

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

*ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA
DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1*

*Estudo de Atendimento ao Triângulo Mineiro e Alto
Paranaíba*

(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-rev2
Data: 27 de Setembro de 2018

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

IDENTIFICAÇÃO CONTRATUAL

	<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>	<i>Data</i>	<i>Descrição sucinta</i>
rev0	09.07.2018	Emissão origina
rev1	18.09.2018	Cancelamento da relocação do reator da linha 345 kV Itumbiara-Porto Colômbia para a barra da SE 345 kV Itumbiara.
rev2	27.09.2018	Alteração de módulos de transformadores e reserva de espaço para equipamentos futuros.

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

APRESENTAÇÃO

Este Relatório é constituído pela revisão 1 do Relatório EPE-DEE-RE-047/2018-rev0. Essa revisão determina apenas o cancelamento da realocação do reator da linha 345 kV Itumbiara-Porto Colômbia para a barra de 345 kV da SE Itumbiara, uma vez que não há necessidade sistêmica para esse equipamento, após a execução das obras propostas no Relatório original. Essa decisão foi motivada pela informação fornecida pela Transmissora proprietária da SE 345 kV Itumbiara, Eletrobrás Furnas, conforme Ofício ET.E.E.006/2018, em anexo para pronta referência, de que 2 fases e a unidade reserva desse reator de linha estão há 36 anos em operação, com a vida útil esgotada portanto. Como não se verificou mais a necessidade sistêmica, não se justifica o custo para aquisição de novas unidades em substituição as existentes. A fase que ainda não tem sua vida útil esgotada deverá ficar disponibilizada a Transmissora como reserva regional.

Revisão 2:

Esta revisão tem por objetivo as seguintes alterações:

1. Modificação dos módulos dos autotransformadores da nova SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2 de 150/180 MVA para 200/240 MVA e do autotransformador da nova SE 345/138 kV Uberlândia 10 de 225/270 MVA para 300/360 MVA e
2. Adição da previsão de espaço na nova SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2 para futura instalação de transformadores defasadores 138/138 kV ligados em série com os transformadores 200/240 MVA (345/138 kV), sendo um transformador defasador por unidade transformadora.

Os relatórios R4 das SEs Monte Alegre de Minas 2 e Uberlândia 10 deverão ser revisados considerando as alterações acima.

Esta revisão não implica em alteração de mérito da alternativa vencedora. Os itens desse relatório que sofreram modificações devido a essa revisão foram: Item 2, Item 3, Tabela 3-2 e Tabela 3-3, Figura 3-1, Fichas PET - Item 14, Item 15.1, Item 15.3 e Item 15.4.

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.....	30
4.1 CRITÉRIOS BÁSICOS.....	30
4.2 CASOS DE TRABALHO	30
4.3 PROJEÇÕES DE MERCADO	31
4.4 NÍVEIS DE INTERCÂMBIO	31

4.5	PLANO DE GERAÇÃO	32
4.6	ELABORAÇÃO DOS CENÁRIOS	33
	<i>Escolha dos Cenários</i>	<i>33</i>
	<i>Critério para o Despacho de Geração</i>	<i>34</i>
	<i>Descrição de Cenários</i>	<i>35</i>
4.7	LIMITES OPERATIVOS	78
	<i>Tensão</i>	<i>78</i>
	<i>Fator de Potência</i>	<i>79</i>
	<i>Carregamento</i>	<i>79</i>
4.8	CLASSIFICAÇÃO DO HORIZONTE DAS OBRAS	79
4.9	PARÂMETROS ECONÔMICOS.....	80
5	DIAGNÓSTICO DO SISTEMA	81
5.1	SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE.....	81
5.2	DESEMPENHO ELÉTRICO DA REDE NO CENÁRIO 1	82
5.3	DESEMPENHO ELÉTRICO DA REDE NO CENÁRIO 2	83
5.4	DESEMPENHO ELÉTRICO DA REDE NO CENÁRIO 3	84
5.5	DESEMPENHO ELÉTRICO DA REDE NO CENÁRIO 4	85
5.6	DESEMPENHO ELÉTRICO DA REDE NO CENÁRIO 5	89
5.7	DESEMPENHO ELÉTRICO DA REDE NO CENÁRIO 6	90
5.8	DESEMPENHO ELÉTRICO DA REDE NO CENÁRIO 7	91
6	DESCRIÇÃO E DESEMPENHO DAS ALTERNATIVAS	92

6.1	ETAPA 1 – SOLUÇÃO REGIÃO ALTO PARANAÍBA	93
6.2	ETAPA 2 – SOLUÇÃO REGIÃO CENTRAL DO TRIÂNGULO.....	102
6.3	ETAPA 3	125
6.4	QUARTA ETAPA.....	132
7	ANÁLISE ECONÔMICA.....	136
7.1	RESULTADOS DA ETAPA 1.....	137
7.2	RESULTADOS DA ETAPA 2.....	138
7.3	RESULTADOS DA ETAPA 3.....	139
7.4	RESULTADOS DA ETAPA 4.....	140
8	ANÁLISES DE ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO DE CARGA.....	142
8.1	ENERGIZAÇÃO EIXO 345 kV ITUMBIARA – MONTE ALEGRE DE MINAS 2 – PORTO COLÔMBIA	143
8.2	ENERGIZAÇÃO EIXO 345 kV NOVA PONTE – UBERLÂNDIA 10 – ARAXÁ 3	144
8.3	REJEIÇÃO DE CARGA EIXO 345 kV ITUMBIARA – MONTE A. MINAS 2- PORTO COLÔMBIA.....	145
8.4	REJEIÇÃO DE CARGA NO EIXO NOVA PONTE – UBERLÂNDIA 10 – ARAXÁ 3	146
9	OTIMIZAÇÃO DOS MÓDULOS DOS TRANSFORMADORES.....	147
9.1	ANÁLISE DOS PERFIS DE TENSÃO	148
9.1.1	PERFIL DE TENSÃO NO CENÁRIO 3	148
9.1.2	PERFIL DE TENSÃO NO CENÁRIO 4	149
9.2	CARREGAMENTO NAS TRANSFORMAÇÕES	150
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	153
9.2.4	SE JAGUARA 345/138 kV	154
9.2.5	NOVA SE NOVA PONTE 500/345 kV	156
9.2.6	SE EMBORCAÇÃO 500/138 kV	157
9.2.7	SE CACHOEIRA DOURADA 230/138 kV	158
9.2.8	SE SÃO GOTARDO 2 345/138 kV	159
10	ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO	160
11	ANÁLISE DE CONDUTOR ECONÔMICO	162
11.1	LT 345 kV UBERLÂNDIA 10 – NOVA PONTE	163
11.1.1	CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DA LINHA DE TRANSMISSÃO RECOMENDADA.....	166
11.2	LT 345 kV NOVA PONTE – ARAXÁ 3.....	167
11.2.1	CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DA LINHA DE TRANSMISSÃO RECOMENDADA.....	170
12	REFERÊNCIAS	172
13	EQUIPE TÉCNICA	173
14	FICHAS PET	174
15	ANEXO	182
15.1	PLANO DE OBRAS E ESTIMATIVA DE CUSTOS	182
15.2	FICHAS DE CONSULTA DE VIABILIDADE	211
15.3	DIAGRAMAS DAS SUBESTAÇÕES	230
15.4	TABELAS R2 E R4	234

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.	31
Figura 4-2 - Geração Simultânea das UHE do Triângulo Mineiro em porcentagem da capacidade Instalada (Fonte: ONS)	35
Figura 5-1 - Diagrama elétrico do sistema estudado – Ano 2022	81
Figura 5-2 - Perfil de tensão nas barras de distribuição em 138 kV (pu) - Cenário 1	82
Figura 5-3 - Perfil de tensão nas barras de distribuição em 138 kV (pu) - Cenário 2	83
Figura 5-4 - Perfil de tensão nas barras de distribuição em 138 kV (pu) - Cenário 3	84
Figura 5-5 - Carregamento em regime nominal - SE Emborcação 500/138 kV	85
Figura 5-6 - Perfil de tensão nas barras de distribuição em 138 kV (pu) - Cenário 4	86
Figura 5-7 - Carregamento em regime nominal - SE Cachoeira Dourada 230/138 kV	87
Figura 5-8 - Carregamento em regime nominal - SE Jaguará 345/138 kV.....	87
Figura 5-9 - Carregamento em emergência - SE Cachoeira Dourada 230/138 kV	88
Figura 5-10 - Carregamento em emergência - SE Jaguará 345/138 kV	88

Figura 5-11 - Perfil de tensão nas barras de distribuição em 138 kV (pu) - Cenário 5	89
Figura 5-12 - Perfil de tensão nas barras de distribuição em 138 kV (pu) - Cenário 6	90
Figura 5-13 - Perfil de tensão nas barras de distribuição em 138 kV (pu) - Cenário 7	91
Figura 6-1 - Diagrama com divisão de áreas eletrogeográficas.....	92
Figura 6-2 - Diagrama Elétrico da Alternativa 1 (Etapa 1)	93
Figura 6-3 - Diagrama Elétrico da Alternativa 2 (Etapa 1)	95
Figura 6-4 - Diagrama Elétrico da Alternativa 3 (Etapa 1)	96
Figura 6-5 - Diagrama Elétrico da Alternativa 4 (Etapa 1)	97
Figura 6-6 - Diagrama Elétrico da Alternativa 5 (Etapa 1)	99
Figura 6-7 - Diagrama Elétrico da Alternativa 6 (Etapa 1)	100
Figura 6-8 - Diagrama elétrico da SE 345/138 kV referencial em Monte Alegre de Minas 2.....	103
Figura 6-9 - Pontos de seccionamento da subestação de Uberlândia 10	104
Figura 6-10 - Diagrama Elétrico da Alternativa 1A (Etapa 2).....	105
Figura 6-11 - Diagrama Elétrico da Alternativa 1B (Etapa 2).....	107
Figura 6-12 - Diagrama Elétrico da Alternativa 2A (Etapa 2).....	109
Figura 6-13 - Diagrama Elétrico da Alternativa 2B (Etapa 2).....	111
Figura 6-14 - Diagrama Elétrico da Alternativa 3A (Etapa 2).....	113
Figura 6-15 - Diagrama Elétrico da Alternativa 3B (Etapa 2).....	115
Figura 6-16 - Diagrama Elétrico da Alternativa 3C (Etapa 2).....	117
Figura 6-17 - Diagrama Elétrico da Alternativa 4B (Etapa 2).....	119

Figura 6-18 - Diagrama Elétrico da Alternativa 4C (Etapa 2)	121
Figura 6-19 - Diagrama Elétrico da Alternativa 5 (Etapa 2)	123
Figura 6-20 - Diagrama Elétrico da Alternativa 1 (Etapa 3)	126
Figura 6-21 - Diagrama Elétrico da Alternativa 2 (Etapa 3)	127
Figura 6-22 - Diagrama Elétrico da Alternativa 3 (Etapa 3)	129
Figura 6-23 - Diagrama Elétrico da Alternativa 4 (Etapa 3)	130
Figura 6-24 - Diagrama Elétrico da Alternativa 1 (Etapa 4)	133
Figura 6-25 - Diagrama Elétrico da Alternativa 2 (Etapa 4)	134
Figura 7-1 – Gráfico de comparação de alternativas da Etapa 1.....	138
Figura 7-2 – Gráfico de comparação de alternativas da Etapa 2.....	139
Figura 7-3 – Gráfico de comparação de alternativas da Etapa 3.....	140
Figura 7-4 – Gráfico de comparação de alternativas da Etapa 4.....	141
Figura 8-1 - Sequência de Energização do eixo 345 kV Itumbiara – Monte A. Minas – Porto Colômbia.....	143
Figura 8-2 - Sequência de Energização do eixo 345 kV Uberlândia 10 – Nova Ponte – Araxá 3	144
Figura 8-3 - Rejeição do eixo 345 kV Itumbiara – Monte A. Minas - Porto Colômbia.....	145
Figura 8-4 - Rejeição do eixo 345 kV Uberlândia 10 – Nova Ponte – Araxá 3	146
Figura 9-1 – Perfil de tensão em regime Normal - Cenário 3	149
Figura 9-2 – Perfil de tensão em regime Normal - Cenário 4	150
Figura 9-3 - Carregamento em regime nominal e emergência - SE Araxá 3 345/138 kV	151
Figura 9-4 - Carregamento em regime nominal e emergência - SE Monte Alegre de Minas 2 345/138 kV .	153

Figura 9-5 - Carregamento em regime nominal e emergência - SE Uberlândia 10 345/138 kV	154
Figura 9-6 - Carregamento em regime nominal e emergência - SE Jaguará 345/138 kV – (150/180 MVA) .	155
Figura 9-7 - Carregamento em regime nominal e emergência - SE Jaguará 345/138 kV – (225/270 MVA) .	156
Figura 9-8 - Carregamento em regime nominal e emergência - SE Nova Ponte 500/345 kV	157
Figura 9-9 - Carregamento em regime nominal e emergência - SE Emborcação 500/138 kV	158
Figura 9-10 - Carregamento em regime nominal e emergência - SE Cachoeira Dourada 230/138 kV	159
Figura 11-1 - Disposição geométrica dos condutores da LT 345 KV Uberlândia 10 – Nova Ponte, circuito simples, dois subcondutores por fase	164
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	165
Figura 11-3 - Dados técnicos básicos da LT 345 kV Uberlândia 10 – Nova Ponte, circuito simples, dois subcondutores por fase.....	167
Figura 11-4 – Disposição geométrica dos condutores da LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3, circuito simples, dois subcondutores por fase	168
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	169
Figura 11-6 - Dados técnicos básicos da LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3, circuito simples, dois subcondutores por fase.....	171

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.....	26
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.....	32
Tabela 4-2 – Cenário 1: Intercâmbio energético - Ano 2022	36
Tabela 4-3 – Cenário 1: Percentuais de geração por submercado – Ano 2022	36
Tabela 4-4 – Cenário 1: Percentuais de geração das UHEs por bacia - Ano 2022	37
Tabela 4-5 – Cenário 1: Percentuais de geração das PCHs por bacia – Ano 2022	38
Tabela 4-6 – Cenário 1: Percentuais de geração das usinas eólicas por localidade - Ano 2022	39
Tabela 4-7 – Cenário 1: Percentuais de geração das usinas a biomassa por estado – Ano 2022	40
Tabela 4-8 – Cenário 1: Percentuais de geração das usinas termelétricas por estado – Ano 2022.....	41
Tabela 4-9 – Cenário 2: Intercâmbios energéticos – Ano 2022.....	42
Tabela 4-10 – Cenário 2: Percentuais de geração por submercado – Ano 2022.....	42
Tabela 4-11 – Cenário 2: Percentuais de geração das UHEs por bacia - Ano 2022.....	43
Tabela 4-12 – Cenário 2: Percentuais de geração das PCHs por bacia – Ano 2022	44

Tabela 4-13 – Cenário 2: Percentuais de geração das usinas eólicas por localidade - Ano 2022	45
Tabela 4-14 – Cenário 2: Percentuais de geração das usinas a biomassa por estado – Ano 2022	46
Tabela 4-15 – Cenário 2: Percentuais de geração das usinas termelétricas por estado – Ano 2022	47
Tabela 4-16 – Cenário 3: Intercâmbios energéticos - Ano 2022	48
Tabela 4-17 – Cenário 3: Percentuais de geração por submercado – Ano 2022	48
Tabela 4-18 – Cenário 3: Percentuais de geração das UHEs por bacia - Ano 2022	49
Tabela 4-19 – Cenário 3: Percentuais de geração das PCHs por bacia – Ano 2022	50
Tabela 4-20 – Cenário 3: Percentuais de geração das usinas eólicas por localidade - Ano 2022	51
Tabela 4-21 – Cenário 3: Percentuais de geração das usinas a biomassa por estado – Ano 2022	52
Tabela 4-22 – Cenário 3: Percentuais de geração das usinas termelétricas por estado – Ano 2022	53
Tabela 4-23 – Cenário 4: Intercâmbios energéticos - Ano 2022	54
Tabela 4-24 – Cenário 4: Percentuais de geração por submercado – Ano 2022	54
Tabela 4-25 – Cenário 4: Percentuais de geração das UHEs por bacia - Ano 2022	55
Tabela 4-26 – Cenário 4: Percentuais de geração das PCHs por bacia – Ano 2022	56
Tabela 4-27 – Cenário 4: Percentuais de geração das usinas eólicas por localidade - Ano 2022	57
Tabela 4-28 – Cenário 4: Percentuais de geração das usinas a biomassa por estado – Ano 2022	58
Tabela 4-29 – Cenário 4: Percentuais de geração das usinas termelétricas por estado – Ano 2022	59
Tabela 4-30 – Cenário 5: Intercâmbios energéticos - Ano 2022	60
Tabela 4-31 – Cenário 5: Percentuais de geração por submercado – Ano 2022	60
Tabela 4-32 – Cenário 5: Percentuais de geração das UHEs por bacia - Ano 2022	61

Tabela 4-33 – Cenário 5: Percentuais de geração das PCHs por bacia – Ano 2022	62
Tabela 4-34 – Cenário 5: Percentuais de geração das usinas eólicas por localidade - Ano 2022	63
Tabela 4-35 – Cenário 5: Percentuais de geração das usinas a biomassa por estado – Ano 2022	64
Tabela 4-36 – Cenário 5: Percentuais de geração das usinas termelétricas por estado – Ano 2022	65
Tabela 4-37 – Cenário 6: Intercâmbios energéticos - Ano 2022	66
Tabela 4-38 – Cenário 6: Percentuais de geração por submercado – Ano 2022.....	66
Tabela 4-39 – Cenário 6: Percentuais de geração das UHEs por bacia - Ano 2022.....	67
Tabela 4-40 – Cenário 6: Percentuais de geração das PCHs por bacia – Ano 2022	68
Tabela 4-41 – Cenário 6: Percentuais de geração das usinas eólicas por localidade - Ano 2022	69
Tabela 4-42 – Cenário 6: Percentuais de geração das usinas a biomassa por estado – Ano 2022.....	70
Tabela 4-43 – Cenário 6: Percentuais de geração das usinas termelétricas por estado – Ano 2022	71
Tabela 4-44 – Cenário 7: Intercâmbios energéticos - Ano 2022	72
Tabela 4-45 – Cenário 7: Percentuais de geração por submercado – Ano 2022	72
Tabela 4-46 – Cenário 7: Percentuais de geração das UHEs por bacia - Ano 2022.....	73
Tabela 4-47 – Cenário 7: Percentuais de geração das PCHs por bacia – Ano 2022	74
Tabela 4-48 – Cenário 7: Percentuais de geração das usinas eólicas por localidade - Ano 2022	75
Tabela 4-49 – Cenário 7: Percentuais de geração das usinas a biomassa por estado – Ano 2022.....	76
Tabela 4-50 – Cenário 7: Percentuais de geração das usinas termelétricas por estado – Ano 2022	77
Tabela 4-51 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão	78
Tabela 4-52 - Níveis de tensão admissíveis a 60 Hz.	78

Tabela 4-53 – Fatores de potência por nível de tensão.	79
Tabela 7-1 – Tabela de Comparação de alternativas da Etapa 1	137
Tabela 7-2 – Tabela de Comparação de alternativas da Etapa 2	138
Tabela 7-3 – Tabela de Comparação de alternativas da Etapa 3	139
Tabela 7-4 – Tabela de Comparação de alternativas da Etapa 4	140
Tabela 8-1 - Tabela com as sobretensões no terminal aberto durante energização	142
Tabela 9-1 - Transformações recomendadas	147
Tabela 10-1 - Níveis de Curto-circuito verificados: sem obras	160
Tabela 10-2 - Níveis de Curto-circuito verificados: com obras	161
Tabela 11-1 - Resumo das soluções resultantes da análise de condutor econômico	162
Tabela 11-2 - Coordenadas dos condutores (centro do feixe) na torre da LT 345 kV Uberlândia 10 - Nova Ponte	163
Tabela 11-3 - Condutores com menor custo total	166
Tabela 11-4 - Características elétricas da linha de transmissão em 345 kV	166
Tabela 11-5 - Coordenadas dos condutores (centro do feixe) na torre da LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3	168
Tabela 11-6 - Condutores com menor custo total	170
Tabela 11-7 - - Características elétricas da linha de transmissão em 345 kV	170

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.

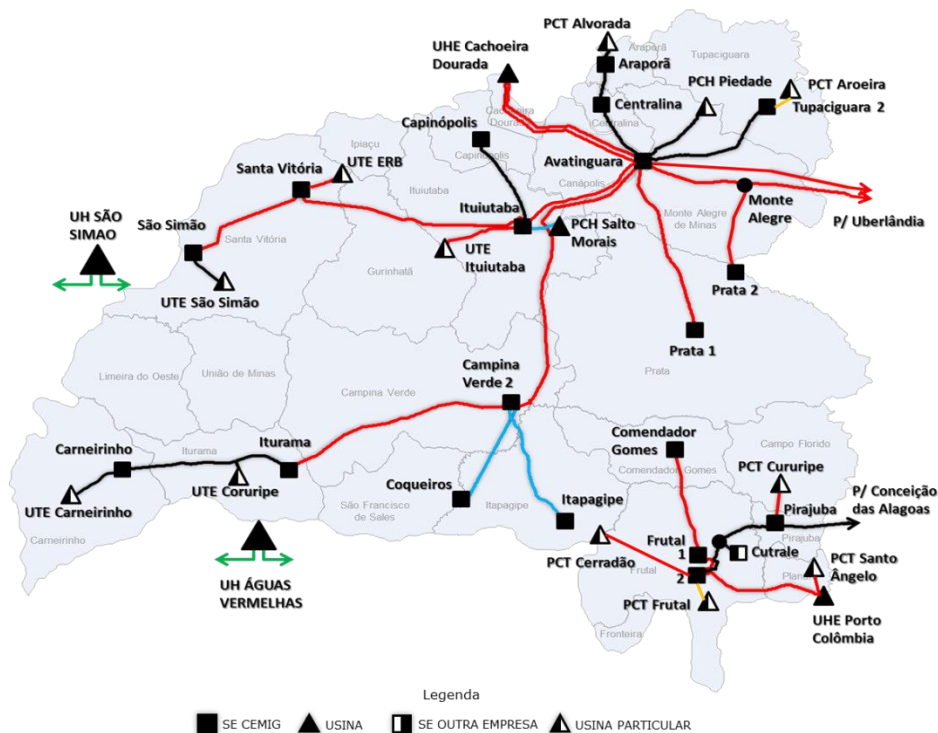


Figura 1-2 - Sistema Elétrico da região Pontal do Triângulo (Fonte: Cemig D)

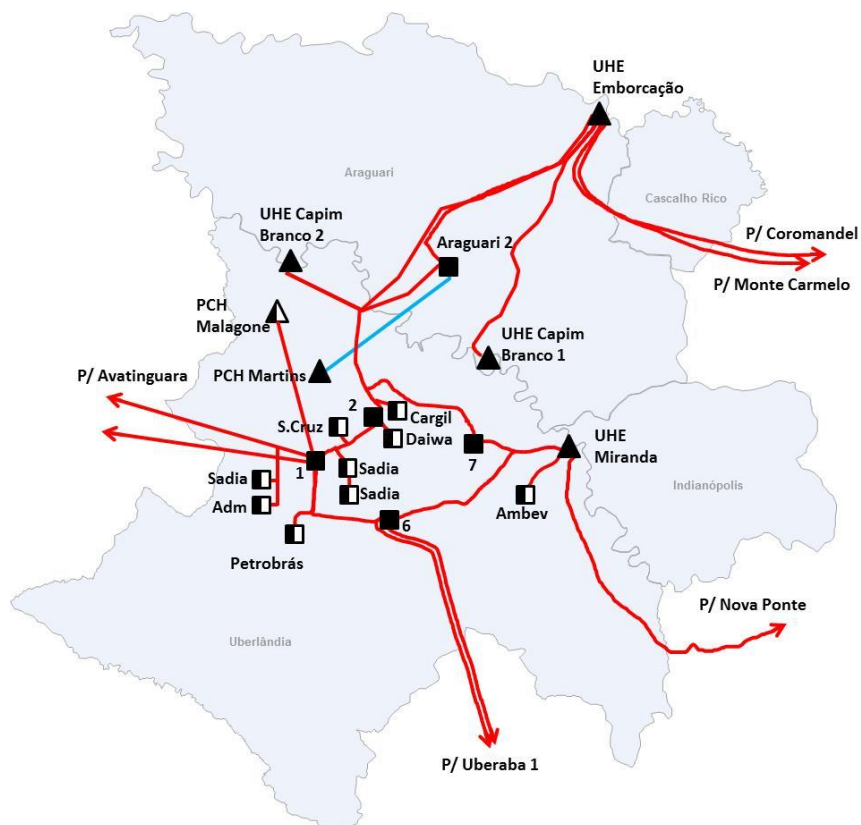


Figura 1-3 - Sistema Elétrico região Central do Triângulo – Uberlândia e adjacências (Fonte: Cemig D)

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\$ 694 milhões, sendo R\$ 536,0 milhões na Rede Básica/Rede Básica de Fronteira e de R\$ 157 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

<u>Origem</u>	<u>Destino</u>	<u>Circuito</u>	<u>Extensão (km)</u>	<u>Tensão (kV)</u>	<u>Configuração</u>	<u>Ano</u>
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 100 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 66,67 MVA	2022
			1	Módulo de Conexão de Transformador	2025
			3	Unidades de Transformação Monofásica 345/√3 / 138 √3 - 13,8 kV de 66,67 MVA	2025
	138	BD4	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

Origem	Destino	Circuito	Extensão (km)	Tensão (kV)	Ano
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

Nome	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais		Ano
			Qtde	Descrição	
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

Recapacitação						
Origem	Destino	Circuito	Extensão (km)	Tensão (kV)	Nova Capac. (MVA)	Ano
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.

O reator de linha fixo de 96 Mvar da LT 345 kV Itumbiara – Porto Colômbia pode ser escrapado, uma vez que 2 fases e a unidade reserva estão há 36 anos em operação, com a vida útil esgotada, portanto, não havendo necessidade sistêmica que justifique a aquisição de novas unidades. A unidade que ainda não tem sua vida útil esgotada deverá ser utilizada como reserva regional para a Transmissora.

