

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

**ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA
DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1**

*Estudo de Atendimento à Zona da Mata Mineira e Região
da Mantiqueira*



Empresa de Pesquisa Energética

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



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



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

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

**Secretário 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

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

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 à Zona da
Mata Mineira e Região da
Mantiqueira*

Coordenação Geral

Amílcar Gonçalves Guerreiro
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Coordenação Executiva

José Marcos Bressane

Equipe Técnica:

Estudos Elétricos

Maxwell Cury Júnior (coordenação)
Armando Leite Fernandes
Bruno Cesar Mota Maçada
João Henrique Magalhães Almeida
Rafael Theodoro Alves e Mello
Rodrigo Rodrigues Cabral

Análise Socioambiental

Kátia Gisele Soares Matosinho (coordenação)
Bernardo Regis Guimarães de Oliveira
Luciana Alvares da Silva

Nº EPE-DEE-RE-043/2018-rev0

Data: 26 de junho de 2018

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

 Empresa de Pesquisa Energética	<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>Sub-área de estudo</i>	Análise Técnico-Econômica	
<i>Produto (Nota Técnica ou Relatório)</i>	Estudo de Atendimento à Zona da Mata Mineira e Região da Mantiqueira	
<i>Revisões</i>	<i>Data</i>	<i>Descrição sucinta</i>
rev0	26.06.2018	Emissão Original

APRESENTAÇÃO

Este estudo realizou um diagnóstico do sistema elétrico que atende as regiões da Zona da Mata e Mantiqueira no estado de Minas Gerais, no período compreendido entre os anos de 2022 a 2031. Essa região tem uma forte presença de geração hidrelétrica, em especial as de pequeno porte, chamadas Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH) e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), que estão majoritariamente conectadas aos sistemas das distribuidoras locais. Devido aos períodos de seca acentuada em anos recentes, com conseqüente diminuição dos montantes de geração desse tipo de fonte, verifica-se o esgotamento do sistema distribuidor local. Somam-se a isso a baixa taxa de expansão da geração hidrelétrica verificada nessas regiões e o crescimento de carga, que aumentam a dependência do atendimento a ser suprido pela Rede Básica. Esse estudo tem por objetivo solucionar os problemas observados em decorrência deste novo panorama, de forma a atender aos critérios do planejamento das redes de transmissão e distribuição.

As análises socioambientais da alternativa vencedora foram realizadas e documentadas na Nota Técnica EPE-DEA 010/2018, a qual encontra-se anexa a este documento.

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

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO E OBJETIVO	8
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	8
1.2	OBJETIVOS GERAIS.....	12
1.3	ABORDAGEM ADOTADA.....	12
2	CONCLUSÕES.....	14
3	RECOMENDAÇÕES	15
3.1	RECOMENDAÇÕES TÉCNICAS.....	15
3.2	RECOMENDAÇÕES SOCIOAMBIENTAIS.....	19
4	DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS	23
4.1	CRITÉRIOS BÁSICOS.....	23
4.2	CASOS DE TRABALHO	23
4.3	PROJEÇÕES DE MERCADO	26
4.3.1	<i>Caso Energisa-MG: correção da base de dados</i>	29
4.4	NÍVEIS DE INTERCÂMBIO	30
4.5	PLANO DE GERAÇÃO	30
4.6	ELABORAÇÃO DOS CENÁRIOS	34
4.6.1	<i>Escolha dos Cenários</i>	34
4.7	LIMITES OPERATIVOS	36
4.7.1	<i>Tensão</i>	36
4.7.2	<i>Fator de Potência</i>	36
4.7.3	<i>Carregamento</i>	37
4.8	CLASSIFICAÇÃO DO HORIZONTE DAS OBRAS	37
5	DIAGNÓSTICO DO SISTEMA	38
5.1	SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE.....	38
5.2	DESEMPENHO ELÉTRICO DA REDE.....	39
5.2.1	<i>Desempenho em Regime Normal de Operação</i>	40
5.2.2	<i>Desempenho em Regime de Emergência</i>	47
5.2.3	<i>Conclusões do Diagnóstico</i>	53
6	DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS.....	55
6.1	ETAPA 1 – ATENDIMENTO À ENERGISA-MG	55
6.1.1	<i>SE Padre Fialho – uma breve contextualização</i>	55
6.1.2	<i>Definição de um novo ponto de atendimento para a Energisa-MG</i>	57
6.1.3	<i>Descrição das Alternativas</i>	72
6.1.4	<i>Conclusões</i>	87
6.2	ETAPA 2 – ATENDIMENTO AO EIXO PONTE NOVA.....	87
6.2.1	<i>Descrição das Alternativas</i>	90
6.2.2	<i>Conclusões</i>	92
7	ANÁLISE ECONÔMICA	94
7.1	RESULTADOS DA ETAPA 1.....	95
7.1.1	<i>Discussão dos Resultados da Etapa 1</i>	96
7.2	RESULTADOS DA ETAPA 2.....	97
7.2.1	<i>Discussão dos Resultados da Etapa 2</i>	98
8	DESEMPENHO DA ALTERNATIVA VENCEDORA	100

8.1	SOLUÇÃO DOS PROBLEMAS APÓS ALTERNATIVA VENCEDORA (ETAPA 1 E ETAPA 2)	100
8.1.1	<i>Desempenho em Regime Normal</i>	100
8.1.2	<i>Desempenho em Regime de Emergência</i>	103
8.2	CARREGAMENTOS DOS ELEMENTOS PROPOSTOS	108
8.3	IMPACTOS DA MANUTENÇÃO DO TRANSFORMADOR DEFASADOR NA SE PADRE FIALHO	110
9	DEFINIÇÃO DA COMPENSAÇÃO SHUNT	112
9.1	ANÁLISE EM REGIME NORMAL E EM CONTINGÊNCIA	112
9.2	ANÁLISE DE ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO DE CARGA	113
9.2.1	<i>Eixo Santos Dumont 2 – Leopoldina 2 – Lagos</i>	114
10	DEFINIÇÃO DO CONDUTOR ECONÔMICO	117
10.1	SANTOS DUMONT 2 – LEOPOLDINA 2	118
10.1.1	<i>Parâmetros elétricos das linhas de transmissão consideradas</i>	121
10.2	LINHA DE TRANSMISSÃO 345 kV LEOPOLDINA 2 - LAGOS.....	122
10.2.1	<i>Parâmetros elétricos das linhas de transmissão consideradas</i>	125
11	ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO	127
12	REFERÊNCIAS	132
13	EQUIPE TÉCNICA	134
14	FICHAS PET	135
15	ANEXOS	139
15.1	DESCRIÇÃO DOS CENÁRIOS	139
15.2	CONSULTAS DE ESPAÇO EM SUBESTAÇÕES EXISTENTES	165
15.3	DIAGRAMAS UNIFILARES DE SUBESTAÇÕES NOVAS.....	183
15.4	ANÁLISE ECONÔMICA DETALHADA.....	184
15.5	TABELAS PARA VERIFICAÇÃO RELATÓRIOS R2 E R4	225
15.6	ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL DO ESTUDO DE ATENDIMENTO À ZONA DA MATA MINEIRA E REGIÃO DA MANTIQUEIRA	232

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 – Mapa das áreas de concessão das distribuidoras envolvidas.....	8
Figura 1-2 – Rede Básica e de distribuição em torno da região da Zona da Mata	10
Figura 3-1 – Diagrama Unifilar da Alternativa Vencedora (em linha tracejada).....	18
Figura 3-2 – Configuração da SE Padre Fialho após reforços	18
Figura 4-1 – Reforço de distribuição previsto para a região de Ouro Preto – Ponte Nova – Viçosa (2021).....	25
Figura 4-2 – Montantes dos Patamares de Carga da Energisa.....	26
Figura 4-3 – Montantes dos Patamares de Carga da Cemig-D – Área Mantiqueira.....	27
Figura 4-4 – Fator de potência bruto da área atendida pela Energisa-MG.....	30
Figura 4-5 – Histórico da geração média mensal - hidráulicas conectadas à Energisa-MG (Fonte: CCEE).....	33
Figura 4-6 – Histórico da geração média mensal - hidráulicas conectadas ao eixo Carangola – Cemig-D (Fonte: CCEE)	33
Figura 4-7 – Histórico da geração média mensal - hidráulicas conectadas ao eixo P. Nova – Cemig-D (Fonte: CCEE).....	34
Figura 5-1 – Sistema de interesse.....	38
Figura 5-2 – Níveis de tensão – regime normal – área Energisa-MG.....	41
Figura 5-3 – Altos carregamentos observados na área da Energisa-MG.....	42
Figura 5-4 – Sobrecarga LD 138 kV Além Paraíba – Leopoldina – Regime Normal.....	43
Figura 5-5 – Sobrecarga LD 138 kV Além Paraíba – Cataguases – Regime Normal.....	43
Figura 5-6 – Carregamento TR 345/138 Padre Fialho – Regime Normal	44
Figura 5-7 – Sobrecarga LD 138 kV Além Paraíba – Cataguases – Regime Normal.....	44
Figura 5-8 – Níveis de tensão – regime normal – Eixo Ponte Nova – Cemig-D.....	45
Figura 5-9 – Níveis de tensão – regime normal – Eixo Carangola – Cemig-D	47
Figura 5-10 – Sobrecargas LDs Energisa-MG – Perda ATR 345/138 kV Padre Fialho.....	48
Figura 5-11 – Esquema das LDs em sobrecarga	49
Figura 5-12 - Sobrecargas LDs Energisa-MG – Perda LT 345 kV Barro Branco – Padre Fialho	50
Figura 5-13 - Sobrecargas LDs Cemig-D – Perda LT 345 kV Jeceaba – Lafaiete 1 – Cenário 3	51
Figura 5-14 - Sobrecargas LDs Cemig-D – Perda LT 345 kV Jeceaba – Lafaiete 1 – Cenário 2	52
Figura 5-15 - Esquema das LDs com altos carregamentos na perda da LT 345 kV Jeceaba – Lafaiete 1	52
Figura 5-16 - Níveis de tensão – perda 1 ATR Ipatinga 1 – Eixo Carangola – Cemig-D	53
Figura 6-1 – Esquema de implantação pátio 345 kV Padre Fialho (fonte: edital Aneel).....	55
Figura 6-2 – Esquema com obras comuns a todas as alternativas.....	58
Figura 6-3 – Variante 1 – Nova SE 345/138 kV Ubá 4	60
Figura 6-4 – Variante 2 – Nova SE 345/138 kV Leopoldina 2	62
Figura 6-5 – Variante 3 – Nova SE 345/138 kV Muriaé 3 (Descartada).....	65
Figura 6-6 – Variante 4 – Nova SE 345/138 kV Cataguases Oeste.....	67
Figura 6-7 – Variante 5 – Nova SE 345/138 kV Cataguases Leste	70
Figura 6-8 – Subestações 345 kV cogitadas para conexão com a nova SE de fronteira.....	74
Figura 6-9 – Esquema da Alternativa 1A	75
Figura 6-10 – Esquema da Alternativa 1B.....	76
Figura 6-11 – Esquema da Alternativa 1D	77
Figura 6-12 – Esquema da Alternativa 2A.....	78
Figura 6-13 – Esquema da Alternativa 2B.....	79
Figura 6-14 – Esquema da Alternativa 2C.....	80
Figura 6-15 – Esquema da Alternativa 4A.....	81
Figura 6-16 – Esquema da Alternativa 4C.....	82
Figura 6-17 – Esquema da Alternativa 4D	83
Figura 6-18 – Esquema da Alternativa 5A.....	84
Figura 6-19 – Esquema da Alternativa 5C.....	85

Figura 6-20 – Esquema da Alternativa 5D	86
Figura 6-21 - Sobrecargas LDs Cemig-D – Perda LT 345 kV Jeceaba – Lafaiete – Com e sem obras estruturais de atendimento à Energisa-MG – Cenário 3	88
Figura 6-22 - Sobrecargas LDs Cemig-D – Perda LT 345 kV Jeceaba – Lafaiete – Com e sem obras estruturais de atendimento à Energisa-MG – Cenário 2	89
Figura 6-23 – Etapa 2 – Alternativa 1	91
Figura 6-24 – Etapa 2 – Alternativa 2	92
Figura 7-1 – Comparação econômica – Etapa 1	96
Figura 7-2 – Comparação econômica – Etapa 2	98
Figura 8-1 – Níveis de tensão antes e depois da obras – regime normal – área Energisa-MG – Cenário 1	101
Figura 8-2 – Carregamentos antes e depois das obras – regime normal – área Energisa-MG – Cenário 1	102
Figura 8-3 - Níveis de tensão depois da obras – contingência 1 ATR Padre Fialho – área Energisa-MG – Cenário 1	103
Figura 8-4 – Carregamentos LDs Energisa-MG antes e depois das obras – contingência 1 ATR 345/138 kV Padre Fialho – Cenário 1	104
Figura 8-5 – Contingência 1 ATR 345/138 kV – Carregamento da Unidade Remascente – Cenário 1	105
Figura 8-6 - Carregamentos LDs Energisa-MG antes e depois das obras – contingência LT 345 kV Barro Branco – Padre Fialho – Cenário 1	106
Figura 8-7 - Carregamentos LDs Cemig-D antes e depois das obras – contingência LT 345 kV Jeceaba – Lafaiete 1 – Cenário 3	107
Figura 8-8 - Carregamentos LDs Cemig-D antes e depois das obras – contingência LT 345 kV Jeceaba – Lafaiete 1 – Cenário 2	108
Figura 8-9 - Contingência 1 ATR 345/138 kV – Carregamento da Unidade Remascente – Cenário 1	109
Figura 8-10 - Contingência 1 ATR 345/138 kV – Carregamento da Unidade Remascente – Cenário 5	109
Figura 8-11 – Carregamentos Novas LTs 345 kV – Regime Normal – Cenário 4	110
Figura 9-1 – Energização Eixo Santos Dumont 2 – Leopoldina 2 - Lagos: por SE Santos Dumont 2	114
Figura 9-2 – Energização Eixo Santos Dumont 2 – Leopoldina 2 – Lagos: por SE Lagos	115
Figura 9-3 – Rejeição Eixo Janaúba 3 – Jaíba: por terminal	116
Figura 10-1 - Disposição geométrica dos condutores LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2, circuito simples, dois subcondutores por fase	119
Figura 10-2 – Custos em função da bitola do cabo condutor - LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2, circuito simples	120
Figura 10-3 - Dados técnicos básicos da LT 345 kV Santos Dumont 2 – Lagos 2, dois subcondutores por fase	121
Figura 10-4 – Disposição geométrica dos condutores LT 345 kV Leopoldina 2 - Lagos, circuito simples, dois subcondutores por fase .	123
Figura 10-5 – Custos em função da bitola do cabo condutor - LT 345 kV Leopoldina 2 - Lagos, circuito simples	124
Figura 10-6 - Dados técnicos básicos da LT 345 kV Leopoldina 2 - Lagos, dois subcondutores por fase	126
Figura 15-1 – Bacias e sub-bacias hidrográficas do Brasil	139
Figura 15-2 – Regiões Eólicas do Brasil	139
Figura 15-3 – Regiões Solares do Brasil	140

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3-1 – Rede Básica: Obras recomendadas de linha de transmissão	15
Tabela 3-2 – Rede Básica: Obras recomendadas de subestações.....	15
Tabela 3-3 – Rede de Distribuição Energisa-MG: Obras relacionadas a novas linhas de distribuição	15
Tabela 3-4 – Rede de Distribuição Energisa-MG: Obras relacionadas a seccionamentos de linhas de distribuição.....	16
Tabela 3-5 – Rede de Distribuição Energisa-MG: Obras recomendadas de subestações.....	16
Tabela 3-6 – Rede de Distribuição Cemig-D: Obras relacionadas a recapacitação de linhas de distribuição.....	16
Tabela 3-7 – Rede de Distribuição Cemig-D: Obras relacionadas a novas linhas de distribuição	17
Tabela 4-1 – Agrupamentos de Carga - Energisa-MG	28
Tabela 4-2 – Agrupamentos de Carga – Cemig-D	29
Tabela 4-3 – Lista de usinas hidrelétricas conectadas à malha da Energisa-MG	31
Tabela 4-4 – Lista de usinas hidrelétricas conectadas ao eixo 138kV Ipatinga – Carangola – Cemig-D	32
Tabela 4-5 – Lista de usinas hidrelétricas conectadas ao eixo 138kV O. Preto – P. Nova – Cemig-D.....	32
Tabela 4-6 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão.....	36
Tabela 4-7 – Fatores de Potência por nível de tensão	36
Tabela 5-1 - Relação de contingências em 345 kV	39
Tabela 5-2 - Relação de Contingências de Transformações	39
Tabela 6-1 – Análise modulação econômica da transformação 345/138 kV da nova SE	59
Tabela 7-1 – Valores de sobrecusto para linhas curtas.....	94
Tabela 7-2 – Percentuais de geração considerados para os casos de perdas elétricas	95
Tabela 7-3 – Comparação de Custos de Alternativas – Etapa 1.....	95
Tabela 7-4 – Comparação de Custos de Alternativas – Etapa 2.....	97
Tabela 8-1 – Carregamentos em função do nível de defasamento	111
Tabela 9-1 – Tensão de terminal aberto (pu)	113
Tabela 10-1 – Resumo das soluções resultantes da análise de condutor econômico.....	118
Tabela 10-2 - Coordenadas dos condutores (centro do feixe) na torre da LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2, circuito simples	118
Tabela 10-3 - Condutores com menor custo total	120
Tabela 10-4 - Parâmetros elétricos da LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2.....	121
Tabela 10-5 - Coordenadas dos condutores (centro do feixe) na torre da LT 345 kV Leopoldina 2 - Lagos, circuito simples	122
Tabela 10-6 - Condutores com menor custo total	124
Tabela 10-7 - Parâmetros elétricos da LT 345 kV Leopoldina 2 – Lagos	125
Tabela 11-1 – Topologias para cálculo de curto-circuito	127
Tabela 11-2 – Nível de Curto-Circuito Máximo dos Barramentos – Ano 2022	128
Tabela 11-3 – Nível de Curto-Circuito Máximo dos Barramentos – Ano 2024	129
Tabela 11-4 – Nível de Curto-Circuito Máximo dos Barramentos – Ano 2029	130
Tabela 11-5 – PMI 2016-2019 e 2017-2020 – 138 kV SE Ipatinga 1.....	131
Tabela 15-1 – Intercâmbios energéticos Cen1 - 2022	140
Tabela 15-2 – Percentuais de Geração por Submercado Cen1 - 2022.....	141
Tabela 15-3 – Percentuais de Geração das UHE por Bacias Cen1 - 2022	141
Tabela 15-4 – Percentuais de Geração das PCH por Bacias Cen1 – 2022.....	142
Tabela 15-5 – Percentuais de Geração das usinas Eólicas por localidades Cen1 – 2022.....	143
Tabela 15-6 – Percentuais de Geração das plantas solares Cen1 – 2022	144
Tabela 15-7 – Percentuais de Geração por estado das usinas a Biomassa Cen1 – 2022	145
Tabela 15-8 – Percentuais de Geração das usinas termelétricas Cen1 – 2022.....	146
Tabela 15-9 – Intercâmbios energéticos Cen3 - 2022	146
Tabela 15-10 – Percentuais de Geração por Submercado Cen3 - 2022.....	147

Tabela 15-11 – Percentuais de Geração das UHE por Bacias Cen3 - 2022	147
Tabela 15-12 – Percentuais de Geração das PCH por Bacias Cen3 – 2022	148
Tabela 15-13 – Percentuais de Geração das usinas Eólicas por localidades Cen3 – 2022	149
Tabela 15-14 – Percentuais de Geração das plantas solares Cen3 – 2022	150
Tabela 15-15 – Percentuais de Geração por estado das usinas a Biomassa Cen3 – 2022.....	151
Tabela 15-16 – Percentuais de Geração das usinas termelétricas Cen2 – 2022	152
Tabela 15-17 – Intercâmbios energéticos Cen4 - 2029.....	152
Tabela 15-18 – Percentuais de Geração por Submercado Cen4 - 2029.....	153
Tabela 15-19 – Percentuais de Geração das UHE por Bacias Cen4 - 2029	153
Tabela 15-20 – Percentuais de Geração das PCH por Bacias Cen4 – 2029	154
Tabela 15-21 – Percentuais de Geração das usinas Eólicas por localidades Cen4 – 2029	155
Tabela 15-22 – Percentuais de Geração das plantas solares Cen4 – 2029	156
Tabela 15-23 – Percentuais de Geração por estado das usinas a Biomassa Cen4 – 2029.....	157
Tabela 15-24 – Percentuais de Geração das usinas termelétricas Cen2 – 2029	158
Tabela 15-25 – Intercâmbios energéticos Cen5 - 2022.....	158
Tabela 15-26 – Percentuais de Geração por Submercado Cen5 - 2022.....	159
Tabela 15-27 – Percentuais de Geração das UHE por Bacias Cen5 - 2022	159
Tabela 15-28 – Percentuais de Geração das PCH por Bacias Cen5 - 2022.....	160
Tabela 15-29 – Percentuais de Geração das usinas Eólicas por localidades Cen5 - 2022.....	161
Tabela 15-30 – Percentuais de Geração das plantas solares Cen5 - 2022	162
Tabela 15-31 – Percentuais de Geração por estado das usinas a Biomassa Cen5 - 2022	163
Tabela 15-32 – Percentuais de Geração das usinas termelétricas Cen5 - 2022.....	164

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AN	Arranjo em Anel
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ATR	Autotransformador
BD4	Arranjo Barra dupla a 4 chaves
C1	Primeiro Circuito
C2	Segundo Circuito
CD	Circuito Duplo
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CME	Custo Marginal de Expansão
CS	Circuito Simples
DEA	Diretoria de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais da EPE
DEE	Diretoria de Estudos de Energia Elétrica da EPE
DJM	Arranjo disjuntor-e-meio
ENERGISA-MG	Energisa Minas Gerais Distribuidora de Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
LD	Linha de Distribuição
LEN	Leilão de Energia Nova
LT	Linha de Transmissão
MME	Ministério de Minas e Energia
NT	Nota Técnica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PELP	Programa de Expansão de Longo Prazo
PET	Programa de Expansão da Transmissão
SE	Subestação
SIL	<i>Surge Impedance Loading</i> ou Carregamento à Impedância Característica
STE	Superintendência de Transmissão de Energia da EPE
TR	Transformador
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica

1 INTRODUÇÃO E OBJETIVO

1.1 Considerações Iniciais

A Zona da Mata é uma mesorregião de Minas Gerais, localizada na porção sudeste do Estado, próxima à divisa com os estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, contando com uma população total de aproximadamente 2,2 milhões de habitantes, segundo Censo de 2010. São duas as distribuidoras com áreas de concessão nessa região do Estado, a saber: *Cemig Distribuição*, doravante denominada Cemig-D e *Energisa Minas Gerais Distribuidora de Energia*, doravante denominada Energisa-MG. A Figura 1-1 ilustra a área de concessão dessas duas distribuidoras e os limites da mesorregião Zona da Mata.

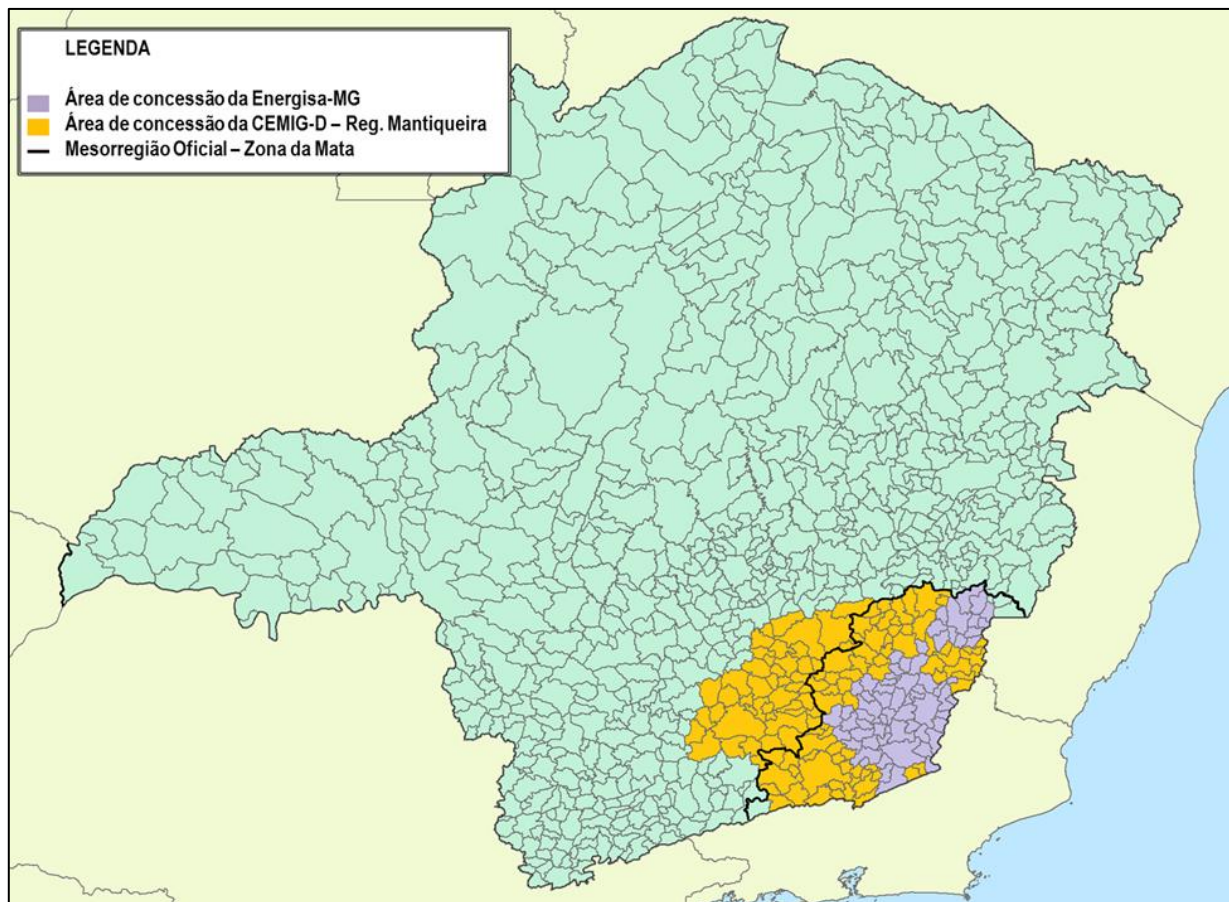


Figura 1-1 – Mapa das áreas de concessão das distribuidoras envolvidas

A malha de distribuição da Cemig-D – Regional Mantiqueira é atendida através dos seguintes pontos:

- SE Ouro Preto 500/138 kV, 2 x 300 MVA;
- SE Lafaiete 1 345/138 kV, 3 x 150 MVA;

- SE Barbacena 2 345/138 kV, 1 x 300 MVA¹ (atualmente 2 x 150 MVA);
- SE Santos Dumont 2 345/138 kV, 1 x 375 MVA;
- SE Juiz de Fora 1 345/138 kV, 2 x 375 MVA² (atualmente 3 x 150 MVA)

É importante salientar que a região de Carangola, embora componha oficialmente a mesorregião da Zona da Mata Mineira, é tratada como parte da Regional Leste pela distribuidora Cemig-D, uma vez que seu atendimento se dá radialmente através do sistema elétrico daquela região do estado, sendo o principal ponto de atendimento a SE Ipatinga 1 230/138 kV. Devido à proximidade geográfica com o sistema elétrico da Zona da Mata, a região de Carangola será incluída nas análises deste estudo.

Já a malha da Energisa-MG é atendida pelos seguintes pontos:

- SE Padre Fialho 345/138 kV, 1 x 150 MVA
- SE Manhuaçu 138 kV - conexão com a Cemig-D
- SE Ilha dos Pombos 138 kV – conexão com a Light - RJ

A Figura 1-2 ilustra esses pontos de atendimento.

¹ A substituição das duas unidades de 150 MVA por uma de 300 MVA está em andamento, conforme Resolução Autorizativa nº N° 5.596, de 15/12/2015

² A substituição das três unidades de 150 MVA por duas de 375 MVA está em processo de autorização pela ANEEL.

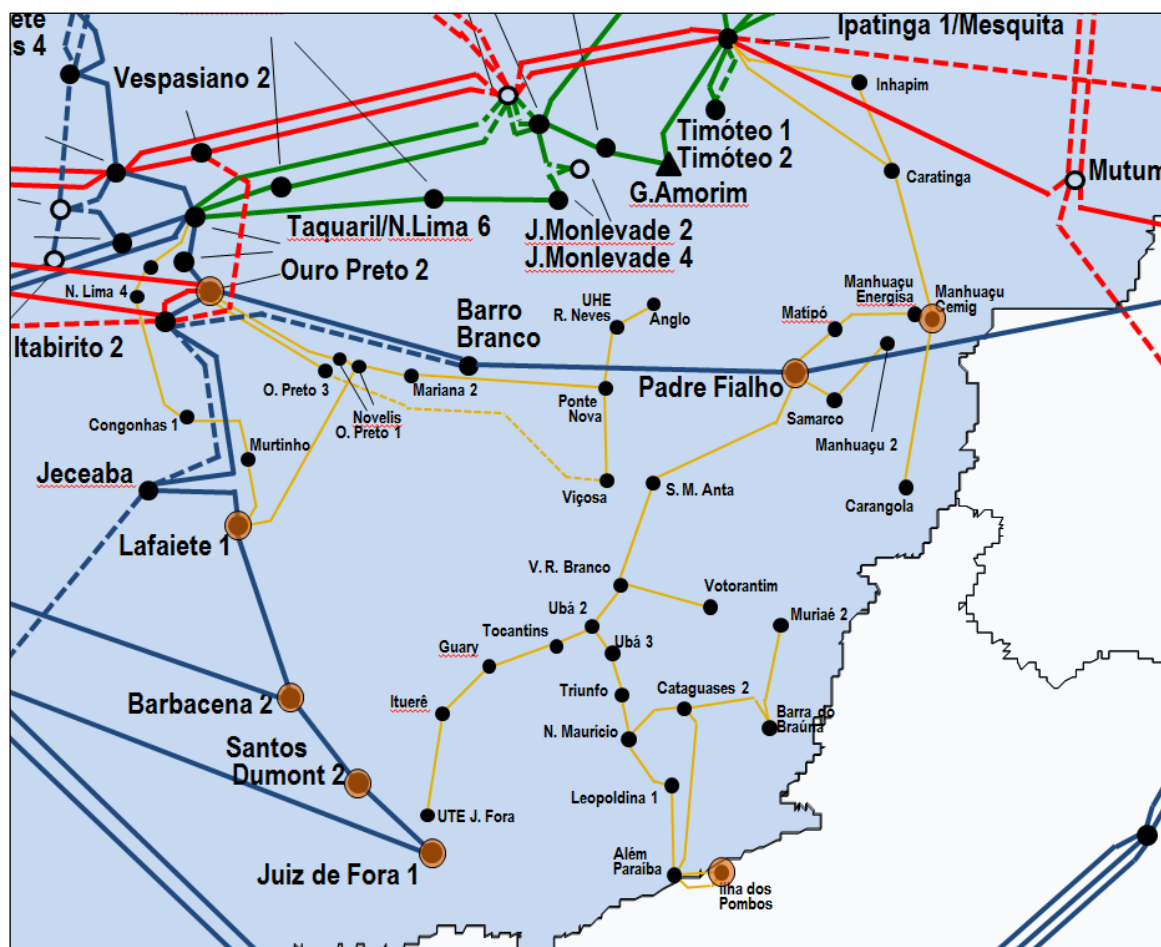


Figura 1-2 – Rede Básica e de distribuição em torno da região da Zona da Mata

Foram 6 (seis) os estudos realizados pela EPE nos últimos anos que indicaram obras e/ou realizaram amplos diagnósticos no sistema elétrico da região, a saber:

- EPE-DEE-RE-141/2015 - Estudo de Atendimento à Região de Juiz de Fora e Conselheiro Lafaiete (Transformações de Fronteira) – outubro/2015 [14];
 - Recomendou a substituição dos autotransformadores trifásicos 345/138 kV da SE Juiz de Fora 1 e o remanejamento de uma das unidades para a SE Lafaiete 1, para ser utilizada como reserva.
- EPE-DEE-RE-025/2014- Estudo de Atendimento à região Mantiqueira do Estado de Minas Gerais – janeiro/2014 [15];
 - Recomendou as LTs 345 kV Itabirito 2 – Jeceaba C2 e Jeceaba – Itutinga C1, além da ampliação da transformação 500/345 kV da SE Itabirito 2.
- EPE-DEE-RE-060/2013 - Estudo de Atendimento à região de Barbacena (Transformação de Fronteira) – junho/2013 [16];
 - Recomendou a substituição da transformação de fronteira da SE 345/138 kV Barbacena 2.

- EPE-DEE-RE-133/2013 - Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado de Minas Gerais - Período Pré-Tapajós – novembro/2013 [17];
 - Recomendou, dentre outras, a LT 345 kV Itabirito 2 – Barro Branco, que impacta a região da Mantiqueira.
- EPE-DEE-RE-085/2009 - Análise do sistema elétrico da região Mantiqueira de Minas Gerais e da Cataguazes Leopoldina – março/2009 [18];
 - Recomendou, dentre outros reforços, a nova SE 345/138 kV Padre Fialho, seccionando a antiga LT 345 kV Ouro Preto – Vitória, além da nova SE 345/138 kV Santos Dumont 2, que impactaram diretamente as regiões de interesse.
- EPE-DEE-RE-132/2008 - Reforço à região de Ouro Preto para atendimento à migração de consumidores para a Rede Básica – outubro de 2008 [19];
 - Recomendou a implantação da nova SE 500/345 kV Itabirito 2 e seccionamentos correlatos.

Como pode ser observado, a região como um todo vem sendo objeto de estudos da EPE nos últimos anos, em especial os eixos em 345 kV que atendem às regiões de Ouro Preto, Lafaiete, Barbacena e Juiz de Fora. No entanto, percebe-se que desde o estudo 085/2009 [18] não foram analisadas, de forma mais aprofundada, as condições de atendimento para a área de concessão da Energisa-MG, que conta com apenas um ponto de suprimento da Rede Básica.

Cabe mencionar que o referido estudo de 2009 foi realizado num contexto bastante diverso do atual, no qual havia uma expectativa de grande crescimento da contratação de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e de Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH), fontes que têm um potencial bastante significativo na Zona da Mata Mineira. Naquela oportunidade, era vislumbrado um excedente de potência hidrelétrica para a região, que tinha previsão de conexão na malha da distribuidora Energisa-MG. Desta forma, foi recomendado para a SE 345/138 kV Padre Fialho um transformador defasador em série com a transformação de Rede Básica de Fronteira propriamente dita, com o intuito de escoar esse excedente da rede de distribuição para a Rede Básica.

A evolução tecnológica das fontes renováveis variáveis, como a eólica e mais recentemente a solar fotovoltaica, provocou uma queda vertiginosa do custo dessas fontes, tornando-as mais competitivas que as pequenas centrais hidráulicas mencionadas. Tal fato resultou numa contratação expressivamente mais modesta dessas fontes quando comparado ao que havia sido considerado no estudo 085/2009 [18]. Soma-se a isso, ainda, as recentes ocorrências de recordes históricos de baixa geração de fonte hidráulica nas bacias dos rios Paraíba do Sul e Doce, às quais pertence a maioria das plantas hidrelétricas desta região.

Essa mudança de cenário, em conjunto com o crescimento vegetativo da carga regional, trouxe uma mudança significativa para o panorama de atendimento desta área, transformando a região, que tinha expectativa de ser exportadora de energia, em uma região com tendência importadora crescente. Desta maneira, foi identificada por parte da EPE a necessidade de um diagnóstico dessa região em face deste novo cenário, análises essas que serão alvo deste estudo.

De fato, essa percepção está parcialmente ilustrada nas análises realizadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), no âmbito do Plano de Ampliações e Reforços (PAR) 2018-2020 no qual identificaram-se violações em linhas de distribuição 138 kV desta região em alguns cenários. Tais conclusões podem ser observadas no Volume II – Tomo 7 do PAR [12].

É importante ressaltar, também, que o sistema de 138 kV da Cemig-D que atende as cidades de Congonhas, Ouro Preto, Mariana, Ponte Nova e Viçosa opera com restrições desde setembro de 2015, data em que ocorreu o rompimento da barragem da Samarco, em Mariana, que resultou na indisponibilidade da geração da UHE Risoleta Neves. Esta usina está localizada a jusante da barragem e, em virtude do ocorrido, está fora de operação por tempo indeterminado. Com uma potência instalada de 140 MW, essa UHE fornecia, mesmo nos períodos de seca, suporte de potência ativa e reativa para a malha 138 kV próxima a Ponte Nova.

1.2 Objetivos Gerais

O objetivo deste estudo é avaliar as condições e recomendar a expansão da rede elétrica da Zona da Mata Mineira e região da Mantiqueira, atendendo ao critério N-1 para Rede Básica e N para a rede de distribuição, que nesta área de Minas Gerais está sob concessão de duas distribuidoras: Cemig-D e Energisa-MG. O propósito é o atendimento às cargas regionais até o ano de 2031, segundo os critérios de planejamento vigentes [2].

1.3 Abordagem Adotada

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

- Levantamento e conferência de topologia e parâmetros das malhas de distribuição em 138 kV e 69 kV das distribuidoras envolvidas, assim como a adequada representação da carga e dos empreendimentos de geração existentes, em construção e futuros conectados a essas redes.

- Realização de diagnóstico da rede existente para atendimento a todos os critérios de planejamento tanto no regime permanente como no regime dinâmico quando este for pertinente, aplicando o critério N-1 para a Rede Básica e N para a rede de distribuição.
- Preparação dos casos de trabalho de acordo com os cenários de geração e intercâmbio definidos nos itens 4.4 e 4.5 deste relatório.
- Definição e análise de alternativas de solução estrutural.
- Consulta às transmissoras sobre a disponibilidade de espaço físico nas subestações envolvidas de modo a permitir a implantação das obras indicadas.
- Análise socioambiental das alternativas promissoras, com definição do traçado de corredores de linha de transmissão e localização de subestações, indicando possíveis óbices socioambientais dos empreendimentos.
- Análise de curto-circuito.
- Escolha da alternativa vencedora pelo critério do mínimo custo global.

2 CONCLUSÕES

Neste estudo foram analisadas alternativas viáveis de atendimento às distribuidoras regionais Cemig-D e Energisa-MG, segundo os critérios de planejamento vigentes. Dentre todas as alternativas estudadas, a mais vantajosa, do ponto de vista técnico e econômico, é a que define a implantação a partir do ano 2022 de uma nova subestação de fronteira 345/138 kV denominada Leopoldina 2, a ser implementada no município homônimo, e a sua interligação em 345 kV com as SEs Santos Dumont 2, em Minas Gerais, e Lagos, no Estado do Rio de Janeiro. Além disso, recomenda-se a expansão da transformação 345/138 kV da SE Padre Fialho, assim como a adequação geral do pátio 138 kV desta SE, de forma a comportar novo acesso para a distribuidora Cemig-D. No que se refere à região da Mantiqueira, recomendou-se a recapacitação, de forma escalonada no horizonte de análise, de cinco circuitos 138 kV da Cemig-D. As obras de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira a serem executadas no curto prazo com as respectivas datas de necessidade estão indicadas na Tabela 3-1 e na Tabela 3-2, enquanto da Tabela 3-3 à Tabela 3-6 são mostradas as obras de distribuição complementares sob responsabilidade tanto da Energisa-MG quanto da Cemig-D, reforços esses que são imprescindíveis ao adequado desempenho da alternativa vencedora.

Estima-se que o programa de obras indicado exigirá investimentos totais até o final do horizonte do estudo da ordem de R\$ 497 milhões, sendo R\$ 394 milhões na Rede Básica/Rede Básica de Fronteira e de R\$ 103 milhões no Sistema de Distribuição, sendo R\$ 85 milhões a serem executados pela Energisa e R\$ 18 milhões pela Cemig-D.

3 RECOMENDAÇÕES

3.1 Recomendações Técnicas

A Tabela 3-1 e a Tabela 3-2 a seguir mostram as obras recomendadas para a Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, para execução no curto prazo.

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>Ano</u>
Santos Dumont 2	Leopoldina 2	C1	92	345	2022
Leopoldina 2	Lagos	C1	140	345	2022

Tabela 3-2 – Rede Básica: Obras recomendadas de subestações

<u>Nome</u>	<u>Tensão (kV)</u>	<u>Arranjo de barras</u>	<u>Equipamentos principais</u>		<u>Ano</u>
			<u>Qtde</u>	<u>Descrição</u>	
Leopoldina 2	345	DJM	2	Módulos de Conexão de Transformador	2022
			2	Módulos de Entrada de Linha	2022
			2	Módulo de Interligação de Barras	2022
			1	Módulo de Infraestrutura Geral	2022
	345/138	-	7	Unidades de Autotransformador Monofásico de 75 MVA cada (1º e 2º banco)	2022
	138	BD4	2	Módulos de Conexão de Transformador	2022
			6	Módulos de Entrada de Linha	2022
1			Módulo de Interligação de Barras	2022	
Santos Dumont 2	345	DJM	1	Módulo de Entrada de Linha	2022
			1	Módulo de Interligação de Barras	2022
			1	Módulo de Infraestrutura Geral - Acessante	2022
Lagos	345	DJM	1	Módulo de Entrada de Linha	2022
			1	Módulo de Interligação de Barras	2022
			1	Módulo de Infraestrutura Geral - Acessante	2022
SE Padre Fialho ⁽¹⁾	345	DJM	1	Módulo de Conexão de Transformador	2022
			1	Módulo de Interligação de Barras	2022
	345/138	-	3	Unidades de Autotransformador Monofásico de 50,0 MVA cada (2º banco)	2022
	138	BD4	3	Módulos de Conexão de Transformador ⁽²⁾	2022
			1	Módulo de Interligação de Barras	2022
1	Módulo de Entrada de Linha ⁽³⁾	2024			

(1) Contempla adequação da subestação, com construção de novo barramento de fronteira 138 kV

(2) Um dos módulos CT é para conexão do transformador defasador, conforme Figura 3-2

(3) Refere-se ao acesso da Cemig-D pela LD 138 kV Padre Fialho - Carangola (2024)

Da Tabela 3-3 à Tabela 3-6 são mostradas as obras de distribuição complementares e imprescindíveis ao adequado desempenho da alternativa vencedora.

Tabela 3-3 – Rede de Distribuição Energisa-MG: Obras relacionadas a novas linhas de distribuição

<u>Origem</u>	<u>Destino</u>	<u>Circuito</u>	<u>Extensão (km)</u>	<u>Tensão (kV)</u>	<u>Ano</u>
Votorantim	Muriaé 2	C1	28,0	138,0	2022

Tabela 3-4 – Rede de Distribuição Energisa-MG: Obras relacionadas a seccionamentos de linhas de distribuição

<u>Origem</u>	<u>Destino</u>	<u>Circuito</u>	<u>Extensão (km)</u>	<u>Tensão (kv)</u>	<u>Ano</u>
Ponto de Seccionamento da LD 138 kV Nova Usina Maurício - Cataguases 2	Leopoldina 2	1 x CD	2 x 9,0	138	2022
Ponto de Seccionamento da LD 138 kV Cataguases 2 - Além Paraíba	Leopoldina 2	1 x CD	2 x 1,0	138	2022
Ponto de Seccionamento da LD 138 kV Nova Usina Maurício - Leopoldina 1	Leopoldina 2	1 x CD	2 x 3,0	138	2022

Tabela 3-5 – Rede de Distribuição Energisa-MG: Obras recomendadas de subestações

<u>Nome</u>	<u>Tensão (kV)</u>	<u>Arranjo de barras</u>	<u>Equipamentos principais</u>		<u>Ano</u>
			<u>Qtde</u>	<u>Descrição</u>	
Ubá 3	*	BS	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação	2022
			1	Capacitor em Derivação Trifásico de 10,8 Mvar	2022
Ubá 2	*	BS	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação	2022
			1	Capacitor em Derivação Trifásico de 10,8 Mvar	2022
Tocantins	*	BS	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação	2022
			1	Capacitor em Derivação Trifásico de 7,2 Mvar	2022
Visconde Rio Branco	*	BS	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação	2022
			1	Capacitor em Derivação Trifásico de 7,2 Mvar	2022
Muriaé 1	*	BS	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação	2022
			1	Capacitor em Derivação Trifásico de 14,4 Mvar	2022
Visconde Rio Branco	*	BS	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação	2028
			1	Capacitor em Derivação Trifásico de 3,6 Mvar	2028
Ubá 3	*	BS	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação	2029
			1	Capacitor em Derivação Trifásico de 3,6 Mvar	2029
Visconde Rio Branco	*	BS	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação	2030
			1	Capacitor em Derivação Trifásico de 3,6 Mvar	2030
Ubá 3	*	BS	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação	2031
			1	Capacitor em Derivação Trifásico de 3,6 Mvar	2031
Visconde Rio Branco	*	BS	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação	2031
			1	Capacitor em Derivação Trifásico de 3,6 Mvar	2031

* O nível de tensão para conexão poderá ser em 11,4 kV ou 22 kV, mas o efeito nos barramentos de 138 kV ou 69 kV deve ser equivalente ao simulado nos casos de fluxo de potência.

Tabela 3-6 – Rede de Distribuição Cemig-D: Obras relacionadas a recapitação de linhas de distribuição

<u>Recapitação</u>						
<u>Origem</u>	<u>Destino</u>	<u>Circuito</u>	<u>Extensão (km)</u>	<u>Tensão (kV)</u>	<u>Nova Capac. (MVA)</u>	<u>Ano</u>
Ouro Preto 1	Alcan (Novelis)	C1	4,0	138,0	150/150	2023
Congonhas	Murtinho	C1	16,0	138,0	150/150	2027
Nova Lima 1	Nova Lima 4	C1	23,0	138,0	150/150	2027
Nova Lima 4	Congonhas	C1	30,0	138,0	150/150	2027
Murtinho	Lafaiete 1	C1	9,5	138,0	150/150	2030

A obra indicada na Tabela 3-7 ao contrário das demais obras de distribuição recomendadas neste estudo, não é imprescindível para o desempenho do sistema regional segundo critérios vigentes de planejamento. Apesar de trazer benefícios inquestionáveis ao sistema, a sua inclusão dentro do pacote de obras se deu por uma avaliação interna da distribuidora Cemig-D, que no âmbito do

modelo de negócio vigente para as distribuidoras, busca melhorar os seus indicadores de confiabilidade e a redução de perdas elétricas, tendo como premissa o livre acesso à Rede Básica.

Tabela 3-7 – Rede de Distribuição Cemig-D: Obras relacionadas a novas linhas de distribuição

Origem	Destino	Circuito	Extensão (km)	Tensão (kV)	Ano
Padre Fialho	Carangola	C1	55,0	138,0	2024

A

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

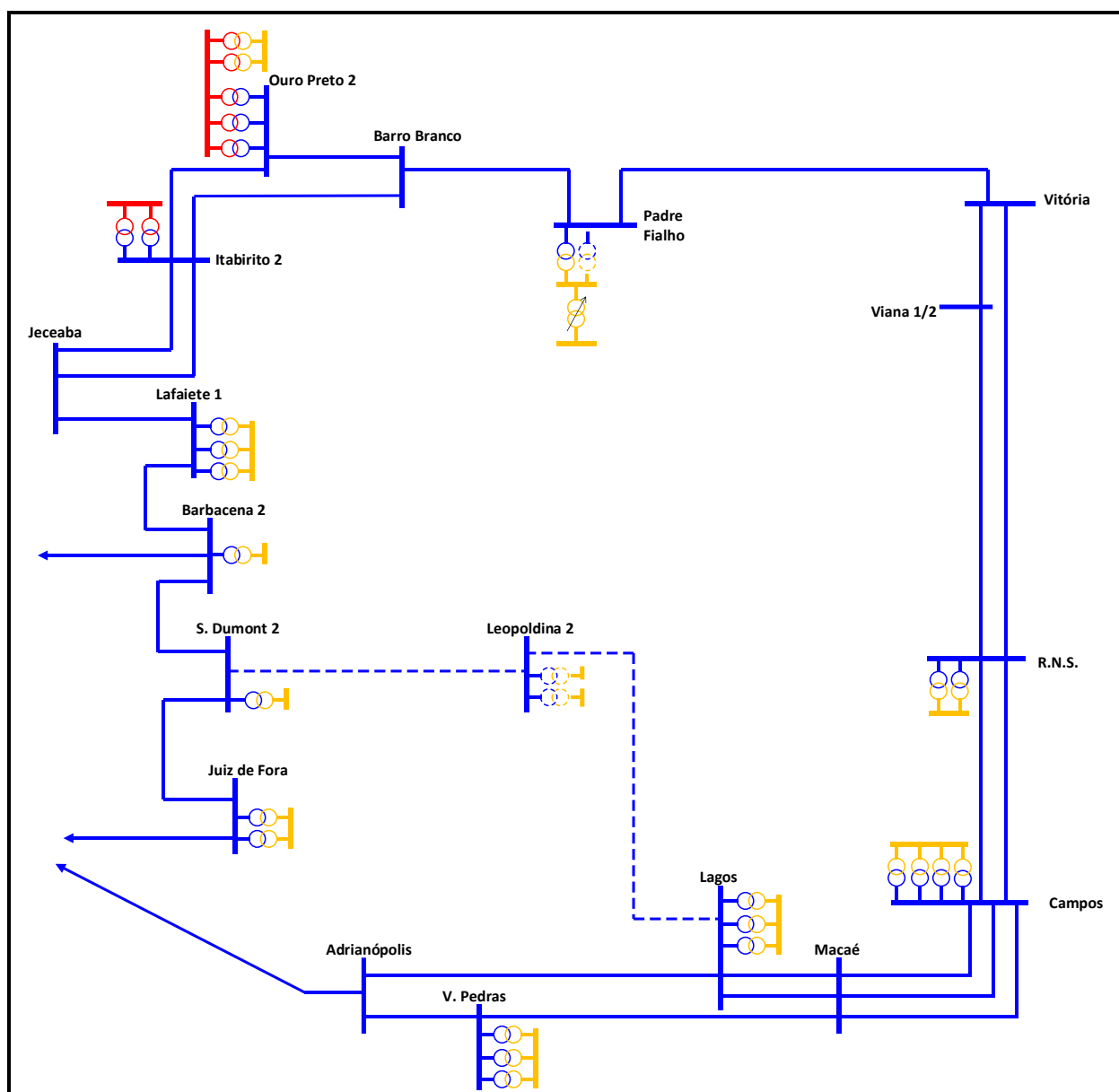


Figura 3-1 – Diagrama Unifilar da Alternativa Vencedora (em linha tracejada)

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

- A subestação 345/138 kV Leopoldina 2 deverá ser de 220.600 m², uma vez que, pela sua posição eletro-geográfica, há possibilidade de implantação de um futuro pátio de 500 kV e expansões nos pátios de 345 kV e 138 kV.
- A adequação da SE Padre Fialho, com a construção de novo barramento de fronteira, deverá ser executado conforme Figura 3-2. É imprescindível que seja mantida, após a adequação, a infraestrutura existente de baipasse por chave do transformador defasador. Recomenda-se, também, que o novo barramento de fronteira possua espaço suficiente para pelo menos mais três vãos 138 kV para futuras expansões.

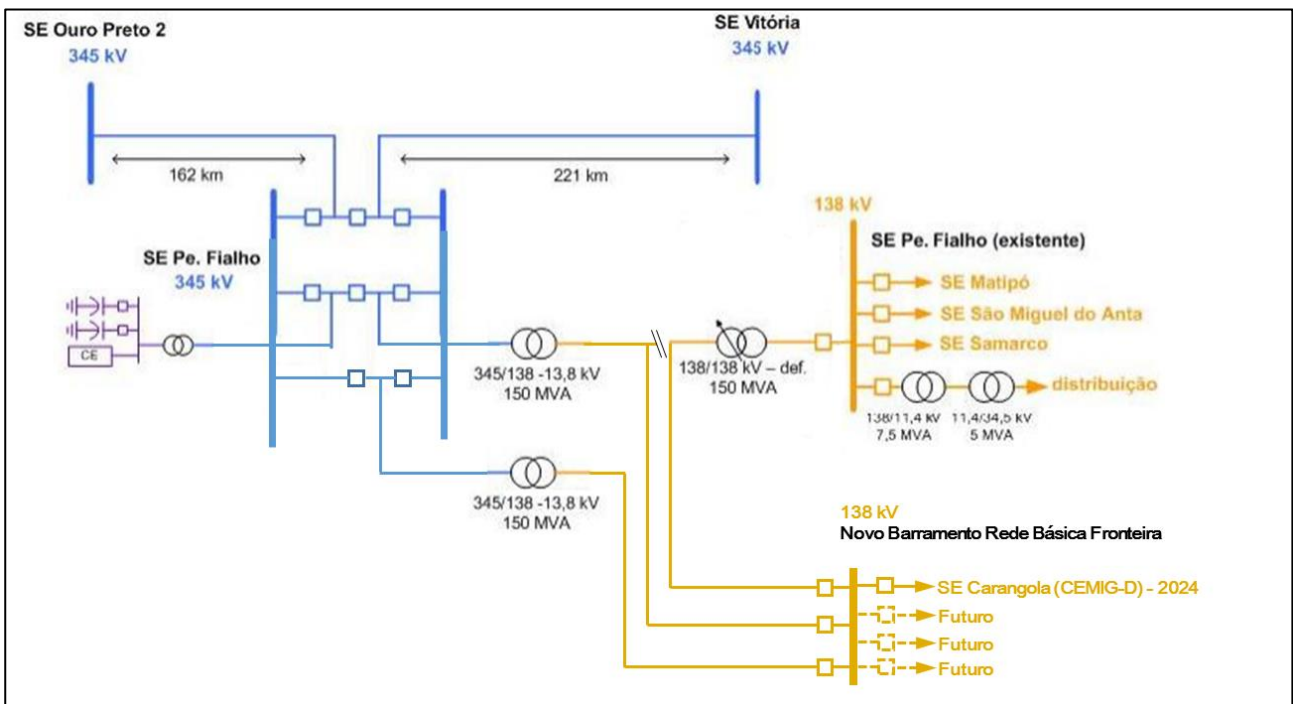


Figura 3-2 – Configuração da SE Padre Fialho após reforços

- A instalação da segunda unidade transformadora 345/138 kV Padre Fialho permite à Energisa-MG transferir o montante de carga atualmente atendido pelo sistema da Cemig-D (via SE Manhuaçu) para o sistema de sua propriedade, sem que haja violações no sistema de transmissão ou de distribuição.
- As distribuidoras Energisa-MG e Cemig-D deverão envidar esforços para garantir a implantação integral das obras listadas na Tabela 3-3, Tabela 3-4, Tabela 3-5 e Tabela 3-6

dentro dos prazos estabelecidos, uma vez que o desempenho da solução recomendada é totalmente dependente desses reforços.

- No caso da Energisa-MG, é importante frisar a importância de constante gestão e alinhamento desta distribuidora com a transmissora que ficará a cargo da implantação da SE Leopoldina 2, no sentido de compatibilizar projetos e seus cronogramas nesta subestação de Rede Básica de Fronteira. Essa ação é particularmente relevante para as obras relacionadas à Tabela 3-4, relativas aos seccionamentos de LD e seus acessos na nova SE Leopoldina 2.
- De forma análoga, a distribuidora Cemig-D deverá acompanhar, junto à transmissora proprietária da SE Padre Fialho, o processo de modernização dessa SE, ação que é particularmente relevante na execução da LD 138 kV Padre Fialho – Carangola C1, de responsabilidade da distribuidora (Tabela 3-7).
- Complementarmente, são apresentadas no anexo 15.5 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 no Relatório R1.

3.2 Recomendações Socioambientais

As seguintes recomendações foram transcritas da Nota Técnica EPE-DEA-010 /2018, que se encontra no anexo 15.6.

SE Leopoldina 2:

A área sugerida para implantação da subestação 345/138 kV Leopoldina 2 não apresenta sensibilidade socioambiental significativa, com exceção da proximidade com a Rebio da Lapinha. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para definição da localização da subestação planejada:

- Verificar a localização exata da Rebio da Lapinha para evitar possíveis interferências nessa área protegida de proteção integral.
- Evitar interferência em vegetação nativa, tendo em vista a ocorrência de Floresta Estacional Semidecidual, conforme disposto na Lei da Mata Atlântica - Lei nº 11.428/06 e Decreto nº 6.660/08.
- Atentar para a presença de relevo acidentado e trechos com possibilidade de inundação, priorizando a seleção de um terreno que esteja localizado em área antropizada.
- Considerar a proximidade com as linhas de distribuição 138 kV Nova Maurício – Cataguases 2, Cataguases 2 – Além Paraíba e Nova Maurício – Leopoldina, que serão seccionadas.

- Atentar para a presença do aeródromo de Leopoldina, cujo cone de aproximação deverá ser observado ao se definir a localização da subestação.

Corredor da LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2

O corredor da LT 345 kV Santos Dumont 2 - Leopoldina 2 apresenta sensibilidades socioambientais, principalmente pela proximidade com unidades de conservação, relevo acidentado e remanescentes de mata atlântica. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para definição da diretriz da linha de transmissão planejada:

- Evitar interferência na RPPN Mata do Bugio e verificar a localização das outras RPPNs nos municípios atravessados pelo corredor.
- Evitar interferência em vegetação nativa, tendo em vista que o corredor está inserido no bioma Mata Atlântica e se sobrepõe ao polígono de Floresta Estacional Semidecidual compreendido pela Lei da Mata Atlântica - Lei no 11.428/06 e Decreto no 6.660/08.
- Evitar interferência nos sítios arqueológicos: Ruína da Francesa (em Santos Dumont) e Goiabeiras, Poça e Vira Chapéu (em São Joao Nepomuceno).
- Obter junto ao Iphan a localização exata dos sítios arqueológicos cadastrados nos municípios de Itamarati de Minas, Leopoldina, Guarani, Rio Novo e São Joao Nepomuceno, que podem estar localizados dentro da área do corredor, para que a diretriz da LT planejada não tenha qualquer interferência nesses sítios.
- Atentar para a presença de APCBs ao longo do corredor, cuja importância é classificada como extremamente alta.
- Atentar para a presença de relevo acidentado ao longo do corredor e de trechos com possibilidade de inundação.
- Evitar sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, e desviar daqueles que se encontram em estágio mais avançado.
- Atentar para a presença de aproveitamentos hidrelétricos na região.
- Atentar para a presença dos aeródromos de Rio Novo, São João Nepomuceno e Leopoldina, em Minas Gerais, cujos cones de aproximação deverão ser observados ao se definir a diretriz da linha de transmissão.

Corredor da LT 345 kV Leopoldina 2 – Lagos

O corredor da LT 345 kV Leopoldina 2 – Lagos apresenta sensibilidades socioambientais, principalmente pela proximidade com unidades de conservação, relevo acidentado e

remanescentes de mata atlântica. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para definição da diretriz da linha de transmissão planejada:

- Evitar interferência nas unidades de conservação Rebio da Lapinha e RPPNs Cabeceira do Cafôfo, Reserva Córrego Vermelho e Santa Dulce de Cima.
- Verificar a localização exata da Rebio da Lapinha, APA Municipal da Poeira D'água, APA Municipal do Horto Florestal e APA Municipal do Morro do Cruzeiro (em Leopoldina – MG) para evitar interferência da LT planejada.
- Evitar interferência em vegetação nativa, tendo em vista que o corredor está inserido no bioma Mata Atlântica e se sobrepõe aos polígonos de Floresta Estacional Semidecidual (entre Cataguases – MG e Trajano de Moraes – RJ) e Floresta Ombrófila Densa (entre Trajano de Moraes e Macaé, ambos no Rio de Janeiro) compreendidos pela Lei da Mata Atlântica – Lei nº 11.428/06 e Decreto nº 6.660/08.
- Consultar os planos diretores dos municípios atravessados para verificar possíveis restrições relativas à implantação de linhas de transmissão, principalmente nos remanescentes de vegetação, denominados como áreas protegidas, conforme indicado nos planos de Cantagalo, Macaé e Rio das Ostras, no estado do Rio de Janeiro.
- Verificar a ocorrência de cavernas não cadastradas, tendo em vista que o corredor atravessa áreas classificadas com potencial alto para a ocorrência de cavidades subterrâneas.
- Evitar interferência nos sítios arqueológicos e entrar em contato com o Iphan para obter a localização exata dos sítios arqueológicos cadastrados nos municípios de Leopoldina e Pirapetinga (MG) e Cantagalo, Conceição de Macabu, Macaé, Macuco, Santa Maria Madalena, Rio das Ostras, São Sebastião do Alto e Trajano de Moraes (RJ), que podem estar localizados dentro da área do corredor, para que a diretriz da LT planejada não tenha qualquer interferência nesses sítios.
- Atentar para a presença de APCBs no corredor, tendo em vista que a maioria apresenta ação prioritária para a criação de unidades de conservação.
- Evitar interferência no projeto de assentamento Cantagalo, localizado ao lado do local previsto para a SE Lagos.
- Estudar criteriosamente a diretriz da futura linha de transmissão em áreas de relevante beleza cênica e em áreas utilizadas para turismo e lazer, especificando no R3 quais são essas áreas e sua localização.

- Atentar para a presença de relevo montanhoso e fortemente ondulado ao longo do corredor e de trechos com possibilidade de inundação.
- Evitar sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, e desviar daqueles que se encontram em estágio mais avançado, sobretudo os relativos ao requerimento de lavra para extração de ouro no rio Pomba entre Cataguases e Leopoldina (MG); e concessão de lavra para extração de calcário em Cantagalo (RJ).
- Verificar o melhor ponto de passagem da LT, tendo em vista que o corredor engloba parte das áreas urbanas e de expansão de Cataguases e Leopoldina (MG) e São Sebastião do Alto e Trajano de Moraes (RJ).
- Atentar para o cruzamento com as linhas de transmissão e gasoduto existentes na chegada à SE Lagos.
- Atentar para a presença do aeródromo de Leopoldina, em Minas Gerais, cujo cone de aproximação deverá ser observado ao se definir a diretriz da linha de transmissão.

4 DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS

4.1 Critérios Básicos

Foram seguidas as diretrizes para elaboração da documentação necessária para se recomendar ao MME uma nova instalação de transmissão integrante da Rede Básica através de ato licitatório, definidas no documento publicado pela EPE denominado “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica” [7].

Os critérios e procedimentos utilizados no estudo estão de acordo com o documento “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão - CCPE/CTET - Janeiro/2001” [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 da Transmissão 2026 [3]. Para as transformações futuras, foram admitidas sobrecargas de 20% em emergência;

Quando aplicáveis, serão respeitados ainda os requisitos do Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede [5], os requisitos dos Procedimentos de Distribuição [20], Resoluções Normativas específicas da ANEEL e finalmente, critérios especiais existentes na rede das distribuidoras envolvidas.

Ressalta-se que, além das simulações de fluxo de carga, serão analisados os níveis de curto circuito da alternativa selecionada para a expansão do sistema.

4.2 Casos de Trabalho

Considerou-se como referência para as simulações de fluxo de potência a base de dados correspondente ao Plano Decenal da Transmissão EPE 2026 [3], com as atualizações pertinentes da topologia da rede, plano de geração e mercado.

Nessa base de dados estão incluídos os reforços listados a seguir, que podem ter alguma influência na área de interesse:

- Recomendações do estudo EPE- DEE-RE-029/2018-rev0 – “Expansão do sistema de transmissão para escoamento do potencial termelétrico dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo”, EPE – abril/2018;
- Recomendações do estudo EPE-DEE-RE-031/2017-rev0 – “Estudo Prospectivo para Escoamento do Potencial Solar das Regiões Norte e Noroeste de Minas Gerais”, EPE – Junho/2017;
- Recomendações do estudo EPE-DEE-RE-147/2016-rev3 – “Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Leste da Região Nordeste”, EPE – Setembro/2015;
- Recomendações da Nota Técnica EPE-DEE-NT-129/2015-rev0 – “Avaliação do Aumento da Capacidade dos Bancos de Capacitores Série da Interligação Norte-Sul”, EPE – Setembro/2015;
- Recomendações do estudo EPE-DEE-RE-148/2016-rev3 – “Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação Nordeste-Sudeste”, EPE – Outubro/2015;
- Recomendações do estudo Nº EPE-DEE-RE-055/2012-rev3 - Reforço de Transmissão/Distribuição para os sistemas de Guanhães e Ipatinga – Região leste de Minas Gerais – Julho/2013;

Além dessas obras, foram consideradas as obras determinativas das distribuidoras envolvidas que constam em seus respectivos planos de obras. No caso da Cemig-D, foi considerada nos casos a LD 138 kV Ouro Preto 3 – Viçosa 2 e obras correlatas previstas para 2021, que estão no plano de obras determinativo da distribuidora, trazendo um reforço para o atendimento regional. A Figura 4-1 ilustra essa obra.

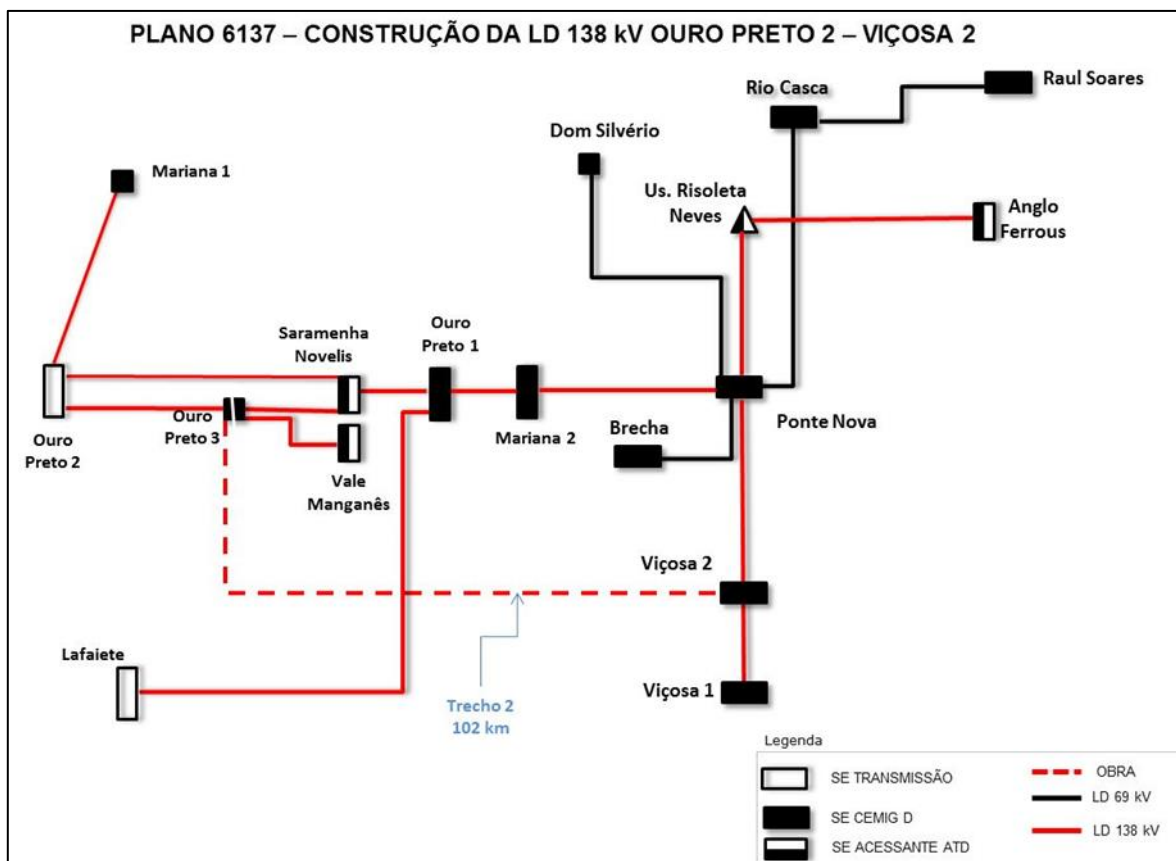


Figura 4-1 – Reforço de distribuição previsto para a região de Ouro Preto – Ponte Nova – Viçosa (2021)

Cabe mencionar que o estudo [21] foi realizado paralelamente a este estudo, de forma que as interferências entre a solução regional proposta por este estudo e a solução estruturante recomendada por aquele, estiveram a todo momento sendo avaliadas em conjunto, de forma a estarem harmonizadas no horizonte de longo prazo.

No que se refere ao horizonte de obras do estudo, inicialmente foram analisados os casos de fluxo de potência referentes ao período de janeiro de 2021 a dezembro de 2031. A princípio, cogitou-se um início de horizonte mais curto pois vislumbrava-se que talvez reforços de menor monta, como ampliação de transformação de fronteira por exemplo, poderiam ser executados até esta data. No entanto, no decorrer do estudo não foi identificada essa situação, de forma que o início do horizonte passou a ser o ano de 2022, que é compatível com os atuais prazos de execução determinados pela ANEEL. O horizonte 2022-2031 pode ser dividido em dois períodos com características distintas:

- Período 2022 a 2026: as análises deste período é que definirão os reforços estruturais mais complexos, para entrada em operação em prazos de 36 a 60 meses a partir da licitação por parte da ANEEL.

- Período 2027 a 2031: as análises deste período poderão identificar reforços estruturais de forma indicativa, que contam com alto nível de incerteza. Esses anos, adicionalmente, são utilizados para se confirmar a robustez de longo prazo das obras recomendadas.

4.3 Projeções de Mercado

A Figura 4-2 e a Figura 4-3 apresentam as projeções globais de carga para a área de atuação da Energisa-MG e para a área Mantiqueira, da Cemig-D, respectivamente. Os valores em linha contínua representam os montantes fornecidos para cada patamar de carga. Para o maior patamar de carga (carga média), foi feita uma análise adicional que apresenta, além da variação de carga prevista em relação às previsões do ciclo anterior (PD 2025), também o crescimento anual previsto nas projeções do ciclo PD 2026.

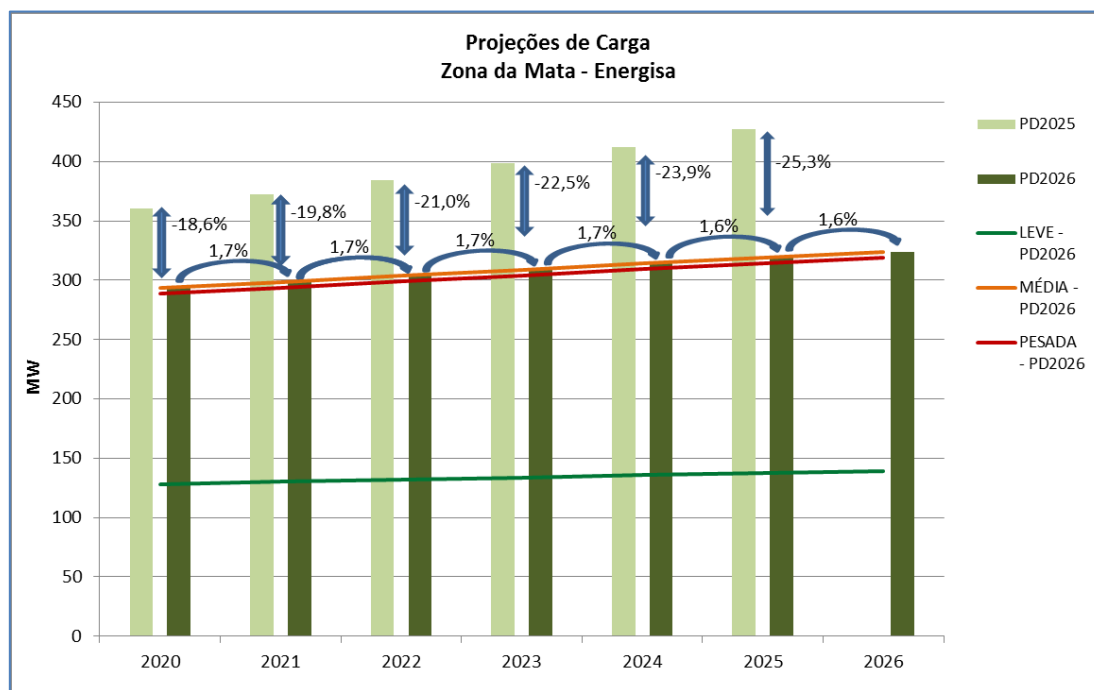


Figura 4-2 – Montantes dos Patamares de Carga da Energisa

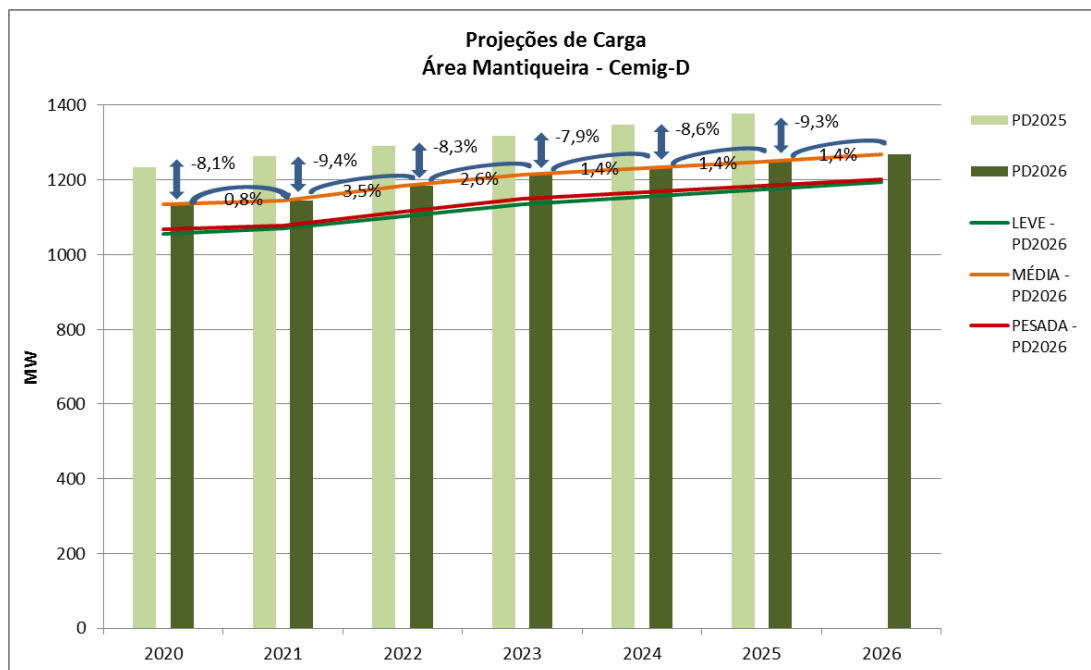


Figura 4-3 – Montantes dos Patamares de Carga da Cemig-D – Área Mantiqueira

Observa-se que, para as duas distribuidoras, o patamar de carga mais elevado é o de carga média, reproduzindo a tendência que vem sendo verificada em nível nacional, com o pico de carga do verão ocorrendo no período da tarde, e não mais no período das 17h-20h, como ocorria tradicionalmente.

Tanto para a Cemig-D quando para a Energisa-MG, foram observadas quedas acentuadas na previsão de carga prevista nas projeções do PD 2026, quando comparado às do PD 2025. Nas projeções informadas pela Energisa-MG, foi observada queda de até 25%, enquanto nas previsões da Cemig-D foram observadas quedas mais modestas, mas ainda assim bastante relevantes. Verificou-se, ainda, uma redução das taxas de crescimento anual em relação ao que era previsto no PD 2025. Em ambas distribuidoras esperam-se taxas de crescimento em torno de 1,5% ao ano nesse período.

A área de atendimento das duas distribuidoras foi dividida em núcleos de carga, com o intuito de se verificar pontos propícios e relevantes para a conexão de novas alternativas, seja de rede básica ou de distribuição. Os resultados dos agrupamentos, para a Energisa-MG, são mostrados na Tabela 4-1.

Tabela 4-1 – Agrupamentos de Carga - Energisa-MG

	Principais Cidades	Barras	Carga (MW)	Carga Total (MW)
Núcleo 1	Ubá, Visconde do Rio Branco	UBA(2)-MG069	13,5	86,6
		UBA(1)-MG069	11,5	
		TOCANT-MG138	9,7	
		VRBRA1-MG069	9,5	
		UBA3---MG138	9,4	
		ERVALI-MG069	7,2	
		COIMBR-MG069	6,4	
		VRBRA2-MG069	6,2	
		SM.ANT-MG138	4,1	
		DIVINE-MG069	3,6	
GUIRIC-MG069	2,9			
VRBRAN-MG138	2,6			
	Principais Cidades	Barras	Carga (MW)	Carga Total (MW)
Núcleo 2	Cataguases, Leopoldina	RIONOV-MG069	15,7	92,5
		CATAUB-MG069	15,3	
		RCO----MG069	14,5	
		CATAUA-MG069	13,8	
		LEOPOL-MG069	13,7	
		ASTODU-MG069	6,4	
		RODEIR-MG069	6,2	
		LARANJ-MG069	4,0	
NUMAUR-MG069	2,9			
	Principais Cidades	Barras	Carga (MW)	Carga Total (MW)
Núcleo 3	Manhuaçu, Manhumirim, Matipó	MANHUA-MG069	41,1	87,6
		REALEZ-MG069	15,4	
		SAMARC-MG138	10,0	
		MANHU2-MG138	9,8	
		MATIPO-MG069	8,3	
P.FIAL-MG138	3,0			
	Principais Cidades	Barras	Carga (MW)	Carga Total (MW)
Núcleo 4	Muriaé	MURIA1-MG069	20,6	41,2
		MURIA2-MG069	20,6	

No caso da Cemig-D, os núcleos de carga que são alvo de análise deste estudo são os ramais que atendem a região de Ponte Nova/Viçosa, a região de Carangola e a região de Lafaiete, que são mostrados na Tabela 4-2. Os demais atendimentos da área Mantiqueira não serão alvo deste estudo, pois não se vislumbram restrições para essas áreas.

Tabela 4-2 – Agrupamentos de Carga – Cemig-D

	Principais Cidades	Barras	Carga (MW)	Carga Total (MW)
Núcleo 1	Ouro Preto, Mariana, Ponte Nova, Viçosa	PNOVA1-MG138	53,5	177,8
		OPTALC-MG138	45,4	
		VICOSA-MG138	26,5	
		CANDON-MG138	25,5	
		OPRET1-MG138	14,1	
		MARIA2-MG138	12,8	
Núcleo 2	Carangola, Espera Feliz	MANHAA-MG138	28,5	28,5
Núcleo 3	Conselheiro Lafaiete, Congonhas	CONGON-MG138	75,5	347,8
		LAFAI1-MG138	249,5	
		MURTIN-MG138	22,8	

4.3.1 Caso Energisa-MG: correção da base de dados

No início do presente estudo, durante o processo de preparação e conferência da base de dados da Energisa-MG, realizado em conjunto com a empresa, verificou-se uma inconsistência nos montantes de carga reativa e bancos de capacitores anteriormente enviados à EPE no âmbito do Plano Decenal. Verificou-se que a carga reativa por barra informada anteriormente abatia os montantes de compensação shunt da rede interna da distribuidora, sem que tivessem sido retirados todos os bancos de capacitores conectados à rede. Desta forma, a compensação shunt interna da distribuidora era contabilizada em duplicidade, levando a resultados que não condizem com a realidade do sistema. Essa informação foi corrigida pela empresa e a Figura 4-4 ilustra os valores corretos de carga reativa global e de bancos de capacitores disponíveis. A figura ilustra, também, o fator de potência bruto do sistema Energisa-MG, considerando tanto a compensação shunt desligada quanto ligada.

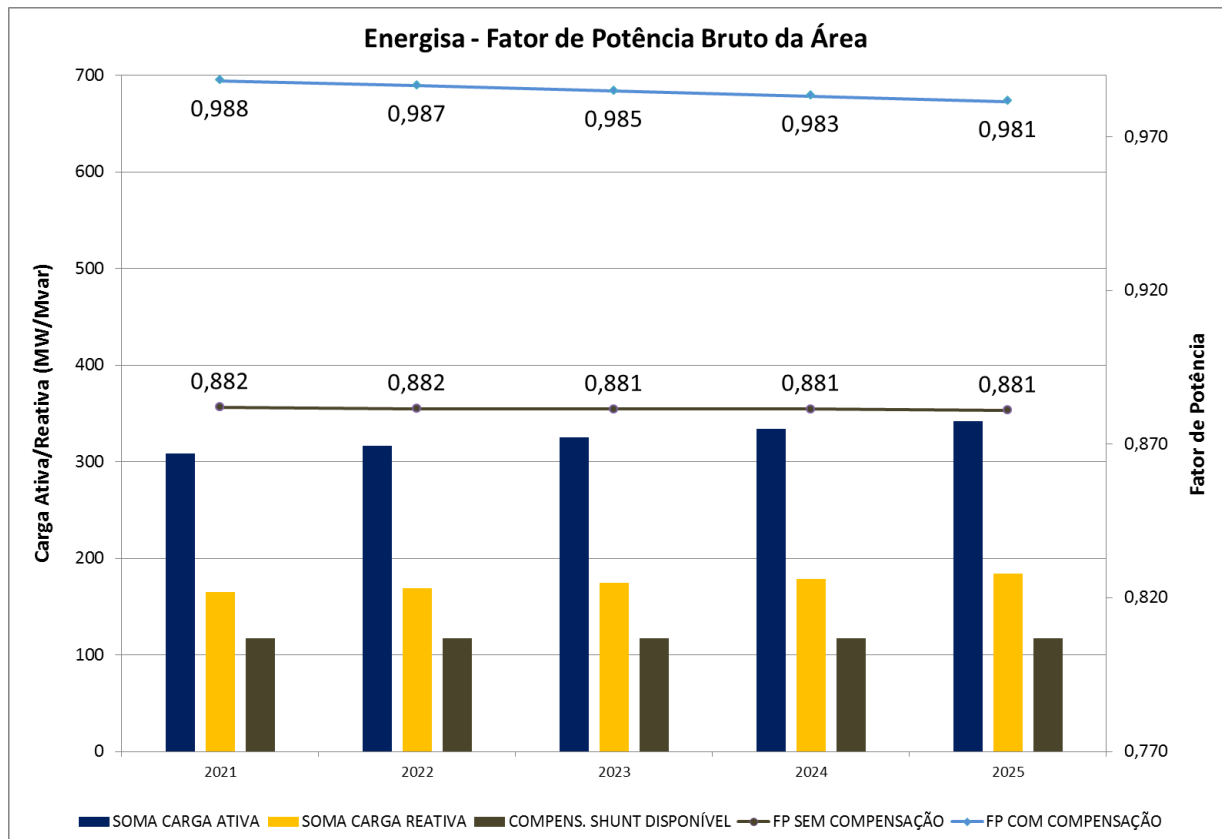


Figura 4-4 – Fator de potência bruto da área atendida pela Energisa-MG

4.4 Níveis de Intercâmbio

Dentre os vários cenários que serão descritos no item 4.6, será utilizado basicamente um conjunto de três níveis de intercâmbio:

- Cenário Norte Úmido: alta transferência das Regiões Norte e Nordeste para região Sudeste/Centro-Oeste;
- Cenário Nordeste Exportador: máxima transferência da região Nordeste para a Região Sudeste, com geração máxima UHE para período seco e de eólica.
- Cenário Intercâmbio Reduzido: minimização dos níveis de intercâmbio entre os submercados Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, que será utilizado aliado ao período de carga leve, com vistas às análises de controle de tensão.

