arranjo planejado da SE Uberlândia 10 pela equipe de elaboração do Relatório R4, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.	
3. Evitar, sempre que possível, incidir o traçado da futura linha de transmissão em áreas de agricultura irrigada por pivôs centrais e de silvicultura.	
4. Buscar, sempre que possível, proximidade com a BR-452, de forma a aproveitar as estradas existentes, diminuir a necessidade de abertura de novos acessos e reduzir a supressão de vegetação.	
5. Evitar sobreposição com a RPPN Reserva do Jacob.	
6. Não incidir o traçado nos sítios arqueológicos presentes no corredor.	

7. Obter a localização dos sítios arqueológicos não georreferenciados e cadastrados pelo Iphan que se localizam nos municípios sobrepostos pelo corredor.	
8. Evitar sobreposição com o projeto de assentamento do Incra presente no corredor.	
9. Evitar interferência com os núcleos urbanos e localidades presentes ao longo do corredor.	
10. Evitar, sempre que possível, sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, e desviar daqueles que se encontram em estágio mais avançado.	
11. Avaliar as possibilidades de interferências da alternativa de traçado sobre as superfícies limitadoras de obstáculos do Plano Básico da Zona de Proteção do Aeródromo Quatro Ventos, desviando a diretriz da LT.	

APÊNDICE E – TABELA DE COMPARAÇÃO DA LT 345 KV NOVA PONTE – ARAXÁ 3

LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3	
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): 115 km	Extensão da diretriz da LT (R3):
Variação da extensão e principal(ais) motivos:	
A diretriz está inteiramente inserida no corredor?	
No caso de não inserção da diretriz do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e a diretriz proposta no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a diretriz. 2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML ou <i>shapefile</i>).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
1. Minimizar a interferência em áreas com remanescentes de vegetação nativa.	
2. Evitar interferência com os núcleos urbanos e localidades presentes ao longo do corredor.	
3. Evitar, sempre que possível, incidir o traçado da futura linha de transmissão em áreas de agricultura irrigada por pivôs centrais e silvicultura.	
4. Estudar o traçado da LT na saída da SE Nova Ponte, minimizando cruzamentos com a LT planejada Nova Ponte – Uberlândia 10, e com as LT existentes.	
5. Buscar, sempre que possível, proximidade com as rodovias existentes, de forma a aproveitar os acessos já existentes, diminuir a necessidade de abertura de novos acessos e reduzir a supressão de vegetação.	
6. Não incidir o traçado no sítio arqueológico presente no corredor.	
7. Obter a localização dos sítios arqueológicos não georreferenciados e cadastrados pelo Iphan que se localizam nos municípios sobrepostos pelo corredor.	

8. Evitar interferência com os núcleos urbanos e localidades presentes ao longo do corredor.	
9. Evitar, sempre que possível, sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, e desviar daqueles que se encontram em estágio mais avançado.	
10. Atentar para a presença do aeródromo de Nova Ponte, cujo cone de aproximação deverá ser observado ao se definir a diretriz da linha de transmissão.	