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

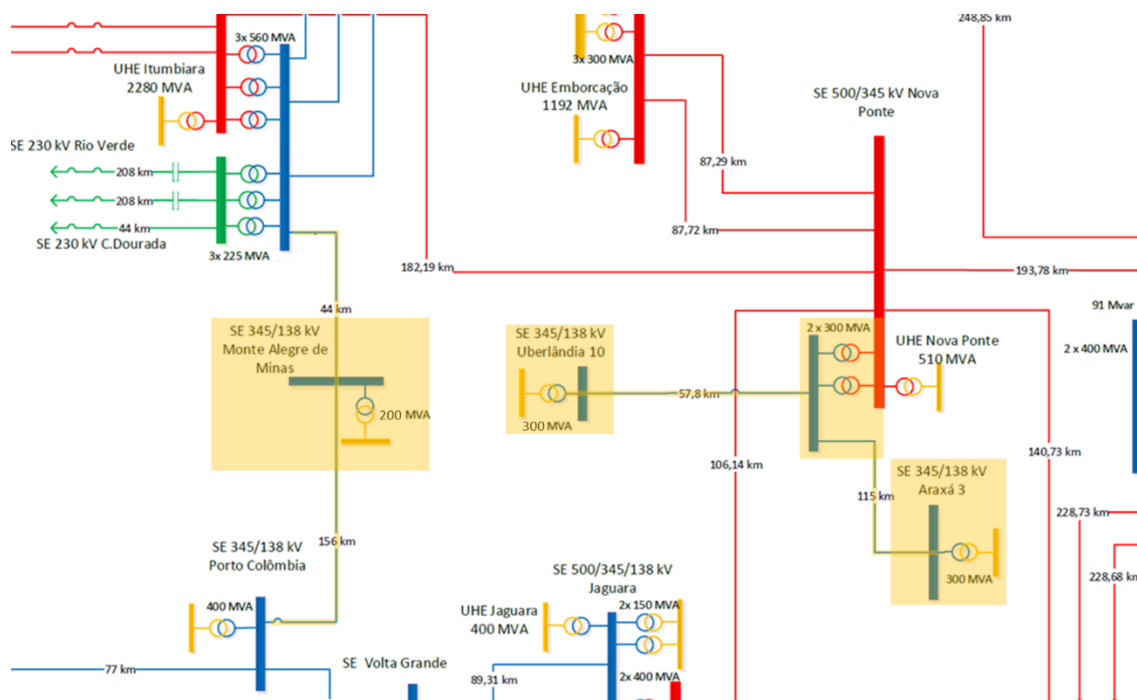


Figura 3-1- Diagrama Esquemático com as obras recomendadas no estudo.

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.

Na revisão 2 do presente estudo foi recomendado o aumento da modulação dos autotransformadores da nova SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2 e do autotransformador da nova SE 345/138 kV Uberlândia 10. Esta alteração foi motivada pela possibilidade de entrada de novos empreendimentos de geração conectada na malha elétrica do Triângulo Mineiro em 138 kV.

Ademais, recomenda-se que seja reservado espaço suficiente para a futura instalação de transformadores defasadores na nova SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2, em série com as

unidades de fronteira, como possível solução técnica a eventuais sobrecargas futuras nos transformadores da subestação de Cachoeira Dourada 230/138 kV, as quais podem ser verificadas caso se concentre o potencial de geração regional.

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 “*Crítérios 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.

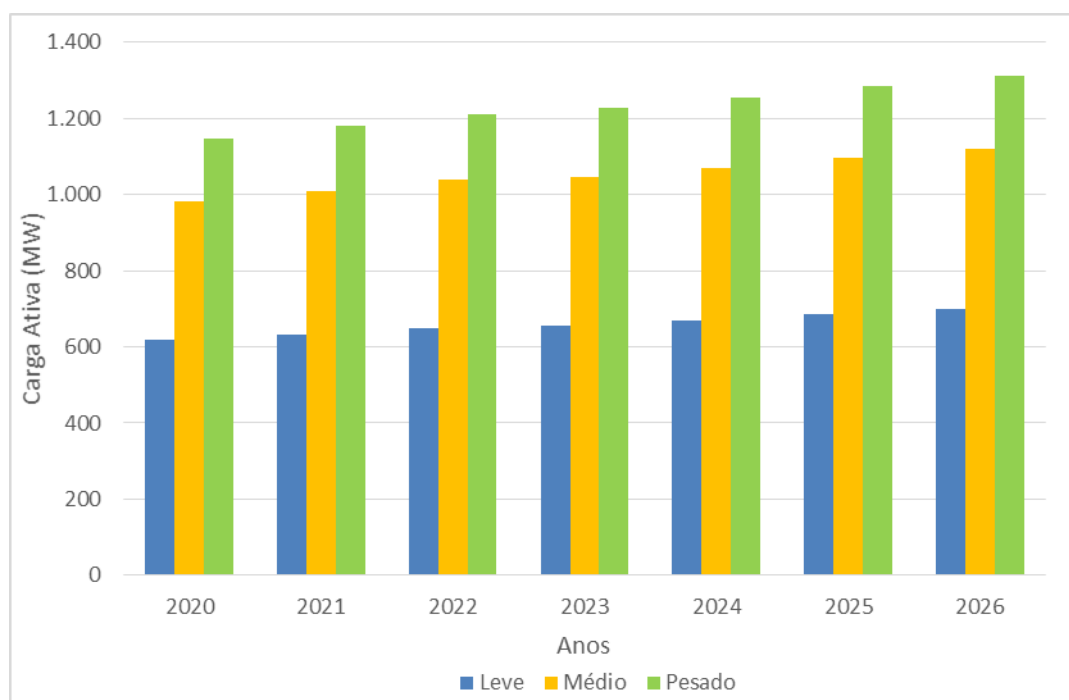


Figura 4-1 - Comparação dos patamares de carga nas regiões do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba.

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 CORURIBE CAMPO FLORIDO	B	45,0	0,0
27303	UTE BIO VALE DO SAO SIMAO	B	50,0	0,0
27305	UTE BIO CORURIBE 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.

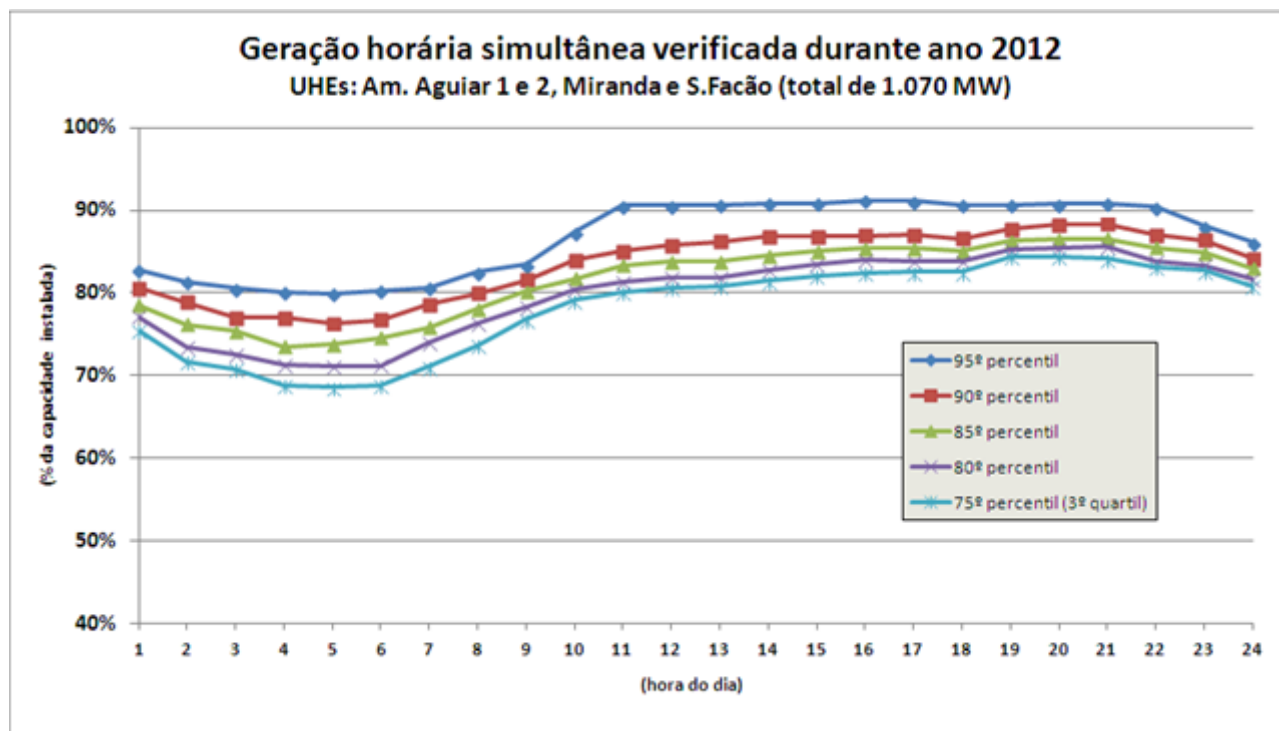


Figura 4-2 - Geração Simultânea das UHE do Triângulo Mineiro em porcentagem da capacidade Instalada (Fonte: ONS)

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

<u>Bacia Hidrográfica</u>	<u>Despacho (MW)</u>	<u>Potência Instalada</u>	<u>Percentual Caso Fornecido</u>
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 - Parapanema(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%	
15 - Acre	0,0	164,0	0,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE
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%	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%	

4.6.1.2 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 - Parapanema(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

<u>Bacia Hidrográfica</u>	<u>Despacho (MW)</u>	<u>Potência Instalada</u>	<u>Percentual Caso Fornecido</u>
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 4-13 – 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 – 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 4-14 – 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%	
15 - Acre	0,0	164,0	0,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE
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>	
<u>Térmicas Carvão, Diesel e Gás</u>				
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%	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 - Parapanema(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

<u>Bacia Hidrográfica</u>	<u>Despacho (MW)</u>	<u>Potência Instalada</u>	<u>Percentual Caso Fornecido</u>
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 - Iguaçu(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>	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 – Igaporã (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>	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	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

<u>Estado</u>	<u>Despacho (MW)</u>	<u>Potência Instalada</u>	<u>Percentual Caso Fornecido</u>	
<u>Térmicas Carvão, Diesel e Gás</u>				
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%	
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	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 concomitante 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 - Parapanema(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 - 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)	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 – 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 4-28 – Cenário 4: 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%	
15 - Acre	0,0	164,0	0,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE
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>	
<u>Térmicas Carvão, Diesel e Gás</u>				
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%	
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE
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, concomitantemente 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 - Parapanema(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

<u>Bacia Hidrográfica</u>	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 – Igaporã (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%	
15 - Acre	0,0	164,0	0,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE
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>	
<u>Térmicas Carvão, Diesel e Gás</u>				
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%	
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	1549,9	5535,3	28,0%	
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	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 - Parapanema(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

<u>Bacia Hidrográfica</u>	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 – 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 4-42 – 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%	SUL
24 - São Paulo	4117,0	4117,0	100,0%	
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 4-43 – Cenário 6: 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>	
<u>Térmicas Carvão, Diesel e Gás</u>				
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%	
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE
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%	
25 - Paraná	189,5	500,0	37,9%	SUL
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 - Iguaçu(PR)(SC)	2904,8	7262,2	40,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	3356,5	6776,6	49,5%
6 - Parapanema(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

<u>Bacia Hidrográfica</u>	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 4-48 – 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 – 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 4-49 – 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%	
15 - Acre	0,0	164,0	0,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE
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>	
<u>Térmicas Carvão, Diesel e Gás</u>				
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%	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.

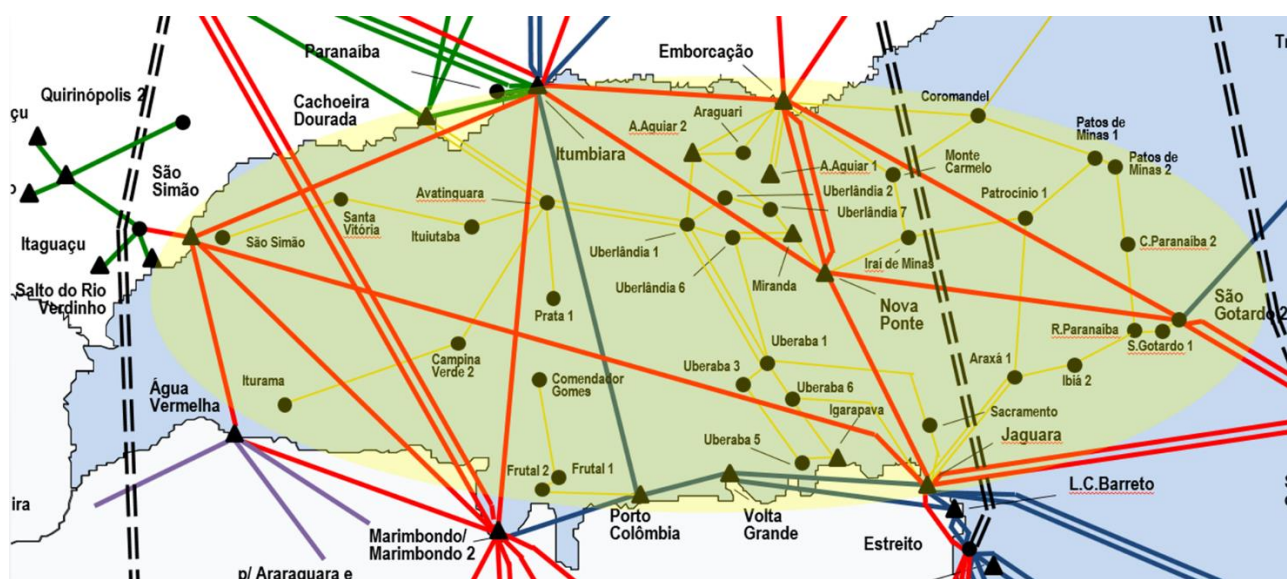


Figura 5-1 - Diagrama elétrico do sistema estudado – Ano 2022

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.

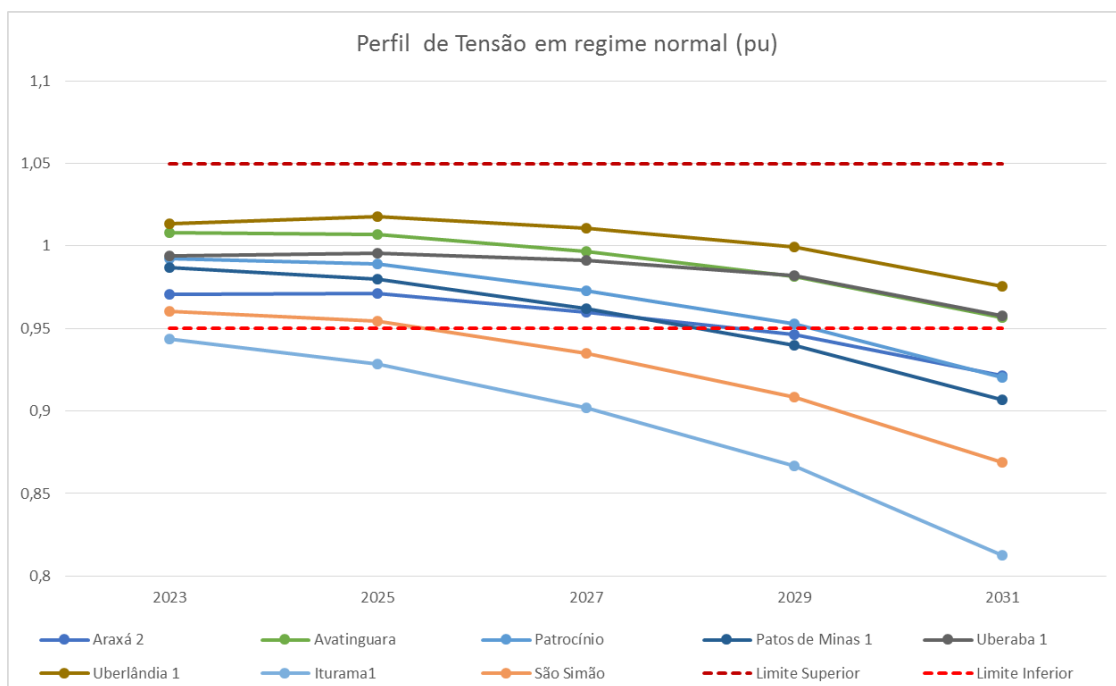


Figura 5-2 - Perfil de tensão nas barras de distribuição em 138 kV (pu) - Cenário 1

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 Jaguará – 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 Jaguará – 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.

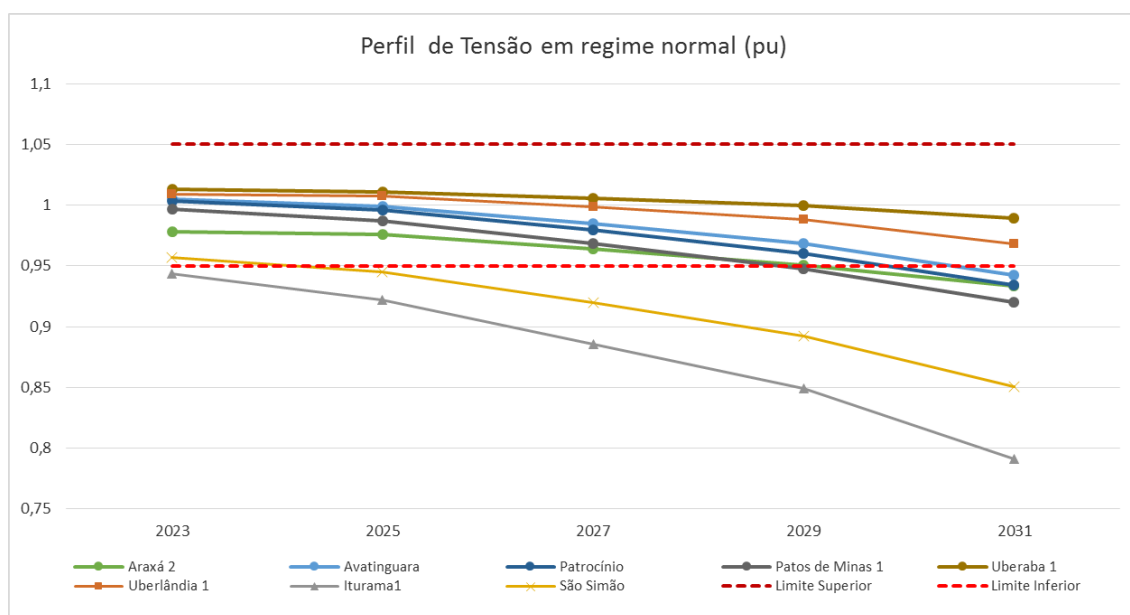


Figura 5-3 - Perfil de tensão nas barras de distribuição em 138 kV (pu) - Cenário 2

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 Jaguará 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.

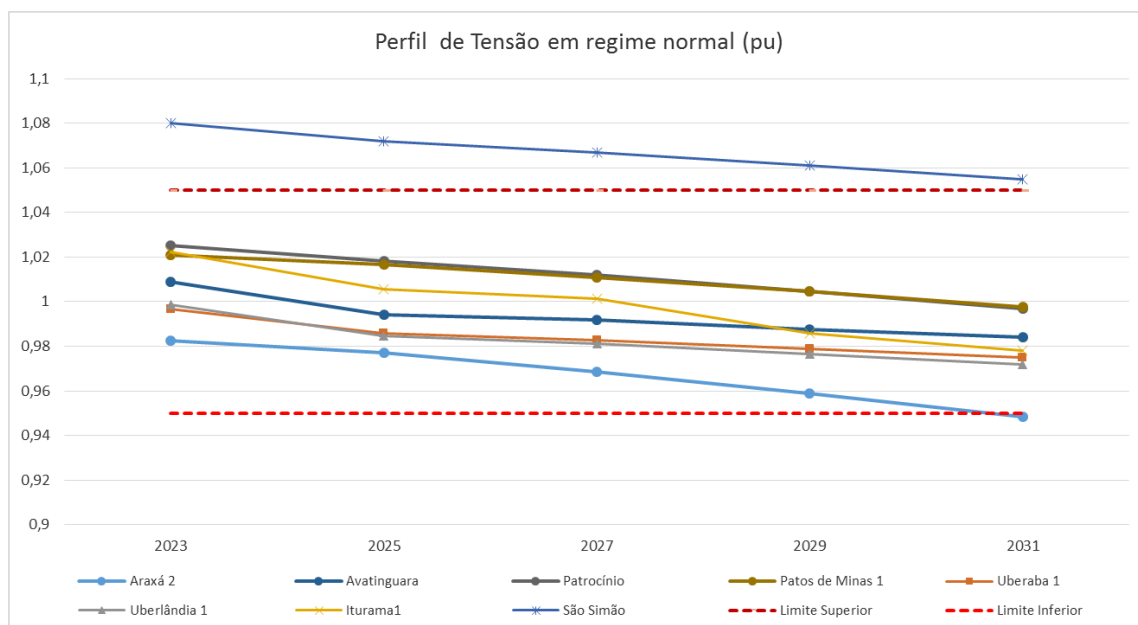


Figura 5-4 - Perfil de tensão nas barras de distribuição em 138 kV (pu) - Cenário 3

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.

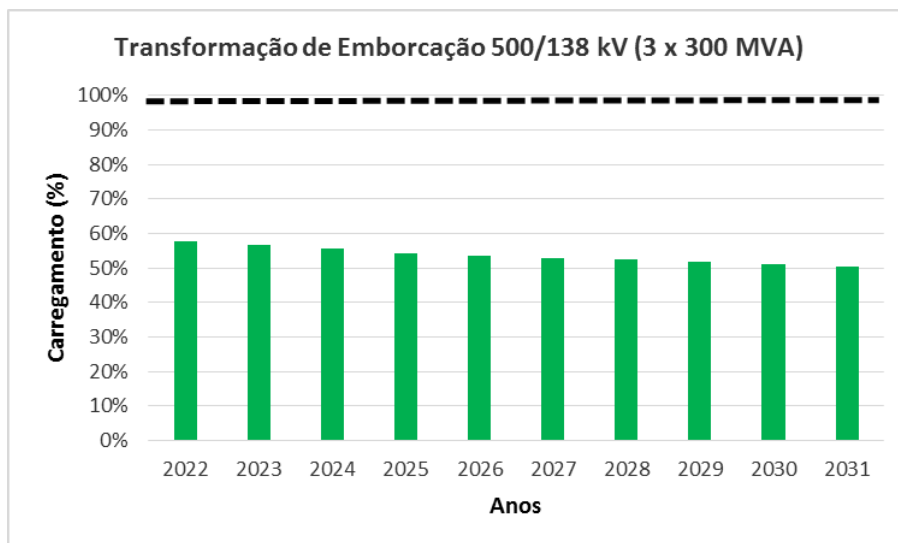


Figura 5-5 - Carregamento em regime nominal - SE Emborcação 500/138 kV

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 diminui até cessar à medida que ocorre o aumento da carga local e, conseqüentemente, diminui 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.

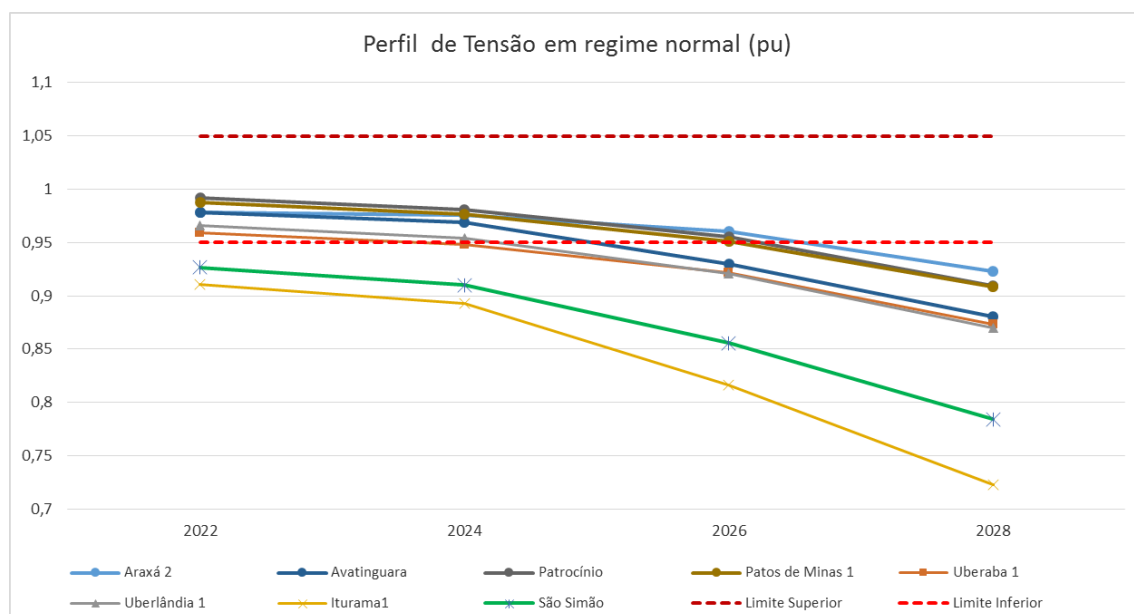


Figura 5-6 - Perfil de tensão nas barras de distribuição em 138 kV (pu) - Cenário 4

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.

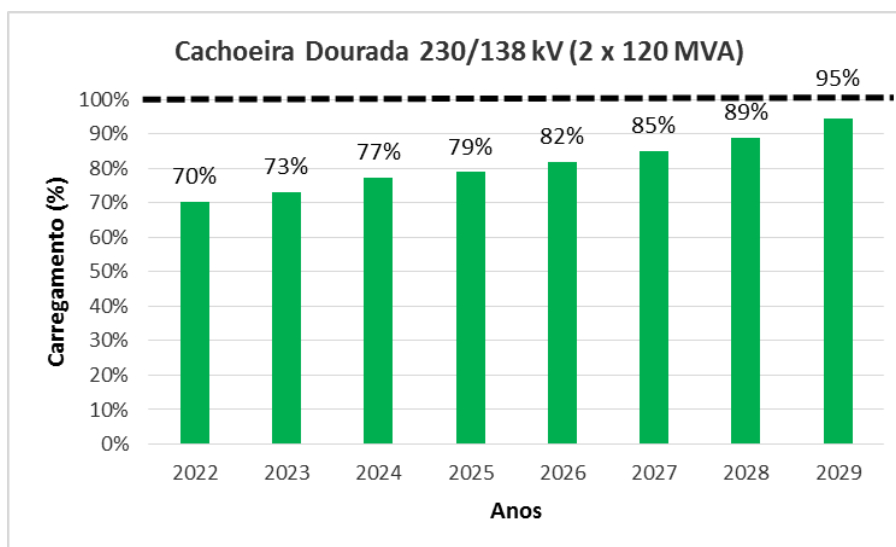


Figura 5-7 - Carregamento em regime nominal - SE Cachoeira Dourada 230/138 kV

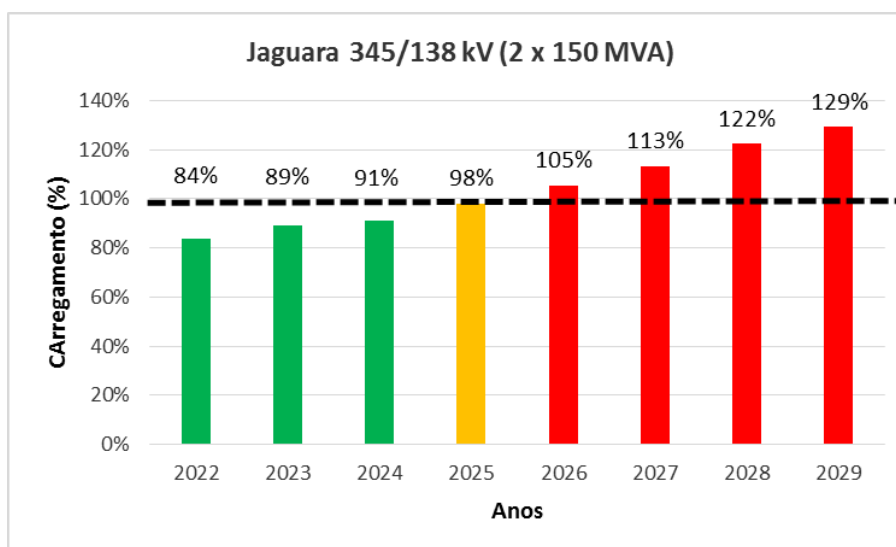


Figura 5-8 - Carregamento em regime nominal - SE Jaguara 345/138 kV

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.