4.5 Plano de Geração

Nesse item serão enumeradas as usinas existentes e futuras que são conectadas a três principais malhas de distribuição. A primeira, refere-se à malha 138 kV da Energisa-MG; a segunda, ao eixo 138 kV que atende a região de Carangola; e por último a região que atende desde Ouro

Preto/Lafaiete até Ponte Nova e Viçosa. Da Tabela 4-3 à Tabela 4-5 são mostrados esses números, respectivamente para as três malhas.

- Usinas Existentes e Contratadas

Tabela 4-3 – Lista de usinas hidrelétricas conectadas à malha da Energisa-MG

	Usina	Potência Instalada (MW)	Representação PD				Potência Instalada (MW)
			Nº Barra de Conexão	Nome Barra de Conexão	Nº da Barra	Nome da Barra	
Hidro ≤ 50 MW	Matipó	0,42	2117	MATIPO-MG069	2155	MATIPOPCH006	0,42
	Maurício	0,64	FORA DE OPERAÇÃO				
	Cachoeira Alta	0,30	2114	MANHUA-MG069	2151	MANHUAPCH006	16,75
	Simonésia	3,00					
	Ingá	1,26					
	INGÁ MIRIM	1,00					
	Sinceridade	1,42					
	Roça Grande	0,77					
	Benjamim Mário Baptista (Antiga Nova Sinceridade)	9,00					
	Glória	13,80	2101	MURIA2-MG069	2131	MURIA2PCH006	17,41
	Miradouro	1,26					
	Santa Bárbara	1,10					
	Antônio Prado	1,25					
	Coronel Domiciano	5,04	2102	MURIA1-MG069	2133	MURIA1PCH006	7,56
	Pirapanema	1,26					
	Limeira	1,26					
	Santa Cecília	0,42	2097	CATAUA-MG069	2129	CATAGUPCH006	1,16
	Miguel Pereira	0,74					
	Ivan Botelho III (Antiga Triunfo)	24,40	2138	TRIUNF-MG138	2167	TRIUNFPCH006	24,40
	Ivan Botelho I (Antiga Ponte)	24,30	2141	PONTE--MG138	2168	PONTE-PCH006	24,30
	Nova Maurício	29,23	2095	NUMAUR-MG069	2125	NUMAURPCH006	29,23
	Ivan Botelho II (Antiga Palestina)	12,40	2121	PALEST-MG138	2163	PALESTPCH006	12,40
	Ormeo Junqueira Botelho (Antiga Cachoeira Encoberta)	22,70	2142	ENCOBE-MG069	2169	ENCOBEPCH006	22,70
	Zé Tunin	8,00	2141	PONTE--MG138	2156	ZETUNIPCH013	8,00
	Guary	5,40	2136	GUARI--MG138	2135	GUARI-PCH013	7,08
	Anna Maria	1,68					
Túlio Cordeiro de Mello (Antiga Granada)	15,80	2119	GRANAD-MG138	2161	GRANADPCH006	15,80	
Barra do Braúna	39,00	2123	B.BRAU-MG138	2165	B.BRAUUHE013	39,00	
Ituerê	4,04	2137	UTE---MG138	2111	ITUEREPCH013	4,04	
João Camilo Penna (Antiga Cachoeira do Emboque)	21,60	2145	EMBOQU-MG138	2170	EMBOQUPCH013	21,60	
Ervália	6,97	2122	ERVALI-MG069	2164	ERVALIPCH006	6,97	
	SOMA	259,45				258,81	
Hidro > 50 MW	Ilha dos Pombos	187,17	4067	I.POMB-RJ138	4066	I.POMBUHE013	187,17
	Simplício	333,70	3979	SIMPLI-RJ138	3600	SIMPLIUHE013	333,70
	SOMA TOTAL	780,32				779,68	

Tabela 4-4 – Lista de usinas hidrelétricas conectadas ao eixo 138kV Ipatinga – Carangola – Cemig-D

	Usina	Potência Instalada (MW)	Representação PD				Potência Instalada (MW)
			Nº Barra de Conexão	Nome Barra de Conexão	Nº da Barra	Nome da Barra	
Hidro ≤ 50 MW	Varginha	9,00	1629	MANHAA-MG138	26907	VARGINPCH013	9,00
	Várzea Alegre	7,50			26908	V.ALEGPCH013	7,50
	Durandé	3,00			26941	DURANDPCH013	3,00
	Carangola	15,00	26972	CARANG-MG138	1655	CARANGPCH013	15,00
	Divino	1,00			26942	DIVINOPCH013	3,18
	São João	0,96					
	Faria Lemos	1,22	1615	CARATI-MG138	26901	PIPOCAPCH013	20,00
	Pipoca	20,00			26902	AREIABPCH013	19,80
	Areia Branca	19,80			26903	SUMID-PCH013	2,12
	Sumidouro	2,12			26943	CARATIPCH013	1,88
	Ponte Queimada I	0,88					
	BOM JESUS	1,00					
	Inhapim	6,00	1621	INHAP2-MG138	26944	INHAPIPCH013	6,00
	SOMA	87,48					87,48

Tabela 4-5 – Lista de usinas hidrelétricas conectadas ao eixo 138kV O. Preto – P. Nova – Cemig-D

	Usina	Potência Instalada (MW)	Representação PD				Potência Instalada (MW)
			Nº Barra de Conexão	Nome Barra de Conexão	Nº da Barra	Nome da Barra	
Hidro ≤ 50 MW	Caboclo	4,16	1666	OPTALC-MG138	1691	ALCAN-PCH013	15,76
	Salto	4,24					
	Funil	3,60					
	Cachoeira dos Prazeres	3,76					
	Fumaça	10,00	1681	PNOVA1-MG138	26945	PNVTOTPCH013	32,99
	Furquim	6,00					
	Brecha	12,40					
	Brito	2,90					
	Ponte Queimada II	0,86					
	Anjos	0,83					
	SOMA	48,75					48,75
Hidro > 50 MW	Risoleta Neves (antiga Candonga) *Fora de operação por tempo indeterminado devido rompimento da barragem da Samarco em Mariana	140,00	1686	CANDON-MG138	1423	CANDONUHE013	140,00
	SOMA TOTAL	188,75					188,75

Adicionalmente, serão levadas em consideração as características sazonais inerentes a cada fonte de geração envolvida.

Para as usinas hidrelétricas (UHE), pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e centrais geradoras hidrelétricas (CGH) que se conectam ao sistema da Energisa-MG da Cemig-D que estão listadas da Tabela 4-3 à Tabela 4-5, utilizou-se o histórico de geração verificado entre janeiro/2011 e dezembro/2015, baseado no histórico fornecido e medido pela CCEE durante o período. Da Figura 4-5 à Figura 4-7 ilustra-se a evolução da potência instalada nesse período e os valores de geração somados, em MW e em percentual da potência instalada total, respectivamente para cada eixo.

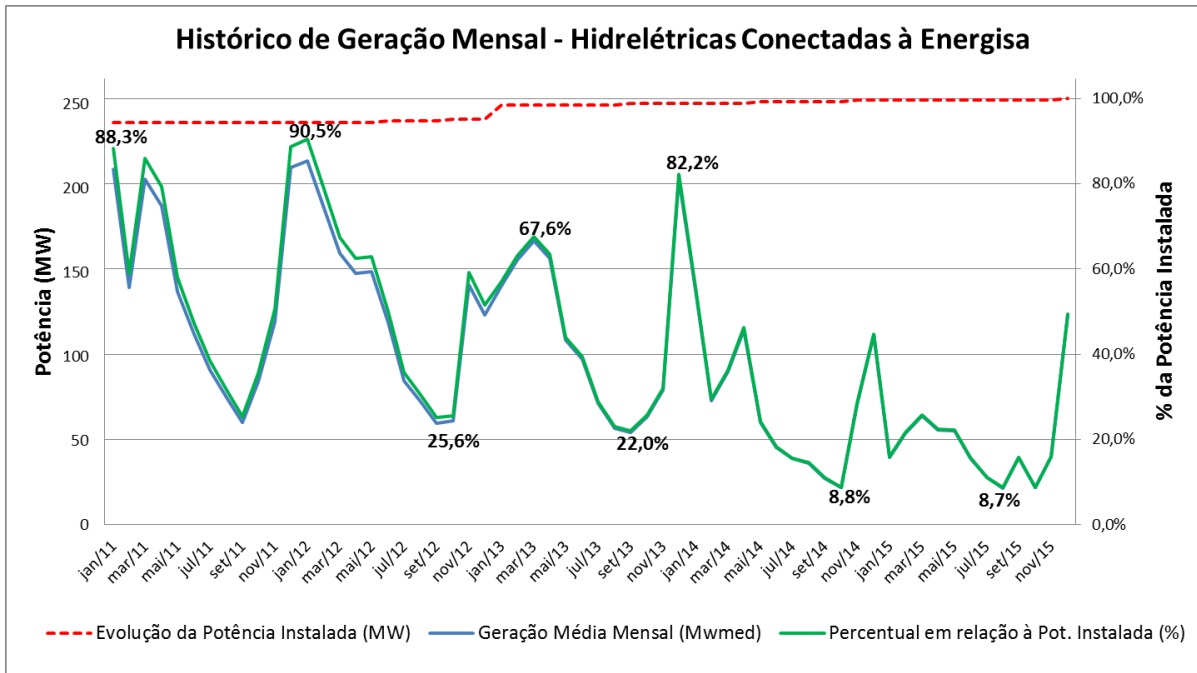


Figura 4-5 – Histórico da geração média mensal - hidráulicas conectadas à Energisa-MG (Fonte: CCEE)

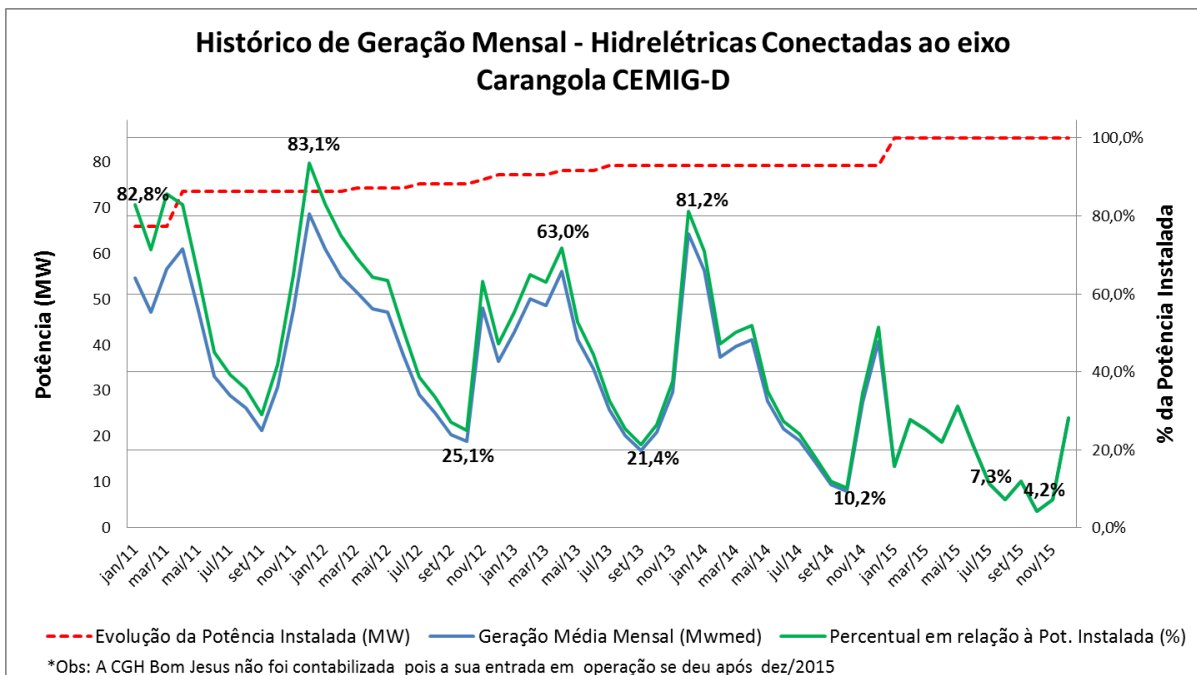


Figura 4-6 – Histórico da geração média mensal - hidráulicas conectadas ao eixo Carangola – Cemig-D (Fonte: CCEE)

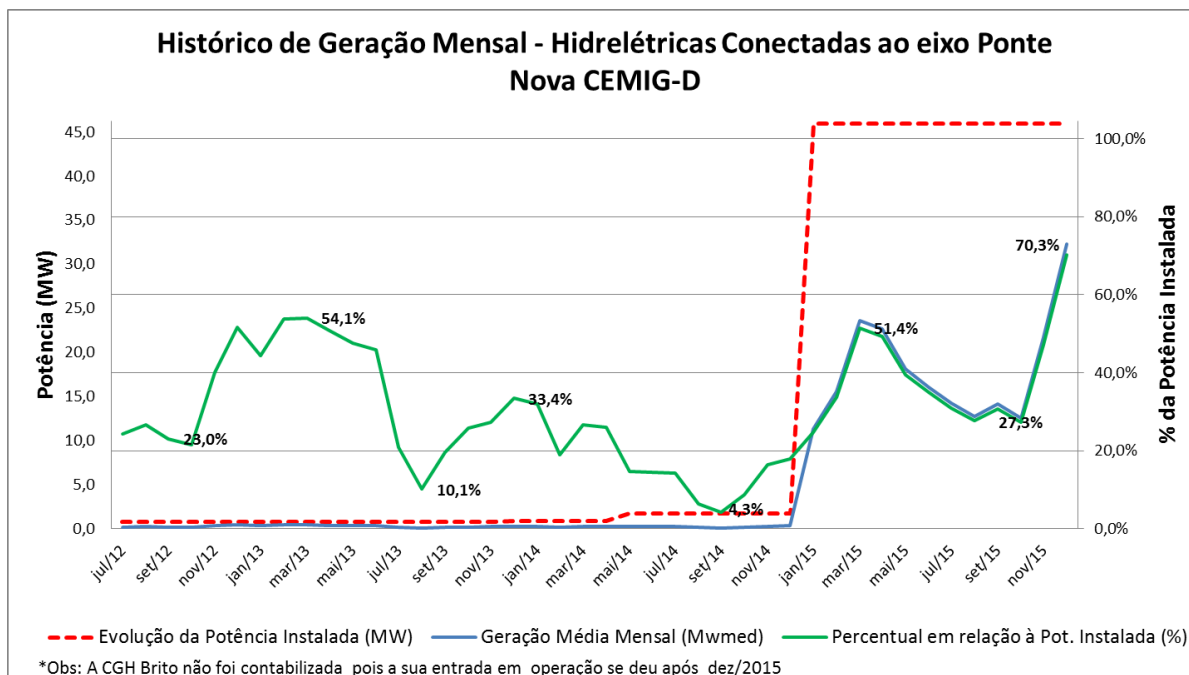


Figura 4-7 – Histórico da geração média mensal - hidráulicas conectadas ao eixo P. Nova – Cemig-D (Fonte: CCEE)

A Figura 4-5, a Figura 4-6 mostram que, até o ano de 2013, havia um comportamento usual dos níveis de geração do conjunto de usinas, com valores elevados no período úmido de cada ano e baixos no período seco, sendo nesse caso observados valores mínimos de aproximadamente 20%~25% da potência instalada. Nos anos de 2014 e 2015, no entanto, foram observados valores muito baixos de geração tanto no período úmido quanto no período seco, sendo observados valores de geração que chegaram a um mínimo de até 5%.

Esse é um cenário desfavorável para o atendimento regional da Energisa-MG e do eixo 138 kV de Carangola sob responsabilidade da Cemig-D, que nessa situação demanda altas potências da Rede Básica para cobrir a sua demanda, sobrecarregando também a sua rede interna em 138 kV e 69 kV.

Já a Figura 4-7 mostra que as PCHs conectadas ao eixo Ponte Nova, da Cemig-D, tiveram níveis de geração mais usuais no ano crítico de 2015, não sendo observados valores tão baixos quanto nos casos anteriores.

4.6 Elaboração dos Cenários

4.6.1 Escolha dos Cenários

Serão avaliadas somente as condições de intercâmbio, carga e geração mais críticas para o sistema da região de interesse. Nesse sentido, foram preparados 4 cenários, descritos sucintamente a seguir e mais detalhadamente no anexo 15.1.

- **Cenário 1:** carga média, norte seco, nordeste exportador (eólica e solar)
 - É o cenário crítico para o atendimento regional da Energisa-MG, quando há alto carregamento da interligação Nordeste-Sudeste e pouca geração interna na malha 138 kV da distribuidora.
- **Cenário 2:** carga pesada, norte seco, nordeste exportador (eólica)
 - É basicamente o mesmo cenário de geração do Cenário 1, mas no período de carga pesada, que é quando ocorre o maior montante de carga tanto para o eixo de Ponte Nova quanto para o de Carangola, da Cemig-D. Nesse sentido, basicamente foram alteradas as cargas dessas localidades, razão pela qual o Cenário 1 e o Cenário 2 serão apresentados no anexo 15.1 como sendo um único cenário.
- **Cenário 3:** carga leve, norte úmido, bacias Doce e Paraíba do Sul reduzidas
 - Nesse cenário, apesar do período úmido na região Norte, com alta transferência para o Sudeste, tem-se valores baixos de geração nas bacias do rio Doce e Paraíba do Sul, por volta dos 30%. O objetivo é verificar problemas principalmente no eixo de atendimento ao eixo de Ponte Nova, da Cemig-D.
- **Cenário 4:** carga Pesada, nordeste importador, térmicas RJ/ES com alta geração
 - Esse cenário foi analisado apenas para a alternativa vencedora, de forma a se verificar a harmonização da solução regional com a solução estrutural proposta pelo estudo [21], considerando os montantes já contratados e prospectivos geração térmica nos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo. Nesse cenário verificaram-se os maiores carregamentos na alternativa vencedora determinada nesse estudo.
- **Cenário 5:** carga leve, norte úmido, bacias Doce e Mucuri alta geração
 - Nesse cenário há alto nível de geração das usinas hidráulicas internas à malha da Energisa-MG (cenário úmido no Sudeste), aliado ao consumo interno reduzido do período de carga leve. O objetivo é verificar o comportamento da alternativa vencedora num cenário em que a área de concessão da Energisa-MG exporta energia para a Rede Básica.

4.7 Limites Operativos

4.7.1 Tensão

De acordo com o submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede [5], foram considerados os limites de tensão conforme Tabela 4-6. Para barras de conexão à rede básica de agentes de distribuição e de consumidores livres ou potencialmente livres, devem ser adotados, em contingência, os mesmos limites de operação normal.

Tabela 4-6 – 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

4.7.2 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 4-7, de acordo com o Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede do ONS.

Tabela 4-7 – Fatores de Potência por nível de tensão

Tensão Nominal do Ponto de Conexão	Faixa de Fator de Potência
$V_n \geq 345$ kV	0,98 indutivo a 1,0
69 kV $\leq V_n \leq 345$ kV	0,95 indutivo a 1,0
$V_n < 69$ kV	0,92 indutivo a 1,0 0,92 capacitivo a 1,0

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

4.7.3 Carregamento

Foram utilizados os limites de curta e longa duração informados pelas empresas proprietárias dos equipamentos no CPST – Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão. 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 - PET [8]. As demais obras foram definidas como indicativas, e serão incorporadas ao Programa de Expansão de Longo Prazo – PELP [8].

Cumprir 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 a região envolvida, essas obras se tornarão determinativas à medida que o horizonte do PET for incrementado.

Para todos os cenários 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 de interesse (área de concessão da Energisa-MG e área Mantiqueira da Cemig-D), compatíveis com o incremento anual dos períodos anteriores (ver Figura 4-2 e Figura 4-3). 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, quando for o caso.

Verifica-se que a maior parte da carga da Energisa-MG fica distante dos dois principais pontos de atendimento: a SE Padre Fialho e a SE Ilha dos Pombos, de forma que o fluxo de potência, nos cenários de maior demanda do sistema necessitam percorrer grandes distâncias no nível de tensão 138 kV para alcançar os pontos de maior demanda de carga.

5.2 Desempenho Elétrico da Rede

Para as análises de desempenho elétrico da rede de interesse consideraram-se dois critérios principais. O primeiro foi o atendimento do sistema aos procedimentos de rede, em regime normal e N-1 de elemento simples como linhas de transmissão, transformadores, etc.

As listas de contingências são apresentadas na Tabela 5-1 e Tabela 5-2.

Tabela 5-1 - Relação de contingências em 345 kV

345 kV
LT 345 KV Padre Fialho - Vitória C1
LT 345 KV Barro Branco - Padre Fialho C1
LT 345 KV Ouro Preto 2 - Barro Branco C1
LT 345 KV Itabirito 2 - Barro Branco C1
LT 345 kV Itabirito 2 - Ouro Preto 2 C1
LT 345 kV Itabirito 2 - Jeceaba C2
LT 345 kV Jeceaba - Lafaiete C1
LT 345 kV Itutinga - Jeceaba C1
LT 345 kV Lafaiete - Barbacena C1
LT 345 kV Barbacena - Santos Dumont 2 C1
LT 345 kV Santos Dumont 2 - Juiz de Fora 1 C1
LT 345 kV Itutinga - Juiz de Fora 1 C1
LT 345 kV Adrianópolis - Itutinga C2
LT 345 kV Nova Lima 6 - Ouro Preto 2 C1
LT 345 kV Taquaril - Nova Lima 6 C1

Tabela 5-2 - Relação de Contingências de Transformações

Transformações
345/138 kV Padre Fialho
500/345 kV Ouro Preto 2
500/138 kV Ouro Preto 2
345/138 kV Lafaiete
345/138 kV Barbacena
345/138 kV Santos Dumont 2
230/138 kV Ipatinga 1

Salienta-se que, tanto para linhas de transmissão paralelas quanto para transformações com unidades em paralelo, apresentaram-se os resultados em que houve maior carregamento percentual

do(s) elemento(s) paralelo(s) remanescente(s), dado que em alguns casos os elementos possuem capacidades e/ou parâmetros elétricos diferentes.

De forma a facilitar a apresentação do diagnóstico, as análises foram separadas em 3 regiões, que estão próximas geograficamente, mas que apresentam características geoeletricas distintas. As áreas são as listadas abaixo:

- A. Área Energisa-MG
- B. Eixo Carangola – Cemig-D
- C. Eixo Ponte Nova – Cemig-D

Em termos de monitoração dos fluxos, além das linhas de transmissão e transformações em pautas, foram monitorados tensão e fluxo em todas as barras e linhas de distribuição das três áreas

5.2.1 Desempenho em Regime Normal de Operação

A. Área Energisa-MG

O Cenário 1 é cenário crítico para atendimento à Energisa-MG. Ele consiste no patamar de carga média com a UTE Juiz de Fora desligada e valores muito reduzidos de geração hidrelétrica interna, que demandam altos carregamentos tanto nos pontos de fronteira quanto na rede interna da distribuidora. Nesse cenário é observada subtensão severa em toda a malha, mesmo com toda a compensação shunt interna disponível na rede interna ligada. Para possibilitar a convergência do caso, foi necessária até mesmo a aplicação de um compensador síncrono fictício na barra 138 kV de Cataguases 2, que gerou de 30 a 95 Mvar a depender do ano. A Figura 5-2 ilustra os níveis de tensão verificados em condição normal.

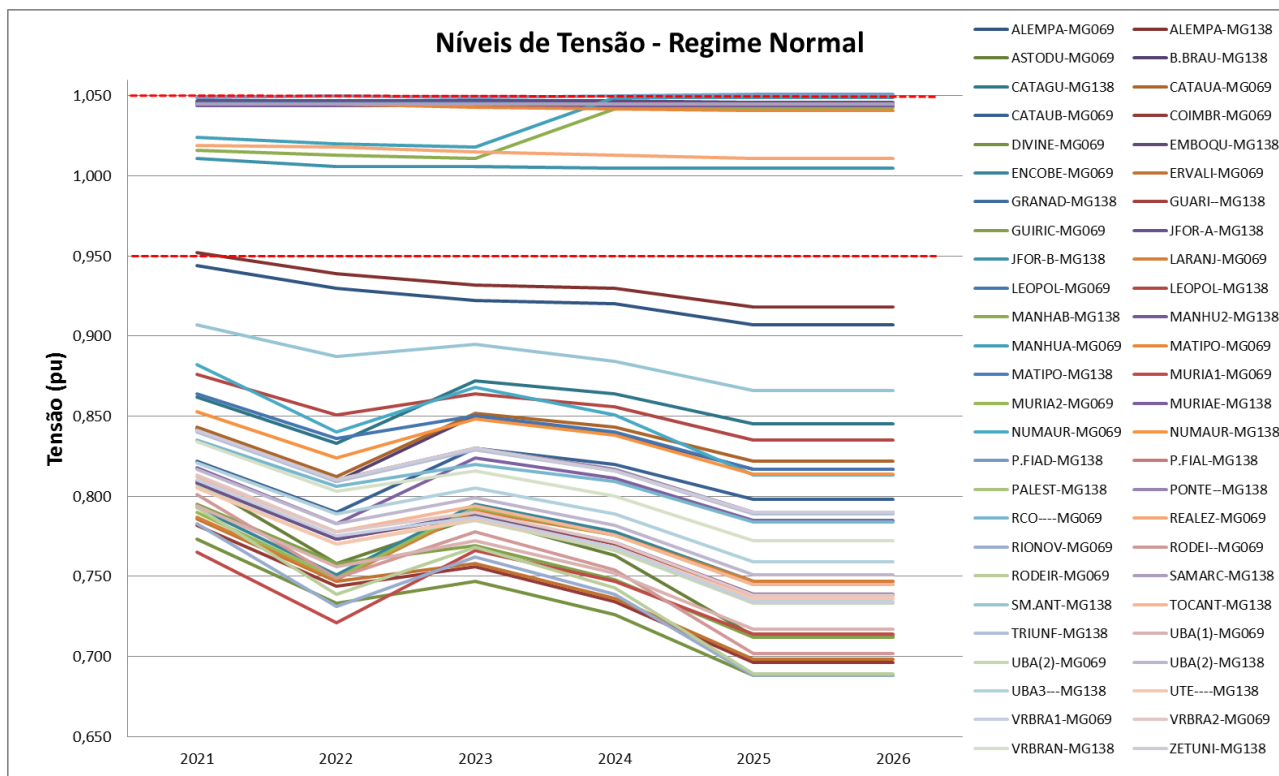


Figura 5-2 – Níveis de tensão – regime normal – área Energisa-MG

Observam-se tensões críticas em quase toda a malha da Energisa-MG. Exceção é feita à parte norte da área de concessão da empresa, que abrange os barramentos de Padre Fialho, Matipó e Manhuaçu. Nesse caso, a tensão em níveis próximos ao máximo permitido (1,05 pu) se deve principalmente à necessidade de ajustar o barramento de fronteira de Padre Fialho em 1,045 pu, de forma a minimizar as degradações na malha mais ao sul. Mesmo assim, a degradação de tensão é grave no cenário mais crítico, a ponto de ser necessária a utilização de um compensador síncrono (CS) fictício para convergência do caso. Isso explica a leve melhora no ano de 2023, quando o CS fictício gera um valor um pouco mais elevado de reativos.

São observadas também violações ou altos carregamentos em LDs que conectam os dois principais pontos de suprimento da Energisa-MG – SE Padre Fialho e SE Além Paraíba – aos principais centros de carga da distribuidora. Apesar da controlabilidade que o transformador defasador da SE Padre Fialho traz para a operação da malha 138 kV, observa-se que não há um ponto ideal de operação no cenário crítico, uma vez que, ao aumentar a injeção de potência ativa em Padre Fialho para controlar os fluxos nas LDs 138 kV Além Paraíba – Leopoldina e Além Paraíba – Cataguases, viola-se o carregamento da LD 138 kV Padre Fialho – S. Miguel do Anta. A Figura 5-3 ilustra qualitativamente essa questão.

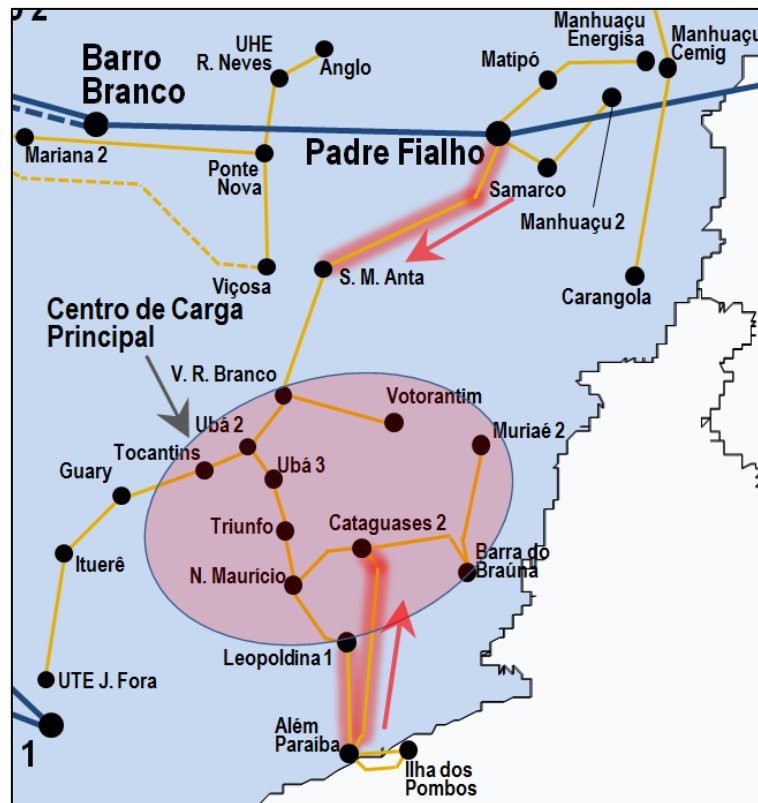


Figura 5-3 – Altos carregamentos observados na área da Energisa-MG

A simulação mostra que a degradação de tensão é tão severa e o montante de reativo que circula nas linhas de distribuição é tão alto, que necessita-se fazer uma correção do carregamento utilizando o fator de potência mínimo de 0,95, a partir do valor do fluxo de potência ativa. O intuito dessa correção é verificar se, mesmo com níveis aceitáveis de tensão e de fator de potência, ainda permanecem as violações observadas.

Da Figura 5-4 à Figura 5-7 são mostrados os elementos para os quais verificaram-se carregamentos superiores a 85%.

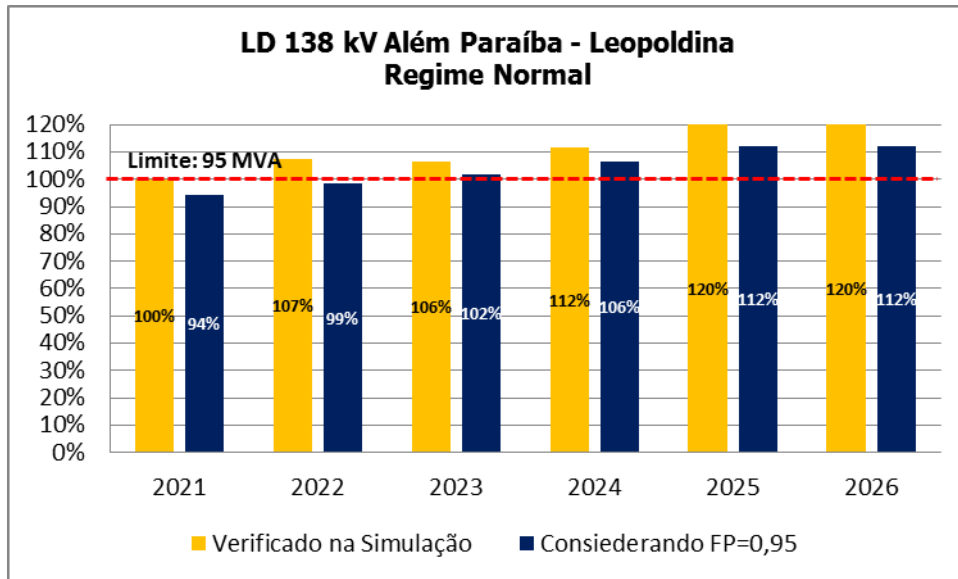


Figura 5-4 – Sobrecarga LD 138 kV Além Paraíba – Leopoldina – Regime Normal

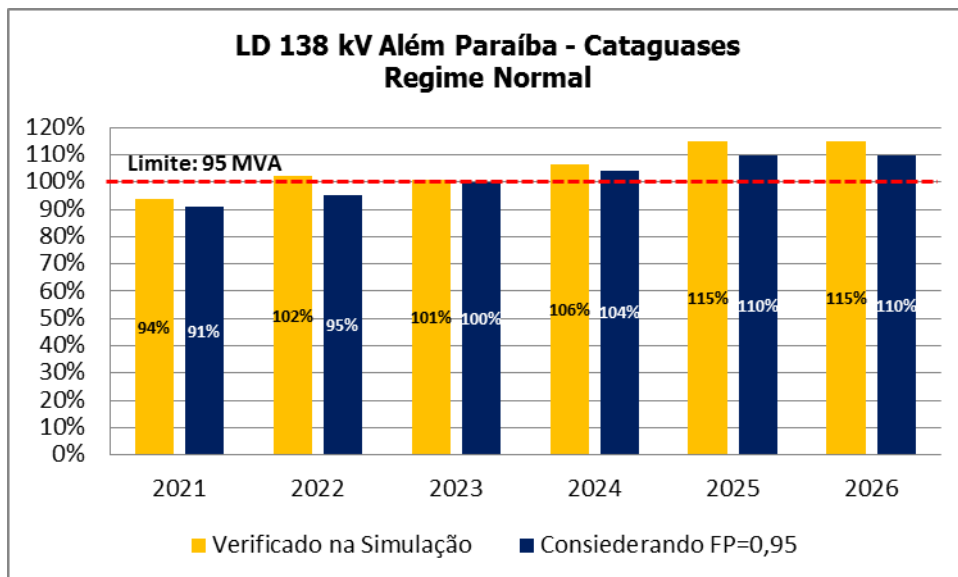


Figura 5-5 – Sobrecarga LD 138 kV Além Paraíba – Cataguases – Regime Normal

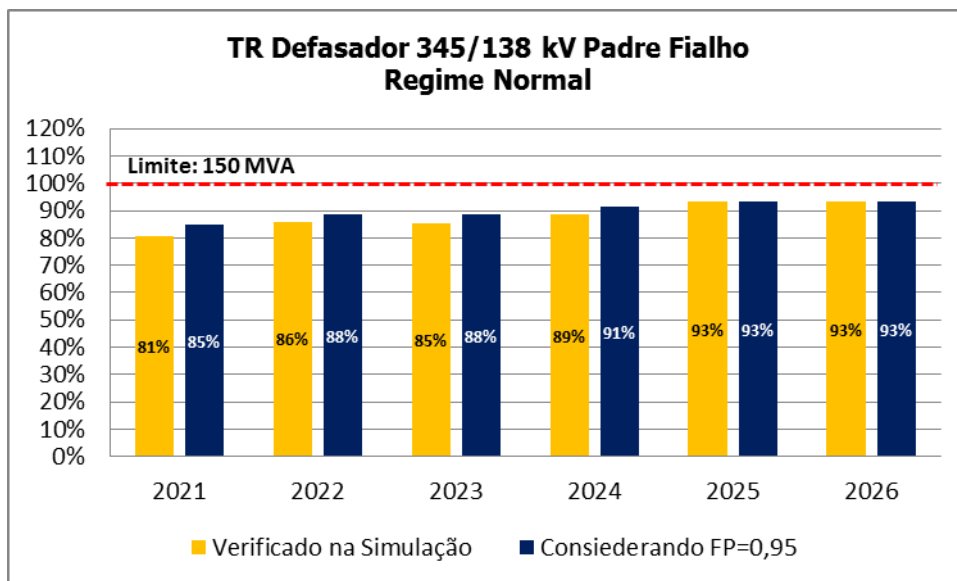


Figura 5-6 – Carregamento TR 345/138 Padre Fialho – Regime Normal

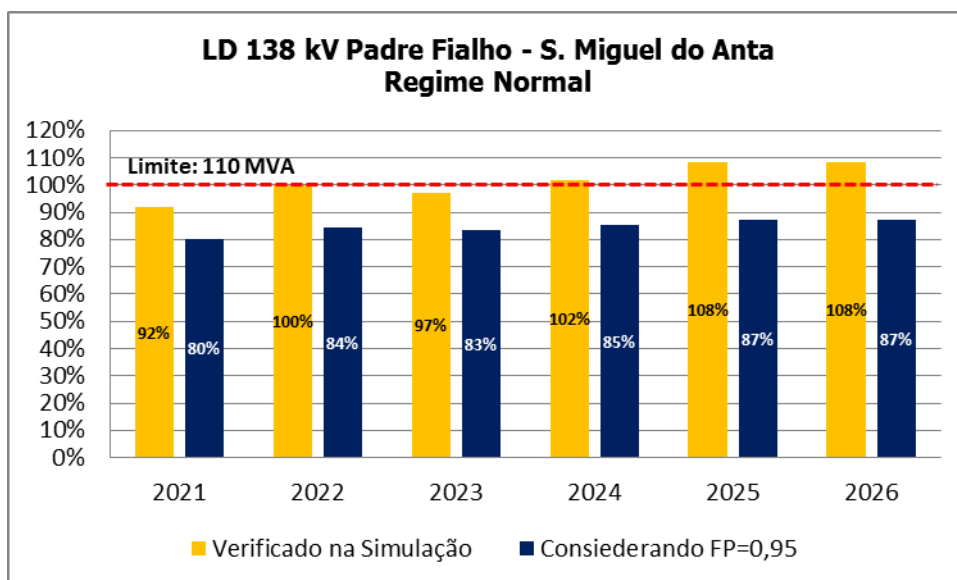


Figura 5-7 – Sobrecarga LD 138 kV Além Paraíba – Cataguases – Regime Normal

B. Eixo Ponte Nova – Cemig-D

A análise desse ramal 138 kV – que atende as cidades de Congonhas, Ouro Preto, Mariana, Ponte Nova e Viçosa – foi solicitada pela Cemig-D em face principalmente de uma restrição operativa severa que vem ocorrendo desde setembro de 2015, com o rompimento da barragem da Samarco, no município de Mariana. Em virtude desse rompimento, a UHE Risoleta Neves, que se localiza a jusante da barragem e que se conecta eletricamente ao sistema 138 kV da Cemig-D próximo a Ponte Nova, está fora de operação por tempo indeterminado. Com uma potência instalada de 140 MW, essa UHE fornecia, mesmo nos períodos de seca, algum suporte de potência ativa e reativa para

essa malha 138 kV. Com isso, a Cemig-D vem enfrentando muitos desafios na operação desta região, que culminou na definição de reforços emergenciais, listados abaixo:

- Banco de capacitores shunt 138 kV de 16,4 Mvar em Viçosa 1, com previsão de entrada em operação em 2020;
- Banco de capacitores shunt 138 kV de 24,6 Mvar em Risoleta Neves, em operação desde 2017;
- LD 138 kV Ouro Preto 3 – Viçosa 2 e reforços correlatos, com previsão de entrada em operação em 2021;

Esses elementos, por terem previsão de entrada em operação anterior ao início do horizonte dos estudos, serão considerados nos casos de trabalho para diagnóstico.

Com os reforços mencionados acima não foram observadas violações de carregamento e nem de tensão para essa região no Cenário 2, que é o mais crítico para esse eixo. A Figura 5-8 mostra os perfis de tensão para as barras dessa área.

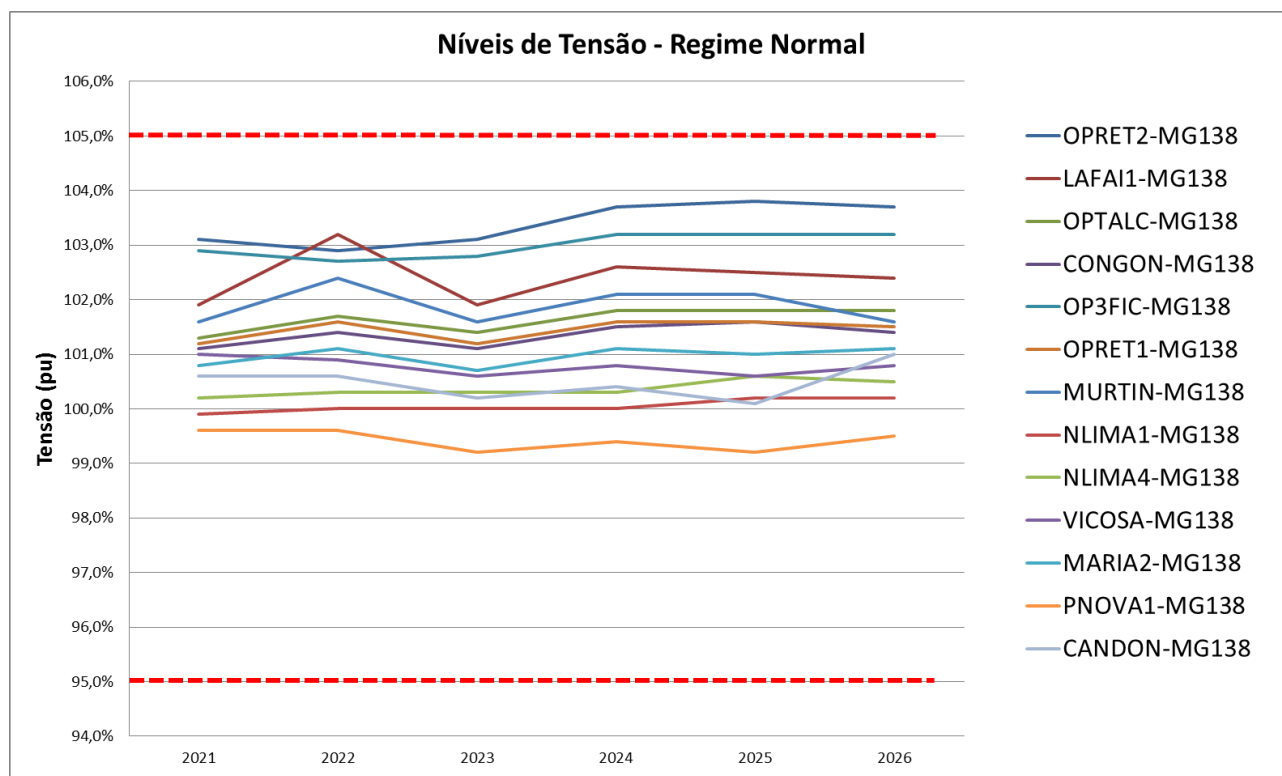


Figura 5-8 - Níveis de tensão – regime normal – Eixo Ponte Nova – Cemig-D

C. Eixo Carangola – Cemig-D

A análise desse ramal 138 kV – que vai desde a SE 230/138 KV Ipatinga 1 até a SE 138 kV Carangola, passando pelas SEs Inhapim, Caratinga e Manhuaçu – foi uma solicitação da Cemig-D, que informou

estar com restrições de atendimento locais, notadamente controle de tensão. O intuito é identificar essas dificuldades nessa etapa e, caso confirmadas, propor alternativas tanto no âmbito da distribuição quanto da Rede Básica, se justificável.

Esse ramal tem uma característica radial, tendo como único ponto de atendimento a SE de fronteira Ipatinga 1. É importante salientar que a SE Manhuaçu da Cemig-D não atende nenhuma carga desta distribuidora, tendo como principal função ser uma subestação de chaveamento para o atendimento da SE 138 kV Carangola, que atende, além do município homônimo, municípios vizinhos que são área de concessão da Cemig-D. A SE Manhuaçu da Cemig-D, no entanto, é acessada pela Energisa-MG, que atende parte da carga da cidade de Manhuaçu e região. Estão conectadas a esse eixo, ainda, todas as usinas enumeradas na Tabela 4-4.

Para essa análise, foram alterados os montantes de carga representados nas barras, em relação ao informado pela distribuidora no ciclo do PD2026. Segundo informação e medição por parte da Cemig-D, verifica-se uma divergência entre os valores medidos de 2016 (carga máxima simultânea para o ramal, com crescimento estimado para 2017) e os valores do caso PD2026 para o ano 2017. Essa divergência, de aproximadamente 12 MW, pode ser explicada pela metodologia aplicada pela Cemig-D para definir os valores de demanda que são informados e utilizados na formulação do PD. A fim de melhor representar a demanda máxima da região, sem incorrer no sobredimensionamento desta demanda, usam-se fatores de coincidência que tornam o valor representado no caso menor que o máximo efetivamente medido por barra. Desta forma, de forma a simular o pior caso para o ramal, optou-se por alterar o valor de demanda fornecido no âmbito do PD2026, de forma a torná-lo mais aderente à realidade.

A distribuidora alegou, também, que o montante contratado pela Energisa-MG no barramento de Manhuaçu era de 30 MW, com previsão de aumento para 32 MW em 2019 e que, portanto, esse valor de carga deveria ser considerado nas simulações. No entanto, os valores de carga informados para esse barramento pela própria distribuidora Energisa-MG no âmbito do PD 2026 foi um pouco menor que o valor de contrato. A EPE entende que valores contratuais, por considerarem outros fatores como riscos e confiabilidade, inerentes ao modelo de negócio da distribuição, não devem ser levados em conta pelo planejamento neste caso, sendo o valor informado pela Energisa-MG o montante considerado nas análises.

A Figura 5-9 ilustra os níveis de tensão observados em regime normal nos barramentos 138 kV deste ramal.

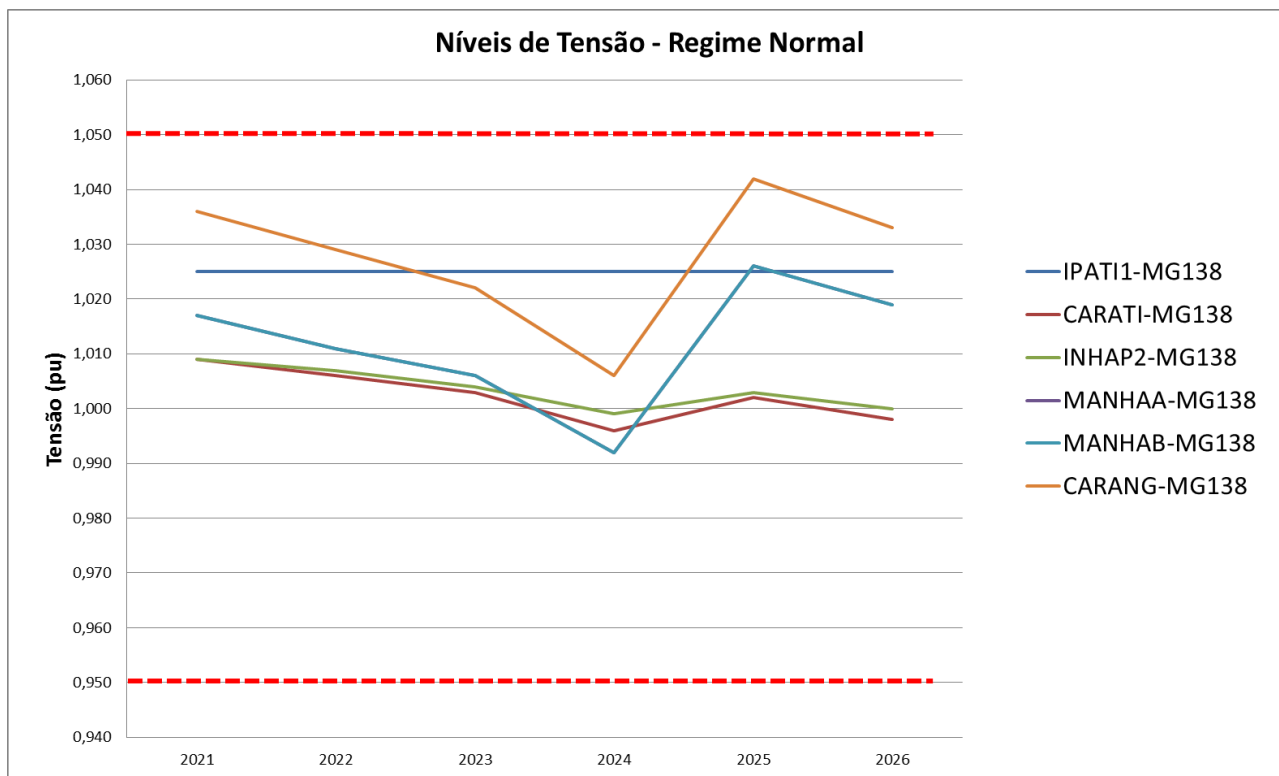


Figura 5-9 - Níveis de tensão – regime normal – Eixo Carangola – Cemig-D

Verificam-se níveis de tensão satisfatórios em todas as barras que compõem o ramal, mesmo considerando a demanda máxima e a geração mínima das PCHs e CGHs conectadas ao ramal. No ano de 2025, foi possível fazer manobras nos bancos de capacitores *shunt* disponíveis no ramal para manter os patamares de tensão no meio da faixa operativa, o que explica o aumento nos perfis de algumas barras.

Em regime normal também não foi observada nenhuma violação de carregamento em LDs do ramal neste cenário crítico de carga e geração. O maior carregamento observado no ano de 2026 foi na LD 138 kV Caratinga – Manhuaçu, que apresentou carregamento de cerca de 80% da capacidade.

5.2.2 Desempenho em Regime de Emergência

A. Área Energisa-MG

Em regime de emergência, foram identificadas algumas violações, sendo as duas piores a perda da transformação 345/138 kV da SE Padre Fialho – que inclui o transformador defasador instalado em série – e a perda da LT 345 kV Barro Branco – Padre Fialho.

Do ponto de vista de tensão, verificaram-se níveis muito degradados, a ponto de o caso nem mesmo convergir para as contingências mencionadas. É perceptível que, se os níveis de tensão em regime estão já bastante degradados, as referidas contingências pioram o já preocupante panorama em

regime normal. Desta forma, por não ter sido possível nem mesmo simular essas contingências, não será mostrado nenhum gráfico com os níveis de tensão em contingência para essa região.

A simulação de carregamento somente foi possível fazendo uso do fluxo de potência linearizado, de forma a ser possível a medição do carregamento dos circuitos. Nessas condições, a Figura 5-10 mostra o carregamento das LDs 138 kV que apresentaram sobrecarga na perda do ATR 345/138 kV da SE Padre Fialho.

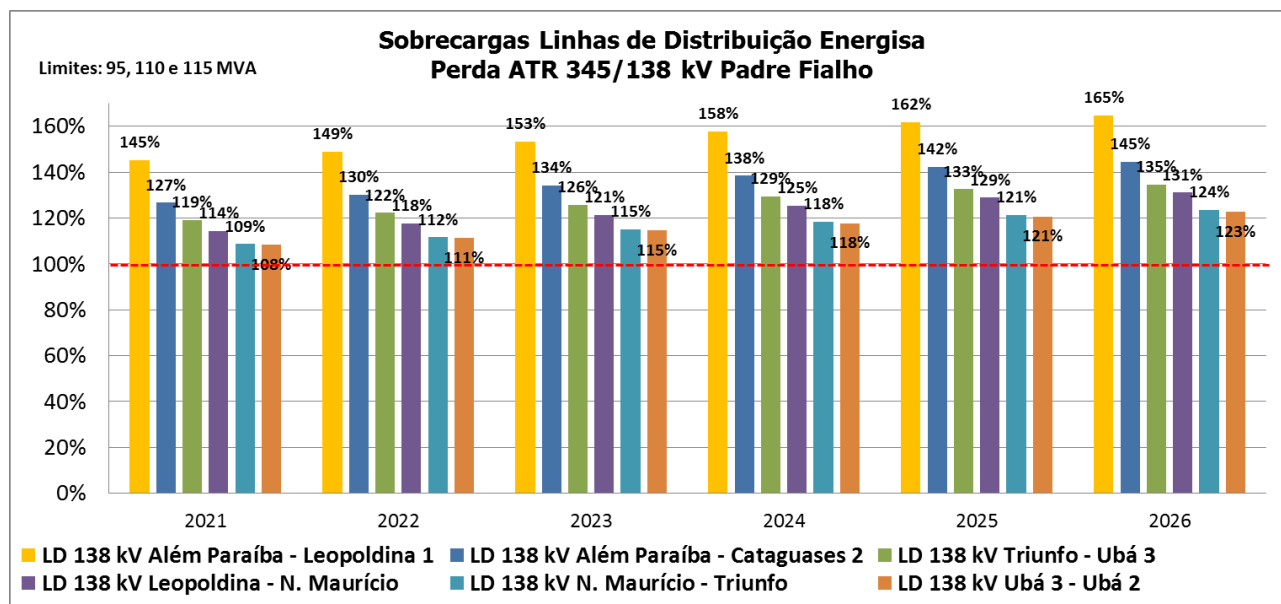


Figura 5-10 – Sobrecargas LDs Energisa-MG – Perda ATR 345/138 kV Padre Fialho

Percebe-se que, quando da perda da transformação 345/138 kV da SE padre Fialho, que só possui uma unidade, basicamente toda a região de concessão da Energisa-MG fica atendida pela SE Além Paraíba, que se conecta ao sistema da distribuidora Light. A Figura 5-11 ilustra esquematicamente as LDs 138 KV que apresentaram sobrecargas, destacando que o montante de sobrecarga em todas elas foi muito elevado, de 23% a 65% acima do limite, no ano de 2026.

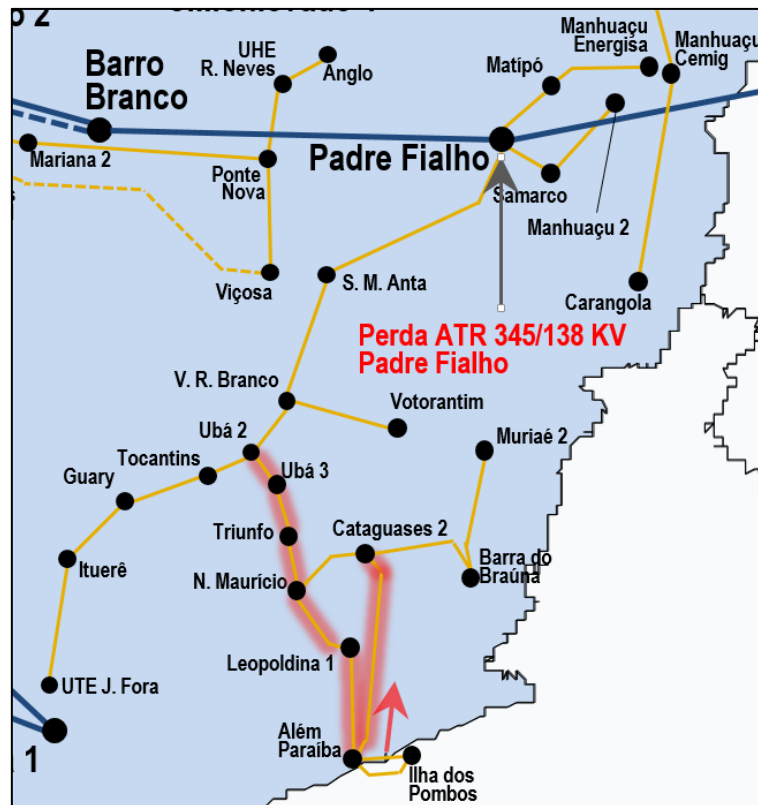


Figura 5-11 – Esquema das LDs em sobrecarga

Outra contingência que causa sobrecarga, embora em menor nível de abrangência e severidade, é a perda da LT 345 kV Barro Branco – Padre Fialho. São verificadas sobrecargas na LD 138 kV Além Paraíba – Leopoldina 1 e Além Paraíba – Cataguases 2, cujos carregamentos são mostrados na Figura 5-12. Nesse caso, os resultados também foram obtidos utilizando fluxo de potência linearizado.

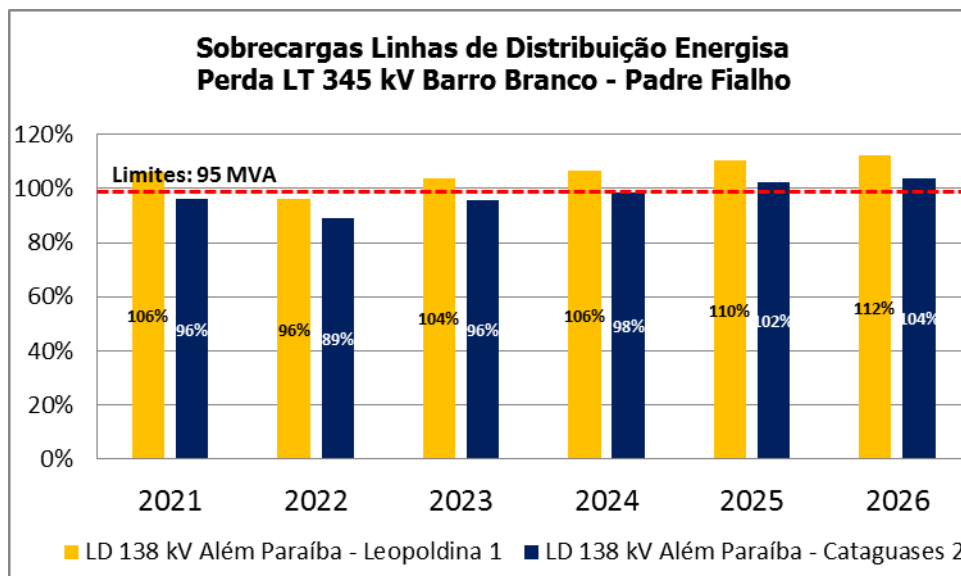


Figura 5-12 - Sobrecargas LDs Energisa-MG – Perda LT 345 kV Barro Branco – Padre Fialho

É importante salientar que esses níveis de sobrecarga ocorrem com um ajuste prévio do ângulo do transformador defasador de Padre Fialho que equilibra os carregamentos das LDs em destaque na Figura 5-3. Para essa contingência específica, é possível reajustar o ângulo do referido equipamento após a ocorrência e eliminar a sobrecarga observada. No entanto, tal manobra, em virtude do caráter mecânico da variação do tape, pode levar um intervalo de tempo da ordem de minutos, de tal forma que considerou-se como violação esse período que antecede a atuação do controle do transformador defasador.

Além disso, é fundamental destacar que, em ambas contingências, os níveis de tensão que já eram muito degradados em regime normal sofrem um decréscimo tão substancial que as simulações de fluxo de potência nem mesmo podem ser feitas. Em especial na perda da transformação de Padre Fialho, quase toda a Zona da Mata Mineira sob concessão da Energisa-MG fica atendida pela conexão com a Light, causando afundamento de tensão severo em todo o sistema Energisa-MG.

Os resultados demonstram que faz-se necessário um reforço estrutural para a região. Não se trata apenas de um caso de ajustes na compensação reativa da área – o fator de potência da área, considerando a compensação shunt existente, é da ordem de 0,98 – mas de um déficit estrutural da região em razão dos principais centros de carga estarem muito distantes dos dois principais pontos de suprimento da malha 138 kV.

B. Eixo Ponte Nova – Cemig-D

A pior contingência para esse eixo é a perda da LT 345 kV Jeceaba – Lafaiete 1, que ocasiona altos carregamentos em LDs da Cemig-D, com violação marginal prevista no final do horizonte. São observados altos carregamentos principalmente no Cenário 3, de carga leve, com alta geração eólica

concomitante ao cenário Norte Exportador. É um cenário que além de ter baixa probabilidade, pode ser considerado indicativo, visto que foi incluída a contratação futura de geração eólica na região Nordeste. Essa contratação conta com incertezas locacionais e quantitativas, que podem afetar os carregamentos da interligação Nordeste-Sudeste. A Figura 5-13 apresenta os carregamentos para a contingência da LT 345 kV Jeceaba – Lafaiete 1 nestas condições.

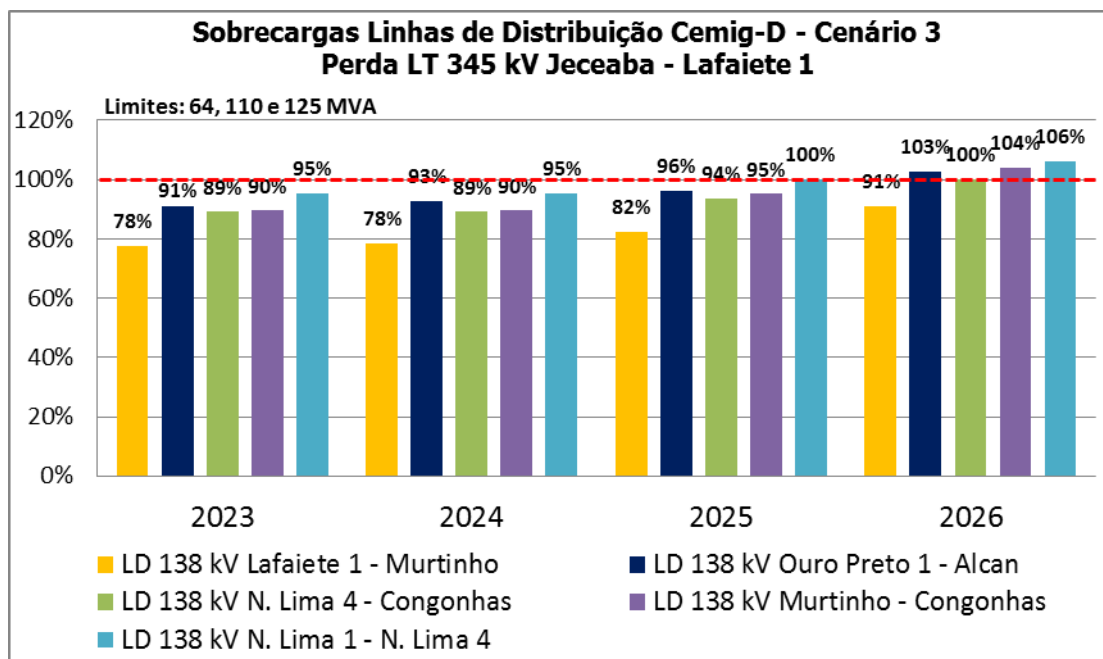


Figura 5-13 - Sobrecargas LDs Cemig-D – Perda LT 345 kV Jeceaba – Lafaiete 1 – Cenário 3

Essa contingência também causa sobrecarga marginal no Cenário 2, conforme Figura 5-14, com sobrecarga de até 104% na LD 138 kV Ouro Preto 1 – Alcan, que possui apenas 4 km. A LD 138 kV Congonhas – Murtinho também atinge valores altos de carregamento.

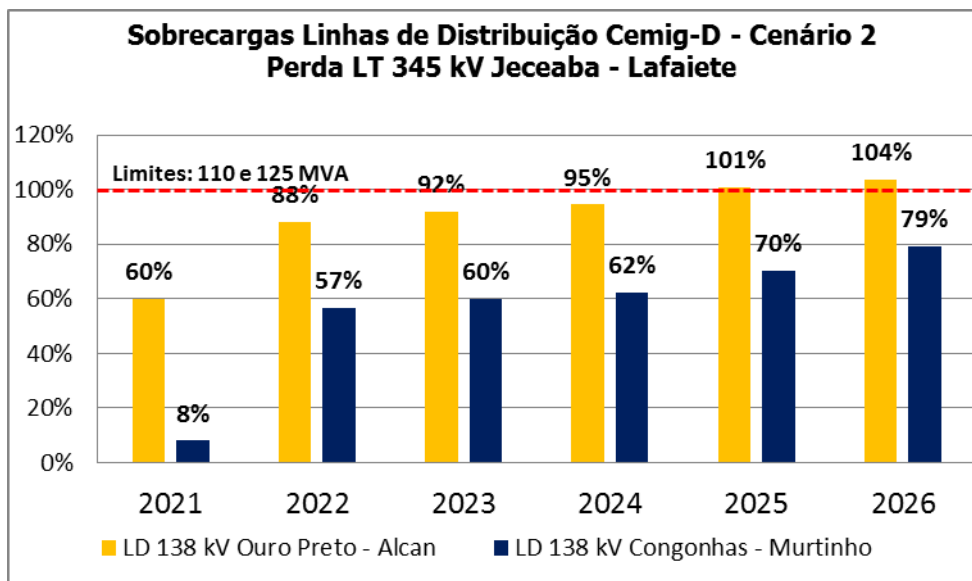


Figura 5-14 - Sobrecargas LDs Cemig-D – Perda LT 345 kV Jeceaba – Lafaiete 1 – Cenário 2

A Figura 5-15 ilustra esquematicamente as LDs que apresentam altos carregamentos e/ou sobrecarga na perda da LT 345 kV Jeceaba – Lafaiete 1.

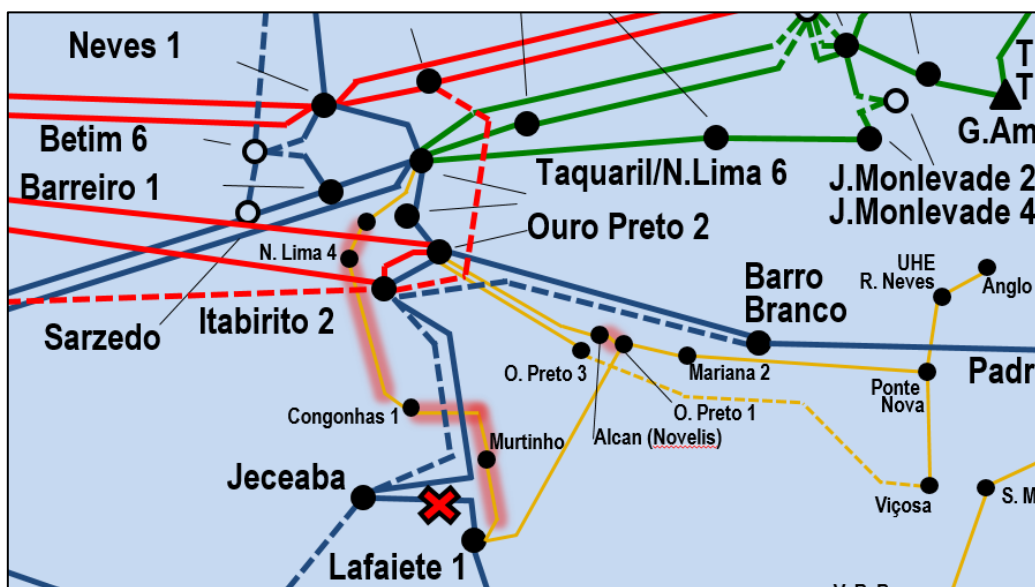


Figura 5-15 - Esquema das LDs com altos carregamentos na perda da LT 345 kV Jeceaba – Lafaiete 1

Não se considera essas sobrecargas algo preocupante. Primeiramente, porque ocorrem no final do horizonte e no Cenário 3, que é de baixa probabilidade e pode contar com mudanças a depender da contração eólica e solar na região Nordeste. Em segundo lugar, a única sobrecarga verificada no Cenário 2 é uma LD de apenas 4 km, que pode ser recapitada a um custo baixo. Essa já é inclusive uma obra que estava sendo cogitada pela Cemig-D.

Cumpramos destacar que, nesta contingência, todos os limites de tensão são respeitados, tanto no Cenário 2 quanto no Cenário 3.

C. Eixo Carangola – Cemig-D

Por ser um atendimento radial, a pior contingência de Rede Básica para esse eixo é a perda de uma unidade da transformação 230/138 kV Ipatinga 1, que implica uma leve diminuição no fornecimento de reativos advindos da Rede Básica. A Figura 5-16 mostra, porém, que a tensão varia muito pouco em relação à observada em regime normal, permanecendo com folga dentro dos limites estabelecidos. Adicionalmente, verifica-se uma variação apenas marginal dos fluxos nas LDs que compõem ramal nesta contingência, sem qualquer violação.

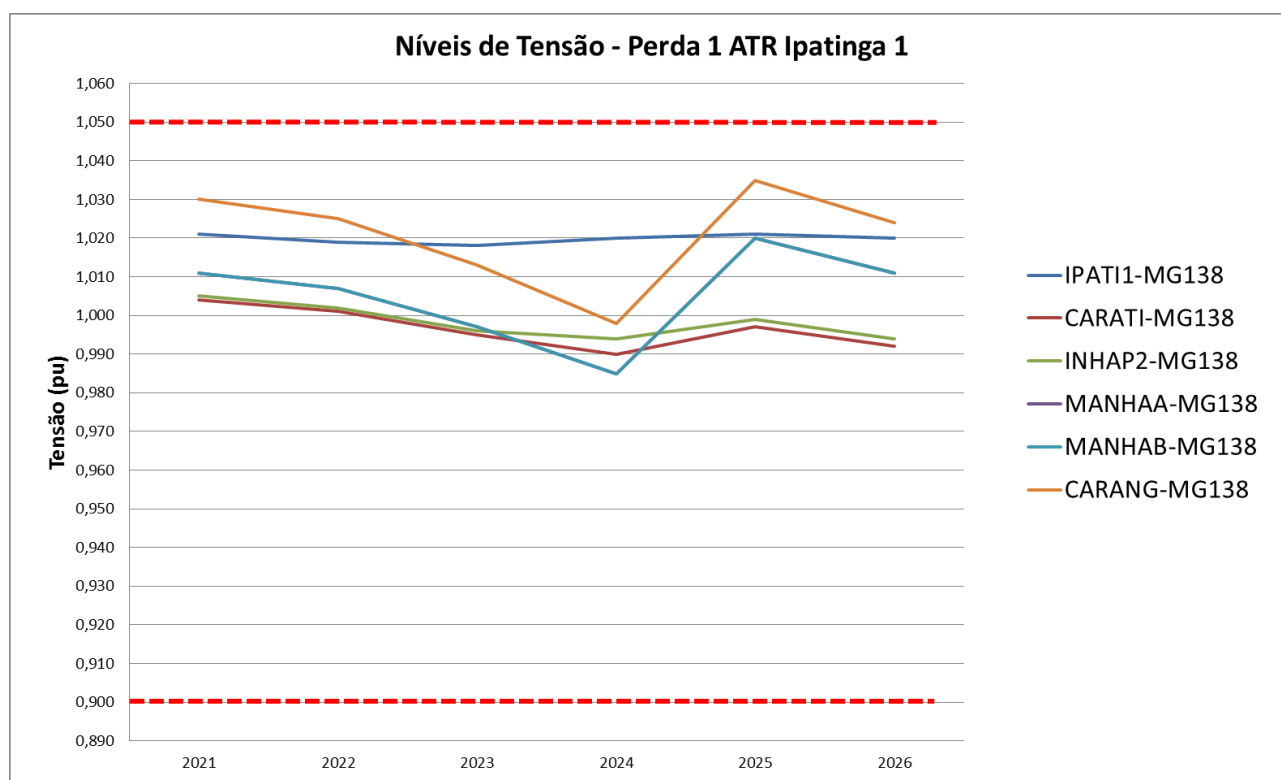


Figura 5-16 - Níveis de tensão – perda 1 ATR Ipatinga 1 – Eixo Carangola – Cemig-D

5.2.3 Conclusões do Diagnóstico

No que se refere ao atendimento da área de concessão da Energisa-MG, observou-se um atendimento muito degradado no Cenário 1, com níveis de tensão muito baixos mesmo em regime normal. Observa-se que, em se repetindo a seca observada em 2014 e 2015, com valores muito baixos de geração nas usinas hidrelétricas conectadas à malha da distribuidora, o sistema entra em colapso, principalmente na perda da transformação 345/230 kV Padre Fialho. A conclusão do diagnóstico desta área é de que cabe a avaliação de um reforço estrutural para a região, tendo como alternativa um novo ponto de suprimento da Rede Básica.

Em relação ao ramal de atendimento 138 kV da região de Ponte Nova, foi observado que os reforços emergenciais em fase de planejamento e implantação por parte da Cemig-D garantiram níveis de tensão adequados em regime normal e em contingências da Rede Básica, mesmo considerando a UHE Risoleta Neves fora de operação. Foi observada, no ano final do horizonte, violação de carregamento na LD 138 kV Alcan – Ouro Preto 1, tanto no Cenário 2 quanto no Cenário 3, para a perda da LT 345 kV Jeceaba – Lafaiete 1. Essa contingência também causa altos carregamentos em outras LDs da região no Cenário 3. A conclusão é de que deverá ser realizada uma análise comparativa entre reforço de distribuição e de Rede Básica neste caso, e que esteja harmonizado com a solução proposta para o atendimento à área da Energisa-MG.

Finalmente, em relação ao ramal de atendimento 138 kV de Carangola, não foi observado, à luz dos critérios estabelecidos pelo planejamento, nenhum problema na sua operação futura, seja em regime normal, seja em contingência de elementos da Rede Básica. Observa-se que, por ser um ramal muito longo, o seu perfil de curva QV é bastante sensível, o que traz algumas dificuldades no controle de tensão rotineiro do ramal, sendo possível, no entanto, realizar manobras nos bancos de capacitores *shunt* dentro dos limites e critérios estabelecidos. A conclusão do diagnóstico para essa área é de que não se verificam razões para se propor reforço estrutural de Rede Básica para essa região. Cumpre notar, no entanto, que faz parte do modelo de negócio da distribuidora a gestão dos índices de confiabilidade e a avaliação de custo-benefício de reforços para melhorá-los. Neste sentido, a Cemig-D sinalizou o seu interesse em acessar a SE Padre Fialho no intuito de trazer maior confiabilidade ao ramal. O detalhamento desse reforço será melhor ilustrado no item 6 e a sua concepção se dará em harmonia com as alternativas propostas para atendimento à área da Energisa-MG.

6 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS

Levando em consideração as conclusões do diagnóstico, verificou-se que os problemas encontrados podem ser divididos entre a área de concessão da Energisa-MG e o eixo Ponte Nova, não sendo possível resolver todos os problemas com uma solução global única. Logo, foi adotada a divisão do estudo em 2 etapas, por região eletro-geográfica:

- Etapa 1: Atendimento à área de concessão da Energisa-MG, considerando o acesso da Cemig-D à SE Padre Fialho para atendimento a Carangola;
- Etapa 2: Atendimento ao eixo Ponte Nova, considerando a solução estrutural proposta na Etapa 1, que poderá trazer benefícios indiretos ao atendimento desse ramal, que apresenta problemas menos severos e em anos mais à frente do horizonte.

6.1 Etapa 1 – Atendimento à Energisa-MG

6.1.1 SE Padre Fialho – uma breve contextualização

A SE Padre Fialho foi concebida no estudo EPE-DEE-RE-085/2009 [18] e sua concessão foi definida através do leilão 005/2009 – Lote B, cujo edital previa a construção do pátio 345 kV da SE 345 kV Padre Fialho em terreno adjacente à SE 138 kV existente pertencente à Energisa-MG, conforme Figura 6-1, extraída do edital.

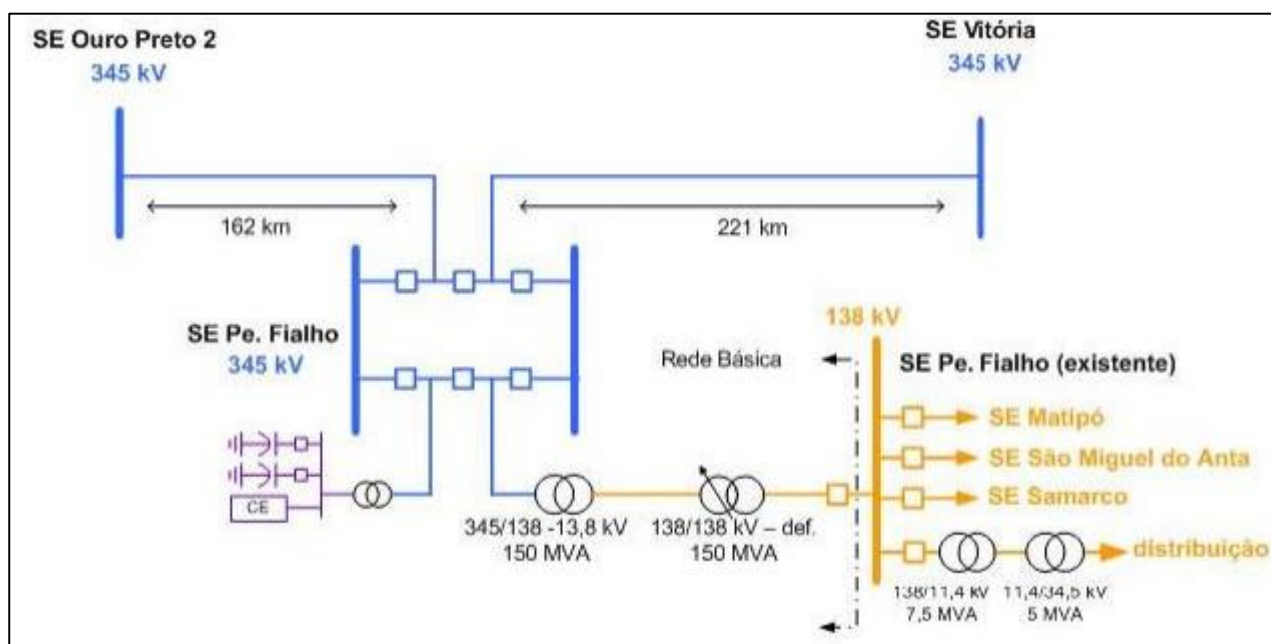


Figura 6-1 – Esquema de implantação pátio 345 kV Padre Fialho (fonte: edital Aneel)

A transmissora responsável pela execução da obra cumpriu o edital, sendo que a SE, atualmente em operação, tem arranjo idêntico ao disposto na Figura 6-1.

Esta configuração, no entanto, foge à prática usualmente adotada para concessão de novas SEs de fronteira, em que o agente de transmissão é responsável pela execução e operação de um barramento de fronteira com tensão menor que 230 kV, e a distribuidora e demais agentes de geração e consumo acessam este barramento, seja por novas linhas de distribuição ou seccionamentos de linhas existentes. Nessa configuração, o barramento de fronteira fica à disposição para livre acesso de outras distribuidoras, que compartilhariam, neste caso, a parcela TUST fronteira da tarifa com as demais distribuidoras conectadas ao barramento. A escolha por uma configuração não convencional neste caso está certamente justificada pela busca da modicidade tarifária, uma vez que ela exige menos investimentos em módulos de conexão e entradas de linha, tanto por parte da transmissora quanto por parte da distribuidora. É uma lógica bastante razoável, tendo em vista que, à época, não se vislumbrava o acesso de outros agentes à SE, apenas a distribuidora Energisa-MG.

Esta contextualização é importante pois, na atual configuração, o interesse da Cemig-D em acessar o barramento 138 kV da SE Padre Fialho através de uma nova LD 138 kV Padre Fialho – Carangola não seria considerado um acesso à Rede Básica de Fronteira, mas à rede da distribuidora Energisa-MG, e estaria sujeita à tarifação desta distribuidora. A Cemig-D realizou inclusive contatos com a Energisa-MG e visita técnica à SE para levantar e discutir o problema em 18/05/2016. A EPE entende que esta impossibilidade de a Cemig-D acessar uma SE de fronteira fere o princípio de livre acesso à rede e, portanto, realizou uma consulta à empresa Linhas de Transmissão de Montes Claros S.A. – LTMC (State Grid Brazil Holding), concessionária responsável pelo pátio 345 kV da SE Padre Fialho, no sentido de se averiguar a possibilidade de adequar o arranjo desta subestação.

A proposta de adequação enviada para avaliação da transmissora contempla os seguintes itens:

- i. Adequação da subestação através da instalação de um novo barramento BD4 de 138 kV que fará o papel do barramento de fronteira. Transferência das conexões do transformador de fronteira e do acesso da Energisa-MG para esse novo barramento de fronteira.
- ii. Instalação de mais um banco de transformadores 345/138 kV de 150 MVA, devendo ser mantido espaço físico suficiente para a instalação de um 3º banco de transformadores, bem como para a instalação de 02 transformadores defasadores futuros para essas 2 novas unidades.

Através do ofício LTMC/OM/019/16, a transmissora afirmou que são viáveis tecnicamente todas as adequações listadas pela EPE. Para maiores detalhes, consultar a documentação completa no anexo 15.2 deste relatório.

Desta forma, considerando o pedido de acesso da Cemig-D à SE Padre Fialho, a adequação (i) fica estabelecida como obra comum a todas as alternativas, assim como a LD 138 kV Padre Fialho – Carangola, sob responsabilidade da Cemig-D. As expansões previstas na adequação (ii) estão presentes apenas naquelas alternativas em que sua necessidade se justifica, e a sinalização por parte da LTMC permitiu considerá-las nestes casos como tecnicamente viáveis.

6.1.2 Definição de um novo ponto de atendimento para a Energisa-MG

A concepção de alternativas partiu da premissa de que apenas reforços de distribuição não permitem a adequada operação do sistema até o final do horizonte. Foram feitas análises de sensibilidade utilizando apenas reforços de distribuição, na qual foi necessária a aplicação de muitos circuitos 138 kV em paralelo e a instalação muito robusta de compensação *shunt* distribuída por toda a rede 138 kV da distribuidora, a fim de eliminar as sobrecargas e atingir níveis aceitáveis de tensão.

Cumprir mencionar que mesmo ao se considerar um novo ponto de suprimento da Rede Básica para a Energisa-MG, serão necessários reforços adicionais por parte desta distribuidora, incluindo nesse rol tanto a aplicação maciça de bancos de capacitores *shunt* quanto a construção de novos circuitos 138 kV, como será visto adiante.