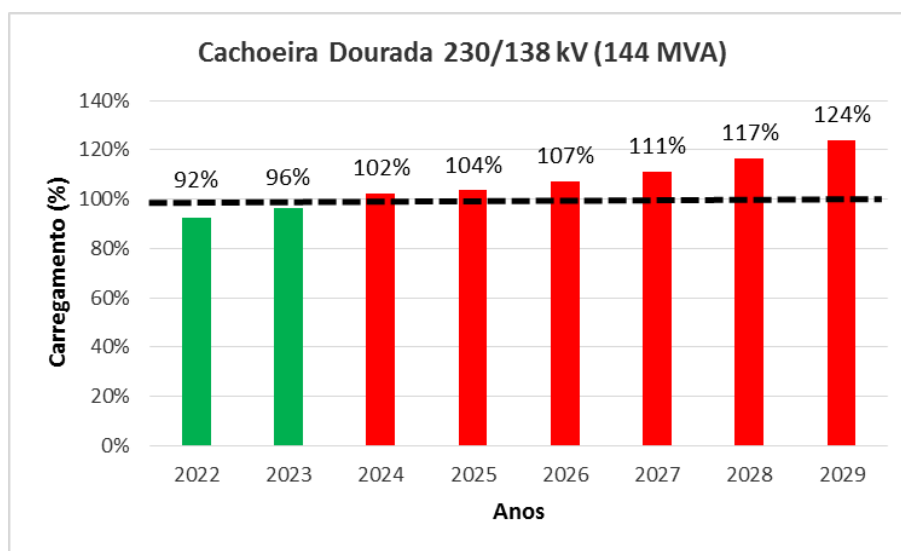


Figura 5-9 - Carregamento em emergência - SE Cachoeira Dourada 230/138 kV

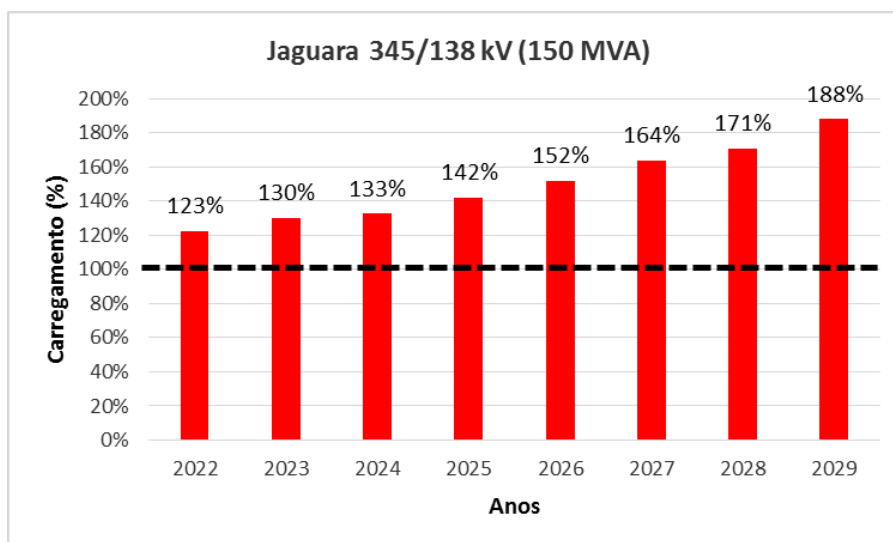


Figura 5-10 - Carregamento em emergência - SE Jaguará 345/138 kV

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.

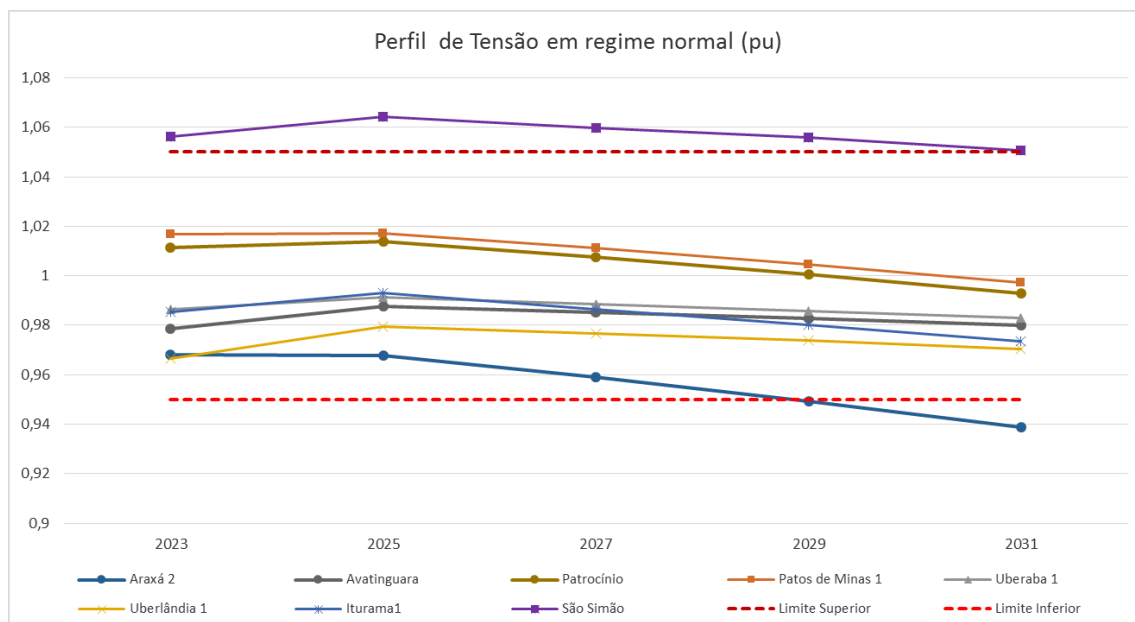


Figura 5-11 - Perfil de tensão nas barras de distribuição em 138 kV (pu) - Cenário 5

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.

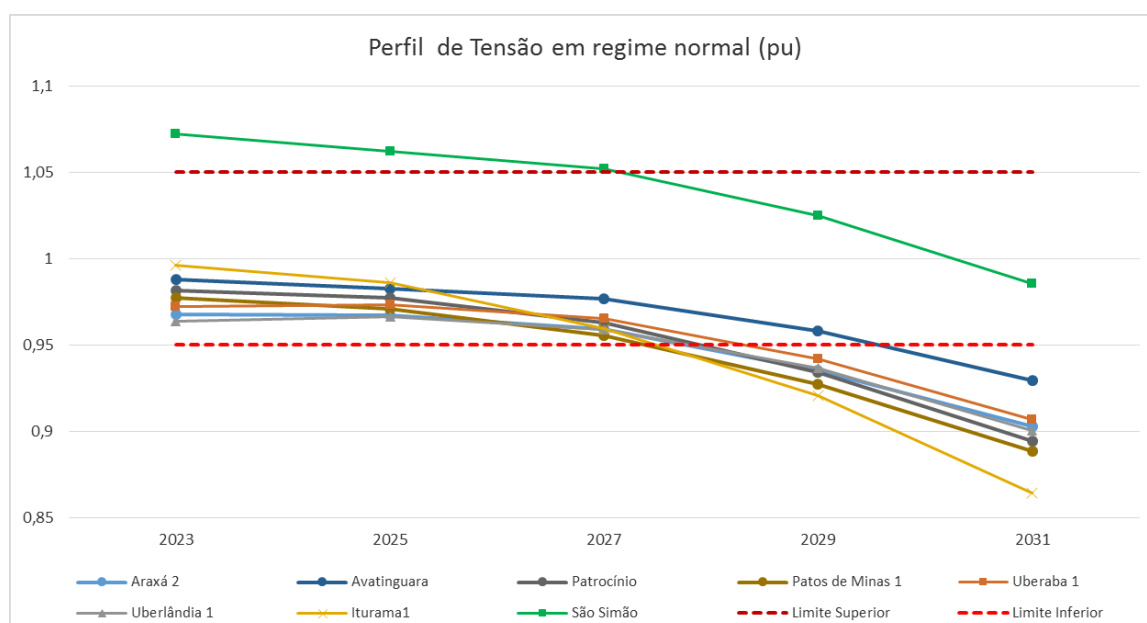


Figura 5-12 - Perfil de tensão nas barras de distribuição em 138 kV (pu) - Cenário 6

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.

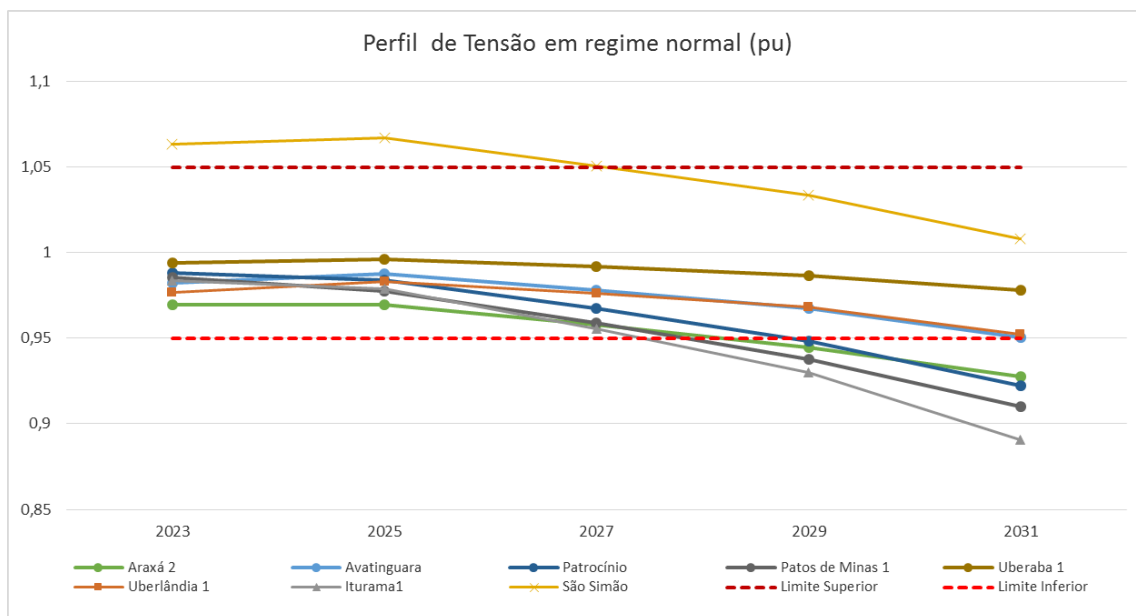


Figura 5-13 - Perfil de tensão nas barras de distribuição em 138 kV (pu) - Cenário 7

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.

6.1 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.

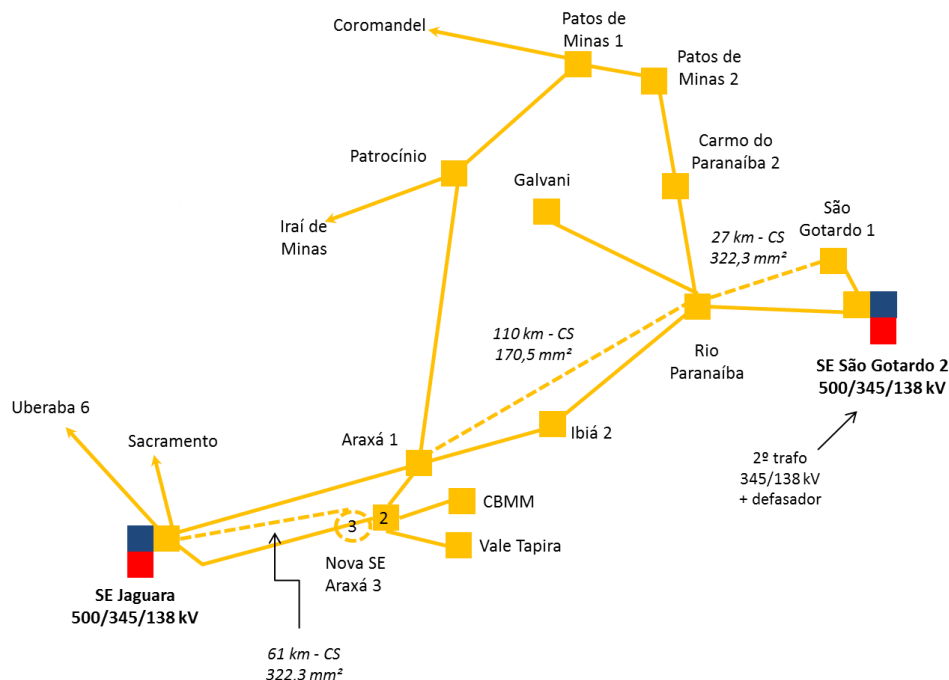


Figura 6-2 - Diagrama Elétrico da Alternativa 1 (Etapa 1)

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 uma 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.

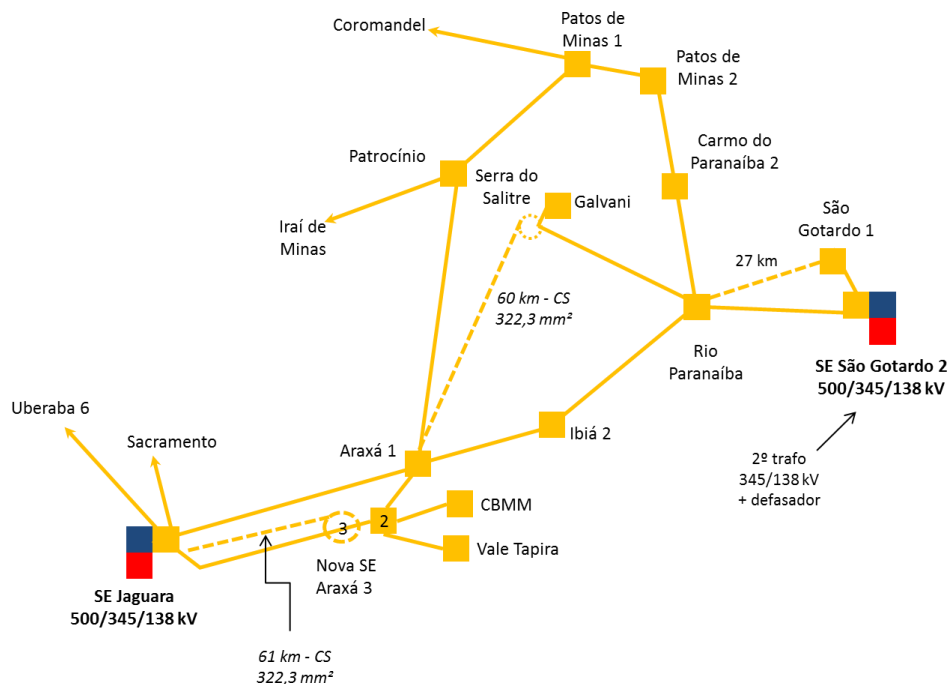


Figura 6-3 - Diagrama Elétrico da Alternativa 2 (Etapa 1)

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.

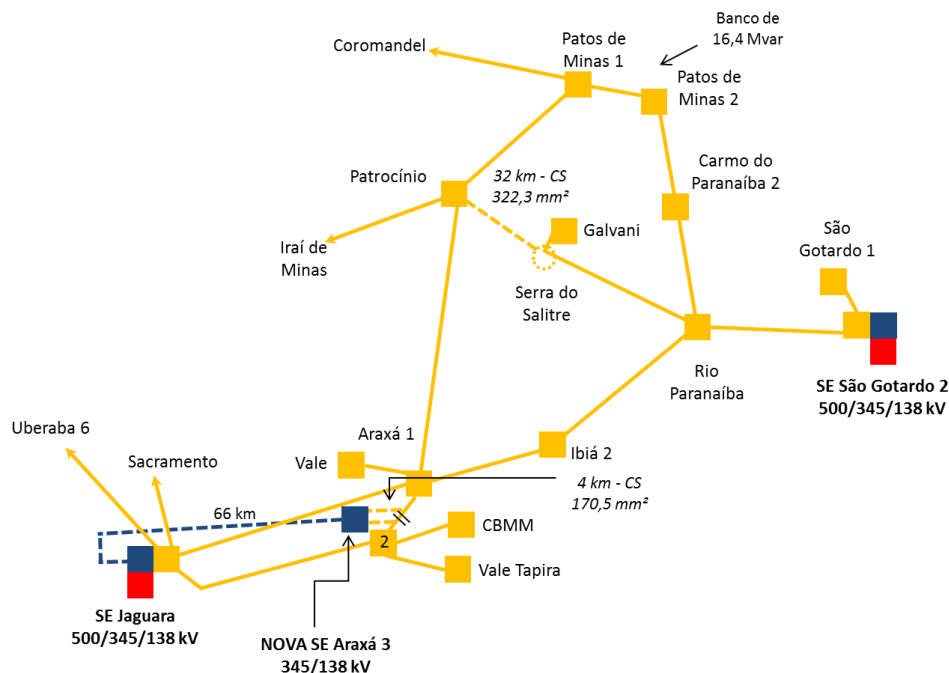


Figura 6-4 - Diagrama Elétrico da Alternativa 3 (Etapa 1)

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 Jaguará – 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.

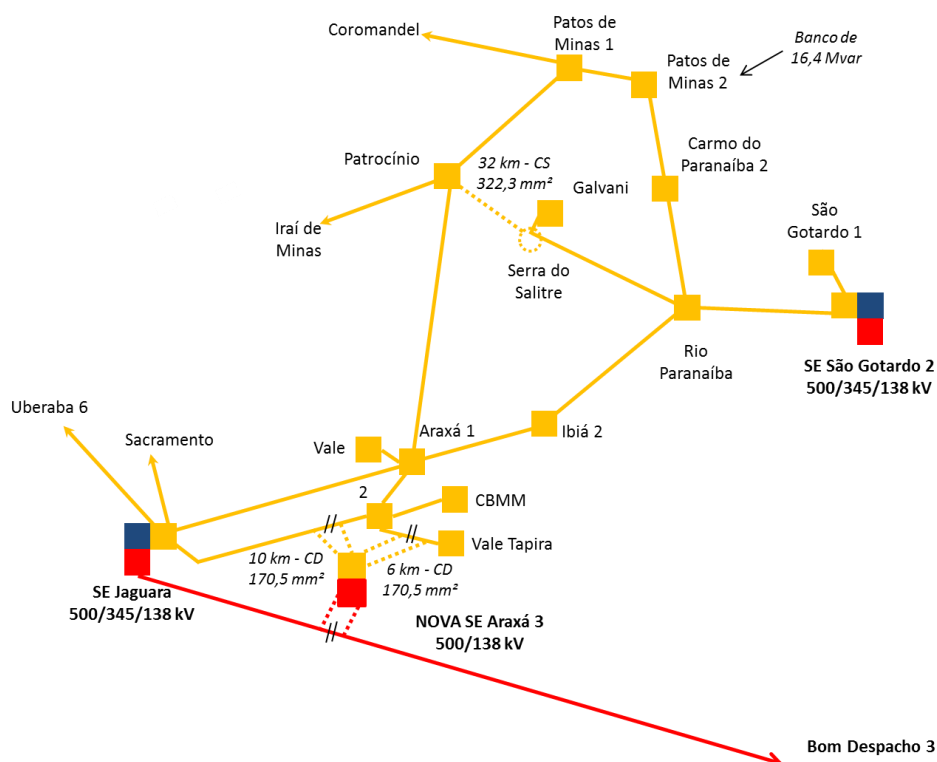


Figura 6-5 - Diagrama Elétrico da Alternativa 4 (Etapa 1)

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 Jaguará – Bom Despacho 3;
- Nova LD 138 kV CD de Araxá 3 até seccionamento da LD 138 kV Jaguará - 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 subtensão 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.

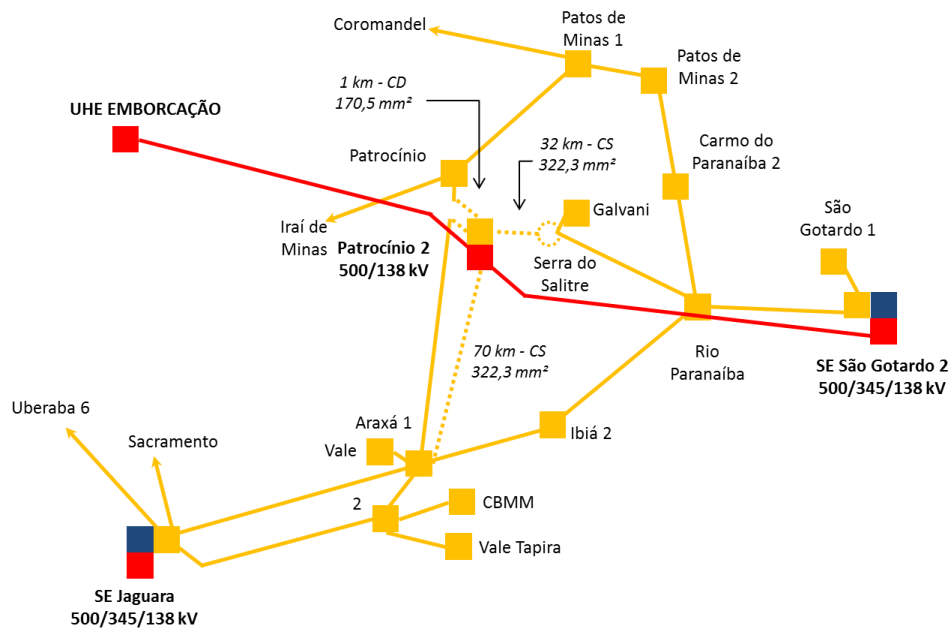


Figura 6-6 - Diagrama Elétrico da Alternativa 5 (Etapa 1)

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 subtensão 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.

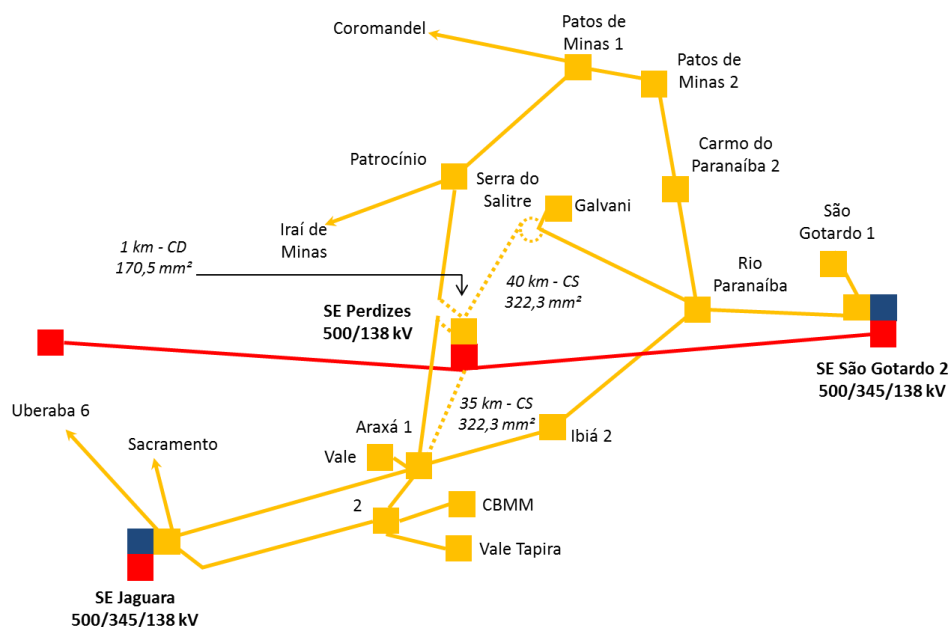


Figura 6-7 - Diagrama Elétrico da Alternativa 6 (Etapa 1)

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 subtensão 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).

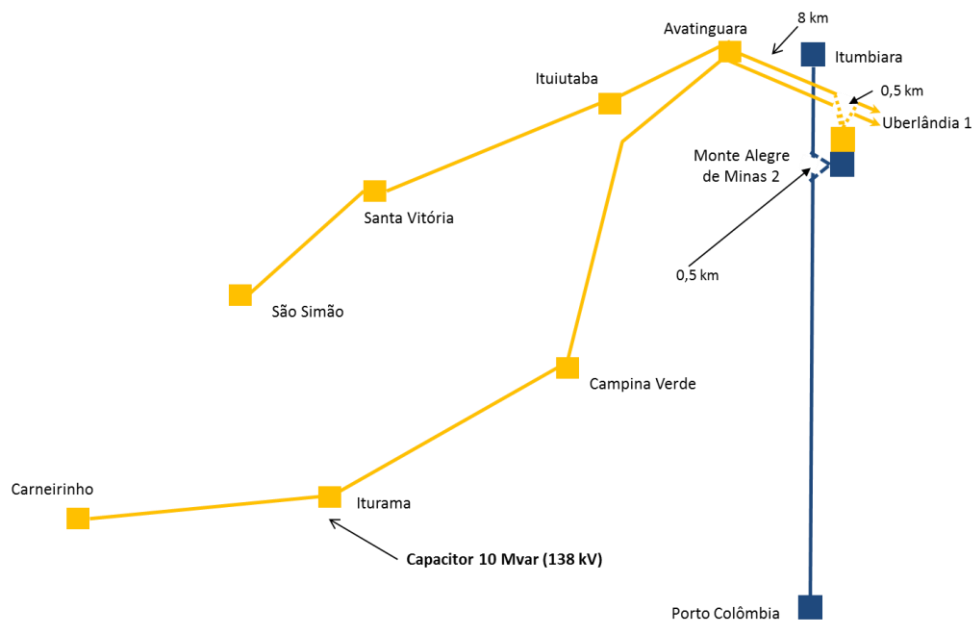


Figura 6-8 - Diagrama elétrico da SE 345/138 kV referencial em Monte Alegre de Minas 2

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.