Por estas razões, tomou-se como premissa, para todas as alternativas, a utilização de uma nova subestação de fronteira 345/138 kV. A tensão nominal de 345 kV do lado de alta foi escolhida pelo fato de as instalações de transmissão mais próximas pertencentes à Rede Básica – tanto no Estado de Minas Gerais quanto no Estado do Rio de Janeiro – possuírem este nível de tensão. Adicionalmente, o nível de potência a ser atendida é compatível com os carregamentos usuais para o sistema 345 kV.

O intuito desta etapa é conceber pontos na rede 138 kV da Energisa-MG para recepção da potência a ser suprida pela Rede Básica, assim como os reforços internos ao sistema de distribuição para a integração da nova SE à sua malha e para o escoamento da potência injetada.

Nesse sentido, em um trabalho conjunto com a própria distribuidora, foram identificados cinco locais possíveis para a nova subestação, assim como os reforços adicionais para o desempenho do sistema até o horizonte final do estudo, 2031. Dentre os reforços inclui-se a instalação de compensação *shunt*, cuja localização e montante são diferentes em cada uma das opções vislumbradas.

É importante registrar que a LD 138 kV Votorantim – Muriaé 2 é uma obra de distribuição comum a todas as variantes. Esse reforço garante, qualquer que seja o posicionamento da nova SE, o fechamento de um anel, aproveitando a LD 138 kV Visconde Rio Branco – Votorantim, que é de uso exclusivo do agente consumidor conectado à malha 138 kV da distribuidora. Esse fechamento garante suporte de tensão e confiabilidade à região de Muriaé, que é atualmente atendida por um circuito 138 kV e por uma malha mais frágil, em 69 kV, sendo este um dos principais centros de carga atendidos pela Energisa-MG na Zona da Mata Mineira.

Além disso, em virtude da necessidade do novo ponto de atendimento, a Energisa-MG informou que não terá mais interesse em se conectar ao sistema Light através das LDs 138 kV Além Paraíba – Ilha dos Pombos, tendo vislumbrado que esta conexão perde a sua utilidade com o reforço estrutural. De fato, foi verificado que os fluxos na LD 138 kV Além Paraíba – Ilha dos Pombos C1 e C2 na maioria dos cenários ficavam muito próximos de zero e em algumas situações até revertiam o sentido, com a Energisa-MG fornecendo potência ao sistema da Light. Desta forma, foi considerada aberta, na análise das alternativas, essa conexão entre Energisa-MG e Light.

A Figura 6-2 ilustra todas as obras comuns consideradas para a Etapa 1.



Figura 6-2 – Esquema com obras comuns a todas as alternativas

Foi realizada, ainda, uma análise de modulação ótima para a transformação 345/138 kV, sendo consideradas quatro capacidades para bancos de transformadores monofásicos e uma fase reserva.

Os valores considerados para os bancos foram: 150 MVA, 180 MVA, 225 MVA e 300 MVA. A Tabela 6-1 mostra os resultados para análise de modulação econômica.

Tabela 6-1 – Análise modulação econômica da transformação 345/138 kV da nova SE

Potência [MVA]	Distribuição Temporal										Qtd. Final	Custo Trafo (R\$ x 1000)	Custo Conexão Prim. (R\$ x 1000)	Custo Conexão Secn. (R\$ x 1000)	Custo Total (R\$ x 1000)	VPL	(%)	Ordem
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031								
150	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	9+1R	R\$ 51.630,42	R\$ 16.880,63	R\$ 7.673,77	R\$ 76.184,82	R\$ 74.431,20	123,0%	4ª
180	2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	9+1R	R\$ 56.768,55	R\$ 16.880,63	R\$ 7.673,77	R\$ 81.322,96	R\$ 70.820,51	117,0%	3ª
225	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6+1R	R\$ 44.139,98	R\$ 11.253,76	R\$ 5.115,85	R\$ 60.509,59	R\$ 60.509,59	100,0%	1ª
300	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6+1R	R\$ 49.815,14	R\$ 11.253,76	R\$ 5.115,85	R\$ 66.184,75	R\$ 66.184,75	109,4%	2ª

Verifica-se que seriam necessários três bancos ao longo do horizonte de planejamento, caso fossem adotadas as modulações de 150 MVA e 180 MVA, sendo que para o primeiro caso, a terceira unidade já se faria necessária no ano de 2023, enquanto que para o segundo, no ano de 2029. Para as modulações de 225 MVA e 300 MVA verifica-se que a aplicação inicial de dois bancos é suficiente até o horizonte final do estudo, em 2031. Por essa razão, a modulação vencedora foi a de 225 MVA. A depender da localização da nova SE, pequenas variações quanto ao ano de entrada das unidades podem ser verificadas, porém sem alterações quanto à conclusão de que a modulação de 225 MVA é a mais econômica em todos os casos.

As opções de localização serão identificadas sequencialmente com números algébricos, que comporão as alternativas do item 6.1.3. É importante notar que não estarão listadas neste item as LTs 345 kV que conectam a nova subestação de Rede Básica à rede 345 kV. As variantes relativas às conexões 345 kV serão mostradas no item 6.1.3.

- **Variante 1: nova SE 345/138 kV Ubá 4**

A Figura 6-3 ilustra esquematicamente a localização e como se dará a integração da SE Ubá 4 ao sistema Energisa-MG.

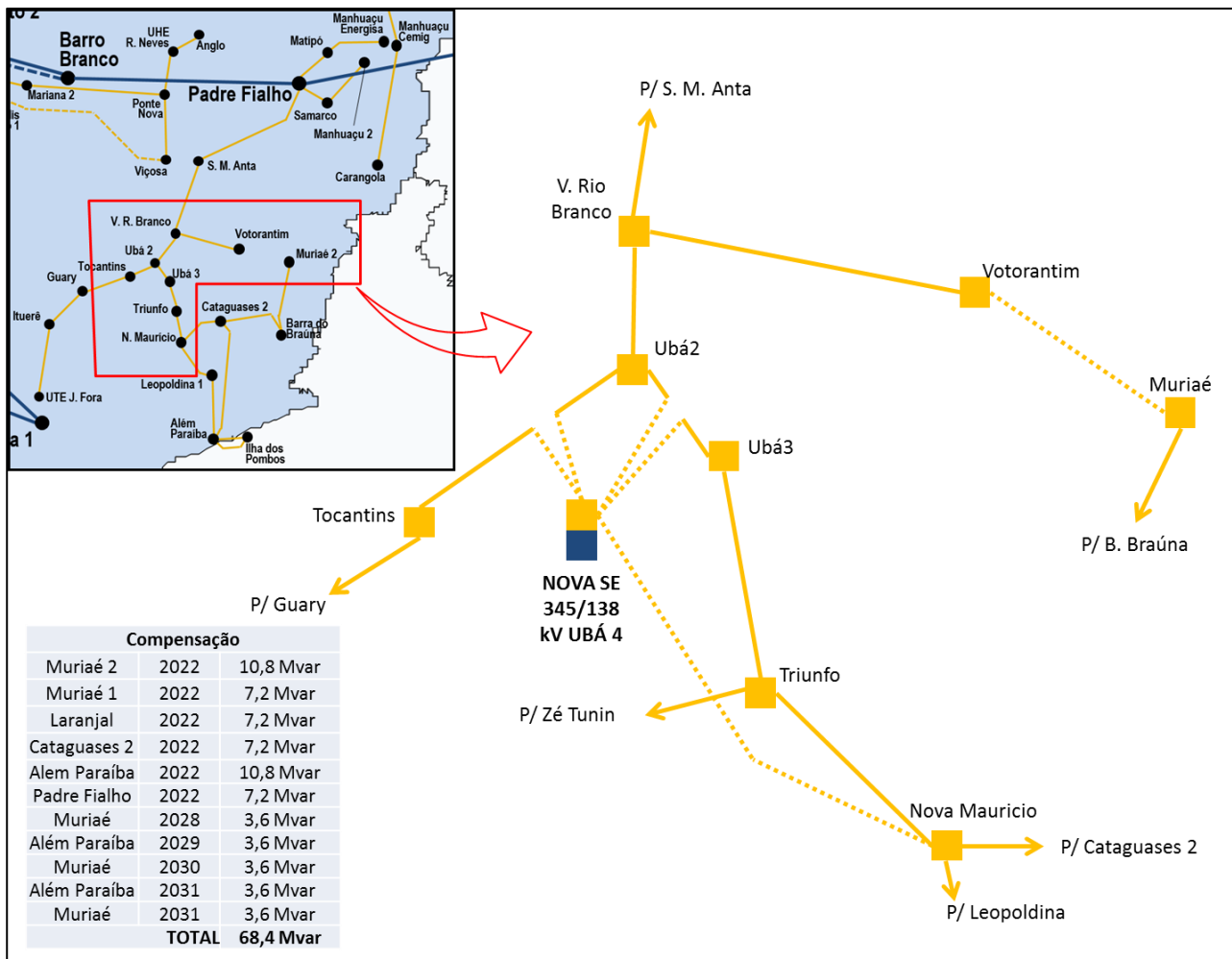


Figura 6-3 – Variante 1 – Nova SE 345/138 kV Ubá 4

Esta variante contempla as seguintes obras:

- **Ano 2022:**
 - Nova LD 138 kV Votorantim – Muriaé 2 (CS) – 28 km (obra comum a todas as variantes)
 - Nova SE 345/138 kV Ubá 4 (6+1R) 75 MVA;
 - Seccionamento da LD 138 kV Ubá 2 – Tocantins (CD) na SE Ubá 4 – 4,5 km;
 - Seccionamento da LD 138 kV Ubá 2 – Ubá 3 (CD) na SE Ubá 4 – 4 km;
 - Nova LD 138 kV Ubá 4 – Nova Usina Maurício (CS) – 41 km
 - Novos bancos de capacitores *shunt*:
 - Região de Muriaé 2 – 10,8 Mvar
 - Região de Muriaé 1 – 7,2 Mvar
 - Região de Laranjal – 7,2 Mvar
 - Região de Cataguases – 7,2 Mvar

- Região de Além Paraíba – 10,8 Mvar
- Região de Padre Fialho – 7,2 Mvar
- **Ano 2024:**
 - SE 345/138 kV Padre Fialho: adequação do arranjo da SE, com construção de novo barramento de fronteira 138 kV (obra comum a todas as variantes);
- **Ano 2028:**
 - Novos bancos de capacitores *shunt*:
 - Região de Muriaé - 3,6 Mvar
- **Ano 2029:**
 - Novos bancos de capacitores *shunt*:
 - Região de Além Paraíba - 3,6 Mvar
- **Ano 2030:**
 - Novos bancos de capacitores *shunt*:
 - Região de Muriaé - 3,6 Mvar
- **Ano 2031:**
 - Novos bancos de capacitores *shunt*:
 - Região de Além Paraíba - 3,6 Mvar
 - Região de Muriaé - 3,6 Mvar

Esta variante permite a injeção direta de potência na região de Ubá, que é um dos grandes centros atendidos pela Energisa-MG na Zona da Mata Mineira. No entanto, parte desta injeção flui no sentido de Leopoldina e Cataguases, causando sobrecarga ou carregamentos elevados no trecho Ubá 4 – Ubá 3 – Triunfo – Nova Maurício, além de subtensão nos barramentos 138 kV da região de Leopoldina, Cataguases e Muriaé. Por essa razão, foi imprescindível o reforço da LD 138 kV Ubá 4 – Nova Maurício, que elimina o problema.

Ao contrário das outras variantes, a Variante 1 não necessita de ampliação da transformação 345/138 kV Padre Fialho. Por estar localizada relativamente próxima a essa SE, mesmo na perda da única unidade que compõe aquela transformação, a SE Ubá 4 fornece o suporte reativo necessário para a malha 138 kV da Energisa-MG localizada mais ao norte – Manhuaçu, Matipó e Padre Fialho – embora com níveis de tensão mais próximos dos limites inferiores.

Adicionalmente, foi necessária a instalação de 68,4 Mvar de potência reativa na malha 138 kV, com o intuito de se manter adequados os níveis de tensão em toda a malha da distribuidora.

- **Variante 2: nova SE 345/138 kV Leopoldina 2**

A Figura 6-4 ilustra esquematicamente a localização e como se dará a integração da SE Leopoldina 2 ao sistema Energia-MG.

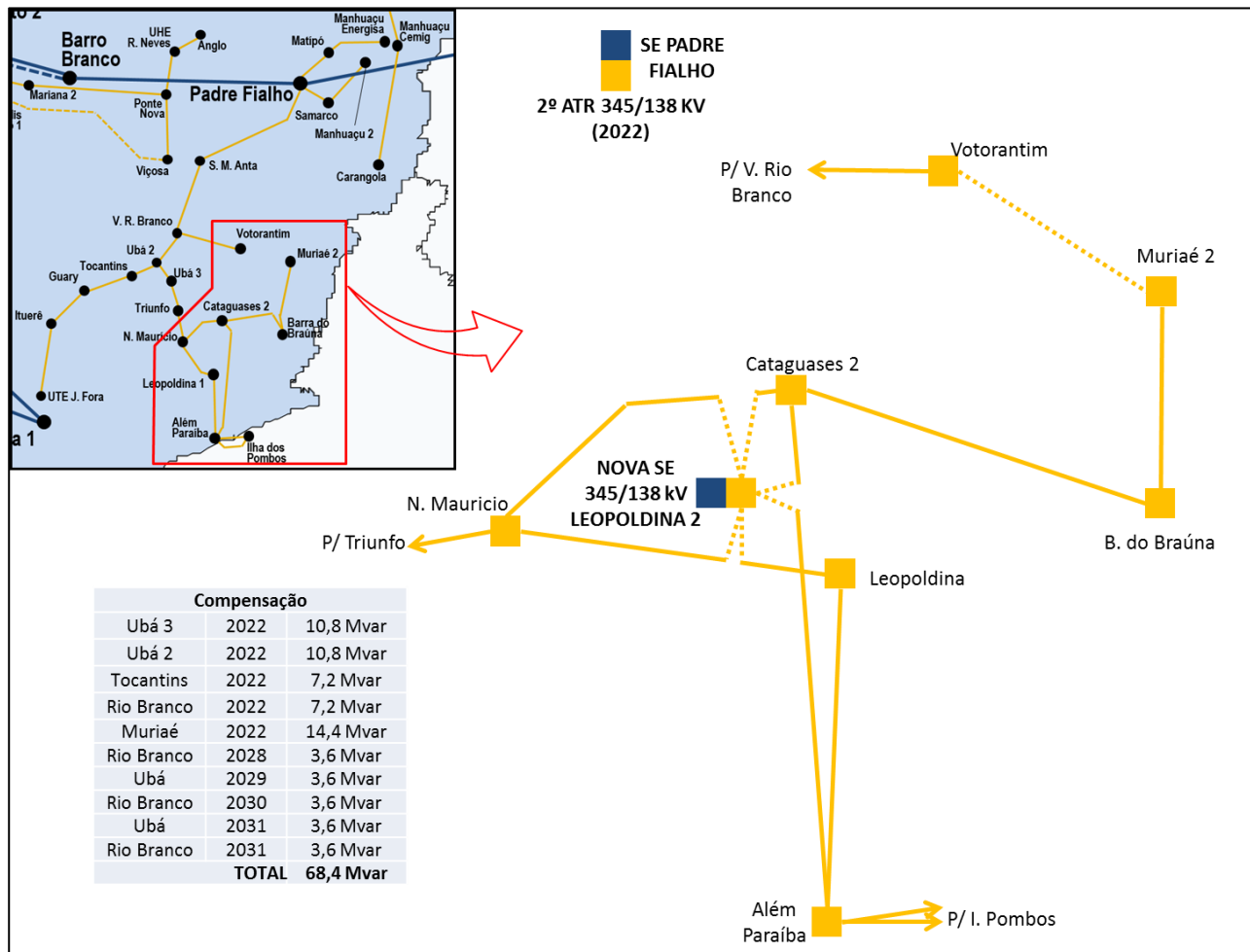


Figura 6-4 – Variante 2 – Nova SE 345/138 kV Leopoldina 2

Esta variante contempla as seguintes obras:

- **Ano 2022:**
 - Nova LD 138 kV Votorantim – Muriaé 2 (CS) – 28 km (obra comum a todas as variantes);
 - SE 345/138 kV Padre Fialho: adequação do arranjo da SE, com construção de novo barramento de fronteira 138 kV (obra comum a todas as variantes);
 - 2º Banco de ATR 345/138 kV Padre Fialho 150 MVA (3 x 50 MVA);
 - Nova SE 345/138 kV Leopoldina 2 (6+1R) 75 MVA;
 - Seccionamento da LD 138 kV Nova Usina Maurício – Cataguases 2 (CD) na SE Leopoldina 2 – 9 km;

- Seccionamento da LD Nova Usina Maurício – Leopoldina 1 (CD) na SE Leopoldina 2 – 3 km;
- Seccionamento da LD 138 kV Cataguases 2 – Além Paraíba (CD) na SE Leopoldina 2 – 1 km;
- Novos bancos de capacitores *shunt*:
 - Região de Ubá 3 – 10,8 Mvar
 - Região de Ubá 2– 10,8 Mvar
 - Região de Tocantins– 7,2 Mvar
 - Região de Visconde Rio Branco – 7,2 Mvar
 - Região de Muriaé 1 – 14,4 Mvar
- **Ano 2028:**
 - Novos bancos de capacitores *shunt*:
 - Região de Visconde Rio Branco - 3,6 Mvar
- **Ano 2029:**
 - Novos bancos de capacitores *shunt*:
 - Região de Ubá - 3,6 Mvar
- **Ano 2030:**
 - Novos bancos de capacitores *shunt*:
 - Região de Visconde Rio Branco - 3,6 Mvar
- **Ano 2031:**
 - Novos bancos de capacitores *shunt*:
 - Região de Ubá - 3,6 Mvar
 - Região de Visconde Rio Branco - 3,6 Mvar

Esta variante permite a injeção direta de potência na região de Leopoldina, que é um dos grandes centros atendidos pela Energisa-MG na Zona da Mata Mineira. O seccionamento de três circuitos possibilitou o adequado escoamento de fluxos sem a necessidade de novas LD 138 kV, além da obra comum referente à LD 138 kV Votorantim – Muriaé 2.

Ao contrário da Variante 1, a Variante 2 demanda a ampliação da transformação 345/138 kV Padre Fialho. Pelo fato de a nova SE Leopoldina 2 estar relativamente distante daquela SE, quando da perda daquela transformação, a malha 138 kV da Energisa-MG mais ao norte sofre uma acentuada queda de tensão, abaixo dos limites de emergência estabelecidos. Duas soluções foram cogitadas

para solucionar esse afundamento de tensão. A primeira, a aplicação de CER (-20/+40 Mvar) no barramento 138 kV da SE Padre Fialho. A segunda, um 2º banco de ATR 345/138 kV 150 MVA na SE Padre Fialho, que fornece suporte de reativo para a malha 138 kV mesmo na perda de uma das unidades transformadoras. Salienta-se que nesta segunda opção, a duplicação não se deve à violação de carregamento da unidade existente ou de qualquer outro elemento, mas à necessidade de manter a tensão dentro dos limites na condição de N-1.

Comparando economicamente as duas alternativas, percebe-se que ambas possuem valores de investimento equivalentes. Diante dessa constatação, foram levados outros fatores em consideração, como aumento de confiabilidade e disponibilidade de área na SE Padre Fialho, já que a implantação do CER demanda uma área extensa para sua implantação. No que se refere à confiabilidade, fica nítido que ao se indicar uma segunda unidade transformadora em detrimento do CER, obtém-se níveis de confiabilidade mais robustos, fato que ganha importância ao se considerar que uma segunda distribuidora (Cemig-D) irá se conectar a esse ponto. Desta forma, optou-se pela adoção do 2º banco de ATR 345/138 kV para a SE Padre Fialho, a ser instalado no ano de 2022, conforme a necessidade verificada. É no ano de 2022 que a tensão nos barramentos de Padre Fialho e Matipó atingem valores menores que 0,9 pu na contingência da única unidade da transformação de Padre Fialho. Esta data antecede em dois anos aquela na qual a Cemig-D informou estar interessada em conectar-se ao novo barramento de fronteira 138 kV da SE Padre Fialho, que é o ano de 2024.

A duplicação da transformação 345/138 kV da SE Padre Fialho implica também na definição sobre o que deverá ser feito com o transformador defasador existente, que se conecta em série com o banco de transformadores 345/138 kV. Com o novo ponto de injeção na malha da Energisa-MG, verificou-se que o controle de ângulo na transformação 345/138 kV da SE Padre Fialho perde a utilidade, uma vez que a Energisa-MG possui um novo ponto de fronteira e a razão primordial para a sua concepção inexistente no contexto atual e futuro. Desta forma, não se justificaria economicamente a aplicação de um segundo transformador defasador em série com a segunda unidade 345/138 kV indicada neste estudo. Diante da possibilidade de desmobilização deste ativo, a distribuidora Energisa-MG demonstrou interesse em mantê-lo em operação na SE Padre Fialho, por meio da adequação de arranjo ilustrada na Figura 3-2. Apesar de o transformador defasador não ser primordial para a operação sistêmica, a distribuidora vislumbra um ganho operativo em mantê-lo em operação, o que justifica a continuidade do pagamento da tarifa correspondente. Será mantido o esquema de chaves de baipasse do equipamento, que garante o atendimento à distribuidora em caso de desligamento intempestivo ou programado do equipamento.

Ainda de acordo com o item 5.1.8 do submódulo 4.3 dos Procedimentos de Rede [5], como o transformador defasador será de uso exclusivo da distribuidora, a Energisa-MG concorda em manter o critério de contingência N para esse ativo, tendo em vista a possibilidade de seu baipasse em caso de desligamento.

Finalmente, nesta variante foi necessária a instalação de 68,4 Mvar de potência reativa na malha 138 kV, com o intuito de manter adequados os níveis de tensão em toda a malha da distribuidora.

- **Variante 3: nova SE 345/138 kV Muriaé 3 (descartada)**

A Figura 6-5 ilustra esquematicamente a localização e como se dará a integração da SE Muriaé 3 ao sistema Energisa-MG.

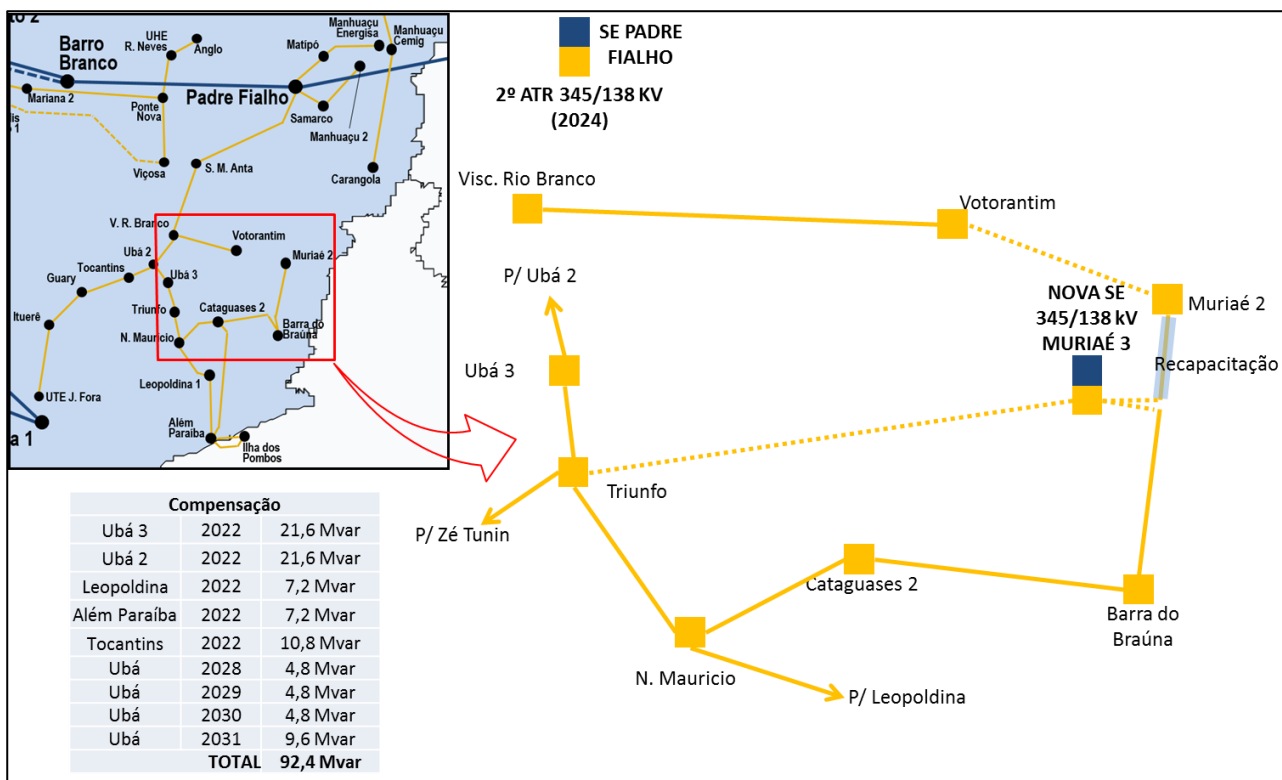


Figura 6-5 – Variante 3 – Nova SE 345/138 kV Muriaé 3 (Descartada)

Esta variante contempla as seguintes obras:

- **Ano 2022:**
 - Nova LD 138 kV Votorantim – Muriaé 2 (CS) – 28 km (obra comum a todas as variantes);
 - Nova SE 345/138 kV Muriaé 3 (6+1R) 75 MVA;
 - Seccionamento da LD 138 kV Barra do Braúna – Muriaé 2 (CD) na SE Muriaé 3 – 1 km;
 - Nova LD 138 kV Muriaé 3 – Triunfo – 63 km;

- Recapitação LT 138 kV Muriaé 3 – Muriaé 3 – 8 km;
- Novos bancos de capacitores *shunt*:
 - Região de Ubá 3 – 21,6 Mvar
 - Região de Ubá 2 – 21,6 Mvar
 - Região de Leopoldina 1 – 7,2 Mvar
 - Região de Além Paraíba – 7,2 Mvar
 - Região de Tocantins – 10,8 Mvar
- **Ano 2024:**
 - SE 345/138 kV Padre Fialho: adequação do arranjo da SE, com construção de novo barramento de fronteira 138 kV (obra comum a todas as variantes);
 - 2º Banco de ATR 345/138 kV Padre Fialho 150 MVA (3 x 50 MVA);
- **Ano 2028:**
 - Novos bancos de capacitores *shunt*:
 - Região de Ubá – 4,8 Mvar
- **Ano 2029:**
 - Novos bancos de capacitores *shunt*:
 - Região de Ubá – 4,8 Mvar
- **Ano 2030:**
 - Novos bancos de capacitores *shunt*:
 - Região de Ubá – 4,8 Mvar
- **Ano 2031:**
 - Novos bancos de capacitores *shunt*:
 - Região de Ubá – 9,6 Mvar

Esta variante permite a injeção direta de potência na região de Muriaé. Embora seja um centro de carga importante da distribuidora, sua localização eletro-geográfica em relação ao resto da malha 138 kV da distribuidora a coloca em uma posição radializada e afastada eletricamente dos demais centros de carga importantes da região. Por essa razão, foi necessária, nesta variante, a aplicação da LD 138 kV Muriaé 3 – Triunfo, que leva parte da potência injetada pela nova SE de fronteira para outras regiões de carga da malha 138 kV, como Ubá, Cataguases e Leopoldina. Adicionalmente, em razão de estar localizada num ponto mais periférico da malha 138 kV, nesta variante foi necessária

a instalação de 92,4 Mvar de potência reativa na malha 138 kV, um número substancialmente maior que nas alternativas anteriores, que foi da ordem de 70 Mvar.

Outra questão relativa a essa variante é que a sua localização se encontra mais distante das SEs 345 kV candidatas para sua conexão à Rede Básica, tanto as localizadas em Minas Gerais quanto no Rio de Janeiro, acarretando um maior custo de investimento.

Com base numa análise preliminar de custos, verificou-se que esta variante possui tanto o maior custo de investimento frente às demais quanto o maior custo de perdas elétricas, de forma que descartou-se levar adiante a sua análise neste estudo.

• **Variante 4: nova SE 345/138 kV Cataguases Oeste**

A Figura 6-6 ilustra esquematicamente a localização e como se dará a integração da SE Cataguases Oeste ao sistema Energisa-MG.

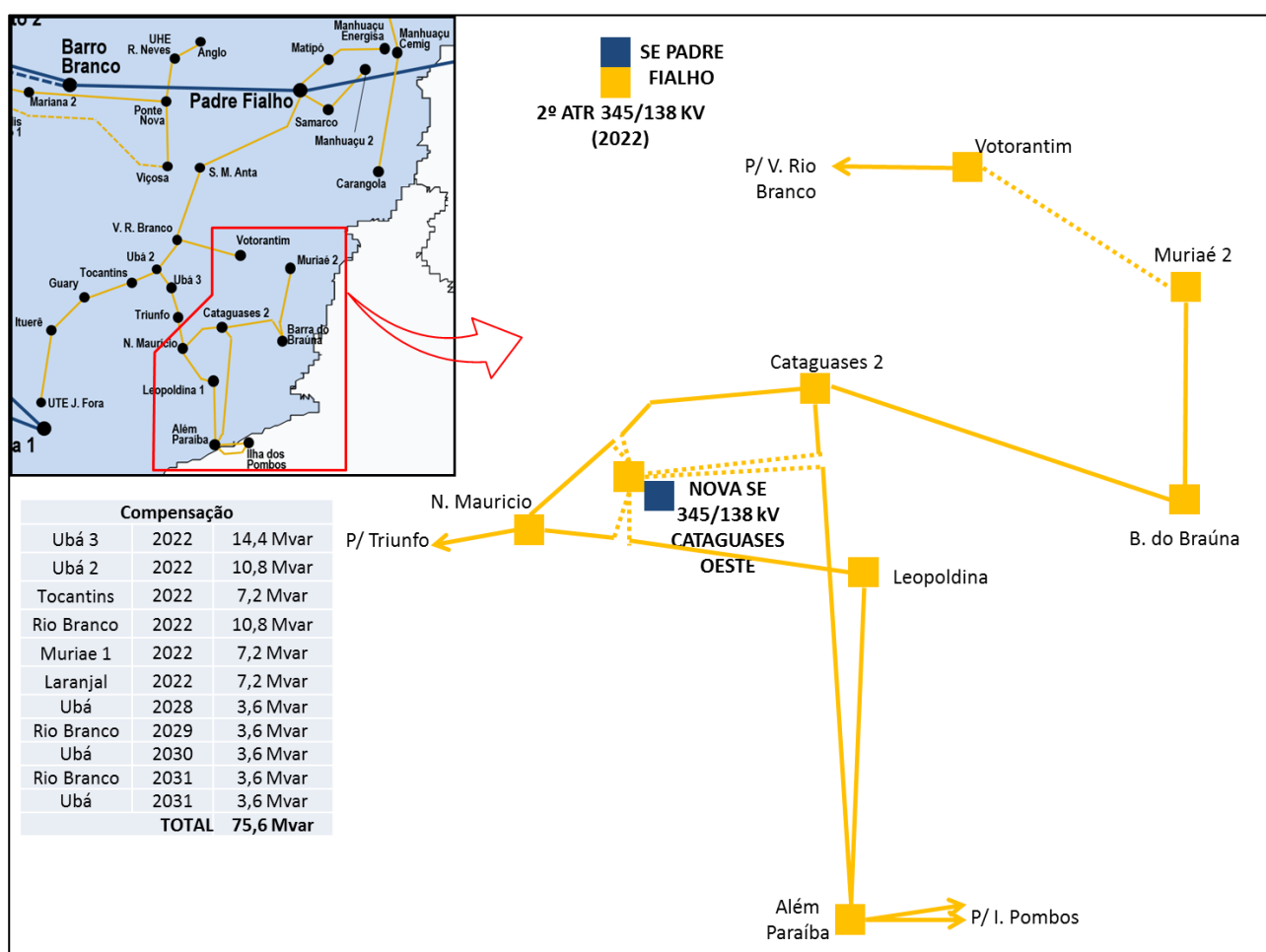


Figura 6-6 – Variante 4 – Nova SE 345/138 kV Cataguases Oeste

Esta variante contempla as seguintes obras:

• **Ano 2022:**

- Nova LD 138 kV Votorantim – Muriaé 2 (CS) – 28 km (obra comum a todas as variantes);
- SE 345/138 kV Padre Fialho: adequação do arranjo da SE, com construção de novo barramento de fronteira 138 kV (obra comum a todas as variantes);
- 2º Banco de ATR 345/138 kV Padre Fialho 150 MVA (3 x 50 MVA);
- Nova SE 345/138 kV Cataguases Oeste (6+1R) 75 MVA;
- Seccionamento da LD 138 kV Nova Usina Maurício – Cataguases 2 (CD) na SE Cataguases Oeste – 1 km;
- Seccionamento da LD Nova Usina Maurício – Leopoldina 1 (CD) na SE Cataguases Oeste – 9 km;
- Seccionamento da LD 138 kV Cataguases 2 – Além Paraíba (CD) na SE Cataguases Oeste – 12 km;
- Novos bancos de capacitores *shunt*:
 - Região de Ubá 3 – 14,4 Mvar
 - Região de Ubá 2 – 10,8 Mvar
 - Região de Tocantins – 7,2 Mvar
 - Região de Visconde Rio Branco – 10,8 Mvar
 - Região de Muriaé – 7,2 Mvar
 - Região de Laranjal – 7,2 Mvar
- **Ano 2028:**
 - Novos bancos de capacitores *shunt*:
 - Região de Ubá - 3,6 Mvar
- **Ano 2029:**
 - Novos bancos de capacitores *shunt*:
 - Região de Visconde Rio Branco - 3,6 Mvar
- **Ano 2030:**
 - Novos bancos de capacitores *shunt*:
 - Região de Ubá - 3,6 Mvar
- **Ano 2031:**
 - Novos bancos de capacitores *shunt*:
 - Região de Ubá - 3,6 Mvar

- Região de Visconde Rio Branco - 3,6 Mvar

Esta variante é muito similar à Variante 2 – possui os mesmos seccionamentos 138 kV com alterações apenas nos comprimentos dos *loops* – porém dista cerca de 14 km a oeste da opção anterior. Esse ponto, pertencente ao município de Cataguases, foi cogitado pela facilidade de acesso e por estar localizado um pouco mais a oeste, contribuindo levemente para um melhor perfil de tensão na região de Ubá. Tanto o seu desempenho quanto o rol de reforços podem ser considerados equivalentes aos da Variante 2. Desta forma, todas as conclusões explicitadas para aquela alternativa referentes aos itens seguintes, valem para esta variante:

- Ampliação da transformação 345/138 kV da SE Padre Fialho em detrimento da utilização de CER conectado ao barramento 138 kV da SE; no ano de 2022;
- Adequação da SE Padre Fialho e manutenção do transformador defasador conforme arranjo da Figura 3-2.

Finalmente, nesta variante foi necessária a instalação de 75,6 Mvar de potência reativa na malha 138 kV, com o intuito de manter adequados os níveis de tensão em toda a malha da distribuidora.

- **Variante 5: nova SE 345/138 kV Cataguases Leste**

A Figura 6-7 ilustra esquematicamente a localização e como se dará a integração da SE Cataguases Leste ao sistema Energisa-MG.

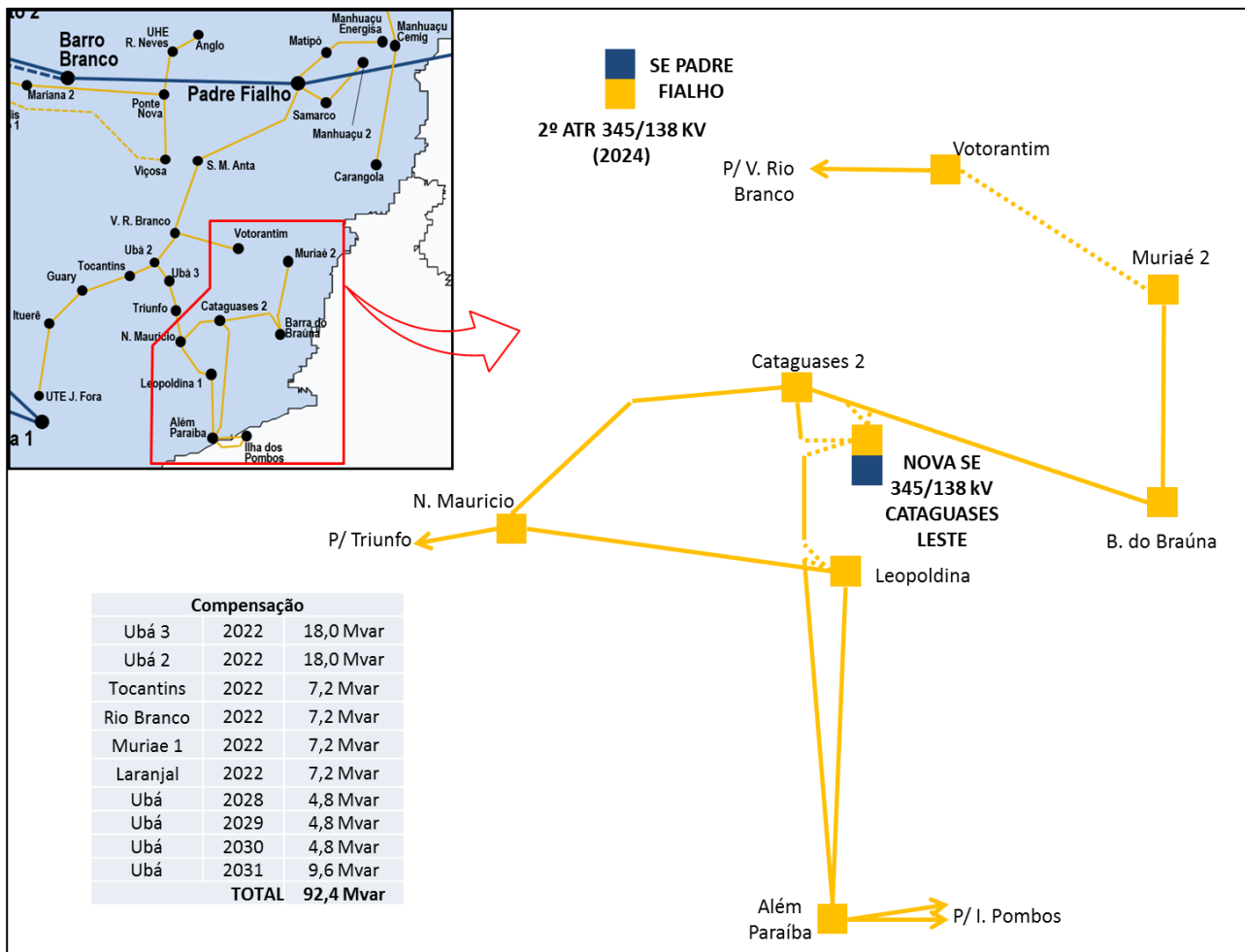


Figura 6-7 – Variante 5 – Nova SE 345/138 kV Cataguases Leste

Esta variante contempla as seguintes obras:

- **Ano 2022:**
 - Nova LD 138 kV Votorantim – Muriaé 2 (CS) – 28 km (obra comum a todas as variantes);
 - Nova SE 345/138 kV Cataguases Leste (6+1R) 75 MVA;
 - Seccionamento da LD 138 kV Cataguases 2 – Barra do Braúna (CD) na SE Cataguases Leste – 1 km;
 - Seccionamento da LD 138 kV Cataguases 2 – Além Paraíba (CD) na SE Cataguases Leste – 5 km;
 - Seccionamento da LD 138 kV Cataguases 2 – Além Paraíba (CD) na SE Leopoldina 1 – 3,5 km;
 - Novos bancos de capacitores *shunt*:
 - Região de Ubá 3 – 18 Mvar

- Região de Ubá 2 – 18 Mvar
 - Região de Tocantins – 7,2 Mvar
 - Região de Visconde Rio Branco – 7,2 Mvar
 - Região de Muriaé – 7,2 Mvar
 - Região de Laranjal – 7,2 Mvar
- **Ano 2024:**
 - SE 345/138 kV Padre Fialho: adequação do arranjo da SE, com construção de novo barramento de fronteira 138 kV (obra comum a todas as variantes);
 - 2º Banco de ATR 345/138 kV Padre Fialho 150 MVA (3 x 50 MVA);
 - **Ano 2028:**
 - Novos bancos de capacitores *shunt*:
 - Região de Ubá – 4,8 Mvar
 - **Ano 2029:**
 - Novos bancos de capacitores *shunt*:
 - Região de Ubá – 4,8 Mvar
 - **Ano 2030:**
 - Novos bancos de capacitores *shunt*:
 - Região de Ubá – 4,8 Mvar
 - **Ano 2031:**
 - Novos bancos de capacitores *shunt*:
 - Região de Ubá – 9,6 Mvar

Esta variante também é muito similar à Variante 2. Tem por localização um ponto elétrico próximo, mas utiliza outros seccionamentos para possibilitar a integração da SE de fronteira à malha 138kV. Esse ponto, também pertencente ao município de Cataguases, por estar um pouco mais a leste, demandou uma aplicação mais robusta de compensação shunt na região de Ubá, que chegou a 90 Mvar. Por estar em um ponto elétrico próximo ao da Variante 2, todas as conclusões explicitadas para aquela alternativa referentes aos itens seguintes, valem para esta variante:

- Ampliação da transformação 345/138 kV da SE Padre Fialho em detrimento da utilização de CER conectado ao barramento 138 kV da SE; no ano de 2026;

- Adequação da SE Padre Fialho e manutenção do transformador defasador conforme arranjo da Figura 3-2.

Finalmente, nesta variante foi necessária a instalação de 88,8 Mvar de potência reativa na malha 138 kV, com o intuito de manter adequados os níveis de tensão em toda a malha da distribuidora.

6.1.3 Descrição das Alternativas

Descritas as variantes cogitadas para integração da nova SE de fronteira na malha 138 kV da Energisa-MG, faz-se necessário explorar as subestações da malha 345 kV vizinha à Zona da Mata Mineira que poderiam receber circuitos 345 kV que conectem a malha existente à nova SE 345/138 kV.

Foi definido que, para atender o critério N-1, são necessários no mínimo dois circuitos 345 kV, já que, se fosse utilizado apenas um circuito, a sua contingência colocaria o sistema nas mesmas condições apresentadas na Figura 5-2 e Figura 5-3 do diagnóstico, que violam inclusive os limites em regime de emergência.

Foram cogitados dez pontos na malha 345 kV, que foram classificados em factíveis e não-factíveis de acordo com as consultas de espaço e outros fatores.

Pontos não factíveis:

- SE 345 kV Juiz de Fora 1: pertence à Cemig-GT e segundo relatório ONS [13], a SE não permite a expansão do pátio 345 kV, apenas as adequações previstas no relatório EPE [14];
- SE 345 kV Barbacena 2: pertence à Cemig-GT, cujo arranjo físico em 345 kV opera em anel, com quatro elementos, sendo três saídas e uma conexão de transformador, não possuindo espaço necessário para ampliações dessa configuração.
- SE 345 kV Lafaiete 1: pertence à Cemig-GT, cujo arranjo físico em 345 kV opera em anel, com quatro elementos, sendo duas saídas de LT e duas conexões de transformadores, uma para duas unidades 345/138 kV (T3 e T4) e outra específica para o T6. Essa instalação não possui espaço físico para adequação do arranjo em 345 kV conforme preconiza os procedimentos de rede.
- SE 345 kV Barro Branco: pertence à Eletrobrás/Furnas, que através do ofício apresentado no anexo 15.2 deste relatório, informou não ser recomendável a expansão do pátio 345 kV da SE em face de dificuldade técnicas relacionados a desvios de rodovia, desníveis topográficos e licenciamento ambiental.

- SE 345 kV Padre Fialho: pertence à LTMC, a expansão do pátio 345 kV fica comprometida pela proximidade do pátio com as LTs 345 kV Padre Fialho – Vitória e Barro Branco – Padre Fialho. A adequação que será realizada na SE também ocupará a parte norte do terreno, dificultando a expansão do pátio 345 kV;
- SE 345 kV Macaé: pertence à Eletrobrás/Furnas. O Anexo 7 do relatório [22] mostra as dificuldades para expansão da SE, em razão da proximidade com projetos existentes de geração térmica localizados em terrenos contíguos.

Pontos factíveis:

- SE 345 kV Santos Dumont 2: pertence à ESDE/TBE, que através do ofício apresentado no anexo 15.2 deste relatório, informou haver espaço para até duas novas entradas de linha no setor 345 kV;
- SE 345 kV Campos: pertence à Eletrobrás/Furnas, que através do ofício apresentado no anexo 15.2 deste relatório, informou haver espaço para uma nova entrada de linha no setor 345 kV;
- SE 345 kV Lagos: é uma SE planejada e ainda sem concessão definida, para a qual o estudo de planejamento [22] previu espaço suficiente para a expansão do setor 345 kV

Em face da impossibilidade de expansão da SE Barro Branco, foi criado, para as análises deste relatório, um quarto ponto, resultante do seccionamento da LT 345 kV Barro Branco – Padre Fialho:

- Nova SE 345 kV Ponte Nova: é estratégica no sentido de ser um potencial ponto de atendimento para o eixo Ponte Nova da Cemig-D, com localização próxima à LD 138 kV Ponte Nova – Risoleta Neves. Caso essa alternativa seja promissora na análise do atendimento à Energisa-MG, poder-se-á verificar o benefício da instalação de transformação de fronteira para solucionar os problemas verificados para o eixo Ponte Nova.

A Figura 6-8 mostra os pontos que foram cogitados para conexão da nova SE à malha existente.

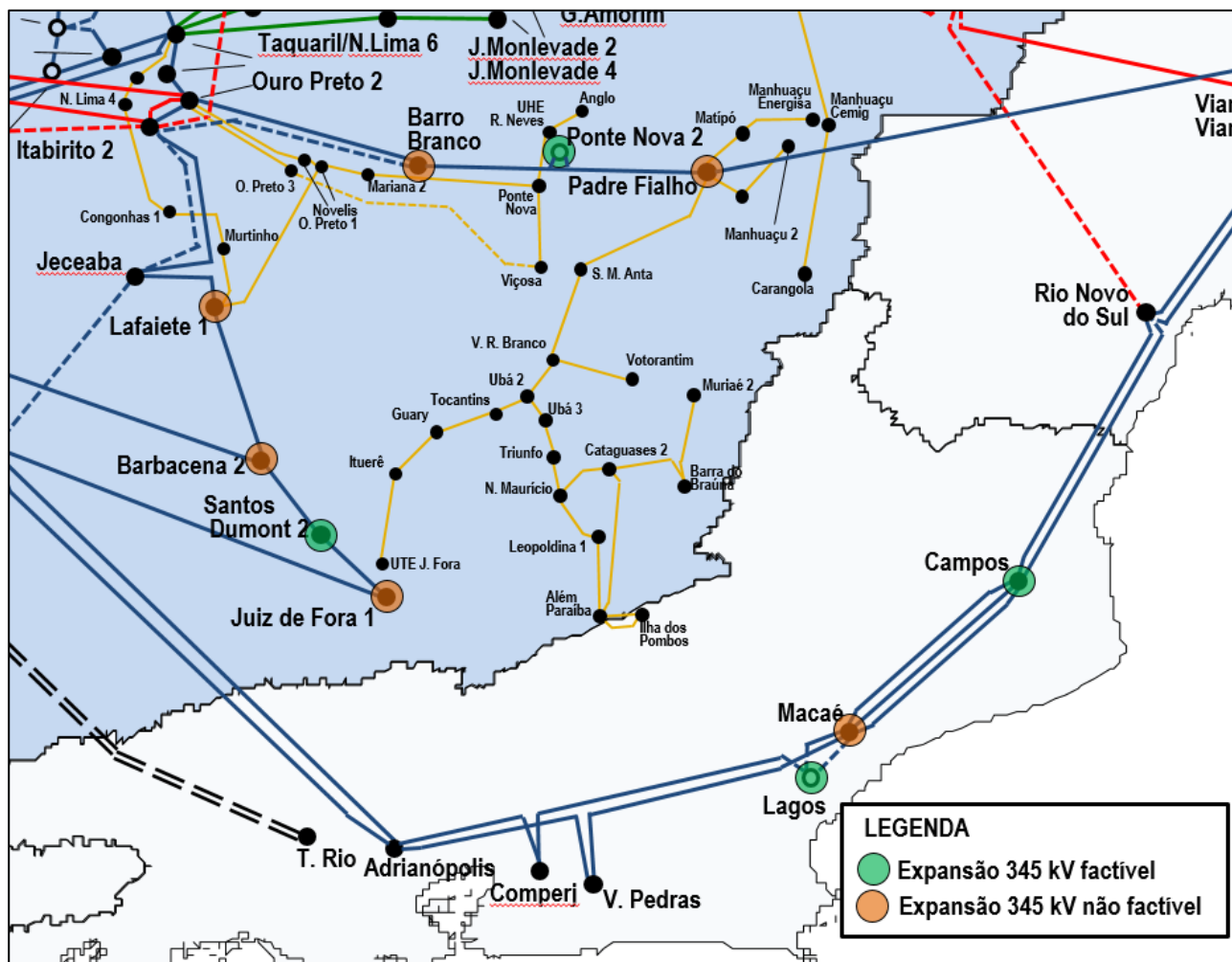


Figura 6-8 – Subestações 345 kV cogitadas para conexão com a nova SE de fronteira

Desta forma, foram feitas combinações entre as variantes 1 a 5 (exceto a 3, que foi descartada) e as várias possibilidades de atendimento 345 kV a partir destas subestações. Muitas das combinações possíveis foram descartadas por não serem consideradas promissoras. Em alguns casos chegou-se a comprimentos muito longos para o sistema 345 kV; em outros casos, como a utilização de circuitos duplos partindo da área Rio ou da SE Ponte Nova 2, foi verificado aumento de perdas elétricas ou não atendimento a critério N-1. Desta forma, visando evitar análises muito extensas de alternativas pouco competitivas, elas não serão apresentadas neste documento.

Alternativa 1A

A alternativa 1A tem como ponto de atendimento a SE Ubá 4 (Variante 1), que se conecta à malha 345 kV através da LT 345 kV Santos Dumont 2 – Ubá 4 C1 e C2 (CD). A Figura 6-9 ilustra esquematicamente esta alternativa.

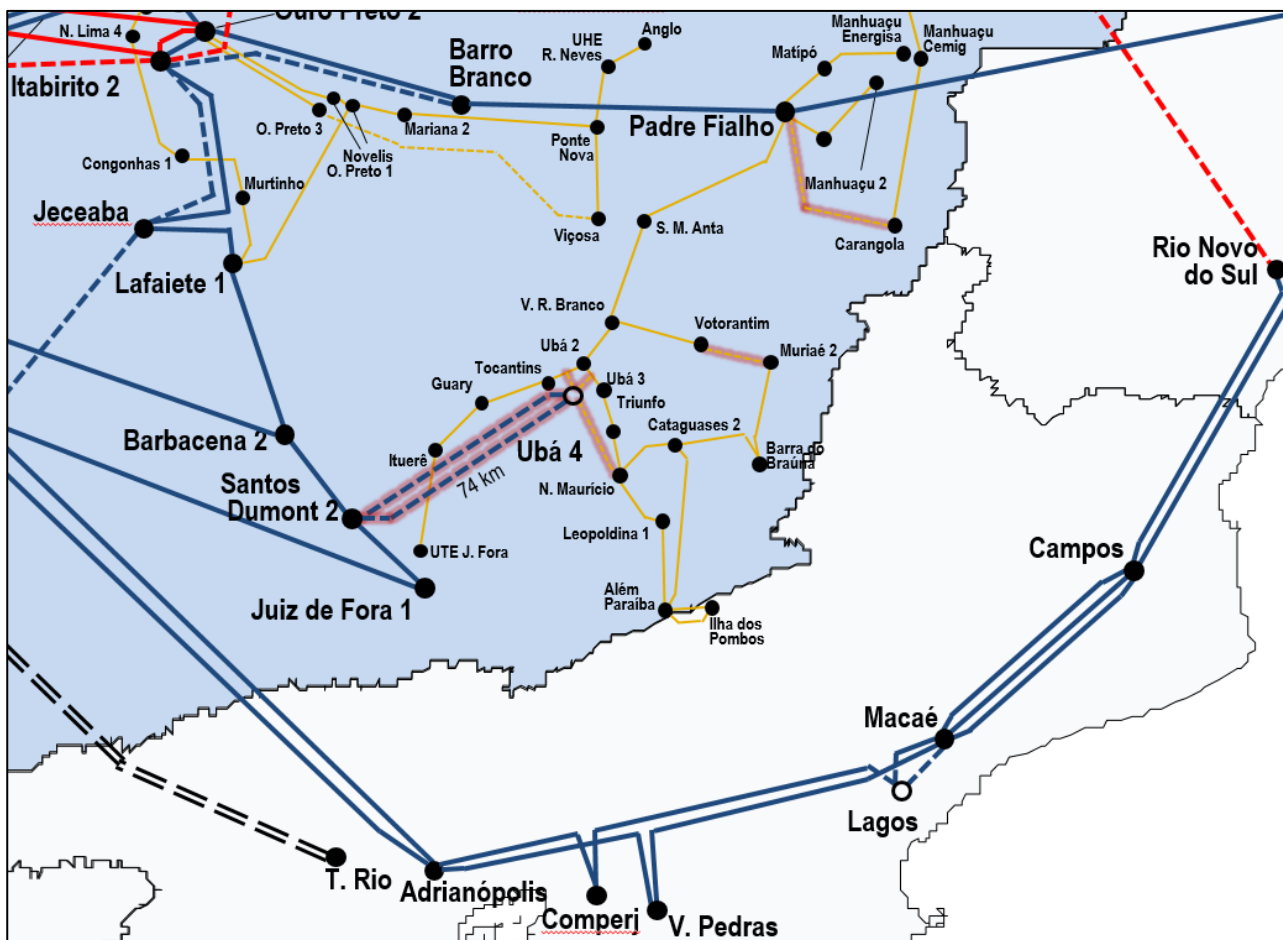


Figura 6-9 – Esquema da Alternativa 1A

Esta alternativa contempla as seguintes obras:

- **Ano 2022:**
 - Nova LT 345 kV Santos Dumont 2 – Ubá 4 C1 e C2 (CD) - 74 km
- Obras relativas à Variante 1, conforme item 6.1.2 deste relatório.

Esta alternativa garante o atendimento à área respeitando todos os critérios até o ano de 2031.

Alternativa 1C

A alternativa 1C tem como ponto de atendimento para a malha da Energisa-MG SE Ubá 4 (Variante 1), que se conecta à malha 345 kV através da LT 345 kV Santos Dumont 2 – Ubá 4 C1 e LT 345 kV Ponte Nova 2 – Ubá 4 C1. Além disso, contempla a construção de uma nova SE seccionadora, a SE 345 kV Ponte Nova 2, resultante do seccionamento da LT Barro Branco – Padre Fialho C1. A Figura 6-10 ilustra esquematicamente esta alternativa.

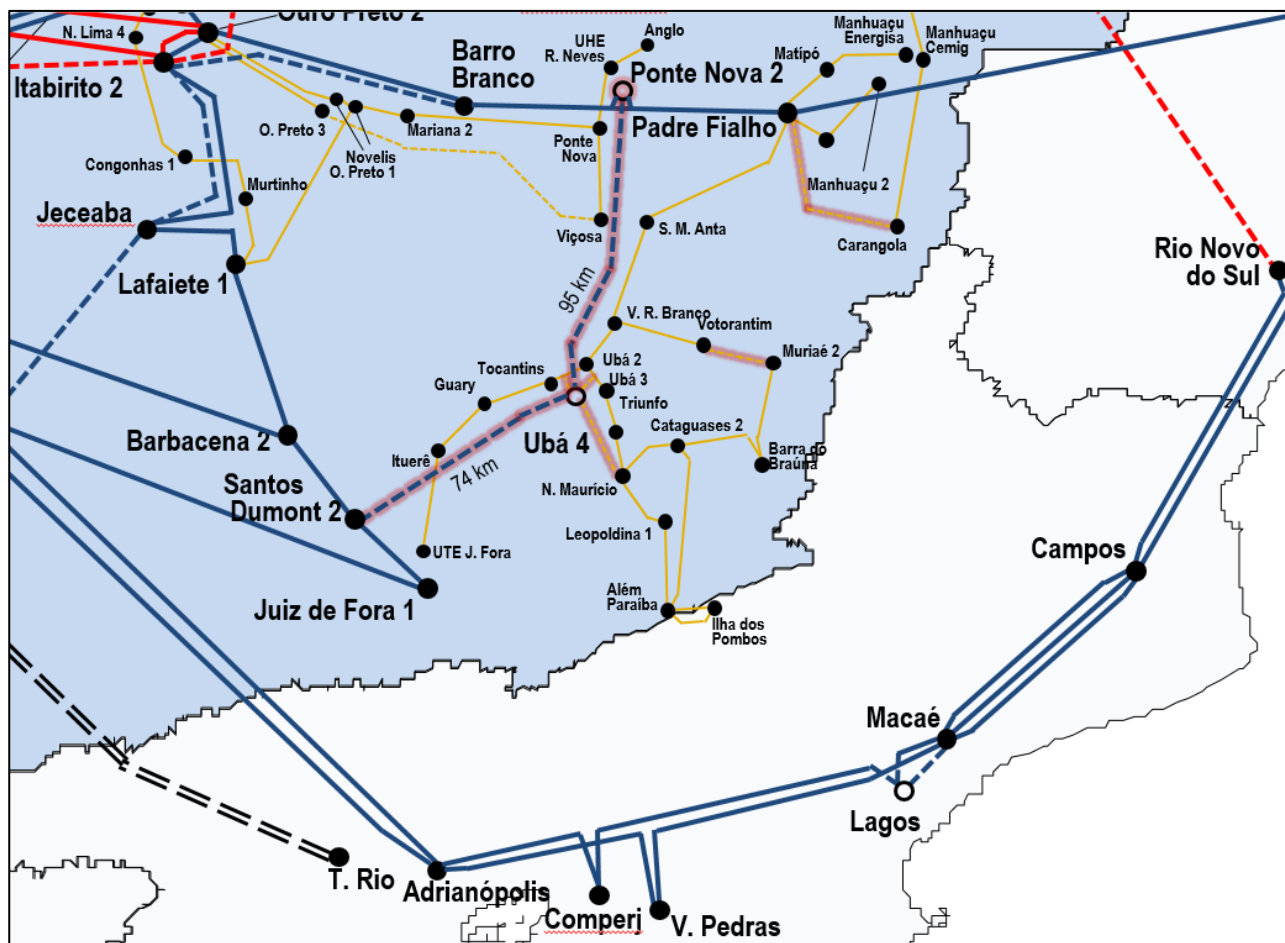


Figura 6-10 – Esquema da Alternativa 1B

Esta alternativa contempla as seguintes obras:

- **Ano 2022:**
 - Nova SE 345 kV Ponte Nova 2
 - Seccionamento da LT 345 kV Barro Branco – Padre Fialho C1, na SE Ponte Nova 2 – 2,5 km (CD)
 - Nova LT 345 kV Ponte Nova 2 – Ubá 4 C1 – 95 km
 - Nova LT 345 kV Santos Dumont 2 – Ubá 4 C1 - 74 km
- Obras relativas à Variante 1, conforme item 6.1.2 deste relatório.

Esta alternativa garante o atendimento à área respeitando todos os critérios até o ano de 2031.

Alternativa 1D

A alternativa 1D tem como ponto de atendimento para a malha da Energisa-MG SE Ubá 4 (Variante 1), que se conecta à malha 345 kV através da LT 345 kV Ubá 4 - Lagos C1 e LT 345 kV

Ponte Nova 2 – Ubá 4 C1. Além disso, contempla a construção de uma nova SE seccionadora, a SE 345 kV Ponte Nova 2, resultante do seccionamento da LT Barro Branco – Padre Fialho C1. A Figura 6-11 ilustra esquematicamente esta alternativa.

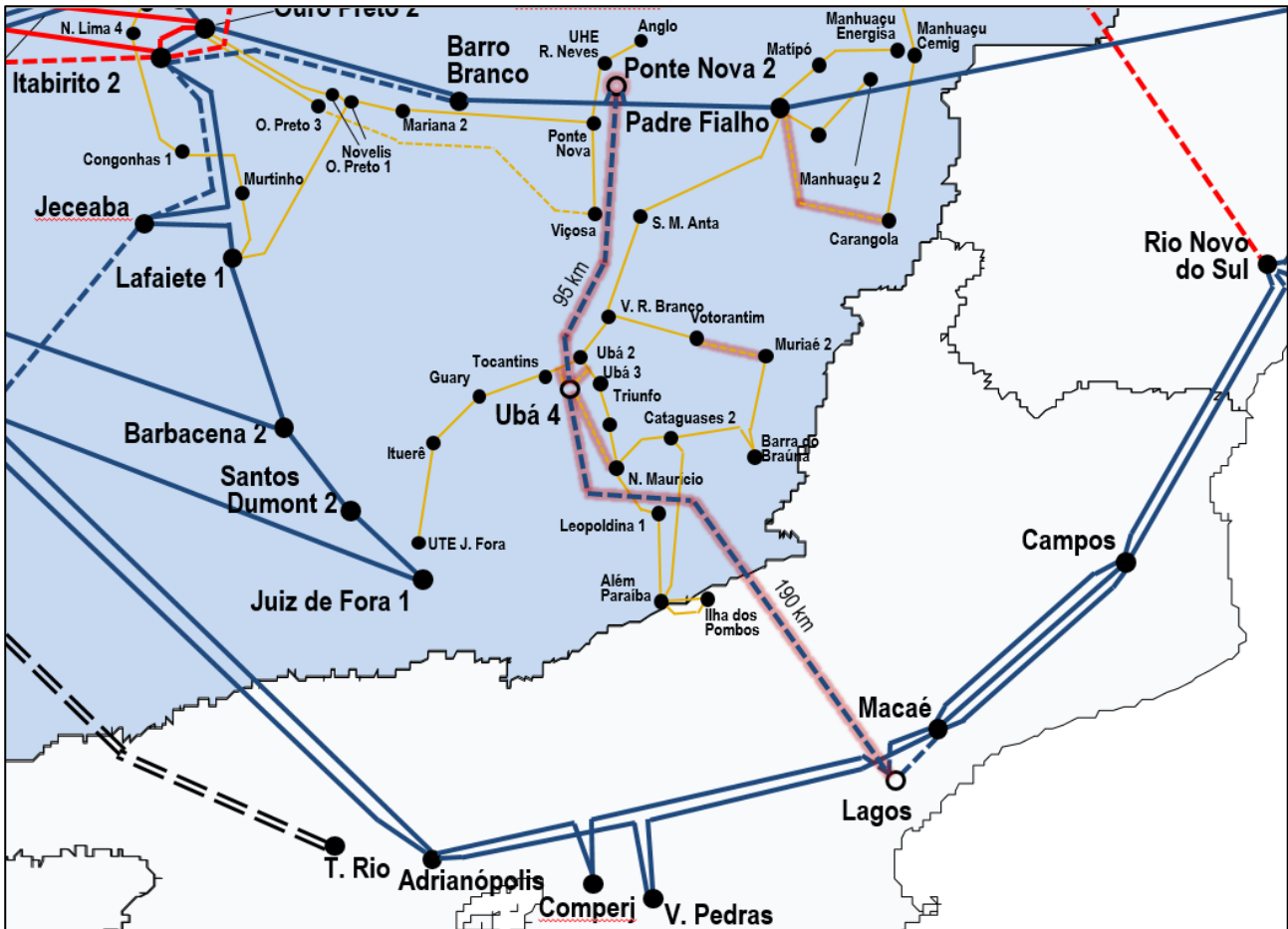


Figura 6-11 – Esquema da Alternativa 1D

Esta alternativa contempla as seguintes obras:

- **Ano 2022:**
 - Nova SE 345 kV Ponte Nova 2
 - Seccionamento da LT 345 kV Barro Branco – Padre Fialho C1, na SE Ponte Nova 2 – 2,5 km (CD)
 - Nova LT 345 kV Ponte Nova 2 – Ubá 4 C1 – 95 km
 - Nova LT 345 kV Ubá 4 - Lagos C1 - 190 km
- Obras relativas à Variante 1, conforme item 6.1.2 deste relatório.

Esta alternativa garante o atendimento à área respeitando todos os critérios até o ano de 2031.

Alternativa 2A

A alternativa 2A tem como ponto de atendimento para a malha da Energisa-MG a SE Leopoldina 2 (Variante 2), que se conecta à malha 345 kV através da LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2 C1 e LT 345 kV Leopoldina 2 - Lagos C1. A Figura 6-12 ilustra esquematicamente esta alternativa.

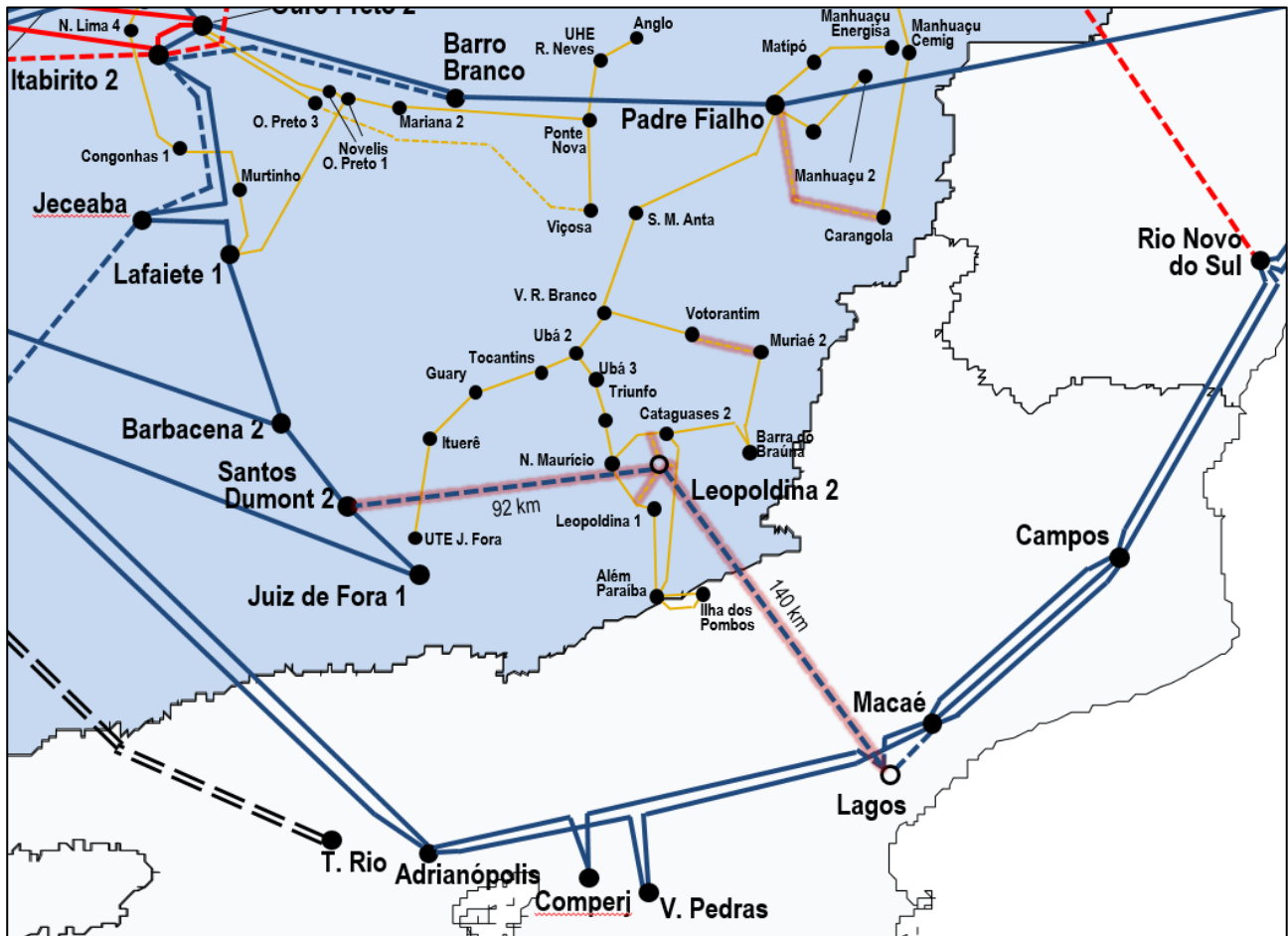


Figura 6-12 – Esquema da Alternativa 2A

Esta alternativa contempla as seguintes obras:

- **Ano 2022:**
 - Nova LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2 C1 – 92 km
 - Nova LT 345 kV Leopoldina 2 - Lagos C1 - 140 km
- Obras relativas à Variante 2, conforme item 6.1.2 deste relatório.

Esta alternativa garante o atendimento à área respeitando todos os critérios até o ano de 2031.

Alternativa 2B

A alternativa 2B tem como ponto de atendimento para a malha da Energisa-MG a SE Leopoldina 2 (Variante 2), que se conecta à malha 345 kV através da LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2 C1 e LT 345 kV Leopoldina 2 - Campos C1. A Figura 6-13 ilustra esquematicamente esta alternativa.

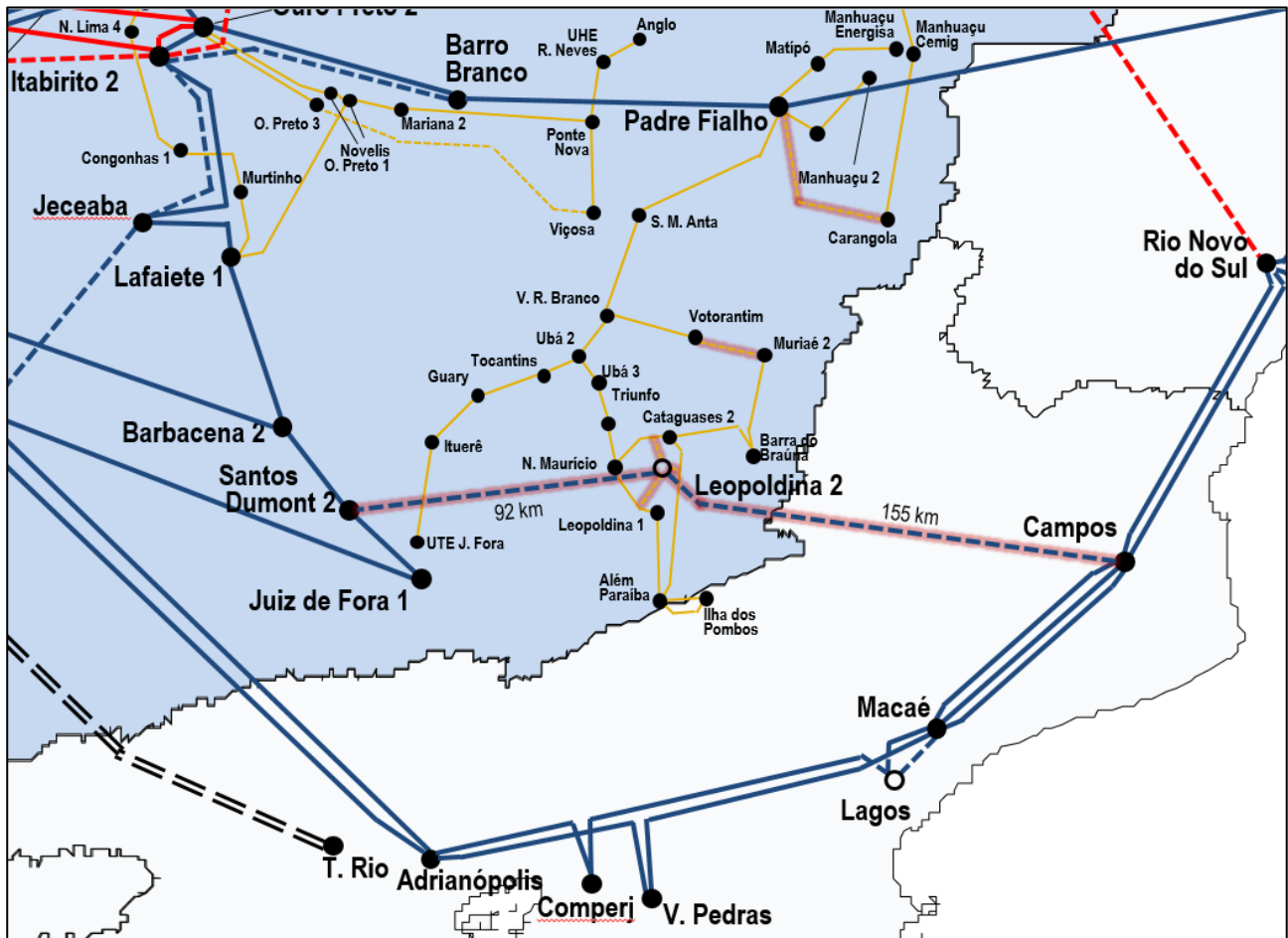


Figura 6-13 – Esquema da Alternativa 2B

Esta alternativa contempla as seguintes obras:

- **Ano 2022:**
 - Nova LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2 C1 – 92 km
 - Nova LT 345 kV Leopoldina 2 - Campos C1 - 155 km
- **Obras relativas à Variante 2, conforme item 6.1.2 deste relatório.**

Esta alternativa garante o atendimento à área respeitando todos os critérios até o ano de 2031.

Alternativa 2C

A alternativa 2C tem como ponto de atendimento para a malha da Energisa-MG a SE Leopoldina 2 (Variante 2), que se conecta à malha 345 kV através da LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2 C1 e LT 345 kV Ponte Nova 2 – Leopoldina 2 C1. Além disso, contempla a construção de uma nova SE seccionadora, a SE 345 kV Ponte Nova 2, resultante do seccionamento da LT Barro Branco – Padre Fialho C1. A Figura 6-14 ilustra esquematicamente esta alternativa.

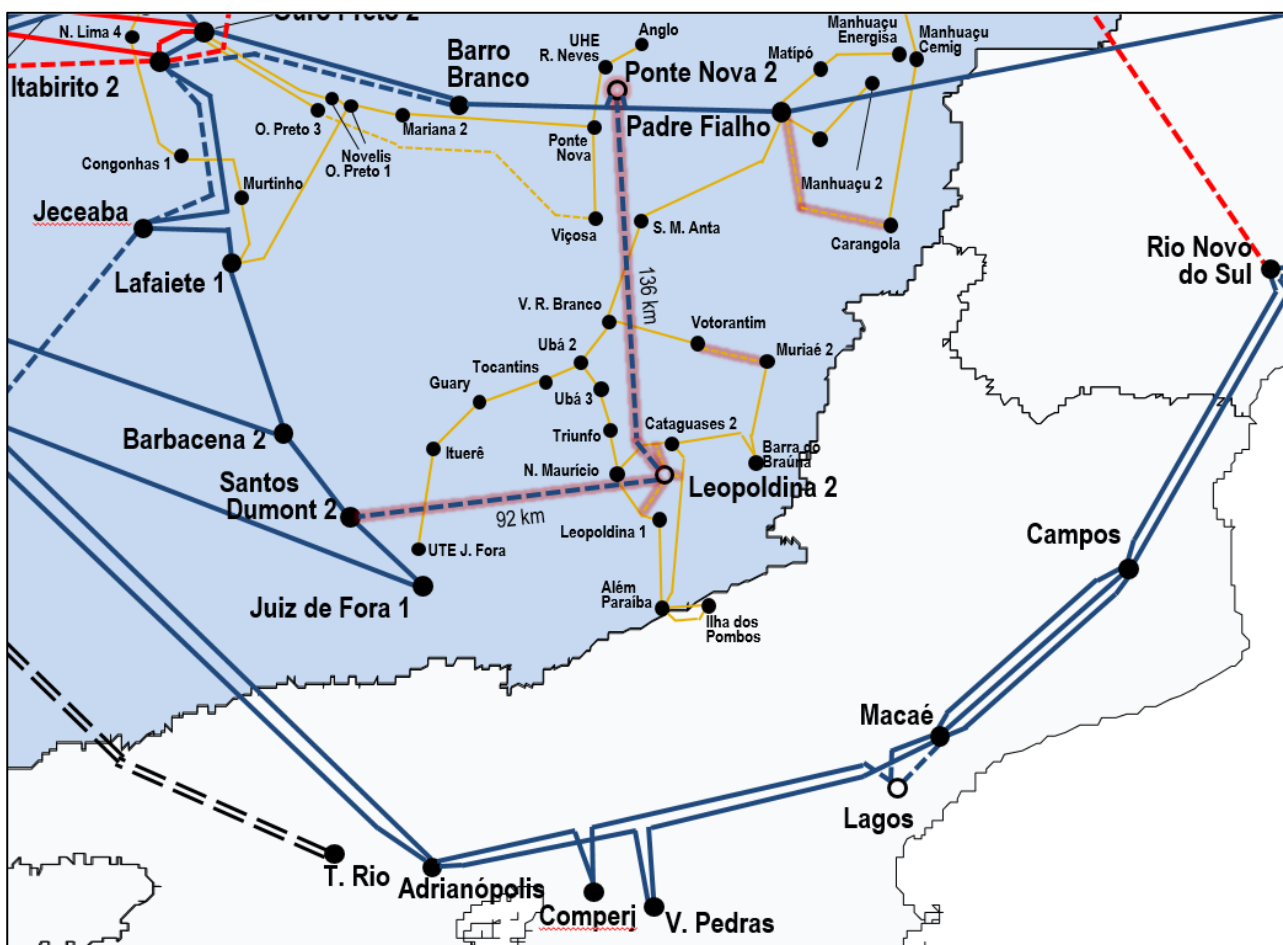


Figura 6-14 – Esquema da Alternativa 2C

Esta alternativa contempla as seguintes obras:

- **Ano 2022:**
 - Nova SE 345 kV Ponte Nova 2
 - Seccionamento da LT 345 kV Barro Branco – Padre Fialho C1, na SE Ponte Nova 2 – 2,5 km (CD)
 - Nova LT 345 kV Ponte Nova 2 – Leopoldina 2 C1 – 136 km
 - Nova LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2 C1 - 92 km

- Obras relativas à Variante 2, conforme item 6.1.2 deste relatório.

Esta alternativa garante o atendimento à área respeitando todos os critérios até o ano de 2031.

Alternativa 4A

A alternativa 4A tem como ponto de atendimento a SE Cataguases Oeste (Variante 4), que se conecta à malha 345 kV através da LT 345 kV Santos Dumont 2 – Cataguases Oeste C1 e C2 (CD). A Figura 6-15 ilustra esquematicamente esta alternativa.

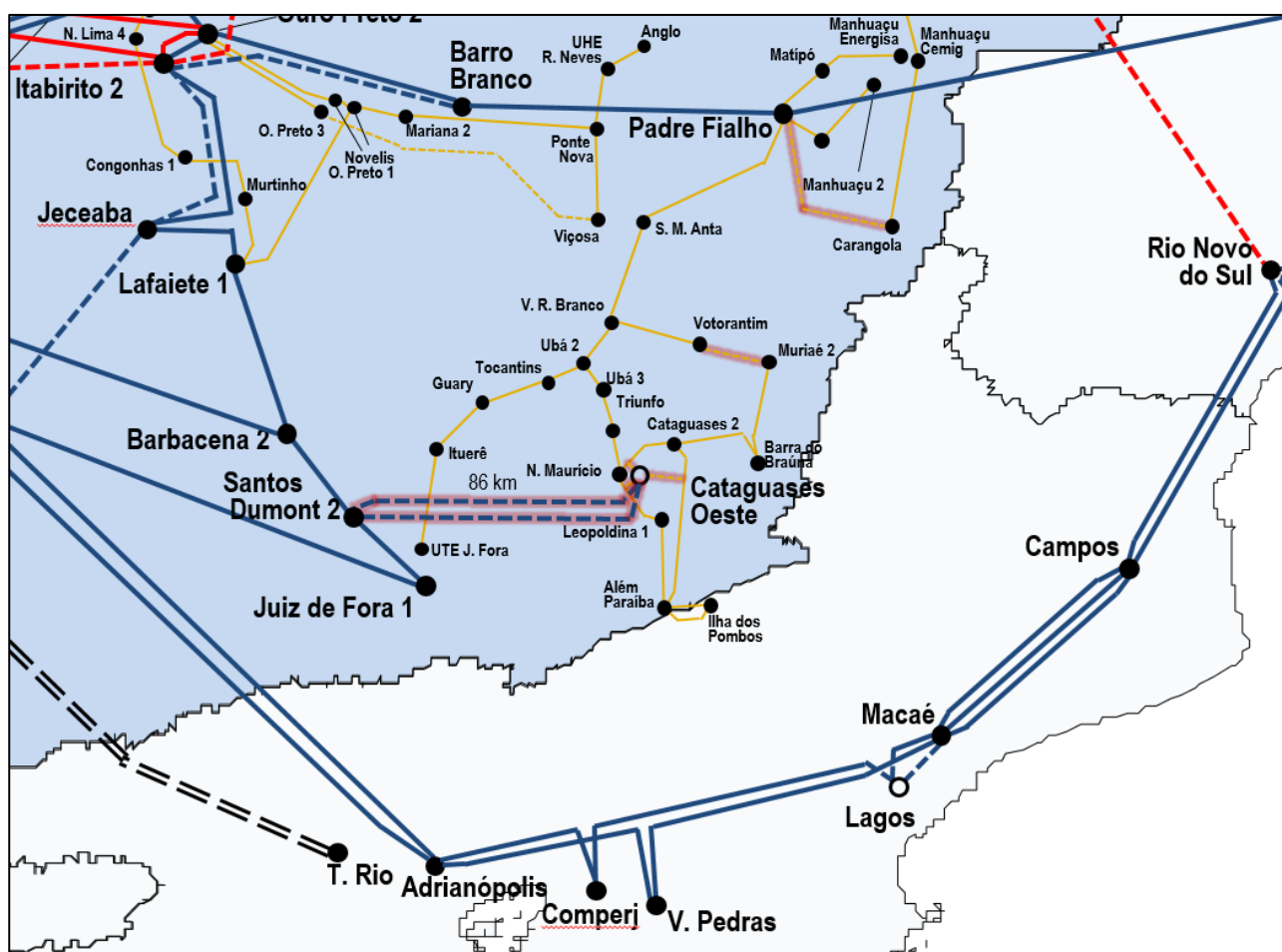


Figura 6-15 – Esquema da Alternativa 4A

Esta alternativa contempla as seguintes obras:

- **Ano 2022:**
 - Nova LT 345 kV Santos Dumont 2 – Cataguases Oeste C1 e C2 (CD) - 74 km
- Obras relativas à Variante 4, conforme item 6.1.2 deste relatório.

Esta alternativa garante o atendimento à área respeitando todos os critérios até o ano de 2031.

Alternativa 4C

A alternativa 4C tem como ponto de atendimento para a malha da Energisa-MG a SE Cataguases Oeste (Variante 4), que se conecta à malha 345 kV através da LT 345 kV Santos Dumont 2 – Cataguases Oeste C1 e LT 345 kV Ponte Nova 2 – Cataguases Oeste C1. Além disso, contempla a construção de uma nova SE seccionadora, a SE 345 kV Ponte Nova 2, resultante do seccionamento da LT Barro Branco – Padre Fialho C1. A Figura 6-16 ilustra esquematicamente esta alternativa.

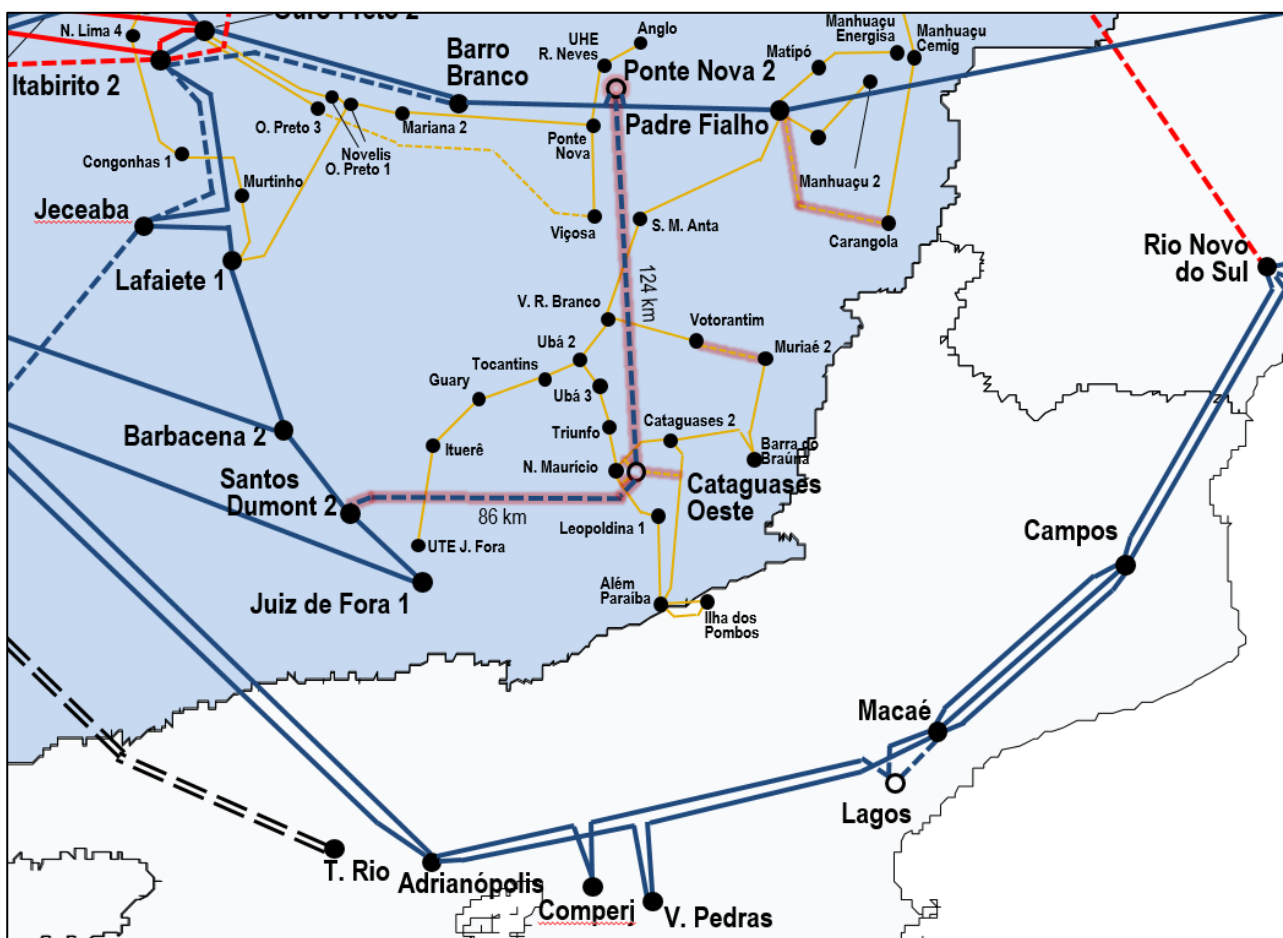


Figura 6-16 – Esquema da Alternativa 4C

Esta alternativa contempla as seguintes obras:

- **Ano 2022:**
 - Nova SE 345 kV Ponte Nova 2
 - Seccionamento da LT 345 kV Barro Branco – Padre Fialho C1, na SE Ponte Nova 2 – 2,5 km (CD)
 - Nova LT 345 kV Ponte Nova 2 – Cataguases Oeste C1 – 136 km
 - Nova LT 345 kV Santos Dumont 2 – Cataguases Oeste C1 - 86 km

- Obras relativas à Variante 4, conforme item 6.1.2 deste relatório.

Esta alternativa garante o atendimento à área respeitando todos os critérios até o ano de 2031.

Alternativa 4D

A alternativa 4D tem como ponto de atendimento para a malha da Energisa-MG a SE Cataguases Oeste (Variante 4), que se conecta à malha 345 kV através da LT 345 kV Santos Dumont 2 – Cataguases Oeste C1 e LT 345 kV Cataguases Oeste - Lagos C1. A Figura 6-17 ilustra esquematicamente esta alternativa.

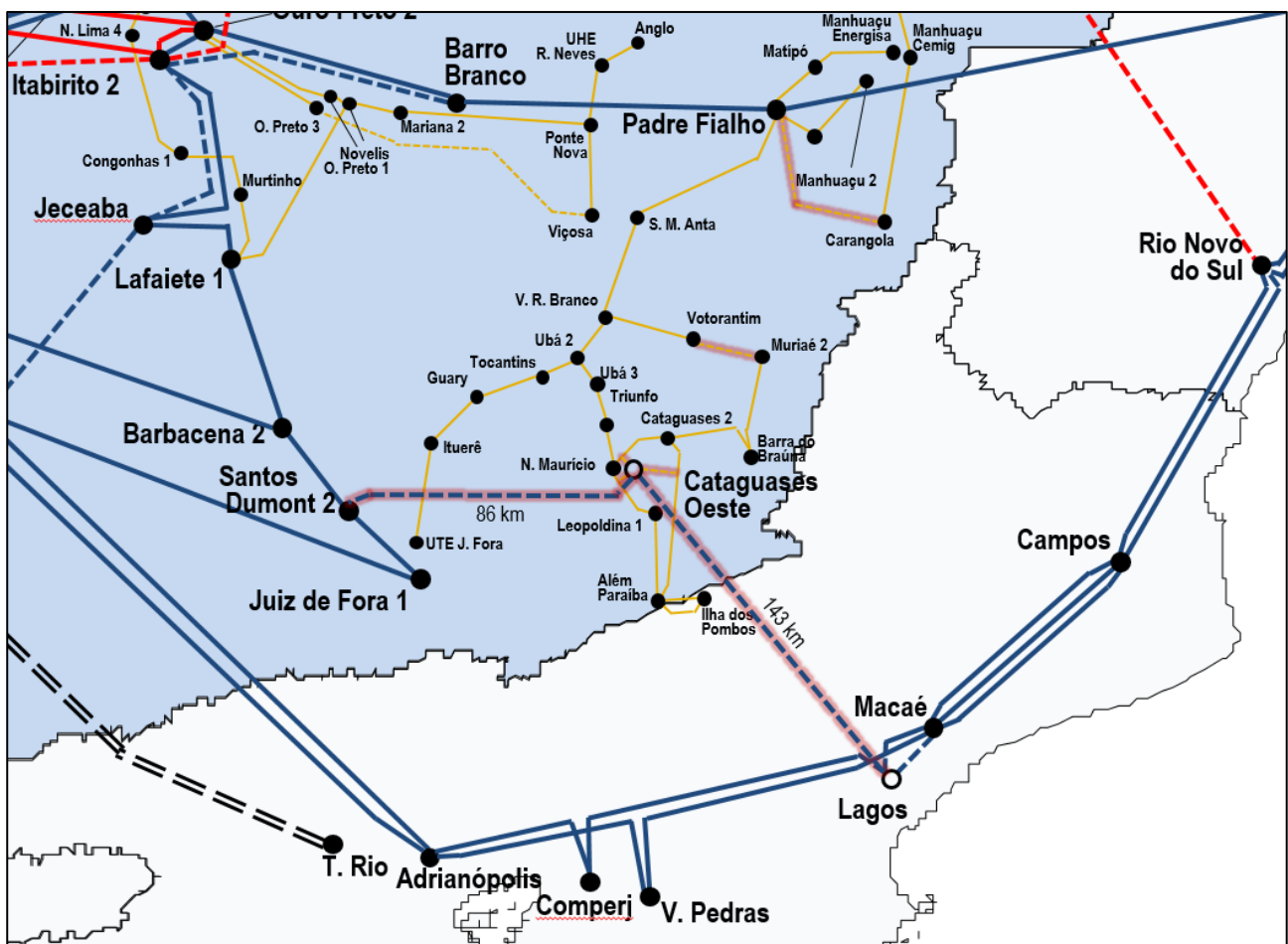


Figura 6-17 – Esquema da Alternativa 4D

Esta alternativa contempla as seguintes obras:

- **Ano 2022:**
 - Nova LT 345 kV Santos Dumont 2 – Cataguases Oeste C1 – 86 km
 - Nova LT 345 kV Cataguases Oeste - Lagos C1 - 143 km
- Obras relativas à Variante 4, conforme item 6.1.2 deste relatório.

Esta alternativa garante o atendimento à área respeitando todos os critérios até o ano de 2031.

Alternativa 5A

A alternativa 5A tem como ponto de atendimento a SE Cataguases Leste (Variante 5), que se conecta à malha 345 kV através da LT 345 kV Santos Dumont 2 – Cataguases Leste C1 e C2 (CD). A Figura 6-18 ilustra esquematicamente esta alternativa.

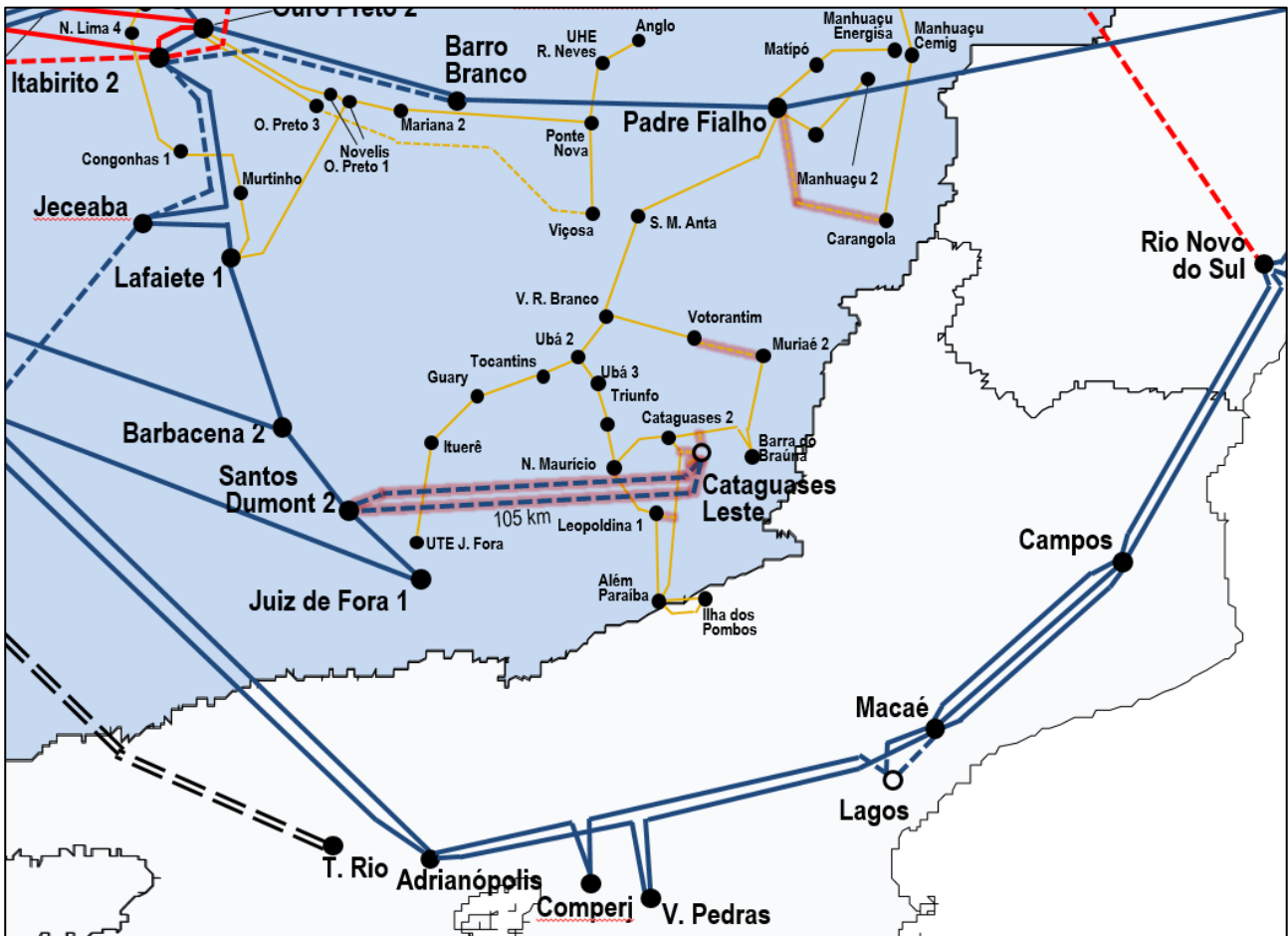


Figura 6-18 – Esquema da Alternativa 5A

Esta alternativa contempla as seguintes obras:

- **Ano 2022:**
 - Nova LT 345 kV Santos Dumont 2 – Cataguases Leste C1 e C2 (CD) - 105 km
- Obras relativas à Variante 5, conforme item 6.1.2 deste relatório.

Esta alternativa garante o atendimento à área respeitando todos os critérios até o ano de 2031.

Alternativa 5C

A alternativa 5C tem como ponto de atendimento para a malha da Energisa-MG a SE Cataguases Leste (Variante 5), que se conecta à malha 345 kV através da LT 345 kV Santos Dumont 2 – Cataguases Leste C1 e LT 345 kV Ponte Nova 2 – Cataguases Leste C1. Além disso, contempla a construção de uma nova SE seccionadora, a SE 345 kV Ponte Nova 2, resultante do seccionamento da LT Barro Branco – Padre Fialho C1. A Figura 6-19 ilustra esquematicamente esta alternativa.

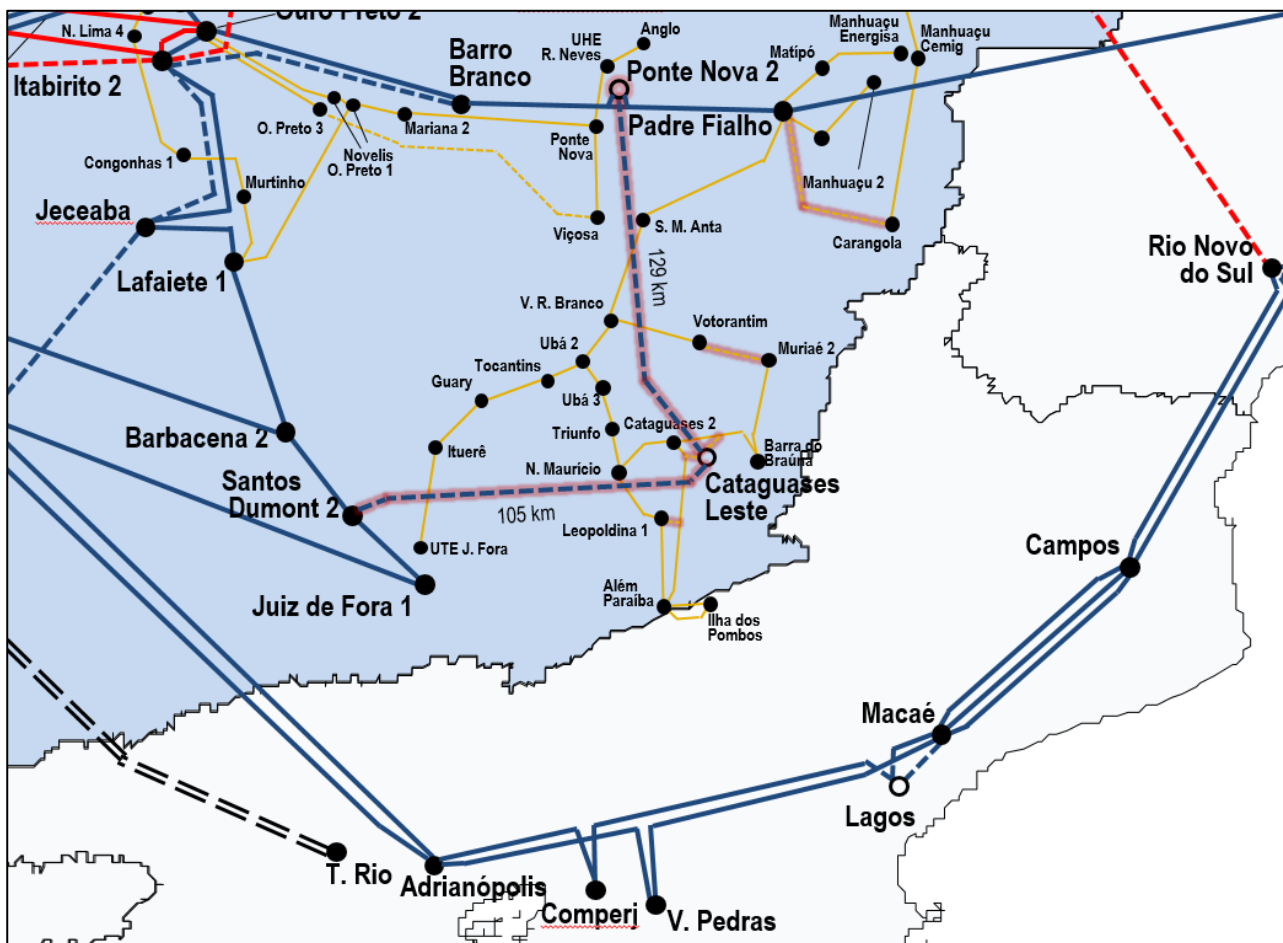


Figura 6-19 – Esquema da Alternativa 5C

Esta alternativa contempla as seguintes obras:

- **Ano 2022:**
 - Nova SE 345 kV Ponte Nova 2
 - Seccionamento da LT 345 kV Barro Branco – Padre Fialho C1, na SE Ponte Nova 2 – 2,5 km (CD)
 - Nova LT 345 kV Ponte Nova 2 – Cataguases Leste C1 – 129 km
 - Nova LT 345 kV Santos Dumont 2 – Cataguases Leste C1 - 105 km

- Obras relativas à Variante 5, conforme item 6.1.2 deste relatório.

Esta alternativa garante o atendimento à área respeitando todos os critérios até o ano de 2031.

Alternativa 5D

A alternativa 5D tem como ponto de atendimento para a malha da Energisa-MG a SE Cataguases Leste (Variante 5), que se conecta à malha 345 kV através da LT 345 kV Santos Dumont 2 – Cataguases Leste C1 e LT 345 kV Cataguases Leste - Lagos C1. A Figura 6-20 ilustra esquematicamente esta alternativa.

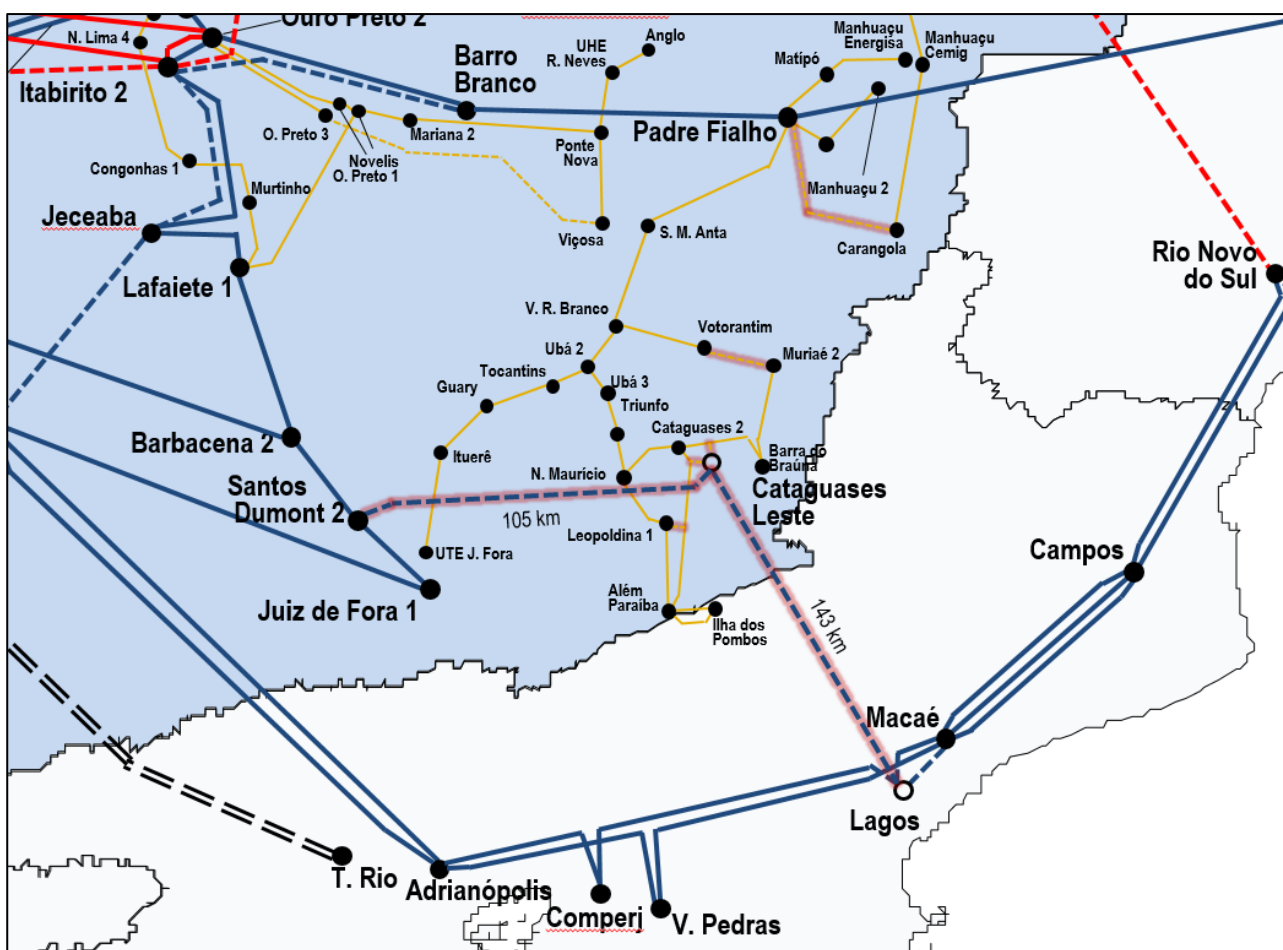


Figura 6-20 – Esquema da Alternativa 5D

Esta alternativa contempla as seguintes obras:

- **Ano 2022:**
 - Nova LT 345 kV Santos Dumont 2 – Cataguases Leste C1 – 105 km
 - Nova LT 345 kV Cataguases Leste - Lagos C1 - 143 km
- Obras relativas à Variante 5, conforme item 6.1.2 deste relatório.

Esta alternativa garante o atendimento à área respeitando todos os critérios até o ano de 2031.

6.1.4 Conclusões

Considerando que as 12 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 2A. Como houve diferença inferior a 5% entre a alternativa vencedora e outras 5 alternativas (1A, 1C, 2B, 4D e 5D), configurou-se empate técnico. Dessa forma, a alternativa 2A foi escolhida como alternativa vencedora devido às seguintes razões:

- Permite uma nova conexão entre as redes 345 kV de Minas Gerais e Rio de Janeiro, que auxilia e atenua os problemas verificados no diagnóstico para o eixo Ponte Nova, quando da perda da LT 345 kV Jeceaba - Lafaiete;
- Dentre as empatadas, é a alternativa de menor custo de investimento em redes de distribuição, cerca de R\$ 85 milhões em todo o horizonte;
- O ponto de conexão na rede 138 kV da Energisa-MG é mais malhado e mais próximo dos principais centros de carga da distribuidora;
- Permite um melhor perfil de tensão em contingência e melhor confiabilidade no atendimento à região de Padre Fialho em relação às alternativas 1A e 1C;
- É a que possui o menor custo de perdas elétricas;
- Possibilita um reforço para o escoamento do potencial térmico contratado e futuro da região Norte Fluminense.

As planilhas de comparação de custos de investimentos e perdas elétricas são apresentadas na Figura 7-1 e na Tabela 7-3 do Capítulo 7 e as planilhas de custos encontram-se no Anexo 15.4.

6.2 Etapa 2 – Atendimento ao Eixo Ponte Nova

A partir da alternativa vencedora definida para a área Energisa-MG, foi realizado um novo diagnóstico para o eixo Ponte Nova, em especial quando da perda da LT 345 kV Jeceaba – Lafaiete. Foi verificado na etapa de diagnóstico que altos carregamentos foram observados quando da ocorrência dessa contingência, no Cenário 2 e no Cenário 3.

A Figura 6-21 ilustra um comparativo entre os carregamentos das LDs de distribuição antes da alternativa vencedora e após a alternativa vencedora, na perda da LT 345 kV Jeceaba – Lafaiete.

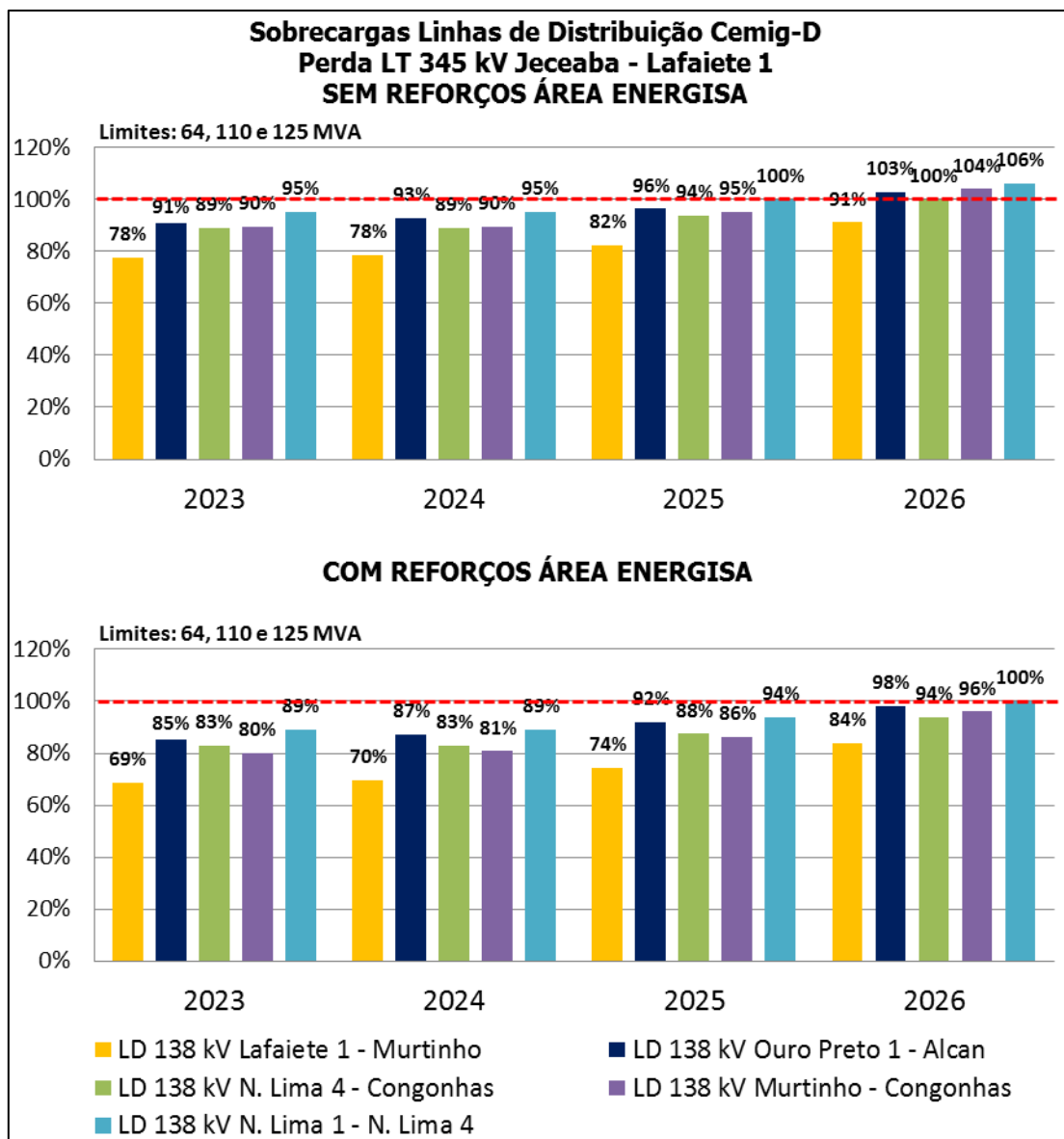


Figura 6-21 - Sobrecargas LDs Cemig-D – Perda LT 345 kV Jeceaba – Lafaiete – Com e sem obras estruturais de atendimento à Energisa-MG – Cenário 3

Verifica-se que, com as obras estruturais da alternativa 2A, houve uma redução de carregamento em todos os circuitos, da ordem de 5% a 10%, levando o problema a aparecer somente a partir do ano de 2027, já fora do horizonte decenal. Isso pode ser explicado pelo fato de que, no Cenário 3, o novo eixo 345 kV Santos Dumont – Leopoldina 2 – Lagos injeta potência no sentido do Rio de Janeiro para Minas Gerais, ajudando a descarregar a LT 345 kV Jeceaba – Lafaiete, de forma que a sua contingência afeta menos a rede 138 kV local.

É importante mencionar que, na etapa de diagnóstico, a LD 138 kV Ouro Preto 1 – Alcan também apresentou sobrecarga no Cenário 2, quando da perda da LT 345 kV Jeceaba – Lafaiete. A Figura 6-22 ilustra o carregamento comparativo dessa LD e da LD 138 kV Congonhas - Murtinho antes e após os reforços indicados para a área da Energisa-MG.

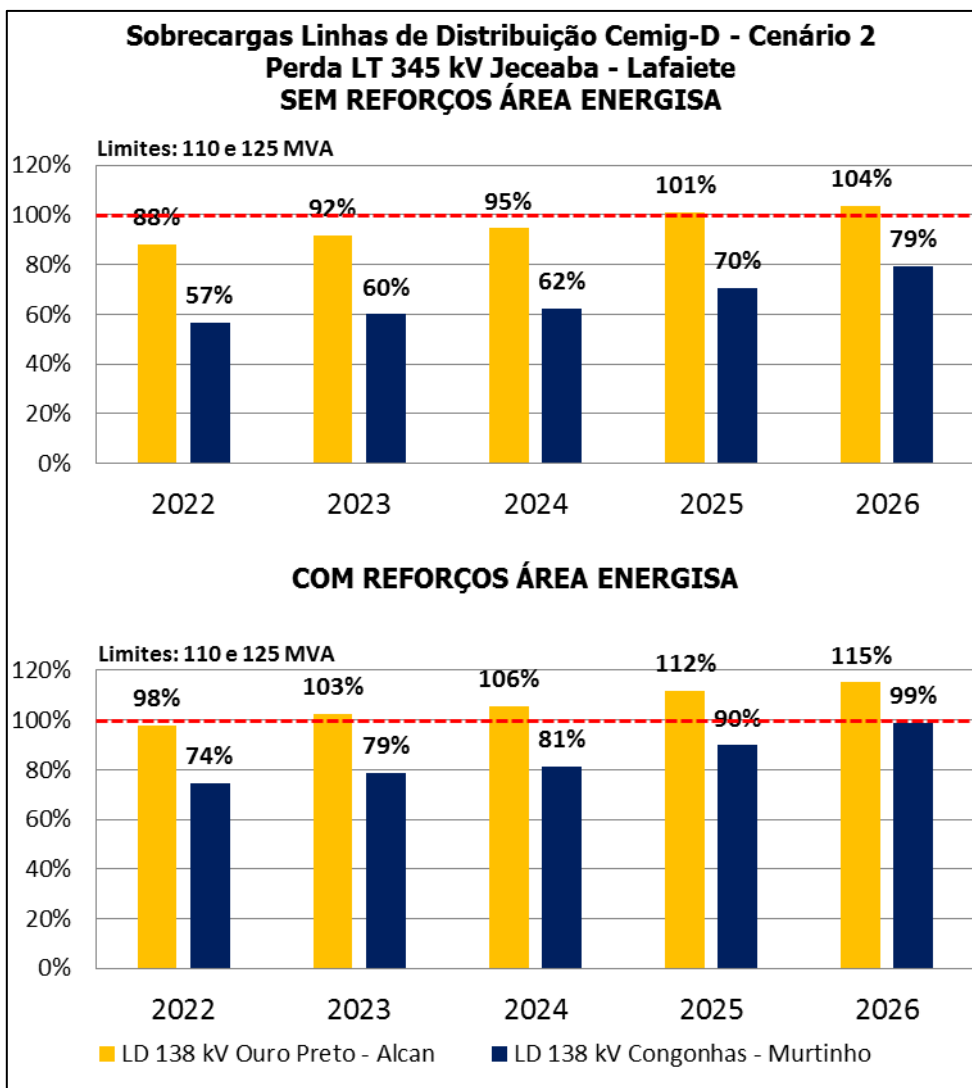


Figura 6-22 - Sobrecargas LDs Cemig-D – Perda LT 345 kV Jeceaba – Lafaiete – Com e sem obras estruturais de atendimento à Energisa-MG – Cenário 2

Verifica-se que, ao contrário do que ocorre no Cenário 3, os referidos reforços pioram os carregamentos da rede local no Cenário 2. Isso ocorre porque, nesse cenário, o sentido do fluxo no novo eixo Santos Dumont 2 – Leopoldina 2 – Lagos é de Minas Gerais para o Rio de Janeiro, o que faz aumentar o fluxo na LT 345 kV Jeceaba – Lafaiete 1. O impacto na rede local, no entanto, é menos abrangente que no Cenário 3, sendo verificada violação apenas na LD 138 kV Ouro Preto – Alcan, de apenas 4 km de comprimento, e iminência de violação na LD 138 kV Congonhas – Murtinho, apenas no final do horizonte.

Com base no exposto, fica claro que é necessário fazer uma análise de alternativas para solucionar o problema específico de sobrecarga na LD 138 kV Ouro Preto 1 – Alcan, que é o mais severo deles e está no horizonte mais próximo. Também será considerada a violação da LD 138 kV Murtinho – Lafaiete 1 a partir do ano de 2027. Para as demais LDs, que apresentaram carregamentos elevados no Cenário 3, mas sem violação, serão definidos reforços indicativos que poderão ser revistos em

ciclos de planejamento futuros. Isso porque os resultados obtidos para os anos finais do horizonte no Cenário 3 baseiam-se num montante de contratação de renováveis na região Nordeste que ainda traz muita incerteza.

Soma-se a isso o fato de que as análises dos Cenários 2 e 3 desconsideram, de forma conservadora, o montante de potência térmica recentemente contratado na região Norte Fluminense, que implica numa tendência de reversão do fluxo no eixo Santos Dumont – Leopoldina 2 – Lagos no sentido do Rio de Janeiro para Minas Gerais, com diminuição do carregamento da LT 345 kV Jeceaba – Lafaiete 1.

Desta forma, como o problema está previsto para ocorrer fora do horizonte decenal, optou-se por acompanhar esses carregamentos e o andamento da contratação de energia nova nos próximos anos.

Nesta perspectiva, foram cogitadas duas alternativas para solucionar os problemas vislumbrados, sendo que em uma delas contemplam-se investimentos exclusivamente na Rede Básica e na outra, investimentos exclusivamente na rede de distribuição 138 kV

6.2.1 Descrição das Alternativas

Alternativa 1

Como os problemas observados na rede 138 kV da Cemig-D ocorrem apenas na contingência da LT 345 kV Jeceaba – Lafaiete 1, a Alternativa 1, que é a que contempla investimentos apenas na Rede Básica, estabelece como reforço a construção de um segundo circuito entre Jeceaba e Lafaiete, de forma que a perda de um dos circuitos não acarrete sobrecarga na rede 138 kV paralela. A Figura 6-22 ilustra esta alternativa.

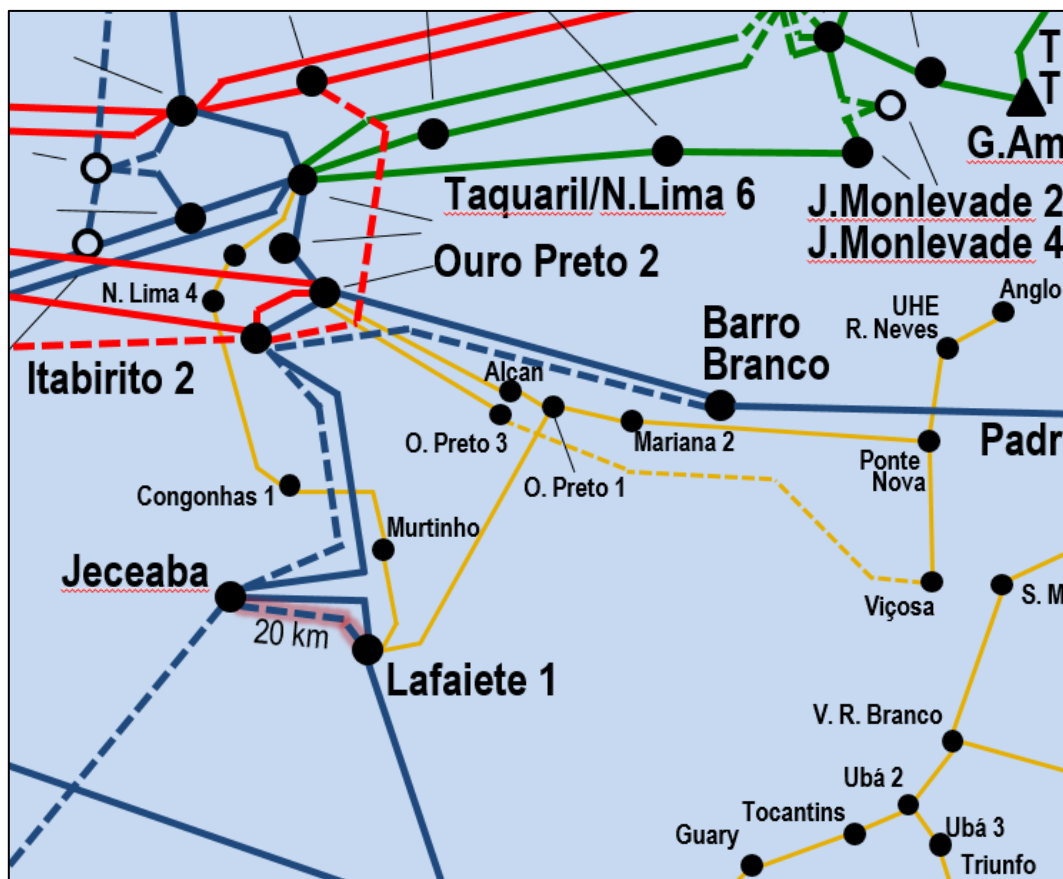


Figura 6-23 – Etapa 2 – Alternativa 1

Esta alternativa contempla as seguintes obras:

Ano 2023:

- Nova LT 345 kV Jeceaba – Lafaiete 1 C2 – 20 km

Com essas obras, estão atendidos todos os critérios de planejamento até o ano de 2031.

Alternativa 2

A Alternativa 2 contempla os reforços de distribuição necessários para solucionar os problemas de sobrecarga verificados. Em todos os casos foi indicada a recapitação das LDs existentes. Em especial o trecho Nova Lima 1 – Nova Lima 4 – Congonhas possui capacidade bastante reduzida, de apenas 72 MVA, trecho que a própria distribuidora Cemig-D já tinha interesse em realizar tal obra de recapitação. A Figura 6-24 ilustra as LDs cuja recapitação é recomendada.

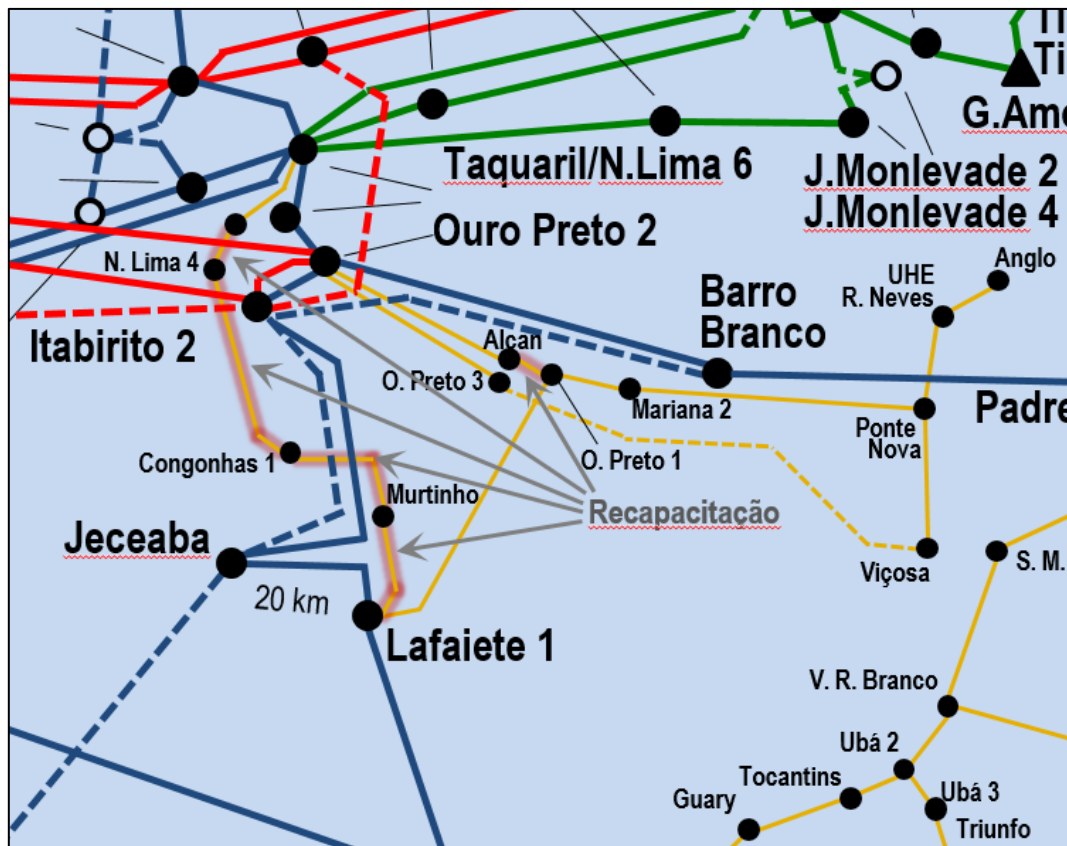


Figura 6-24 – Etapa 2 – Alternativa 2

Esta alternativa contempla as seguintes obras:

Ano 2023:

- Recapacitação LD 138 kV Ouro Preto 1 – Alcan – 4 km – 150/150 MVA

Ano 2027:

- Recapacitação LD 138 kV Congonhas - Murtinho – 16 km – 150/150 MVA
- Recapacitação LD 138 kV Nova Lima 1 – Nova Lima 4 – 23 km – 150/150 MVA
- Recapacitação LD 138 kV Nova Lima 4 – Congonhas – 30 km – 150/150 MVA

Ano 2030:

- Recapacitação LD 138 kV Murtinho – Lafaiete 1 – 9,5 km – 150/150 MVA

Com essas obras, estão atendidos todos os critérios de planejamento até o ano de 2031.

6.2.2 Conclusões

Considerando que as duas alternativas apresentadas atenderam aos critérios de planejamento, realizou-se a avaliação de mínimo custo global (custos de investimentos), conforme detalhado no

Capítulo 7. A comparação econômica apenas dos investimentos mostrou uma grande diferença de valores entre as alternativas 1 e 2, tendo a primeira delas apresentado um custo, pelo método dos rendimentos necessários, cerca de 5 vezes maior que a segunda. Desta forma, descartou-se inclusive a necessidade de se realizar a análise de perdas elétricas.

As planilhas de comparação de custos de investimentos são apresentadas na Figura 7-2 e na Tabela 7-4 do Capítulo 7 e as planilhas de custos encontram-se no Anexo 15.4.

7 ANÁLISE ECONÔMICA

Para a análise econômica comparativa das alternativas foi utilizada Base de Preços de Referência ANEEL – Ref. 06/2017 [4].

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, equivalente a trinta anos.

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.

Um detalhe com relação à aplicação dos custos modulares ANEEL refere-se ao custo de linhas de transmissão de curta extensão. Na ocorrência desse tipo de situação, foram utilizados percentuais de sobrecusto em relação ao custo de linhas adotado na Base de Preços da ANEEL conforme Tabela 7-1.

Tabela 7-1 – Valores de sobrecusto para linhas curtas

Comprimento LT	Fator Multiplicador Sobrecusto
Até 5 km	1,3
Superior a 5 km e inferior a 15 km	1,2
Superior a 15 km e inferior a 30 km	1,1

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 o Plano Decenal de Energia da EPE [3].

A exemplo da análise de alternativas, a análise econômica será realizada em separado para a Etapa 1 e para a Etapa 2.

7.1 Resultados da Etapa 1

Nesta análise será considerado o ano de 2022 como o inicial e o ano de 2031 para o truncamento das séries de custos, tanto para investimentos quanto para perdas elétricas. No que se refere às perdas elétricas, foram utilizados casos que modelassem o comportamento do sistema ao longo do ano e do dia. No caso das centrais hidrelétricas da área Energisa-MG, com base no gráfico da Figura 7-2, foi calculada a média de geração para os períodos úmido (dezembro-abril) e seco (maio-novembro) para cálculo dos custos de perdas elétricas. A Tabela 7-2 ilustra os valores percentuais de geração em relação à potência instalada.

Tabela 7-2 – Percentuais de geração considerados para os casos de perdas elétricas

Período do ano	Meses	Geração Hidro (% Cap. instalada)
ÚMIDO	Dezembro - Abril	58,2%
SECO	Maio - Novembro	28,9%

O resultado da comparação de investimentos é mostrado na Tabela 7-3, que contém o custo de investimento total das alternativas em valor presente, o custo pela metodologia dos rendimentos necessários, o custo de perdas elétricas e finalmente o custo global. A análise mais detalhada da comparação econômica, com lista de obras, pode ser verificada no Anexo 15.4.

Tabela 7-3 – Comparação de Custos de Alternativas – Etapa 1

Alternativa	Custo total (PV)			Rendimentos Necessários			Perdas			Rendimentos Necessários + Perdas		
	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
Alternativa 1A	353.015,22	100,0%	1º	191.697,47	100,0%	1º	91.522,90	73.436,03	12º	265.133,49	102,4%	4º
Alternativa 1C	431.380,47	122,2%	4º	235.181,96	122,7%	4º	49.167,72	31.080,84	9º	266.262,80	102,8%	5º
Alternativa 1D	538.811,55	152,6%	12º	294.794,93	153,8%	12º	31.418,43	13.331,55	5º	308.126,48	119,0%	12º
Alternativa 2A	472.636,97	133,9%	5º	258.953,66	135,1%	5º	18.086,87	0,00	1º	258.953,66	100,0%	1º
Alternativa 2B	486.879,46	137,9%	8º	266.856,75	139,2%	8º	19.515,10	1.428,23	2º	268.284,98	103,6%	6º
Alternativa 2C	506.562,86	143,5%	11º	277.778,97	144,9%	11º	40.433,35	22.346,47	6º	300.125,45	115,9%	11º
Alternativa 4A	398.440,36	112,9%	2º	217.543,26	113,5%	2º	83.420,82	65.333,94	11º	282.877,21	109,2%	7º
Alternativa 4C	496.001,62	140,5%	9º	271.679,52	141,7%	9º	41.056,66	22.969,79	7º	294.649,31	113,8%	9º
Alternativa 4D	478.085,46	135,4%	6º	261.737,93	136,5%	7º	20.710,68	2.623,81	4º	264.361,74	102,1%	3º
Alternativa 5A	415.537,50	117,7%	3º	223.736,24	116,7%	3º	83.314,57	65.227,69	10º	288.963,93	111,6%	8º
Alternativa 5C	505.598,30	143,2%	10º	273.710,53	142,8%	10º	41.204,33	23.117,45	8º	296.827,98	114,6%	10º
Alternativa 5D	483.051,48	136,8%	7º	261.199,41	136,3%	6º	20.390,32	2.303,44	3º	263.502,85	101,8%	2º

Em termos de custos de investimentos, observou-se que a alternativa mais módica é a alternativa 1A, tanto em valor presente quanto aplicando a metodologia dos rendimentos necessários. Já no que se refere ao custo de perdas elétricas, a alternativa que apresentou os menores custos foi a alternativa 2A, que tem como ponto de injeção a SE Leopoldina 2 e conexão com as SEs Santos Dumont 2 e Lagos. Outras alternativas que apresentaram valores baixos de perdas elétricas foram

a Alternativa 2B, 4D e 5D, tendo elas em comum a conexão de Minas Gerais com a região Norte-Fluminense.

Ao se agrupar os custos globais, houve um empate entre as Alternativas 1A, 1C, 2A, 2B, 4D e 5D, conforme mostrado na Tabela 7-3 e ilustrado na Figura 7-1. Houve uma diferença máxima de aproximadamente 3,6% entre elas, apenas.

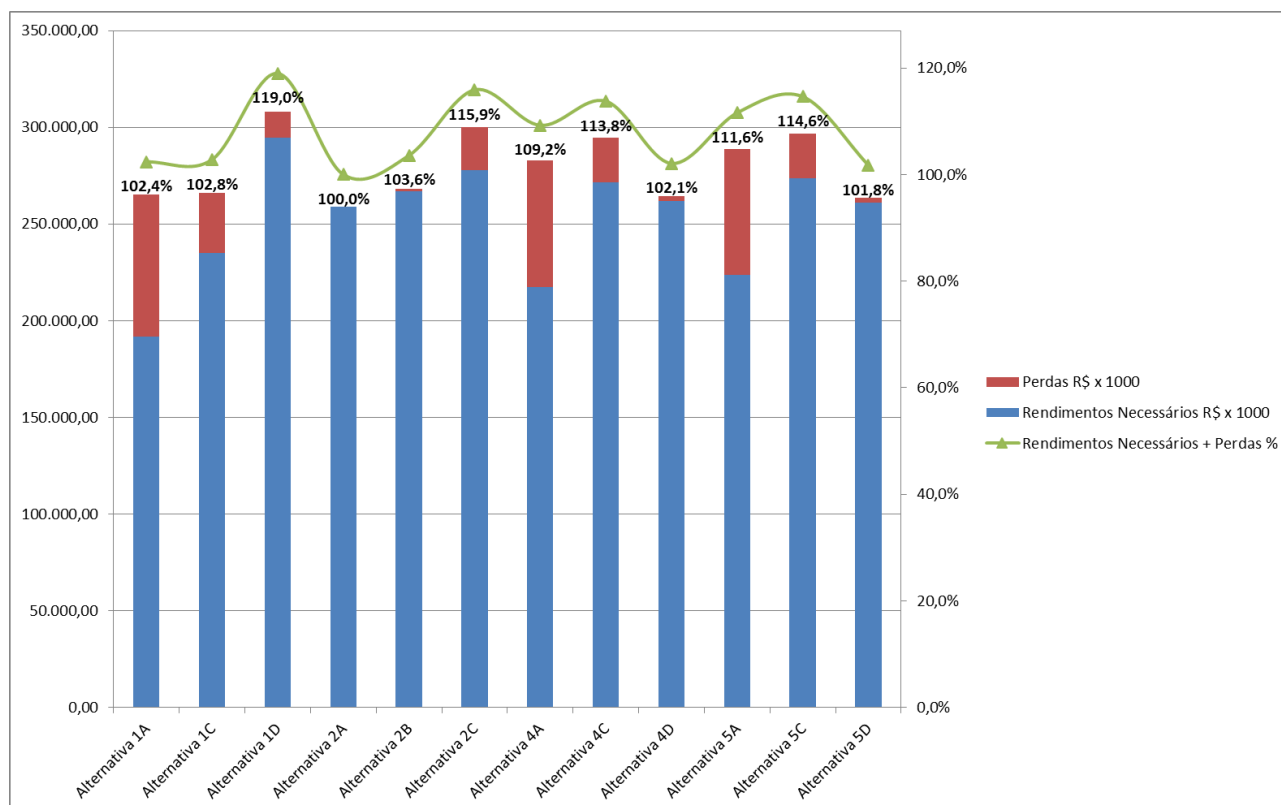


Figura 7-1 – Comparação econômica – Etapa 1

7.1.1 Discussão dos Resultados da Etapa 1

Levando em consideração o empate observado entre 6 das alternativas, cabe uma discussão qualitativa sobre qual alternativa recomendar.

As alternativas 1A e 1C, que tem como ponto de atendimento a SE Ubá 4, possuem uma desvantagem em relação ao atendimento da região de Padre Fialho e Matipó. Como não contempla a segunda unidade 345/138 kV da SE Padre Fialho, a perda da única unidade existente implica uma queda nos níveis de tensão na malha 138 kV regional. Além disso, caso a Energisa-MG opte por transferir a sua carga atualmente atendida pela SE Manhauçu da Cemig-D para este ramal, as alternativas 1A e 1C trazem menor confiabilidade e necessidade de antecipação da data de necessidade de um 2º autotransformador 345/138 kV. Portanto, essas duas possibilidades foram descartadas.

Em relação à Alternativa 2B, com conexão prevista na SE 345 kV Campos, apesar da sinalização por parte de Furnas indicando a viabilidade de sua conexão neste barramento, considerou-se a sua implantação mais delicada quando comparada às opções de conexão em Lagos. Esta SE está em fase de planejamento, com amplo espaço previsto para expansões. Já a SE Campos, está bastante ocupada e vislumbra-se a conexão de novos projetos de geração térmica no local, que poderão fazer uso do espaço remanescente. Desta forma, esta alternativa foi descartada.

As alternativas 2A, 4D e 5D são bastante semelhantes do ponto de vista de topologia e, portanto, é de se esperar que o resultado final da análise econômica seja também muito semelhante. Por contarem apenas com pequenas diferenças quanto à integração da nova SE ao sistema 138 kV da distribuidora, e levando em conta que a diferença final de custo entre elas ficou por volta de 2%, facultou-se à distribuidora Energisa-MG a escolha da melhor opção, levando em conta investimentos de distribuição, facilidade de implantação e confiabilidade de atendimento.

Por apresentar um menor custo de investimento para a distribuidora, foi escolhida como vencedora a Alternativa 2A.

7.2 Resultados da Etapa 2

Nesta análise será considerado o ano de 2022 como o inicial e o ano de 2031 para o truncamento das séries de custos.

O resultado da comparação de investimentos é mostrado na Tabela 7-4, que contém o custo de investimento total das alternativas em valor presente e o custo pela metodologia dos rendimentos necessários. A análise mais detalhada da comparação econômica, com lista de obras, pode ser verificada no Anexo 15.4.

Os custos de perdas não foram calculados nessa análise devido à grande diferença nos custos de investimento pelo método de rendimentos necessários, em que a Alternativa 1 apresentou um custo 5 vezes maior que a Alternativa 2, o que foi suficiente para descartá-la.

Tabela 7-4 – Comparação de Custos de Alternativas – Etapa 2

Alternativa	Custo total (PV)			Rendimentos Necessários		
	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
Alternativa 1	34.768,00	282,9%	2º	17.747,65	498,0%	2º
Alternativa 2	12.289,19	100,0%	1º	3.563,73	100,0%	1º

Cabe mencionar que chegou-se a esses valores utilizando um custo para recapacitação por km de linha 138 kV equivalente a 50% do custo de uma LD nova, de configuração 1x 636 MCM. Ressalta-

se que esse valor é consideravelmente acima do valor usualmente utilizado para esse tipo de obra de recapitação, mas foi utilizado neste contexto para demonstrar que mesmo penalizando a Alternativa 2, ela é consistentemente mais módica que a Alternativa 1.

A análise gráfica desta comparação é ilustrada na Figura 7-2, sendo a Alternativa 1 498% do valor da Alternativa 2.

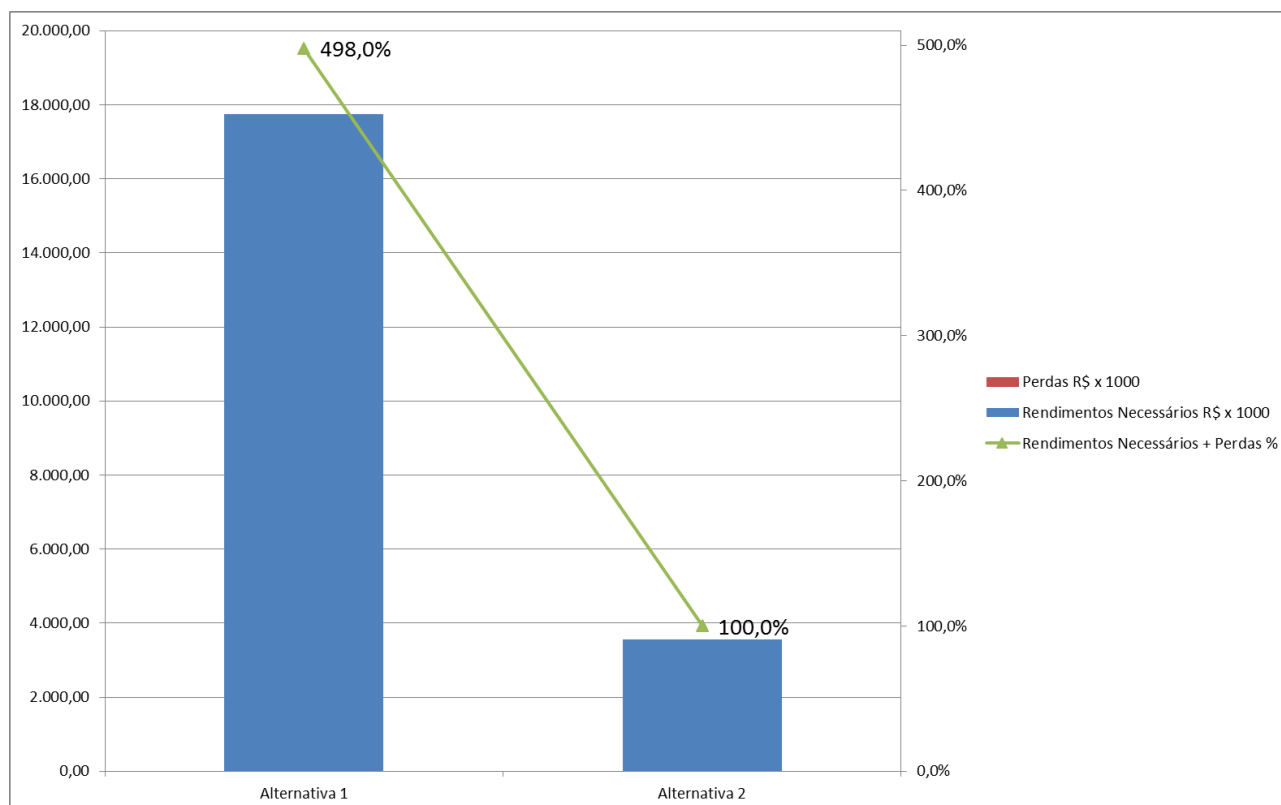


Figura 7-2 – Comparação econômica – Etapa 2

7.2.1 Discussão dos Resultados da Etapa 2

A Alternativa 2 foi a alternativa vencedora da análise. Em face da grande de diferença econômica de investimento, a Alternativa 2 apresentou-se mais adequada. Essa alternativa responde de maneira mais flexível ao problema vislumbrado, visto que a maioria das sobrecargas encontradas estão fortemente relacionadas a cenários de geração que consideram projetos prospectivos na região Nordeste, com alta incerteza sobre o montante e sua efetiva localização. Soma-se a isso a recente contratação térmica na região norte-fluminense, com baixos valores de CVU, que traz uma tendência de reversão dos fluxos no sentido do Rio de Janeiro para Minas Gerais, diminuindo o carregamento na LT 345 kV Jeceaba – Lafaiete. A única LD que apresenta sobrecarga no prazo mais curto, já em 2023, é a LD 138 kV Ouro Preto 1 – Alcan, de apenas 4 km, cuja recapitação apresenta investimento bastante reduzido. A proposta de recapitação da Alternativa 2 também se mostra

adequada para o eixo Nova Lima 1 – Nova Lima 4 – Congonhas, que tem capacidade bastante reduzida para esse nível de tensão – apenas 64 MVA – e terá sua capacidade aumentada para 150 MVA.

8 DESEMPENHO DA ALTERNATIVA VENCEDORA

Essa etapa tem por objetivo mostrar o desempenho das alternativas vencedoras das Etapas 1 e 2, comprovando que os problemas verificados na etapa de diagnóstico foram totalmente solucionados em todo o horizonte do estudo, que vai até 2031. Apesar de no diagnóstico terem sido apresentados os problemas somente até o horizonte decenal (2026), nesta etapa prolongou-se o horizonte até aquele ano, aplicando-se um crescimento de carga apenas na região em análise, no caso a região da Zona da Mata e da Mantiqueira. Para tal, foram aplicados os percentuais de crescimento de verificados na Figura 4-2 e na Figura 4-3, a partir de 2027.

Nos itens seguintes serão apresentados gráficos comparativos dos problemas antes e depois das obras estruturais apresentadas, correspondentes às alternativas vencedoras 2A e 2, correspondentes à Etapa 1 e à Etapa 2, respectivamente.

8.1 Solução dos Problemas após alternativa vencedora (Etapa 1 e Etapa 2)

8.1.1 Desempenho em Regime Normal

A. Área Energisa-MG

A Figura 8-1 mostra que, no Cenário 1, que era o mais crítico para o atendimento à Energisa-MG, atingiram-se níveis de tensão satisfatórios em toda a malha da distribuidora até o horizonte de 2031. Quando comparada com a situação anterior à aplicação da alternativa vencedora, verifica-se uma melhora geral na malha 138 kV da distribuidora.

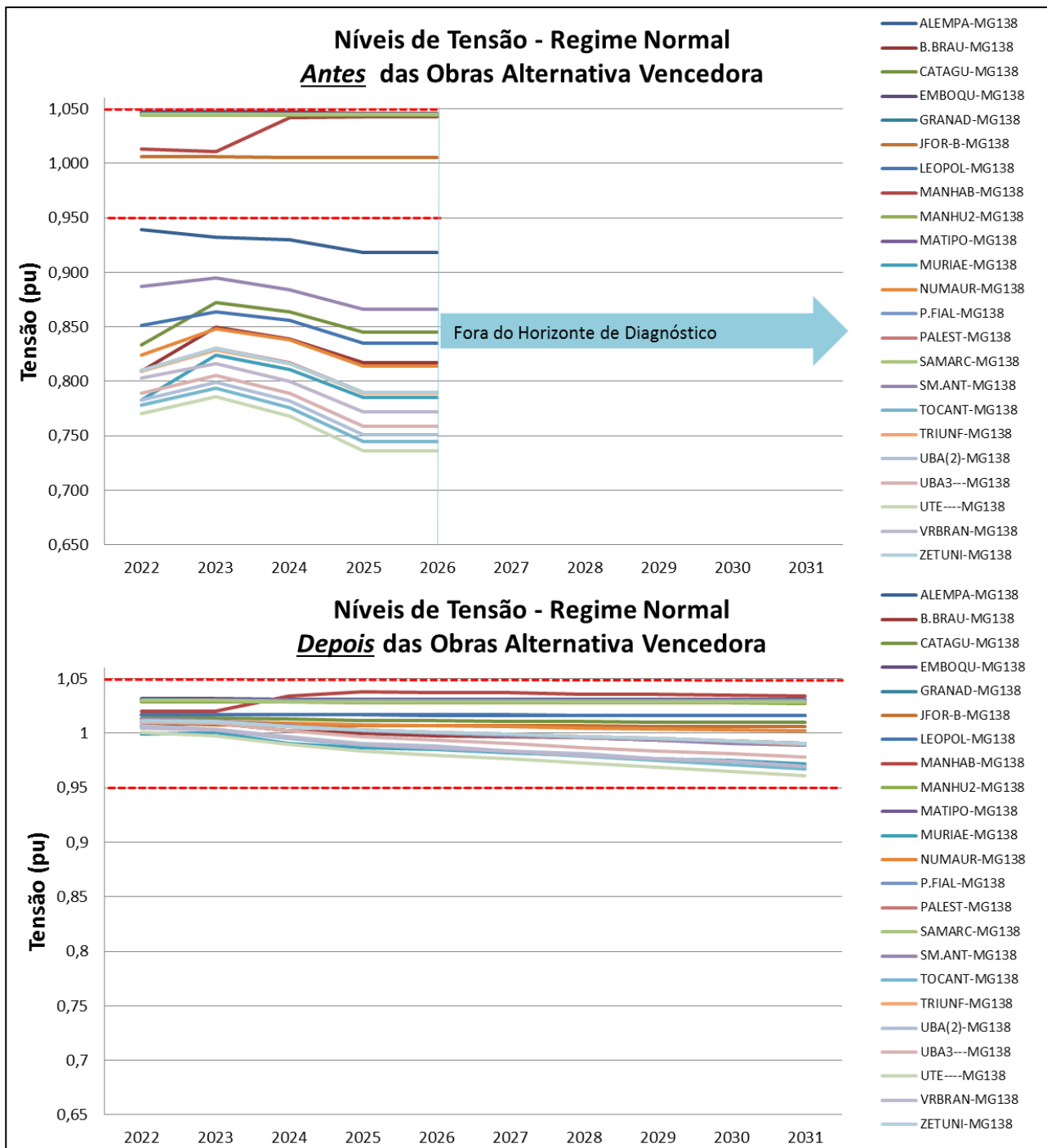


Figura 8-1 – Níveis de tensão antes e depois da obras – regime normal – área Energisa-MG – Cenário 1

Com relação às sobrecargas verificadas em regime normal, a Figura 8-2 mostra os carregamentos antes e depois das obras. A LD 138 kV Além Paraíba – Cataguases 2, que estava em sobrecarga no diagnóstico, foi seccionada na SE Leopoldina 2 se tornou duas LDs: LD 138 kV Leopoldina 2 – Além Paraíba e LD 138 kV Leopoldina 2 – Cataguases 2, cujos fluxos são mostrados após a implantação dos reforços.

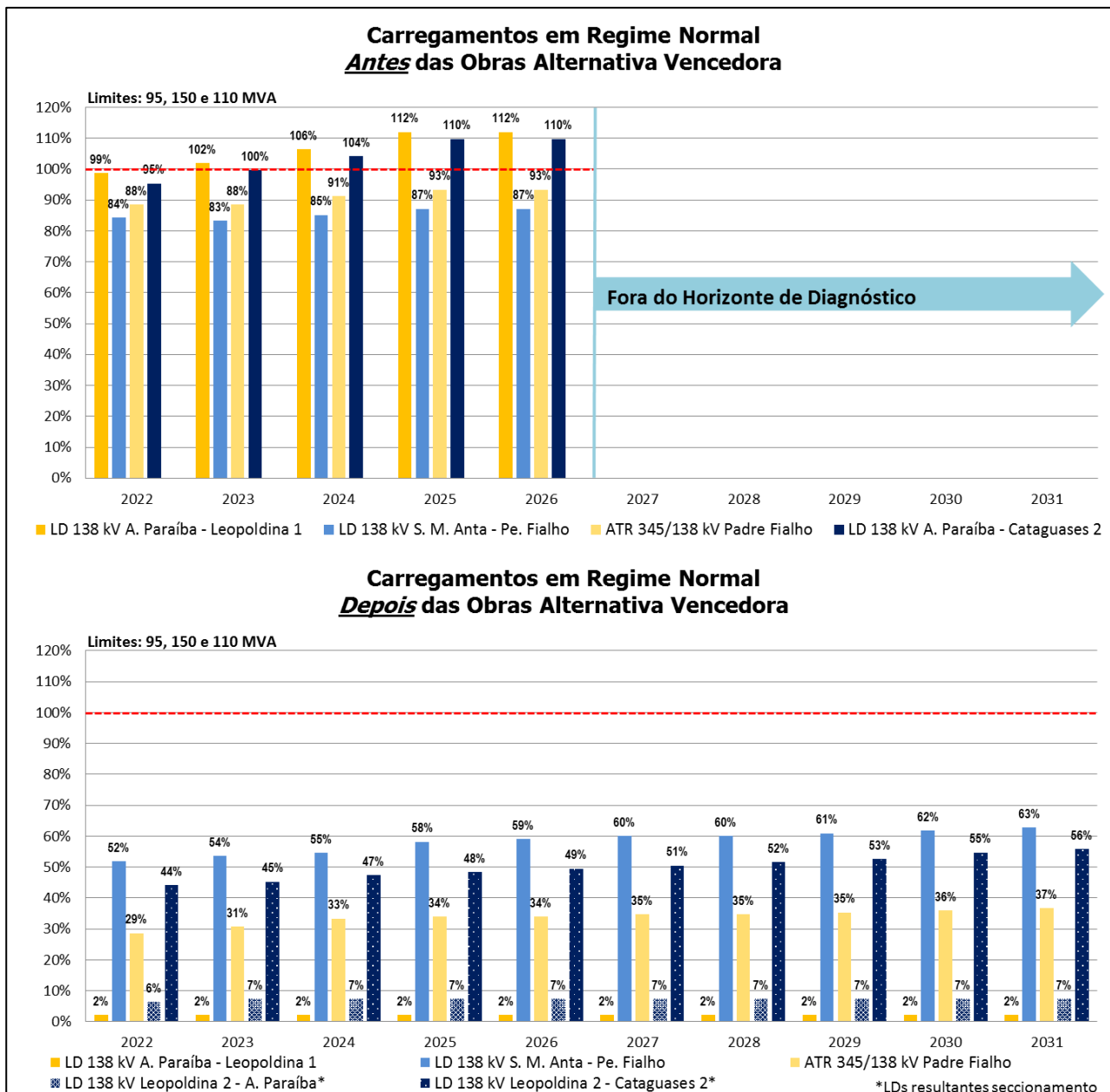


Figura 8-2 – Carregamentos antes e depois das obras – regime normal – área Energisa-MG – Cenário 1

Verifica-se uma redução significativa dos fluxos quando comparado à situação do diagnóstico, a qual é resultado de uma melhor distribuição de fluxos proporcionado pela nova SE 345/138 kV Leopoldina 2 e seccionamentos correlatos na malha 138 kV.

B. Eixo Ponte Nova – Cemig-D

Como não foram encontrados problemas em regime normal para essa região na etapa de diagnóstico, não se aplica essa demonstração.

C. Eixo Carangola – Cemig-D

Como não foram encontrados problemas em regime normal para essa região na etapa de diagnóstico, não se aplica essa demonstração.

8.1.2 Desempenho em Regime de Emergência

A. Área Energisa-MG

A Figura 8-3 mostra que, após as obras indicadas, a perda de um dos transformadores 345/138 kV da SE Padre Fialho não ocasiona afundamento de tensão severo. O afundamento de tensão nos casos de trabalho do diagnóstico era tão severo que impossibilitou a convergência dos casos de fluxo de potência. Verifica-se, por outro lado, que com o novo ponto de atendimento de Leopoldina 2, aliado ao 2º ATR 345/138 kV na SE Padre Fialho e à compensação *shunt* definida pela distribuidora, o sistema mantém níveis de tensão adequados quando da perda de uma das unidades transformadoras daquela SE.

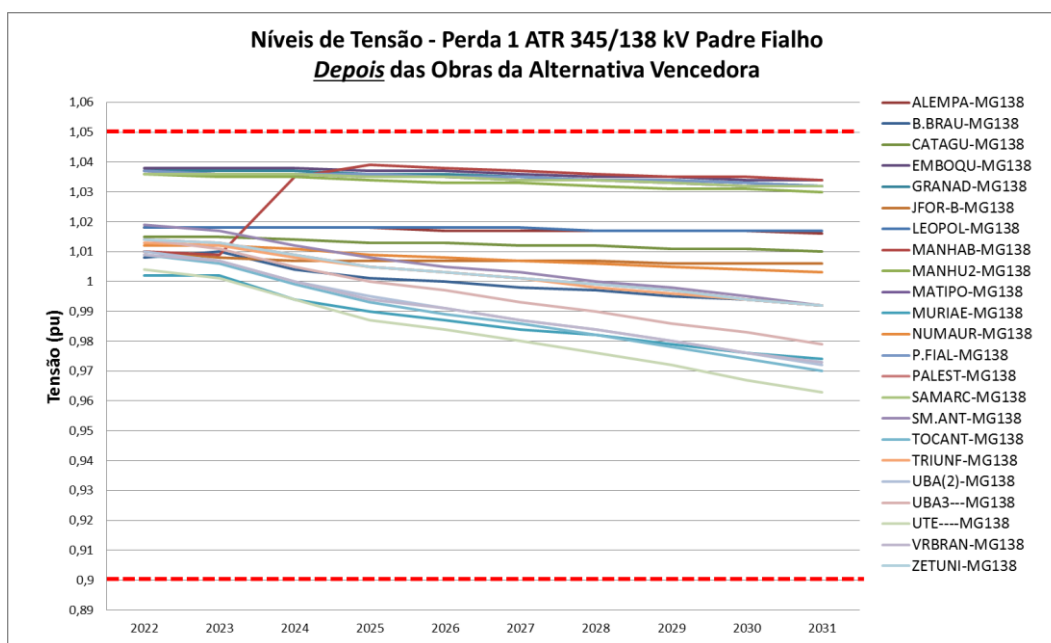


Figura 8-3 - Níveis de tensão depois da obras – contingência 1 ATR Padre Fialho – área Energisa-MG – Cenário 1

No que se refere aos carregamentos de circuitos, a Figura 8-4 mostra que houve uma redução muito significativa dos carregamentos em relação à condição observada no diagnóstico. O novo ponto de atendimento de Leopoldina 2 permitiu a abertura da conexão da Energisa-MG com o sistema Light, de forma que as LDs 138 kV que conectavam a SE Além Paraíba ao restante da malha 138 kV tiveram uma redução significativa nos fluxos. Os três seccionamentos 138 kV no novo barramento 138 kV da SE Leopoldina 2 permitiram o escoamento adequado dos fluxos supridos pela Rede Básica, contribuindo para a diminuição de perdas elétricas.

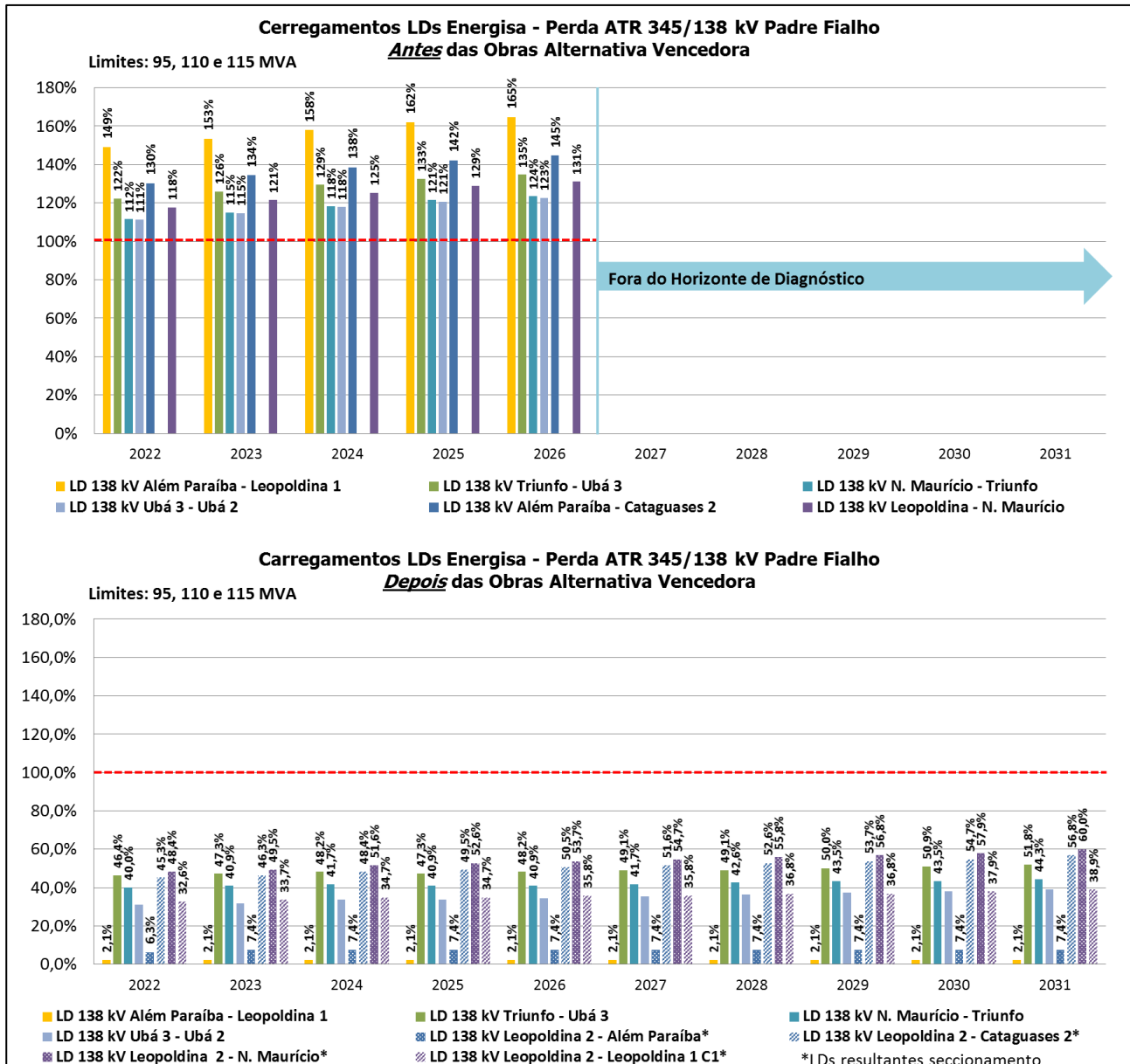


Figura 8-4 – Carregamentos LDs Energisa-MG antes e depois das obras – contingência 1 ATR 345/138 kV Padre Fialho – Cenário 1

Ainda analisando a perda de 1 ATR 345/138 kV da Padre Fialho, a Figura 8-5 demonstra que o carregamento da unidade remanescente permanece bem abaixo dos limites de emergência, demonstrando que a segunda unidade desta transformação foi indicada para evitar afundamento severo de tensão na malha 138 kV norte do sistema Energisa-MG e não em razão de sobrecarga na unidade existente. Essa recomendação, adicionalmente, aumenta o nível de confiabilidade dessa transformação de fronteira, fato que é relevante em razão de ela atender, a partir de 2024, também a Cemig-D.

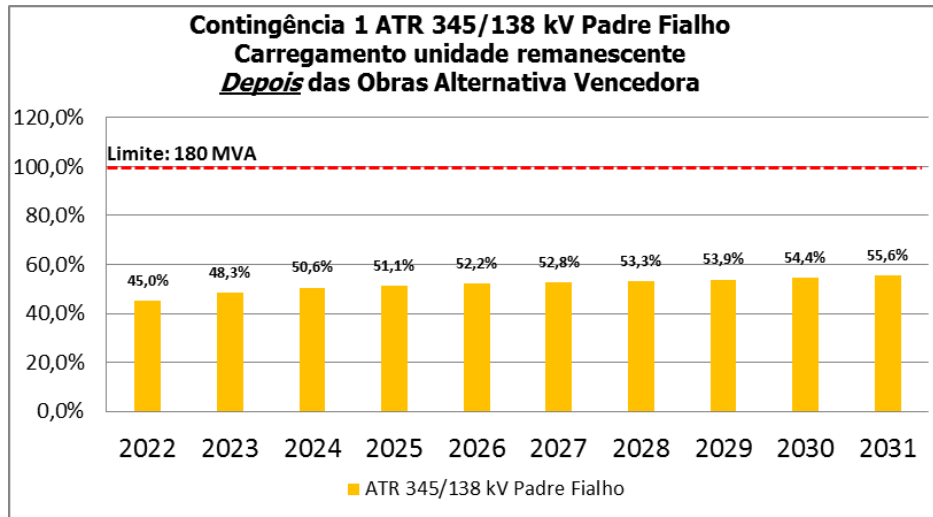


Figura 8-5 – Contingência 1 ATR 345/138 kV – Carregamento da Unidade Remascente – Cenário 1

Com relação à contingência da LT 345 kV Barro Branco – Padre Fialho, a Figura 8-6 mostra que, após a implantação das obras, não são verificadas mais sobrecargas nem na LD 138 kV Além Paraíba – Leopoldina 1 e nem na LD 138 kV Além Paraíba – Cataguases 2, a qual após a integração da SE Leopoldina 2 se torna duas LDs: LD 138 kV Leopoldina 2 – Além Paraíba e LD 138 kV Leopoldina 2 – Cataguases 2 C1. O novo ponto de atendimento tem um papel fundamental na diminuição dos níveis de carregamento, distribuindo os fluxos dentro da malha 138 kV da Energisa-MG com uma maior uniformidade.