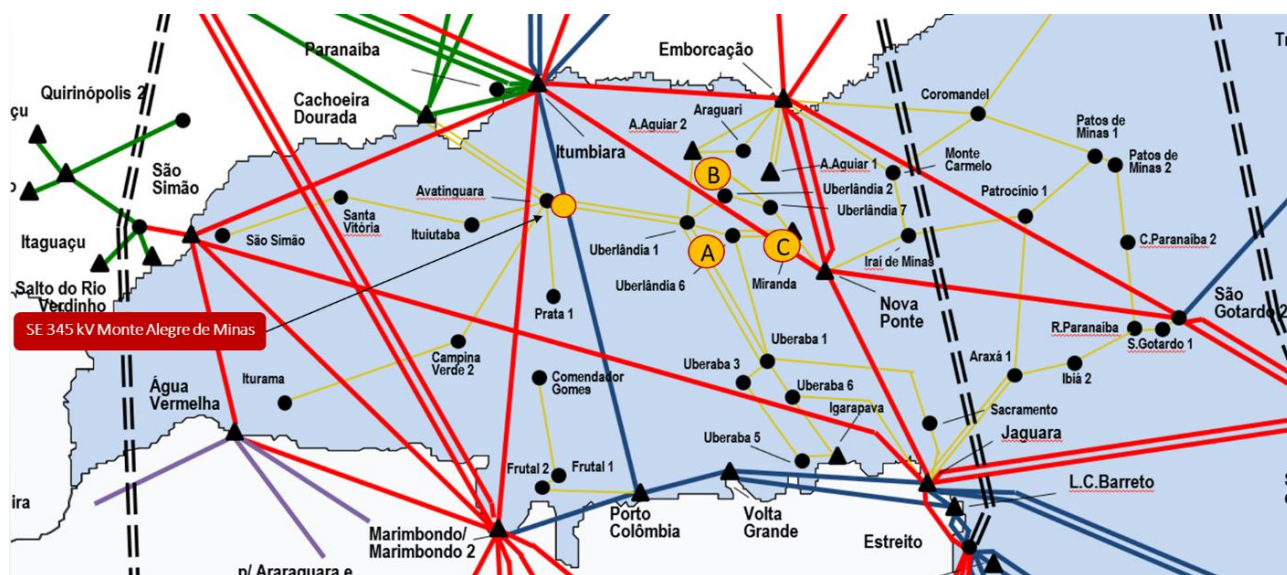


Figura 6-9 - Pontos de seccionamento da subestação de Uberlândia 10

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.

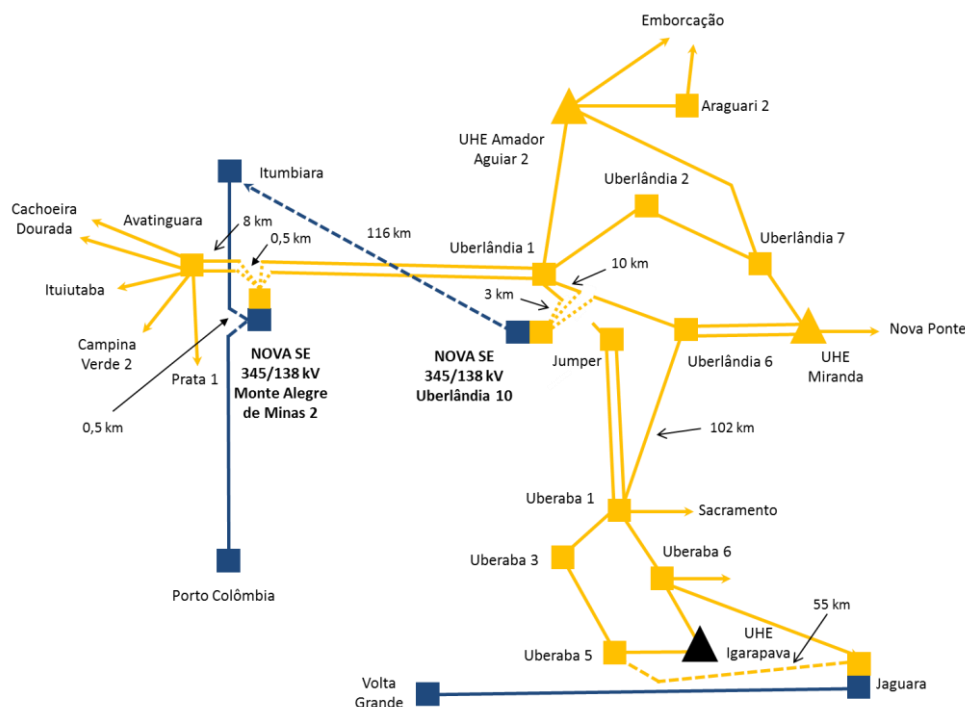


Figura 6-10 - Diagrama Elétrico da Alternativa 1A (Etapa 2)

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 – 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;
- Recapacitação da LD 138 kV Uberlândia 1 – Uberaba 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 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.

6.2.2 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.

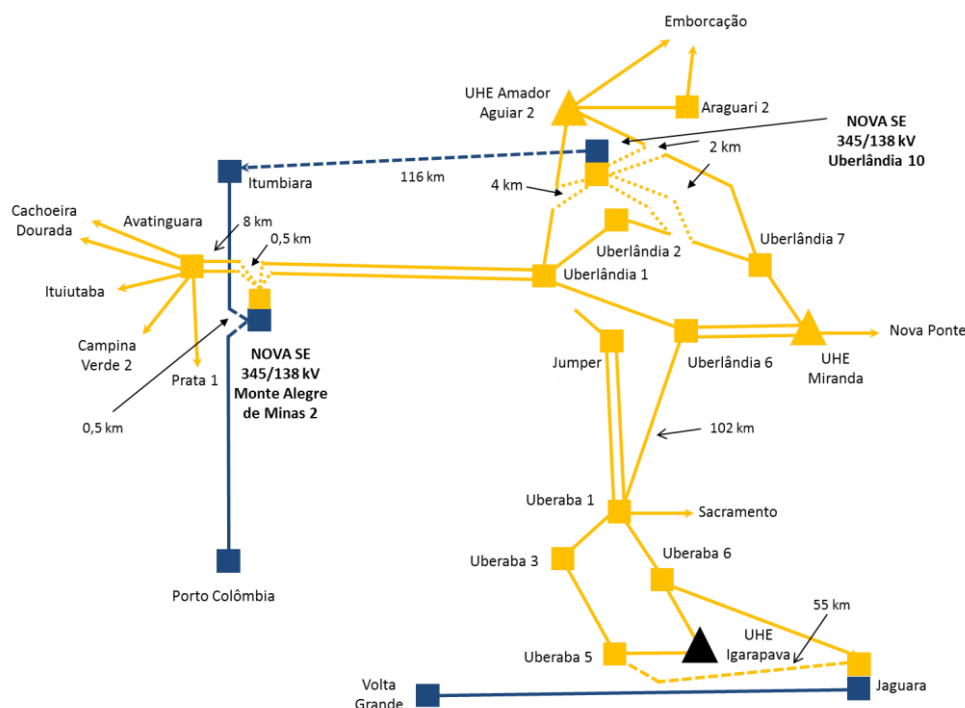


Figura 6-11 - Diagrama Elétrico da Alternativa 1B (Etapa 2)

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.

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.

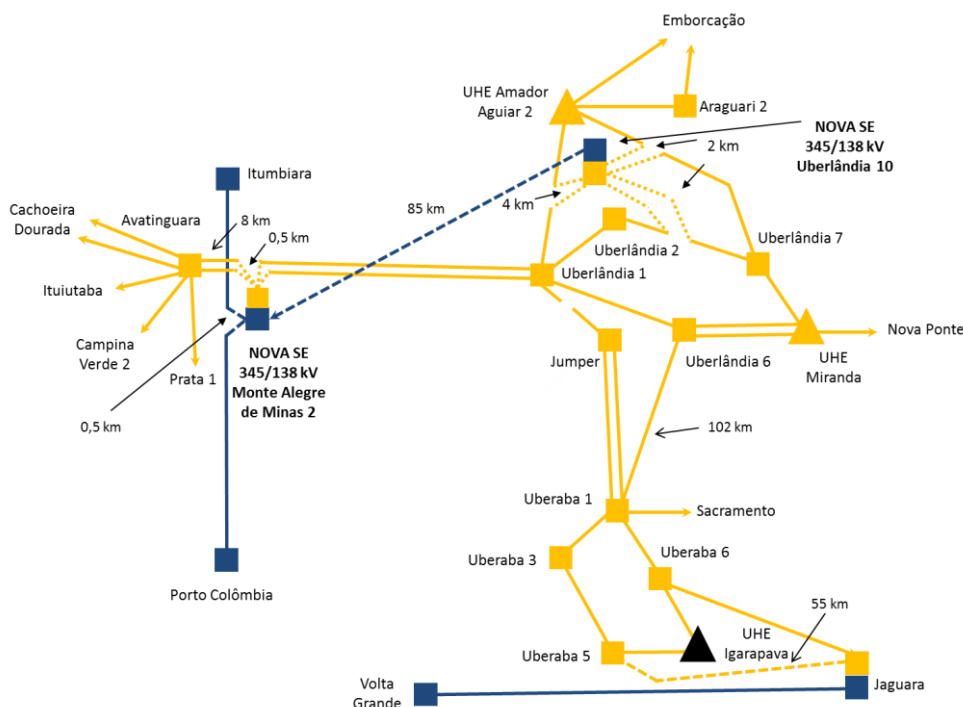


Figura 6-13 - Diagrama Elétrico da Alternativa 2B (Etapa 2)

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.

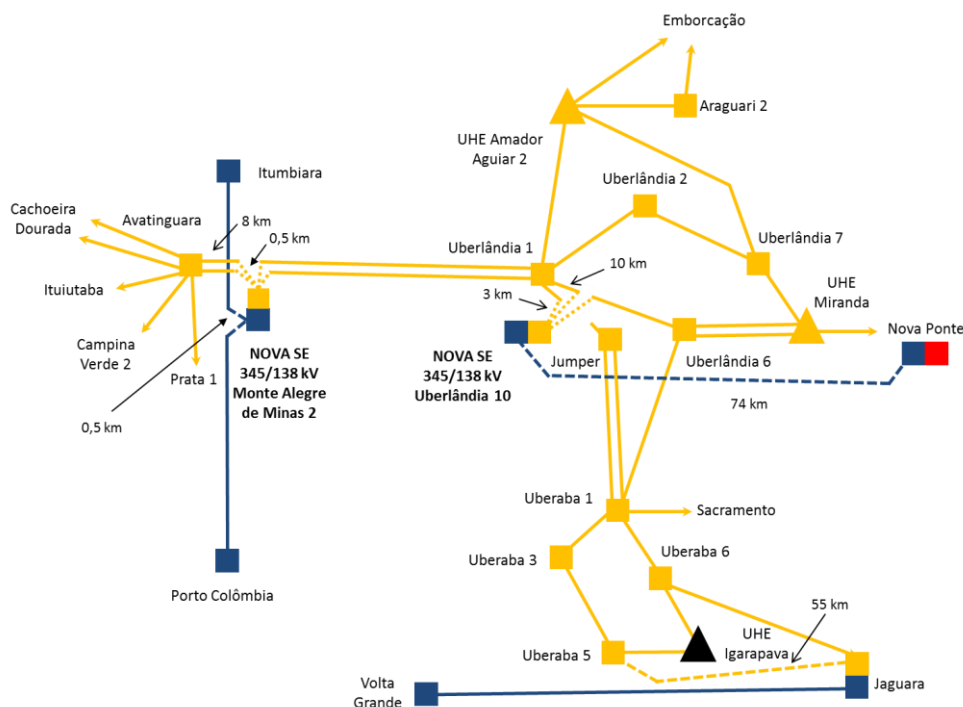


Figura 6-14 - Diagrama Elétrico da Alternativa 3A (Etapa 2)

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 – 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 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.

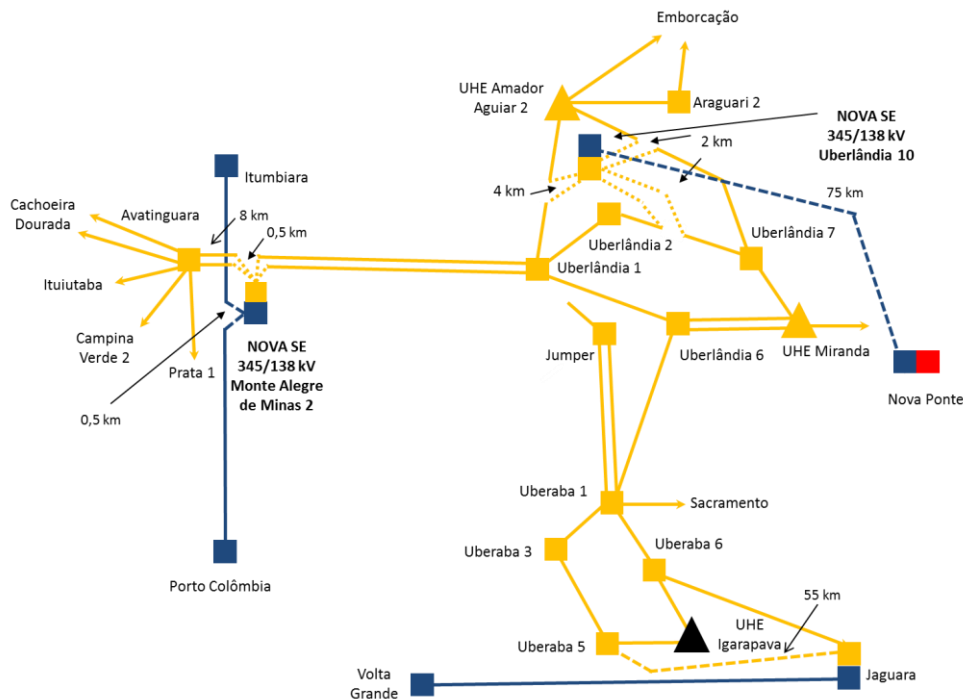


Figura 6-15 - Diagrama Elétrico da Alternativa 3B (Etapa 2)

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;
- 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 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;
- 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 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.

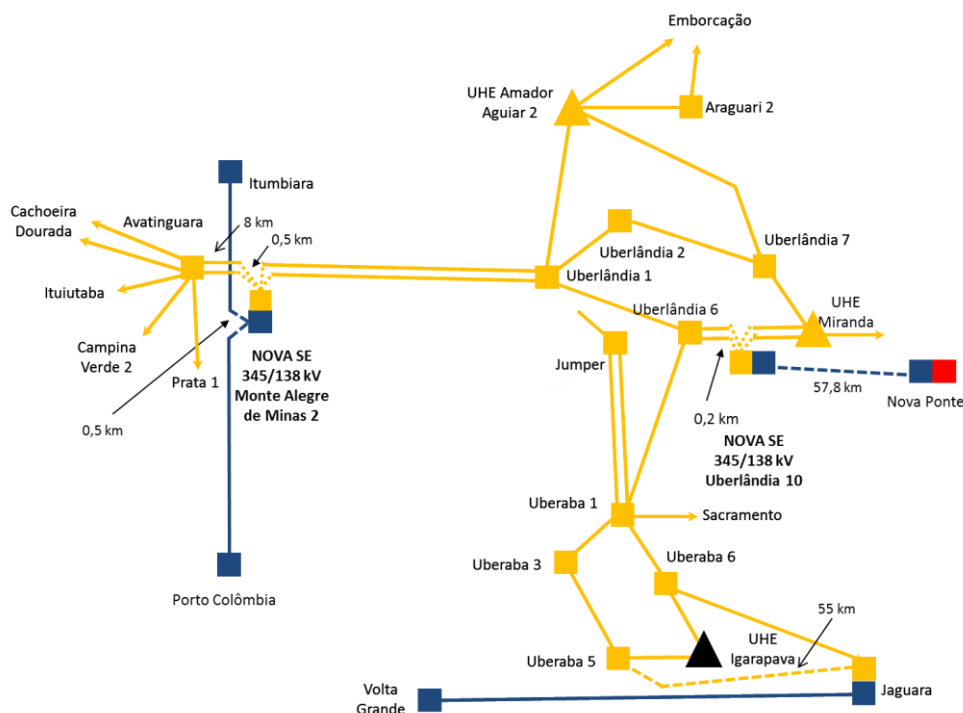


Figura 6-16 - Diagrama Elétrico da Alternativa 3C (Etapa 2)

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.

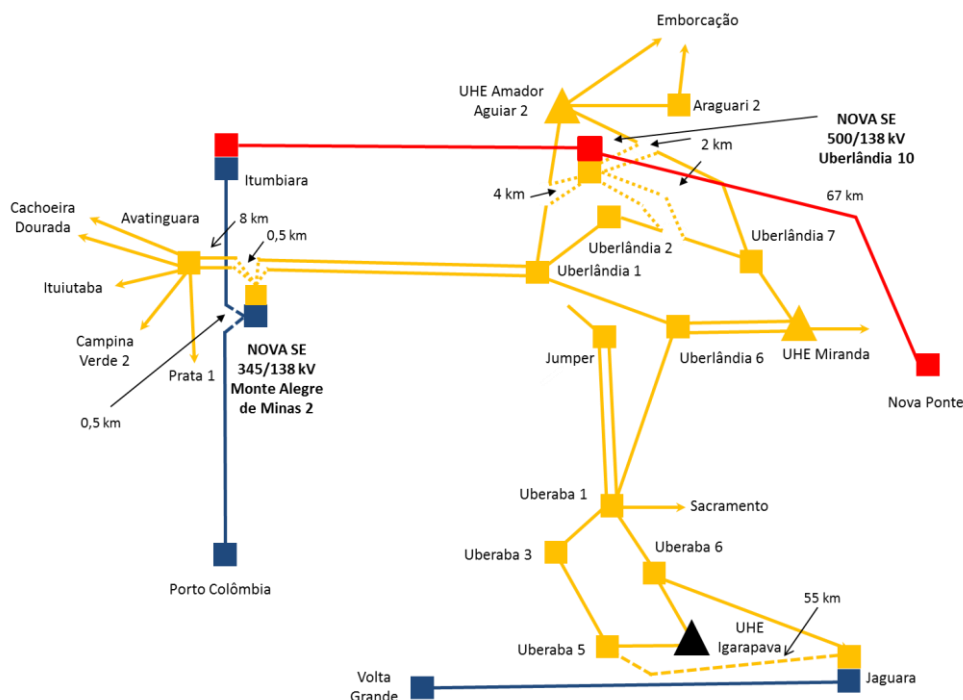


Figura 6-17 - Diagrama Elétrico da Alternativa 4B (Etapa 2)

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;
- 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 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 – 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 – 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 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.

6.2.9 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.

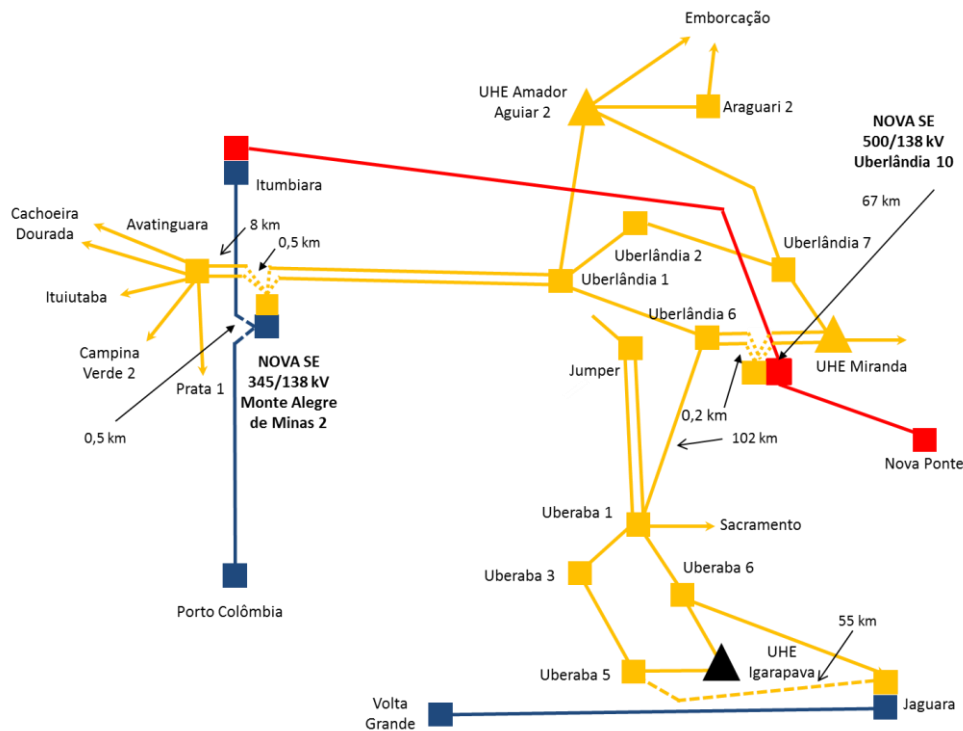


Figura 6-18 - Diagrama Elétrico da Alternativa 4C (Etapa 2)

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;
- 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 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;
- 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 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 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.

6.2.10 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.

- 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 uma 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.

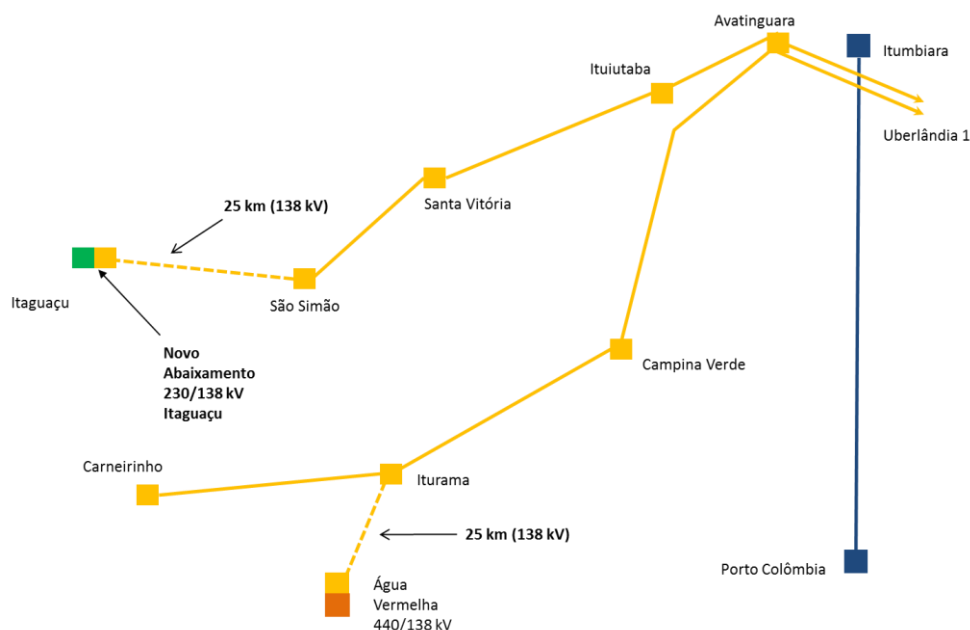


Figura 6-20 - Diagrama Elétrico da Alternativa 1 (Etapa 3)

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.

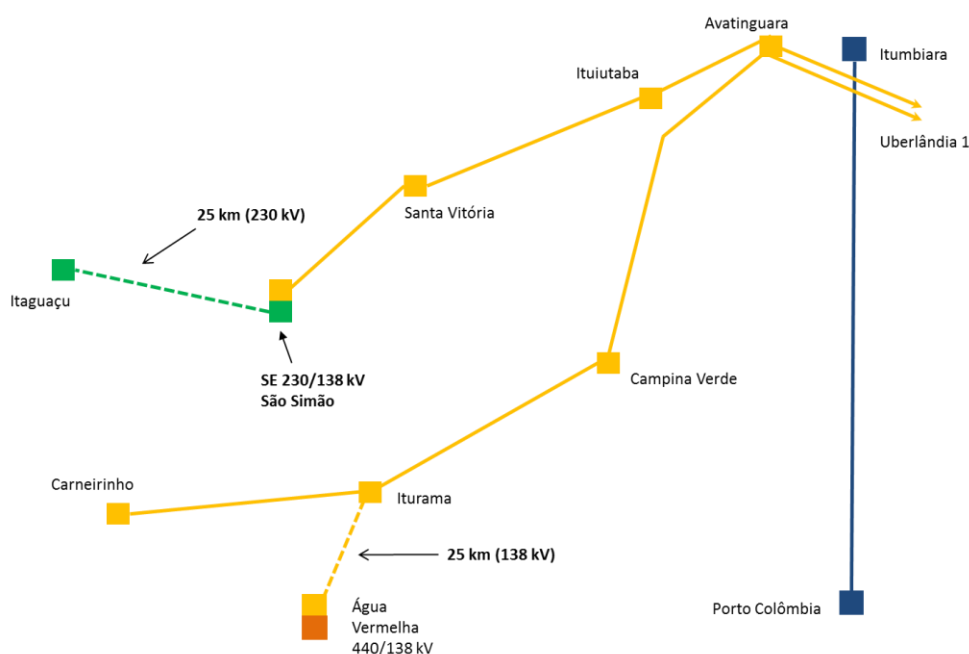


Figura 6-21 - Diagrama Elétrico da Alternativa 2 (Etapa 3)

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.

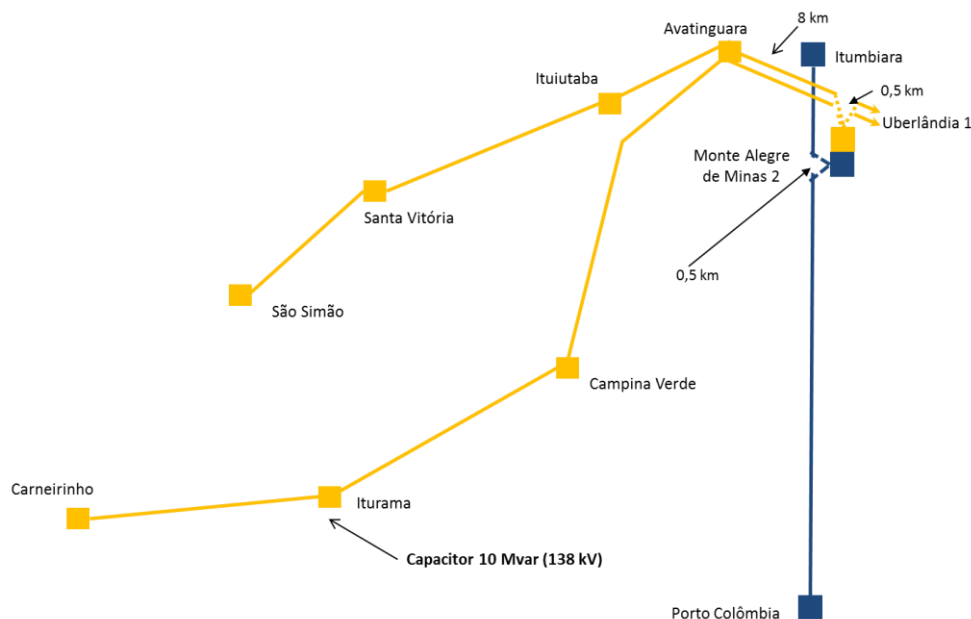


Figura 6-22 - Diagrama Elétrico da Alternativa 3 (Etapa 3)

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.