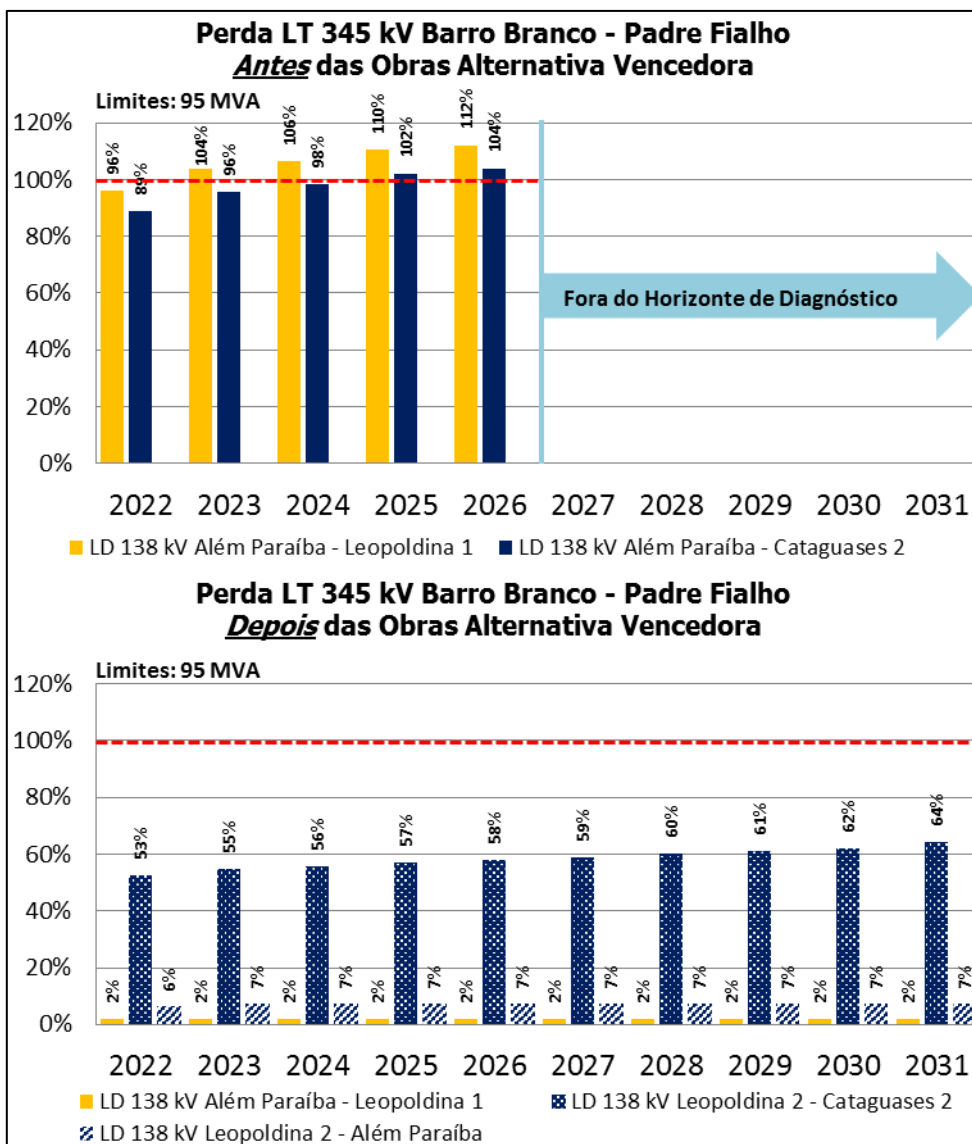


Figura 8-6 - Carregamentos LDs Energisa-MG antes e depois das obras – contingência LT 345 kV Barro Branco – Padre Fialho – Cenário 1

B. Eixo Ponte Nova – Cemig-D

A Figura 8-7 ilustra os carregamentos para a perda da LT 345 kV Jeceaba – Lafaiete 1 no Cenário 3, após as obras relativas à Alternativa 2, com as recapacitações indicadas.

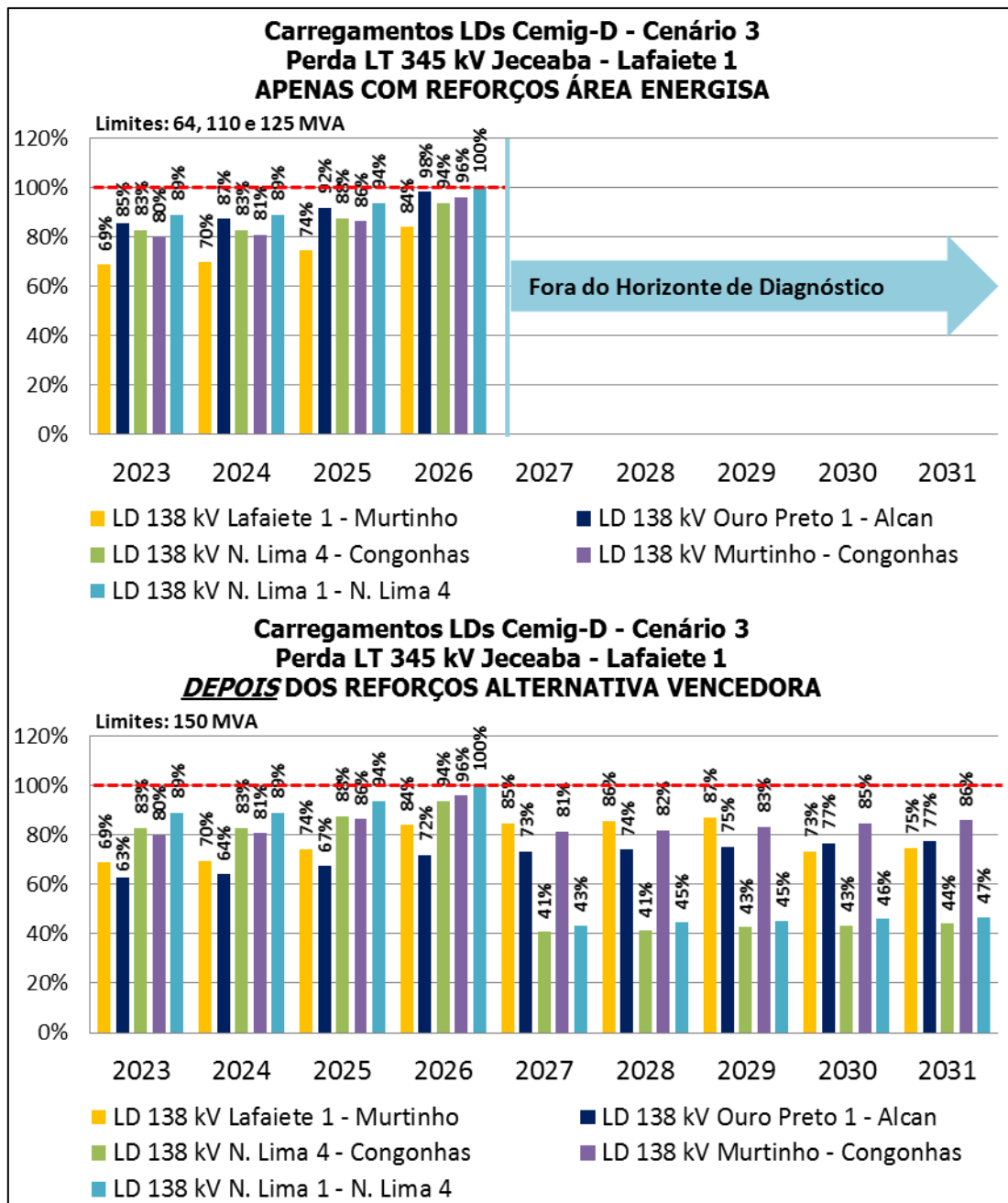


Figura 8-7 - Carregamentos LDs Cemig-D antes e depois das obras – contingência LT 345 kV Jeceaba – Lafaiete 1 – Cenário 3

Verificam-se reduções percentuais dos carregamentos nos anos de 2027 e 2030, quando estão recomendadas as recapacitações de alguns dos circuitos.

Na etapa de diagnóstico também foi identificada sobrecarga nas LD 138 kV Ouro Preto 1 – Alcan e LD 138 kV Congonhas – Murtinho no Cenário 2. A Figura 8-8 mostra que as sobrecargas identificadas na etapa de diagnóstico foram solucionadas.

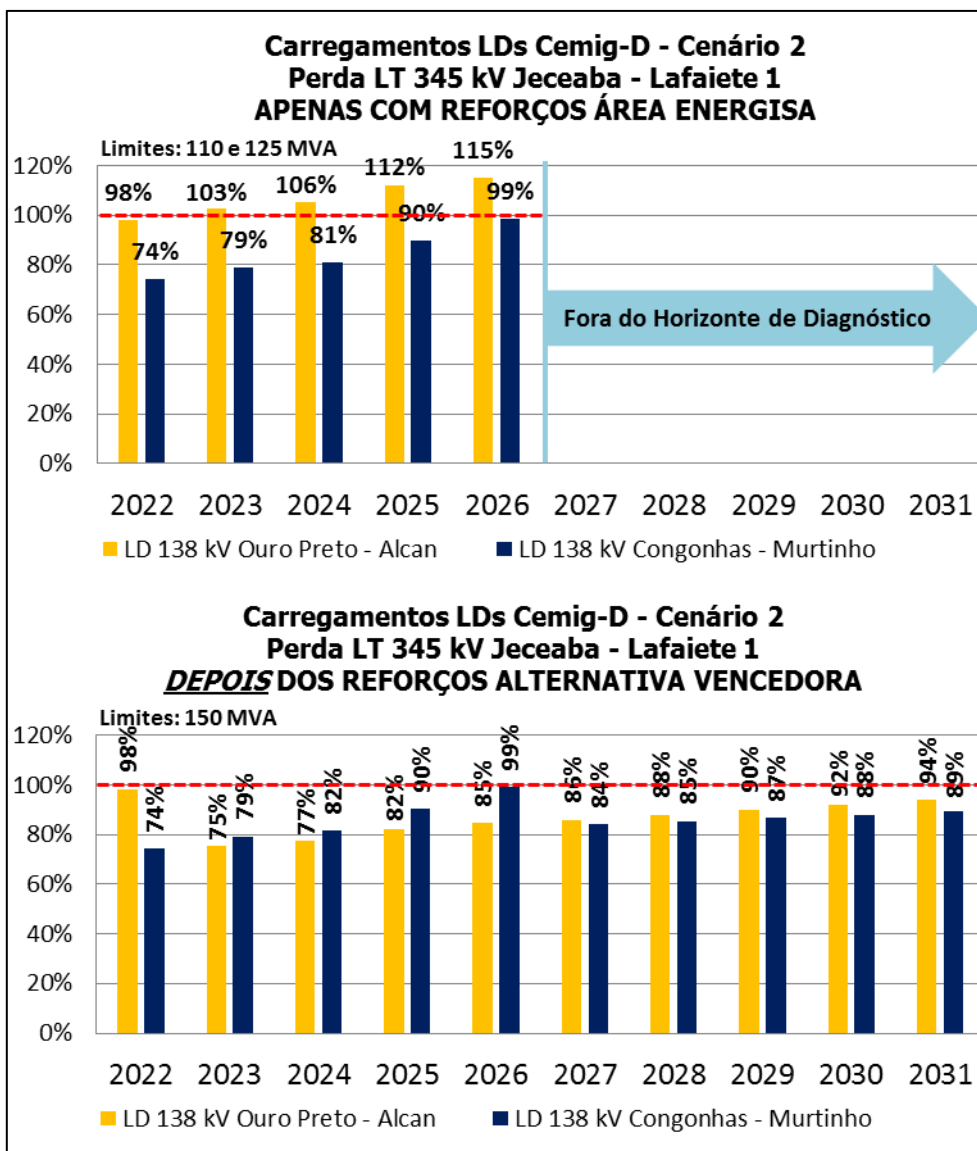


Figura 8-8 - Carregamentos LDs Cemig-D antes e depois das obras – contingência LT 345 kV Jeceaba – Lafaiete 1 – Cenário 2

C. Eixo Carangola – Cemig-D

Como não foram encontrados problemas em contingência para essa região na etapa de diagnóstico, não se aplica essa demonstração.

8.2 Carregamentos dos Elementos Propostos

Cabe também analisar o carregamento dos elementos que compõem as expansões propostas, de forma a se comprovar a aderência dos carregamentos às capacidades indicadas.

Visando demonstrar que a modulação da transformação 345/138 kV de Leopoldina 2 foi dimensionada adequadamente, a Figura 8-9 ilustra que há uma folga mesmo no último ano do horizonte de estudo, no Cenário 1. Além disso, a SE Leopoldina 2 está sendo indicada com a previsão de expansão da

transformação 345/138 kV através de uma terceira unidade, caso seja necessária no horizonte após 2031.

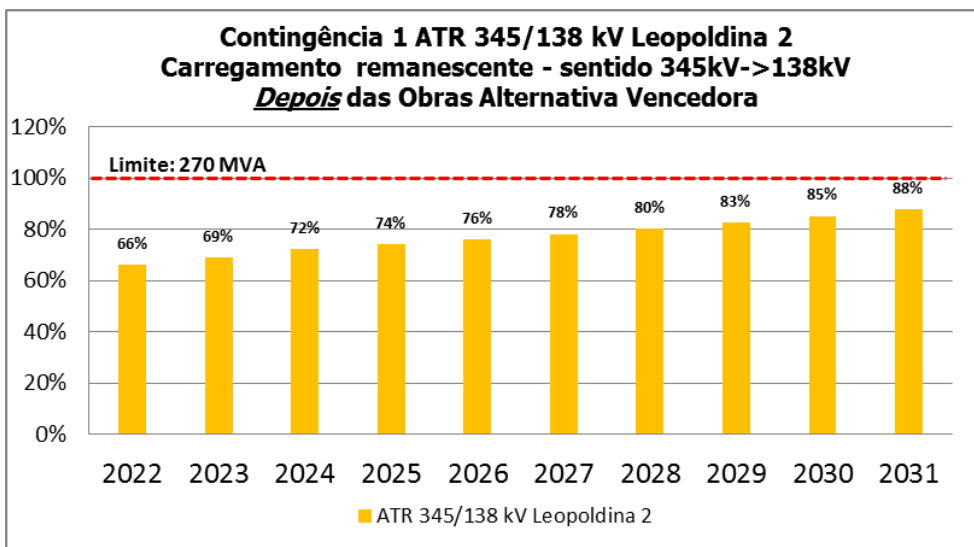


Figura 8-9 - Contingência 1 ATR 345/138 kV – Carregamento da Unidade Remascente – Cenário 1

É importante também atestar a eficácia da solução para o Cenário 5, em que se verifica geração elevada na malha interna da Energisa-MG. O intuito é verificar se a nova transformação 345/138 kV consegue escoar o excedente de potência neste cenário. A Figura 8-10 mostra o carregamento na transformação 345/138 kV Leopoldina 2 no sentido da baixa para a alta, na contingência de uma das unidades. Não houve superação do carregamento e o sistema é capaz de escoar de forma adequada o excedente para a Rede Básica.

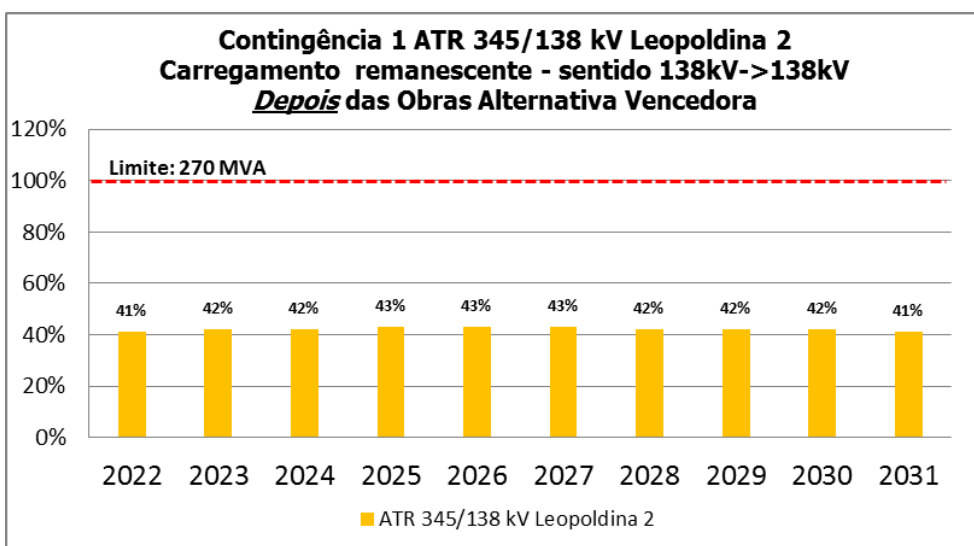


Figura 8-10 - Contingência 1 ATR 345/138 kV – Carregamento da Unidade Remascente – Cenário 5

Com intuito de demonstrar a eficácia da solução frente a cenários futuros de carga e geração, a Figura 8-11 mostra o carregamento dos novos circuitos 345 kV, LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2 e LT 345 kV Leopoldina 2 – Lagos, para o Cenário 4, considerando as premissas referentes ao

estudo [21]. É importante notar que há um crescimento constante no carregamento das LTs à medida em que novos projetos térmicos são conectados nos Estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, auxiliando no escoamento futuro desses potenciais, no sentido do Rio de Janeiro para Minas Gerais. Verifica-se que há ainda uma margem para se alcançar o limite de carregamento, tanto em regime normal quanto em contingência. Nos demais cenários também foram identificados carregamentos adequados e abaixo dos limites.

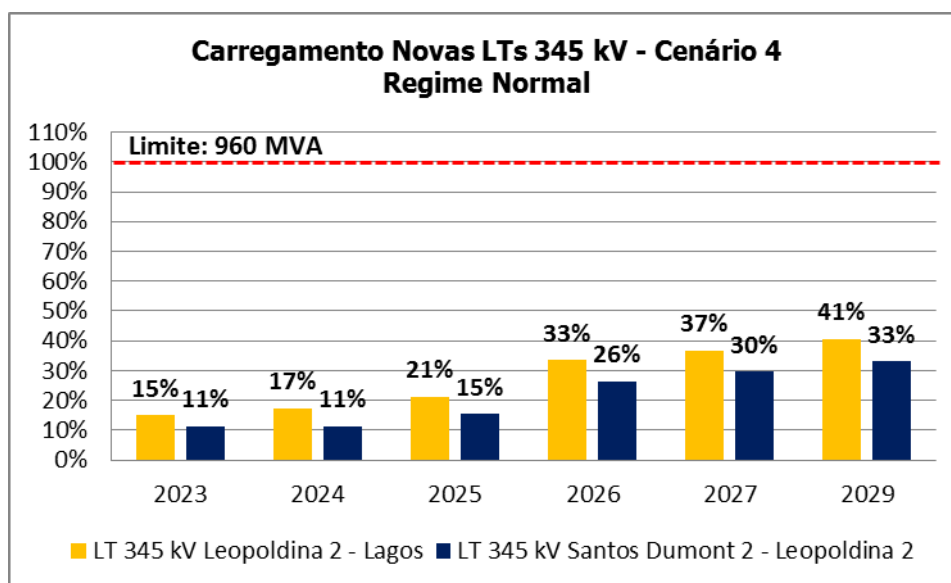


Figura 8-11 – Carregamentos Novas LTs 345 kV – Regime Normal – Cenário 4

8.3 Impactos da manutenção do transformador defasador na SE Padre Fialho

A manutenção do transformador defasador na SE Padre Fialho conforme esquema ilustrado na Figura 3-2 implica a necessidade de análises sobre o impacto da operação de seu nível de defasamento no carregamento da LD 138 kV Padre Fialho – Carangola. Como o defasador será de uso exclusivo da Energisa-MG – tal qual opera atualmente, é de se esperar que o ângulo de defasamento altere significativamente o carregamento da malha 138 kV da Energisa-MG, em especial o carregamento da LD 138 kV Padre Fialho – São Miguel do Anta. No entanto, espera-se que haja muito baixa sensibilidade e correlação entre o carregamento da LD 138 kV Padre Fialho – Carangola e o ângulo de operação do transformador defasador de uso exclusivo da Energisa-MG.

Neste sentido, foram feitas simulações para os Cenários 1 a 4 descritos em 4.6.1, utilizando-se os níveis máximos de defasamento do TR defasador 138/138 kV de Padre Fialho ($-30^{\circ}/+30^{\circ}$) além do nível intermediário de 0° . Foram monitorados, então, os carregamentos das LDs 138 kV Padre Fialho – Carangola (Cemig-D) e Padre Fialho – São Miguel do Anta (Energisa-MG), medidos como percentual em relação às suas respectivas capacidades em regime normal.

Os resultados são mostrados na Tabela 8-1. Percebe-se que, enquanto a LD 138 kV Padre Fialho – S. M. do Anta chega a inverter o fluxo dependendo do valor do ângulo ajustado para o defasador, o carregamento na LD 138 kV Padre Fialho – Carangola se altera de forma muito marginal – apenas cerca de 9% da capacidade no pior caso. Vale ressaltar que as situações em que se observa sobrecarga na LD 138 kV Padre Fialho – S. M. Anta (números em vermelho) não serão pontos operativos factíveis por conta desta sobrecarga e por trazer maiores perdas elétricas ao sistema da Energisa-MG, sendo apresentados nesta tabela apenas demonstrar que mesmo nas situações extremas de defasamento, o carregamento na LD 138 kV Padre Fialho – Carangola, da Cemig-D, apresentará alterações muito pequenas em seu carregamento. Espera-se que o ângulo de defasamento ideal fique mais próximo do centro da faixa, onde se observam carregamentos mais bem distribuídos para a malha da Energisa-MG.

Tabela 8-1 – Carregamentos em função do nível de defasamento

2024	Cenário 1			Cenário 2			Cenário 3			Cenário 4		
	$\alpha = -30^\circ$	$\alpha = 0^\circ$	$\alpha = +30^\circ$	$\alpha = -30^\circ$	$\alpha = 0^\circ$	$\alpha = +30^\circ$	$\alpha = -30^\circ$	$\alpha = 0^\circ$	$\alpha = +30^\circ$	$\alpha = -30^\circ$	$\alpha = 0^\circ$	$\alpha = +30^\circ$
LD 138 kV Padre Fialho - Carangola (180/180 MVA)	11,1%	6,9%	3,0%	20,5%	16,2%	11,3%	-5,1%	-8,4%	-11,8%	-2,1%	-4,6%	-9,3%
LD 138 kV Padre Fialho - S. M. Anta (110/110 MVA)	-36,6%	53,3%	138,0%	-38,5%	51,3%	136,0%	-75,9%	8,8%	94,8%	-68,3%	17,1%	102,7%
2031	Cenário 1			Cenário 2			Cenário 3			Cenário 4		
	$\alpha = -30^\circ$	$\alpha = 0^\circ$	$\alpha = +30^\circ$	$\alpha = -30^\circ$	$\alpha = 0^\circ$	$\alpha = +30^\circ$	$\alpha = -30^\circ$	$\alpha = 0^\circ$	$\alpha = +30^\circ$	$\alpha = -30^\circ$	$\alpha = 0^\circ$	$\alpha = +30^\circ$
LD 138 kV Padre Fialho - Carangola (180/180 MVA)	9,6%	5,6%	-2,4%	24,4%	20,1%	15,4%	-3,3%	-7,2%	11,9%	-2,5%	-5,3%	-9,9%
LD 138 kV Padre Fialho - S. M. Anta (110/110 MVA)	-33,7%	61,8%	145,4%	-35,6%	58,6%	142,3%	-71,0%	15,6%	101,5%	-53,4%	31,3%	117,3%

Com base nestes resultados, demonstra-se que a aplicação deste transformador defasador conforme configuração apresentada na Figura 3-2 é totalmente factível e não traz conflitos operativos entre as duas distribuidoras que acessam o novo barramento de fronteira 138 kV da SE Padre Fialho.

9 DEFINIÇÃO DA COMPENSAÇÃO SHUNT

Nesse capítulo, será verificada a necessidade de compensação *shunt* para os reforços indicados na Alternativa 2A recomendada, referente à Etapa 1. O resultado final dessa análise consistirá na recomendação dos seguintes itens:

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

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

- Análise em regime permanente e em contingência, nos cenários de carregamento máximo e de carregamento mínimo, de forma a manter os critérios de limite de tensão;
- Análise de energização e rejeição de carga, de forma a atender os critérios de tensão máxima de terminal aberto e delta de tensão após chaveamento;
- Análise simplificada de ressonância para abertura de polo, caso seja verificada necessidade de compensação shunt de linha.

9.1 Análise em Regime Normal e em Contingência

A definição da compensação shunt deverá ser realizada conforme as seguintes premissas:

- Em regime normal, as tensões estejam dentro dos limites da Tabela 4-6;
- Na contingência simples de qualquer linha de transmissão, reator de barra ou perda de carga de grandes consumidores livres, não haja violação dos níveis de tensão em emergência;
- Ao manobrar reatores de barra, o delta de tensão não seja maior que 5% da tensão nominal do barramento.

Nesse caso, foram utilizados dois cenários. Primeiro, o Cenário 3, que consiste na carga leve, com carregamento muito baixo no novo eixo Santos Dumont 2 – Leopoldina 2 – Lagos. O caso de simulação conta com uma alteração, que consiste no desligamento das usinas térmicas existentes na região de Macaé, com o intuito de limitar o suporte de reativo na região de Lagos, simulando a pior situação possível. Em segundo, o Cenário 4, que foi utilizado para as análises de rejeição, por possuir o maior carregamento para o eixo Santos Dumont 2 – Leopoldina 2 – Lagos, no sentido Rio de Janeiro – Minas Gerais.

As análises indicaram que foi possível manter o nível de tensão dentro dos limites adequados, em todos os cenários, sem a aplicação de quaisquer novos equipamentos de compensação reativa shunt adicional, à exceção dos bancos de capacitores definidos para a rede 138 kV da Energisa-MG.

Adicionalmente, verificou-se que a contingência de qualquer reator de barra existente não acarreta variações de tensão maiores que 5% em nenhum dos cenários.

9.2 Análise de Energização e Rejeição de Carga

Foi analisada a energização inicial do novo eixo de transmissão definido pela Alternativa 2A, com o intuito de comprovar a necessidade ou não da indicação de reatores de linha, necessários para controle de tensão em manobras. Já nas análises de rejeição foram considerados todos os eixos energizados e feita a abertura de cada um dos terminais de todos os circuitos, um a um.

Para verificar possíveis violações de tensão no terminal aberto, a tensão no terminal emissor foi ajustada em 1,05 pu, de forma a simular o pior cenário possível de tensão no terminal emissor. A Tabela 9-1 mostra os resultados obtidos para a análise de tensão de terminal aberto das LTs indicadas nesse estudo.

Tabela 9-1 – Tensão de terminal aberto (pu)

Linha de Transmissão	Percentual de Compensação Shunt	Tensão (pu)	
		Terminal Emissor	Terminal Aberto
LT 345 kV Santos Dumont 2 - Leopoldina 2	0,0%	1,050	1,058
LT 345 kV Leopoldina 2 - Lagos	0,0%	1,050	1,067

As LTs analisadas possuem extensão de 92 km e 140 km, respectivamente, valores que não podem ser considerados longos para os níveis de tensão utilizados. Por essa razão, mesmo sem a aplicação de compensação shunt, não são verificadas violações de tensão no terminal aberto, mesmo quando a tensão no terminal emissor está no limite superior da faixa operativa.

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 1,00 e 1,02 pu. Além disso, os compensadores estáticos, unidades geradoras e compensadores síncronos próximos aos eixos sob análise, foram ajustados de forma a deixar uma folga para consumo de potência reativa, auxiliando no controle de tensão durante as manobras. Na simulação não foi permitida a comutação de *tap* dos transformadores, de forma a se verificar o delta de tensão logo após a manobra e antes dessa atuação, que possui um tempo de reação mais dilatado. Os itens seguintes ilustram os valores de tensão para energização do eixo sob análise.

9.2.1 Eixo Santos Dumont 2 – Leopoldina 2 – Lagos

Energização por Santos Dumont 2

A Figura 9-1 mostra o sequenciamento de manobras para energização do eixo Santos Dumont 2 – Leopoldina 2 – Lagos a partir da SE Santos Dumont 2.

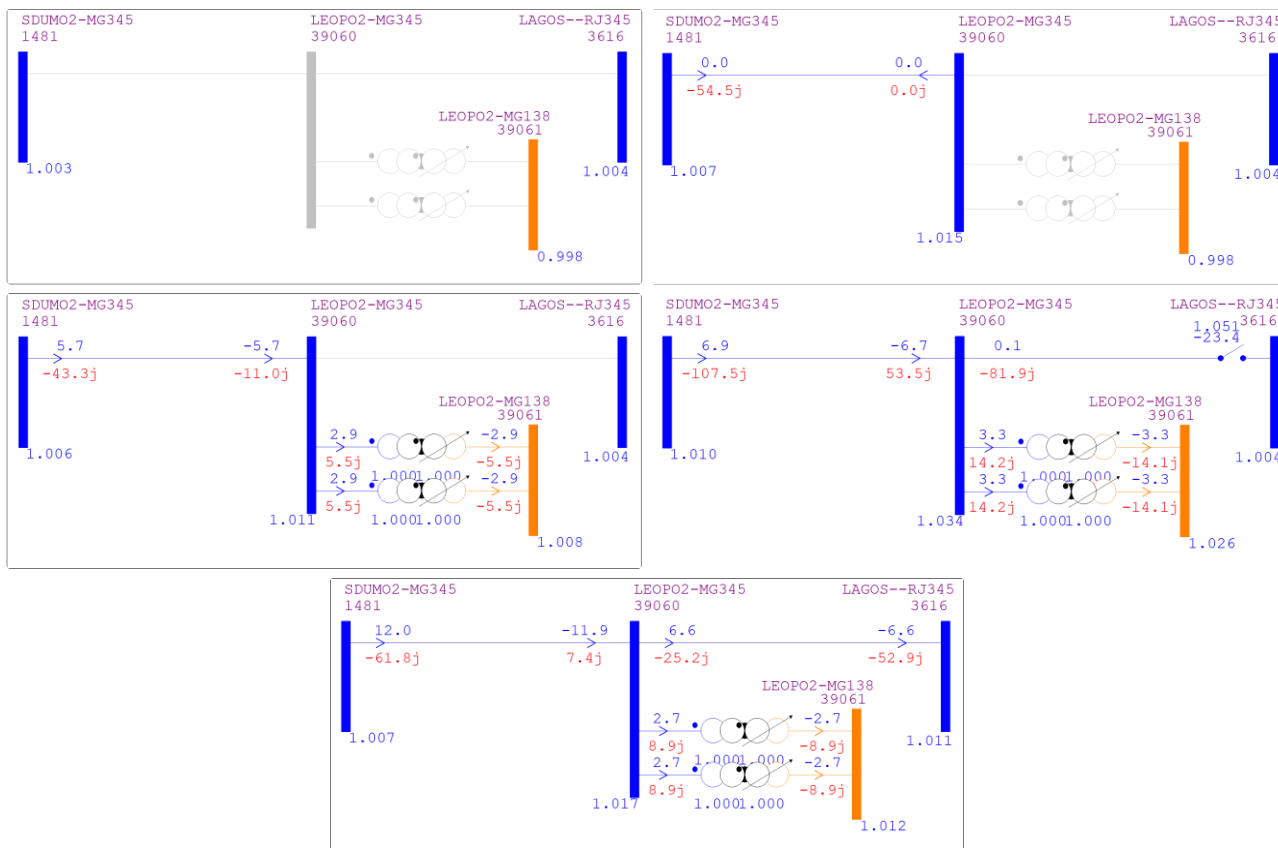


Figura 9-1 – Energização Eixo Santos Dumont 2 – Leopoldina 2 - Lagos: por SE Santos Dumont 2

Observa-se que a energização do eixo via SE Santos Dumont 2 é perfeitamente possível, tanto numa situação de recomposição (segundo passo do processo) quanto para energização de apenas um dos circuitos, estando o primeiro já energizado em carga (quarto passo do processo). Em ambas situações, verificou-se variação de tensão do terminal emissor (Santos Dumont 2 e Leopoldina 2) menor que 2,3%.

Energização por Lagos

A Figura 9-2 mostra o sequenciamento de manobras para energização do eixo Santos Dumont 2 – Leopoldina 2 – Lagos a partir da SE Lagos.

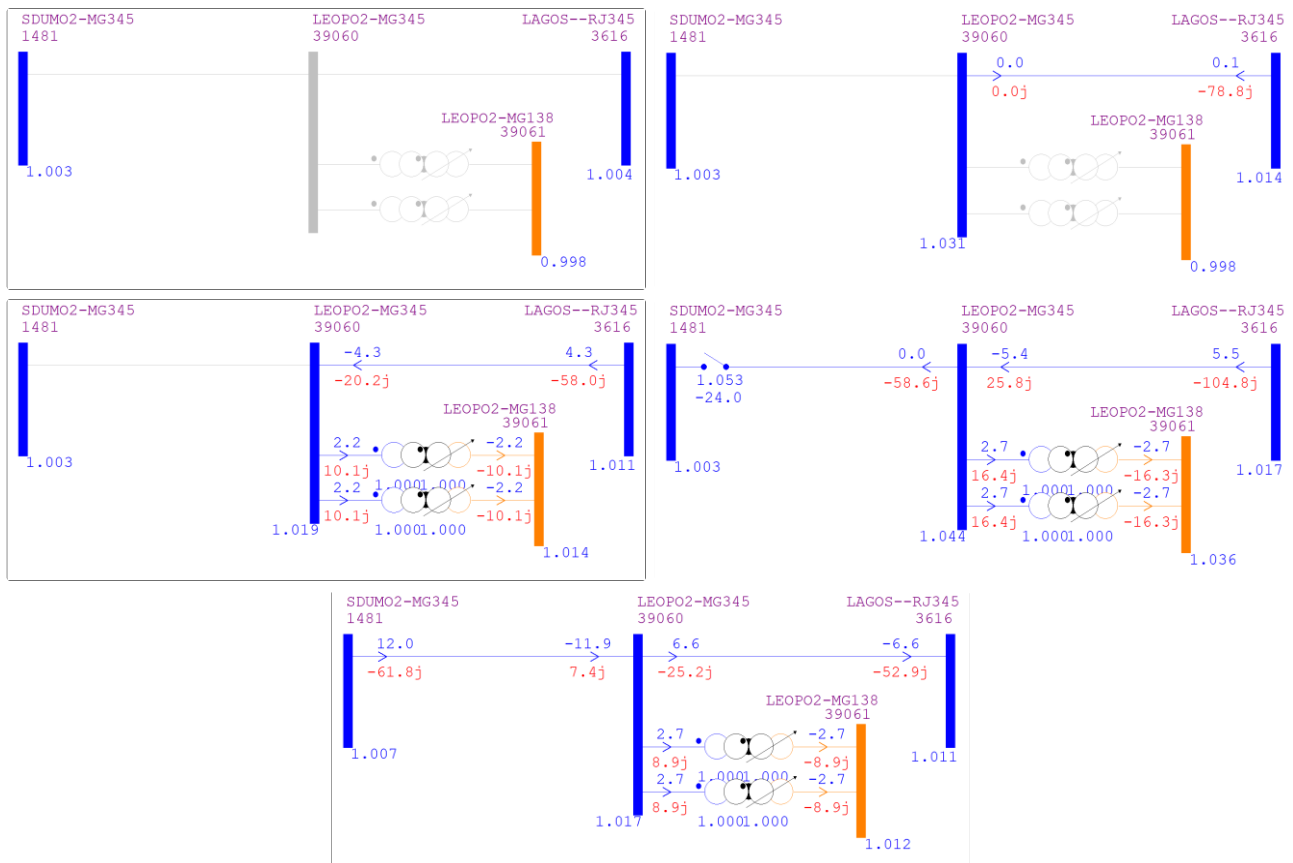


Figura 9-2 – Energização Eixo Santos Dumont 2 – Leopoldina 2 – Lagos: por SE Lagos

Observa-se que a energização do eixo via SE Lagos é perfeitamente possível, tanto numa situação de recomposição (segundo passo do processo) quanto para energização de apenas um dos circuitos, estando o primeiro já energizado em carga (quarto passo do processo). Em ambas situações, verificou-se variação de tensão do terminal emissor (Lagos e Leopoldina 2) menor que 2,5%.

Abertura de Terminal

A Figura 9-3 mostra a rejeição de um dos circuitos da LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2 e LT 345 kV Leopoldina 2 – Lagos em cada um de seus terminais. Salienta-se que nesse caso foi utilizado o pior cenário de carregamento, que são os anos finais do horizonte para o Cenário 4, que considera um grande potencial de térmica a gás conectado ao sistema norte-fluminense. O caso em que houve maior delta de tensão, foi a rejeição do terminal de Santos Dumont 2, em que houve um delta de tensão de 3,8% no barramento de Leopoldina 2. No entanto, os critérios de tensão foram atendidos em todos os casos.

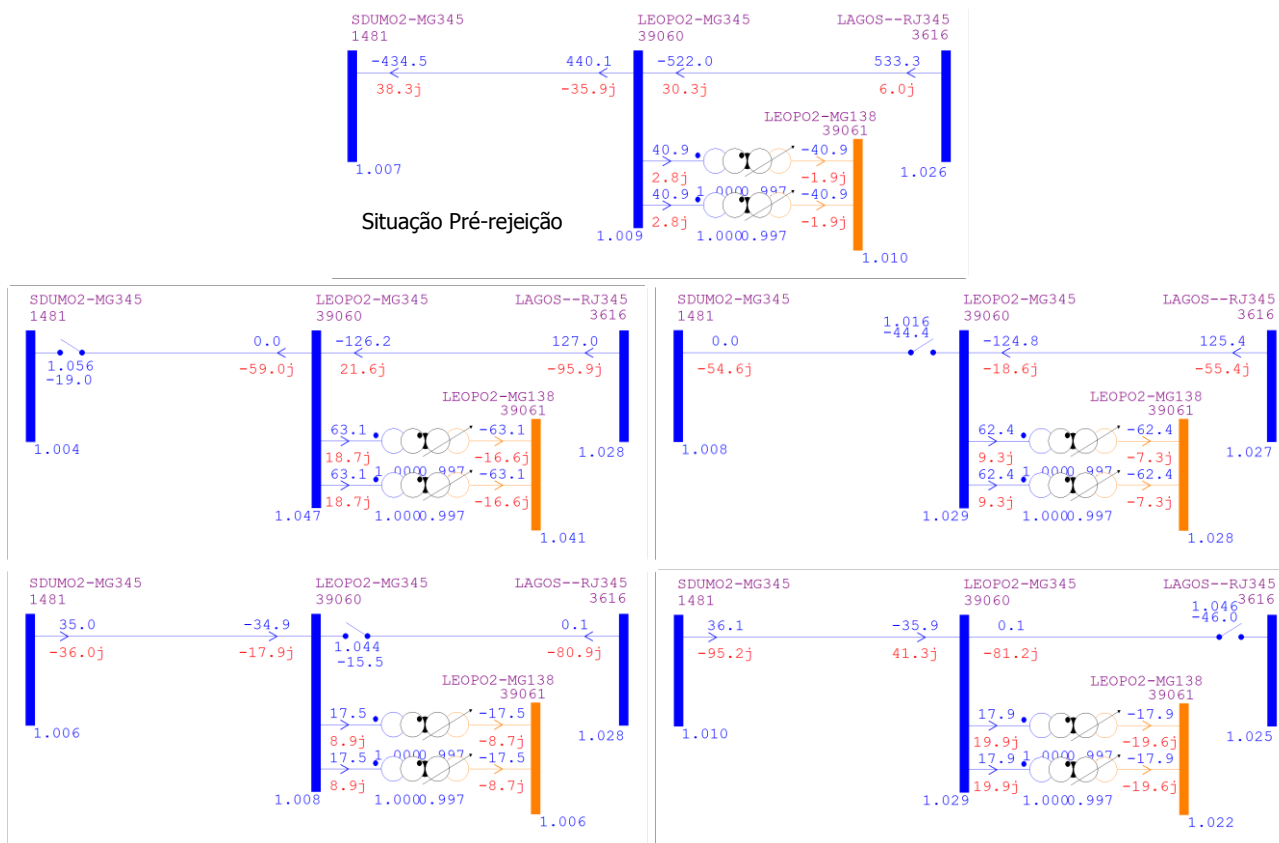


Figura 9-3 – Rejeição Eixo Janaúba 3 – Jaíba: por terminal

Desta forma, conclui-se que não foi necessária, por nenhum dos critérios avaliados, a recomendação de qualquer compensação shunt, seja de linha, seja de barra, para o sistema correspondente à alternativa vencedora.

10 DEFINIÇÃO DO CONDUTOR ECONÔMICO

A seguir é apresentada as análises para as definições da otimização das seguintes linhas de transmissão:

- LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2;
- LT 345 kV Leopoldina 2 – Lagos;

Os resultados apresentados nas análises realizadas são 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 autoportantes;
- resistividade do solo igual a 1000 Ω .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, bem como níveis de ruído audível, radio interferência e balanço máximo dos condutores, de forma a definir a faixa de passagem.

A Tabela 10-1 apresenta um sumário dos parâmetros elétricos das soluções indicadas para cada empreendimento.

Tabela 10-1 – Resumo das soluções resultantes da análise de condutor econômico

Linha de transmissão	Cabos Selec.	Seq. Positiva			Seq. Zero		
		Resistência (Ω/km)	Reatância (Ω/km)	Admitância ($\mu\text{S}/\text{km}$)	Resistência (Ω/km)	Reatância (Ω/km)	Admitância ($\mu\text{S}/\text{km}$)
LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2	2xRail	0,0343	0,3572	4,6194	0,3717	1,5418	2,7140
LT 345 kV Leopoldina 2 - Lagos	2xRail	0,0343	0,3572	4,6194	0,3717	1,5418	2,7140

10.1 Santos Dumont 2 – Leopoldina 2

A seguir é apresentada a análise para definição do condutor ótimo da LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2. A referida linha deverá apresentar um comprimento de 92 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 10-2 e silhueta da torre ilustrada na Figura 10-1.

Tabela 10-2 - Coordenadas dos condutores (centro do feixe) na torre da LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2, circuito simples

	Circuito 1	
	X(m)	Y(m)
Feixe A	-5,70	32,80
Feixe B	0,00	37,20
Feixe C	5,70	32,80
Para-raios 1	-3,80	40,80
Para-raios 2	3,80	40,80

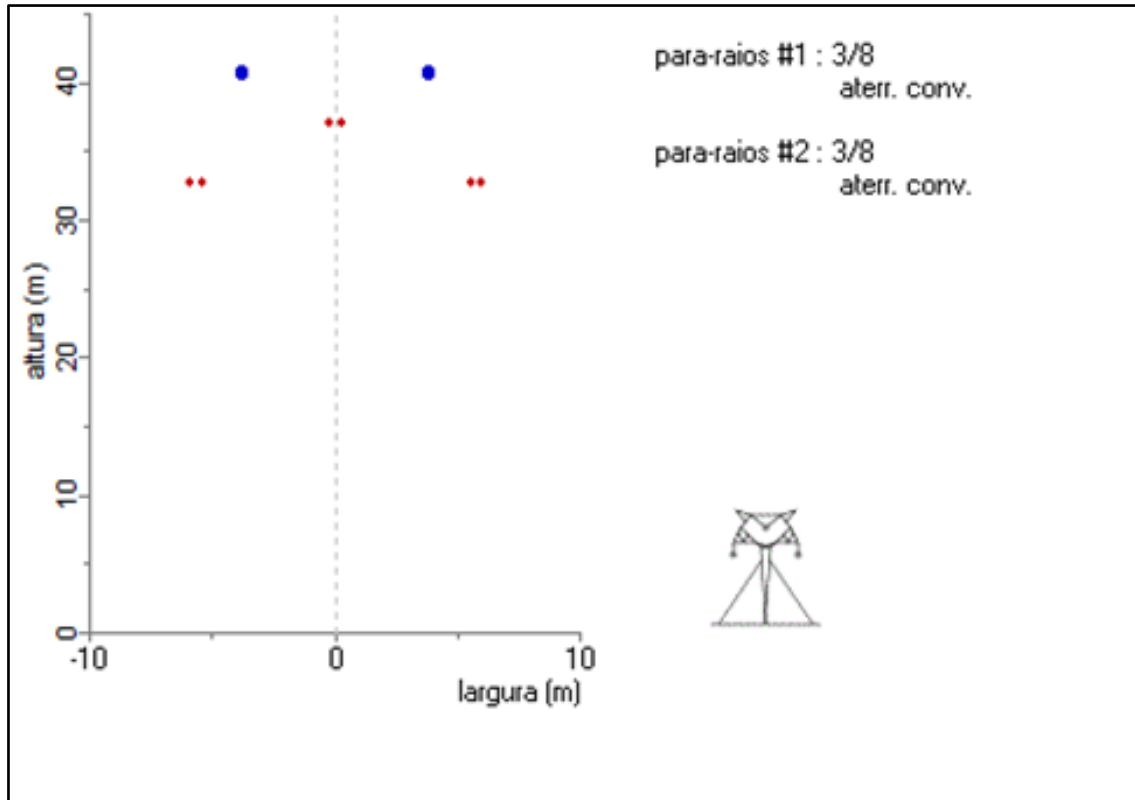


Figura 10-1 - Disposição geométrica dos condutores LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2, circuito simples, dois subcondutores por fase

A Figura 10-2 apresenta os custos (R\$/km) totais, da instalação e das perdas em função da bitola do cabo condutor (MCM), resultantes da otimização técnico-econômica da linha para o universo de condutores candidatos, tipo CAA, tecnicamente viáveis.

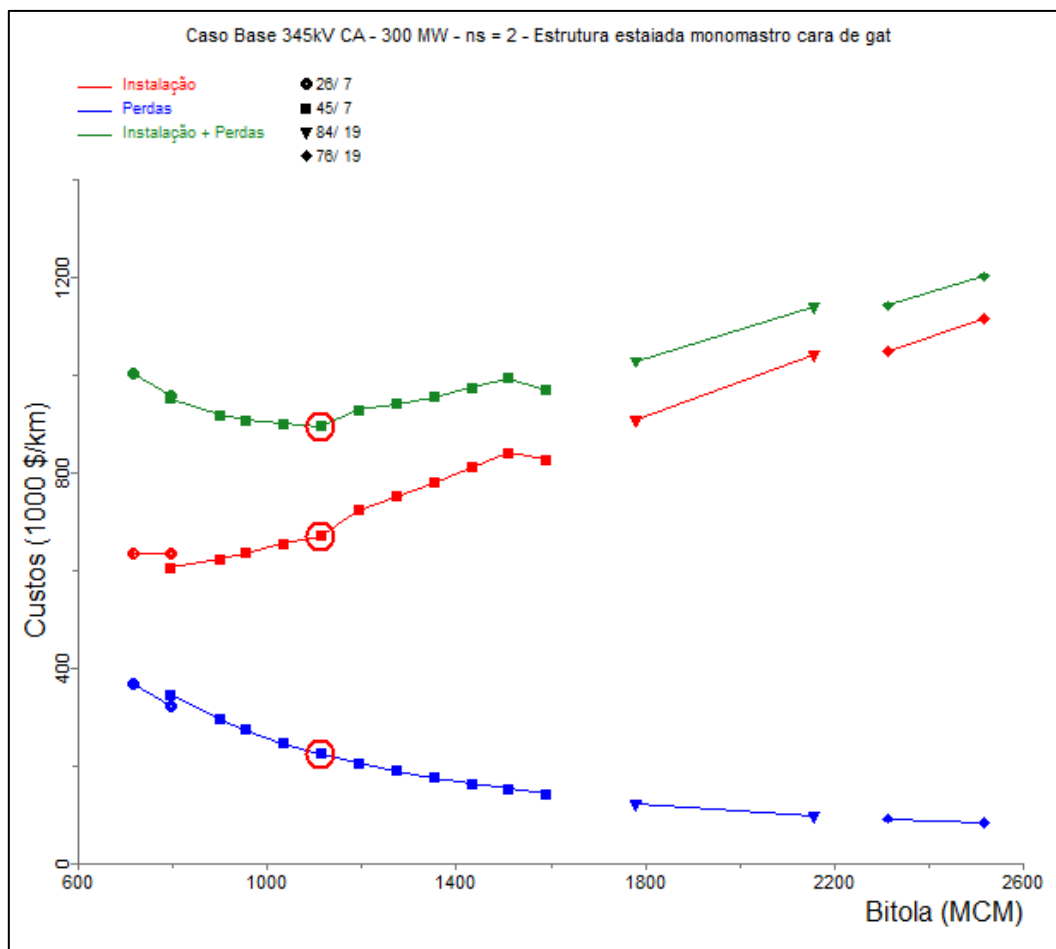


Figura 10-2 – Custos em função da bitola do cabo condutor - LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2, circuito simples

Como mostrado na Figura 10-2, o condutor de 1113 MCM (Bluejay) é o que possui menor custo de 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 de 3% entre as soluções candidatas, são aquelas apresentadas na Tabela 10-3.

Por outro lado, é possível observar, ainda na Tabela 10-3, que a solução utilizando dois condutores Rail (954 MCM) está empatada tecnicamente com a solução utilizando dois condutores Bluejay (1113 MCM), sendo uma solução que é largamente utilizada pelos empreendedores de transmissão da região. Assim, dentre as soluções candidatas, será adotada a solução com dois subcondutores Rail por fase.

Tabela 10-3 - Condutores com menor custo total

Condutor				Custo (R\$x1000)			Relação com o de menor custo (%)
Nome Código	Nº de subcond. por fase	Bitola (MCM)	Formação Al/Aço	Instalação	Perdas	Total	
TERN	2	795	45/7	606,54	345,57	952,11	106,32
RUDDY	2	900	45/8	623,16	294,98	918,14	102,53

RAIL	2	954	45/9	635,14	273,54	908,68	101,47
ORTOLAN	2	1033,5	45/10	654,58	246,91	901,49	100,67
BLUEJAY	2	1113	45/11	671,04	224,47	895,51	100
BUNTING	2	1192,5	45/12	723,59	205,91	929,5	103,8
BITTERN	2	1272	45/13	751,18	189,69	940,87	105,06

10.1.1 Parâmetros elétricos das linhas de transmissão consideradas

A Tabela 10-4 e a Figura 10-3, extraída do Elektra, apresentam um sumário dos resultados técnicos para essa linha com o feixe de condutores 2xRAIL por fase.

Tabela 10-4 - Parâmetros elétricos da LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2

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 subcondutores por fase	960	1200	427	2xRAIL	+	0,0343	0,3572	4,6194
					0	0,3717	1,5418	2,7140

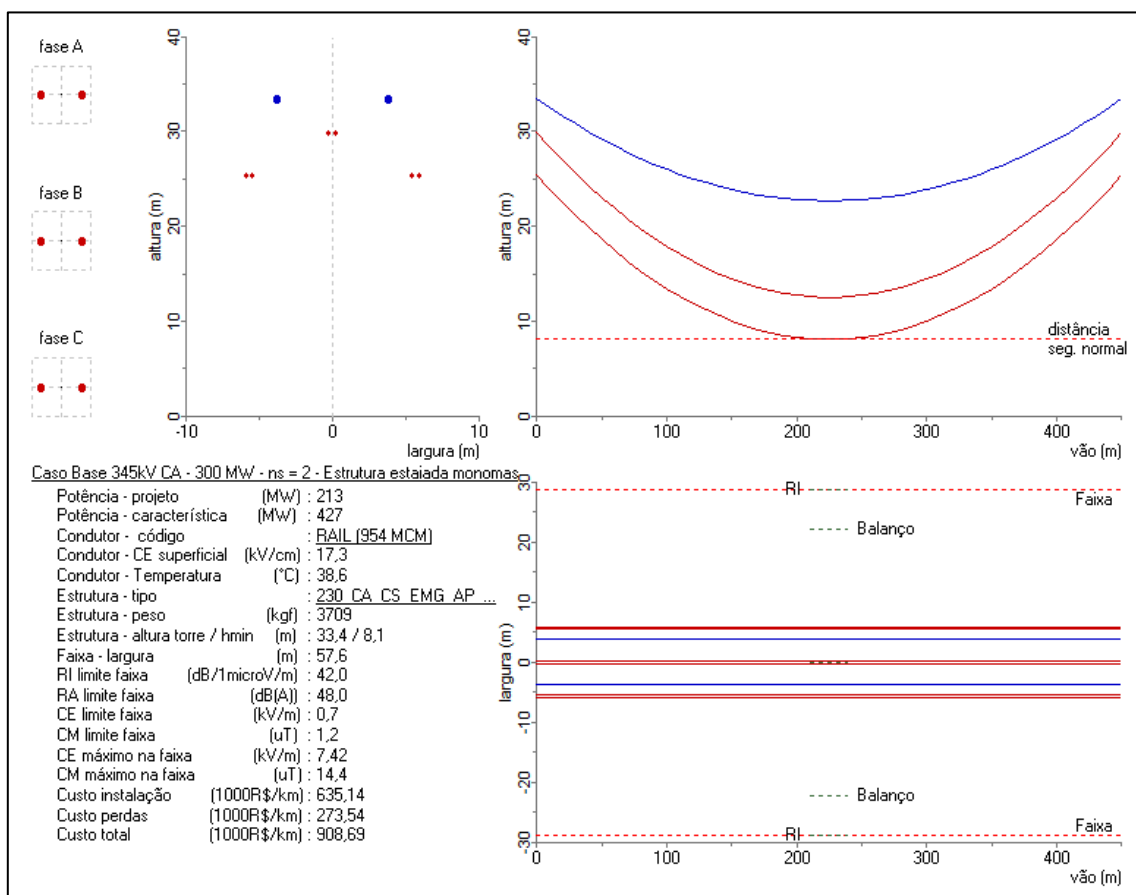


Figura 10-3 - Dados técnicos básicos da LT 345 kV Santos Dumont 2 – Lagos 2, dois subcondutores por fase

10.2 Linha de Transmissão 345 kV Leopoldina 2 - Lagos

A seguir é apresentada a análise para definição do condutor ótimo da LT 345 kV Leopoldina 2 - Lagos. A referida linha deverá apresentar um comprimento de 140 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 10-5 e silhueta da torre ilustrada na Figura 10-4.

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 10-5 - Coordenadas dos condutores (centro do feixe) na torre da LT 345 kV Leopoldina 2 - Lagos, circuito simples

	Circuito 1	
	X(m)	Y(m)
Feixe A	-5,70	32,80
Feixe B	0,00	37,20
Feixe C	5,70	32,80
Para-raios 1	-3,80	40,80
Para-raios 2	3,80	40,80

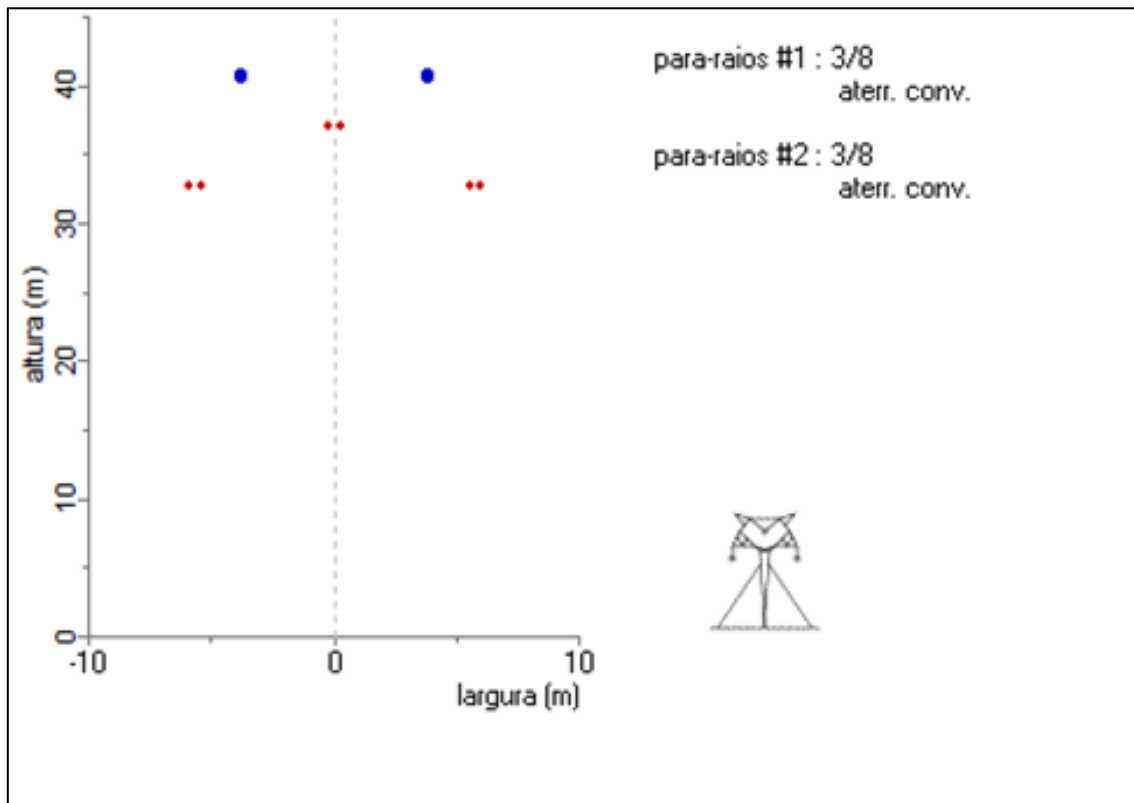


Figura 10-4 – Disposição geométrica dos condutores LT 345 kV Leopoldina 2 - Lagos, circuito simples, dois subcondutores por fase

A Figura 10-5 apresenta os custos (R\$/km) totais, da instalação e das perdas em função da bitola do cabo condutor (MCM), resultantes da otimização técnico-econômica da linha para o universo de condutores candidatos, tipo CAA, tecnicamente viáveis.

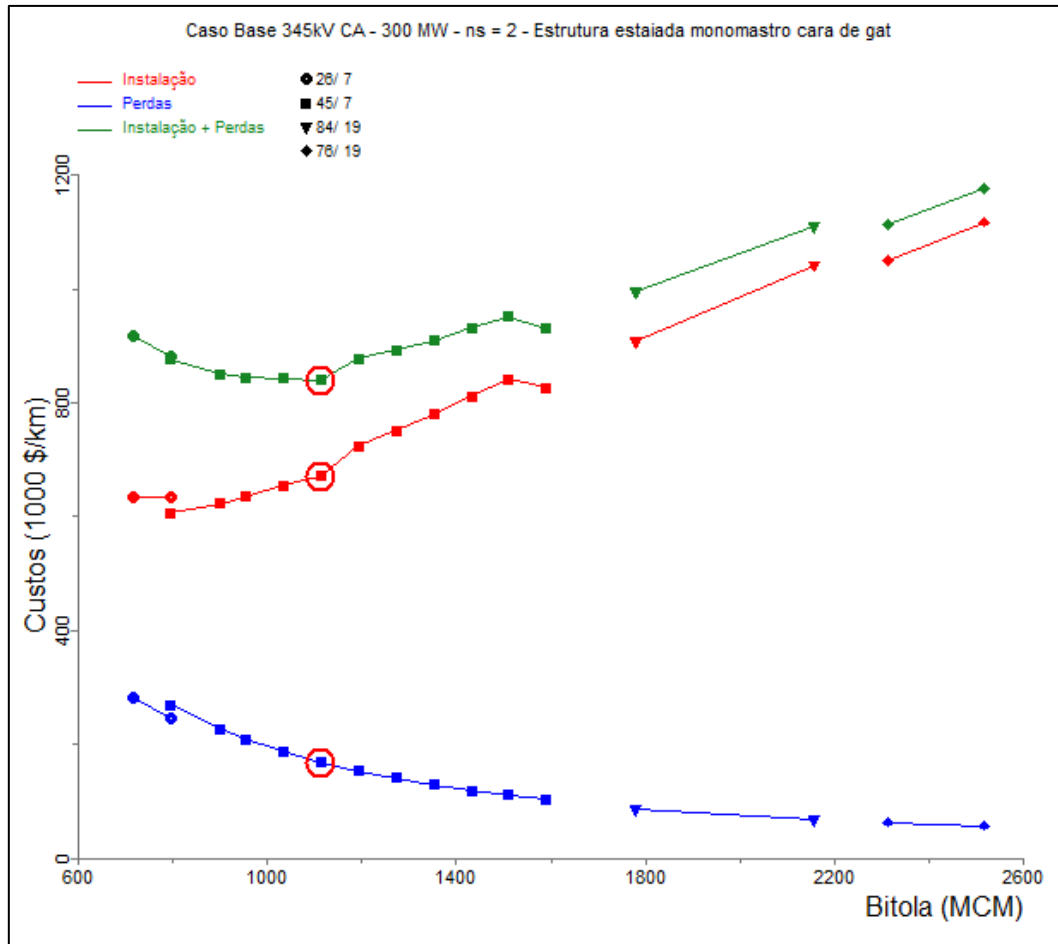


Figura 10-5 – Custos em função da bitola do cabo condutor - LT 345 kV Leopoldina 2 - Lagos, circuito simples

Conforme mostrado na Figura 10-5, 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 de 3% entre as soluções candidatas, são aquelas apresentadas na Tabela 10-6.

Por outro lado, é possível observar, ainda na Tabela 10-6, que a solução utilizando dois condutores Rail (954 MCM) está empatada tecnicamente com a solução utilizando dois condutores Bluejay (1113 MCM), sendo uma solução que é largamente utilizada pelos empreendedores de transmissão. Assim, dentre as soluções candidatas, será adotada a solução utilizando dois sub condutores Rail por fase.

Tabela 10-6 - Condutores com menor custo total

Nome Código	Condutor			Custo (R\$×1000)			Relação com o de menor custo (%)
	Nº de subcond. por fase	Bitola (MCM)	Formação Al/Aço	Instalação	Perdas	Total	
DRAKE	2	795	26/7	636,29	247,87	884,16	105
TERN	2	795	45/7	606,9	270,89	877,79	104,25
RUDDY	2	900	45/8	623,58	228,76	852,34	101,22
RAIL	2	954	45/9	635,58	210,95	846,53	100,53
ORTOLAN	2	1033,5	45/10	655,05	188,92	843,97	100,23

BLUEJAY	2	1113	45/11	671,54	170,5	842,04	100
BUNTING	2	1192,5	45/12	723,95	155,35	879,3	104,42

10.2.1 Parâmetros elétricos das linhas de transmissão consideradas

A Tabela 10-7 e a Figura 10-6, extraída do Elektra, apresentam um sumário dos resultados técnicos para essa linha com o feixe de condutores 2xRAIL por fase.

Tabela 10-7 - Parâmetros elétricos da LT 345 kV Leopoldina 2 – Lagos

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 subcondutores por fase	960	1200	427	2xRAIL	+	0,0343	0,3572	4,6194
					0	0,3717	1,5418	2,7140

É importante salientar que os valores de potência encontrados para a LT 345 kV Leopoldina 2 – Lagos, circuito simples, foram calculados a partir da ampacidade máxima dos condutores da linha, ou seja, levando-se em consideração suas respectivas restrições térmicas (limites físicos). Portanto, o limite de potência real da linha depende do sistema elétrico no qual a linha irá operar (limites elétricos).

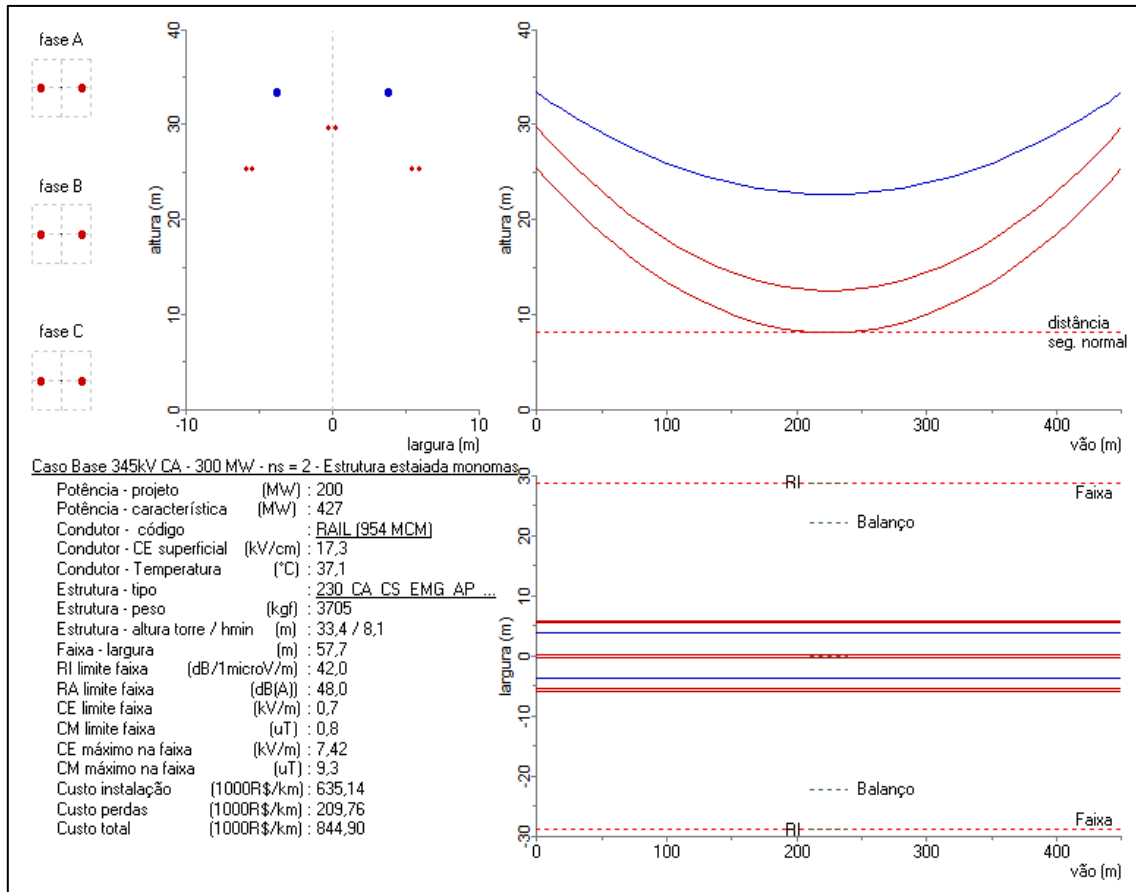


Figura 10-6 - Dados técnicos básicos da LT 345 kV Leopoldina 2 - Lagos, dois subcondutores por fase

11 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

A análise de curto-circuito nesta etapa de planejamento tem por objetivo fazer uma análise simplificada da evolução dos níveis de curto-circuito em decorrência das obras recomendadas, fornecendo alertas naqueles casos em que o nível de curto-circuito se aproxima da capacidade de interrupção de disjuntores das subestações. Essas indicações servem como dado de entrada para as análises mais específicas do ONS e das distribuidoras envolvidas, que darão prosseguimento aos estudos mais aprofundados.

Neste caso específico, será dado enfoque à malha 138 kV e 69 kV da Energisa-MG, além do eixo 138 kV da região de Carangola, que será conectada à SE Padre Fialho a partir de 2024. Outro fator importante é a consideração dos reforços referentes ao estudo [21], que contempla um sistema 500 kV nas regiões do Rio de Janeiro e Espírito Santo, aliado a forte expansão do parque térmico. Essa expansão tende a aumentar os níveis de curto circuito de toda a região, que poderá ter reflexos no sistema, haja vista a conexão 345 kV com a SE Lagos, no Estado do Rio de Janeiro.

Desta forma, visando simular o pior caso possível para a área, será considerado o cronograma de entrada de reforços e geração térmica indicado no estudo [21], sendo o ano 2029 o ano horizonte para a máxima expansão térmica considerada naquela região. A Tabela 11-1 ilustra todos os anos e topologias consideradas para as simulações de curto-circuito.

Tabela 11-1 – Topologias para cálculo de curto-circuito

Ano	Topologia I – sem obras	Topologia II – com obras	Topologia III – com obras
2022	<ul style="list-style-type: none"> • Sem reforços recomendados neste relatório; • Sem reforços referentes às térmicas área RJ/ES; • Conexão Além Paraíba – Ilha dos Pombos ligada 	<ul style="list-style-type: none"> • Com reforços recomendados neste relatório; • Sem reforços referentes às térmicas área RJ/ES; • Conexão Além Paraíba – Ilha dos Pombos desligada 	<ul style="list-style-type: none"> • Com reforços recomendados neste relatório; • Sem reforços referentes às térmicas área RJ/ES; • Conexão Além Paraíba – Ilha dos Pombos ligada
2024	<ul style="list-style-type: none"> • Sem reforços recomendados neste relatório; • Com reforços referentes às térmicas área RJ/ES (2024); • Conexão Além Paraíba – Ilha dos Pombos ligada 	<ul style="list-style-type: none"> • Com reforços recomendados neste relatório (incl. LD Pe. Fialho – Carangola); • Com reforços referentes às térmicas área RJ/ES (2024); • Conexão Além Paraíba – Ilha dos Pombos desligada 	<ul style="list-style-type: none"> • Com reforços recomendados neste relatório (incl. LD Pe. Fialho – Carangola); • Com reforços referentes às térmicas área RJ/ES (2024); • Conexão Além Paraíba – Ilha dos Pombos ligada
2029	<ul style="list-style-type: none"> • Sem reforços recomendados neste relatório; • Com reforços referentes às térmicas área RJ/ES (2029); • Conexão Além Paraíba – Ilha dos Pombos ligada 	<ul style="list-style-type: none"> • Com reforços recomendados neste relatório (incl. LD Pe. Fialho – Carangola); • Com reforços referentes às térmicas área RJ/ES (2029); • Conexão Além Paraíba – Ilha dos Pombos desligada 	<ul style="list-style-type: none"> • Com reforços recomendados neste relatório (incl. LD Pe. Fialho – Carangola); • Com reforços referentes às térmicas área RJ/ES (2029); • Conexão Além Paraíba – Ilha dos Pombos ligada

A Tabela 11-2, a Tabela 11-3 e a Tabela 11-4 mostram os resultados para os níveis de curto-circuito em 2022, 2024 e 2029, respectivamente.

Percebe-se que, após as obras, houve aumento dos níveis de curto-circuito em toda a malha da Energisa-MG, mas sem a violação da capacidade de interrupção dos disjuntores atualmente instalados nas subestações, segundo informações de capacidade de interrupção fornecidas pela distribuidora.

Foi identificada superação dos níveis de curto-circuito nos barramentos 230 kV e 138 kV da SE Ipatinga 1, que eram preexistentes aos reforços indicados, sendo verificada leve piora após a conexão da LD 138 kV Padre Fialho – Carangola e dos reforços estruturais para escoamento do potencial termelétrico da região Norte-Fluminense.

Após contatos com a transmissora Cemig-GT, proprietária da instalação, foi informado que já se iniciou o processo de substituição de disjuntores de ambos níveis de tensão na SE Ipatinga 1.

No que se refere aos disjuntores 138 kV, a ReA 5596/2015 alterada pela ReA 6480/2017 dispõe o seguinte:

- Substituição de 2 disjuntores 138 kV por superação e instalação de 1 novo disjuntor 138 kV
- Substituição de disjuntor 161 kV por superação e instalação de 1 novo disjuntor 161 kV

Com isso, o disjuntor 138 kV de menor capacidade para o setor 138 kV de Ipatinga 1 passa a ter 40 kA, que é suficiente para os níveis de curto-circuito encontrados.

Quanto aos disjuntores 230 kV, dos dez disjuntores, sete deles estão cadastrados no Plano de Modernização de Instalações – PMI 2016- 2019 e 2017-2020, conforme Tabela 11-5.

Tabela 11-5 – PMI 2016-2019 e 2017-2020 – 138 kV SE Ipatinga 1

007056/2016	Subst. Disj. 1M4	007060/2016	Subst. Disj. 6M4
007057/2016	Subst. Disj. 2M4	007061/2016	Subst. Disj. 9M4
007058/2016	Subst. Disj. 3M4	002327/2017	Subst. Disj. 10M4
007059/2016	Subst. Disj. 5M4	---	---

Com isso, o disjuntor 230 kV de menor capacidade para o setor 230 kV de Ipatinga 1 passa a ter 31,5 kA, que é suficiente para os níveis de curto-circuito encontrados.

Finalmente, tendo em conta os níveis de curto-circuito encontrados para os barramentos 138 kV e 345 kV da nova SE Leopoldina 2, recomendam-se disjuntores 345 kV e 138 kV com capacidade de interrupção de 50 kA. Isso garante uma margem que evita superação em caso de novos projetos de geração térmica na área Rio e um possível acoplamento 500/345 kV na SE Lagos, que é vislumbrado no horizonte de longo prazo.

12 REFERÊNCIAS

- [1]. "Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica", EPE - abril/2005;
- [2]. "Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão", CCPE/CTET - Janeiro/2001;
- [3]. "Plano Decenal de Energia 2026";
- [4]. "Base de Referência de Preços ANEEL" – Junho/2017;
- [5]. "Procedimentos de Rede do ONS";
- [6]. "Proposta de aprimoramento do processo de planejamento da transmissão", EPE-DEE-DEA-NT-061/2016-r0, EPE – julho/2016
- [7]. "Diretrizes para a Elaboração dos Relatórios Técnicos para a Licitação de Novas Obras da Rede Básica", EPE-DEE-DEA-NT-062/2016-r0, EPE – julho/2016
- [8]. "Programa de Expansão da Transmissão (PET) / Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP) - Ciclo 2018 – 1º semestre", EPE-DEE-RE-022/2018-r0 – março/2018
- [9]. "Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação Nordeste-Sudeste", EPE-DEE-RE-148/2014-r3 – outubro/2015
- [10]. "Instrução de Operação – Operação Normal da Região Sudeste", IO-ON.SE – r9, ONS – 18/12/2015
- [11]. "ESTUDOS DE CURTO-CIRCUITO PERÍODO 2016-2018 - VOLUME 1" – ONS 3/0099/2016 – ONS Agosto/2016
- [12]. "PLANO DE AMPLIAÇÕES E REFORÇOS NAS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DO SIN - PAR - 2018 A 2020 - Volume II - Análise do Desempenho das Instalações de Transmissão do Sistema Interligado Nacional - Regiões Sudeste / Centro Oeste - Tomo 7 - Área Minas Gerais" – ONS
- [13]. Relatório ONS 0123/2013 "Propostas para Melhoria da Segurança das Instalações Estratégicas do Sistema Interligado Nacional – Avaliação dos Aspectos Relacionados aos Arranjos de Barramentos – Vol. II"
- [14]. EPE-DEE-RE-141/2015 - Estudo de Atendimento à Região de Juiz de Fora e Conselheiro Lafaiete (Transformações de Fronteira) – outubro/2015;
- [15]. EPE-DEE-RE-025/2014- Estudo de Atendimento à região Mantiqueira do Estado de Minas Gerais – janeiro/2014;
- [16]. EPE-DEE-RE-060/2013 - Estudo de Atendimento à região de Barbacena (Transformação de Fronteira) – junho/2013

- [17]. EPE-DEE-RE-133/2013 - Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado de Minas Gerais - Período Pré-Tapajós – novembro/2013;
- [18]. EPE-DEE-RE-085/2009 - Análise do sistema elétrico da região Mantiqueira de Minas Gerais e da Cataguazes Leopoldina – março/2009
- [19]. EPE-DEE-RE-132/2008 - Reforço à região de Ouro Preto para atendimento à migração de consumidores para a Rede Básica – outubro de 2008;
- [20]. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST
- [21]. EPE-DEE-RE029/2018-rev0 – “Expansão do sistema de transmissão para escoamento do potencial termelétrico dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo” – abril/2018
- [22]. EPE-DEE-RE-008/2016-rev3 – “Estudo de Atendimento à Região de Campos” – março/2018

13 EQUIPE TÉCNICA

Armando Leite Fernandes – EPE – Superintendência de Transmissão de Energia

Bruno Cesar Mota Maçada – EPE – Superintendência de Transmissão de Energia

João Henrique Magalhães Almeida – EPE – Superintendência de Transmissão de Energia

Maxwell Cury Júnior – EPE – Superintendência de Transmissão de Energia

Rafael Theodoro Alves e Mello – EPE – Superintendência de Transmissão de Energia

Rodrigo Rodrigues Cabral – EPE – Superintendência de Transmissão de Energia

José Roberto Valadares – CEMIG – Geração e Transmissão

Renan de Souza Birindiba – CEMIG – Geração e Transmissão

Valter Alves Moreira – CEMIG – Geração e Transmissão

Lucele Xavier de Sousa – CEMIG – Geração e Transmissão

Sérgio dos Anjos Rosa – CEMIG – Distribuição

Rodrigo Leonardo Valadão – CEMIG – Distribuição

Maria Lúcia Sampaio Moraes – Energisa Minas Gerais

Sandro Gonçalves – Energisa Minas Gerais

Alexandre Alves de Freitas – Energisa Minas Gerais

14 FICHAS PET

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

EMPREENDIMENTO:	UF: MG
SE 345/138 kV LEOPOLDINA 2 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2022
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 MESES

JUSTIFICATIVA:

ATENDIMENTO A CRITÉRIO N-1

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

1° e 2° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 75 MVA 1Φ	45.834,60
2 CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	11.684,88
2 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	5.357,82
2 IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	11.165,72
1 IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	2.207,86
MIM - 138 kV	718,50
MIM - 345 kV	2.414,19
MIG (Terreno Rural)	11.215,12

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS:

90.598,69

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

ESQUEMA DE LIGAÇÃO DOS BANCOS DE TRANSFORMADORES DEVERÁ SER ESTRELA ATERRADO - ESTRELA ATERRADO - DELTA

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 SANTOS DUMONT 2 - LEOPOLDINA 2, C1 (Nova)	UF: MG
	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2022
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 MESES

JUSTIFICATIVA:

ATENDIMENTO A CRITÉRIO N-1

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

Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 98 km	85.203,96
1 EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	6.985,79
1 EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	6.985,79
1 IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	5.582,86
MIM - 345 kV	1.207,10
MIG-A	2.117,78

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS:**108.083,28****SITUAÇÃO ATUAL:****OBSERVAÇÕES:****DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:**

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

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

EMPREENDIMENTO:	UF: MG
LT 345 kV LEOPOLDINA 2 - LAGOS, C1 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2022
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 MESES

JUSTIFICATIVA:

ATENDIMENTO A CRITÉRIO N-1

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

Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 139 km	129.658,20
1 EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	6.985,79
1 EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	6.985,79
1 IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	5.582,86
MIM - 345 kV	1.207,10
MIG-A	2.117,78

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS:	152.537,52
--	-------------------

SITUAÇÃO ATUAL:**OBSERVAÇÕES:****DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:**

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

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

EMPREENDIMENTO:	UF: MG
SE 345/138 kV PADRE FIALHO (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2022
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 MESES

JUSTIFICATIVA:

ATENDIMENTO A CRITÉRIO N-1

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

2° ATF 345/138 kV, 3 x 50 MVA 1Φ	16.110,30
1 IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	5.582,86
1 CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	5.842,44
MIM - 345 kV	1.207,10
3 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	8.036,73
1 IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	2.207,86
MIM - 138 kV	958,00
MIG-A	2.804,57

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS:	42.749,86
--	------------------

SITUAÇÃO ATUAL:**OBSERVAÇÕES:**

O 2° ATR 345/138 DEVERÁ POSSUIR AS MESMAS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DA 1ª UNIDADE

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

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

15 ANEXOS

15.1 Descrição dos Cenários

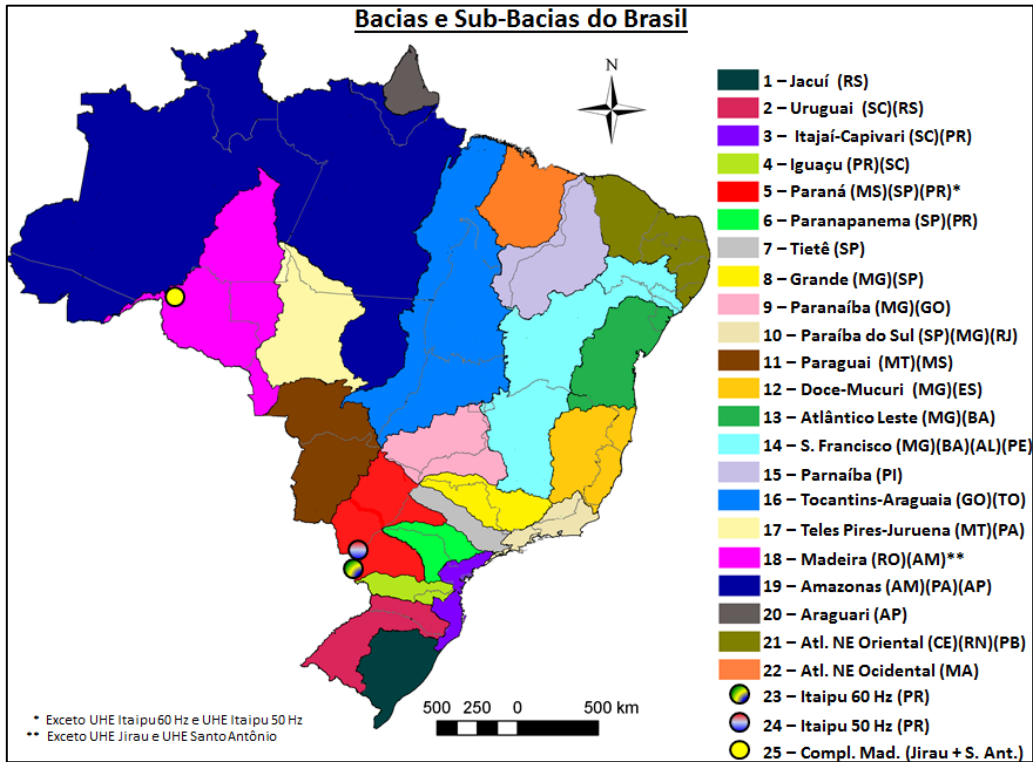


Figura 15-1 – Bacias e sub-bacias hidrográficas do Brasil

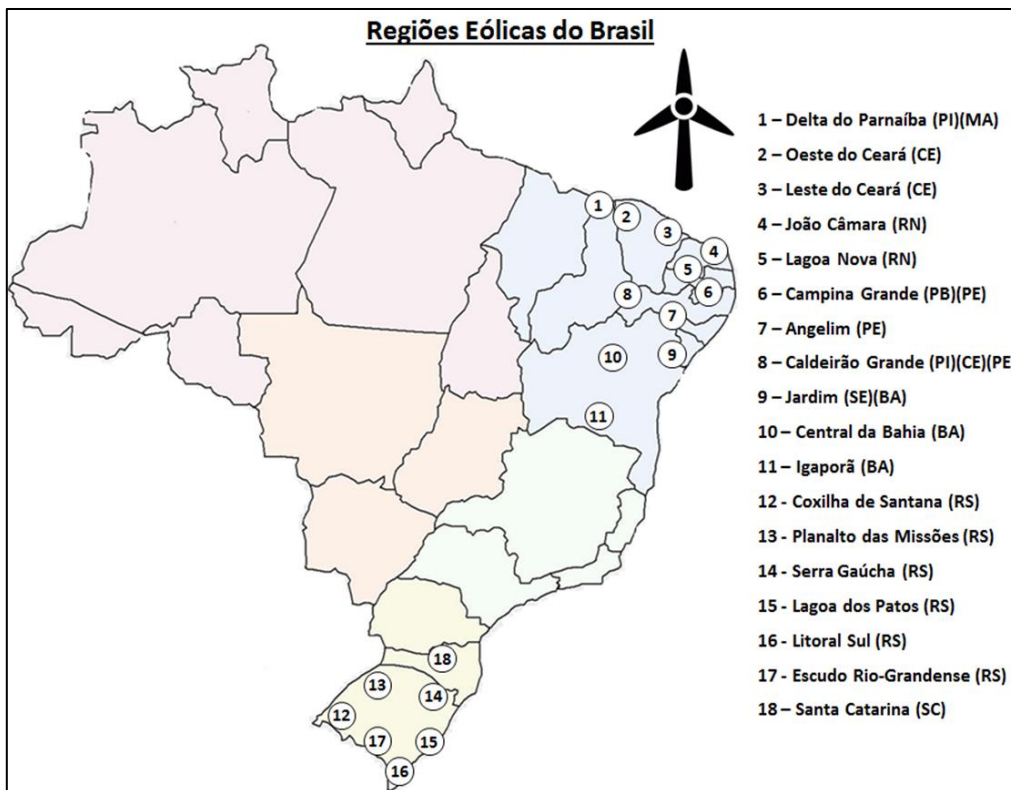


Figura 15-2 – Regiões Eólicas do Brasil

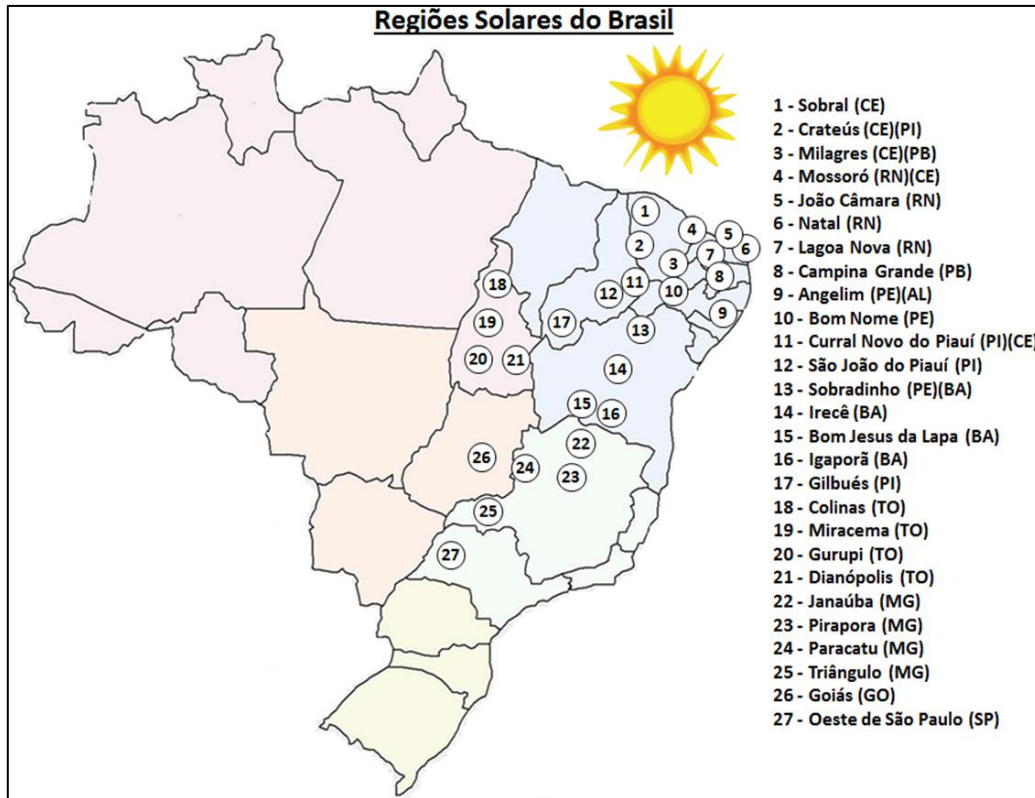


Figura 15-3 – Regiões Solares do Brasil

Cenário 1/Cenário 2

Tabela 15-1 – Intercâmbios energéticos Cen1 - 2022

Intercâmbios Energéticos (Balanço Estático)		
SE/CO -> SUL	4686,8	MW
N/NE-> SE/CO	10005,0	MW
EXP_N	3812,1	MW
EXP_NE	6192,9	MW

Tabela 15-2 – Percentuais de Geração por Submercado Cen1 - 2022

Norte	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)	Nordeste	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	11307	22009	51,37%	UHE	5493	10862	50,57%
PCH	51	87	58,70%	PCH	113	226	49,94%
Eólica	437	437	100,00%	Eólica	15284	15284	100,00%
Solar	5	5	100,00%	Solar	1753	1833	95,62%
Biomassa	45	45	100,00%	Biomassa	702	702	100,00%
Térmica	2642	3994	66,15%	Térmica	1020	8775	11,62%

SE/CO	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)	SUL	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	39679	48185	82,35%	UHE	13296	15760	84,36%
PCH	2334	3687	63,32%	PCH	1427	1500	95,15%
Eólica	14	28	50,00%	Eólica	1333	2963	45,00%
Solar	270	790	34,18%	Solar	0	0	0,00%
Biomassa	7034	7234	97,23%	Biomassa	305	305	100,00%
Térmica +Nuclear	4321	12173	35,50%	Térmica	1309	4661	28,08%

Tabela 15-3 – Percentuais de Geração das UHE por Bacias Cen1 - 2022

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
UHE			
1 - Jacuí(RS)	1094,8	1368,5	80,0%
2 - Uruguai(SC)(RS)	4902,8	5893,8	83,2%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	406,3	478,0	85,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	6171,9	7262,2	85,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	6591,1	6776,6	97,3%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	2806,7	2954,7	95,0%
7 - Tietê(SP)	1721,3	1812,0	95,0%
8 - Grande (MG)(SP)	7173,3	7584,0	94,6%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	8098,9	8525,8	95,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	592,7	2949,7	20,1%
11 - Paraguai(MT)(MS)	453,1	755,2	60,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	151,2	1350,5	11,2%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	678,8	1041,0	65,2%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	5574,5	10577,4	52,7%
15 - Parnaíba (PI)	112,5	225,0	50,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	8574,0	12757,3	67,2%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	2858,6	3220,0	88,8%
18 - Madeira(RO)(AM)	1268,7	1432,7	88,6%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	5044,0	11883,1	42,4%
20 - Araguari (AP)	384,5	769,0	50,0%
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)	5600,0	7200,0	77,8%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	4730,5	7200,0	65,7%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	2834,1	7360,0	38,5%

Tabela 15-4 – Percentuais de Geração das PCH por Bacias Cen1 – 2022

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
PCH			
1 - Jacuí(RS)	382,5	400,7	95,5%
2 - Uruguai(SC)(RS)	488,0	490,9	99,4%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	358,9	377,7	95,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	82,2	86,4	95,1%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	316,6	333,6	94,9%
6 - Parapanema(SP)(PR)	39,0	41,0	95,1%
7 - Tietê(SP)	64,9	68,3	95,0%
8 - Grande (MG)(SP)	104,6	129,8	80,6%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	339,0	356,9	95,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	102,3	654,2	15,6%
11 - Paraguai(MT)(MS)	271,0	451,6	60,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	81,6	582,3	14,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	62,8	86,3	72,8%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	185,1	214,3	86,4%
15 - Parnaíba (PI)	0,0	0,0	0,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	336,5	455,4	73,9%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	425,5	448,1	95,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	215,3	226,5	95,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	91,0	95,7	95,1%
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 15-5 – Percentuais de Geração das usinas Eólicas por localidades Cen1 – 2022

Região Eólica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Eólica			
1 – Delta do Parnaíba (PI)(MA)	583,2	583,2	100,0%
2 – Oeste do Ceará (CE)	1318,4	1318,4	100,0%
3 – Leste do Ceará (CE)	1731,9	1731,9	100,0%
4 – João Câmara (RN)	3631,4	3631,5	100,0%
5 – Lagoa Nova (RN)	438,0	438,0	100,0%
6 – Campina Grande (PB)(PE)	183,2	183,2	100,0%
7 – Angelim (PE)	698,9	698,8	100,0%
8 – Caldeirão Grande (PI)(CE)(PE)	2245,4	2245,4	100,0%
9 – Jardim (SE)(BA)	34,5	34,5	100,0%
10 – Central da Bahia (BA)	2821,8	2821,9	100,0%
11 – Igaporã (BA)	2034,2	2034,2	100,0%
12 - Coxilha de Santana (RS)	164,7	366,0	45,0%
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)	619,7	1377,3	45,0%
16 - Litoral Sul (RS)	441,4	981,0	45,0%
17 - Escudo Rio-Grandense (RS)	0,0	0,0	0,0%
18 - Santa Catarina (SC)	107,5	238,9	45,0%
19 - Rio de Janeiro (RJ)	14,0	28,0	50,0%

Tabela 15-6 – Percentuais de Geração das plantas solares Cen1 – 2022

<u>Região de Plantas Solares</u>	<u>Despacho (MW)</u>	<u>Potência Instalada</u>	<u>Percentual Caso Fornecido</u>
Solares			
1 - Sobral (CE)	30,0	30,0	100,0%
2 - Crateús (CE)(PI)	0,0	0,0	0,0%
3 - Milagres (CE)(PB)	144,0	144,0	100,0%
4 - Mossoró (RN)(CE)	210,0	290,0	72,4%
5 - João Câmara (RN)	0,0	0,0	0,0%
6 - Natal (RN)	0,0	0,0	0,0%
7 - Lagoa Nova (RN)	30,0	30,0	100,0%
8 - Campina Grande (PB)	0,0	0,0	0,0%
9 - Angelim (PE)(AL)	105,0	105,0	100,0%
10 - Bom Nome (PE)	0,0	0,0	0,0%
11 - Curral Novo do Piauí (PI)(CE)	189,9	189,9	100,0%
12 - São João do Piauí (PI)	270,0	270,0	100,0%
13 - Sobradinho (PE)(BA)	149,2	149,3	99,9%
14 - Irecê (BA)	30,0	30,0	100,0%
15 - Bom Jesus da Lapa (BA)	459,6	459,7	100,0%
16 - Igaporã (BA)	45,1	45,1	99,9%
17 - Gilbués (PI)	0,0	0,0	0,0%
18 - Colinas (TO)	90,0	90,0	100,0%
19 - Miracema (TO)	5,0	5,0	100,0%
20 - Gurupi (TO)	0,0	0,0	0,0%
21 - Dianópolis (TO)	0,0	0,0	0,0%
22 - Janaúba (MG)	0,0	0,0	0,0%
23 - Pirapora (MG)	0,0	240,0	0,0%
24 - Paracatu (MG)	0,0	210,0	0,0%
25 - Triângulo (MG)	0,0	60,0	0,0%
26 - Goiás (GO)	0,0	10,0	0,0%
27 - Oeste de São Paulo (SP)	270,0	270,0	100,0%

Tabela 15-7 – Percentuais de Geração por estado das usinas a Biomassa Cen1 – 2022

<u>Estado</u>	<u>Despacho (MW)</u>	<u>Potência Instalada</u>	<u>Percentual Caso Fornecido</u>	
Biomassa				
01 - Alagoas	0,0	0,0	0,0%	NORDESTE
02 - Bahia	301,8	301,8	100,0%	
03- Ceará	0,0	0,0	0,0%	
04 - Paraíba	0,0	0,0	0,0%	
05 - Pernambuco	250,0	250,0	100,0%	
06 - Piauí	150,0	150,0	100,0%	
07 - Rio Grande do Norte	0,0	0,0	0,0%	
08 - Sergipe	0,0	0,0	0,0%	
09 - Amazonas	0,0	0,0	0,0%	NORTE
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%	
11 - Maranhão	0,0	0,0	0,0%	
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%	
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%	
14 - Tocantins	45,0	45,0	100,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE
15 - Acre	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	936,2	981,2	95,4%	
19 - Mato Grosso	139,7	169,7	82,3%	
20 - Mato Grosso do Sul	1194,1	1194,1	100,0%	
21 - Minas Gerais	549,2	584,2	94,0%	
22 - Rio de Janeiro	0,0	0,0	0,0%	
23 - Rondônia	24,0	24,0	100,0%	
24 - São Paulo	4027,0	4117,0	97,8%	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 15-8 – Percentuais de Geração das usinas termelétricas Cen1 – 2022

Estado	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido		
Térmicas Carvão, Diesel e Gás					
01 - Alagoas	0,0	174,6	0,0%	NORDESTE	Brasil
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	602,0	2706,4	22,2%		
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	1027,7	1506,4	68,2%	NORTE	
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%		
11 - Maranhão	1614,5	2487,9	64,9%		
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%		
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%		
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE	
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%		
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%		
17 - Espírito Santo	0,0	378,6	0,0%		
18 - Goiás	0,0	412,8	0,0%		
19 - Mato Grosso	0,0	0,0	0,0%		
20 - Mato Grosso do Sul	0,0	556,0	0,0%		
21 - Minas Gerais	25,0	466,0	5,4%		
22 - Rio de Janeiro	2332,2	5535,3	42,1%	SUL	
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%		
26 - Rio Grande do Sul	801,3	3303,6	24,3%		
27 - Santa Catarina	318,0	857,0	37,1%		

Cenário 3

Tabela 15-9 – Intercâmbios energéticos Cen3 - 2022

Intercâmbios Energéticos (Balanço Estático)		
SE/CO -> SUL	5952,4	MW
N/NE-> SE/CO	15981,0	MW
EXP_N	9713,3	MW
EXP_NE	6267,7	MW

Tabela 15-10 – Percentuais de Geração por Submercado Cen3 - 2022

Norte	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)	Nordeste	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	15298	21789	70,21%	UHE	4675	10862	43,04%
PCH	83	87	94,86%	PCH	208	219	94,94%
Eólica	216	221	97,83%	Eólica	13263	14720	90,11%
Solar	0	5	0,00%	Solar	0	1153	0,00%
Biomassa	0	299	0,00%	Biomassa	0	342	0,00%
Térmica	1834	3008	60,97%	Térmica	418	6951	6,01%

SE/CO	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)	SUL	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	15377	47970	32,06%	UHE	3845	15528	24,76%
PCH	2693	3548	75,91%	PCH	688	1407	48,91%
Eólica	14	28	50,00%	Eólica	0	3395	0,00%
Solar	0	765	0,00%	Solar	0	0	0,00%
Biomassa	171	6910	2,47%	Biomassa	23	305	7,52%
Térmica +Nuclear	2435	9277	26,25%	Térmica	810	3423	23,66%

Tabela 15-11 – Percentuais de Geração das UHE por Bacias Cen3 - 2022

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
UHE			
1 - Jacuí(RS)	343,4	1368,5	25,1%
2 - Uruguai(SC)(RS)	1491,5	5886,9	25,3%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	115,3	478,0	24,1%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	1734,6	7262,2	23,9%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	1601,4	6550,7	24,4%
6 - Parapanema(SP)(PR)	887,0	2954,9	30,0%
7 - Tietê(SP)	544,9	1812,0	30,1%
8 - Grande (MG)(SP)	2107,3	7506,3	28,1%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	2413,8	8529,8	28,3%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	586,6	2899,7	20,2%
11 - Paraguai(MT)(MS)	256,2	755,2	33,9%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	242,6	1350,5	18,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	440,5	1020,9	43,1%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	4416,0	10577,4	41,7%
15 - Parnaíba (PI)	200,4	225,0	89,1%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	5077,2	13029,3	39,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	923,3	3226,9	28,6%
18 - Madeira(RO)(AM)	274,3	1082,7	25,3%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	11131,8	11883,1	93,7%
20 - Araguaari (AP)	206,8	549,0	37,7%
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 15-12 – Percentuais de Geração das PCH por Bacias Cen3 – 2022

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
PCH			
1 - Jacuí(RS)	190,8	400,7	47,6%
2 - Uruguai(SC)(RS)	227,3	464,8	48,9%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	122,4	258,3	47,4%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	73,8	139,2	53,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	269,9	333,2	81,0%
6 - Parapanema(SP)(PR)	37,2	51,2	72,6%
7 - Tietê(SP)	66,1	68,3	96,8%
8 - Grande (MG)(SP)	109,3	112,5	97,2%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	361,5	372,7	97,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	199,6	569,6	35,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	455,6	469,7	97,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	157,2	569,7	27,6%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	82,7	86,3	95,8%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	99,8	103,3	96,6%
15 - Parnaíba (PI)	0,0	0,0	0,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	439,3	457,8	96,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	458,9	473,1	97,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	214,7	221,3	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)	13,0	13,7	94,9%
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 15-13 – Percentuais de Geração das usinas Eólicas por localidades Cen3 – 2022

Região Eólica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Eólica			
1 – Delta do Parnaíba (PI)(MA)	348,1	367,6	94,7%
2 – Oeste do Ceará (CE)	958,5	1065,2	90,0%
3 – Leste do Ceará (CE)	1400,8	1556,2	90,0%
4 – João Câmara (RN)	3157,8	3508,2	90,0%
5 – Lagoa Nova (RN)	394,2	438,0	90,0%
6 – Campina Grande (PB)(PE)	161,4	179,6	89,9%
7 – Angelim (PE)	627,6	697,4	90,0%
8 – Caldeirão Grande (PI)(CE)(PE)	2028,5	2260,1	89,8%
9 – Jardim (SE)(BA)	31,0	34,5	89,9%
10 – Central da Bahia (BA)	2540,6	2801,4	90,7%
11 – Igaporã (BA)	1830,9	2032,4	90,1%
12 - Coxilha de Santana (RS)	0,0	446,0	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	1472,9	0,0%
16 - Litoral Sul (RS)	0,0	1241,9	0,0%
17 - Escudo Rio-Grandense (RS)	0,0	0,0	0,0%
18 - Santa Catarina (SC)	0,0	234,1	0,0%
19 - Rio de Janeiro (RJ)	14,0	28,0	50,0%

Tabela 15-14 – Percentuais de Geração das plantas solares Cen3 – 2022

<u>Região de Plantas Solares</u>	<u>Despacho (MW)</u>	<u>Potência Instalada</u>	<u>Percentual Caso Fornecido</u>
Solares			
1 - Sobral (CE)	0,0	30,0	0,0%
2 - Crateús (CE)(PI)	0,0	0,0	0,0%
3 - Milagres (CE)(PB)	0,0	135,0	0,0%
4 - Mossoró (RN)(CE)	0,0	150,0	0,0%
5 - João Câmara (RN)	0,0	0,0	0,0%
6 - Natal (RN)	0,0	0,0	0,0%
7 - Lagoa Nova (RN)	0,0	0,0	0,0%
8 - Campina Grande (PB)	0,0	0,0	0,0%
9 - Angelim (PE)(AL)	0,0	30,0	0,0%
10 - Bom Nome (PE)	0,0	0,0	0,0%
11 - Curral Novo do Piauí (PI)(CE)	0,0	0,0	0,0%
12 - São João do Piauí (PI)	0,0	270,0	0,0%
13 - Sobradinho (PE)(BA)	0,0	0,0	0,0%
14 - Irecê (BA)	0,0	30,0	0,0%
15 - Bom Jesus da Lapa (BA)	0,0	463,1	0,0%
16 - Igaporã (BA)	0,0	45,1	0,0%
17 - Gilbués (PI)	0,0	0,0	0,0%
18 - Colinas (TO)	0,0	0,0	0,0%
19 - Miracema (TO)	0,0	5,0	0,0%
20 - Gurupi (TO)	0,0	0,0	0,0%
21 - Dianópolis (TO)	0,0	0,0	0,0%
22 - Janaúba (MG)	0,0	0,0	0,0%
23 - Pirapora (MG)	0,0	330,0	0,0%
24 - Paracatu (MG)	0,0	120,0	0,0%
25 - Triângulo (MG)	0,0	60,0	0,0%
26 - Goiás (GO)	0,0	10,0	0,0%
27 - Oeste de São Paulo (SP)	0,0	245,0	0,0%

Tabela 15-15 – Percentuais de Geração por estado das usinas a Biomassa Cen3 – 2022

<u>Estado</u>	<u>Despacho (MW)</u>	<u>Potência Instalada</u>	<u>Percentual Caso Fornecido</u>	
Biomassa				
01 - Alagoas	0,0	0,0	0,0%	NORDESTE
02 - Bahia	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	0,0	0,0%	
06 - Piauí	0,0	0,0	0,0%	
07 - Rio Grande do Norte	0,0	40,0	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	254,0	0,0%	
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%	
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%	
14 - Tocantins	0,0	45,0	0,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%	
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%	
17 - Espírito Santo	0,0	0,0	0,0%	
18 - Goiás	0,0	999,1	0,0%	
19 - Mato Grosso	15,0	139,7	10,7%	
20 - Mato Grosso do Sul	65,0	1018,6	6,4%	
21 - Minas Gerais	15,0	634,2	2,4%	
22 - Rio de Janeiro	0,0	0,0	0,0%	
23 - Rondônia	0,0	24,0	0,0%	
24 - São Paulo	75,5	4094,4	1,8%	SUL
25 - Paraná	16,4	290,0	5,7%	
26 - Rio Grande do Sul	0,0	8,0	0,0%	
27 - Santa Catarina	6,5	6,5	100,0%	

Tabela 15-16 – Percentuais de Geração das usinas termelétricas Cen2 – 2022

Estado	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido		
Térmicas Carvão, Diesel e Gás					
01 - Alagoas	0,0	0,0	0,0%	NORDESTE	Brasil
02 - Bahia	200,0	1433,5	14,0%		
03- Ceará	218,0	2113,0	10,3%		
04 - Paraíba	0,0	510,5	0,0%		
05 - Pernambuco	0,0	1401,2	0,0%		
06 - Piauí	0,0	52,5	0,0%		
07 - Rio Grande do Norte	0,0	442,5	0,0%		
08 - Sergipe	0,0	998,1	0,0%		
09 - Amazonas	590,0	892,5	66,1%	NORTE	
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%		
11 - Maranhão	1244,1	2115,6	58,8%		
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	559,9	938,5	59,7%		
18 - Goiás	0,0	237,2	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	1170,0	5027,3	23,3%		
23 - Rondônia	0,0	339,0	0,0%		
24 - São Paulo	55,0	1056,0	5,2%		
25 - Paraná	189,5	500,0	37,9%	SUL	
26 - Rio Grande do Sul	302,5	2065,8	14,6%		
27 - Santa Catarina	318,0	857,0	37,1%		

Cenário 4

Tabela 15-17 – Intercâmbios energéticos Cen4 - 2029

Intercâmbios Energéticos (Balanço Estático)		
SE/CO - > SUL	3162,2	MW
N/NE-> SE/CO	1747,2	MW
EXP_N	10833,5	MW
EXP_NE	-9086,3	MW

Tabela 15-18 – Percentuais de Geração por Submercado Cen4 - 2029

Norte	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)	Nordeste	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	19610	21789	90,00%	UHE	1981	10862	18,23%
PCH	79	87	90,00%	PCH	155	219	70,80%
Eólica	24	240	10,00%	Eólica	2476	24761	10,00%
Solar	0	5	0,00%	Solar	0	6361	0,00%
Biomassa	0	299	0,00%	Biomassa	0	342	0,00%
Térmica	2858	3008	94,99%	Térmica	5912	7270	81,31%

SE/CO	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)	SUL	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	37600	48704	77,20%	UHE	11721	16059	72,99%
PCH	2683	3516	76,32%	PCH	1043	1407	74,10%
Eólica	22	28	80,00%	Eólica	3036	3795	80,00%
Solar	0	795	0,00%	Solar	0	0	0,00%
Biomassa	171	7116	2,40%	Biomassa	23	305	7,52%
Térmica +Nuclear	20129	21814	92,28%	Térmica	2711	3423	79,20%

Tabela 15-19 – Percentuais de Geração das UHE por Bacias Cen4 - 2029

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
UHE			
1 - Jacuí(RS)	999,0	1368,5	73,0%
2 - Uruguai(SC)(RS)	4402,3	6031,8	73,0%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	348,9	478,0	73,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	5349,5	7329,1	73,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	5198,9	6950,8	74,8%
6 - Parapanema(SP)(PR)	2156,8	2954,7	73,0%
7 - Tietê(SP)	1322,6	1812,0	73,0%
8 - Grande (MG)(SP)	5479,0	7506,3	73,0%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	6225,6	8529,8	73,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	2115,4	2899,7	73,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	551,2	755,2	73,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	985,8	1350,5	73,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	153,1	1020,9	15,0%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	1844,4	10577,4	17,4%
15 - Parnaíba (PI)	98,0	225,0	43,6%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	11725,5	13029,3	90,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	3030,2	3367,0	90,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	1289,4	1432,7	90,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	10841,8	12046,6	90,0%
20 - Araguaari (AP)	494,1	549,0	90,0%
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.)	5709,6	7360,0	77,6%

Tabela 15-20 – Percentuais de Geração das PCH por Bacias Cen4 – 2029

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
PCH			
1 - Jacuí(RS)	302,2	400,7	75,4%
2 - Uruguai(SC)(RS)	343,3	464,8	73,9%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	188,8	258,3	73,1%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	103,0	139,2	74,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	245,3	333,2	73,6%
6 - Parapanema(SP)(PR)	37,6	51,2	73,3%
7 - Tietê(SP)	49,9	68,3	73,0%
8 - Grande (MG)(SP)	82,2	112,5	73,1%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	272,1	372,7	73,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	415,8	569,6	73,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	342,9	469,7	73,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	392,6	537,9	73,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	34,5	86,3	40,0%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	20,9	103,3	20,3%
15 - Parnaíba (PI)	0,0	0,0	0,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	412,0	457,8	90,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	425,8	473,1	90,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	199,1	221,3	90,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	86,2	95,7	90,0%
20 - Araguari (AP)	0,0	0,0	0,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	5,5	13,7	40,0%
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 15-21 – Percentuais de Geração das usinas Eólicas por localidades Cen4 – 2029

Região Eólica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Eólica			
1 – Delta do Parnaíba (PI)(MA)	114,4	1143,6	10,0%
2 – Oeste do Ceará (CE)	344,2	3442,7	10,0%
3 – Leste do Ceará (CE)	173,2	1731,9	10,0%
4 – João Câmara (RN)	602,8	6028,9	10,0%
5 – Lagoa Nova (RN)	43,8	438,0	10,0%
6 – Campina Grande (PB)(PE)	18,6	185,9	10,0%
7 – Angelim (PE)	98,2	981,2	10,0%
8 – Caldeirão Grande (PI)(CE)(PE)	260,9	2609,4	10,0%
9 – Jardim (SE)(BA)	3,5	34,5	10,0%
10 – Central da Bahia (BA)	544,9	5448,6	10,0%
11 – Igaporã (BA)	295,7	2956,4	10,0%
12 - Coxilha de Santana (RS)	420,8	526,0	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)	1338,3	1672,9	80,0%
16 - Litoral Sul (RS)	1089,5	1361,9	80,0%
17 - Escudo Rio-Grandense (RS)	0,0	0,0	0,0%
18 - Santa Catarina (SC)	187,3	234,1	80,0%
19 - Rio de Janeiro (RJ)	22,4	28,0	80,0%

Tabela 15-22 – Percentuais de Geração das plantas solares Cen4 – 2029

<u>Região de Plantas Solares</u>	<u>Despacho (MW)</u>	<u>Potência Instalada</u>	<u>Percentual Caso Fornecido</u>
Solares			
1 - Sobral (CE)	0,0	108,0	0,0%
2 - Crateús (CE)(PI)	0,0	0,0	0,0%
3 - Milagres (CE)(PB)	0,0	518,5	0,0%
4 - Mossoró (RN)(CE)	0,0	906,3	0,0%
5 - João Câmara (RN)	0,0	0,0	0,0%
6 - Natal (RN)	0,0	78,0	0,0%
7 - Lagoa Nova (RN)	0,0	108,0	0,0%
8 - Campina Grande (PB)	0,0	0,0	0,0%
9 - Angelim (PE)(AL)	0,0	378,1	0,0%
10 - Bom Nome (PE)	0,0	0,0	0,0%
11 - Curral Novo do Piauí (PI)(CE)	0,0	189,9	0,0%
12 - São João do Piauí (PI)	0,0	972,3	0,0%
13 - Sobradinho (PE)(BA)	0,0	537,8	0,0%
14 - Irecê (BA)	0,0	108,0	0,0%
15 - Bom Jesus da Lapa (BA)	0,0	1788,7	0,0%
16 - Igaporã (BA)	0,0	577,8	0,0%
17 - Gilbués (PI)	0,0	0,0	0,0%
18 - Colinas (TO)	0,0	90,0	0,0%
19 - Miracema (TO)	0,0	5,0	0,0%
20 - Gurupi (TO)	0,0	0,0	0,0%
21 - Dianópolis (TO)	0,0	0,0	0,0%
22 - Janaúba (MG)	0,0	0,0	0,0%
23 - Pirapora (MG)	0,0	330,0	0,0%
24 - Paracatu (MG)	0,0	120,0	0,0%
25 - Triângulo (MG)	0,0	60,0	0,0%
26 - Goiás (GO)	0,0	10,0	0,0%
27 - Oeste de São Paulo (SP)	0,0	275,0	0,0%

Tabela 15-23 – Percentuais de Geração por estado das usinas a Biomassa Cen4 – 2029

<u>Estado</u>	<u>Despacho (MW)</u>	<u>Potência Instalada</u>	<u>Percentual Caso Fornecido</u>	
Biomassa				
01 - Alagoas	0,0	0,0	0,0%	NORDESTE
02 - Bahia	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	0,0	0,0%	
06 - Piauí	0,0	0,0	0,0%	
07 - Rio Grande do Norte	0,0	40,0	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	254,0	0,0%	
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%	
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%	
14 - Tocantins	0,0	45,0	0,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE
15 - Acre	0,0	164,0	0,0%	
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%	
17 - Espírito Santo	0,0	0,0	0,0%	
18 - Goiás	0,0	1044,1	0,0%	
19 - Mato Grosso	15,0	139,7	10,7%	
20 - Mato Grosso do Sul	65,0	1018,6	6,4%	
21 - Minas Gerais	15,0	634,2	2,4%	
22 - Rio de Janeiro	0,0	0,0	0,0%	
23 - Rondônia	0,0	24,0	0,0%	
24 - São Paulo	75,5	4091,4	1,8%	SUL
25 - Paraná	16,4	290,0	5,7%	
26 - Rio Grande do Sul	0,0	8,0	0,0%	
27 - Santa Catarina	6,5	6,5	100,0%	

Tabela 15-24 – Percentuais de Geração das usinas termelétricas Cen2 – 2029

Estado	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido		
Térmicas Carvão, Diesel e Gás					
01 - Alagoas	0,0	0,0	0,0%	NORDESTE	Brasil
02 - Bahia	746,7	1328,7	56,2%		
03 - Ceará	1827,1	2018,7	90,5%		
04 - Paraíba	484,7	510,4	95,0%		
05 - Pernambuco	1106,3	1401,4	78,9%		
06 - Piauí	0,0	52,0	0,0%		
07 - Rio Grande do Norte	307,8	443,4	69,4%		
08 - Sergipe	1439,0	1515,6	94,9%		
09 - Amazonas	847,9	892,5	95,0%	NORTE	
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%		
11 - Maranhão	2009,6	2115,6	95,0%		
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	3268,6	3441,5	95,0%		
18 - Goiás	0,0	237,2	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	13024,4	13711,3	95,0%		
23 - Rondônia	0,0	339,0	0,0%		
24 - São Paulo	1003,2	1056,0	95,0%		
25 - Paraná	192,6	500,0	38,5%	SUL	
26 - Rio Grande do Sul	1704,1	2065,8	82,5%		
27 - Santa Catarina	814,1	857,0	95,0%		

Cenário 5

Tabela 15-25 – Intercâmbios energéticos Cen5 - 2022

Intercâmbios Energéticos (Balanço Estático)		
SE/CO -> SUL	7103,8	MW
N/NE-> SE/CO	18021,7	MW
EXP_N	9657,5	MW
EXP_NE	8364,2	MW

Tabela 15-26 – Percentuais de Geração por Submercado Cen5 - 2022

Norte	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)	Nordeste	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	15298	21789	70,21%	UHE	6378	10862	58,71%
PCH	83	87	94,86%	PCH	208	219	94,94%
Eólica	216	240	90,00%	Eólica	13770	15301	90,00%
Solar	0	5	0,00%	Solar	0	1776	0,00%
Biomassa	0	299	0,00%	Biomassa	0	342	0,00%
Térmica	1834	3008	60,97%	Térmica	418	7270	5,75%

SE/CO	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)	SUL	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	14455	47970	30,13%	UHE	2735	15528	17,61%
PCH	3388	3516	96,37%	PCH	688	1407	48,91%
Eólica	14	28	50,00%	Eólica	0	3395	0,00%
Solar	0	795	0,00%	Solar	0	0	0,00%
Biomassa	171	7116	2,40%	Biomassa	23	305	7,52%
Térmica +Nuclear	2435	9277	26,25%	Térmica	810	3423	23,66%

Tabela 15-27 – Percentuais de Geração das UHE por Bacias Cen5 - 2022

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
UHE			
1 - Jacuí(RS)	236,3	1368,5	17,3%
2 - Uruguai(SC)(RS)	1097,0	5886,9	18,6%
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)	1199,5	6550,7	18,3%
6 - Parapanema(SP)(PR)	690,2	2954,7	23,4%
7 - Tietê(SP)	447,7	1812,0	24,7%
8 - Grande (MG)(SP)	1689,3	7506,3	22,5%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	2299,6	8529,8	27,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	706,0	2899,7	24,3%
11 - Paraguai(MT)(MS)	256,2	755,2	33,9%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	446,5	1350,5	33,1%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	440,5	1020,9	43,1%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	6038,3	10577,4	57,1%
15 - Parnaíba (PI)	200,4	225,0	89,1%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	5077,2	13029,3	39,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	923,3	3226,9	28,6%
18 - Madeira(RO)(AM)	274,3	1082,7	25,3%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	11131,8	11883,1	93,7%
20 - Araguaari (AP)	206,8	549,0	37,7%
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 15-28 – Percentuais de Geração das PCH por Bacias Cen5 - 2022

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
PCH			
1 - Jacuí(RS)	190,8	400,7	47,6%
2 - Uruguai(SC)(RS)	227,3	464,8	48,9%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	122,4	258,3	47,4%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	73,8	139,2	53,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	269,9	333,2	81,0%
6 - Parapanema(SP)(PR)	37,2	51,2	72,6%
7 - Tietê(SP)	66,1	68,3	96,8%
8 - Grande (MG)(SP)	109,3	112,5	97,2%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	361,5	372,7	97,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	541,1	569,6	95,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	455,6	469,7	97,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	511,0	537,9	95,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	82,7	86,3	95,8%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	99,8	103,3	96,6%
15 - Parnaíba (PI)	0,0	0,0	0,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	439,3	457,8	96,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	458,9	473,1	97,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	214,7	221,3	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)	13,0	13,7	94,9%
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 15-29 – Percentuais de Geração das usinas Eólicas por localidades Cen5 - 2022

Região Eólica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Eólica			
1 – Delta do Parnaíba (PI)(MA)	348,1	386,8	90,0%
2 – Oeste do Ceará (CE)	1182,7	1314,2	90,0%
3 – Leste do Ceará (CE)	1559,0	1731,9	90,0%
4 – João Câmara (RN)	3276,6	3640,2	90,0%
5 – Lagoa Nova (RN)	394,2	438,0	90,0%
6 – Campina Grande (PB)(PE)	167,1	185,9	89,9%
7 – Angelim (PE)	627,6	697,4	90,0%
8 – Caldeirão Grande (PI)(CE)(PE)	2028,5	2254,8	90,0%
9 – Jardim (SE)(BA)	31,0	34,5	89,9%
10 – Central da Bahia (BA)	2540,6	2823,1	90,0%
11 – Igaporã (BA)	1830,9	2034,2	90,0%
12 - Coxilha de Santana (RS)	0,0	446,0	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	1472,9	0,0%
16 - Litoral Sul (RS)	0,0	1241,9	0,0%
17 - Escudo Rio-Grandense (RS)	0,0	0,0	0,0%
18 - Santa Catarina (SC)	0,0	234,1	0,0%
19 - Rio de Janeiro (RJ)	14,0	28,0	50,0%

Tabela 15-30 – Percentuais de Geração das plantas solares Cen5 - 2022

<u>Região de Plantas Solares</u>	<u>Despacho (MW)</u>	<u>Potência Instalada</u>	<u>Percentual Caso Fornecido</u>
Solares			
1 - Sobral (CE)	0,0	30,0	0,0%
2 - Crateús (CE)(PI)	0,0	0,0	0,0%
3 - Milagres (CE)(PB)	0,0	144,0	0,0%
4 - Mossoró (RN)(CE)	0,0	230,0	0,0%
5 - João Câmara (RN)	0,0	0,0	0,0%
6 - Natal (RN)	0,0	0,0	0,0%
7 - Lagoa Nova (RN)	0,0	30,0	0,0%
8 - Campina Grande (PB)	0,0	0,0	0,0%
9 - Angelim (PE)(AL)	0,0	105,0	0,0%
10 - Bom Nome (PE)	0,0	0,0	0,0%
11 - Curral Novo do Piauí (PI)(CE)	0,0	189,9	0,0%
12 - São João do Piauí (PI)	0,0	270,0	0,0%
13 - Sobradinho (PE)(BA)	0,0	149,3	0,0%
14 - Irecê (BA)	0,0	30,0	0,0%
15 - Bom Jesus da Lapa (BA)	0,0	463,1	0,0%
16 - Igaporã (BA)	0,0	45,1	0,0%
17 - Gilbués (PI)	0,0	0,0	0,0%
18 - Colinas (TO)	0,0	90,0	0,0%
19 - Miracema (TO)	0,0	5,0	0,0%
20 - Gurupi (TO)	0,0	0,0	0,0%
21 - Dianópolis (TO)	0,0	0,0	0,0%
22 - Janaúba (MG)	0,0	0,0	0,0%
23 - Pirapora (MG)	0,0	330,0	0,0%
24 - Paracatu (MG)	0,0	120,0	0,0%
25 - Triângulo (MG)	0,0	60,0	0,0%
26 - Goiás (GO)	0,0	10,0	0,0%
27 - Oeste de São Paulo (SP)	0,0	275,0	0,0%

Tabela 15-31 – Percentuais de Geração por estado das usinas a Biomassa Cen5 - 2022


<u>Estado</u>	<u>Despacho (MW)</u>	<u>Potência Instalada</u>	<u>Percentual Caso Fornecido</u>	
Biomassa				
01 - Alagoas	0,0	0,0	0,0%	NORDESTE
02 - Bahia	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	0,0	0,0%	
06 - Piauí	0,0	0,0	0,0%	
07 - Rio Grande do Norte	0,0	40,0	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	254,0	0,0%	
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%	
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%	
14 - Tocantins	0,0	45,0	0,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE
15 - Acre	0,0	164,0	0,0%	
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%	
17 - Espírito Santo	0,0	0,0	0,0%	
18 - Goiás	0,0	1044,1	0,0%	
19 - Mato Grosso	15,0	139,7	10,7%	
20 - Mato Grosso do Sul	65,0	1018,6	6,4%	
21 - Minas Gerais	15,0	634,2	2,4%	
22 - Rio de Janeiro	0,0	0,0	0,0%	
23 - Rondônia	0,0	24,0	0,0%	
24 - São Paulo	75,5	4091,4	1,8%	SUL
25 - Paraná	16,4	290,0	5,7%	
26 - Rio Grande do Sul	0,0	8,0	0,0%	
27 - Santa Catarina	6,5	6,5	100,0%	

Tabela 15-32 – Percentuais de Geração das usinas termelétricas Cen5 - 2022

Estado	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido		
Térmicas Carvão, Diesel e Gás					
01 - Alagoas	0,0	0,0	0,0%	NORDESTE	Brasil
02 - Bahia	200,0	1328,7	15,1%		
03- Ceará	218,0	2018,7	10,8%		
04 - Paraíba	0,0	510,4	0,0%		
05 - Pernambuco	0,0	1401,4	0,0%		
06 - Piauí	0,0	52,0	0,0%		
07 - Rio Grande do Norte	0,0	443,4	0,0%		
08 - Sergipe	0,0	1515,6	0,0%		
09 - Amazonas	590,0	892,5	66,1%	NORTE	
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%		
11 - Maranhão	1244,1	2115,6	58,8%		
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	559,9	938,5	59,7%		
18 - Goiás	0,0	237,2	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	1170,0	5027,3	23,3%		
23 - Rondônia	0,0	339,0	0,0%		
24 - São Paulo	55,0	1056,0	5,2%		
25 - Paraná	189,5	500,0	37,9%	SUL	
26 - Rio Grande do Sul	302,5	2065,8	14,6%		
27 - Santa Catarina	318,0	857,0	37,1%		

15.2 Consultas de Espaço em Subestações Existentes

NUP: 48002.003695/2016-63


Empresa de Pesquisa Energética

Ofício nº 0123 /EPE/2016

Rio de Janeiro, 01 de agosto de 2016.

A Sua Senhoria o Senhor
RAMON HADDAD
Diretor Presidente
STATE GRID Brazil Holding
Av. Presidente Vargas 955 – Centro
20071-400 - Rio de Janeiro - RJ

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão da SE 345/138 kV Padre Fialho

Senhor Diretor Presidente,

No âmbito do estudo de expansão do sistema de transmissão que está sendo desenvolvido pela EPE para o Estado de Minas Gerais, região da Mantiqueira, cogita-se a ampliação da SE 345/138 kV Padre Fialho, de propriedade atual desta Transmissora.

2. Tal ampliação visa atender ao critério de confiabilidade de contingência simples (n-1) dessa transformação de fronteira para o adequado suprimento à carga da ENERGISA, bem como para permitir o acesso à CEMIG-D através da interligação de duas novas linhas de 138 kV (Padre Fialho-Ponte Nova e Padre Fialho-Carangola).

3. Para a efetivação desses atendimentos há necessidade das seguintes obras nessa subestação (conforme ilustrado nos diagramas esquemáticos apresentados no Anexo):

- Instalação imediata de mais 01 banco de transformadores 345/138 kV de 150 MVA, devendo ser mantido espaço físico suficiente para a instalação de um 3º banco de transformadores, bem como para a instalação de 02 transformadores defasadores futuros para essas 2 novas unidades.
- Adequação da subestação através da instalação de um novo barramento BD4 de 138 kV no secundário dos bancos de transformadores 345/138 kV. A adequação é necessária visto que o transformador de fronteira atual conecta-se diretamente no barramento 138 kV da distribuidora Energisa.

4. Com o objetivo de subsidiar o mencionado estudo, solicitam-se informações quanto à viabilidade da expansão visualizada, bem como das estimativas de custo e de prazo de implantação previstos para esses reforços.

5. Estas informações servirão de base documental e consultiva para o estudo de forma a dar solidez na definição de alternativas e mitigação de eventuais problemas futuros.

Escritório Central:
Av. Rio Branco, 1 – 11º andar
20090-003 Rio de Janeiro RJ

13



Ofício nº 0923/EPE/2016|Fl. 2/3

6. Observa-se também que os dados informados por V.Sa. serão levados ao conhecimento do MME e da ANEEL com o objetivo de tornar o processo de expansão da transmissão mais célere, consistente e transparente em todas as suas etapas.

7. Por fim, solicitamos que as informações requisitadas sejam encaminhadas à EPE o mais breve possível de forma a não comprometer o andamento das atividades subsequentes previstas para o estudo citado.

Atenciosamente,



JOSÉ MARCOS BRESSANE
Superintendente de Transmissão de Energia

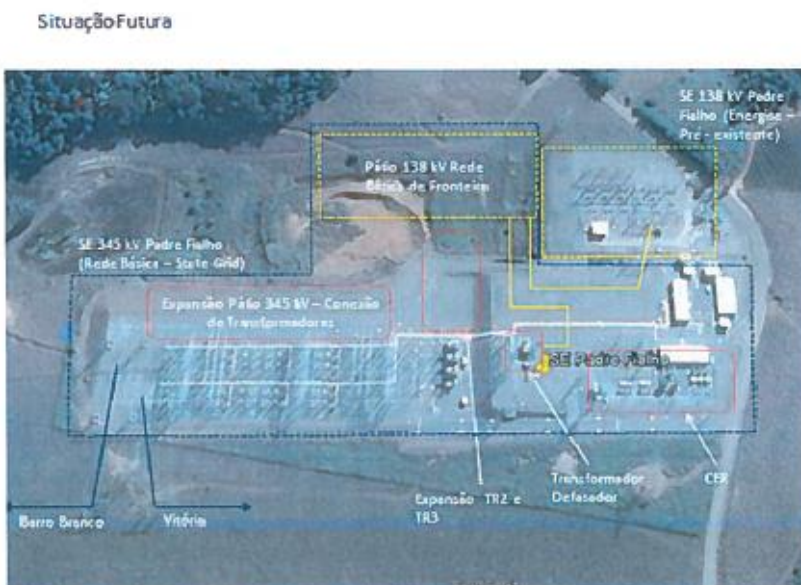
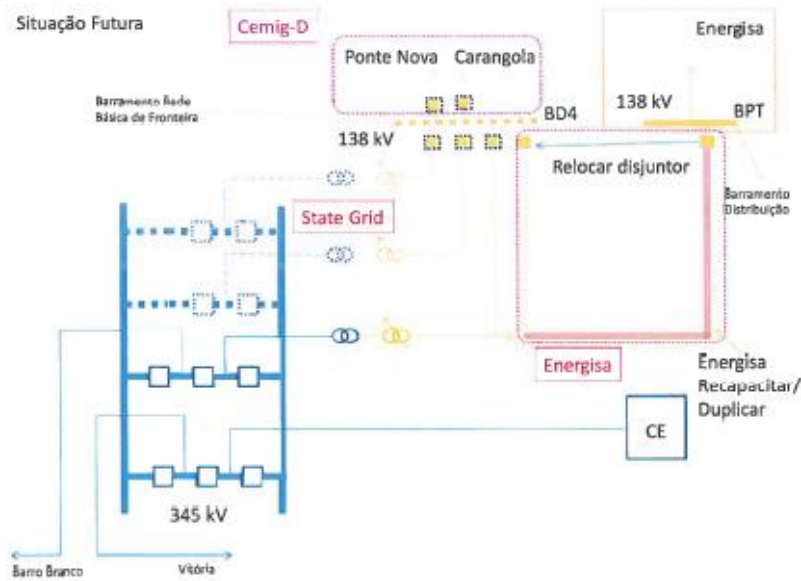
Escritório Central:
Av. Rio Branco, 1 – 11º andar
20090-003 Rio de Janeiro RJ



Ofício nº 09.23 /EPE/2016|Fl. 3/3

ANEXO

Os diagramas esquemáticos a seguir mostram resumidamente as obras previstas. Esclarece-se que as localizações físicas das estruturas e equipamentos considerada para a expansão mostrada nos diagramas são meramente ilustrativas devendo ser melhor especificadas por essa Transmissora através de uma análise de projeto.



Escritório Central:
Av. Rio Branco, 1 – 11º andar
20090-003 Rio de Janeiro RJ

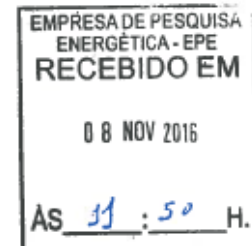
B


MONTES CLAROS
 LINHAS DE TRANSMISSÃO DE MONTES CLAROS S.A.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE


 Rio de Janeiro, 04 de novembro de 2016.
 LTMC/OM/019/16

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

 Atensão: José Marcos Bressane
 Superintendente de Transmissão de Energia Elétrica
 Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão da SE Padre Fialho


Prezados Senhores,

Em resposta ao **Ofício 0923/EPE/2016** de 02.08.2016, informamos que é viável tecnicamente a implementação das obras sugeridas por esta EPE na SE Padre Fialho, com obras de expansão do pátio existente, tanto para os autotransformadores quanto para a construção de um novo pátio de 138 kV.

Estima-se um prazo total de 30 meses para a completa disponibilização das instalações, contados a partir da emissão da autorização da ANEEL.

Com relação aos custos associados para a análise preliminar do custo global da solução, informamos que não temos referências semelhantes ao escopo proposto e sugerimos o uso dos padrões de mercado disponíveis (inclusive o banco de dados da ANEEL).

Tendo em vista a particularidade da solução, ressaltamos que precisará ser realizado um detalhamento do projeto técnico, quando da execução do Memorial Técnico Descritivo para subsidiar o processo de autorização da ANEEL.

Colocamo-nos à disposição para quaisquer esclarecimentos adicionais.

Atenciosamente,



 Ramon Sade Haddad
 Diretor Geral



NUP-48002.002002/2017-04

Ofício nº 0419/EPE/2017

Rio de Janeiro, 24 de julho de 2017.

A Sua Senhoria o Senhor

LUÍS FERNANDO SANTAMARIA

Gerente de Projetos

ESDE – Empresa Santos Dumont de Energia / TBE – Transmissoras Brasileiras de Energia

Rua Olimpíadas, 66, 8º andar - Vila Olímpia

04551-000 São Paulo SP

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão da SE Santos Dumont 2**Ref:** [1] PL-V2 – SE Santos Dumont 2 – Expansão Futura – Diagrama Unifilar Básico Preliminar

Senhor Gerente,

Estudos de expansão da transmissão de energia elétrica para atendimento à Zona da Mata, no Estado de Minas Gerais, estão sendo desenvolvidos no âmbito da EPE. Para a viabilização das alternativas analisadas no estudo, encaminhamos o formulário anexo, que trata da viabilidade de expansão da subestação Santos Dumont 2.

2. O formulário solicita um levantamento de informações pelas áreas de Engenharia e Projetos da ESDE/TBE quanto à viabilidade da implantação das alternativas, que utilizam parte da expansão futura prevista em edital para a SE Santos Dumont 2, conforme documento [1], integrante do anexo técnico do leilão 001/2009 – Lote H.
3. Estas informações servirão de base documental e consultiva para o estudo, de forma a dar solidez na definição das alternativas e mitigação de eventuais problemas futuros.
4. É importante mencionar que os dados informados por V.Sa. serão levados ao conhecimento do MME e da ANEEL com o objetivo de tornar o processo da expansão da transmissão mais célere, consistente e transparente em todas as etapas.
5. Por fim, solicito que as informações requisitadas sejam encaminhadas à EPE o mais breve possível, de forma a não comprometer o andamento das atividades subsequentes previstas para o estudo citado.

Atenciosamente,


JOSÉ MARCOS BRESSANE

Superintendente de Transmissão de Energia

Escritório Central:
 Av. Rio Branco, 1 – 11º andar
 20090-003 Rio de Janeiro RJ



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 24/07/2017

Revisão:

Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS

ESTUDO: Avaliação da viabilidade de expansão da SE 345 kV Santos Dumont 2

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Santos Dumont 2 **Concessionária Proprietária:** ESDE/TBE

1. Módulos de Manobra

- EL Quantidade: 2 Tensão (kV): 345 Arranjo: DJM
- IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 345 Arranjo: DJM
- CT Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- IB Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- CCP Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- CCS Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- CRL Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- CRB Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- CTA Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- CC Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:

2. Módulos de Equipamentos

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

Legenda:

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





Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 24/07/2017

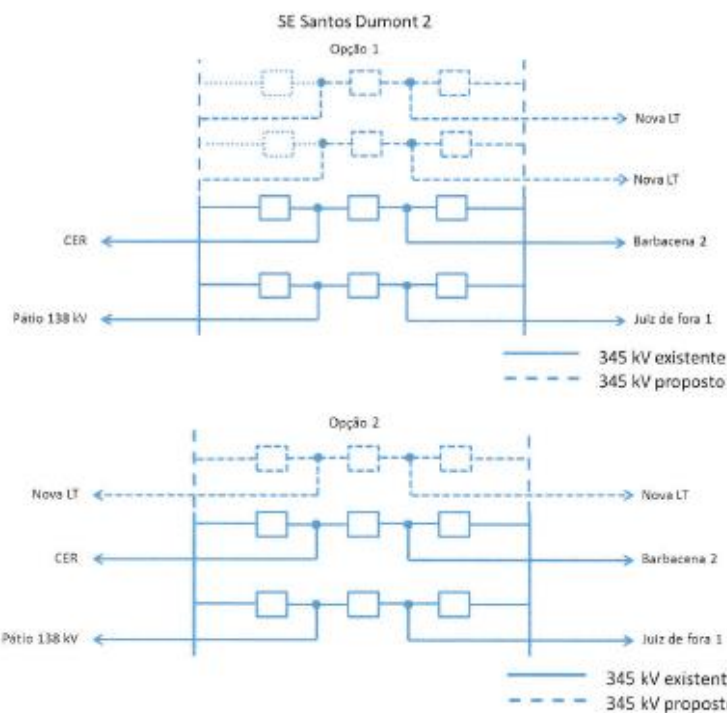
Revisão:

Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

As opções de expansão vislumbradas contemplam uma ou duas entradas de linha 345 kV. Nesse segundo caso, é preferível que as saídas de LT sejam na mesma direção (opção 1 abaixo). Porém, em face de possíveis restrições físicas, aceita-se que as duas entradas de LT localizem-se no mesmo vão (opção 2). Solicita-se, ainda, que em caso de atendimento apenas parcial dessa consulta, seja detalhado o que é possível ser executado.



Rio de Janeiro, 24 de julho de 2017

Data da Solicitação

Data da Entrega do Formulário



José Marcos Bressane

Superintendente da Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome:

Cargo:



CA ESDE 028 /2017

São Paulo, 10 de agosto de 2017.

À
Empresa de Pesquisa Energética – EPE
 Avenida Rio Branco nº1, 11º andar
 Rio de Janeiro, RJ
 CEP 20090-003



Atenção: José Marcos Bressane
 Superintendente de Transmissão de Energia

Ref.: Ofício nº 0419/EPE/2017

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão da SE Santos Dumont 2

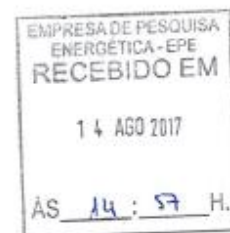
Atendendo solicitação realizada no ofício supracitado, segue, anexo, o FORMULÁRIO DE CONSULTA SOBRE A VIABILIDADE DE EXPANSÃO DE SUBESTAÇÕES, com as informações requeridas.


Colocamos à disposição para qualquer outra informação que se fizer necessária.

Atenciosamente,



Paulo Augusto Nepomuceno Garcia
 Diretoria Técnica



	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 24/07/2017
		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

- EL Quantidade: 2 Tensão (kV): 345 Arranjo: DJM
- CT Quantidade: ____ Tensão Prim./Sec./Ter (kV) ____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter: ____
- CT Quantidade: ____ Tensão Prim./Sec./Ter (kV) ____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter: ____
- IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 345 Arranjo: DJM
- CCP Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- CCS Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- CRB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- CTA Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- CC Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

2. Módulos de Equipamentos

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

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

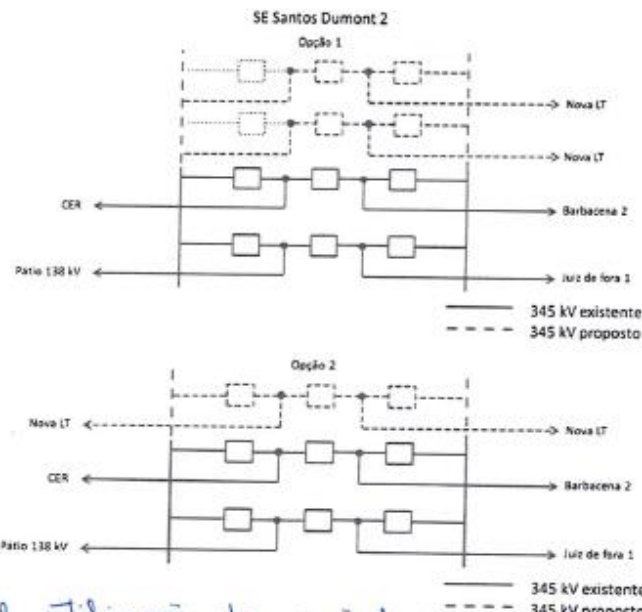
* Necessário execução de prolongamento das barras e execução de tenaflamaagem / contenções para as novas EL.

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 24/07/2017
		Revisão:
		Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

As opções de expansão vislumbradas contemplam uma ou duas entradas de linha 345 kV. Nesse segundo caso, é preferível que as saídas de LT sejam na mesma direção (opção 1 abaixo). Porém, em face de possíveis restrições físicas, aceita-se que as duas entradas de LT localizem-se no mesmo vão (opção 2). Solicita-se, ainda, que em caso de atendimento apenas parcial dessa consulta, seja detalhado o que é possível ser executado.



Obs: Possível utilização da opção 1 da proposta acima.

Rio de Janeiro, 24 de julho de 2017
 Data da Solicitação

[Handwritten Signature]

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

S.P. 20/08/2017
 Data da Entrega do Formulário

[Handwritten Signature]

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
 Nome: MARIVALDO TORRES
 Cargo: SUPERINTENDENTE



Ofício nº 0418 /EPE/2017

NUP: 48002.002003 / 2017-41

Rio de Janeiro, 24 de julho de 2017.

A Sua Senhoria o Senhor
RONALDO NAHAR NEDER
 Superintendente de Estudos e Projetos
 ELETROBRAS FURNAS
 Rua Real Grandeza, 219 – 16º andar – Bloco C - Botafogo
 22281-900 Rio de Janeiro RJ

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão na Rede Básica e Rede Básica de Fronteira nos Estados de Minas Gerais e Rio de Janeiro

Ref.: [1] Relatório R4 Barro Branco – Conexão para Itabirito 2 - GEE.E-DEEL.E-2735
 [2] SE Barro Branco – Arranjo Geral - Desenho 444999-1-A1

Senhor Superintendente,

Estudos de expansão da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, referentes à Zona da Mata do Estado de Minas Gerais, estão sendo desenvolvidos no âmbito da EPE.

2. Neste contexto, cogitam-se, como alternativas de expansão, novos pontos de atendimento à região com conexões e ampliações de subestações sob concessão desta Transmissora, localizadas nos Estados de Minas Gerais e Rio de Janeiro.

3. Necessitam-se, desta forma, informações acerca das seguintes subestações:

- SE 345 kV Barro Branco

De acordo com informações prestadas nos documentos de referência [1] e [2], há espaços disponíveis no pátio 345 kV, em área com necessidade de terraplanagem. Solicita-se, para a presente consulta, a ratificação e complementação dessas informações, levando em consideração a possibilidade de atendimento total ou parcial das ampliações que seguem:

- 2 Novas EL 345 kV para conexão a uma nova SE de fronteira na Zona da Mata mineira;
- Novo pátio 138 kV (138 kV: 4 EL, 1 IB, 2 CT / 345 kV: 2 CT)

Deve ser considerada nas análises a nova EL referente à LT 345 kV Itabirito 2 – Barro Branco, recentemente licitada. Para maiores detalhes, verificar os formulários em anexo.

Escritório Central:
 Av. Rio Branco, 1 – 11º andar
 20090-003 Rio de Janeiro RJ

h



Ofício nº 0418 /EPE/2016|Fl. 2/2

- **SE 345/138 kV Campos**

Possibilidade de atendimento total ou parcial das seguintes ampliações vislumbradas:

- 1 Nova EL 345 kV arranjo em anel para conexão a uma nova SE de fronteira na Zona da Mata mineira

Nesta análise deverá ser considerada a implantação do 4º Banco de Transformadores 345/138 kV da SE. Para maiores detalhes, verificar os formulários em anexo.

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

5. Por fim, solicitamos que as informações requisitadas sejam encaminhadas à EPE o mais breve possível, de forma a não comprometer o andamento das atividades subsequentes previstas para o estudo citado.

Atenciosamente,



JOSÉ MARCOS BRESSANE
Superintendente de Transmissão de Energia

Escritório Central:
Av. Rio Branco, 1 – 11º andar
20090-003 Rio de Janeiro RJ



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 24/07/2017

Revisão:

Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS

ESTUDO: Estudo de Atendimento à Zona da Mata de Minas Gerais

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: SE 345 kV Barro Branco Concessionária Proprietária: FURNAS

1. Módulos de Manobra

- EL Quantidade: 2 Tensão (kV): 345 Arranjo: DJM
- IB Quantidade: 1 Tensão (kV): 345 Arranjo: DJM
- CT Quantidade: 2 Tensão (kV): 345 Arranjo: DJM
- EL Quantidade: 3 Tensão (kV): 138 Arranjo: BD4
- IB Quantidade: 1 Tensão (kV): 138 Arranjo: BD4
- CT Quantidade: 2 Tensão (kV): 138 Arranjo: BD4
- CCP Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- CCS Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- CRL Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- CRB Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- CTA Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- CC Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:

2. Módulos de Equipamentos

- Transformadores Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (kV) Fase:
- Autotransformadores Quantidade: 7 Potência (MVA): 100* Tensão Prim./Sec. (kV) 345/138 Fase: monofásico
- Autotransformadores Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (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:

Legenda:

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



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

Data: 24/07/2017

Revisão:

Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS**5. Observações**

Deve ser considerada nas análises a nova EL referente à LT 345 kV Itabirito 2 – Barro Branco, recentemente licitada.

*O valor de potência dos autotransformadores é apenas referencial, será necessária análise mais aprofundada para definição de sua modulação.

Rio de Janeiro, 24 de julho de 2017

Data da Solicitação



José Marcos Bressane

Superintendente da Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Data da Entrega do Formulário

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome:

Cargo:



Rua Real Grandeza, 219 Botafogo
Rio de Janeiro - RJ Brasil
CEP: 22281-900
Tel: 55 21 2528-3112
Fax: 55 21 2528-5858

Ao Senhor
José Marco Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
Avenida Rio Branco 1, 11º andar - Centro
20090-003 - Rio de Janeiro - RJ

Rio de Janeiro, 12 de setembro de 2017

N.Ref. ET.E.E.002.2017

S.Ref. Ofício 443/EPE/2017



Assunto: Consulta sobre Viabilidade de Ampliações nas Instalações de Transmissão de FURNAS – SEs Barro Branco e Campos 345 kV

Prezado Senhor


1. Em atenção ao Ofício 443/EPE/2017 de 03/08/2017, referente a Ampliações nas Instalações de Transmissão de FURNAS – SEs Barro Branco e Campos, encaminhamos anexo o Formulário de Consulta sobre Viabilidade de Expansão da Subestação, devidamente preenchido.
2. Com relação à consulta feita sobre a SE Campos, é factível a instalação de 1 nova EL 345 kV, arranjo anel além do vão que estava disponibilizado para a OSX Construção Naval.
3. Porém, com relação à consulta de viabilidade sobre a SE Barro Branco, tanto para a expansão total ou parcial, apesar de não ser impossível a sua execução, não a recomendamos devido aos seguintes fatores:
 - Necessidade de desvio da Rodovia Luís Martins Soares - BR 356, demandando terraplenagem com enorme movimentação de terra;
 - Topologia do local apresenta desníveis de quase 30 metros, além de apresentar rochas em diversos pontos do terreno;
 - Tempo a ser despendido com o Licenciamento Ambiental, já que o terreno é bem florestado.
4. Sendo o que tínhamos a apresentar nesta oportunidade, colocamo-nos à disposição para quaisquer esclarecimentos e/ou informações adicionais que se façam necessárias.

Atenciosamente,



Victor Hugo Goes Ricco
Superintendente de Empreendimentos de
Transmissão

Anexo

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 02/08/2017
		Revisão:
		Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS
5. Observações

Deve ser considerada nas análises a nova EL referente à LT 345 kV Itabirito 2 – Barro Branco, recentemente licitada.

*O valor de potência dos autotransformadores é apenas referencial, será necessária análise mais aprofundada para definição de sua modulação.

Tendo em vista que a ampliação em estudo demandaria:

- 1 - um elevado custo de terraplenagem e demais obras civis, devido à topografia bastante acidentada do terreno (desníveis acentuados);
- 2 - o desvio da Rodovia BR 356 e
- 3 - a necessidade de Licenciamento Ambiental e desmatamento.

Não recomendamos a ampliação da Subestação Barro Branco, embora a sua execução não seja impossível.

Rio de Janeiro, 02 de agosto de 2017

Data da Solicitação

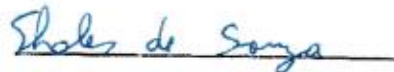
Data da Entrega do Formulário



José Marcos Bressane

Superintendente da Transmissão de Energia


STE/DEE/EPE



Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Thales de Souza Oliveira

Cargo: Engenheiro Eletricista

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 02/08/2017
		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

- EL Quantidade: 1 Tensão (kV): 345 Arranjo: AN
- CT Quantidade: ____ Tensão Prim./Sec./Ter (kV) ____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter: ____
- CT Quantidade: ____ Tensão Prim./Sec./Ter (kV) ____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter: ____
- IB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- CCP Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- CCS Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- CRB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- CTA Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- CC Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

2. Módulos de Equipamentos

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

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.

Não _____



 <p>Empresa de Pesquisa Energética</p>	<p>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</p>
---	---

Data: 02/08/2017
Revisão:
Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

Nesta análise deverá ser considerada a implantação do 4º Banco de Transformadores 345/138 kV da SE Campos.

Rio de Janeiro, 02 de agosto de 2017

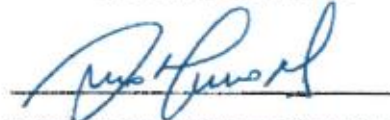
Data da Solicitação



José Marcos Bressane

Superintendente da Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

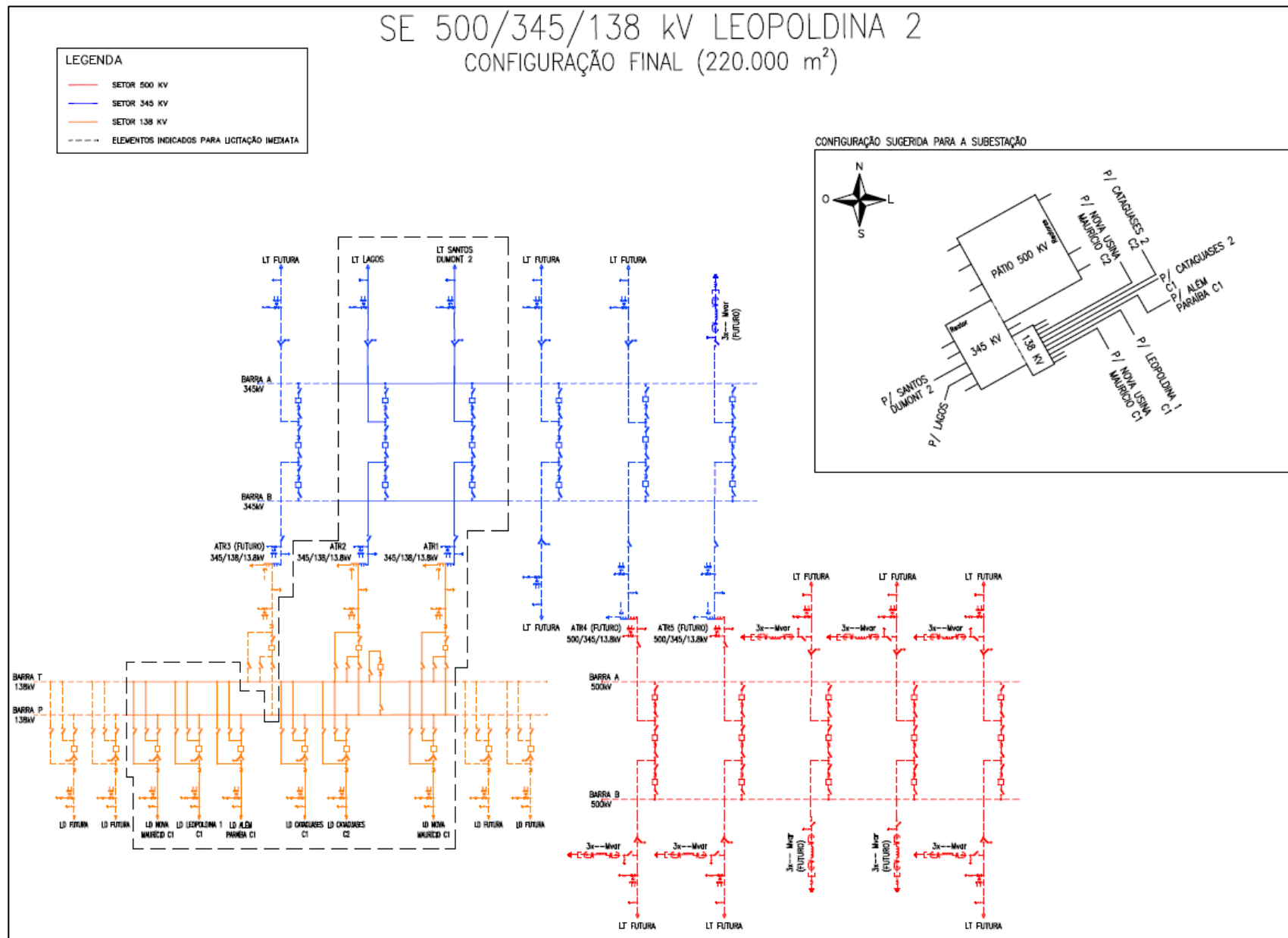
Data da Entrega do Formulário



Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Sérgio Moreira Neves
Cargo: Engenheiro Eletricista

15.3 Diagramas Unifilares de Subestações Novas



15.4 Análise Econômica Detalhada

Etapa 1 – Alternativa 1A

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					360.556,74	353.015,22	32.027,33	191.697,47	
SE 345/138 kV UBÁ 4 (Nova)					90.598,69	90.598,69	8.047,65	50.272,76	
1° e 2° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 75 MVA 1Φ		2022	7,0	1,0	6547,80	45.834,60	45.834,60	4.071,37	25.433,39
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	5842,44	11.684,88	11.684,88	1.037,94	6.483,88
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	5582,86	11.165,72	11.165,72	991,82	6.195,80
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			2,0						
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
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	2678,91	5.357,82	5.357,82	475,92	2.973,03
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			6,0						
MIM - 345 kV		2022	1,0	1,0	2414,19	2.414,19	2.414,19	214,45	1.339,62
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	718,50	718,50	718,50	63,82	398,69
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	11215,12	11.215,12	11.215,12	996,21	6.223,21
SECC LT 138 kV UBÁ 2 - TOCANTINS, C1, NA SE UBÁ 4 (Nova)					12.001,53	12.001,53	1.066,06	6.659,59	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 4,5 km		2022	4,5	1,0	635,41	2.859,35	2.859,35	253,99	1.586,64
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
MIG-A		2022	1,0	1,0	686,78	686,78	686,78	61,00	381,09
SECC LT 138 kV UBÁ 3 - TRIUNFO, C1, NA SE UBÁ 4 (Nova)					10.997,04	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	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	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
LT 138 kV VOTORANTIM - MURIAÉ 2, C1 (Nova)					20.542,44	20.542,44	1.824,73	11.398,90	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 28 km		2022	28,0	1,0	431,68	12.087,04	12.087,04	1.073,66	6.707,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Votorantim	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	3.988,20	354,26	2.213,03
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Muriaé 2	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	3.988,20	354,26	2.213,03
MIM - 138 kV	Votorantim	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90
MIM - 138 kV	Muriaé 2	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90

LT 345 kV SANTOS DUMONT 2 - UBÁ 4, C1 e C2 (CD) (Nova)						159.421,99	159.421,99	14.161,05	88.462,47
Circuito Duplo 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 74 km		2022	74,0	1,0	1564,61	115.781,14	115.781,14	10.284,54	64.246,38
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Santos Dumont 2	2022	2,0	1,0	6985,79	13.971,58	13.971,58	1.241,06	7.752,76
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Ubá 4	2022	2,0	1,0	6985,79	13.971,58	13.971,58	1.241,06	7.752,76
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	Santos Dumont 2	2022	2,0	1,0	5582,86	11.165,72	11.165,72	991,82	6.195,80
MIM - 345 kV	Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	2414,19	2.414,19	2.414,19	214,45	1.339,62
MIG-A	Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	2.117,78	188,12	1.175,15
LT 138 kV UBÁ 4 - NOVA MAURÍCIO, C1 (Nova)						24.439,84	24.439,84	2.170,93	13.561,55
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 41 km		2022	41,0	1,0	392,44	16.090,04	16.090,04	1.429,24	8.928,28
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Ubá 4	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	3.988,20	354,26	2.213,03
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Nova Maurício	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	3.882,60	344,88	2.154,44
MIM - 138 kV	Nova Maurício	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90
MIM - 138 kV	Ubá 4	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90
SE 69 kV MURIAÉ 2 (Ampliação/Adequação)						3.081,11	3.081,11	273,69	1.709,69
1° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 10,8 Mvar 3Φ		2022	1,0	1,0	1323,43	1.323,43	1.323,43	117,56	734,36
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS		2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32
MIM - 69 kV		2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01
SE 69 kV MURIAÉ 1 (Ampliação/Adequação)						2.459,94	2.459,94	218,51	1.365,01
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ		2022	1,0	1,0	702,26	702,26	702,26	62,38	389,68
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS		2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32
MIM - 69 kV		2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01
SE 69 kV LARANJAL (Ampliação/Adequação)						2.459,94	2.459,94	218,51	1.365,01
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ		2022	1,0	1,0	702,26	702,26	702,26	62,38	389,68
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS		2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32
MIM - 69 kV		2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01
SE 69 kV CATAGUASES 2 (Ampliação/Adequação)						2.459,94	2.459,94	218,51	1.365,01
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ		2022	1,0	1,0	702,26	702,26	702,26	62,38	389,68
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS		2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32
MIM - 69 kV		2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01
SE 138 kV ALÉM PARAÍBA (Ampliação/Adequação)						4.287,28	4.287,28	380,83	2.378,99
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 10,8 Mvar 3Φ		2022	1,0	1,0	1369,40	1.369,40	1.369,40	121,64	759,87
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT		2022	1,0	1,0	2678,38	2.678,38	2.678,38	237,91	1.486,22
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90

SE 345/138 kV PADRE FIALHO (Ampliação/Adequação)					3.490,46	3.490,46	310,05	1.936,84
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	715,54	715,54	715,54	63,56	397,05
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	2.535,42	225,21	1.406,89
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90
SE 69 kV MURIAÉ 2 (Ampliação/Adequação)					2.228,75	1.404,49	197,97	321,51
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 3,6 Mvar	2028	1,0	1,0	471,07	471,07	296,85	41,84	67,95
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2028	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.041,76	146,84	238,48
MIM - 69 kV	2028	1,0	1,0	104,54	104,54	65,88	9,29	15,08
SE 69 kV ALÉM PARAÍBA (Ampliação/Adequação)					3.270,77	1.908,46	290,53	302,31
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 3,6 Mvar	2029	1,0	1,0	495,85	495,85	289,32	44,05	45,83
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2029	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	1.479,39	225,21	234,34
MIM - 138 kV	2029	1,0	1,0	239,50	239,50	139,75	21,27	22,14
SE 69 kV MURIAÉ 2 (Ampliação/Adequação)					2.228,75	1.204,12	197,97	99,04
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 3,6 Mvar	2030	1,0	1,0	471,07	471,07	254,50	41,84	20,93
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2030	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	893,14	146,84	73,46
MIM - 69 kV	2030	1,0	1,0	104,54	104,54	56,48	9,29	4,65
SE 69 kV ALÉM PARAÍBA (Ampliação/Adequação)					3.270,77	1.636,20	290,53	
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 3,6 Mvar	2031	1,0	1,0	495,85	495,85	248,05	44,05	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2031	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	1.268,34	225,21	
MIM - 138 kV	2031	1,0	1,0	239,50	239,50	119,81	21,27	
SE 69 kV MURIAÉ 2 (Ampliação/Adequação)					2.228,75	1.114,93	197,97	
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 3,6 Mvar	2031	1,0	1,0	471,07	471,07	235,65	41,84	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2031	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	826,98	146,84	
MIM - 69 kV	2031	1,0	1,0	104,54	104,54	52,30	9,29	
SE 345/138 kV PADRE FIALHO (Ampliação/Adequação)					11.088,75	9.506,82	984,99	4.396,60
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2024	2,0	1,0	2678,91	5.357,82	4.593,47	475,92	2.124,33
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	2207,86	2.207,86	1.892,88	196,12	875,40
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			1,0					
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	718,50	718,50	616,00	63,82	284,88
MIG-A	2024	1,0	1,0	2804,57	2.804,57	2.404,47	249,12	1.111,99

Etapa 1 – Alternativa 1C

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					438.921,99	431.380,47	38.988,31	235.181,96	
SE 345/138 kV UBÁ 4 (Nova)					90.598,69	90.598,69	8.047,65	50.272,76	
1° e 2° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 75 MVA 1Φ		2022	7,0	1,0	6547,80	45.834,60	45.834,60	4.071,37	25.433,39
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	5842,44	11.684,88	11.684,88	1.037,94	6.483,88
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	5582,86	11.165,72	11.165,72	991,82	6.195,80
<i>EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM</i>			<i>2,0</i>						
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
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	2678,91	5.357,82	5.357,82	475,92	2.973,03
<i>EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4</i>			<i>6,0</i>						
MIM - 345 kV		2022	1,0	1,0	2414,19	2.414,19	2.414,19	214,45	1.339,62
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	718,50	718,50	718,50	63,82	398,69
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	11215,12	11.215,12	11.215,12	996,21	6.223,21
SECC LT 138 kV UBÁ 2 - TOCANTINS, C1, NA SE UBÁ 4 (Nova)					12.001,53	12.001,53	1.066,06	6.659,59	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 4,5 km		2022	4,5	1,0	635,41	2.859,35	2.859,35	253,99	1.586,64
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
MIG-A		2022	1,0	1,0	686,78	686,78	686,78	61,00	381,09
SECC LT 138 kV UBÁ 3 - TRIUNFO, C1, NA SE UBÁ 4 (Nova)					10.997,04	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	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	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
LT 138 kV VOTORANTIM - MURIAÉ 2, C1 (Nova)					20.542,44	20.542,44	1.824,73	11.398,90	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 28 km		2022	28,0	1,0	431,68	12.087,04	12.087,04	1.073,66	6.707,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Votorantim	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	3.988,20	354,26	2.213,03
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Muriaé 2	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	3.988,20	354,26	2.213,03
MIM - 138 kV	Votorantim	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90
MIM - 138 kV	Muriaé 2	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90

LT 345 kV SANTOS DUMONT 2 - UBÁ 4, C1 (Nova)						91.412,94	91.412,94	8.119,98	50.724,59
Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 74 km	2022	74,0	1,0	926,13	68.533,62	68.533,62	6.087,67	38.028,96	
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53	3.876,38	
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM Ubá 4	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53	3.876,38	
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	5.582,86	495,91	3.097,90	
MIM - 345 kV Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	1.207,10	107,22	669,81	
MIG-A Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	2.117,78	188,12	1.175,15	
LT 138 kV UBÁ 4 - NOVA MAURÍCIO, C1 (Nova)						24.439,84	24.439,84	2.170,93	13.561,55
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 41 km	2022	41,0	1,0	392,44	16.090,04	16.090,04	1.429,24	8.928,28	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 Ubá 4	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	3.988,20	354,26	2.213,03	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT Nova Maurício	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	3.882,60	344,88	2.154,44	
MIM - 138 kV Nova Maurício	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90	
MIM - 138 kV Ubá 4	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90	
SE 69 kV MURIAÉ 2 (Ampliação/Adequação)						3.081,11	3.081,11	273,69	1.709,69
1° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 10,8 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	1323,43	1.323,43	1.323,43	117,56	734,36	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 69 kV MURIAÉ 1 (Ampliação/Adequação)						2.459,94	2.459,94	218,51	1.365,01
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	702,26	702,26	702,26	62,38	389,68	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 69 kV LARANJAL (Ampliação/Adequação)						2.459,94	2.459,94	218,51	1.365,01
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	702,26	702,26	702,26	62,38	389,68	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 69 kV CATAGUASES 2 (Ampliação/Adequação)						2.459,94	2.459,94	218,51	1.365,01
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	702,26	702,26	702,26	62,38	389,68	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 138 kV ALÉM PARAÍBA (Ampliação/Adequação)						4.287,28	4.287,28	380,83	2.378,99
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 10,8 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	1369,40	1.369,40	1.369,40	121,64	759,87	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2022	1,0	1,0	2678,38	2.678,38	2.678,38	237,91	1.486,22	
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90	

SE 345/138 kV PADRE FIALHO (Ampliação/Adequação)					3.490,46	3.490,46	310,05	1.936,84
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	715,54	715,54	715,54	63,56	397,05
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	2.535,42	225,21	1.406,89
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90
SE 69 kV MURIAÉ 2 (Ampliação/Adequação)					2.228,75	1.404,49	197,97	321,51
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 3,6 Mvar	2028	1,0	1,0	471,07	471,07	296,85	41,84	67,95
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2028	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.041,76	146,84	238,48
MIM - 69 kV	2028	1,0	1,0	104,54	104,54	65,88	9,29	15,08
SE 69 kV ALÉM PARAÍBA (Ampliação/Adequação)					3.270,77	1.908,46	290,53	302,31
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 3,6 Mvar	2029	1,0	1,0	495,85	495,85	289,32	44,05	45,83
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2029	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	1.479,39	225,21	234,34
MIM - 138 kV	2029	1,0	1,0	239,50	239,50	139,75	21,27	22,14
SE 69 kV MURIAÉ 2 (Ampliação/Adequação)					2.228,75	1.204,12	197,97	99,04
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 3,6 Mvar	2030	1,0	1,0	471,07	471,07	254,50	41,84	20,93
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2030	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	893,14	146,84	73,46
MIM - 69 kV	2030	1,0	1,0	104,54	104,54	56,48	9,29	4,65
SE 69 kV ALÉM PARAÍBA (Ampliação/Adequação)					3.270,77	1.636,20	290,53	
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 3,6 Mvar	2031	1,0	1,0	495,85	495,85	248,05	44,05	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2031	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	1.268,34	225,21	
MIM - 138 kV	2031	1,0	1,0	239,50	239,50	119,81	21,27	
SE 69 kV MURIAÉ 2 (Ampliação/Adequação)					2.228,75	1.114,93	197,97	
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 3,6 Mvar	2031	1,0	1,0	471,07	471,07	235,65	41,84	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2031	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	826,98	146,84	
MIM - 69 kV	2031	1,0	1,0	104,54	104,54	52,30	9,29	
SECC LT 345 kV BARRO BRANCO - PADRE FIALHO, C1, NA SE PONTE NOVA 2 (Nova)					27.364,35	27.364,35	2.430,70	15.184,34
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 2,5 km	2022	2,5	1,0	1794,01	4.485,03	4.485,03	398,39	2.488,72
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	2022	2,0	1,0	6985,79	13.971,58	13.971,58	1.241,06	7.752,76
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	5.582,86	495,91	3.097,90
MIM - 345 kV	2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	1.207,10	107,22	669,81
MIG-A	2022	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	2.117,78	188,12	1.175,15
SE 345 kV PONTE NOVA 2 (Nova)					10.266,07	10.266,07	911,91	5.696,59
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM			2,0					
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			3,0					
MIG (Terreno Rural)	2022	1,0	1,0	10266,07	10.266,07	10.266,07	911,91	5.696,59