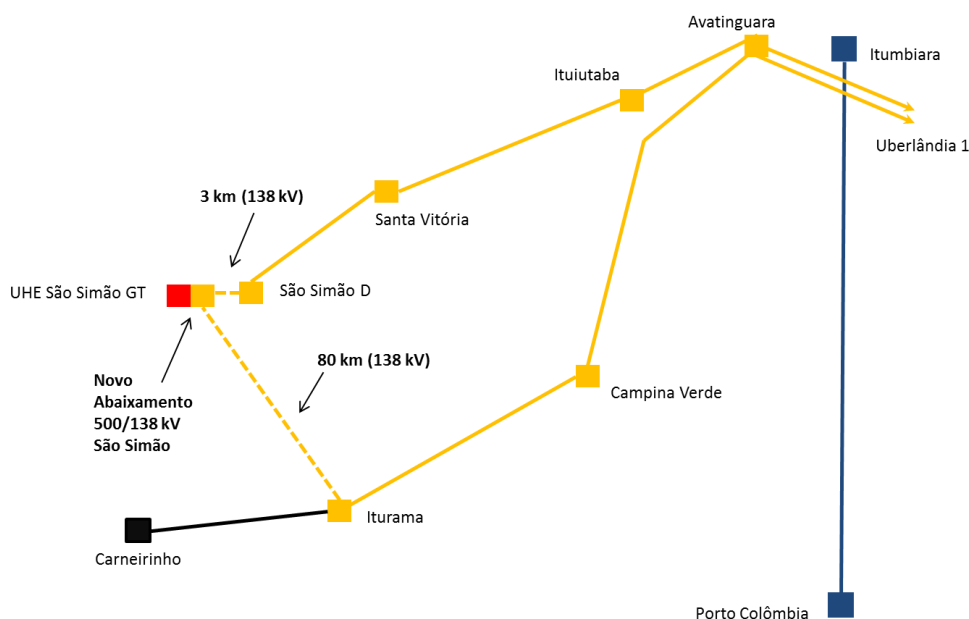


Figura 6-23 - Diagrama Elétrico da Alternativa 4 (Etapa 3)

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.

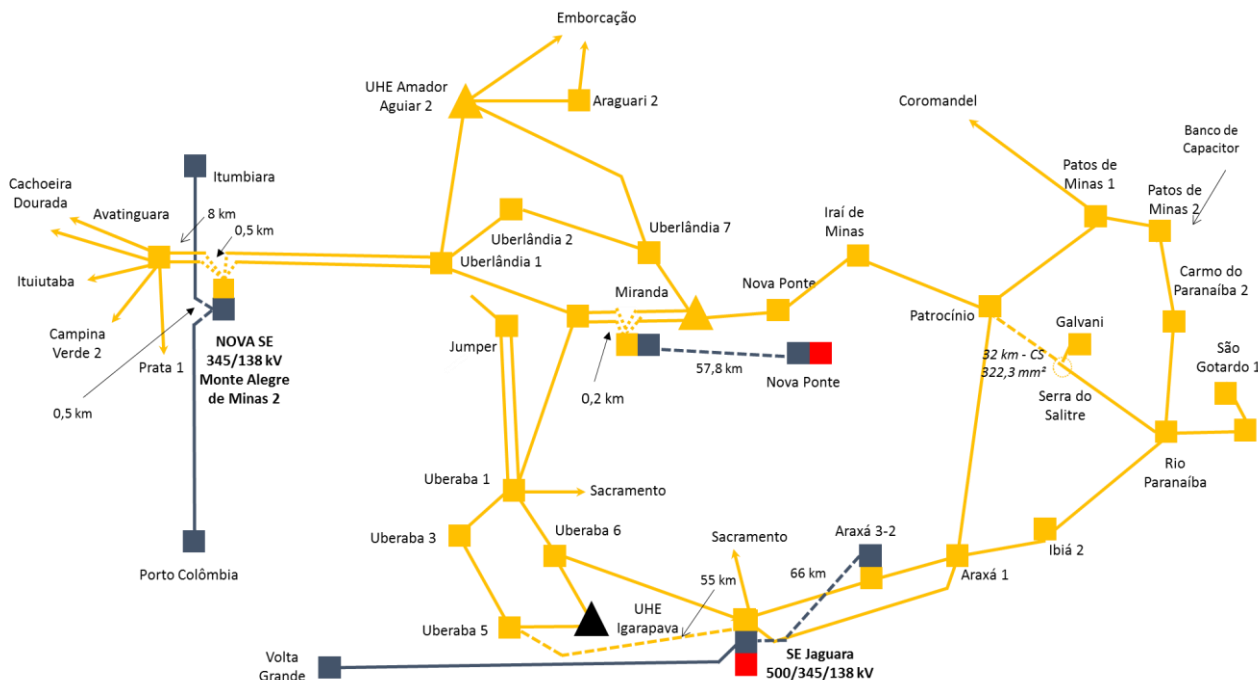


Figura 6-24 - Diagrama Elétrico da Alternativa 1 (Etapa 4)

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.

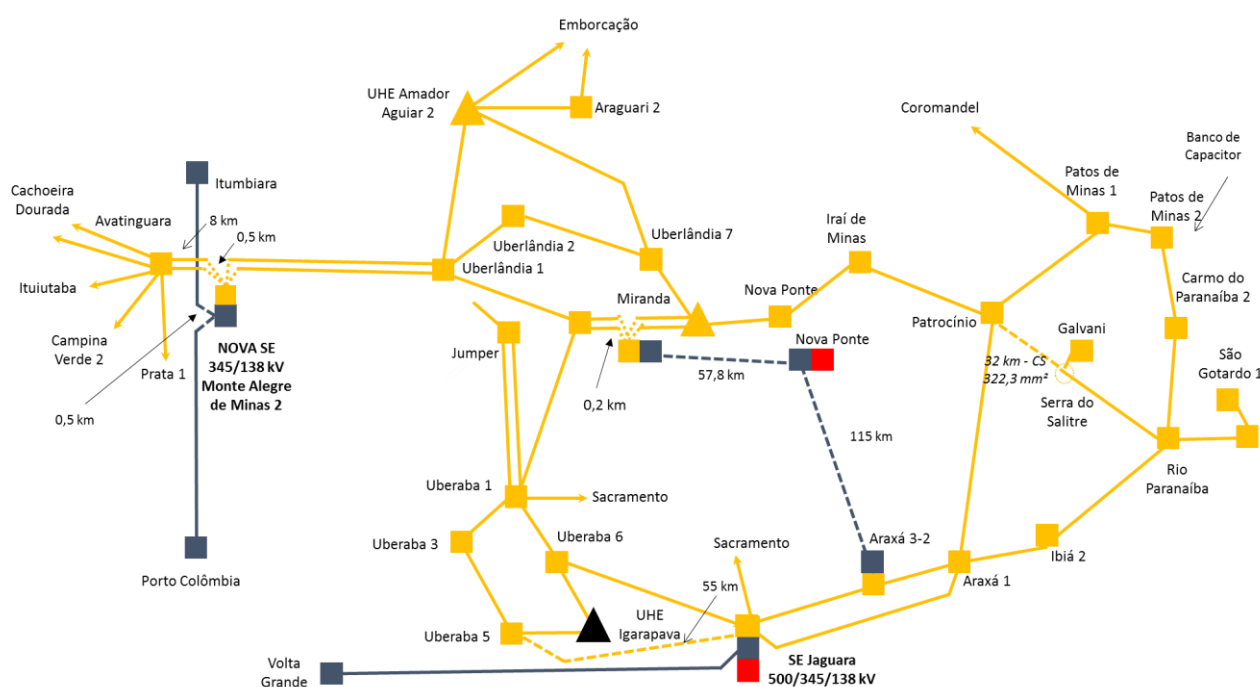


Figura 6-25 - Diagrama Elétrico da Alternativa 2 (Etapa 4)

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

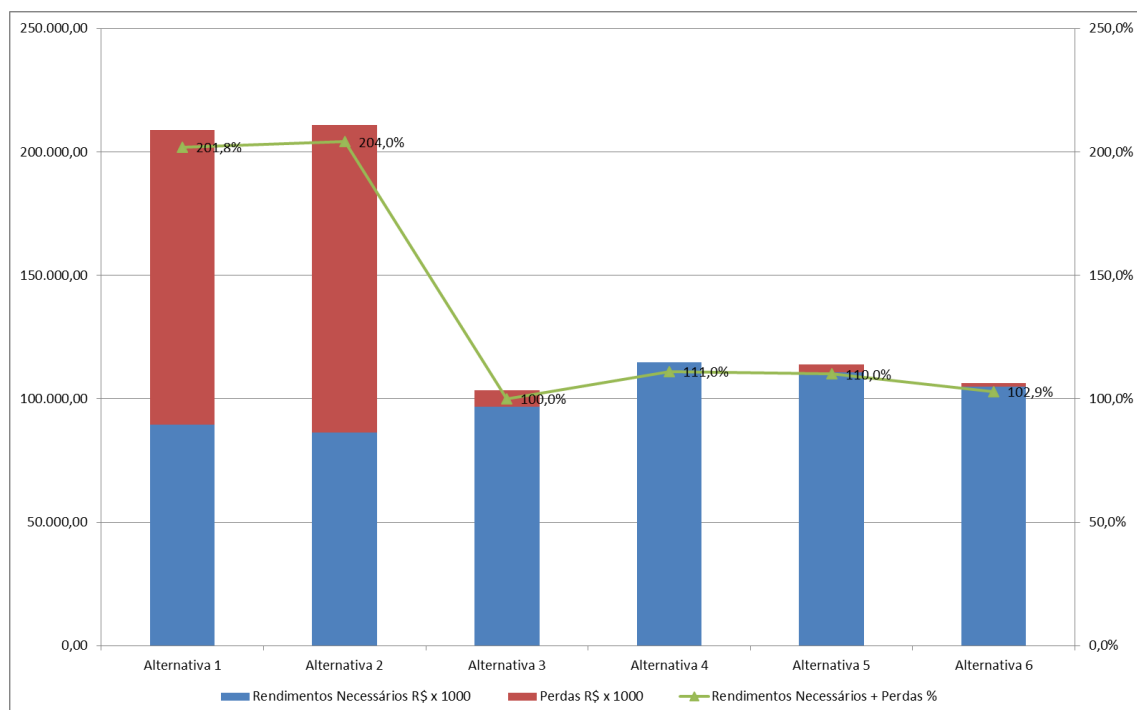


Figura 7-1 – Gráfico de comparação de alternativas da Etapa 1

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

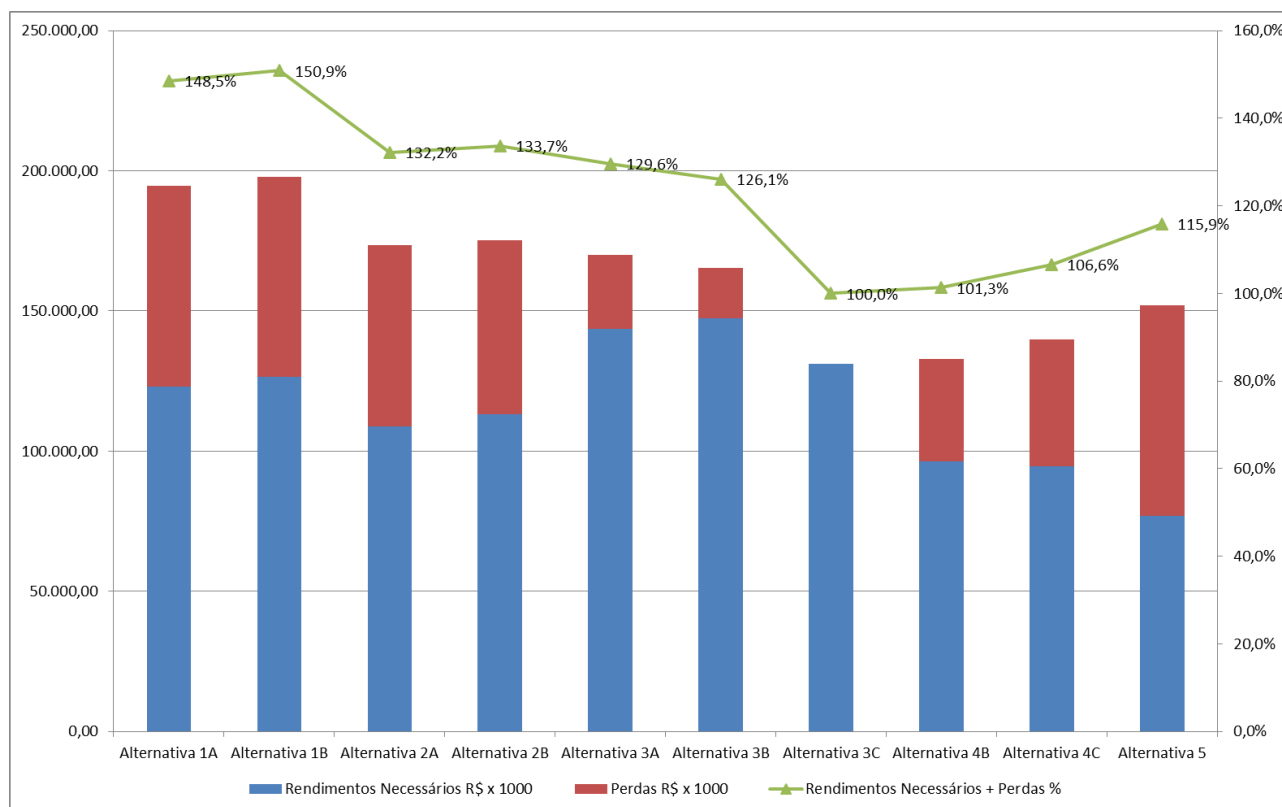


Figura 7-2 – Gráfico de comparação de alternativas da Etapa 2

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

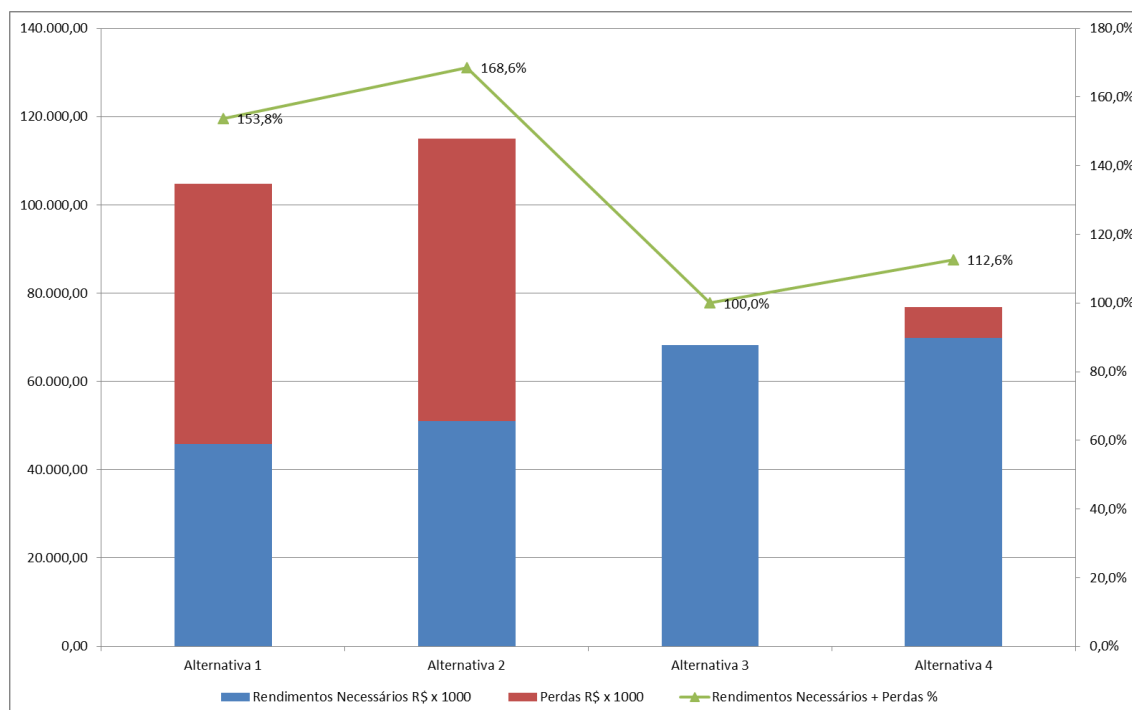


Figura 7-3 – Gráfico de comparação de alternativas da Etapa 3

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

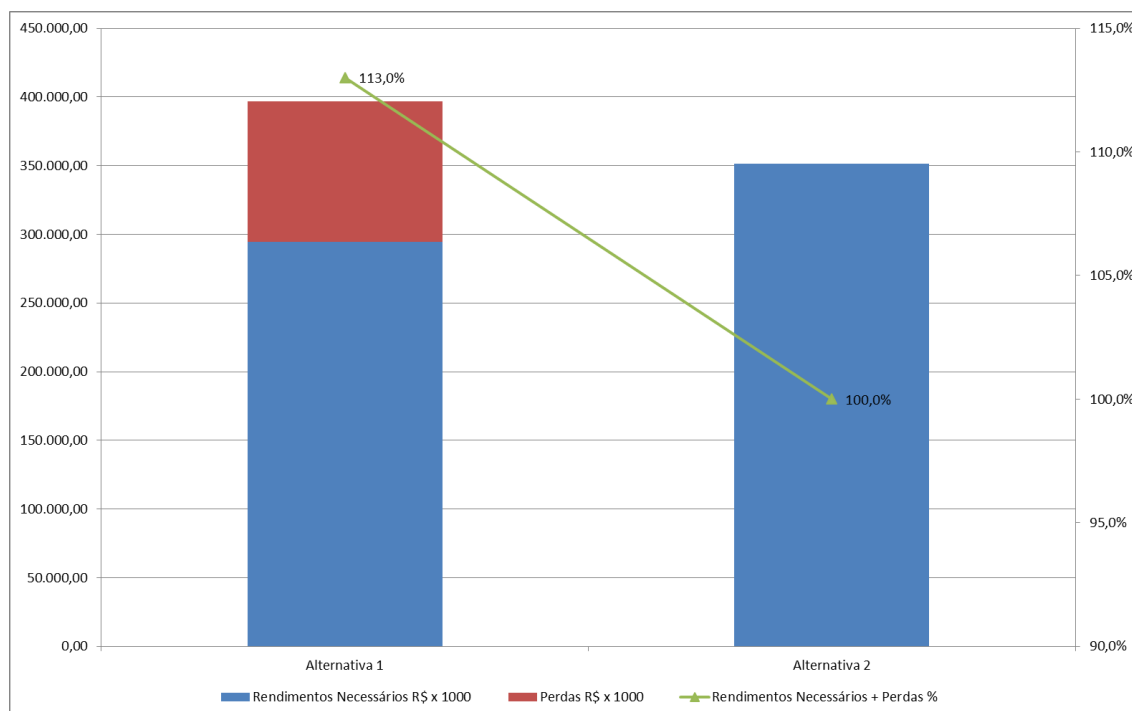


Figura 7-4 – Gráfico de comparação de alternativas da Etapa 4

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.

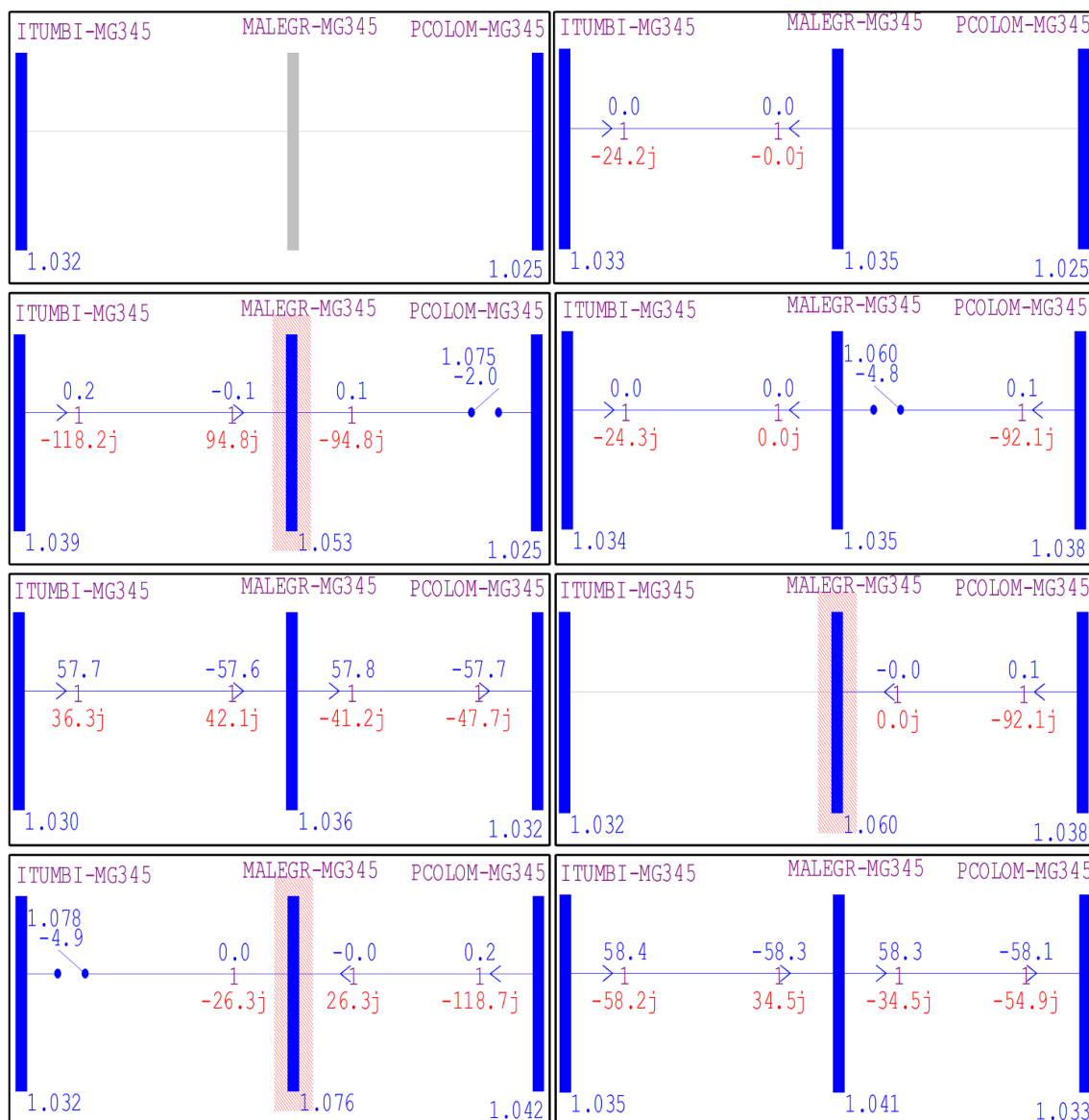


Figura 8-1 - Sequência de Energização do eixo 345 kV Itumbiara – Monte A. Minas – Porto Colômbia

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.

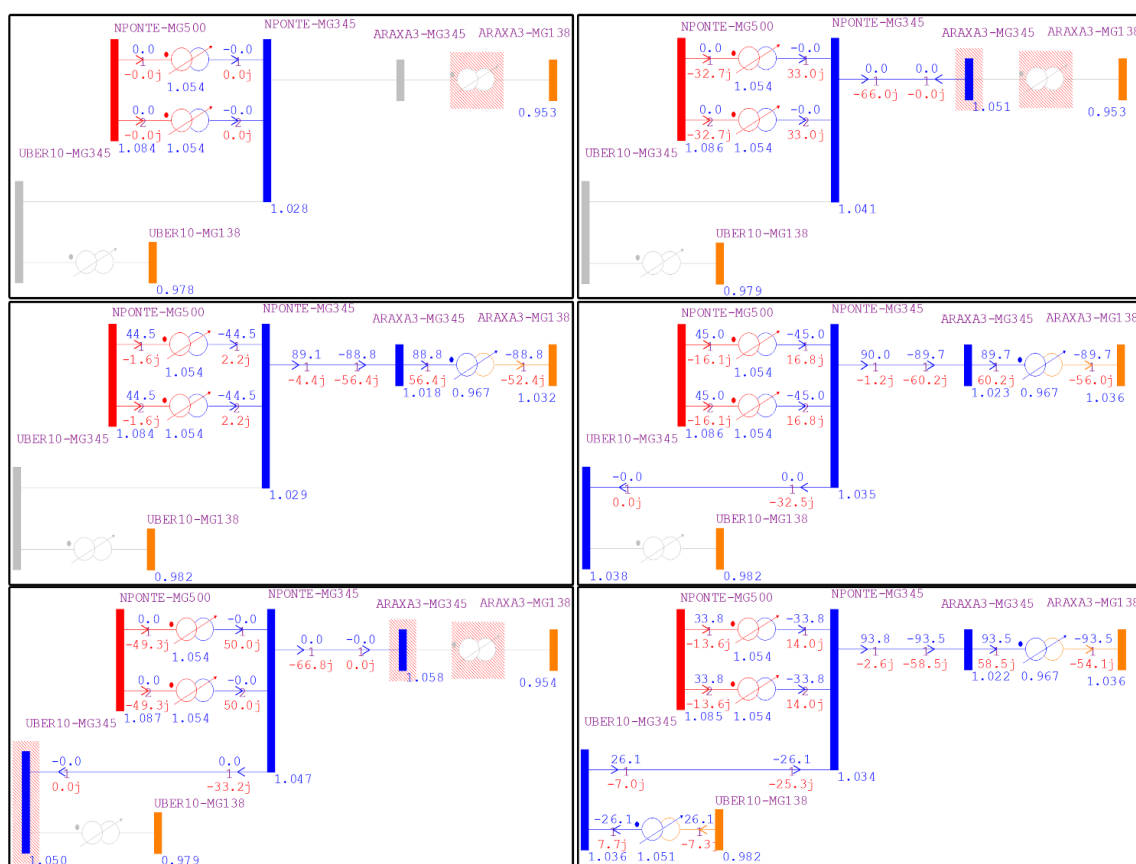


Figura 8-2 - Sequência de Energização do eixo 345 kV Uberlândia 10 – Nova Ponte – Araxá 3

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.