						108.743,89	108.743,89	9.659,44	60.341,44
LT 345 kV PONTE NOVA 2 - UBÁ 4, C1 (Nova)									
Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 95 km	2022	95,0	1,0	926,13		87.982,35	87.982,35	7.815,25	48.820,97
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Ponte Nova 2	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	Ponte Nova 2	2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	5.582,86	495,91	3.097,90
MIM - 345 kV	Ponte Nova 2	2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	1.207,10	107,22	669,81
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Ubá 4	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
SE 345/138 kV PADRE FIALHO (Ampliação/Adequação)									
						11.088,75	9.506,82	984,99	4.396,60
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2024	2,0	1,0	2678,91		5.357,82	4.593,47	475,92	2.124,33
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	2207,86		2.207,86	1.892,88	196,12	875,40
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			1,0						
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	718,50		718,50	616,00	63,82	284,88
MIG-A	2024	1,0	1,0	2804,57		2.804,57	2.404,47	249,12	1.111,99

Etapa 1 – Alternativa 1D

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					546.353,07	538.811,55	48.531,14	294.794,93	
SE 345/138 kV UBÁ 4 (Nova)					90.598,69	90.598,69	8.047,65	50.272,76	
1° e 2° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 75 MVA 1Φ		2022	7,0	1,0	6547,80	45.834,60	45.834,60	4.071,37	25.433,39
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	5842,44	11.684,88	11.684,88	1.037,94	6.483,88
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	5582,86	11.165,72	11.165,72	991,82	6.195,80
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			2,0						
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
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	2678,91	5.357,82	5.357,82	475,92	2.973,03
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			6,0						
MIM - 345 kV		2022	1,0	1,0	2414,19	2.414,19	2.414,19	214,45	1.339,62
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	718,50	718,50	718,50	63,82	398,69
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	11215,12	11.215,12	11.215,12	996,21	6.223,21
SECC LT 138 kV UBÁ 2 - TOCANTINS, C1, NA SE UBÁ 4 (Nova)					12.001,53	12.001,53	1.066,06	6.659,59	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 4,5 km		2022	4,5	1,0	635,41	2.859,35	2.859,35	253,99	1.586,64
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
MIG-A		2022	1,0	1,0	686,78	686,78	686,78	61,00	381,09
SECC LT 138 kV UBÁ 3 - TRIUNFO, C1, NA SE UBÁ 4 (Nova)					10.997,04	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	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	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
LT 138 kV VOTORANTIM - MURIAÉ 2, C1 (Nova)					20.542,44	20.542,44	1.824,73	11.398,90	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 28 km		2022	28,0	1,0	431,68	12.087,04	12.087,04	1.073,66	6.707,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Votorantim	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	3.988,20	354,26	2.213,03
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Muriaé 2	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	3.988,20	354,26	2.213,03
MIM - 138 kV	Votorantim	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90
MIM - 138 kV	Muriaé 2	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90

LT 138 kV UBÁ 4 - NOVA MAURÍCIO, C1 (Nova)						24.439,84	24.439,84	2.170,93	13.561,55
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 41 km	2022	41,0	1,0	392,44	16.090,04	16.090,04	1.429,24	8.928,28	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Ubá 4	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	3.988,20	354,26	2.213,03
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Nova Maurício	2022	1,0	1,0	3882,60	3.882,60	3.882,60	344,88	2.154,44
MIM - 138 kV	Nova Maurício	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90
MIM - 138 kV	Ubá 4	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90
SE 69 kV MURIAÉ 2 (Ampliação/Adequação)						3.081,11	3.081,11	273,69	1.709,69
1° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 10,8 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	1323,43	1.323,43	1.323,43	117,56	734,36	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 69 kV MURIAÉ 1 (Ampliação/Adequação)						2.459,94	2.459,94	218,51	1.365,01
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	702,26	702,26	702,26	62,38	389,68	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 69 kV LARANJAL (Ampliação/Adequação)						2.459,94	2.459,94	218,51	1.365,01
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	702,26	702,26	702,26	62,38	389,68	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 69 kV CATAGUASES 2 (Ampliação/Adequação)						2.459,94	2.459,94	218,51	1.365,01
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	702,26	702,26	702,26	62,38	389,68	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 138 kV ALÉM PARAÍBA (Ampliação/Adequação)						4.287,28	4.287,28	380,83	2.378,99
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 10,8 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	1369,40	1.369,40	1.369,40	121,64	759,87	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2022	1,0	1,0	2678,38	2.678,38	2.678,38	237,91	1.486,22	
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90	
SE 345/138 kV PADRE FIALHO (Ampliação/Adequação)						3.490,46	3.490,46	310,05	1.936,84
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	715,54	715,54	715,54	63,56	397,05	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	2.535,42	225,21	1.406,89	
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90	
SE 69 kV MURIAÉ 2 (Ampliação/Adequação)						2.228,75	1.404,49	197,97	321,51
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 3,6 Mvar	2028	1,0	1,0	471,07	471,07	296,85	41,84	67,95	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2028	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.041,76	146,84	238,48	
MIM - 69 kV	2028	1,0	1,0	104,54	104,54	65,88	9,29	15,08	

SE 69 kV ALÉM PARAÍBA (Ampliação/Adequação)					3.270,77	1.908,46	290,53	302,31	
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 3,6 Mvar	2029	1,0	1,0	495,85	495,85	289,32	44,05	45,83	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2029	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	1.479,39	225,21	234,34	
MIM - 138 kV	2029	1,0	1,0	239,50	239,50	139,75	21,27	22,14	
SE 69 kV MURIAÉ 2 (Ampliação/Adequação)					2.228,75	1.204,12	197,97	99,04	
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 3,6 Mvar	2030	1,0	1,0	471,07	471,07	254,50	41,84	20,93	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2030	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	893,14	146,84	73,46	
MIM - 69 kV	2030	1,0	1,0	104,54	104,54	56,48	9,29	4,65	
SE 69 kV ALÉM PARAÍBA (Ampliação/Adequação)					3.270,77	1.636,20	290,53		
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 3,6 Mvar	2031	1,0	1,0	495,85	495,85	248,05	44,05		
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2031	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	1.268,34	225,21		
MIM - 138 kV	2031	1,0	1,0	239,50	239,50	119,81	21,27		
SE 69 kV MURIAÉ 2 (Ampliação/Adequação)					2.228,75	1.114,93	197,97		
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 3,6 Mvar	2031	1,0	1,0	471,07	471,07	235,65	41,84		
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2031	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	826,98	146,84		
MIM - 69 kV	2031	1,0	1,0	104,54	104,54	52,30	9,29		
LT 345 kV UBÁ 4 - LAGOS, C1 (Nova)					198.844,02	198.844,02	17.662,80	110.337,56	
Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 190 km	2022	190,0	1,0	926,13	175.964,70	175.964,70	15.630,49	97.641,94	
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Ubá 4	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Lagos	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	Lagos	2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	5.582,86	495,91	3.097,90
MIM - 345 kV	Lagos	2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	1.207,10	107,22	669,81
MIG-A	Lagos	2022	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	2.117,78	188,12	1.175,15
SECC LT 345 kV BARRO BRANCO - PADRE FIALHO, C1, NA SE PONTE NOVA 2 (Nova)					27.364,35	27.364,35	2.430,70	15.184,34	
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 2,5 km	2022	2,5	1,0	1794,01	4.485,03	4.485,03	398,39	2.488,72	
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	2022	2,0	1,0	6985,79	13.971,58	13.971,58	1.241,06	7.752,76	
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	5.582,86	495,91	3.097,90	
MIM - 345 kV	2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	1.207,10	107,22	669,81	
MIG-A	2022	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	2.117,78	188,12	1.175,15	
SE 345 kV PONTE NOVA 2 (Nova)					10.266,07	10.266,07	911,91	5.696,59	
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM			2,0						
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			3,0						
MIG (Terreno Rural)	2022	1,0	1,0	10266,07	10.266,07	10.266,07	911,91	5.696,59	

LT 345 kV PONTE NOVA 2 - UBÁ 4, C1 (Nova)						108.743,89	108.743,89	9.659,44	60.341,44
Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 95 km	2022	95,0	1,0	926,13		87.982,35	87.982,35	7.815,25	48.820,97
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Ponte Nova 2	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	Ponte Nova 2	2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	5.582,86	495,91	3.097,90
MIM - 345 kV	Ponte Nova 2	2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	1.207,10	107,22	669,81
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Ubá 4	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
SE 345/138 kV PADRE FIALHO (Ampliação/Adequação)						11.088,75	9.506,82	984,99	4.396,60
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2024	2,0	1,0	2678,91		5.357,82	4.593,47	475,92	2.124,33
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	2207,86		2.207,86	1.892,88	196,12	875,40
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			1,0						
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	718,50		718,50	616,00	63,82	284,88
MIG-A	2024	1,0	1,0	2804,57		2.804,57	2.404,47	249,12	1.111,99

Etapa 1 – Alternativa 2A - VENCEDORA

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário x Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						478.596,55	472.636,97	42.512,50	258.953,66
SE 345/138 kV LEOPOLDINA 2 (Nova)						90.598,69	90.598,69	8.047,65	50.272,76
1° e 2° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 75 MVA 1Φ		2022	7,0	1,0	6547,80	45.834,60	45.834,60	4.071,37	25.433,39
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	5842,44	11.684,88	11.684,88	1.037,94	6.483,88
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	2678,91	5.357,82	5.357,82	475,92	2.973,03
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	5582,86	11.165,72	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	2.207,86	196,12	1.225,13
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	718,50	718,50	718,50	63,82	398,69
MIM - 345 kV		2022	1,0	1,0	2414,19	2.414,19	2.414,19	214,45	1.339,62
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			2,0						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			6,0						
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	11215,12	11.215,12	11.215,12	996,21	6.223,21
SECC LT 138 kV NOVA USINA MAURÍCIO - CATAGUASES 2, C1, NA SE LEOPOLDINA 2 (Nova)						14.420,95	14.420,95	1.280,98	8.002,11
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 9 km		2022	9,0	1,0	586,53	5.278,77	5.278,77	468,90	2.929,16
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
MIG-A		2022	1,0	1,0	686,78	686,78	686,78	61,00	381,09
SECC LT 138 kV NOVA USINA MAURÍCIO - LEOPOLDINA 1, C1, NA SE LEOPOLDINA 2 (Nova)						10.361,63	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	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	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 CATAGUASES 2 - ALÉM PARAÍBA, C1, NA SE LEOPOLDINA 2 (Nova)						9.090,81	9.090,81	807,51	5.044,45
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 1 km		2022	1,0	1,0	635,41	635,41	635,41	56,44	352,59
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
LT 138 kV VOTORANTIM - MURIAÉ 2, C1 (Nova)						20.542,44	20.542,44	1.824,73	11.398,90
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 28 km		2022	28,0	1,0	431,68	12.087,04	12.087,04	1.073,66	6.707,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Votorantim	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	3.988,20	354,26	2.213,03
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Muriaé 2	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	3.988,20	354,26	2.213,03
MIM - 138 kV	Votorantim	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90
MIM - 138 kV	Muriaé 2	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90

LT 345 kV SANTOS DUMONT 2 - LEOPOLDINA 2, C1 (Nova)						108.083,28	108.083,28	9.600,76	59.974,87
Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 98 km	2022	92,0	1,0	926,13	85.203,96	85.203,96	7.568,45	47.279,25	
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53	3.876,38	
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM Leopoldina 2	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53	3.876,38	
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	5.582,86	495,91	3.097,90	
MIM - 345 kV Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	1.207,10	107,22	669,81	
MIG-A Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	2.117,78	188,12	1.175,15	
SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)						4.287,28	4.287,28	380,83	2.378,99
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 10,8 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	1369,40	1.369,40	1.369,40	121,64	759,87	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2022	1,0	1,0	2678,38	2.678,38	2.678,38	237,91	1.486,22	
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90	
SE 69 kV UBÁ 2 (Ampliação/Adequação)						3.081,11	3.081,11	273,69	1.709,69
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 10,8 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	1323,43	1.323,43	1.323,43	117,56	734,36	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 138 kV TOCANTINS (Ampliação/Adequação)						3.633,42	3.633,42	322,75	2.016,17
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	715,54	715,54	715,54	63,56	397,05	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2022	1,0	1,0	2678,38	2.678,38	2.678,38	237,91	1.486,22	
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90	
SE 69 kV RIO BRANCO (Ampliação/Adequação)						2.459,94	2.459,94	218,51	1.365,01
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	702,26	702,26	702,26	62,38	389,68	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 69 kV MURIAÉ 1 (Ampliação/Adequação)						3.521,83	3.521,83	312,84	1.954,25
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 14,4 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	1764,15	1.764,15	1.764,15	156,70	978,92	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 69 kV RIO BRANCO (Ampliação/Adequação)						2.228,75	1.404,49	197,97	321,51
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 3,6 Mvar	2028	1,0	1,0	471,07	471,07	296,85	41,84	67,95	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2028	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.041,76	146,84	238,48	
MIM - 69 kV	2028	1,0	1,0	104,54	104,54	65,88	9,29	15,08	
SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)						3.270,77	1.908,46	290,53	302,31
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 3,6 Mvar	2029	1,0	1,0	495,85	495,85	289,32	44,05	45,83	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2029	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	1.479,39	225,21	234,34	
MIM - 138 kV	2029	1,0	1,0	239,50	239,50	139,75	21,27	22,14	

SE 69 kV RIO BRANCO (Ampliação/Adequação)					2.228,75	1.204,12	197,97	99,04	
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 3,6 Mvar	2030	1,0	1,0	471,07	471,07	254,50	41,84	20,93	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2030	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	893,14	146,84	73,46	
MIM - 69 kV	2030	1,0	1,0	104,54	104,54	56,48	9,29	4,65	
SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)					3.270,77	1.636,20	290,53		
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 3,6 Mvar	2031	1,0	1,0	495,85	495,85	248,05	44,05		
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2031	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	1.268,34	225,21		
MIM - 138 kV	2031	1,0	1,0	239,50	239,50	119,81	21,27		
SE 69 kV RIO BRANCO (Ampliação/Adequação)					2.228,75	1.114,93	197,97		
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 3,6 Mvar	2031	1,0	1,0	471,07	471,07	235,65	41,84		
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2031	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	826,98	146,84		
MIM - 69 kV	2031	1,0	1,0	104,54	104,54	52,30	9,29		
LT 345 kV LEOPOLDINA 2 - LAGOS, C1 (Nova)					152.537,52	152.537,52	13.549,52	84.642,31	
Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 139 km	2022	140,0	1,0	926,13	129.658,20	129.658,20	11.517,21	71.946,69	
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Leopoldina 2	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Lagos	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	Lagos	2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	5.582,86	495,91	3.097,90
MIM - 345 kV	Lagos	2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	1.207,10	107,22	669,81
MIG-A	Lagos	2022	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	2.117,78	188,12	1.175,15
SE 345/138 kV PADRE FIALHO (Ampliação/Adequação)					42.749,86	42.749,86	3.797,36	23.721,68	
2° ATF 345/138 kV, 3 x 50 MVA 1Φ	2022	3,0	1,0	5370,10	16.110,30	16.110,30	1.431,04	8.939,53	
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	5.582,86	495,91	3.097,90	
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	2022	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	5.842,44	518,97	3.241,94	
MIM - 345 kV	2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	1.207,10	107,22	669,81	
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2022	3,0	1,0	2678,91	8.036,73	8.036,73	713,88	4.459,54	
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) 138 kV, Arranjo BD4			1,0						
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	958,00	958,00	958,00	85,10	531,59	
MIG-A	2022	1,0	1,0	2804,57	2.804,57	2.804,57	249,12	1.556,24	

Etapa 1 – Alternativa 2B

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						492.839,04	486.879,46	43.777,63	266.856,75
SE 345/138 kV LEOPOLDINA 2 (Nova)						90.598,69	90.598,69	8.047,65	50.272,76
1° e 2° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 75 MVA 1Φ		2022	7,0	1,0	6547,80	45.834,60	45.834,60	4.071,37	25.433,39
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	5842,44	11.684,88	11.684,88	1.037,94	6.483,88
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	2678,91	5.357,82	5.357,82	475,92	2.973,03
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	5582,86	11.165,72	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	2.207,86	196,12	1.225,13
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	718,50	718,50	718,50	63,82	398,69
MIM - 345 kV		2022	1,0	1,0	2414,19	2.414,19	2.414,19	214,45	1.339,62
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM				2,0					
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4				6,0					
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	11215,12	11.215,12	11.215,12	996,21	6.223,21
SECC LT 138 kV NOVA USINA MAURÍCIO - CATAGUASES 2, C1, NA SE LEOPOLDINA 2 (Nova)						14.420,95	14.420,95	1.280,98	8.002,11
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 9 km		2022	9,0	1,0	586,53	5.278,77	5.278,77	468,90	2.929,16
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
MIG-A		2022	1,0	1,0	686,78	686,78	686,78	61,00	381,09
SECC LT 138 kV NOVA USINA MAURÍCIO - LEOPOLDINA 1, C1, NA SE LEOPOLDINA 2 (Nova)						10.361,63	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	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	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 CATAGUASES 2 - ALÉM PARAÍBA, C1, NA SE LEOPOLDINA 2 (Nova)						9.090,81	9.090,81	807,51	5.044,45
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 1 km		2022	1,0	1,0	635,41	635,41	635,41	56,44	352,59
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
LT 138 kV VOTORANTIM - MURIAÉ 2, C1 (Nova)						20.542,44	20.542,44	1.824,73	11.398,90
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 28 km		2022	28,0	1,0	431,68	12.087,04	12.087,04	1.073,66	6.707,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Votorantim	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	3.988,20	354,26	2.213,03
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Muriaé 2	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	3.988,20	354,26	2.213,03
MIM - 138 kV	Votorantim	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90
MIM - 138 kV	Muriaé 2	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90

LT 345 kV SANTOS DUMONT 2 - LEOPOLDINA 2, C1 (Nova)						108.083,28	108.083,28	9.600,76	59.974,87
Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 98 km	2022	92,0	1,0	926,13	85.203,96	85.203,96	7.568,45	47.279,25	
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53	3.876,38	
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM Leopoldina 2	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53	3.876,38	
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	5.582,86	495,91	3.097,90	
MIM - 345 kV Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	1.207,10	107,22	669,81	
MIG-A Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	2.117,78	188,12	1.175,15	
SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)						4.287,28	4.287,28	380,83	2.378,99
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 10,8 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	1369,40	1.369,40	1.369,40	121,64	759,87	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2022	1,0	1,0	2678,38	2.678,38	2.678,38	237,91	1.486,22	
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90	
SE 69 kV UBÁ 2 (Ampliação/Adequação)						3.081,11	3.081,11	273,69	1.709,69
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 10,8 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	1323,43	1.323,43	1.323,43	117,56	734,36	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 138 kV TOCANTINS (Ampliação/Adequação)						3.633,42	3.633,42	322,75	2.016,17
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	715,54	715,54	715,54	63,56	397,05	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2022	1,0	1,0	2678,38	2.678,38	2.678,38	237,91	1.486,22	
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90	
SE 69 kV RIO BRANCO (Ampliação/Adequação)						2.459,94	2.459,94	218,51	1.365,01
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	702,26	702,26	702,26	62,38	389,68	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 69 kV MURIAÉ 1 (Ampliação/Adequação)						3.521,83	3.521,83	312,84	1.954,25
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 14,4 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	1764,15	1.764,15	1.764,15	156,70	978,92	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 69 kV RIO BRANCO (Ampliação/Adequação)						2.228,75	1.404,49	197,97	321,51
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 3,6 Mvar	2028	1,0	1,0	471,07	471,07	296,85	41,84	67,95	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2028	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.041,76	146,84	238,48	
MIM - 69 kV	2028	1,0	1,0	104,54	104,54	65,88	9,29	15,08	
SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)						3.270,77	1.908,46	290,53	302,31
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 3,6 Mvar	2029	1,0	1,0	495,85	495,85	289,32	44,05	45,83	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2029	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	1.479,39	225,21	234,34	
MIM - 138 kV	2029	1,0	1,0	239,50	239,50	139,75	21,27	22,14	

SE 69 kV RIO BRANCO (Ampliação/Adequação)						2.228,75	1.204,12	197,97	99,04
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 3,6 Mvar	2030	1,0	1,0	471,07	471,07	254,50	41,84	20,93	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2030	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	893,14	146,84	73,46	
MIM - 69 kV	2030	1,0	1,0	104,54	104,54	56,48	9,29	4,65	
SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)						3.270,77	1.636,20	290,53	
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 3,6 Mvar	2031	1,0	1,0	495,85	495,85	248,05	44,05		
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2031	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	1.268,34	225,21		
MIM - 138 kV	2031	1,0	1,0	239,50	239,50	119,81	21,27		
SE 69 kV RIO BRANCO (Ampliação/Adequação)						2.228,75	1.114,93	197,97	
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 3,6 Mvar	2031	1,0	1,0	471,07	471,07	235,65	41,84		
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2031	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	826,98	146,84		
MIM - 69 kV	2031	1,0	1,0	104,54	104,54	52,30	9,29		
LT 345 kV LEOPOLDINA 2 - CAMPOS, C1 (Nova)						166.780,01	166.780,01	14.814,64	92.545,40
Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (DRAKE), 155 km	2022	155,0	1,0	964,41	149.483,55	149.483,55	13.278,24	82.947,68	
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Leopoldina 2	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo AN	Campos	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
MIM - 345 kV	Campos	2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	1.207,10	107,22	669,81
MIG-A	Campos	2022	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	2.117,78	188,12	1.175,15
SE 345/138 kV PADRE FIALHO (Ampliação/Adequação)						42.749,86	42.749,86	3.797,36	23.721,68
2° ATF 345/138 kV, 3 x 50 MVA 1Φ	2022	3,0	1,0	5370,10	16.110,30	16.110,30	1.431,04	8.939,53	
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	5.582,86	495,91	3.097,90	
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	2022	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	5.842,44	518,97	3.241,94	
MIM - 345 kV	2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	1.207,10	107,22	669,81	
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2022	3,0	1,0	2678,91	8.036,73	8.036,73	713,88	4.459,54	
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) 138 kV, Arranjo BD4			1,0						
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	958,00	958,00	958,00	85,10	531,59	
MIG-A	2022	1,0	1,0	2804,57	2.804,57	2.804,57	249,12	1.556,24	

Etapa 1 – Alternativa 2C

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário x Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						512.522,45	506.562,86	45.526,05	277.778,97
SE 345/138 kV LEOPOLDINA 2 (Nova)						90.598,69	90.598,69	8.047,65	50.272,76
1° e 2° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 75 MVA 1Φ		2022	7,0	1,0	6547,80	45.834,60	45.834,60	4.071,37	25.433,39
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	5842,44	11.684,88	11.684,88	1.037,94	6.483,88
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	2678,91	5.357,82	5.357,82	475,92	2.973,03
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	5582,86	11.165,72	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	2.207,86	196,12	1.225,13
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	718,50	718,50	718,50	63,82	398,69
MIM - 345 kV		2022	1,0	1,0	2414,19	2.414,19	2.414,19	214,45	1.339,62
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			2,0						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			6,0						
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	11215,12	11.215,12	11.215,12	996,21	6.223,21
SECC LT 138 kV NOVA USINA MAURÍCIO - CATAGUASES 2, C1, NA SE LEOPOLDINA 2 (Nova)						14.420,95	14.420,95	1.280,98	8.002,11
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 9 km		2022	9,0	1,0	586,53	5.278,77	5.278,77	468,90	2.929,16
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
MIG-A		2022	1,0	1,0	686,78	686,78	686,78	61,00	381,09
SECC LT 138 kV NOVA USINA MAURÍCIO - LEOPOLDINA 1, C1, NA SE LEOPOLDINA 2 (Nova)						10.361,63	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	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	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 CATAGUASES 2 - ALÉM PARAÍBA, C1, NA SE LEOPOLDINA 2 (Nova)						9.090,81	9.090,81	807,51	5.044,45
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 1 km		2022	1,0	1,0	635,41	635,41	635,41	56,44	352,59
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
LT 138 kV VOTORANTIM - MURIAÉ 2, C1 (Nova)						20.542,44	20.542,44	1.824,73	11.398,90
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 28 km		2022	28,0	1,0	431,68	12.087,04	12.087,04	1.073,66	6.707,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Votorantim	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	3.988,20	354,26	2.213,03
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Muriaé 2	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	3.988,20	354,26	2.213,03
MIM - 138 kV	Votorantim	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90
MIM - 138 kV	Muriaé 2	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90

LT 345 kV SANTOS DUMONT 2 - LEOPOLDINA 2, C1 (Nova)						108.083,28	108.083,28	9.600,76	59.974,87
Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 92 km	2022	92,0	1,0	926,13	85.203,96	85.203,96	7.568,45	47.279,25	
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53	3.876,38	
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM Leopoldina 2	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53	3.876,38	
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	5.582,86	495,91	3.097,90	
MIM - 345 kV Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	1.207,10	107,22	669,81	
MIG-A Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	2.117,78	188,12	1.175,15	
SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)						4.287,28	4.287,28	380,83	2.378,99
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 10,8 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	1369,40	1.369,40	1.369,40	121,64	759,87	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2022	1,0	1,0	2678,38	2.678,38	2.678,38	237,91	1.486,22	
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90	
SE 69 kV UBÁ 2 (Ampliação/Adequação)						3.081,11	3.081,11	273,69	1.709,69
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 10,8 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	1323,43	1.323,43	1.323,43	117,56	734,36	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 138 kV TOCANTINS (Ampliação/Adequação)						3.633,42	3.633,42	322,75	2.016,17
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	715,54	715,54	715,54	63,56	397,05	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2022	1,0	1,0	2678,38	2.678,38	2.678,38	237,91	1.486,22	
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90	
SE 69 kV RIO BRANCO (Ampliação/Adequação)						2.459,94	2.459,94	218,51	1.365,01
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	702,26	702,26	702,26	62,38	389,68	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 69 kV MURIAÉ 1 (Ampliação/Adequação)						3.521,83	3.521,83	312,84	1.954,25
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 14,4 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	1764,15	1.764,15	1.764,15	156,70	978,92	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 69 kV RIO BRANCO (Ampliação/Adequação)						2.228,75	1.404,49	197,97	321,51
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 3,6 Mvar	2028	1,0	1,0	471,07	471,07	296,85	41,84	67,95	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2028	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.041,76	146,84	238,48	
MIM - 69 kV	2028	1,0	1,0	104,54	104,54	65,88	9,29	15,08	
SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)						3.270,77	1.908,46	290,53	302,31
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 3,6 Mvar	2029	1,0	1,0	495,85	495,85	289,32	44,05	45,83	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2029	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	1.479,39	225,21	234,34	
MIM - 138 kV	2029	1,0	1,0	239,50	239,50	139,75	21,27	22,14	

SE 69 kV RIO BRANCO (Ampliação/Adequação)					2.228,75	1.204,12	197,97	99,04
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 3,6 Mvar	2030	1,0	1,0	471,07	471,07	254,50	41,84	20,93
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2030	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	893,14	146,84	73,46
MIM - 69 kV	2030	1,0	1,0	104,54	104,54	56,48	9,29	4,65
SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)					3.270,77	1.636,20	290,53	
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 3,6 Mvar	2031	1,0	1,0	495,85	495,85	248,05	44,05	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2031	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	1.268,34	225,21	
MIM - 138 kV	2031	1,0	1,0	239,50	239,50	119,81	21,27	
SE 69 kV RIO BRANCO (Ampliação/Adequação)					2.228,75	1.114,93	197,97	
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 3,6 Mvar	2031	1,0	1,0	471,07	471,07	235,65	41,84	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2031	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	826,98	146,84	
MIM - 69 kV	2031	1,0	1,0	104,54	104,54	52,30	9,29	
LT 345 kV PONTE NOVA 2 - LEOPOLDINA 2, C1 (Nova)					148.833,00	148.833,00	13.220,45	82.586,69
Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 136 km	2022	136,0	1,0	926,13	125.953,68	125.953,68	11.188,14	69.891,07
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM Leopoldina 2	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM Leopoldina 2	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM Leopoldina 2	2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	5.582,86	495,91	3.097,90
MIM - 345 kV Leopoldina 2	2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	1.207,10	107,22	669,81
MIG-A Leopoldina 2	2022	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	2.117,78	188,12	1.175,15
SECC LT 345 kV BARRO BRANCO - PADRE FIALHO, C1, NA SE PONTE NOVA 2 (Nova)					27.364,35	27.364,35	2.430,70	15.184,34
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 2,5 km	2022	2,5	1,0	1794,01	4.485,03	4.485,03	398,39	2.488,72
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	2022	2,0	1,0	6985,79	13.971,58	13.971,58	1.241,06	7.752,76
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	5.582,86	495,91	3.097,90
MIM - 345 kV	2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	1.207,10	107,22	669,81
MIG-A	2022	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	2.117,78	188,12	1.175,15
SE 345 kV PONTE NOVA 2 (Nova)					10.266,07	10.266,07	911,91	5.696,59
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2,0						
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		3,0						
MIG (Terreno Rural)	2022	1,0	1,0	10266,07	10.266,07	10.266,07	911,91	5.696,59
SE 345/138 kV PADRE FIALHO (Ampliação/Adequação)					42.749,86	42.749,86	3.797,36	23.721,68
2° ATF 345/138 kV, 3 x 50 MVA 1Φ	2022	3,0	1,0	5370,10	16.110,30	16.110,30	1.431,04	8.939,53
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	5.582,86	495,91	3.097,90
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	2022	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	5.842,44	518,97	3.241,94
MIM - 345 kV	2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	1.207,10	107,22	669,81
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2022	3,0	1,0	2678,91	8.036,73	8.036,73	713,88	4.459,54
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) 138 kV, Arranjo BD4		1,0						
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	958,00	958,00	958,00	85,10	531,59
MIG-A	2022	1,0	1,0	2804,57	2.804,57	2.804,57	249,12	1.556,24

Etapa 1 – Alternativa 4A

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					404.830,35	398.440,36	35.960,04	217.543,26	
SE 345/138 kV CATAGUASES 3 (Nova)					90.598,69	90.598,69	8.047,65	50.272,76	
1° e 2° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 75 MVA 1Φ		2022	7,0	1,0	6547,80	45.834,60	45.834,60	4.071,37	25.433,39
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	5842,44	11.684,88	11.684,88	1.037,94	6.483,88
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	2678,91	5.357,82	5.357,82	475,92	2.973,03
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	5582,86	11.165,72	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	2.207,86	196,12	1.225,13
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	718,50	718,50	718,50	63,82	398,69
MIM - 345 kV		2022	1,0	1,0	2414,19	2.414,19	2.414,19	214,45	1.339,62
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM				2,0					
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4				6,0					
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	11215,12	11.215,12	11.215,12	996,21	6.223,21
SECC LT 138 kV NOVA USINA MAURÍCIO - CATAGUASES 2, C1, NA SE CATAGUASES 3 (Nova)					9.777,59	9.777,59	868,52	5.425,54	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 1 km		2022	1,0	1,0	635,41	635,41	635,41	56,44	352,59
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
MIG-A		2022	1,0	1,0	686,78	686,78	686,78	61,00	381,09
SECC LT 138 kV NOVA USINA MAURÍCIO - LEOPOLDINA 1, C1, NA SE CATAGUASES 3 (Nova)					13.734,17	13.734,17	1.219,97	7.621,02	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 9 km		2022	9,0	1,0	586,53	5.278,77	5.278,77	468,90	2.929,16
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 CATAGUASES 2 - ALÉM PARAÍBA, C1, NA SE CATAGUASES 3 (Nova)					15.493,76	15.493,76	1.376,27	8.597,41	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 12 km		2022	12,0	1,0	586,53	7.038,36	7.038,36	625,20	3.905,55
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
LT 138 kV VOTORANTIM - MURIAÉ 2, C1 (Nova)					20.542,44	20.542,44	1.824,73	11.398,90	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 28 km		2022	28,0	1,0	431,68	12.087,04	12.087,04	1.073,66	6.707,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Votorantim	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	3.988,20	354,26	2.213,03
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Muriaé 2	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	3.988,20	354,26	2.213,03
MIM - 138 kV	Votorantim	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90
MIM - 138 kV	Muriaé 2	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90

LT 345 kV SANTOS DUMONT 2 - CATAGUASES 3, C1 e C2 (CD) (Nova)						178.197,31	178.197,31	15.828,81	98.880,80
Circuito Duplo 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 86 km	2022	86,0	1,0	1564,61	134.556,46	134.556,46	11.952,30	74.664,71	
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM Santos Dumont 2	2022	2,0	1,0	6985,79	13.971,58	13.971,58	1.241,06	7.752,76	
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM Cataguases 3	2022	2,0	1,0	6985,79	13.971,58	13.971,58	1.241,06	7.752,76	
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM Santos Dumont 2	2022	2,0	1,0	5582,86	11.165,72	11.165,72	991,82	6.195,80	
MIM - 345 kV Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	2414,19	2.414,19	2.414,19	214,45	1.339,62	
MIG-A Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	2.117,78	188,12	1.175,15	
SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)						4.751,20	4.751,20	422,04	2.636,42
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 14,4 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	1833,32	1.833,32	1.833,32	162,85	1.017,30	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2022	1,0	1,0	2678,38	2.678,38	2.678,38	237,91	1.486,22	
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90	
SE 69 kV UBÁ 2 (Ampliação/Adequação)						3.081,11	3.081,11	273,69	1.709,69
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 10,8 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	1323,43	1.323,43	1.323,43	117,56	734,36	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 138 kV TOCANTINS (Ampliação/Adequação)						3.633,42	3.633,42	322,75	2.016,17
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	715,54	715,54	715,54	63,56	397,05	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2022	1,0	1,0	2678,38	2.678,38	2.678,38	237,91	1.486,22	
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90	
SE 69 kV RIO BRANCO (Ampliação/Adequação)						3.081,11	3.081,11	273,69	1.709,69
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 10,8 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	1323,43	1.323,43	1.323,43	117,56	734,36	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 69 kV MURIAÉ 1 (Ampliação/Adequação)						2.459,94	2.459,94	218,51	1.365,01
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	702,26	702,26	702,26	62,38	389,68	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 69 kV LARANJAL (Ampliação/Adequação)						2.459,94	2.459,94	218,51	1.365,01
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	702,26	702,26	702,26	62,38	389,68	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 69 kV RIO BRANCO (Ampliação/Adequação)						2.228,75	1.300,45	197,97	206,00
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 3,6 Mvar	2029	1,0	1,0	471,07	471,07	274,86	41,84	43,54	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2029	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	964,59	146,84	152,79	
MIM - 69 kV	2029	1,0	1,0	104,54	104,54	61,00	9,29	9,66	

SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)					3.270,77	2.061,14	290,53	471,83
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 3,6 Mvar	2028	1,0	1,0	495,85	495,85	312,47	44,05	71,53
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2028	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	1.597,74	225,21	365,75
MIM - 138 kV	2028	1,0	1,0	239,50	239,50	150,93	21,27	34,55
SE 69 kV RIO BRANCO (Ampliação/Adequação)					2.228,75	1.114,93	197,97	
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 3,6 Mvar	2031	1,0	1,0	471,07	471,07	235,65	41,84	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2031	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	826,98	146,84	
MIM - 69 kV	2031	1,0	1,0	104,54	104,54	52,30	9,29	
SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)					3.270,77	1.767,10	290,53	145,34
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 3,6 Mvar	2030	1,0	1,0	495,85	495,85	267,89	44,05	22,03
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2030	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	1.369,81	225,21	112,66
MIM - 138 kV	2030	1,0	1,0	239,50	239,50	129,39	21,27	10,64
SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)					3.270,77	1.636,20	290,53	
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 3,6 Mvar	2031	1,0	1,0	495,85	495,85	248,05	44,05	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2031	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	1.268,34	225,21	
MIM - 138 kV	2031	1,0	1,0	239,50	239,50	119,81	21,27	
SE 345/138 kV PADRE FIALHO (Ampliação/Adequação)					42.749,86	42.749,86	3.797,36	23.721,68
2° ATF 345/138 kV, 3 x 50 MVA 1Φ	2022	3,0	1,0	5370,10	16.110,30	16.110,30	1.431,04	8.939,53
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	5.582,86	495,91	3.097,90
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	2022	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	5.842,44	518,97	3.241,94
MIM - 345 kV	2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	1.207,10	107,22	669,81
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2022	3,0	1,0	2678,91	8.036,73	8.036,73	713,88	4.459,54
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) 138 kV, Arranjo BD4			1,0					
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	958,00	958,00	958,00	85,10	531,59
MIG-A	2022	1,0	1,0	2804,57	2.804,57	2.804,57	249,12	1.556,24

Etapa 1 – Alternativa 4C

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					502.391,62	496.001,62	44.626,16	271.679,52	
SE 345/138 kV CATAGUASES 3 (Nova)					90.598,69	90.598,69	8.047,65	50.272,76	
1° e 2° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 75 MVA 1Φ		2022	7,0	1,0	6547,80	45.834,60	45.834,60	4.071,37	25.433,39
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	5842,44	11.684,88	11.684,88	1.037,94	6.483,88
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	2678,91	5.357,82	5.357,82	475,92	2.973,03
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	5582,86	11.165,72	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	2.207,86	196,12	1.225,13
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	718,50	718,50	718,50	63,82	398,69
MIM - 345 kV		2022	1,0	1,0	2414,19	2.414,19	2.414,19	214,45	1.339,62
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM				2,0					
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4				6,0					
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	11215,12	11.215,12	11.215,12	996,21	6.223,21
SECC LT 138 kV NOVA USINA MAURÍCIO - CATAGUASES 2, C1, NA SE CATAGUASES 3 (Nova)					9.777,59	9.777,59	868,52	5.425,54	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 1 km		2022	1,0	1,0	635,41	635,41	635,41	56,44	352,59
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
MIG-A		2022	1,0	1,0	686,78	686,78	686,78	61,00	381,09
SECC LT 138 kV NOVA USINA MAURÍCIO - LEOPOLDINA 1, C1, NA SE CATAGUASES 3 (Nova)					13.734,17	13.734,17	1.219,97	7.621,02	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 9 km		2022	9,0	1,0	586,53	5.278,77	5.278,77	468,90	2.929,16
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 CATAGUASES 2 - ALÉM PARAÍBA, C1, NA SE CATAGUASES 3 (Nova)					15.493,76	15.493,76	1.376,27	8.597,41	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 12 km		2022	12,0	1,0	586,53	7.038,36	7.038,36	625,20	3.905,55
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
LT 138 kV VOTORANTIM - MURIAÉ 2, C1 (Nova)					20.542,44	20.542,44	1.824,73	11.398,90	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 28 km		2022	28,0	1,0	431,68	12.087,04	12.087,04	1.073,66	6.707,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Votorantim	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	3.988,20	354,26	2.213,03
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Muriaé 2	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	3.988,20	354,26	2.213,03
MIM - 138 kV	Votorantim	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90
MIM - 138 kV	Muriaé 2	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90

LT 345 kV SANTOS DUMONT 2 - CATAGUASES 3, C1 (Nova)						102.526,50	102.526,50	9.107,17	56.891,44
Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 86 km	2022	86,0	1,0	926,13	79.647,18	79.647,18	7.074,85	44.195,82	
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53	3.876,38	
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM Cataguases 3	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53	3.876,38	
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	5.582,86	495,91	3.097,90	
MIM - 345 kV Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	1.207,10	107,22	669,81	
MIG-A Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	2.117,78	188,12	1.175,15	
SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)						4.751,20	4.751,20	422,04	2.636,42
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 14,4 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	1833,32	1.833,32	1.833,32	162,85	1.017,30	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2022	1,0	1,0	2678,38	2.678,38	2.678,38	237,91	1.486,22	
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90	
SE 69 kV UBÁ 2 (Ampliação/Adequação)						3.081,11	3.081,11	273,69	1.709,69
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 10,8 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	1323,43	1.323,43	1.323,43	117,56	734,36	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 138 kV TOCANTINS (Ampliação/Adequação)						3.633,42	3.633,42	322,75	2.016,17
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	715,54	715,54	715,54	63,56	397,05	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2022	1,0	1,0	2678,38	2.678,38	2.678,38	237,91	1.486,22	
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90	
SE 69 kV RIO BRANCO (Ampliação/Adequação)						3.081,11	3.081,11	273,69	1.709,69
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 10,8 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	1323,43	1.323,43	1.323,43	117,56	734,36	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 69 kV MURIAÉ 1 (Ampliação/Adequação)						2.459,94	2.459,94	218,51	1.365,01
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	702,26	702,26	702,26	62,38	389,68	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 69 kV LARANJAL (Ampliação/Adequação)						2.459,94	2.459,94	218,51	1.365,01
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	702,26	702,26	702,26	62,38	389,68	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 69 kV RIO BRANCO (Ampliação/Adequação)						2.228,75	1.300,45	197,97	206,00
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 3,6 Mvar	2029	1,0	1,0	471,07	471,07	274,86	41,84	43,54	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2029	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	964,59	146,84	152,79	
MIM - 69 kV	2029	1,0	1,0	104,54	104,54	61,00	9,29	9,66	

SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)					3.270,77	2.061,14	290,53	471,83
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 3,6 Mvar	2028	1,0	1,0	495,85	495,85	312,47	44,05	71,53
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2028	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	1.597,74	225,21	365,75
MIM - 138 kV	2028	1,0	1,0	239,50	239,50	150,93	21,27	34,55
SE 69 kV RIO BRANCO (Ampliação/Adequação)					2.228,75	1.114,93	197,97	
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 3,6 Mvar	2031	1,0	1,0	471,07	471,07	235,65	41,84	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2031	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	826,98	146,84	
MIM - 69 kV	2031	1,0	1,0	104,54	104,54	52,30	9,29	
SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)					3.270,77	1.767,10	290,53	145,34
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 3,6 Mvar	2030	1,0	1,0	495,85	495,85	267,89	44,05	22,03
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2030	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	1.369,81	225,21	112,66
MIM - 138 kV	2030	1,0	1,0	239,50	239,50	129,39	21,27	10,64
SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)					3.270,77	1.636,20	290,53	
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 3,6 Mvar	2031	1,0	1,0	495,85	495,85	248,05	44,05	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2031	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	1.268,34	225,21	
MIM - 138 kV	2031	1,0	1,0	239,50	239,50	119,81	21,27	
SECC LT 345 kV BARRO BRANCO - PADRE FIALHO, C1, NA SE PONTE NOVA 2 (Nova)					27.364,35	27.364,35	2.430,70	15.184,34
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 2,5 km	2022	2,5	1,0	1794,01	4.485,03	4.485,03	398,39	2.488,72
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	2022	2,0	1,0	6985,79	13.971,58	13.971,58	1.241,06	7.752,76
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	5.582,86	495,91	3.097,90
MIM - 345 kV	2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	1.207,10	107,22	669,81
MIG-A	2022	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	2.117,78	188,12	1.175,15
SE 345 kV PONTE NOVA 2 (Nova)					10.266,07	10.266,07	911,91	5.696,59
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM			2,0					
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			3,0					
MIG (Terreno Rural)	2022	1,0	1,0	10266,07	10.266,07	10.266,07	911,91	5.696,59
LT 345 kV PONTE NOVA 2 - CATAGUASES 3, C1 (Nova)					135.601,66	135.601,66	12.045,15	75.244,69
Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 124 km	2022	124,0	1,0	926,13	114.840,12	114.840,12	10.200,95	63.724,21
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Ponte Nova 2	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	Ponte Nova 2	2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	5.582,86	495,91
MIM - 345 kV	Ponte Nova 2	2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	1.207,10	107,22
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Cataguases 3	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53

SE 345/138 kV PADRE FIALHO (Ampliação/Adequação)					42.749,86	42.749,86	3.797,36	23.721,68
2º ATF 345/138 kV, 3 x 50 MVA 1Φ	2022	3,0	1,0	5370,10	16.110,30	16.110,30	1.431,04	8.939,53
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	5.582,86	495,91	3.097,90
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	2022	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	5.842,44	518,97	3.241,94
MIM - 345 kV	2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	1.207,10	107,22	669,81
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2022	3,0	1,0	2678,91	8.036,73	8.036,73	713,88	4.459,54
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
<i>EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4</i>			1,0					
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	958,00	958,00	958,00	85,10	531,59
MIG-A	2022	1,0	1,0	2804,57	2.804,57	2.804,57	249,12	1.556,24

Etapa 1 – Alternativa 4D

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)										
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN						
						484.475,45	478.085,46	43.034,71	261.737,93						
SE 345/138 kV CATAGUASES 3 (Nova)						90.598,69	90.598,69	8.047,65	50.272,76						
1° e 2° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 75 MVA 1Φ					2022	7,0	1,0	6547,80	45.834,60	45.834,60	4.071,37	25.433,39			
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM					2022	2,0	1,0	5842,44	11.684,88	11.684,88	1.037,94	6.483,88			
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4					2022	2,0	1,0	2678,91	5.357,82	5.357,82	475,92	2.973,03			
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM					2022	2,0	1,0	5582,86	11.165,72	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	2.207,86	196,12	1.225,13			
MIM - 138 kV					2022	1,0	1,0	718,50	718,50	718,50	63,82	398,69			
MIM - 345 kV					2022	1,0	1,0	2414,19	2.414,19	2.414,19	214,45	1.339,62			
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM								2,0							
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4								6,0							
MIG (Terreno Rural)					2022	1,0	1,0	11215,12	11.215,12	11.215,12	996,21	6.223,21			
SECC LT 138 kV NOVA USINA MAURÍCIO - CATAGUASES 2, C1, NA SE CATAGUASES 3 (Nova)								9.777,59	9.777,59	868,52	5.425,54				
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 1 km					2022	1,0	1,0	635,41	635,41	635,41	56,44	352,59			
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			
MIG-A					2022	1,0	1,0	686,78	686,78	686,78	61,00	381,09			
SECC LT 138 kV NOVA USINA MAURÍCIO - LEOPOLDINA 1, C1, NA SE CATAGUASES 3 (Nova)								13.734,17	13.734,17	1.219,97	7.621,02				
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 9 km					2022	9,0	1,0	586,53	5.278,77	5.278,77	468,90	2.929,16			
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 CATAGUASES 2 - ALÉM PARAÍBA, C1, NA SE CATAGUASES 3 (Nova)								15.493,76	15.493,76	1.376,27	8.597,41				
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 12 km					2022	12,0	1,0	586,53	7.038,36	7.038,36	625,20	3.905,55			
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			
LT 138 kV VOTORANTIM - MURIAÉ 2, C1 (Nova)								20.542,44	20.542,44	1.824,73	11.398,90				
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 28 km					2022	28,0	1,0	431,68	12.087,04	12.087,04	1.073,66	6.707,04			
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4							Votorantim	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	3.988,20	354,26	2.213,03
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4							Muriaé 2	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	3.988,20	354,26	2.213,03
MIM - 138 kV					2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90			
MIM - 138 kV					2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90			

LT 345 kV SANTOS DUMONT 2 - CATAGUASES 3, C1 (Nova)						102.526,50	102.526,50	9.107,17	56.891,44
Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 86 km	2022	86,0	1,0	926,13	79.647,18	79.647,18	7.074,85	44.195,82	
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53	3.876,38	
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM Cataguases 3	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53	3.876,38	
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	5.582,86	495,91	3.097,90	
MIM - 345 kV Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	1.207,10	107,22	669,81	
MIG-A Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	2.117,78	188,12	1.175,15	
SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)						4.751,20	4.751,20	422,04	2.636,42
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 14,4 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	1833,32	1.833,32	1.833,32	162,85	1.017,30	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2022	1,0	1,0	2678,38	2.678,38	2.678,38	237,91	1.486,22	
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90	
SE 69 kV UBÁ 2 (Ampliação/Adequação)						3.081,11	3.081,11	273,69	1.709,69
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 10,8 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	1323,43	1.323,43	1.323,43	117,56	734,36	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 138 kV TOCANTINS (Ampliação/Adequação)						3.633,42	3.633,42	322,75	2.016,17
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	715,54	715,54	715,54	63,56	397,05	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2022	1,0	1,0	2678,38	2.678,38	2.678,38	237,91	1.486,22	
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90	
SE 69 kV RIO BRANCO (Ampliação/Adequação)						3.081,11	3.081,11	273,69	1.709,69
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 10,8 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	1323,43	1.323,43	1.323,43	117,56	734,36	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 69 kV MURIAÉ 1 (Ampliação/Adequação)						2.459,94	2.459,94	218,51	1.365,01
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	702,26	702,26	702,26	62,38	389,68	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 69 kV LARANJAL (Ampliação/Adequação)						2.459,94	2.459,94	218,51	1.365,01
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	702,26	702,26	702,26	62,38	389,68	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 69 kV RIO BRANCO (Ampliação/Adequação)						2.228,75	1.300,45	197,97	206,00
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 3,6 Mvar	2029	1,0	1,0	471,07	471,07	274,86	41,84	43,54	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2029	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	964,59	146,84	152,79	
MIM - 69 kV	2029	1,0	1,0	104,54	104,54	61,00	9,29	9,66	

SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)					3.270,77	2.061,14	290,53	471,83	
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 3,6 Mvar	2028	1,0	1,0	495,85	495,85	312,47	44,05	71,53	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2028	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	1.597,74	225,21	365,75	
MIM - 138 kV	2028	1,0	1,0	239,50	239,50	150,93	21,27	34,55	
SE 69 kV RIO BRANCO (Ampliação/Adequação)					2.228,75	1.114,93	197,97		
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 3,6 Mvar	2031	1,0	1,0	471,07	471,07	235,65	41,84		
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2031	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	826,98	146,84		
MIM - 69 kV	2031	1,0	1,0	104,54	104,54	52,30	9,29		
SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)					3.270,77	1.767,10	290,53	145,34	
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 3,6 Mvar	2030	1,0	1,0	495,85	495,85	267,89	44,05	22,03	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2030	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	1.369,81	225,21	112,66	
MIM - 138 kV	2030	1,0	1,0	239,50	239,50	129,39	21,27	10,64	
SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)					3.270,77	1.636,20	290,53		
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 3,6 Mvar	2031	1,0	1,0	495,85	495,85	248,05	44,05		
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2031	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	1.268,34	225,21		
MIM - 138 kV	2031	1,0	1,0	239,50	239,50	119,81	21,27		
LT 345 kV CATAGUASES 3 - LAGOS, C1 (Nova)					155.315,91	155.315,91	13.796,31	86.184,02	
Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 143 km	2022	143,0	1,0	926,13	132.436,59	132.436,59	11.764,00	73.488,40	
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Cataguases 3	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Lagos	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	Lagos	2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	5.582,86	495,91	3.097,90
MIM - 345 kV	Lagos	2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	1.207,10	107,22	669,81
MIG-A	Lagos	2022	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	2.117,78	188,12	1.175,15
SE 345/138 kV PADRE FIALHO (Ampliação/Adequação)					42.749,86	42.749,86	3.797,36	23.721,68	
2° ATF 345/138 kV, 3 x 50 MVA 1Φ	2022	3,0	1,0	5370,10	16.110,30	16.110,30	1.431,04	8.939,53	
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	5.582,86	495,91	3.097,90	
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	2022	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	5.842,44	518,97	3.241,94	
MIM - 345 kV	2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	1.207,10	107,22	669,81	
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2022	3,0	1,0	2678,91	8.036,73	8.036,73	713,88	4.459,54	
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) 138 kV, Arranjo BD4	2022	1,0							
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	958,00	958,00	958,00	85,10	531,59	
MIG-A	2022	1,0	1,0	2804,57	2.804,57	2.804,57	249,12	1.556,24	

Etapa 1 – Alternativa 5A

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					427.858,11	415.537,50	38.005,54	223.736,24	
SE 345/138 kV CATAGUASES 3 (Nova)					90.598,69	90.598,69	8.047,65	50.272,76	
1° e 2° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 75 MVA 1Φ		2022	7,0	1,0	6547,80	45.834,60	45.834,60	4.071,37	25.433,39
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	5842,44	11.684,88	11.684,88	1.037,94	6.483,88
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	2678,91	5.357,82	5.357,82	475,92	2.973,03
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	5582,86	11.165,72	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	2.207,86	196,12	1.225,13
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			6,0						
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			2,0						
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	718,50	718,50	718,50	63,82	398,69
MIM - 345 kV		2022	1,0	1,0	2414,19	2.414,19	2.414,19	214,45	1.339,62
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	11215,12	11.215,12	11.215,12	996,21	6.223,21
SECC LT 138 kV CATAGUASES 2 - BARRA DO BRAÚNA, C1, NA SE CATAGUASES 3 (Nova)					9.777,59	9.777,59	868,52	5.425,54	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 1 km		2022	1,0	1,0	635,41	635,41	635,41	56,44	352,59
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
MIG-A		2022	1,0	1,0	686,78	686,78	686,78	61,00	381,09
SECC LT 138 kV CATAGUASES 2 - ALÉM PARAÍBA, C1, NA SE CATAGUASES 3 (Nova)					11.632,45	11.632,45	1.033,28	6.454,79	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 5 km		2022	5,0	1,0	635,41	3.177,05	3.177,05	282,21	1.762,93
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 CATAGUASES 2 - ALÉM PARAÍBA, C1, NA SE LEOPOLDINA 1 (Nova)					10.468,14	10.468,14	929,86	5.808,72	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 3,5 km		2022	3,5	1,0	635,41	2.223,94	2.223,94	197,55	1.234,05
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2022	2,0	1,0	3882,60	7.765,20	7.765,20	689,76	4.308,87
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	479,00	42,55	265,79
LT 138 kV VOTORANTIM - MURIAÉ 2, C1 (Nova)					20.542,44	20.542,44	1.824,73	11.398,90	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 28 km		2022	28,0	1,0	431,68	12.087,04	12.087,04	1.073,66	6.707,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Votorantim	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	3.988,20	354,26	2.213,03
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Muriaé 2	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	3.988,20	354,26	2.213,03
MIM - 138 kV	Votorantim	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90
MIM - 138 kV	Muriaé 2	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90

LT 345 kV SANTOS DUMONT 2 - CATAGUASES 3, C1 e C2 (CD) (Nova)						207.924,90	207.924,90	18.469,44	115.376,49
Circuito Duplo 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 105 km	2022	105,0	1,0	1564,61	164.284,05	164.284,05	14.592,93	91.160,40	
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM Santos Dumont 2	2022	2,0	1,0	6985,79	13.971,58	13.971,58	1.241,06	7.752,76	
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM Cataguases 3	2022	2,0	1,0	6985,79	13.971,58	13.971,58	1.241,06	7.752,76	
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM Santos Dumont 2	2022	2,0	1,0	5582,86	11.165,72	11.165,72	991,82	6.195,80	
MIM - 345 kV Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	2414,19	2.414,19	2.414,19	214,45	1.339,62	
MIG-A Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	2.117,78	188,12	1.175,15	
SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)						5.111,04	5.111,04	454,00	2.836,09
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 18 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	2193,16	2.193,16	2.193,16	194,81	1.216,97	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2022	1,0	1,0	2678,38	2.678,38	2.678,38	237,91	1.486,22	
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90	
SE 69 kV UBÁ 2 (Ampliação/Adequação)						3.863,69	3.863,69	343,20	2.143,94
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 18 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	2106,01	2.106,01	2.106,01	187,07	1.168,61	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 138 kV TOCANTINS (Ampliação/Adequação)						3.633,42	3.633,42	322,75	2.016,17
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	715,54	715,54	715,54	63,56	397,05	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2022	1,0	1,0	2678,38	2.678,38	2.678,38	237,91	1.486,22	
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90	
SE 69 kV RIO BRANCO (Ampliação/Adequação)						2.459,94	2.459,94	218,51	1.365,01
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	702,26	702,26	702,26	62,38	389,68	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 69 kV MURIAÉ 1 (Ampliação/Adequação)						2.459,94	2.459,94	218,51	1.365,01
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	702,26	702,26	702,26	62,38	389,68	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 69 kV LARANJAL (Ampliação/Adequação)						2.459,94	2.459,94	218,51	1.365,01
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	702,26	702,26	702,26	62,38	389,68	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)						3.407,23	2.147,13	302,66	491,52
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 4,8 Mvar	2028	1,0	1,0	632,31	632,31	398,46	56,17	91,21	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2028	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	1.597,74	225,21	365,75	
MIM - 138 kV	2028	1,0	1,0	239,50	239,50	150,93	21,27	34,55	

SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)					3.407,23	1.988,09	302,66	314,92
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 4,8 Mvar	2029	1,0	1,0	632,31	632,31	368,95	56,17	58,44
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2029	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	1.479,39	225,21	234,34
MIM - 138 kV	2029	1,0	1,0	239,50	239,50	139,75	21,27	22,14
SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)					3.407,23	1.840,82	302,66	151,40
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 4,8 Mvar	2030	1,0	1,0	632,31	632,31	341,62	56,17	28,10
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2030	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	1.369,81	225,21	112,66
MIM - 138 kV	2030	1,0	1,0	239,50	239,50	129,39	21,27	10,64
SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)					3.954,38	1.978,17	351,26	
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 9,6 Mvar 3Φ	2031	1,0	1,0	1179,46	1.179,46	590,02	104,77	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2031	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	1.268,34	225,21	
MIM - 138 kV	2031	1,0	1,0	239,50	239,50	119,81	21,27	
SE 345/138 kV PADRE FIALHO (Ampliação/Adequação)					42.749,86	36.651,11	3.797,36	16.949,99
2º ATF 345/138 kV, 3 x 50 MVA 1Φ	2024	3,0	1,0	5370,10	16.110,30	13.811,99	1.431,04	6.387,61
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	2024	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	4.786,40	495,91	2.213,56
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	2024	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	5.008,95	518,97	2.316,48
MIM - 345 kV	2024	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	1.034,89	107,22	478,61
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2024	3,0	1,0	2678,91	8.036,73	6.890,20	713,88	3.186,50
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	2207,86	2.207,86	1.892,88	196,12	875,40
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			1,0					
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	958,00	958,00	821,33	85,10	379,84
MIG-A	2024	1,0	1,0	2804,57	2.804,57	2.404,47	249,12	1.111,99

Etapa 1 – Alternativa 5C

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					517.918,90	505.598,30	46.005,41	273.710,53	
SE 345/138 kV CATAGUASES 3 (Nova)					90.598,69	90.598,69	8.047,65	50.272,76	
1° e 2° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 75 MVA 1Φ		2022	7,0	1,0	6547,80	45.834,60	45.834,60	4.071,37	25.433,39
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	5842,44	11.684,88	11.684,88	1.037,94	6.483,88
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	2678,91	5.357,82	5.357,82	475,92	2.973,03
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	5582,86	11.165,72	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	2.207,86	196,12	1.225,13
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			6,0						
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			2,0						
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	718,50	718,50	718,50	63,82	398,69
MIM - 345 kV		2022	1,0	1,0	2414,19	2.414,19	2.414,19	214,45	1.339,62
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	11215,12	11.215,12	11.215,12	996,21	6.223,21
SECC LT 138 kV CATAGUASES 2 - BARRA DO BRAÚNA, C1, NA SE CATAGUASES 3 (Nova)					9.777,59	9.777,59	868,52	5.425,54	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 1 km		2022	1,0	1,0	635,41	635,41	635,41	56,44	352,59
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
MIG-A		2022	1,0	1,0	686,78	686,78	686,78	61,00	381,09
SECC LT 138 kV CATAGUASES 2 - ALÉM PARAÍBA, C1, NA SE CATAGUASES 3 (Nova)					11.632,45	11.632,45	1.033,28	6.454,79	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 5 km		2022	5,0	1,0	635,41	3.177,05	3.177,05	282,21	1.762,93
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 CATAGUASES 2 - ALÉM PARAÍBA, C1, NA SE LEOPOLDINA 1 (Nova)					10.468,14	10.468,14	929,86	5.808,72	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 3,5 km		2022	3,5	1,0	635,41	2.223,94	2.223,94	197,55	1.234,05
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2022	2,0	1,0	3882,60	7.765,20	7.765,20	689,76	4.308,87
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	479,00	42,55	265,79
LT 138 kV VOTORANTIM - MURIAÉ 2, C1 (Nova)					20.542,44	20.542,44	1.824,73	11.398,90	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 28 km		2022	28,0	1,0	431,68	12.087,04	12.087,04	1.073,66	6.707,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Votorantim	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	3.988,20	354,26	2.213,03
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Muriaé 2	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	3.988,20	354,26	2.213,03
MIM - 138 kV	Votorantim	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90
MIM - 138 kV	Muriaé 2	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90

LT 345 kV SANTOS DUMONT 2 - CATAGUASES 3, C1 (Nova)						120.122,97	120.122,97	10.670,22	66.655,64
Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 105 km	2022	105,0	1,0	926,13	97.243,65	97.243,65	8.637,90	53.960,02	
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53	3.876,38	
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM Cataguases 3	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53	3.876,38	
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	5.582,86	495,91	3.097,90	
MIM - 345 kV Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	1.207,10	107,22	669,81	
MIG-A Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	2.117,78	188,12	1.175,15	
SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)						5.111,04	5.111,04	454,00	2.836,09
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 18 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	2193,16	2.193,16	2.193,16	194,81	1.216,97	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2022	1,0	1,0	2678,38	2.678,38	2.678,38	237,91	1.486,22	
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90	
SE 69 kV UBÁ 2 (Ampliação/Adequação)						3.863,69	3.863,69	343,20	2.143,94
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 18 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	2106,01	2.106,01	2.106,01	187,07	1.168,61	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 138 kV TOCANTINS (Ampliação/Adequação)						3.633,42	3.633,42	322,75	2.016,17
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	715,54	715,54	715,54	63,56	397,05	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2022	1,0	1,0	2678,38	2.678,38	2.678,38	237,91	1.486,22	
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90	
SE 69 kV RIO BRANCO (Ampliação/Adequação)						2.459,94	2.459,94	218,51	1.365,01
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	702,26	702,26	702,26	62,38	389,68	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 69 kV MURIAÉ 1 (Ampliação/Adequação)						2.459,94	2.459,94	218,51	1.365,01
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	702,26	702,26	702,26	62,38	389,68	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 69 kV LARANJAL (Ampliação/Adequação)						2.459,94	2.459,94	218,51	1.365,01
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	702,26	702,26	702,26	62,38	389,68	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32	
MIM - 69 kV	2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01	
SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)						3.407,23	2.147,13	302,66	491,52
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 4,8 Mvar	2028	1,0	1,0	632,31	632,31	398,46	56,17	91,21	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2028	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	1.597,74	225,21	365,75	
MIM - 138 kV	2028	1,0	1,0	239,50	239,50	150,93	21,27	34,55	

SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)					3.407,23	1.988,09	302,66	314,92
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 4,8 Mvar	2029	1,0	1,0	632,31	632,31	368,95	56,17	58,44
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2029	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	1.479,39	225,21	234,34
MIM - 138 kV	2029	1,0	1,0	239,50	239,50	139,75	21,27	22,14
SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)					3.407,23	1.840,82	302,66	151,40
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 4,8 Mvar	2030	1,0	1,0	632,31	632,31	341,62	56,17	28,10
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2030	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	1.369,81	225,21	112,66
MIM - 138 kV	2030	1,0	1,0	239,50	239,50	129,39	21,27	10,64
SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)					3.954,38	1.978,17	351,26	
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 9,6 Mvar 3Φ	2031	1,0	1,0	1179,46	1.179,46	590,02	104,77	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2031	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	1.268,34	225,21	
MIM - 138 kV	2031	1,0	1,0	239,50	239,50	119,81	21,27	
SECC LT 345 kV BARRO BRANCO - PADRE FIALHO, C1, NA SE PONTE NOVA 2 (Nova)					27.364,35	27.364,35	2.430,70	15.184,34
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 2,5 km	2022	2,5	1,0	1794,01	4.485,03	4.485,03	398,39	2.488,72
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	2022	2,0	1,0	6985,79	13.971,58	13.971,58	1.241,06	7.752,76
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	5.582,86	495,91	3.097,90
MIM - 345 kV	2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	1.207,10	107,22	669,81
MIG-A	2022	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	2.117,78	188,12	1.175,15
SE 345 kV PONTE NOVA 2 (Nova)					10.266,07	10.266,07	911,91	5.696,59
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM			2,0					
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			3,0					
MIG (Terreno Rural)	2022	1,0	1,0	10266,07	10.266,07	10.266,07	911,91	5.696,59
LT 345 kV PONTE NOVA 2 - CATAGUASES 3, C1 (Nova)					140.232,31	140.232,31	12.456,48	77.814,21
Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 129 km	2022	129,0	1,0	926,13	119.470,77	119.470,77	10.612,28	66.293,74
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Ponte Nova 2	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	Ponte Nova 2	2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	5.582,86	495,91
MIM - 345 kV	Ponte Nova 2	2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	1.207,10	107,22
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Cataguases 3	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53
SE 345/138 kV PADRE FIALHO (Ampliação/Adequação)					42.749,86	36.651,11	3.797,36	16.949,99
2º ATF 345/138 kV, 3 x 50 MVA 1Φ	2024	3,0	1,0	5370,10	16.110,30	13.811,99	1.431,04	6.387,61
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	2024	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	4.786,40	495,91	2.213,56
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	2024	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	5.008,95	518,97	2.316,48
MIM - 345 kV	2024	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	1.034,89	107,22	478,61
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2024	3,0	1,0	2678,91	8.036,73	6.890,20	713,88	3.186,50
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	2207,86	2.207,86	1.892,88	196,12	875,40
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			1,0					
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	958,00	958,00	821,33	85,10	379,84
MIG-A	2024	1,0	1,0	2804,57	2.804,57	2.404,47	249,12	1.111,99

Etapa 1 – Alternativa 5D

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					495.372,09	483.051,48	44.002,63	261.199,41	
SE 345/138 kV CATAGUASES 3 (Nova)					90.598,69	90.598,69	8.047,65	50.272,76	
1° e 2° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 75 MVA 1Φ		2022	7,0	1,0	6547,80	45.834,60	45.834,60	4.071,37	25.433,39
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	5842,44	11.684,88	11.684,88	1.037,94	6.483,88
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	2678,91	5.357,82	5.357,82	475,92	2.973,03
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	5582,86	11.165,72	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	2.207,86	196,12	1.225,13
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			6,0						
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			2,0						
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	718,50	718,50	718,50	63,82	398,69
MIM - 345 kV		2022	1,0	1,0	2414,19	2.414,19	2.414,19	214,45	1.339,62
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	11215,12	11.215,12	11.215,12	996,21	6.223,21
SECC LT 138 kV CATAGUASES 2 - BARRA DO BRAÚNA, C1, NA SE CATAGUASES 3 (Nova)					9.777,59	9.777,59	868,52	5.425,54	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 1 km		2022	1,0	1,0	635,41	635,41	635,41	56,44	352,59
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
MIG-A		2022	1,0	1,0	686,78	686,78	686,78	61,00	381,09
SECC LT 138 kV CATAGUASES 2 - ALÉM PARAÍBA, C1, NA SE CATAGUASES 3 (Nova)					11.632,45	11.632,45	1.033,28	6.454,79	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 5 km		2022	5,0	1,0	635,41	3.177,05	3.177,05	282,21	1.762,93
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 CATAGUASES 2 - ALÉM PARAÍBA, C1, NA SE LEOPOLDINA 1 (Nova)					10.468,14	10.468,14	929,86	5.808,72	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 3,5 km		2022	3,5	1,0	635,41	2.223,94	2.223,94	197,55	1.234,05
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2022	2,0	1,0	3882,60	7.765,20	7.765,20	689,76	4.308,87
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	479,00	479,00	479,00	42,55	265,79
LT 138 kV VOTORANTIM - MURIAÉ 2, C1 (Nova)					20.542,44	20.542,44	1.824,73	11.398,90	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 28 km		2022	28,0	1,0	431,68	12.087,04	12.087,04	1.073,66	6.707,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Votorantim	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	3.988,20	354,26	2.213,03
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Muriaé 2	2022	1,0	1,0	3988,20	3.988,20	3.988,20	354,26	2.213,03
MIM - 138 kV	Votorantim	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90
MIM - 138 kV	Muriaé 2	2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90

LT 345 kV SANTOS DUMONT 2 - CATAGUASES 3, C1 (Nova)						120.122,97	120.122,97	10.670,22	66.655,64
Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 105 km		2022	105,0	1,0	926,13	97.243,65	97.243,65	8.637,90	53.960,02
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Cataguases 3	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	5.582,86	495,91	3.097,90
MIM - 345 kV	Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	1.207,10	107,22	669,81
MIG-A	Santos Dumont 2	2022	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	2.117,78	188,12	1.175,15
LT 345 kV CATAGUASES 3 - LAGOS, C1 (Nova)						155.315,91	155.315,91	13.796,31	86.184,02
Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 143 km		2022	143,0	1,0	926,13	132.436,59	132.436,59	11.764,00	73.488,40
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Cataguases 3	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Lagos	2022	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.985,79	620,53	3.876,38
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	Lagos	2022	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	5.582,86	495,91	3.097,90
MIM - 345 kV	Lagos	2022	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	1.207,10	107,22	669,81
MIG-A	Lagos	2022	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	2.117,78	188,12	1.175,15
SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)						5.111,04	5.111,04	454,00	2.836,09
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 18 Mvar 3Φ		2022	1,0	1,0	2193,16	2.193,16	2.193,16	194,81	1.216,97
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT		2022	1,0	1,0	2678,38	2.678,38	2.678,38	237,91	1.486,22
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90
SE 69 kV UBÁ 2 (Ampliação/Adequação)						3.863,69	3.863,69	343,20	2.143,94
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 18 Mvar 3Φ		2022	1,0	1,0	2106,01	2.106,01	2.106,01	187,07	1.168,61
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS		2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32
MIM - 69 kV		2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01
SE 138 kV TOCANTINS (Ampliação/Adequação)						3.633,42	3.633,42	322,75	2.016,17
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ		2022	1,0	1,0	715,54	715,54	715,54	63,56	397,05
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT		2022	1,0	1,0	2678,38	2.678,38	2.678,38	237,91	1.486,22
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	239,50	239,50	239,50	21,27	132,90
SE 69 kV RIO BRANCO (Ampliação/Adequação)						2.459,94	2.459,94	218,51	1.365,01
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ		2022	1,0	1,0	702,26	702,26	702,26	62,38	389,68
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS		2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32
MIM - 69 kV		2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01
SE 69 kV MURIAÉ 1 (Ampliação/Adequação)						2.459,94	2.459,94	218,51	1.365,01
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ		2022	1,0	1,0	702,26	702,26	702,26	62,38	389,68
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS		2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32
MIM - 69 kV		2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01
SE 69 kV LARANJAL (Ampliação/Adequação)						2.459,94	2.459,94	218,51	1.365,01
Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ		2022	1,0	1,0	702,26	702,26	702,26	62,38	389,68
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS		2022	1,0	1,0	1653,14	1.653,14	1.653,14	146,84	917,32
MIM - 69 kV		2022	1,0	1,0	104,54	104,54	104,54	9,29	58,01

SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)					3.407,23	2.147,13	302,66	491,52
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 4,8 Mvar	2028	1,0	1,0	632,31	632,31	398,46	56,17	91,21
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2028	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	1.597,74	225,21	365,75
MIM - 138 kV	2028	1,0	1,0	239,50	239,50	150,93	21,27	34,55
SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)					3.407,23	1.988,09	302,66	314,92
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 4,8 Mvar	2029	1,0	1,0	632,31	632,31	368,95	56,17	58,44
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2029	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	1.479,39	225,21	234,34
MIM - 138 kV	2029	1,0	1,0	239,50	239,50	139,75	21,27	22,14
SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)					3.407,23	1.840,82	302,66	151,40
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 4,8 Mvar	2030	1,0	1,0	632,31	632,31	341,62	56,17	28,10
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2030	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	1.369,81	225,21	112,66
MIM - 138 kV	2030	1,0	1,0	239,50	239,50	129,39	21,27	10,64
SE 138 kV UBÁ 3 (Ampliação/Adequação)					3.954,38	1.978,17	351,26	
Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 9,6 Mvar 3Φ	2031	1,0	1,0	1179,46	1.179,46	590,02	104,77	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BS	2031	1,0	1,0	2535,42	2.535,42	1.268,34	225,21	
MIM - 138 kV	2031	1,0	1,0	239,50	239,50	119,81	21,27	
SE 345/138 kV PADRE FIALHO (Ampliação/Adequação)					42.749,86	36.651,11	3.797,36	16.949,99
2º ATF 345/138 kV, 3 x 50 MVA 1Φ	2024	3,0	1,0	5370,10	16.110,30	13.811,99	1.431,04	6.387,61
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	2024	1,0	1,0	5582,86	5.582,86	4.786,40	495,91	2.213,56
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	2024	1,0	1,0	5842,44	5.842,44	5.008,95	518,97	2.316,48
MIM - 345 kV	2024	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	1.034,89	107,22	478,61
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2024	3,0	1,0	2678,91	8.036,73	6.890,20	713,88	3.186,50
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	2207,86	2.207,86	1.892,88	196,12	875,40
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			1,0					
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	958,00	958,00	821,33	85,10	379,84
MIG-A	2024	1,0	1,0	2804,57	2.804,57	2.404,47	249,12	1.111,99

Etapa 2 – Alternativa 1

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					37.549,44	34.768,00	3.335,42	17.747,65	
LT 345 kV JECEABA - LAFAIETE 1, C2 (Nova)						37.549,44	34.768,00	3.335,42	17.747,65
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 20 km		2023	20,0	1,0	906,76	18.135,20	16.791,85	1.610,90	8.571,56
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Jeceaba	2023	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.468,32	620,53	3.301,82
MIG-A	Jeceaba	2023	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	1.960,91	188,12	1.000,96
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo AN	Lafaiete 1	2023	1,0	1,0	6985,79	6.985,79	6.468,32	620,53	3.301,82
MIM - 345 kV	Lafaiete 1	2023	1,0	1,0	1207,10	1.207,10	1.117,69	107,22	570,53
MIG-A	Lafaiete 1	2023	1,0	1,0	2117,78	2.117,78	1.960,91	188,12	1.000,96

Etapa 2 – Alternativa 2 – VENCEDORA

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)							
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN			
					18.150,19	12.289,19	1.612,23	3.563,73				
LT 138 kV CONGONHAS - MURTINHO, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)						3.453,44	2.350,35	306,76	691,49			
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 16 km					2027	16,0	0,5	215,84	3.453,44	2.350,35	306,76	691,49
LT 138 kV OURO PRETO 1 - ALCAN, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)						1.020,36	944,78	90,64	482,27			
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 4 km					2023	4,0	0,5	255,09	1.020,36	944,78	90,64	482,27
LT 138 kV NOVA LIMA 1 - NOVA LIMA 4, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)						4.964,32	3.378,63	440,97	994,02			
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 23 km					2027	23,0	0,5	215,84	4.964,32	3.378,63	440,97	994,02
LT 138 kV NOVA LIMA 4 - CONGONHAS, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)						6.475,20	4.406,91	575,18	1.296,55			
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 30 km					2027	30,0	0,5	215,84	6.475,20	4.406,91	575,18	1.296,55
LT 138 kV MURTINHO - LAFAIETE 1, C1 Recapitação (Nova)						2.236,87	1.208,51	198,70	99,40			
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 9,5 km					2030	9,5	0,5	235,46	2.236,87	1.208,51	198,70	99,40

15.5 Tabelas para verificação relatórios R2 e R4

FICHAS PARA VERIFICAÇÃO DE ADEQUAÇÃO DOS RELATÓRIOS R2 EM RELAÇÃO AO R1 (LINHA DE TRANSMISSÃO)

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2			
<i>Empreendimento: LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2 C1 (circuito simples)</i>			
Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R2	Justificativas em Caso de Alterações no R2
Comprimento do circuito (km)	92,0		
Condutor utilizado (tipo e número por fase)	2 x 954 MCM (RAIL)		
Capacidade operativa de longa duração (A)	1607 A		
Capacidade operativa de curta duração (A)	2008 A		
<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		
<i>Parâmetros de sequência zero, 60 Hz</i>			
Resistência, a 50° C (Ω /km)	0,3717		
Reatância (Ω /km)	1,5418		
Susceptância (μ S/km)	2,7140		
Parâmetros de Mútuas, se aplicável (*)	N/A		

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2

Empreendimento: LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2 C1 (circuito simples)

Reatores de linha (extremidade; Mvar; tipo: fixo/manobrável)	N/A		
Capacitor série (extremidade; Mvar; reatância - Ω ; grau de compensação da LT - %)	N/A		
Cenário(s) utilizado(s) no cálculo do equivalente de rede	Cenário 4		
Fluxo máximo na linha considerado no estudo (MVA)	450 MVA		
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2

Empreendimento: LT 345 kV Leopoldina 2 - Lagos C1 (Circuito simples)

Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R2	Justificativas em Caso de Alterações no R2
Comprimento do circuito (km)	140,0		
Condutor utilizado (tipo e número por fase)	2 x 954 MCM (RAIL)		
Capacidade operativa de longa duração (A)	1607 A		
Capacidade operativa de curta duração (A)	2008 A		
<i>Parâmetros de sequência positiva, 60 Hz</i>			
Resistência, a 50° C (Ω /km)	0,0343		
Reatância (Ω /km)	0,3572		

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2

Empreendimento: LT 345 kV Leopoldina 2 - Lagos C1 (Circuito simples)

Susceptância ($\mu\text{S}/\text{km}$)	4,6194		
Parâmetros de Mútuas, se aplicável (*)			
<i>Parâmetros de sequência zero, 60 Hz</i>	0,3717		
Resistência, a 50° C (Ω/km)	1,5418		
Reatância (Ω/km)	2,7140		
Susceptância ($\mu\text{S}/\text{km}$)	1607 A		
Parâmetros de Mútuas, se aplicável (*)	N/A		
Reatores de linha (extremidade; Mvar; tipo: fixo/manobrável)	N/A		
Capacitor série (extremidade; Mvar; reatância - Ω ; grau de compensação da LT - %)	N/A		
Cenário(s) utilizado(s) no cálculo do equivalente de rede	Cenário 4		
Fluxo máximo na linha considerado no estudo (MVA)	530 MVA		
OBSERVAÇÕES			

FICHAS PARA VERIFICAÇÃO DE ADEQUAÇÃO DOS RELATÓRIOS R2 EM RELAÇÃO AO R1 (TRANSFORMADORES)

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2			
<i>Empreendimento: SE Leopoldina 2 – Transformação 345/138 kV</i>			
Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R2	Justificativas em Caso de Alterações no R2
Potência Nominal (MVA)	2 X 225 MVA (6+1R 75 MVA)		
Tipo (trifásico ou monofásico; transformador ou autotransformador)	Autotransformador, banco monofásico		
Resistência de sequência positiva, 60 Hz (Ω)	---		
Reatância, 60 Hz (Ω)	12% na base própria		
Ligação dos enrolamentos	Estrela-aterrado/estrela-aterrado/delta		
Defasador	N/A		
Faixa de Steps	$\pm 10\%$, com no mínimo 21 posições		
OBSERVAÇÕES			

FICHAS PARA VERIFICAÇÃO DE ADEQUAÇÃO DOS RELATÓRIOS R4 EM RELAÇÃO AO R1

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4			
<i>Empreendimento (Tipo A): SE 345/138 kV Leopoldina 2</i>			
Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R4	Justificativas em Caso de Alterações no R4

Área mínima do terreno da subestação (m ²)	220.600		
Quantitativo de bays planejados e futuros por nível de tensão	500 kV - plan:0 / fut: 10 345 kV - plan: 4 / fut: 8 138 kV - plan: 6 / fut: 4		
Capacidade de interrupção simétrica nominal dos disjuntores (kA)	345 kV: 50 kA 138 kV: 50 kA		
OBSERVAÇÕES			
Vide Diagrama Unifilar Básico SE Leopoldina 2			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4

Empreendimento (Tipo B): SE 345/138 kV Santos Dumont 2

Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R4	Justificativas em Caso de Alterações no R4
Posicionamento dos novos bays (saída 345 kV para a SE Leopoldina 2)	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

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4
Empreendimento (Tipo B): SE 345/138 kV Lagos

Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R4	Justificativas em Caso de Alterações no R4
Posicionamento dos novos bays (saída 345 kV para a SE Leopoldina 2)	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			
Considerar os empreendimentos em construção e/ou planejados para essa SE: Futuro Pátio 500 kV			

15.6 Análise socioambiental do Estudo de Atendimento à Zona da Mata Mineira e Região da Mantiqueira

Série
MEIO AMBIENTE: TRANSMISSÃO

NOTA TÉCNICA DEA 010/18

Análise socioambiental do estudo para
atendimento à **Zona da Mata Mineira e**
Região da Mantiqueira
(Relatório R1)

Rio de Janeiro
Maio de 2018



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



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



Governo Federal

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Wellington Moreira Franco

Secretário Executivo

Márcio Félix Carvalho Bezerra

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Eduardo Azevedo Rodrigues

Série
MEIO AMBIENTE: TRANSMISSÃO

NOTA TÉCNICA DEA 010/18
Análise socioambiental do estudo
para atendimento à Zona da Mata
Mineira e Região da Mantiqueira
(Relatório R1)



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

José Mauro Ferreira Coelho (Substituto)

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretoria de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

Coordenação Geral

José Mauro Ferreira Coelho
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Coordenação Executiva

Elisângela Medeiros de Almeida

Equipe Técnica

Bernardo Regis Guimarães de Oliveira
Kátia Gisele Matosinho
Luciana Álvares da Silva

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

Sede

Esplanada dos Ministérios
Bloco "U" Sala 744
70065-900 – Brasília – DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, nº 01 – 11º Andar
20090-003 – Rio de Janeiro – RJ

Rio de Janeiro
Maio de 2018

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

Série
MEIO AMBIENTE: TRANSMISSÃO
NOTA TÉCNICA DEA 010/18
**Análise socioambiental do estudo para atendimento à
Zona da Mata Mineira e Região da Mantiqueira
(Relatório R1)**

SUMÁRIO

SIGLÁRIO	6
1. INTRODUÇÃO	7
2. PROCEDIMENTOS ADOTADOS	9
2.1. DELIMITAÇÃO DA ÁREA DA SUBESTAÇÃO E DOS CORREDORES PARA AS LINHAS TRANSMISSÃO PLANEJADAS	9
2.2. BASE DE DADOS UTILIZADA	10
3. ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL	11
3.1 LOCALIZAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES	11
3.2 SUBESTAÇÃO 345/138 KV LEOPOLDINA 2	11
3.3 CORREDOR DA LT 345 KV SANTOS DUMONT 2 – LEOPOLDINA 2	14
3.4 CORREDOR DA LT 345 KV LEOPOLDINA 2 – LAGOS	20
4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	29
APÊNDICE A – TABELA DE COMPARAÇÃO DA SE 345/138 KV LEOPOLDINA 2	33
APÊNDICE B – TABELA DE COMPARAÇÃO DA DIRETRIZ DA LT 345 KV SE SANTOS DUMONT 2 – SE LEOPOLDINA 2	34
APÊNDICE C – TABELA DE COMPARAÇÃO DA DIRETRIZ DA LT 345 KV SE LEOPOLDINA 2 – SE LAGOS	36

SIGLÁRIO

ANA	Agência Nacional de Águas
APA	Área de Proteção Ambiental
APCB	Área Prioritária para Conservação da Biodiversidade
APP	Área de Preservação Permanente
Cecav	Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CPRM	Serviço Geológico do Brasil
C1	Primeiro Circuito
CS	Circuito Simples
DNPM	Departamento Nacional de Produção Mineral
Eletrobras	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
Energisa	Energisa Minas Gerais Distribuidora de Energia
Epamig	Empresa de Pesquisa Agropecuária de Minas Gerais
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
Funai	Fundação Nacional do Índio
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMBio	Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade
Incra	Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária
Iphan	Instituto de Patrimônio Histórico e Artístico Nacional
kV	Quilovolt
LD	Linha de Distribuição
LT	Linha de Transmissão
MMA	Ministério do Meio Ambiente
PA	Projeto de Assentamento
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PNM	Parque Natural Municipal
R1	Estudos de Viabilidade Técnico-Econômica e Socioambiental
R3	Relatório de Definição do Traçado e Caracterização Socioambiental
Rebio	Reserva Biológica
RPPN	Reserva Particular do Patrimônio Natural
RVS	Refúgio da Vida Silvestre
SE	Subestação
SIG	Sistema de Informações Geográficas
UC	Unidade de Conservação
UHE	Usina Hidrelétrica
US	Uso Sustentável

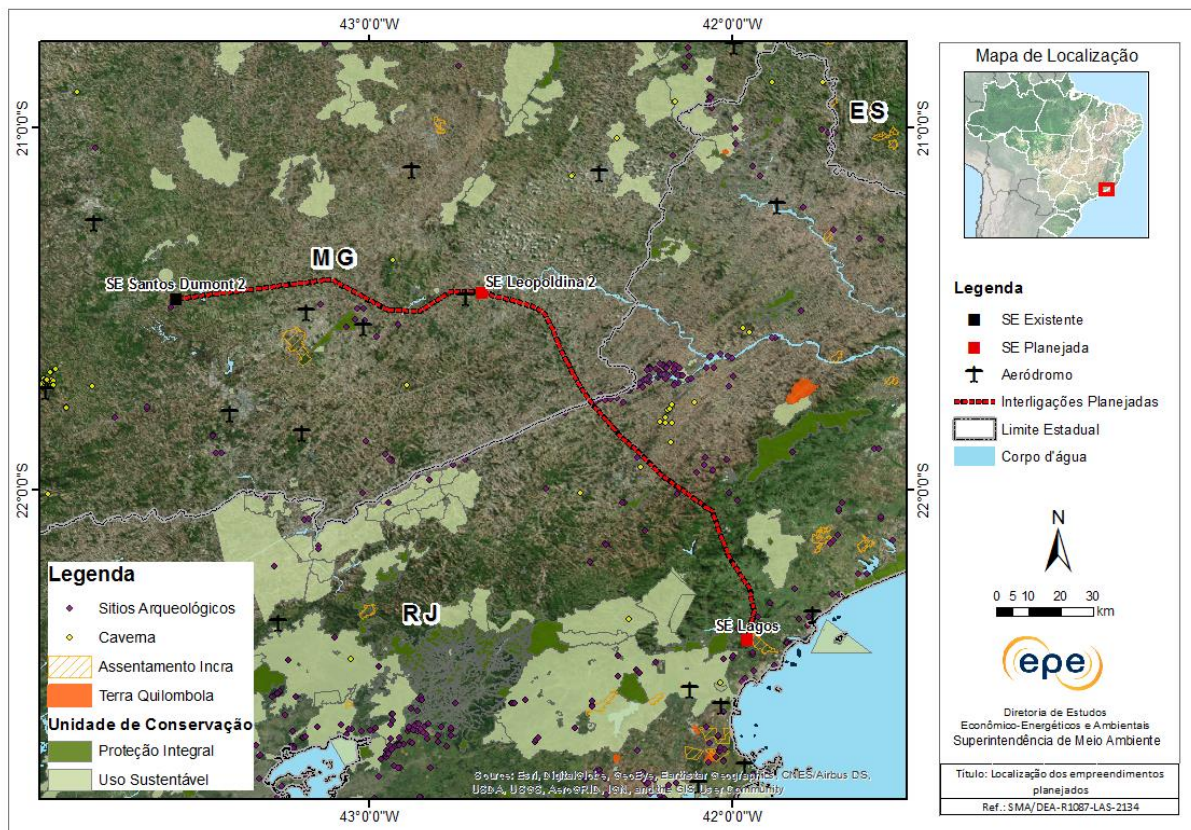
1. INTRODUÇÃO

O estudo de planejamento realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para solucionar problemas de atendimento elétrico à Zona da Mata Mineira e Região da Mantiqueira, da qual esta nota técnica faz parte, recomendou a implantação de uma nova subestação (SE) no município de Leopoldina – MG, que será o segundo ponto de suprimento via Rede Básica da distribuidora Energisa – MG, além de duas novas linhas de transmissão. Essas instalações, quando em operação, trarão aumento da confiabilidade e da qualidade do suprimento na região.