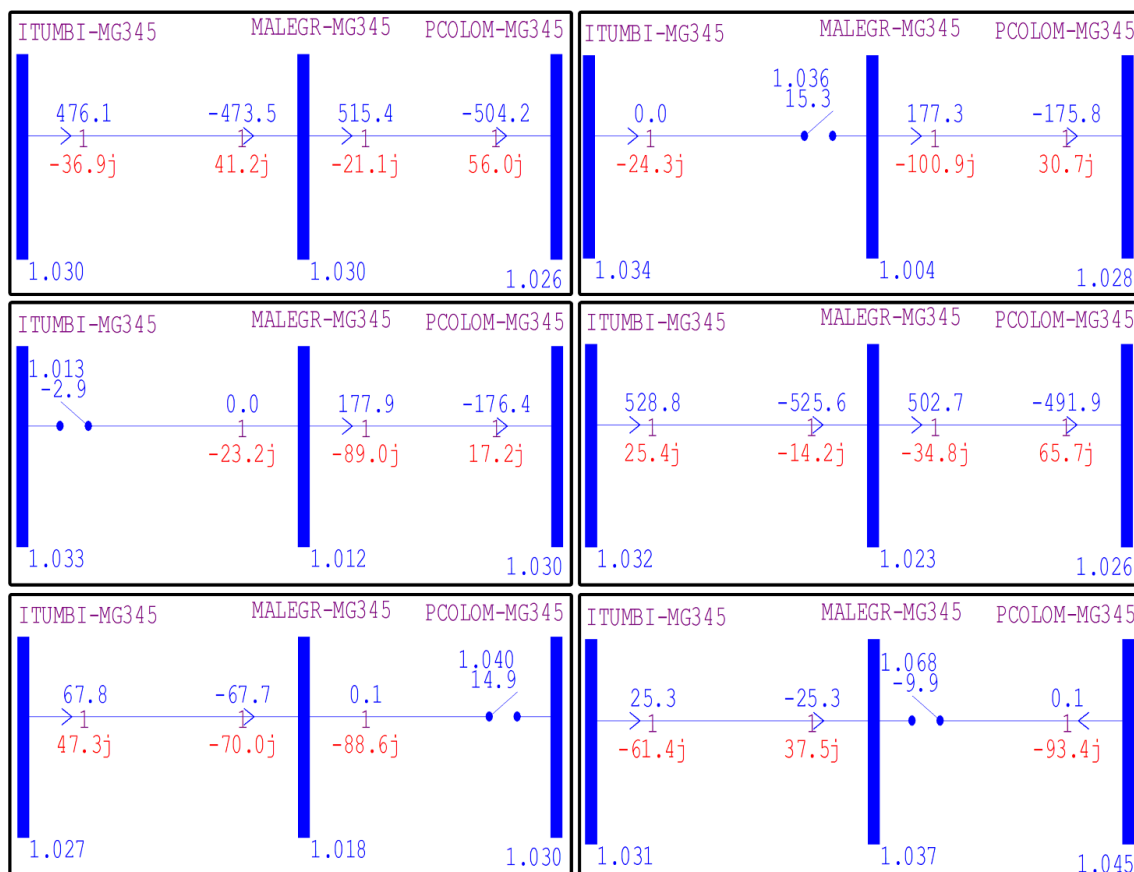


Figura 8-3 - Rejeição do eixo 345 kV Itumbiara – Monte A. Minas - Porto Colômbia

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.

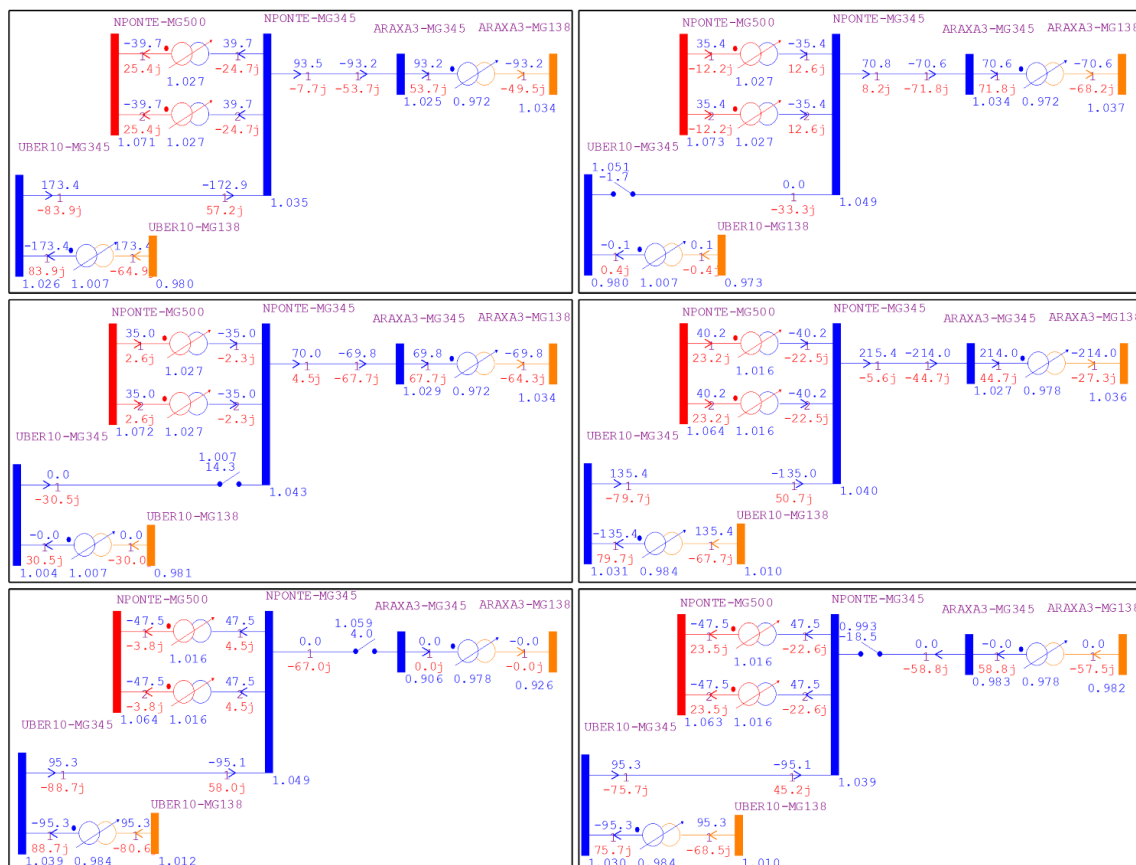


Figura 8-4 - Rejeição do eixo 345 kV Uberlândia 10 – Nova Ponte – Araxá 3

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.

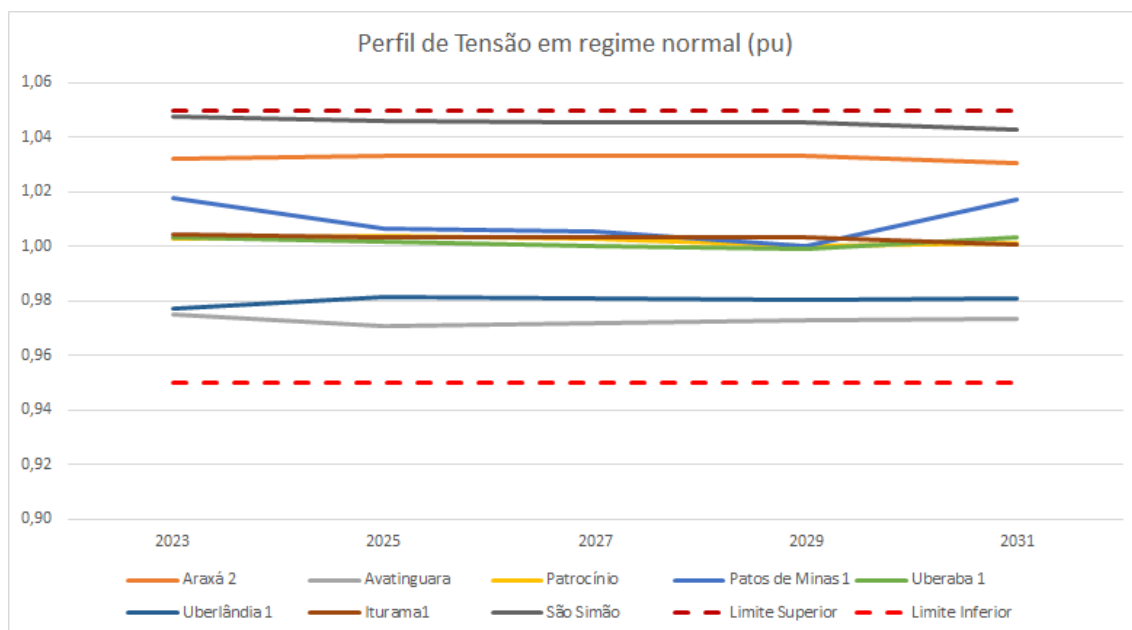


Figura 9-1 – Perfil de tensão em regime Normal - Cenário 3

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.

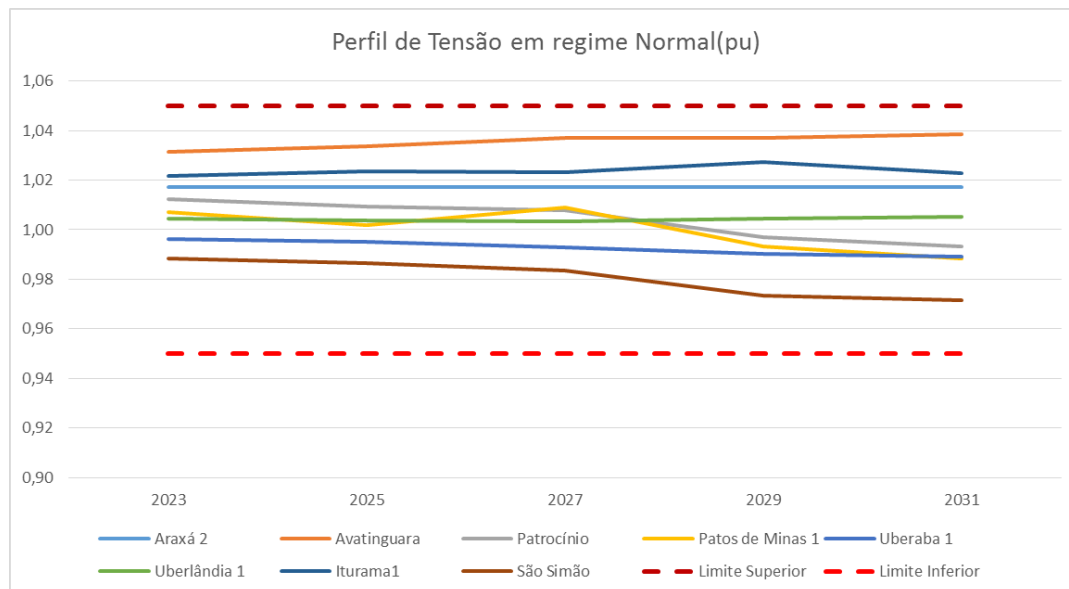


Figura 9-2 – Perfil de tensão em regime Normal - Cenário 4

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.

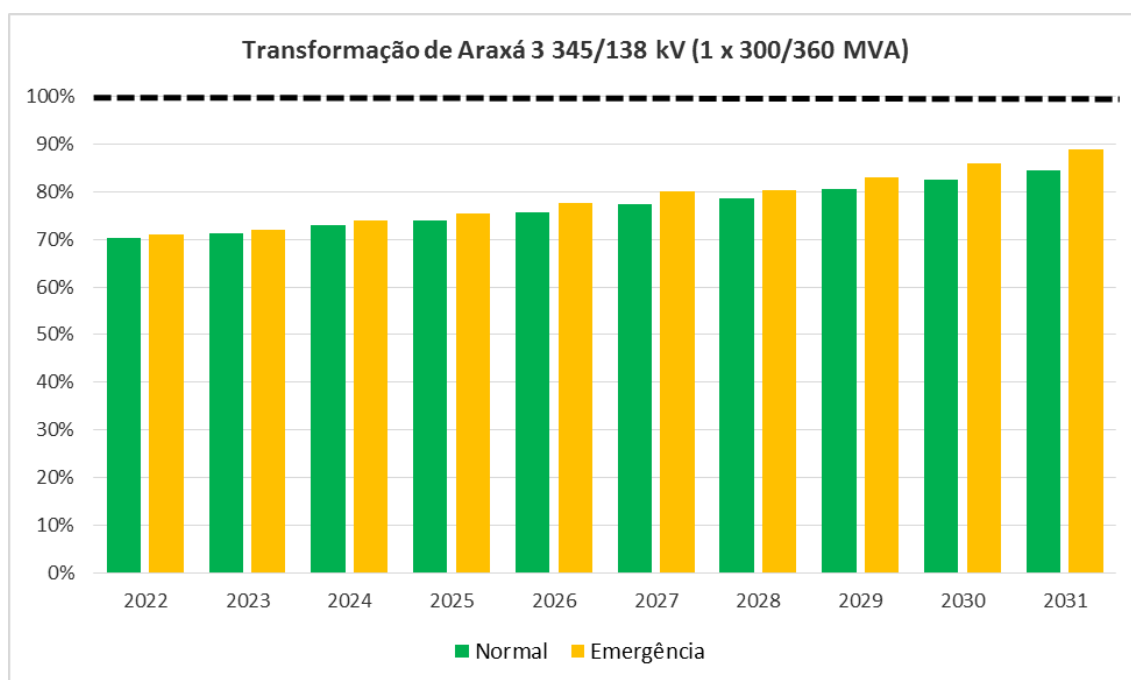


Figura 9-3 - Carregamento em regime nominal e emergência - SE Araxá 3 345/138 kV

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.

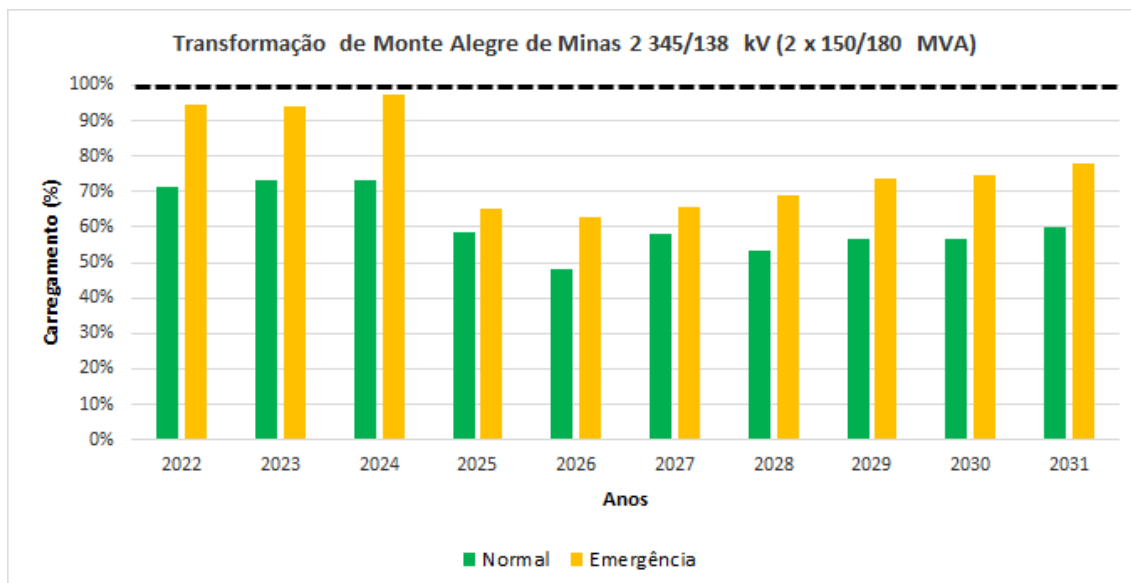


Figura 9-4 - Carregamento em regime nominal e emergência - SE Monte Alegre de Minas 2 345/138 kV

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.

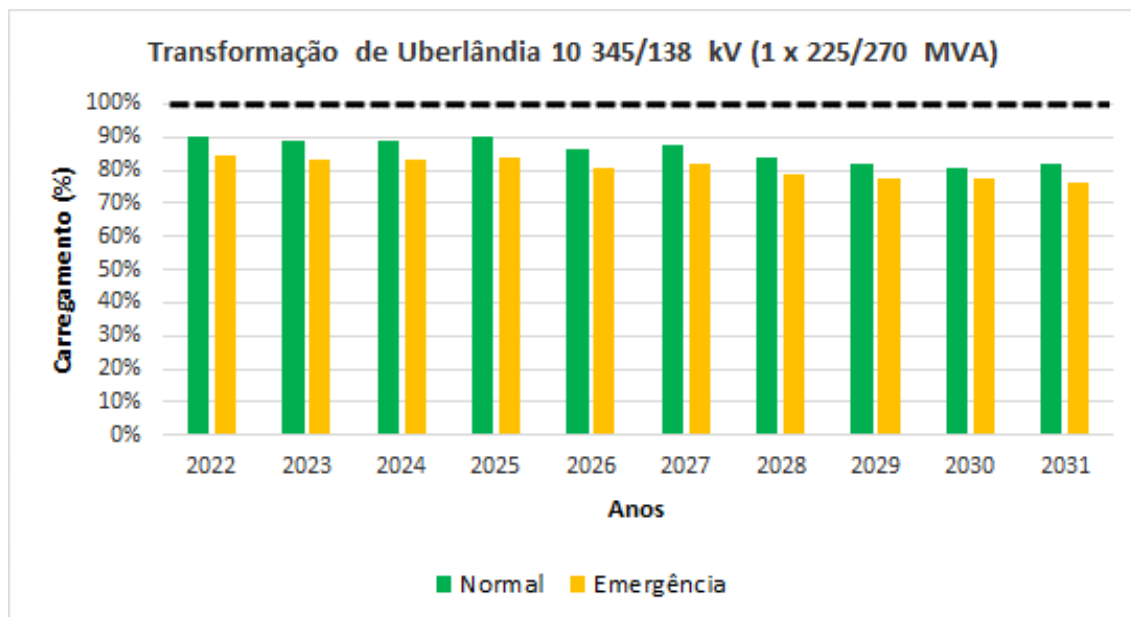


Figura 9-5 - Carregamento em regime nominal e emergência - SE Uberlândia 10 345/138 kV

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.

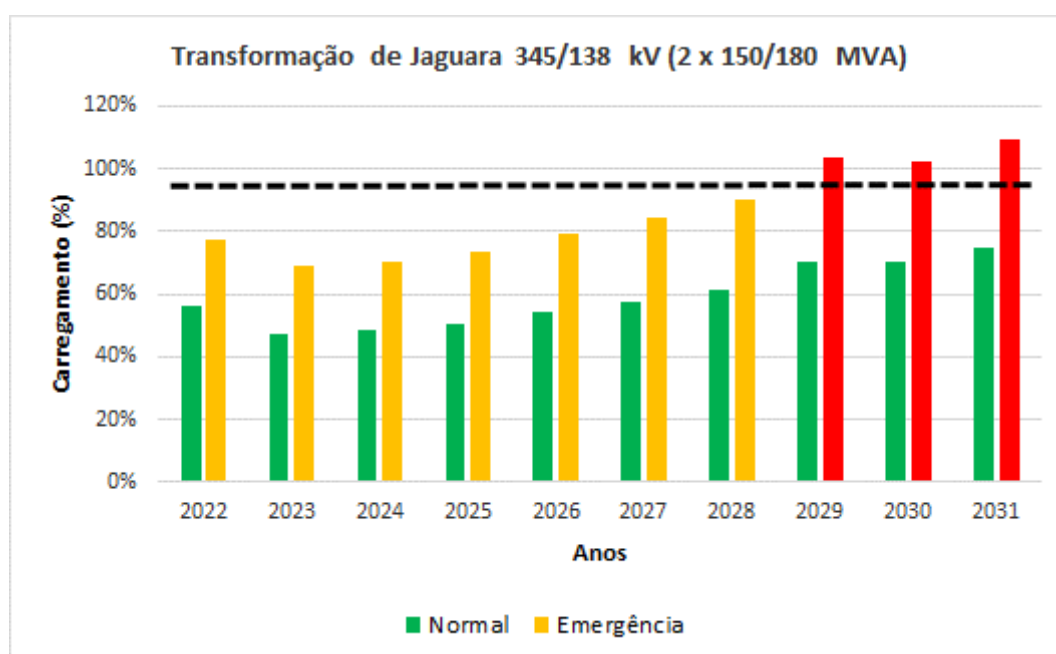


Figura 9-6 - Carregamento em regime nominal e emergência - SE Jaguará 345/138 kV – (150/180 MVA)

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.

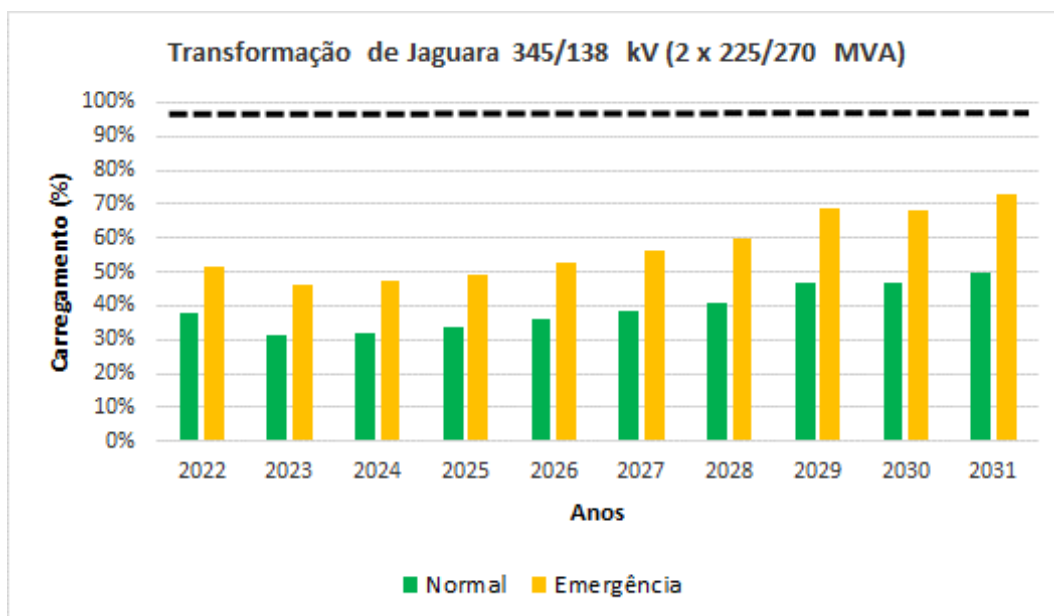


Figura 9-7 - Carregamento em regime nominal e emergência - SE Jaguará 345/138 kV – (225/270 MVA)

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.

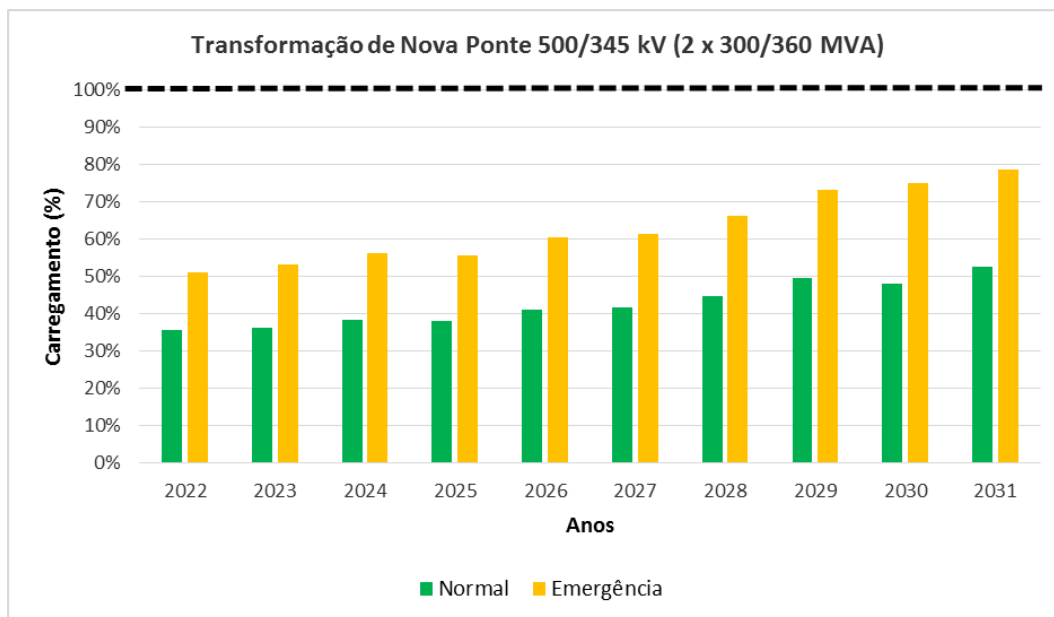


Figura 9-8 - Carregamento em regime nominal e emergência - SE Nova Ponte 500/345 kV

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.

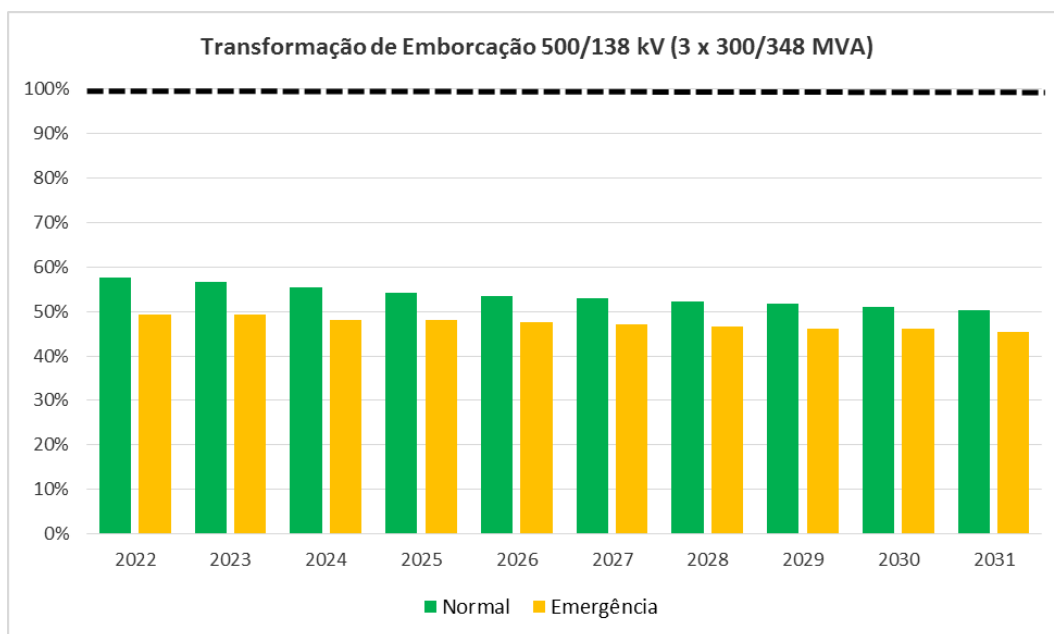


Figura 9-9 - Carregamento em regime nominal e emergência - SE Emborcação 500/138 kV

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.

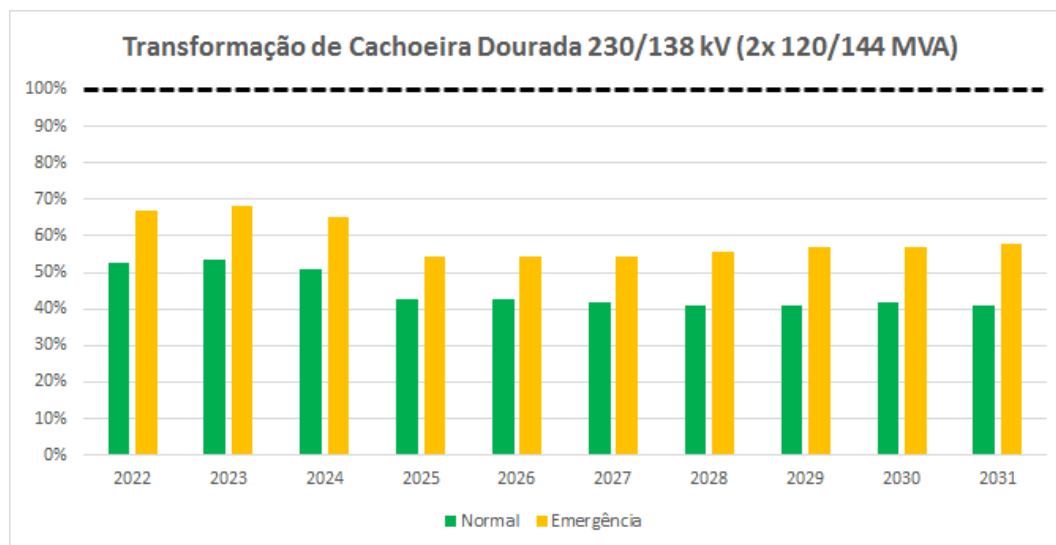


Figura 9-10 - Carregamento em regime nominal e emergência - SE Cachoeira Dourada 230/138 kV

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

Sem os reforços															Disjuntores (kA)
Identificação do Barramento			Curto Circuito Máximo em 2022						Curto Circuito Máximo em 2031						
Número	subestação	Tensão (kV)	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

Com os reforços															Disjuntores (kA)
Identificação do Barramento			Curto Circuito Máximo em 2022						Curto Circuito Máximo em 2031						
Número	subestação	Tensão (kV)	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 $\Omega \cdot m$;
- 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

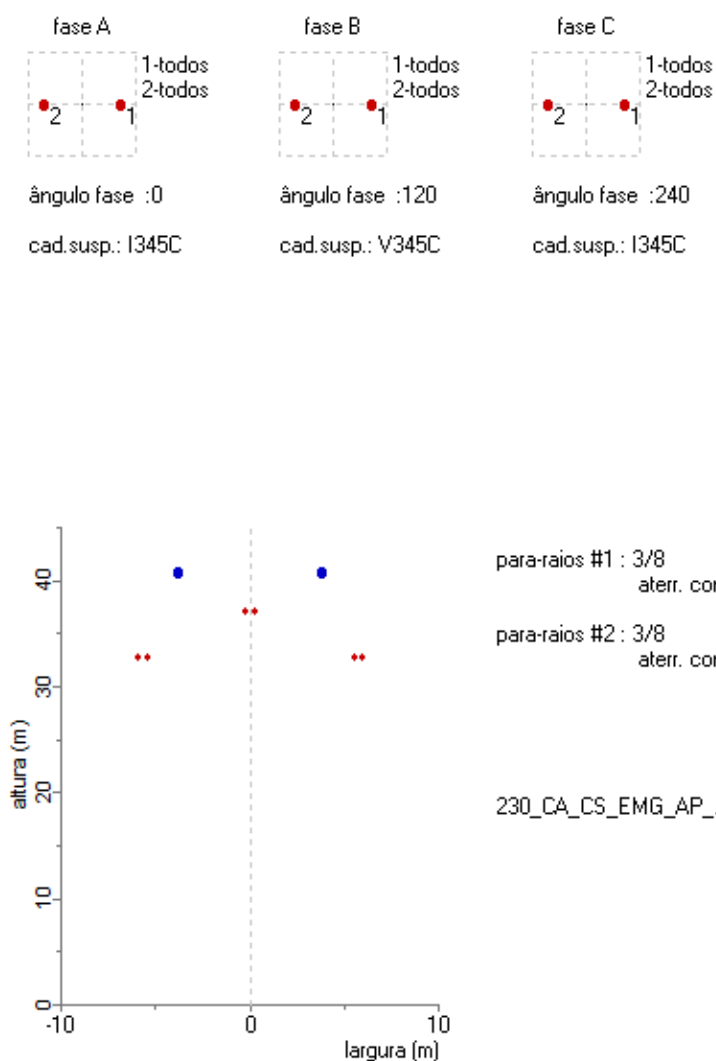


Figura 11-1 - Disposição geométrica dos condutores da LT 345 KV Uberlândia 10 – Nova Ponte, circuito simples, dois subcondutores por fase

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).

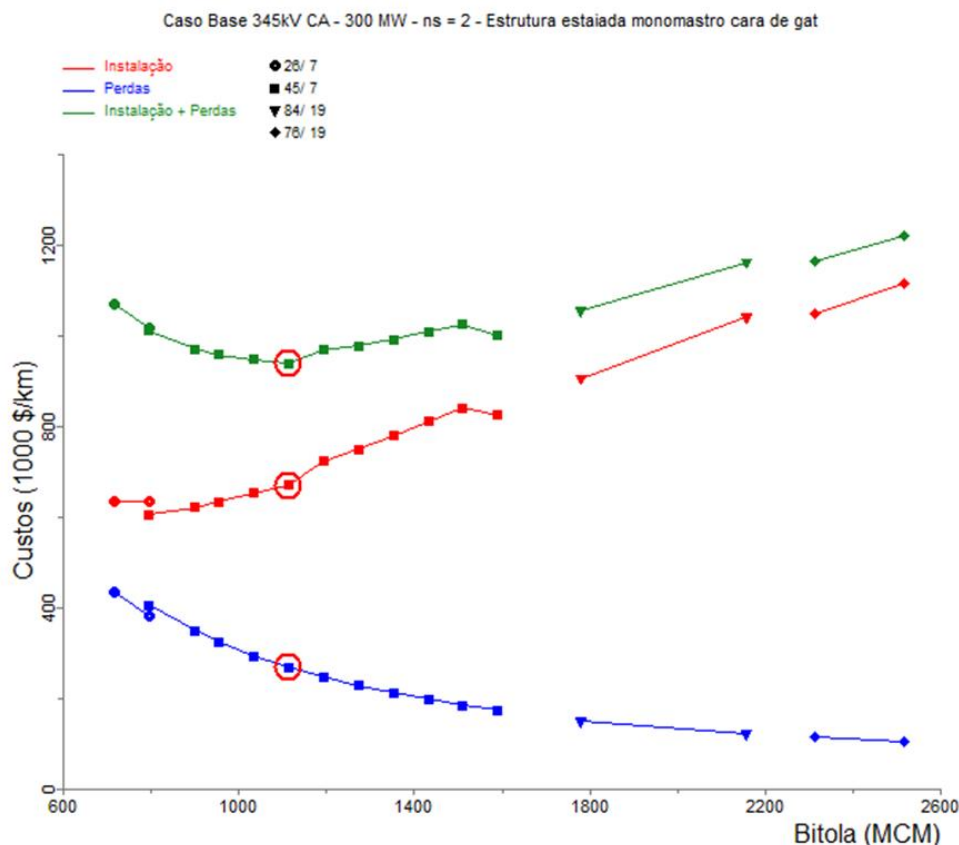


Figura 11-2 – Custos em função da bitola do cabo condutor da LT 345 kV Uberlândia 10 – Nova Ponte, circuito simples, dois subcondutores por fase

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\$ x 1000)			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

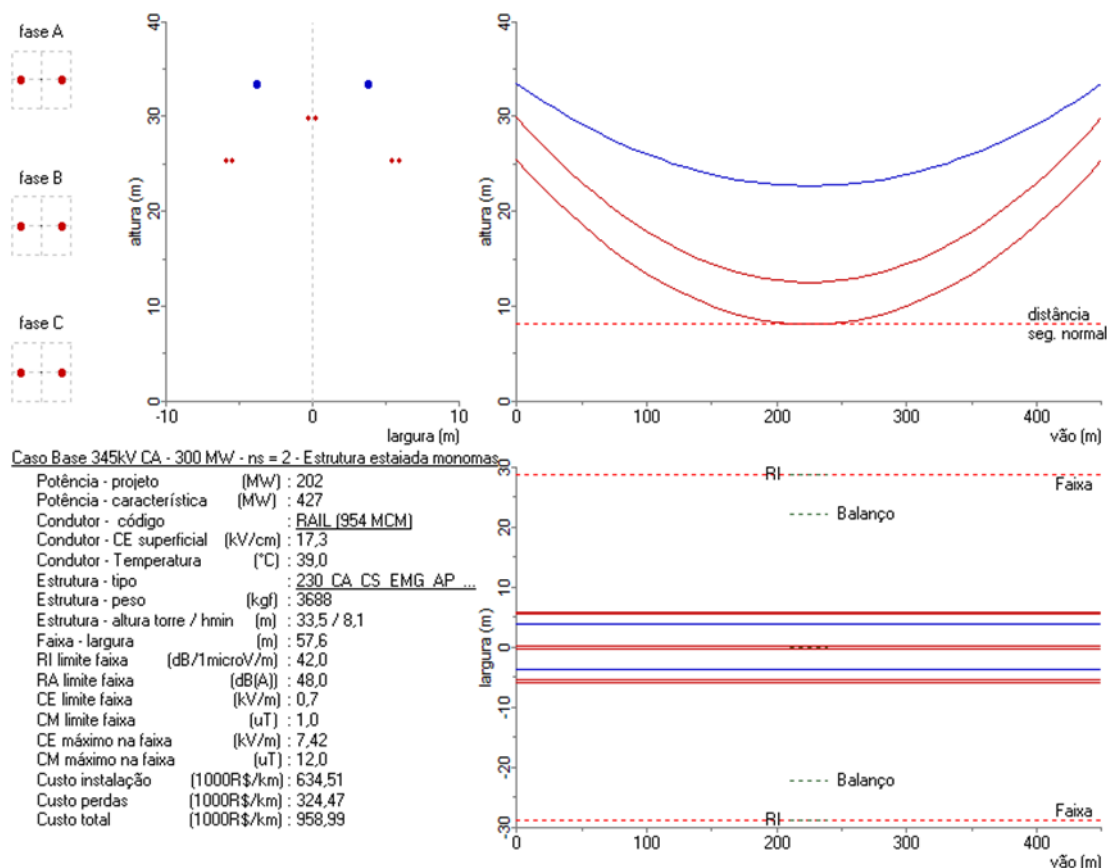


Figura 11-3 - Dados técnicos básicos da LT 345 kV Uberlândia 10 – Nova Ponte, circuito simples, dois subcondutores por fase

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

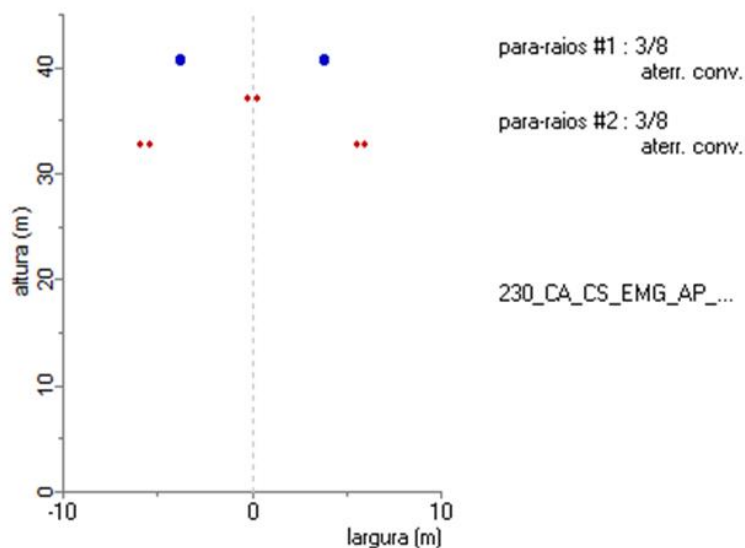
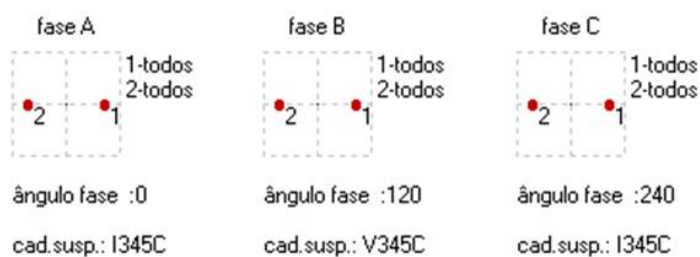


Figura 11-4 – Disposição geométrica dos condutores da LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3, circuito simples, dois subcondutores por fase

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).

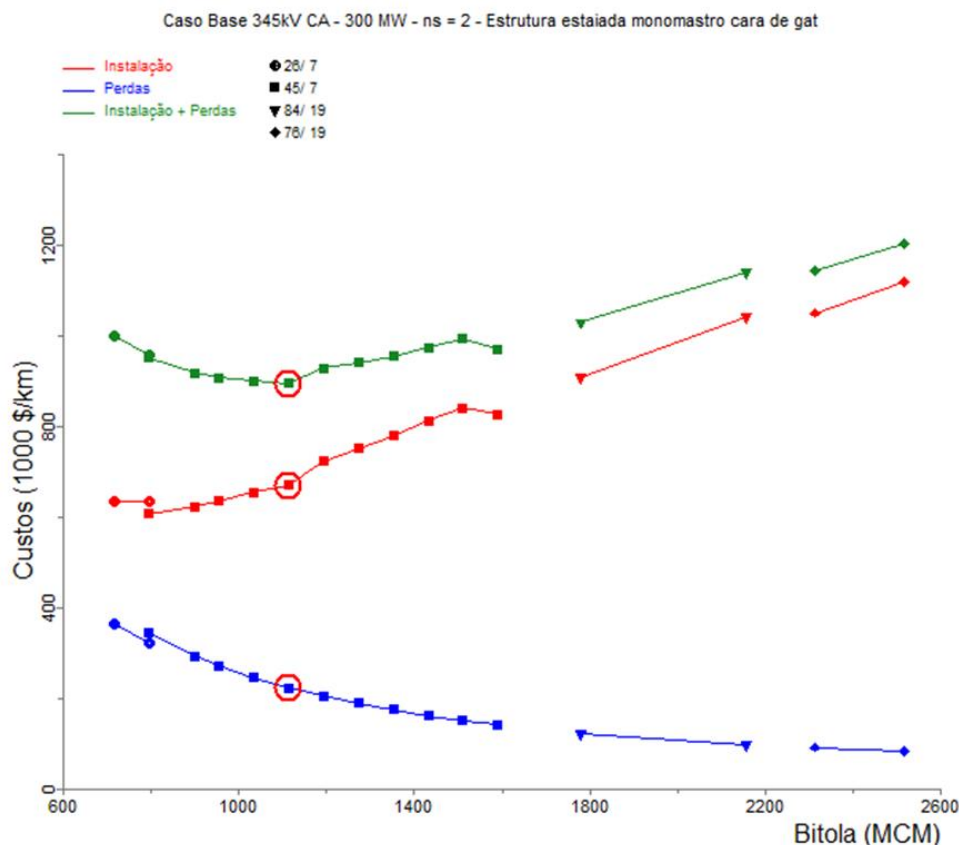


Figura 11-5 – Custos em função da bitola do cabo condutor da LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3, circuito simples, dois subcondutores por fase

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 (μ S/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.

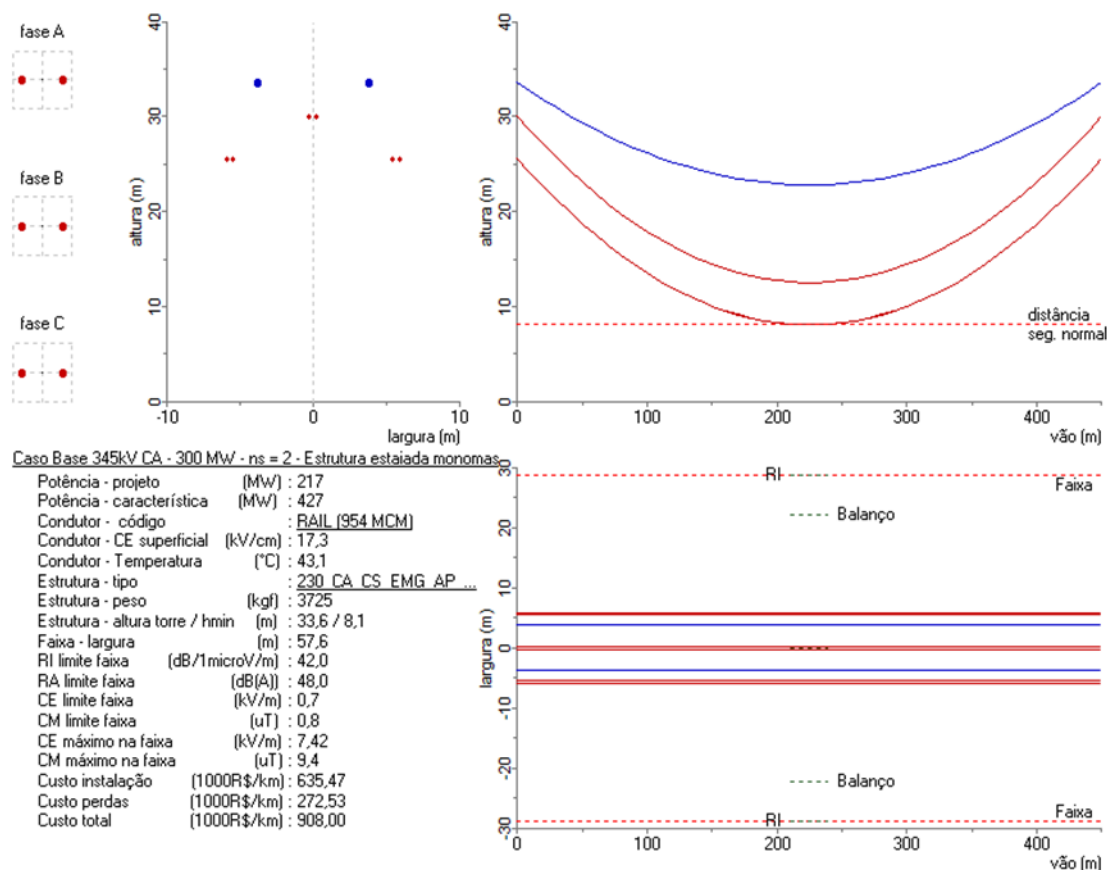


Figura 11-6 - Dados técnicos básicos da LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3, circuito simples, dois subcondutores por fase

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)

1º ATF 345/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ com LTC e Terc.	29.533,30
1 CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	5.842,44
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2.678,91
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: 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: 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 66,67 MVA 1Φ com LTC e Terc.	24823,36
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: **60.865,11**

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 66,67 MVA 1Φ com LTC e Terc.	18.617,52
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:	27.378,37
--	------------------

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
1º 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
1º 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 - ARAXÁ 2, C1, NA SE ARAXÁ 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
1º 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 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 ARAXÁ 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 ARAXÁ 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
1º 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
1º 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) 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	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) Recapacitação						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
1º 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	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 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	Monte Alegre de Minas	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)						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
1º 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
1º 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
1º 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
1º 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
1º 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
1º 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
1º 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
1º 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
1º 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 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 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
1º 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
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			2,0			0,00	0,00	0,00
1º 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
2º 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
1º 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
1º 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
2º 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
1º 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
1º 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
1º 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
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			2,0			0,00	0,00	0,00
1º 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
2º 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
1º 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
1º 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	RN
						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	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 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	7.940,55	49.603,70
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 DJM	Nova Ponte	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	620,53	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	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	0,2	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

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
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			2,0			0,00	0,00	0,00
1º 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
2º 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
1º 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
1º 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

Recomendação Final

Recomendação Final - parte 1	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	Parcela Anual	RN
						694.446,92	61.685,94	370.182,23
SE 345/138 kV ARAXÁ 3 (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
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 NOVA PONTE - ARAXÁ 3, C1 (Nova)						108.769,53	9.661,72	60.355,67
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 115 km		2022	115,0	1,0	824,33	94.797,95	8.420,66	52.602,91
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 DJM	Nova Ponte	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	620,53	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	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)						5.137,99	456,39	741,19
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 20 Mvar 3Φ		2028	1,0	1,0	2363,07	2.363,07	209,91	340,89
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	0,2	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

Recomendação Final - 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)						61.205,69	5.436,74	33.962,73
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 57,3 km		2022	57,3	1,0	824,33	47.234,11	4.195,68	26.209,97
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 PONTE2 (Ampliação/Adequação)						146.071,94	12.975,20	81.054,59
1° e 2° ATF 500/345 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ		2022	7,0	1,0	10868,69	76.080,83	6.758,06	42.216,87
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	5582,86	11.165,72	991,82	6.195,80
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	9125,66	18.251,32	1.621,22	10.127,57
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	5842,44	11.684,88	1.037,94	6.483,88
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	847,50	5.294,25
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			2,0			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

Recomendação Final - 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)						88.175,52	7.832,41	42.660,79	
1° ATF 345/138 kV, (3+1R) x 66,67 MVA 1Φ		2022	4,0	1,0	6205,84	24.823,36	2.205,00	13.774,36	
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			2,0			0,00	0,00	0,00	
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	
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	
2° ATF 345/138 kV, 3 x 66,67 MVA 1Φ		2025	3,0	1,0	6205,84	18.617,52	1.653,75	6.068,90	
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	
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)						15.043,21	1.336,25	8.347,40	
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 1 km		2022	1,0	1,0	1071,63	1.071,63	95,19	594,64	
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 (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 (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, 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 - 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	
LT 138 kV ÁGUA VERMELHA - ITURAMA, C1 (Ampliação/Adequação)						18.134,73	1.610,86	10.062,87	
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		Água Vermelha	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		Iturama	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	344,88	2.154,44
MIG-A		Água Vermelha	2022	1,0	1,0	686,78	686,78	61,00	381,09
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 ARAXÁ 1 - ARAXÁ 2, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)						1.566,37	139,14	869,17	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 13 km		2022	13,0	0,3	120,49	1.566,37	139,14	869,17	
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

Nossa 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

Av. Barbacena, 1218 - 4º Andar - Ala B - Santo Agostinho - CEP 30190-131
Belo Horizonte - MG - Brasil - Tel.: (31) 3506-4639
88278

Por esta resposta, ficam ratas nossas referências
Revisão: 09/2012

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Date: 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 (D/M).

Handwritten signatures and initials.

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 13/11/2017
		Revisão:
		Página: 2 - 3

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 1)

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

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 1)

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

1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 2)

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

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 2)

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

3. Módulo de Infraestrutura Geral

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

4. Outros

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

Handwritten signature and initials

 Empresa de Pesquisa Energética	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.

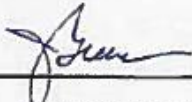
Assim, em função da previsão de expansão futura da capacidade geradora da usina de Jaguará, recomenda-se avaliar a utilização do vão 4P para implantação da saída da LT 345 kV Jaguará - Araxá 3 planejada.

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

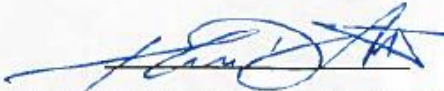
Data da Solicitação



José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

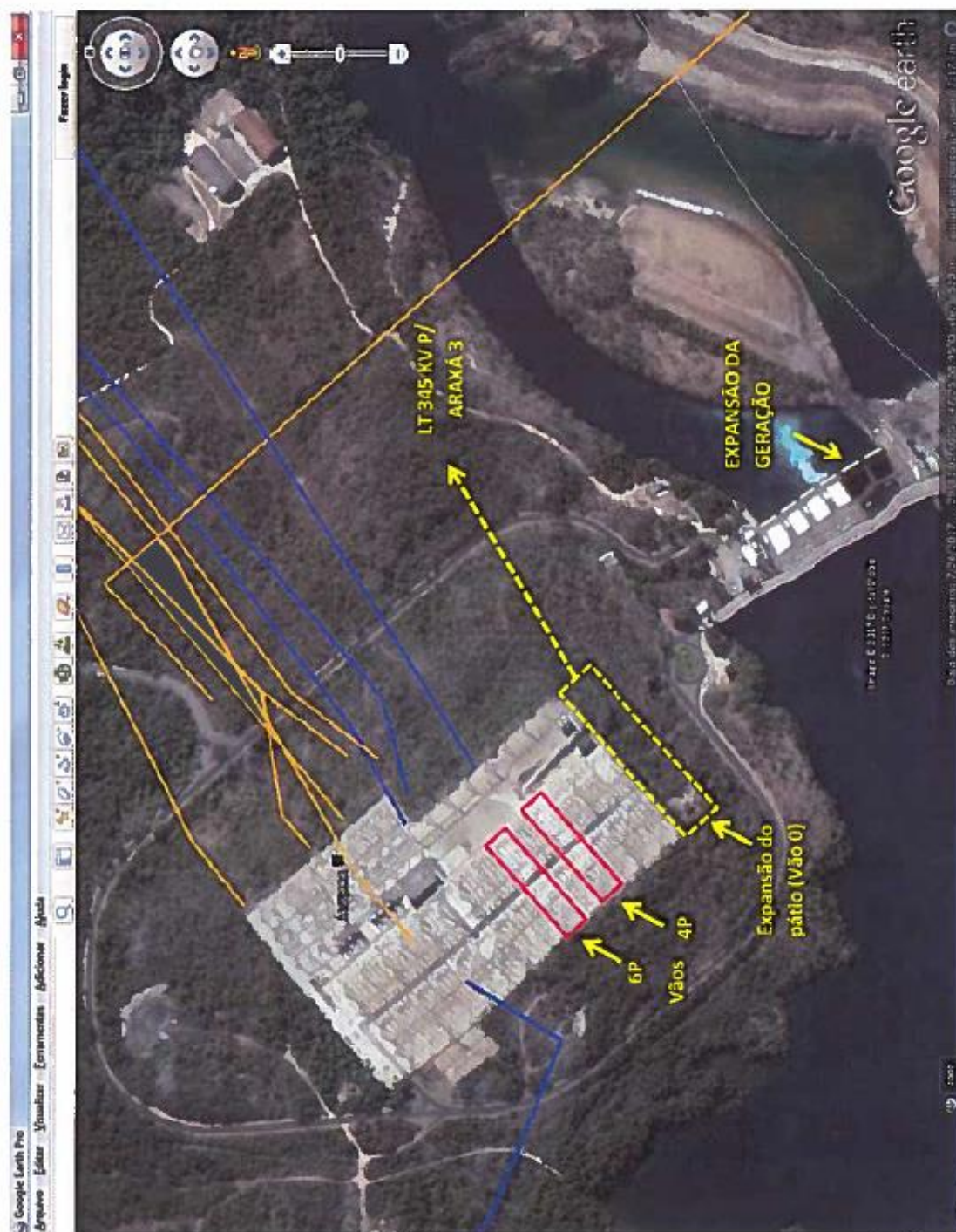
Belo Horizonte, 27 de dezembro de 2017

Data da Entrega do Formulário



Rodnei Dias dos Anjos
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: 1
- ☐ 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).

[Handwritten signature]

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 13/11/2017
		Revisão:
		Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 1)

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

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 1)

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

1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 2)

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

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 2)

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

3. Módulo de Infraestrutura Geral

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

☒ Não

4. Outros

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

☒ Não

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 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 LTs 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.

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

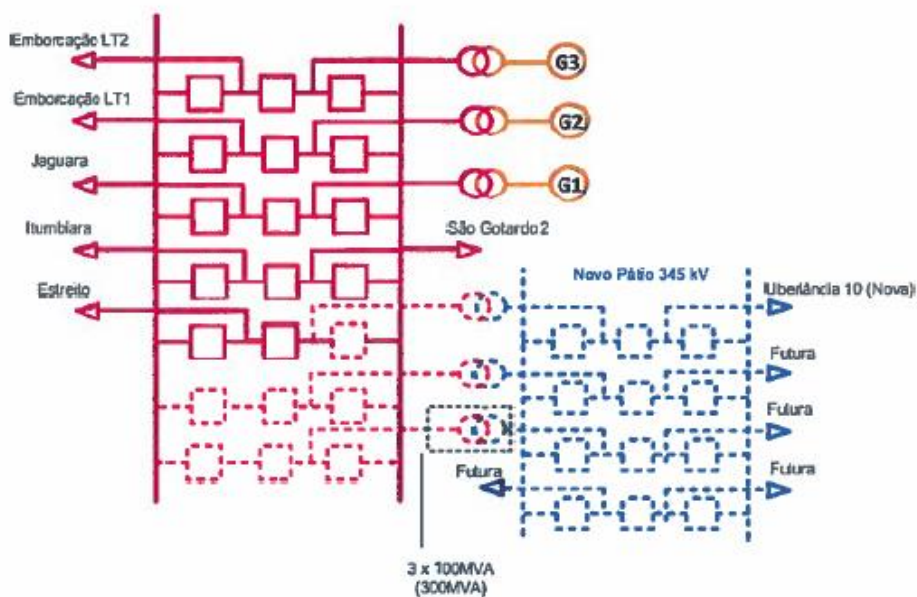


Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Rodnei Dias dos Anjos
Cargo: Gerente de Planejamento Elétrico
Cemig Geração e Transmissão S/A

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 13/11/2017
		Revisão:
		Página: 4 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS



Handwritten signature and initials.





Rua Karl Gumbert, 218 - Botafogo
Rio de Janeiro - RJ - Brasil
CEP: 22281-500
Tel: 21 2513-9112
Fax: 21 2523-8888

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).

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 10/04/2018
		Revisão:
		Página: 2 - 5

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 1)

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

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 1)

- ☐ Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Pri./Sec.(kV): ____ Fase: ____
- ☐ CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☒ CRB Quantidade: 1 Tensão (kV): 345 Arranjo: BARRA DUPLA 5 CHAVES
- ☐ CTA Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CC Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 2)

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

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 2)

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

3. Módulo de Infraestrutura Geral

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

4. Outros

- Há necessidade de adequação do arranjo? ☒ Sim Equipamentos Necessários: EXPANSÃO DA BARRA DUPLA
- ☐ Não

	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

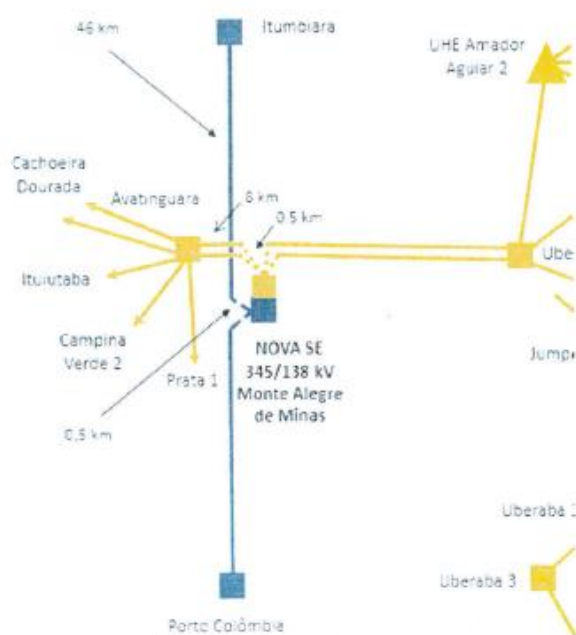
Cargo: ENGENHEIRO



	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 10/04/2018
		Revisão:
		Página: 4 - 5

Anexos

Diagrama Global do Seccionamento



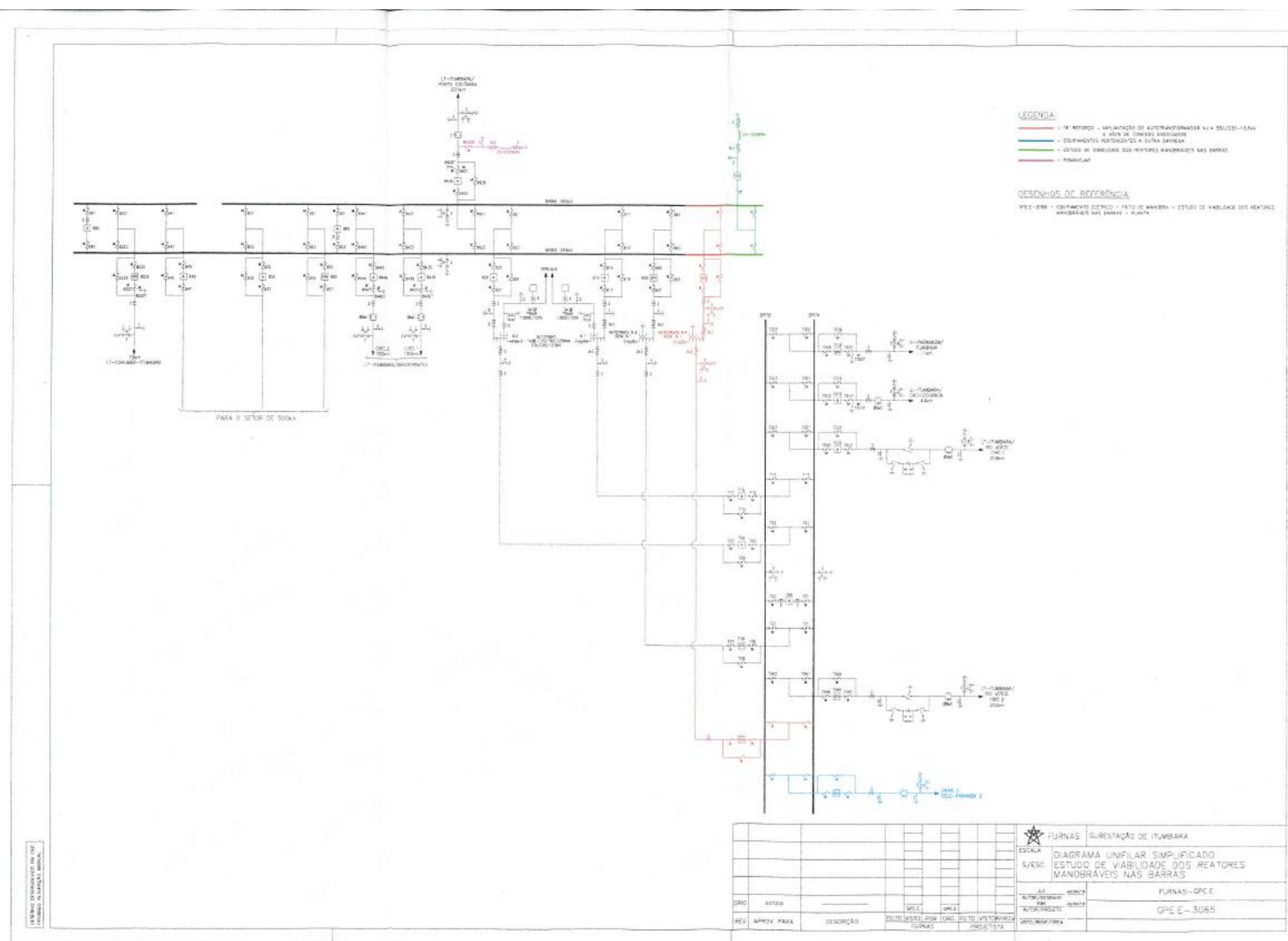
Data: 10/04/2018
Revisão:
Página: 5 - 5

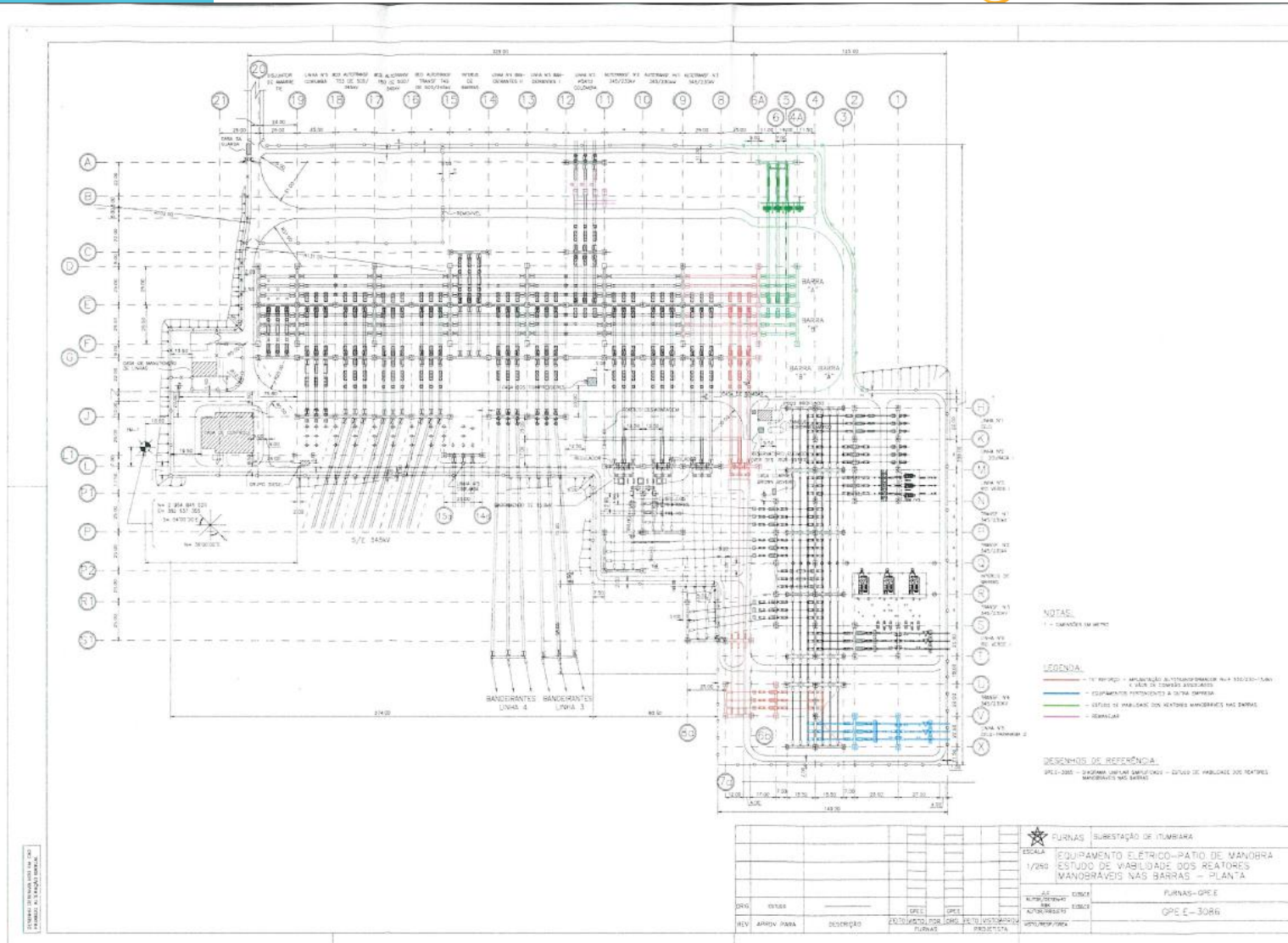
Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	epe Empresa de Pesquisa Energética
---	--

Anexos - Imagem Google Earth da SE 500/345/230 kV Itumbiara

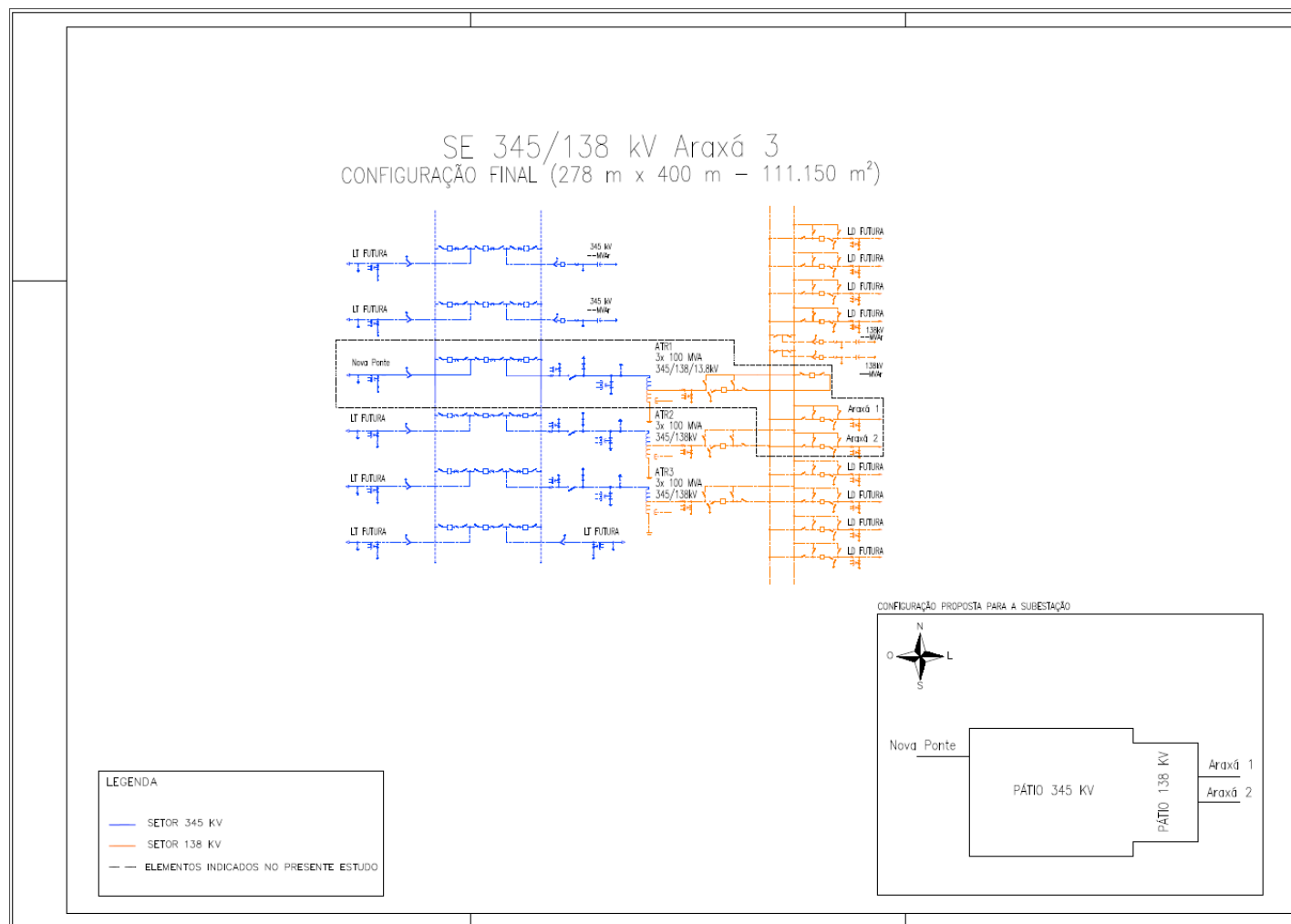


5

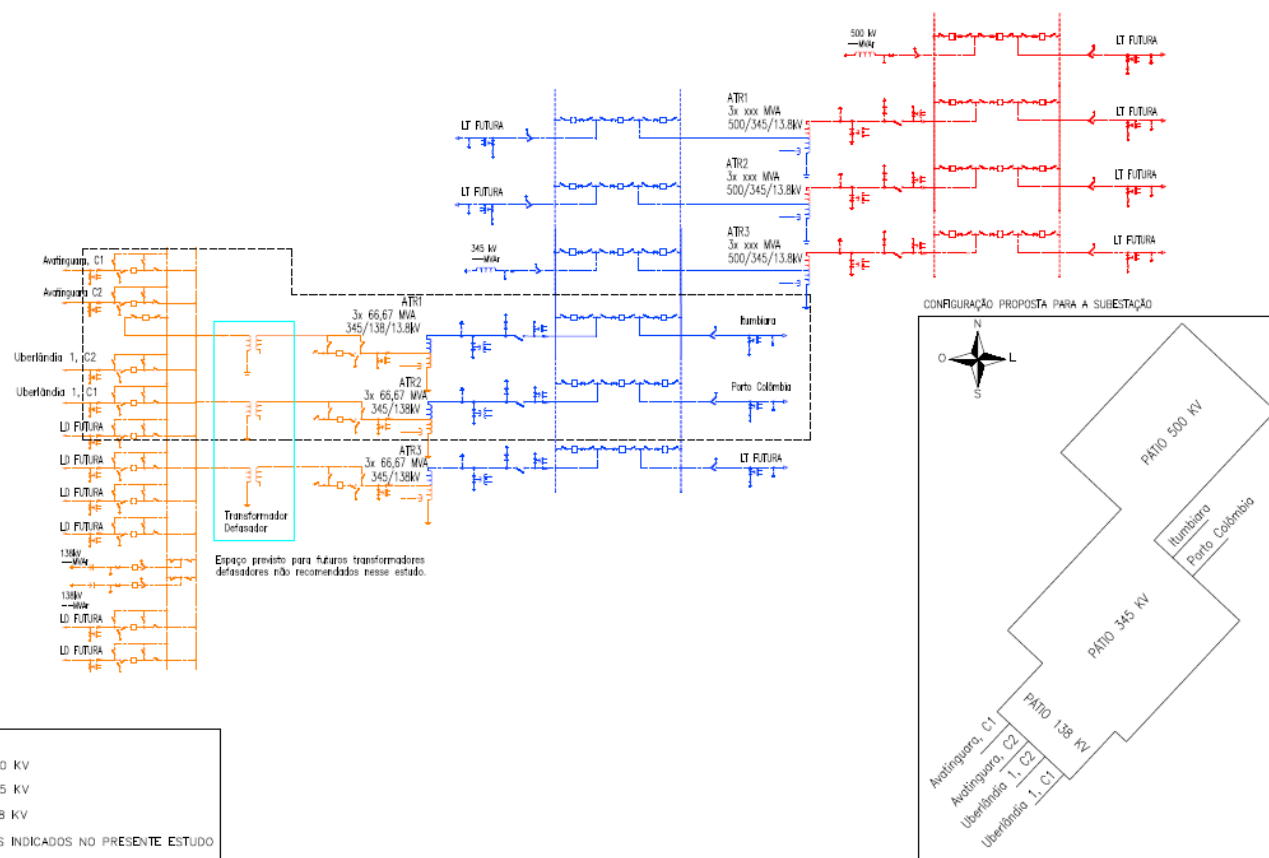




15.3 Diagramas das Subestações

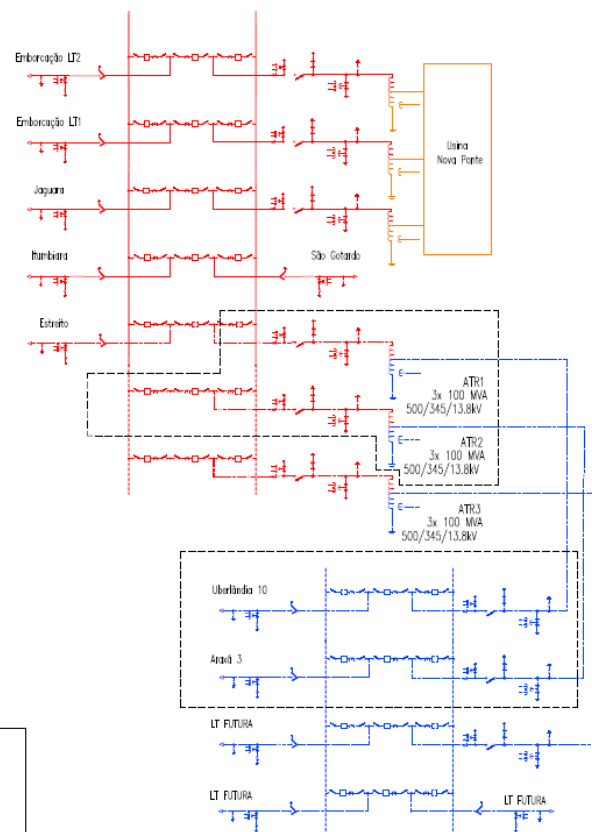


SE 500/345/138 kV Monte Alegre de Minas 2
CONFIGURAÇÃO FINAL (295m x 750m – 221.250 m²)



SE 500/345 kV Nova Ponte

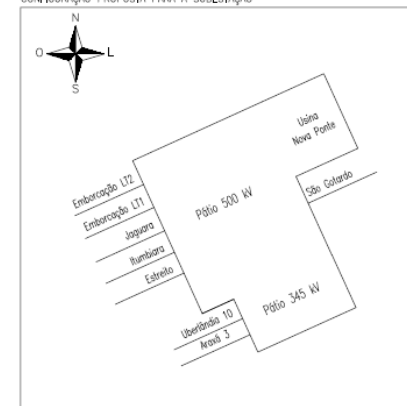
CONFIGURAÇÃO FINAL DA EXPANSÃO (235m x 300m – 70.500 m²)

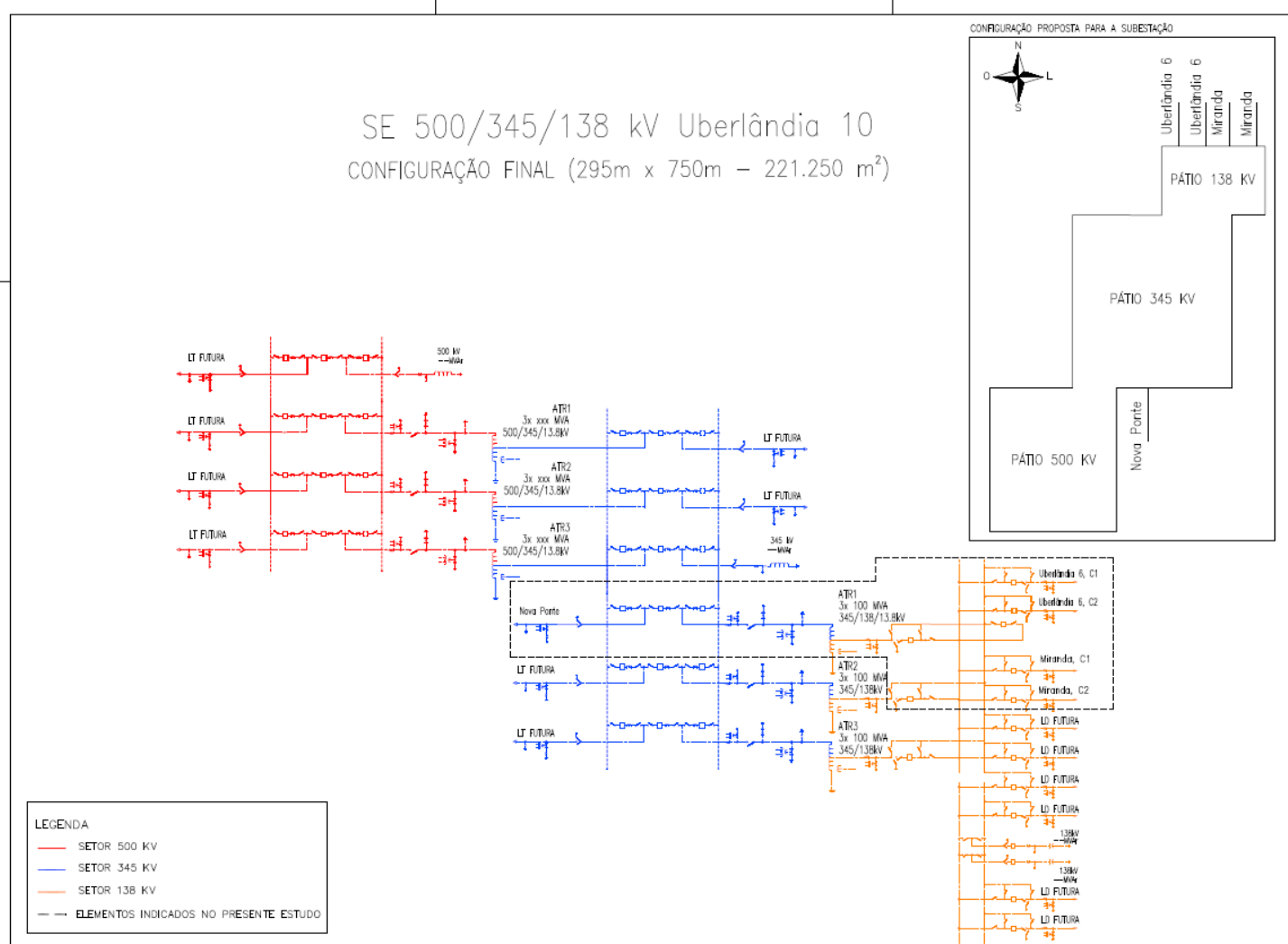


LEGENDA

- 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 (1ø)		
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 300 MVA (3+1R 100 MVA)		
Tipo (trifásico ou monofásico; transformador ou autotransformador)	Autotransformador, banco monofásico (1Ø)		
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 200 MVA (6 +1R 66,67 MVA)		
Tipo (trifásico ou monofásico; transformador ou autotransformador)	Autotransformador, banco monofásico (1Ø)		
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 (1Ø)		
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)	-		
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 ($\mu\text{S/km}$)	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 ($\mu\text{S/km}$)	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 (m²)	111.150 m²																	
Quantitativo de bays planejados por nível de tensão	<table><tr><th>Tensão</th><th>EL</th><th>IB</th><th>CT</th><th>CC</th></tr><tr><td>345 kV</td><td>1</td><td>1</td><td>1</td><td>0</td></tr><tr><td>138 kV</td><td>2</td><td>1</td><td>1</td><td>0</td></tr></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><tr><th>Tensão</th><th>EL</th><th>IB</th><th>CT</th><th>CC</th></tr><tr><td>345 kV</td><td>6</td><td>5</td><td>2</td><td>2</td></tr><tr><td>138 kV</td><td>8</td><td>0</td><td>2</td><td>2</td></tr></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><tr><th>Tensão</th><th>C. I [kA]</th></tr><tr><td>345 kV</td><td>50</td></tr></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

Empreendimento (Tipo A): SE Monte Alegre de Minas 2 500/345/138 kV

Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R4	Justificativas em Caso de Alterações no R4																				
Área mínima do terreno da subestação (m²)	221.250 m²																						
Quantitativo de bays planejados por nível de tensão	<table><tr><th>Tensão</th><th>EL</th><th>IB</th><th>CT</th><th>CC</th></tr><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></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><tr><th>Tensão</th><th>EL</th><th>IB</th><th>CT</th><th>CC</th></tr><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></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><tr><th>Tensão</th><th>C. I [kA]</th></tr><tr><td>500 kV</td><td>50</td></tr><tr><td>345 kV</td><td>50</td></tr></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 (m²)	221.250 m²																						
Quantitativo de bays planejados por nível de tensão	<table><tr><th>Tensão</th><th>EL</th><th>IB</th><th>CT</th><th>CC</th></tr><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></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><tr><th>Tensão</th><th>EL</th><th>IB</th><th>CT</th><th>CC</th></tr><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></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><tr><th>Tensão</th><th>C. I [kA]</th></tr><tr><td>500 kV</td><td>50</td></tr><tr><td>345 kV</td><td>50</td></tr></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			