A presente Nota Técnica apresenta a análise socioambiental do conjunto de empreendimentos que constituem a alternativa de transmissão recomendada no “Estudo para Atendimento à Zona da Mata Mineira e Região da Mantiqueira”, que compreende a implantação de uma subestação e duas linhas de transmissão (LT) de 345 kV, em circuito simples (CS), para atendimento à carga regional até o ano de 2032, a saber:

- SE 345/138 kV Leopoldina 2;
- LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2 CS, com extensão de 92 km;
- LT 345 kV Leopoldina 2 – Lagos CS, com extensão de 140 km.

A Figura 1 a seguir apresenta o traçado esquemático das interligações planejadas, a localização das subestações existentes e o ponto referencial para implantação da subestação planejada Leopoldina 2, com destaque para os principais aspectos socioambientais na região.



(Fonte: Cecav, 2017; EPE, 2018; IBGE, 2016; Incra, 2018 a e b; Inea, 2017; Iphan, 2018b; MMA, 2018; Digital Globe, 2014)

Figura 1 – Localização esquemática das linhas de transmissão e subestação planejadas

A área de estudo está inserida no bioma Mata Atlântica, englobando as mesorregiões da Zona da Mata, em Minas Gerais, e Baixadas, Centro Fluminense e Norte Fluminense, no Rio de Janeiro. Destaca-se a presença de áreas ambientalmente sensíveis, tais como proximidade com unidades de conservação, relevo fortemente ondulado (Serra do Mar), remanescentes de mata atlântica e áreas com potencial alto para a ocorrência de cavidades subterrâneas.

Portanto, tendo em vista a sensibilidade da área em estudo, é importante uma análise mais detalhada nas etapas posteriores de planejamento, considerando-se tanto os aspectos socioambientais quanto os aspectos construtivos das linhas de transmissão planejadas, a fim de propor um traçado mais adequado às peculiaridades da região.

Na primeira parte desta Nota Técnica são apresentados os procedimentos adotados na análise socioambiental (item 2); na sequência, a localização das subestações e as análises socioambientais da subestação planejada SE Leopoldina 2 e dos corredores, com as suas respectivas conclusões e recomendações para a fase de elaboração do Relatório R3 (item 3); e, ao final, as Referências Bibliográficas (item 4) e os Apêndices (tabelas de comparação da diretriz de traçado do Relatório R3 com o proposto no Relatório R1).

2. PROCEDIMENTOS ADOTADOS

2.1. Delimitação da área da subestação e dos corredores para as linhas transmissão planejadas

Inicialmente, com o auxílio de imagens do Google Earth Pro e de ferramentas de Sistema de Informações Geográficas (SIG), foram localizadas as subestações e as linhas de transmissão e de distribuição existentes que compõem a alternativa de transmissão selecionada, bem como levantada a área promissora para implantação da subestação planejada (SE Leopoldina 2).

Na análise preliminar da região, não foi possível indicar uma área favorável para a implantação da SE Leopoldina 2, em virtude da presença de relevo acidentado e de trechos com possibilidade de inundação. Então, foi realizada uma vistoria de campo para verificação de pontos previamente selecionados no Google Earth Pro. Em seguida, por meio do software ArcGIS 10.5.1, foi definida uma área circular com raio de 5 km no entorno do ponto indicado.

Na sequência, para definição dos corredores, foi delineado um traçado de referência entre as subestações utilizando-se imagens de satélites e bases cartográficas dos temas mais relevantes do ponto de vista socioambiental. A partir desse traçado, por meio do software ArcGIS 10.5.1, o corredor foi obtido acrescentando-se uma faixa de 5 km para cada lado, resultando em 10 km de largura.

Ao delimitar a área da subestação planejada e dos corredores, procurou-se desviá-los, quando possível, das áreas com sensibilidade socioambiental, tais como unidade de conservação (UC), caverna, vegetação nativa, assentamento rural (PA), aeródromos e área urbana. Ao mesmo tempo, buscou-se proximidade com rodovias e vias de acesso.

A descrição do corredor é apresentada na sequência de seu percurso, apontando-se os principais aspectos socioambientais. Visando complementar a descrição, são apresentadas as figuras de infraestrutura do corredor (com os principais núcleos urbanos e a malha viária) e das áreas de interesse socioambiental (que engloba UC, cavernas, sítios arqueológicos, áreas prioritárias para conservação da biodiversidade - APCB e assentamento rural).

Ao final da descrição da subestação planejada e de cada corredor, são apresentadas as conclusões e as principais recomendações para definição das respectivas diretrizes quando da elaboração do Relatório R3.

2.2. Base de Dados Utilizada

Na delimitação da área da subestação planejada e dos corredores das linhas de transmissão planejadas e para elaboração das figuras e tabelas, foram consultadas e/ou utilizadas as seguintes bases de dados:

- Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira (MMA, 2007a);
- Banco de Dados do Sistema de Gerenciamento do Patrimônio Arqueológico (Iphan, 2018a);
- Base Cartográfica Integrada do Brasil ao Milionésimo Digital, incluindo hidrografia, divisão territorial e sistema viário (IBGE, 2009);
- Cadastro Nacional de Informações Espeleológicas (Cecav, 2017);
- Infraestrutura de Dados Espaciais do Sistema Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos (Semad, 2017);
- Mapa da Área de Aplicação da Lei nº11.428/2006 - Lei da Mata Atlântica (IBGE, 2012);
- Mapa de Cobertura Vegetal dos Biomas Brasileiros (MMA, 2007b);
- Mapa de Geodiversidade Estadual (CPRM, 2010);
- Mapa de Potencialidade de Ocorrência de Cavernas no Brasil, na escala 1:2.500.000 (Cecav, 2012);
- Processos Minerários (DNPM, 2018);
- Projetos de Assentamento (Incra, 2018a);
- Reserva Particular do Patrimônio Natural (ICMBio, 2018);
- Sítios Arqueológicos Georreferenciados (Iphan, 2018b);
- Terras Indígenas (Funai, 2017);
- Territórios Quilombolas (Incra, 2018b);
- Traçado georreferenciado de linhas de transmissão e subestações existentes e planejadas (EPE, 2018);
- Unidades de Conservação Federais e Estaduais (MMA, 2018; Eletrobras, 2011; Inea, 2017).

3. ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

A análise socioambiental apresenta a localização das subestações e a descrição dos principais aspectos a serem considerados na escolha da área para implantação da subestação planejada Leopoldina 2 e dos corredores propostos para as interligações LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2 e LT 345 kV Leopoldina 2 – Lagos.

3.1 Localização das subestações

A alternativa de transmissão selecionada envolve três subestações, sendo uma existente e duas planejadas, cujas coordenadas são apresentadas na Tabela 1. As coordenadas da subestação planejada Leopoldina 2 referem-se ao ponto central de uma área com raio de 5 km, dentro da qual deverão ser aprofundados os estudos no relatório R3, objetivando a indicação do local da subestação.

Tabela 1 – Coordenadas das subestações

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Lagos	Planejada ¹	22°24'47"S	41°57'41"O	Rio das Ostras	RJ
Leopoldina 2	Planejada ²	21°27'19.44"S	42°41'25.12"O	Leopoldina	MG
Santos Dumont 2	Existente	21°28'27.53"S	43°32'3.45"O	Santos Dumont	MG

¹ Subestação planejada no Relatório R3 da subestação Lagos e linhas de transmissão associadas (Furnas, 2017).²As coordenadas da subestação planejada referem-se ao ponto central da área de estudo proposta.

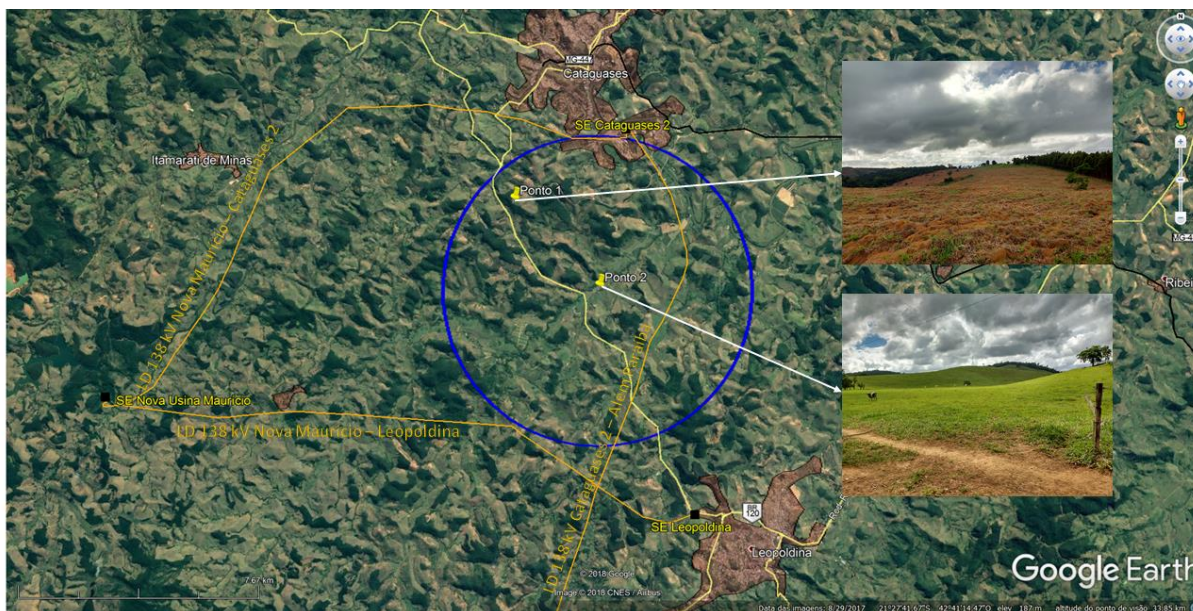
3.2 Subestação 345/138 kV Leopoldina 2

A nova SE 345/138kV Leopoldina 2 está planejada para aumentar a confiabilidade e a qualidade do suprimento à região da Zona da Mata Mineira, via rede básica da distribuidora Energisa Minas Gerais. Nessa subestação estão previstas as interligações, por meio de um circuito simples de 345 kV, com a SE Santos Dumont 2 e a SE Lagos; e, também, o seccionamento das LDs 138 kV Nova Maurício – Cataguases 2, Cataguases 2 – Além Paraíba e Nova Maurício – Leopoldina.

Para seleção da área da SE Leopoldina 2, preliminarmente, por meio de imagens do Google Earth Pro, foram selecionados alguns pontos referenciais considerando-se a proximidade com estradas e/ou acessos e com as linhas de distribuição que serão seccionadas e, também, dimensão suficiente para comportar a subestação e possibilidades para expansões futuras.

Devido à dificuldade de indicação de uma área favorável, em virtude da região apresentar relevo acidentado e trechos com possibilidade de inundação, foi realizada uma visita de campo, com apoio técnico e logístico da distribuidora Energisa - MG. Dos oito pontos previamente selecionados, dois

deles foram indicados como promissores na avaliação técnica da equipe. Dessa forma, para implantação da SE 345/138 kV Leopoldina 2, sugere-se avaliar in loco, quando da elaboração do Relatório R3, uma área com raio de 5 km no entorno do ponto de coordenadas 21°27'19.44"S e 42°41'25.12"O (Figura 2).



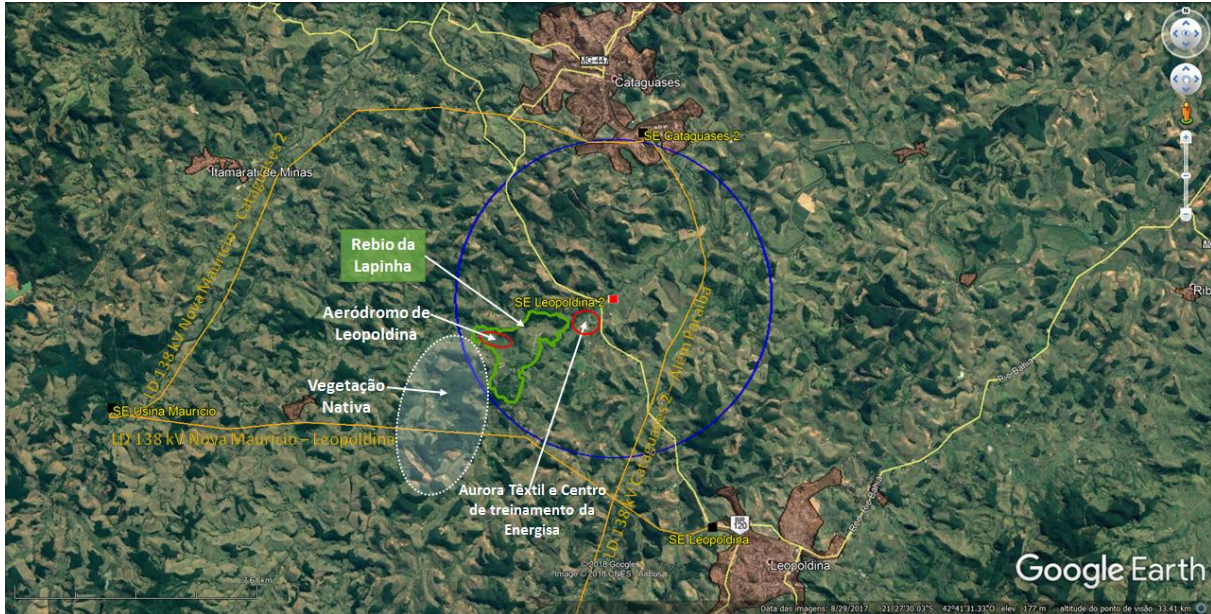
(Fonte: Embrapa, 2017; Google Earth Pro, 2018 - imagem de 2017)

Figura 2- Área sugerida para implantação da SE 345/138 kV Leopoldina 2

A área sugerida para implantação da SE 345/138 kV Leopoldina 2 localiza-se ao lado da rodovia BR-120, na divisa dos municípios de Cataguases e Leopoldina, no estado de Minas Gerais. Na análise das imagens de satélite disponíveis e em visita de campo, verificou-se que a área apresenta poucos remanescentes de vegetação nativa, principalmente nos topos dos morros e ao longo dos rios Pomba e Pardo e do ribeirão Feijão Cru. Cabe ressaltar que os rios Pomba e Pardo possuem, respectivamente, trechos classificados como de alta e média vulnerabilidade a inundação (ANA, 2014).

Segundo a base de dados consultada, nessa área não há registro de terra indígena, terra quilombola e caverna. No entanto, vale destacar a presença da APCB Rio Pomba, classificada como de importância extremamente alta, com ação prioritária para recuperação.

Em consulta ao Plano Diretor de Leopoldina (PML, 2006) e ao mapa de unidades de conservação do WWF (2018), a área sugerida para implantação da SE 345/138 kV Leopoldina 2 engloba a Rebio da Lapinha. Observa-se nas imagens do Google Earth Pro, que a delimitação dessa Rebio parece estar deslocada, pois engloba áreas antropizadas, o aeródromo de Leopoldina, a Epamig e o condomínio Terras de Santo Antônio, sendo que existe um remanescente de vegetação nativa adjacente à área delimitada (Figura 3).



(Fonte: Embrapa, 2017; Google Earth Pro, 2018 – imagem de 2017; PML, 2006; WWF, 2018)

Figura 3 – Uso e ocupação do solo na área sugerida para a SE 345/138 kV Leopoldina 2

Na porção centro-oeste da área sugerida para implantação da SE 345/138 kV Leopoldina 2 estão localizados: o aeródromo de Leopoldina, tanques de piscicultura da Epamig, o condomínio Terras de Santo Antônio, fábrica de tecido desativada (Aurora Têxtil) e o Centro de Treinamento e Integração da Energisa. Na porção norte, engloba parte da área urbana de Cataguases. A área urbana de Leopoldina está localizada ao sul, fora da área proposta para a subestação.

A área proposta para a SE 345/138 kV Leopoldina 2 está inserida no bioma Mata Atlântica e se sobrepõe ao polígono de Floresta Estacional Semidecidual compreendido pela Lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428/06, regulamentada pelo Decreto nº 6.660/08) (IBGE, 2012), que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa do bioma Mata Atlântica, e possui restrições quanto à supressão vegetal nesse bioma. A referida lei estabelece que novos empreendimentos que impliquem corte ou supressão de vegetação do bioma Mata Atlântica deverão ser implantados, preferencialmente, em áreas já substancialmente alteradas ou degradadas.

As unidades de relevo predominantes na região são os morros e serras baixas e colinas dissecadas e morros baixos com altitudes médias variando de 100 a 300 m (CPRM, 2010).

Na base de dados do DNPM (2018), constam nove processos minerários na área. Esses processos estão em fase de disponibilidade, autorização de pesquisa e requerimento de lavra e de licenciamento de areia e ouro nos rios Pomba e Pardo.

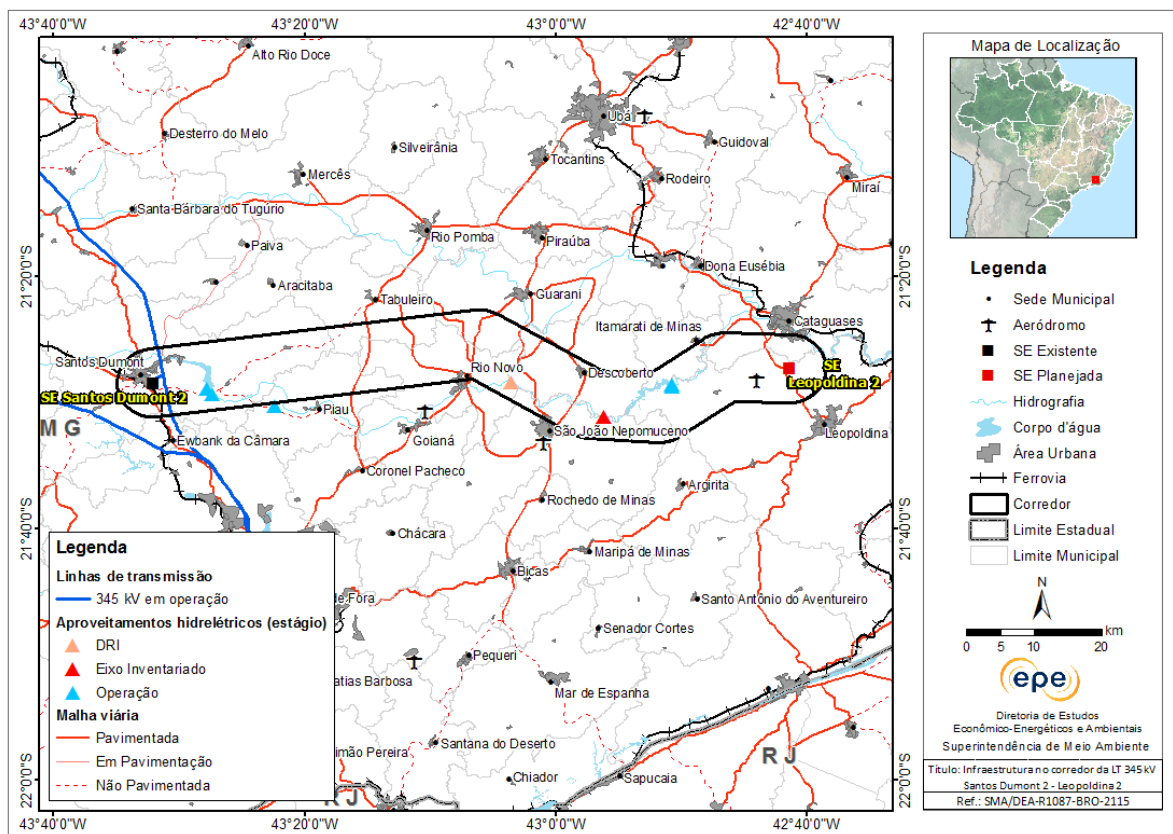
Conclusão e Recomendações para o Relatório R3 da SE 345/138 kV Leopoldina 2

A área sugerida para implantação da subestação 345/138 kV Leopoldina 2 não apresenta sensibilidade socioambiental significativa, com exceção da proximidade com a Rebio da Lapinha. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para definição da localização da subestação planejada:

- Verificar a localização exata da Rebio da Lapinha para evitar possíveis interferências nessa área protegida de proteção integral.
- Evitar interferência em vegetação nativa, tendo em vista a ocorrência de Floresta Estacional Semidecidual, conforme disposto na Lei da Mata Atlântica - Lei nº 11.428/06 e Decreto nº 6.660/08.
- Atentar para a presença de relevo acidentado e trechos com possibilidade de inundação, priorizando a seleção de um terreno que esteja localizado em área antropizada.
- Considerar a proximidade com as linhas de distribuição 138 kV Nova Maurício – Cataguases 2, Cataguases 2 – Além Paraíba e Nova Maurício – Leopoldina, que serão seccionadas.
- Atentar para a presença do aeródromo de Leopoldina, cujo cone de aproximação deverá ser observado ao se definir a localização da subestação.

3.3 Corredor da LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2

O corredor da LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2, com 10 km de largura e eixo com aproximadamente 92 km de extensão, atravessa a mesorregião da Zona da Mata Mineira, no sudeste do estado de Minas Gerais (Figura 4). As principais inflexões no corredor foram para evitar interferências nas áreas urbanas de Rio Novo e São João Nepomuceno, no Aeroporto Regional da Zona da Mata, na área de lavra de bauxita em Itamarati de Minas e nas RPPNs Fazenda Boa Esperança, Fazenda São Lourenço e Usina Maurício. A interligação entre as referidas subestações se dará por meio de um circuito simples de 345 kV.



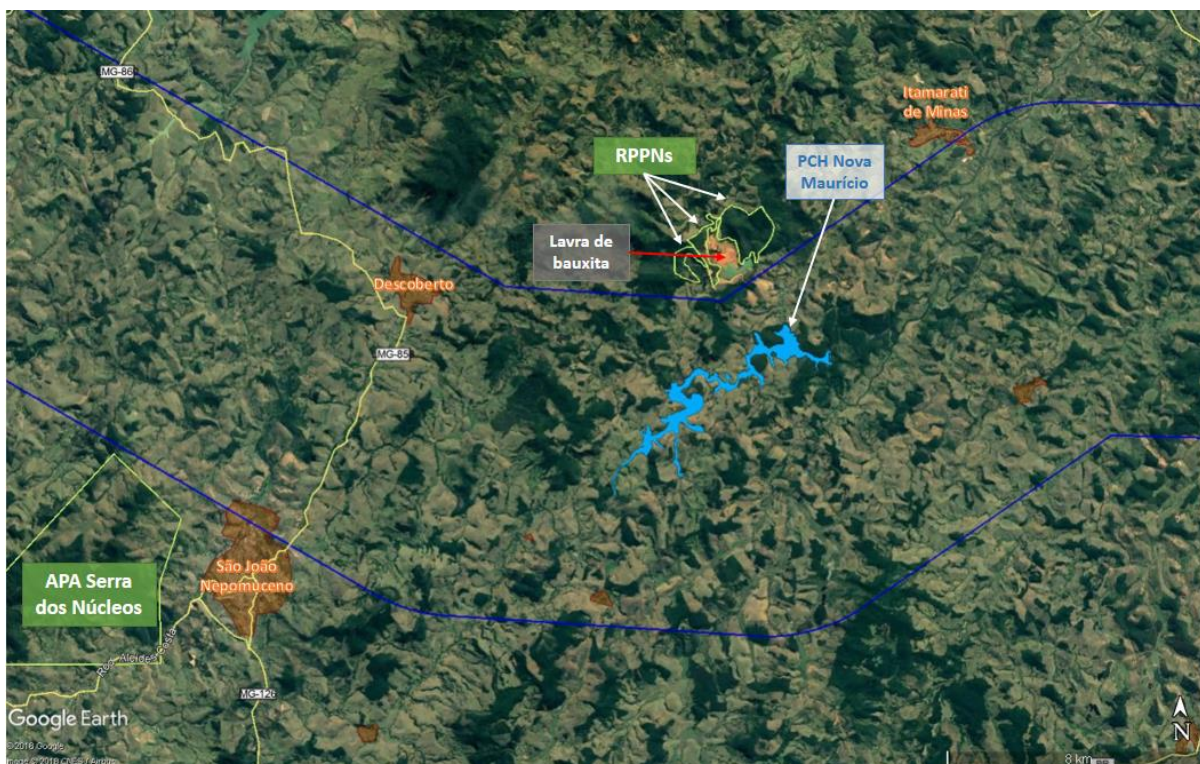
(Fonte: Aneel, 2018; Embrapa, 2017; EPE, 2018; IBGE, 2009 e 2016)

Figura 4 - Infraestrutura e municípios no corredor da LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2

A partir da SE Santos Dumont 2, localizada a leste do núcleo urbano do município de Santos Dumont, o corredor segue no sentido leste e, na área rural do município, cruza os rios do Pinho, Piau, Formoso e o Ribeirão das Posses, e sobrepõe duas LTs existentes (LT 345 kV Barbacena 2 – Santos Dumont 2 C1 e LT 345 kV Juiz de Fora 1 – Santos Dumont 2 C1), três aproveitamentos hidrelétricos em operação (UHE Piau, PCH Anna Marie e PCH Guary).

Em seguida o corredor perpassa o território dos municípios de Tabuleiro, Piau e Rio Novo, cruza a rodovia MG-133 e engloba a RPPN Mata do Bugio. Após passar ao norte do Aeroporto Regional da Zona da Mata e da área urbana de Rio Novo, o corredor deflete à direita e segue em direção sudeste, cruza a rodovia MG-353, atravessa os municípios de Guarani, Descoberto e São João Nepomuceno e passa ao norte da APA da Serra dos Núcleos. Nesse trecho o corredor atravessa o ribeirão das Torneiras, o ribeirão da Grama e o rio Novo, onde há uma PCH (PCH Laje) com Requerimento de Intenção à Outorga de Autorização (DRI-PCH). Cabe ressaltar que o rio Novo e o ribeirão da Grama possuem, respectivamente, trechos classificados como média e alta vulnerabilidade a inundações (ANA, 2014).

Após sobrepor o núcleo urbano de Descoberto e tangenciar o núcleo urbano de São João Nepomuceno, o corredor segue para leste e passa ao sul das RPPNs Usina Maurício, Fazenda São Lourenço e Fazenda Boa Esperança e da área de lavra de bauxita da Companhia Brasileira de Alumínio, localizada no município de Itamarati de Minas (Figura 5). Nesse trecho o corredor sobrepõe parte do rio Novo, onde há uma PCH em operação (PCH Nova Maurício) e uma PCH com eixo inventariado (PCH Araci).



(Fonte: Embrapa, 2017; Google Earth Pro, 2018 - Data da imagem: 2017; IEF, 2018)

Figura 5 – Área de lavra e unidades de conservação próximas ao corredor da LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2

Por fim, o corredor deflete para nordeste e sobrepõe parte do território dos municípios de Cataguases e Leopoldina, engloba o aeródromo de Leopoldina, cruza a rodovia BR-120, e atravessa o rio Pardo até chegar ao local indicado para a SE Leopoldina 2. Nesse trecho, o rio Pardo é categorizado pela ANA (2014) como de média vulnerabilidade a inundações.

Ao longo de todo o corredor, o uso do solo é predominantemente destinado a pecuária (pastagem), com remanescentes de vegetação da fitofisionomia Floresta Estacional Semidecidual, localizados principalmente em áreas de difícil acesso e nas margens dos rios. Vale destacar a presença de áreas de reflorestamento com eucalipto entremeados com remanescentes de vegetação e, também, áreas destinadas à agricultura e agropecuária.

O corredor está inserido no Domínio Morfoclimático de Mares de Morros, caracterizado pelo relevo movimentado, cuja principal unidade é formada por morros e serras baixas, com topos do tipo "meia-laranja", associado a intensa ação erosiva. A altitude no corredor varia entre 180 e 980 m e predominam as declividades entre 15 a 35° (relevo forte ondulado) e a amplitude topográfica varia de 80 a 200 m (CPRM, 2010).

Ao longo do corredor foram registrados 139 processos minerários, a maioria encontra-se nas fases de autorização de pesquisa (61), concessão de lavra (27) e requerimento de pesquisa (25). Na região, destaca-se a exploração de bauxita, fato ratificado pela existência de 57 processos minerários dessa substância ao longo do corredor (DNPM, 2018).

O corredor atravessa 11 municípios no estado de Minas Gerais (Tabela 2), abrangendo algumas áreas urbanas, mas há possibilidades da futura LT desviar dessas áreas. O apoio rodoviário na região é feito principalmente pelas rodovias BR-040, MG-133, MG-353 e BR-120, além de diversas vias vicinais que atendem as propriedades rurais.

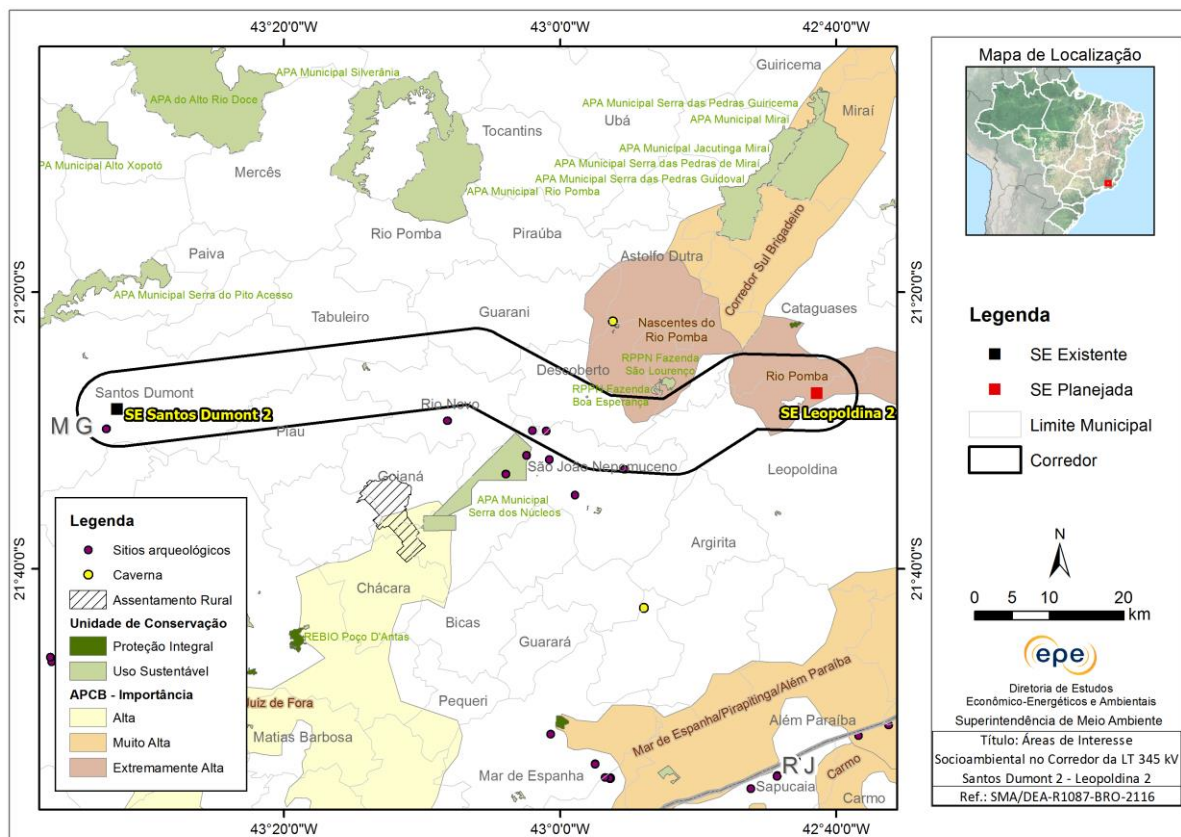
Tabela 2 – Municípios atravessados pelo corredor da LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
MG	Zona da Mata Mineira	Cataguases	Cataguases
			Itamarati de Minas
			Leopoldina
		Ubá	Guarani
			Tabuleiro
		Juiz de Fora	Descoberto
			Ewbank da Câmara
			Piau
			Rio Novo
			Santos Dumont

Áreas com restrição legal e Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade

De acordo com a base de dados consultada, na área do corredor não há registro de terra indígena, terra quilombola, assentamento rural e caverna. Adicionalmente, convém ressaltar que o corredor possui baixo potencial de ocorrência de cavernas (Cecav, 2012).

Em consulta à base de dados do Iphan (2018b), foram identificados quatro sítios arqueológicos georreferenciados na área do corredor (Figura 6). Além disso, há registros de outros 10 sítios arqueológicos, com cadastro no Iphan (2018a), localizados nos municípios de Itamarati de Minas (um sítio), Leopoldina (um sítio), Guarani (dois sítios), Rio Novo (dois sítios) e São João Nepomuceno (quatro sítios). Ressalta-se que tais sítios arqueológicos podem estar localizados dentro da área do corredor.



(Fonte: Cecav, 2017; EPE, 2018; IBGE, 2016; IEF, 2018; Incra, 2018a; Iphan, 2018b; MMA, 2007a e 2018)

Figura 6 – Áreas de interesse socioambiental no corredor da LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2

Em consulta à base do Sistema Informatizado de Monitoria de Reservas Particulares do Patrimônio Natural – SIMRPPN (ICMBio, 2018), foram identificadas sete RPPNs localizadas nos municípios sobrepostos pelo corredor (Figura 6 e Tabela 3). Das RPPNs com limites georreferenciados, apenas a RPPN Mata do Bugio foi abrangida pelo corredor. Ressalta-se que outras RPPNs podem estar localizadas dentro da área do corredor. De acordo com a base de dados do Instituto Estadual de Florestas de Minas Gerais (IEF, 2018), não há outras UCs dentro da área do corredor.

Tabela 3 – RPPN nos municípios do corredor da LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2

Nome da RPPN	Município
Alto da Boa Vista	Descoberto
Sítio Sannyasim	Itamarati de Minas
Usina Mauricio	Rio Novo
Mata do Bugio	Santos Dumont
Brejo Novo	Santos Dumont
Fazenda Pedra Bonita	São João Nepomuceno
Sítio Cerro das Acácias	São João Nepomuceno

(Fonte: ICMBio, 2018)

O corredor estudado abrange duas APCBs, cuja importância foi classificada como sendo extremamente alta e as ações prioritárias estão associadas à criação de mosaico/corredor ecológico e recuperação ambiental (Figura 6 e Tabela 4).

Tabela 4 – APCB no corredor da LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2

Nome	Importância	Ação Prioritária
Nascentes do Rio Pomba	Extremamente Alta	Mosaico/Corredor
Rio Pomba		Recuperação

O corredor da LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2 está inserido no bioma Mata Atlântica e se sobrepõe ao polígono de Floresta Estacional Semidecidual compreendido pela Lei da Mata Atlântica - Lei nº 11.428/06, regulamentada pelo Decreto nº 6.660/08 - que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa do bioma Mata Atlântica (IBGE, 2012). Esses instrumentos se aplicam somente aos remanescentes de vegetação nativa, e estabelecem que novos empreendimentos que impliquem corte ou supressão de vegetação do bioma Mata Atlântica deverão ser implantados, preferencialmente, em áreas já substancialmente alteradas ou degradadas.

Conclusão e Recomendações para o Relatório R3 da LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2

O corredor da LT 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2 apresenta sensibilidades socioambientais, principalmente pela proximidade com unidades de conservação, relevo acidentado e remanescentes de mata atlântica. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para definição da diretriz da linha de transmissão planejada:

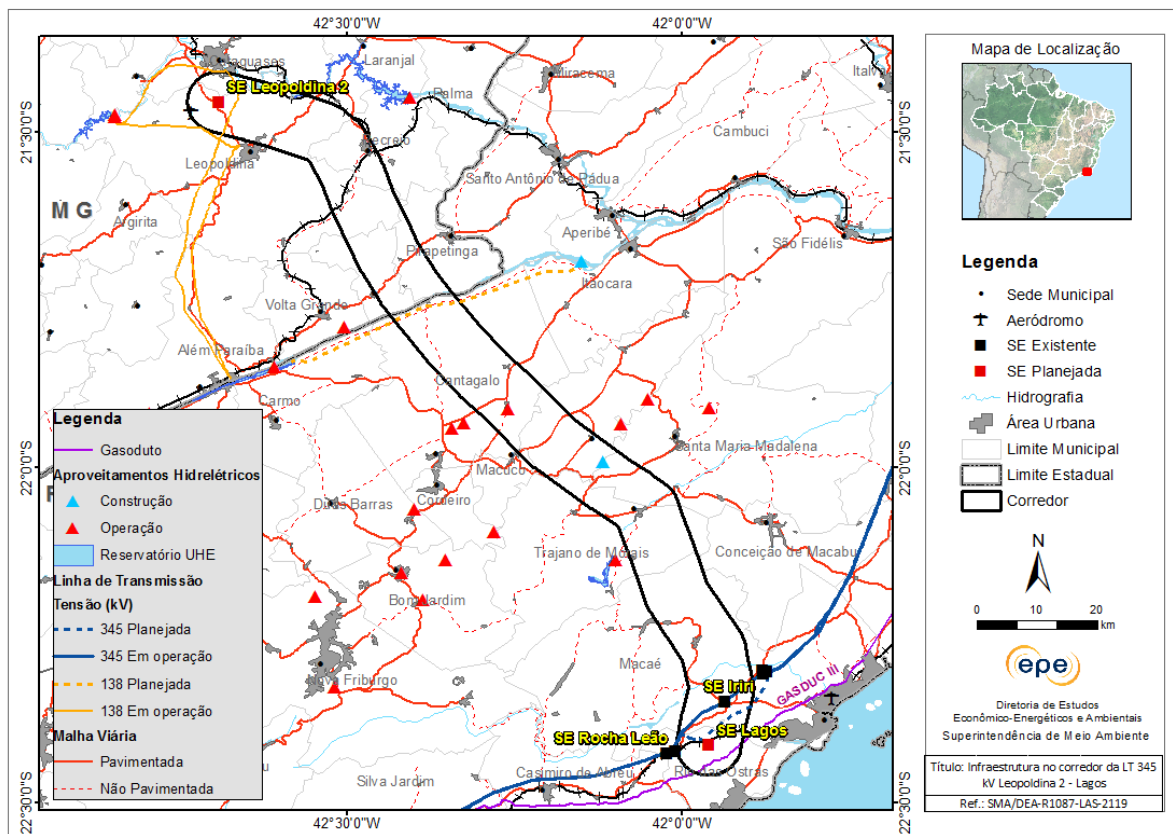
- Evitar interferência na RPPN Mata do Bugio e verificar a localização das outras RPPNs nos municípios atravessados pelo corredor.
- Evitar interferência em vegetação nativa, tendo em vista que o corredor está inserido no bioma Mata Atlântica e se sobrepõe ao polígono de Floresta Estacional Semidecidual compreendido pela Lei da Mata Atlântica - Lei nº 11.428/06 e Decreto nº 6.660/08.
- Evitar interferência nos sítios arqueológicos: Ruína da Francesa (em Santos Dumont) e Goiabeiras, Poca e Vira Chapéu (em São João Nepomuceno).
- Obter junto ao Iphan a localização exata dos sítios arqueológicos cadastrados nos municípios de Itamarati de Minas, Leopoldina, Guarani, Rio Novo e São João Nepomuceno, que podem estar localizados dentro da área do corredor, para que a diretriz da LT planejada não tenha qualquer interferência nesses sítios.

- Atentar para a presença de APCBs ao longo do corredor, cuja importância é classificada como extremamente alta.
- Atentar para a presença de relevo acidentado ao longo do corredor e de trechos com possibilidade de inundação.
- Evitar sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, e desviar daqueles que se encontram em estágio mais avançado.
- Atentar para a presença de aproveitamentos hidrelétricos na região.
- Atentar para a presença dos aeródromos de Rio Novo, São João Nepomuceno e Leopoldina, em Minas Gerais, cujos cones de aproximação deverão ser observados ao se definir a diretriz da linha de transmissão.

3.4 Corredor da LT 345 kV Leopoldina 2 – Lagos

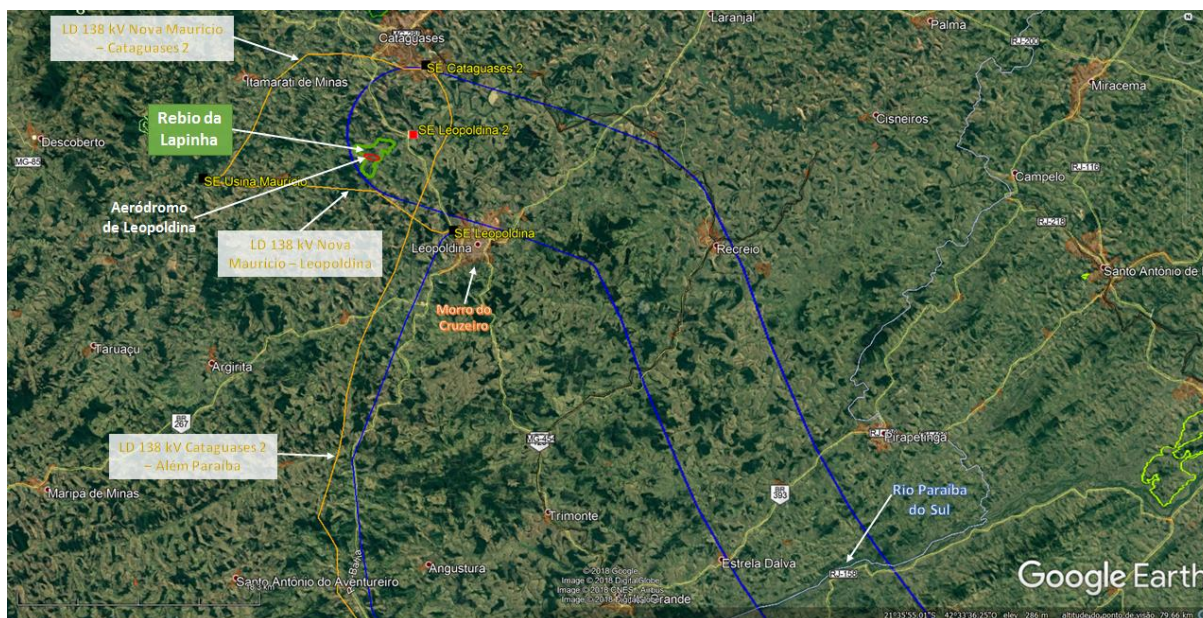
O corredor da LT 345 kV Leopoldina 2 – Lagos, com 10 km de largura e eixo de aproximadamente 140 km de extensão, atravessa as mesorregiões da Zona da Mata, em Minas Gerais, e Baixadas, Centro Fluminense e Norte Fluminense, no Rio de Janeiro (Figura 7). As principais inflexões no corredor foram para evitar interferência na Rebio da Lapinha, no aeródromo e na área urbana de Leopoldina (entre os municípios de Cataguases e Leopoldina – MG); e na RVS do Macuco, PNM Fazenda Atalaia e Rebio União (entre Macuco e Rio das Ostras – RJ). A linha de transmissão será constituída de um circuito simples de 345 kV.

A partir da SE 345/138 kV Leopoldina 2, subestação planejada para ser instalada no município de Leopoldina – MG, o corredor segue no sentido sudoeste até o cruzamento com a rodovia BR-116 (Rio-Bahia). Após atravessar a rodovia BR-116, o corredor deflete à direita, atravessa os municípios de Leopoldina, Recreio, Estrela Dalva e Pirapetinga e segue até o rio Paraíba do Sul, na divisa de Minas Gerais e Rio de Janeiro (Figura 8). Nesse trecho, o corredor engloba parte das áreas urbanas de Cataguases, Leopoldina, Recreio e Estrela Dalva, mas há espaço para evitar interferência direta nessas cidades. O corredor engloba, no extremo oeste, o aeródromo de Leopoldina e a Rebio da Lapinha.



(Fonte: Aneel, 2018; Embrapa, 2017; EPE, 2018; IBGE, 2009 e 2016)

Figura 7 – Infraestrutura e municípios no corredor da LT 345 kV Leopoldina 2 – Lagos



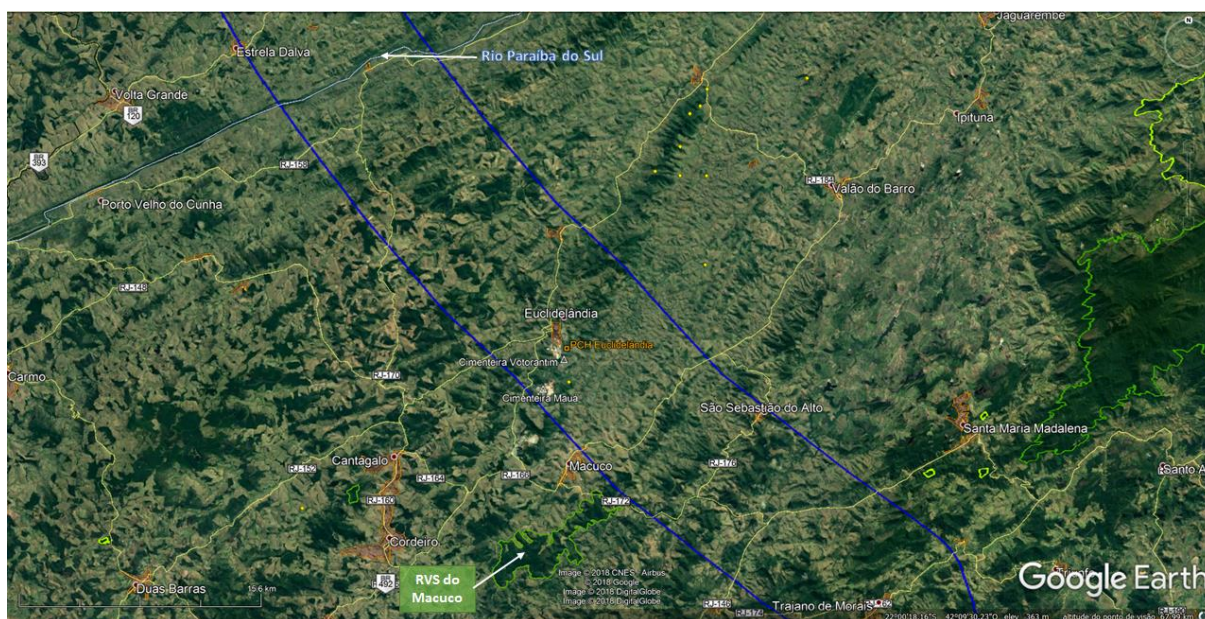
(Fonte: Embrapa, 2017; EPE, 2018; Google Earth Pro, 2018 – imagem de 2017; PML, 2006; WWF, 2018)

Figura 8 – Trecho norte do corredor da LT 345 kV Leopoldina 2 – Lagos

Nas proximidades da área urbana de Leopoldina, o corredor passa ao lado do Morro do Cruzeiro (granito), ponto culminante com mais de 200 m de altura, que é usado para prática de esportes radicais como rapel e salto de parapente (PML, 2006). Segundo o Mapa de Regionalização do Turismo do estado de Minas Gerais (Setur, 2017), a região integra o Circuito Turístico Serras e Cachoeiras da Zona da Mata.

O uso do solo nesse trecho é predominantemente para pecuária (pastagem), com remanescentes de vegetação da fitofisionomia Floresta Estacional Semidecidual localizados principalmente em áreas de difícil acesso e nas margens dos rios. Vale destacar a presença de áreas de reflorestamento com eucalipto entremeadas com remanescentes de vegetação e, também, áreas destinadas à agricultura e agropecuária.

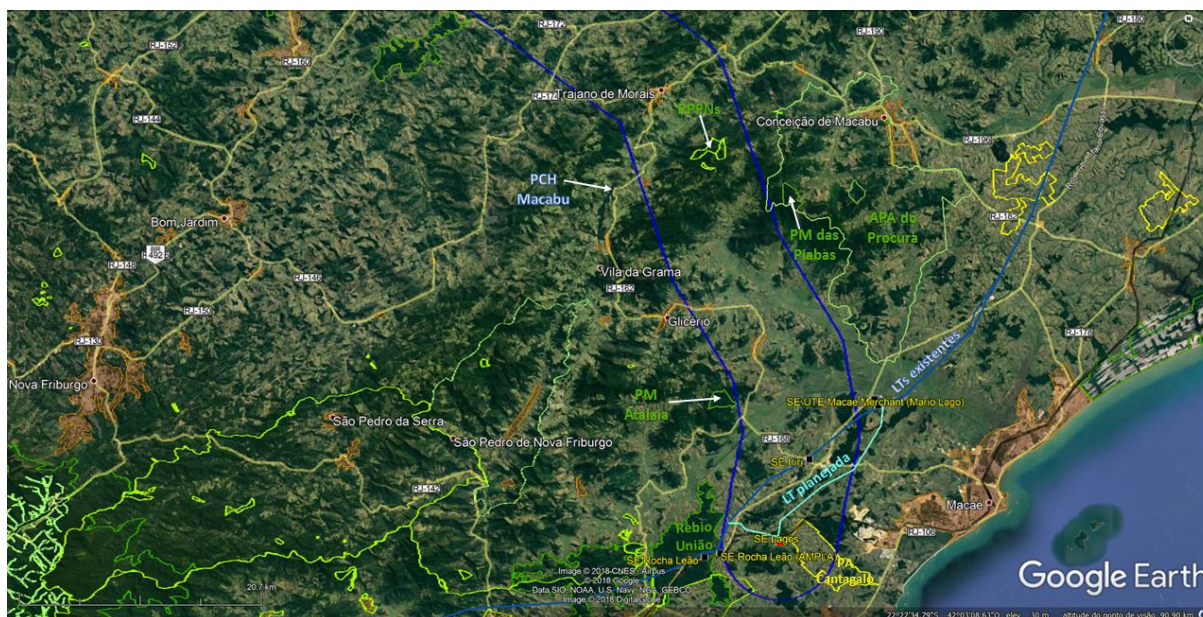
Após cruzar o rio Paraíba do Sul, na divisa dos estados de Minas Gerais e do Rio de Janeiro, o corredor continua no sentido sudoeste, atravessa o município de Cantagalo, faz ligeira inflexão à esquerda para evitar a travessia da RVS do Macuco, e segue até o cruzamento com a rodovia RJ-146 entre São Sebastião do Alto e Trajano de Morais (Figura 9). Nesse trecho, o corredor engloba parte das áreas urbanas de Macuco e São Sebastião do Alto; a caverna Gruta Brejo das Canas (em Cantagalo); os sítios arqueológicos Boa Vista 8, Gruta da Garganta, Murundu 1 – Sede, Murundu 2 – Cemitério, Murundu 3 – Moinho, Paraíba 1, RJ-GP-06 e Santo Antônio (em Cantagalo) e RJ-MP-01 (em São Sebastião do Alto); as fábricas de cimento Mauá e Votorantim e a PCH Euclidelândia (em Cantagalo).



(Fonte: Aneel, 2018; Cecav, 2017; Embrapa, 2017; EPE, 2018; Google Earth Pro, 2018 – imagem de 2018; Inea, 2017; MMA, 2018)

Figura 9 – Trecho central do corredor da LT 345 kV Leopoldina 2 – Lagos

Em seguida, entre Trajano de Moraes e Santa Maria Madalena, o corredor atravessa a rodovia RJ-174, deflete à direita e segue no sentido do município de Macaé, passando entre a PCH Macabu e o PNM das Piabas. Em Macaé, o corredor desvia do PNM Fazenda Atalaia, cruza o rio Macaé, a LT 345 kV Adrianópolis - Macaé Merchant C1 e a LT 345 kV Macaé Merchant - Venda das Pedras C1, o gasoduto (Gasduc II, e continua rumo à área planejada para implantação da SE Lagos, no município de Rio das Ostras (Figura 10).



(Fonte: Aneel, 2018; Embrapa, 2017; EPE, 2018; Google Earth Pro, 2018, imagem de 2018; Inbra, 2018a; Inbra, 2017; MMA, 2018; PMRO, 2006)

Figura 10 – Trecho sul do corredor da LT 345 kV Leopoldina 2 – Lagos

O corredor engloba a área urbana de Trajano de Moraes; as RPPNs Cabeceira do Cafôfo, Santa Dulce de Cima e Reserva Córrego Vermelho e parte da APA do Procura; os sítios arqueológicos Jaqueira (em Macaé), e Coqueiro e Sítio da Jaqueira (em Rio das Ostras); e o PA Cantagalo (em Rio das Ostras).

O uso do solo ao longo da travessia no estado do Rio de Janeiro é semelhante ao da travessia em Minas Gerais, exceto pela presença de remanescentes de vegetação da fitofisionomia Floresta Ombrófila Densa localizados principalmente em áreas de difícil acesso e relevo fortemente ondulado.

Em Cantagalo, as áreas com remanescentes de vegetação estão associadas à Macrozona Estratégica Ambiental, cujas características naturais de topografia, cobertura vegetal e importância ambiental exigem tratamento especial para assegurar o equilíbrio dos ecossistemas (PMC, 2016). No município de Macaé, o corredor atravessa a macroárea de Preservação Ambiental, que pelo Plano Diretor (PMM, 2006) compreende “as áreas caracterizadas pela predominância de paisagens naturais pouco alteradas, com presença de elementos ambientais passíveis de preservação, incluindo as áreas de produção agropecuária”. Em Rio das Ostras, o corredor engloba parte dos polígonos denominados Áreas Protegidas associados às APPs (PMRO, 2006).

O corredor está inserido no bioma Mata Atlântica e se sobrepõe aos polígonos de Floresta Estacional Semidecidual (entre Cataguases – MG e Trajano de Moraes – RJ) e Floresta Ombrófila Densa (entre Trajano de Moraes e Macaé, ambos no Rio de Janeiro) compreendidos pela Lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428/06, regulamentada pelo Decreto nº 6.660/08) (IBGE, 2012), que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa do bioma Mata Atlântica, e possui restrições quanto à supressão vegetal. A referida lei estabelece que novos empreendimentos que impliquem corte ou supressão de vegetação do bioma Mata Atlântica deverão ser implantados, preferencialmente, em áreas já substancialmente alteradas ou degradadas.

As unidades de relevo predominantes ao longo do corredor são formadas por morros e serras baixas, colinas dissecadas e morros baixos (entre Cataguases e Macuco); domínio montanhoso e escarpas serranas (entre Trajano de Moraes e Macaé); planícies fluviais ou flúvio-lacustres e colinas amplas e suaves (entre Macaé e Rio das Ostras) (CPRM, 2010). Entre Cataguases e Estrela Dalva o relevo varia de ondulado a montanhoso com altitudes médias de 100 a 600 m; entre Cantagalo e Macaé é fortemente ondulado (Serra do Mar) com altitudes médias de 400 a 1.100m.

Na base de dados do DNPM (2018) consta um total de 217 processos minerários ao longo do corredor. A maioria desses processos está em fase de autorização de pesquisa, requerimento e concessão de lavra para extração, principalmente, de areia, calcário e granito. Destacam-se, também, processos em fases mais avançadas de requerimento de lavra para extração de ouro no rio Pomba, entre Cataguases e Leopoldina (MG); e concessão de lavra para extração de calcário em Cantagalo (RJ).

O corredor atravessa 13 municípios entre os estados de Minas Gerais e Rio de Janeiro (Tabela 5). Nas proximidades da área sugerida para implantação da SE Leopoldina 2, o corredor abrange parte das áreas urbanas de Cataguases e Leopoldina e, no estado do Rio de Janeiro, engloba as áreas de São Sebastião do Alto e Trajano de Moraes, mas há possibilidades da futura LT desviar. O apoio rodoviário na região é feito principalmente pelas rodovias BR-116, BR-120, BR-393 e MG-454 em Minas Gerais, e BR-101, RJ-116, RJ-152, RJ-160, RJ-162 e RJ-174 no Rio de Janeiro.

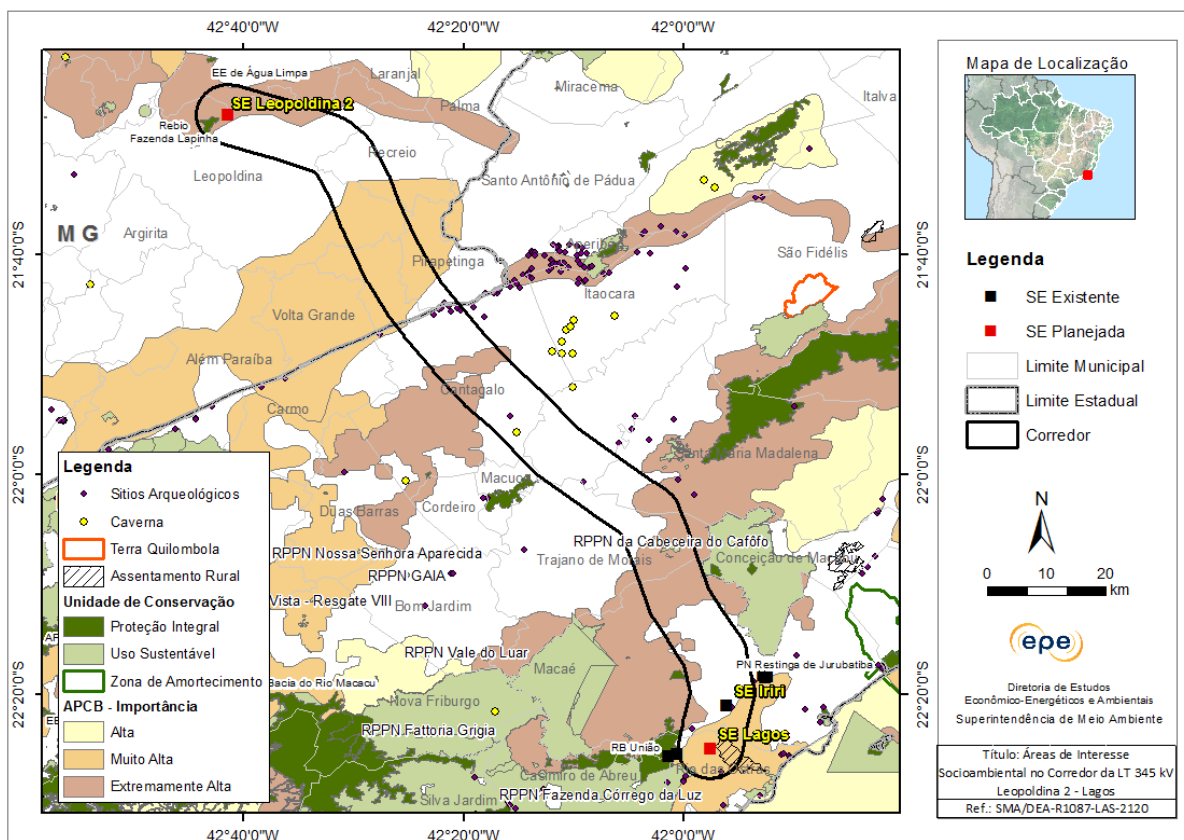
Tabela 5 - Municípios atravessados pelo corredor da LT 345 kV Leopoldina 2 – Lagos

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
MG	Zona da Mata	Cataguases	Cataguases
			Estrela Dalva
			Leopoldina
			Pirapetinga
			Recreio
RJ	Baixadas	Bacia de São João	Rio das Ostras
	Centro Fluminense	Cantagalo - Cordeiro	Cantagalo
			Macuco
		Santa Maria Madalena	Santa Maria Madalena
	Norte Fluminense	Macaé	Trajano de Morais
Conceição de Macabu			
			Macaé

Áreas com restrição legal e Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade

De acordo com a base de dados consultada, na área do corredor não há registro de terra indígena e terra quilombola (Figura 11). Em Cantagalo, o corredor engloba a caverna Gruta Brejo das Canas. Vale destacar a ocorrência de áreas com potencial alto para a ocorrência de cavidades subterrâneas ao longo do corredor (Cecav, 2012).

O corredor abrange cinco unidades de conservação, mas há possibilidades para a futura LT desviar dessas áreas protegidas (Figura 11 e Tabela 6). Vale destacar que o Plano Diretor de Leopoldina (PML, 2006) cita mais três APAs no município (APA Municipal da Poeira D'água, APA Municipal do Horto Florestal e APA Municipal do Morro do Cruzeiro). No entanto, devido à ausência de informação sobre a localização dessas áreas, não foi possível considerá-las na delimitação do corredor.



(Fonte: Cecav, 2017; IBGE, 2016; ICMBio, 2018; Inbra, 2018 a e b; Inea, 2017; Iphan, 2018b; MMA, 2007a e 2018)

Figura 11 - Áreas de interesse socioambiental no corredor da LT 345 kV Leopoldina 2 – Lagos

Tabela 6 – Unidades de conservação no corredor da LT 345 kV Leopoldina 2 – Lagos

Nome	Grupo	Categoria	Jurisdição
Rebio da Lapinha ¹	Proteção Integral	Reserva Biológica	Estadual
APA do Procura		Área de Proteção Ambiental	
RPPN Cabeceira do Cafôfo	Sustentável	Reserva Particular do Patrimônio Natural	Federal
RPPN Reserva Córrego Vermelho			
RPPN Santa Dulce de Cima			

Nas proximidades da SE Lagos, segundo a base de dados do Inbra (2018a), o corredor engloba parte do projeto de assentamento Cantagalo, mas há espaço para evitar possíveis interferências da LT planejada nesse PA (Figura 11).

O corredor estudado atravessa cinco APCBs, sem possibilidades do traçado da futura LT desviar dessas áreas. Segundo a base consultada, as ações prioritárias são principalmente para a criação de unidades de conservação de uso sustentável (Figura 11 e Tabela 7).

Tabela 7 – APCBs no corredor da LT 345 kV Leopoldina 2 – Lagos

Nome	Importância	Ação Prioritária
Mar de Espanha/Pirapitinga/Além Paraíba	Muito Alta	Cria UC (categoria indefinida)
Rio das Ostras		Cria UC - US
Corredor Três Picos e Desengano	Extremamente Alta	Cria UC - US
Rio Pomba		Recuperação
Santa Rita da Floresta		Mosaico/Corredor

Segundo a base de sítios arqueológicos georreferenciados (Iphan, 2018b), o corredor engloba 13 sítios localizados nos municípios de Cantagalo, Itaocara, Macaé, Pirapetinga, Rio das Ostras e Trajano de Moraes (RJ). Com exceção dos municípios de Cataguases, Estrela Dalva e Recreio (MG) e Macuco (RJ), nos demais há registro de sítios arqueológicos¹ com cadastrado no Iphan que podem estar localizados dentro da área do corredor.

Conclusão e Recomendações para o Relatório R3 da LT 345 kV Leopoldina 2 – Lagos

O corredor da LT 345 kV Leopoldina 2 – Lagos apresenta sensibilidades socioambientais, principalmente pela proximidade com unidades de conservação, relevo acidentado e remanescentes de mata atlântica. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para definição da diretriz da linha de transmissão planejada:

- Evitar interferência nas unidades de conservação Rebio da Lapinha e RPPNs Cabeceira do Cafôfo, Reserva Córrego Vermelho e Santa Dulce de Cima.
- Verificar a localização exata da Rebio da Lapinha, APA Municipal da Poeira D'água, APA Municipal do Horto Florestal e APA Municipal do Morro do Cruzeiro (em Leopoldina – MG) para evitar interferência da LT planejada.
- Evitar interferência em vegetação nativa, tendo em vista que o corredor está inserido no bioma Mata Atlântica e se sobrepõe aos polígonos de Floresta Estacional Semidecidual (entre Cataguases – MG e Trajano de Moraes – RJ) e Floresta Ombrófila Densa (entre Trajano de Moraes e Macaé, ambos no Rio de Janeiro) compreendidos pela Lei da Mata Atlântica – Lei nº 11.428/06 e Decreto nº 6.660/08.
- Consultar os planos diretores dos municípios atravessados para verificar possíveis restrições relativas à implantação de linhas de transmissão, principalmente nos remanescentes de vegetação, denominados como áreas protegidas, conforme indicado nos planos de Cantagalo, Macaé e Rio das Ostras, no estado do Rio de Janeiro.

¹ Devido à ausência de informações sobre a localização dos sítios arqueológicos cadastrados pelo Iphan, esses não foram indicados no mapa de Áreas de Interesse Socioambiental.

- Verificar a ocorrência de cavernas não cadastradas, tendo em vista que o corredor atravessa áreas classificadas com potencial alto para a ocorrência de cavidades subterrâneas.
- Evitar interferência nos sítios arqueológicos e entrar em contato com o Iphan para obter a localização exata dos sítios arqueológicos cadastrados nos municípios de Leopoldina e Pirapetinga (MG) e Cantagalo, Conceição de Macabu, Macaé, Macuco, Santa Maria Madalena, Rio das Ostras, São Sebastião do Alto e Trajano de Moraes (RJ), que podem estar localizados dentro da área do corredor, para que a diretriz da LT planejada não tenha qualquer interferência nesses sítios.
- Atentar para a presença de APCBs no corredor, tendo em vista que a maioria apresenta ação prioritária para a criação de unidades de conservação.
- Evitar interferência no projeto de assentamento Cantagalo, localizado ao lado do local previsto para a SE Lagos.
- Estudar criteriosamente a diretriz da futura linha de transmissão em áreas de relevante beleza cênica e em áreas utilizadas para turismo e lazer, especificando no R3 quais são essas áreas e sua localização.
- Atentar para a presença de relevo montanhoso e fortemente ondulado ao longo do corredor e de trechos com possibilidade de inundação.
- Evitar sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, e desviar daqueles que se encontram em estágio mais avançado, sobretudo os relativos ao requerimento de lavra para extração de ouro no rio Pomba entre Cataguases e Leopoldina (MG); e concessão de lavra para extração de calcário em Cantagalo (RJ).
- Verificar o melhor ponto de passagem da LT, tendo em vista que o corredor engloba parte das áreas urbanas e de expansão de Cataguases e Leopoldina (MG) e São Sebastião do Alto e Trajano de Moraes (RJ).
- Atentar para o cruzamento com as linhas de transmissão e gasoduto existentes na chegada à SE Lagos.
- Atentar para a presença do aeródromo de Leopoldina, em Minas Gerais, cujo cone de aproximação deverá ser observado ao se definir a diretriz da linha de transmissão.

4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANA. Agência Nacional de Águas, 2014. Vulnerabilidade a Inundações do Estado de Minas Gerais. Disponível em: <http://metadados.ana.gov.br/geonetwork/srv/pt/metadata.show?uuid=ae9c2d48-63d6-474c-9257-d2d122aa1477>. Acesso em: janeiro de 2018.

Aneel. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2018. Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico – SIGEL. Disponível em: <https://sigel.aneel.gov.br/Down>. Acesso em: fevereiro de 2018.

Brasil. Ministério da Defesa. Departamento de Controle do Espaço Aéreo, 2015. Dispõe sobre as restrições aos objetos projetados no espaço aéreo que possam afetar adversamente a segurança ou a regularidade das operações aéreas, e dá outras providências. Portaria N° 957/GC3, de 09 de julho de 2015. Disponível em: <http://servicos2.decea.gov.br/static/aga/arquivos/a1c881a7-75a8-41d7-92ea1519453e455a.pdf>. Acesso em: fevereiro de 2018.

Cecav. Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas, 2012. Mapa de potencialidade de ocorrência de cavernas no Brasil, na escala 1:2.500.000. Disponível em: <http://www.icmbio.gov.br/cecav/projetos-e-atividades/potencialidade-de-ocorrencia-de-cavernas.html>. Acesso em: fevereiro de 2012.

_____. Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas, 2017. Cadastro Nacional de Informações Espeleológicas (CANIE). Disponível em: <http://www.icmbio.gov.br/cecav/canie.html>. Acesso em: janeiro de 2018.

CPRM. Serviço Geológico Brasileiro, 2010. Mapas de Geodiversidade Estaduais. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/Gestao-Territorial/Geodiversidade/Mapas-de-Geodiversidade-Estaduais-1339.html>. Acesso em: fevereiro de 2018.

DNPM. Departamento Nacional de Produção Mineral, 2018. Processos Minerários (arquivos vetoriais). Disponível em: <http://www.anm.gov.br/assuntos/ao-minerador/sigmine>. Acesso em: março de 2018.

Eletrobras. Centrais Elétricas Brasileiras, 2011. Mapoteca de Unidades de Conservação. [DE/EG/EGA]. Rio de Janeiro: versão: fevereiro de 2011.

Embrapa. Empresa de Pesquisa Agropecuária, 2017. Identificação, mapeamento e quantificação das áreas urbanas do Brasil. Campinas, Comunicado Técnico 4, maio de 2017. Disponível em: http://www.sgte.embrapa.br/produtos/dados/COT04_Areas_Urbanas_Brasil.zip. Acesso em: julho de 2017.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2018. Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro - Web Map EPE. Disponível em: <https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe/>. Acesso em: janeiro de 2018.

Funai. Fundação Nacional do Índio, 2017. Delimitação das Terras Indígenas do Brasil. Disponível em: <http://www.funai.gov.br/index.php/shape>. Acesso em: novembro de 2017.

Furnas. Furnas Centrais Elétricas S.A., 2017. Caracterização e análise socioambiental – R3 – LT 345 kV Macaé – Lagos, Seccionamento da LT 345 kV Adrianópolis/Macaé – SE Lagos, Nova SE Lagos e SE Macaé 345 kV – Ampliação. 257p.

Google. Google Earth Pro 7.3.1.4507. Disponível em: <https://www.google.com/earth/>. Acesso em: fevereiro de 2018.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2009. Base Cartográfica Integrada ao Milionésimo. Disponível em: www.ibge.gov.br Acesso em: novembro de 2017.

_____. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2012. Mapa da Área de Aplicação da Lei nº11.428 de 2006 – 2ª ed. (Decreto nº 6.660, de 21 de novembro de 2008, publicado no Diário Oficial da União de 24 de novembro de 2008). Disponível em: ftp://geoftp.ibge.gov.br/informacoes_ambientais/vegetacao/mapas/brasil/lei11428_mata_atlantica.pdf. Acesso em: fevereiro de 2018.

_____. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2016. Base dos Municípios Brasileiros. Disponível em: ftp://geoftp.ibge.gov.br/organizacao_do_territorio/malhas_territoriais/malhas_municipais/municipio_2016/Brasil/BR/. Acesso em: julho de 2017.

ICMBio. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, 2018. Base de dados do Sistema Informatizado de Monitoria de Reservas Particulares do Patrimônio Natural – SIMRPPN. Disponível em: <http://sistemas.icmbio.gov.br/simrppn/publico/>. Acesso: fevereiro de 2018.

IEF. Instituto Estadual de Florestas, 2018. Georreferenciamento de unidades de conservação. Disponível em: <http://www.ief.mg.gov.br/geoprocessamento/georeferenciamento-de-unidades-de-conservacao>. Acesso em: fevereiro de 2018.

Incrá. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2018a. Projetos de Assentamento. Disponível em: <http://acervofundiario.incrá.gov.br/geodownload/geodados.php> Acesso em: janeiro de 2018.

_____. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2018b. Terras Quilombolas. Disponível em: <http://acervofundiario.incrá.gov.br/geodownload/geodados.php>. Acesso em: fevereiro de 2018.

Inea. Instituto Estadual do Ambiente, 2017. Base de Dados Geoespaciais (GEOINEA) - Unidades de Conservação do Estado do Rio de Janeiro. Disponível em: www.inea.rj.gov.br/portageoinea. Acesso em: abril de 2018.

Iphan. Instituto Nacional do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2018a. Sistema de Gerenciamento do Patrimônio Arqueológico. Disponível em: <http://portal.iphan.gov.br/pagina/detalhes/1699/>. Acesso em: fevereiro de 2018.

_____. Instituto Nacional do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2018b. Sítios Arqueológicos Georreferenciados. Disponível em: http://portal.iphan.gov.br/uploads/ckfinder/arquivos/shapefile_cnsa_2018.zip. Acesso em: fevereiro de 2018.

MMA. Ministério do Meio Ambiente, 2007a. Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira – Probio. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso: agosto de 2012.

_____. Ministério do Meio Ambiente, 2007b. Mapa de Cobertura Vegetal dos Biomas Brasileiros – escala 1:250.000. Secretaria de Biodiversidade e Florestas. Projeto de Conservação e Utilização Sustentável da Diversidade Biológica Brasileira. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/mapas/aplic/probio/datadownload.htm?/>. Acesso em: junho de 2012.

_____. Ministério do Meio Ambiente, 2018. Unidades de Conservação Federais e Estaduais. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso em: janeiro de 2018.

PMC. Prefeitura Municipal de Cantagalo, 2016. Revisão do plano diretor de desenvolvimento sustentável de Cantagalo – Lei Complementar nº01/2006 e Lei de Zoneamento – Lei nº19/1980. Disponível em: http://www.cantagalo.rj.gov.br/documentos/plano_diretor/Lei%20n%201307-2016%20Revisao%20Plano%20Diretor.pdf. Acesso em: fevereiro de 2018.

PML. Prefeitura Municipal de Leopoldina, 2006. Plano Diretor Participativo de Leopoldina. Disponível em: http://www.leopoldina.mg.gov.br/abrir_arquivo.aspx/Plano_Diretor_Participativo_10257_2014?cdlocal=5&arquivo=%7B1BDB2C1D-EB1D-AC4B-558B-0BD6E146E3C1%7D.pdf. Acesso em: fevereiro de 2018.

PMM. Prefeitura Municipal de Macaé, 2006. Plano Diretor do Município de Macaé - Lei Complementar nº076/2006. Disponível em: <http://www.macaee.rj.gov.br/planodiretor/conteudo/titulo/apresentacao>. Acesso em: fevereiro de 2018.

PMRO. Prefeitura Municipal de Rio das Ostras, 2006. Lei complementar nº004/2006 – Dispõe sobre Plano Diretor, o sistema e o processo de planejamento e gestão do desenvolvimento urbano do Município de Rio das Ostras. Disponível em: <http://www.riodasostras.rj.gov.br/transparencia/leis-e-codigos.html>. Acesso em: fevereiro de 2018.

Semad. Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável de Minas Gerais, 2017. Infraestrutura de Dados Espaciais do Sistema Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos (IDE-Sisema). Resolução Conjunta SEMAD/FEAM/IEF/IGAM nº 2.466/2017. Disponível em: <http://idesisema.meioambiente.mg.gov.br/#>. Acesso em: fevereiro de 2018.

Setur. Secretaria de Estado de Turismo do Estado de Minas Gerais, 2017. Mapa de Regionalização do Turismo do Estado de Minas Gerais. Disponível em: <http://www.turismo.mg.gov.br/circuitos-turisticos/informacoes-administrativas>. Acesso em: fevereiro de 2018.

WWF-Brasil. Unidades de Conservação. Reserva Biológica Fazenda Lapinha. Disponível em: <http://observatorio.wwf.org.br/unidades/cadastro/136/>. Acesso em: fevereiro de 2018.

APÊNDICE A – TABELA DE COMPARAÇÃO DA SE 345/138 KV LEOPOLDINA 2

SE Leopoldina 2 (345/138 kV)	
Tabela 1 – Comparação da localização da SE (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da localização da SE (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
No caso de localização da SE Leopoldina 2 em local diferente do indicado no Relatório R1, indicar justificativa (s):	
<ol style="list-style-type: none"> 1. Anexar mapa indicando a localização proposta para a SE Leopoldina 2 no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram essa localização. 2. Coordenadas da localização proposta para a SE Leopoldina: 3. Anexar arquivo Kmz da localização da subestação. 	
Pontos notáveis verificados no Relatório R3, não identificados no Relatório R1	
Recomendações do Relatório R1 e atendimento no Relatório R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
1. Verificar a localização exata da Rebio da Lapinha para evitar possíveis interferências nessa área protegida de proteção integral.	
2. Evitar interferência em vegetação nativa, tendo em vista a ocorrência de Floresta Estacional Semidecidual, conforme disposto na Lei da Mata Atlântica - Lei nº 11.428/06 e Decreto nº 6.660/08.	
3. Atentar para a presença de relevo acidentado e trechos com possibilidade de inundação, priorizando a seleção de um terreno que esteja localizado em área antropizada.	
4. Considerar a proximidade com as linhas de distribuição 138 kV Nova Maurício – Cataguases 2, Cataguases 2 – Além Paraíba e Nova Maurício – Leopoldina, que serão seccionadas.	
5. Atentar para a presença do aeródromo de Leopoldina, cujo cone de aproximação deverá ser observado ao se definir a localização da subestação.	

APÊNDICE B – TABELA DE COMPARAÇÃO DA DIRETRIZ DA LT 345 KV SE SANTOS DUMONT 2 – SE LEOPOLDINA 2

LT 345 kV SE SANTOS DUMONT 2 – SE LEOPOLDINA 2	
Tabela 1 - Comparação da diretriz da LT (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da diretriz da linha de transmissão (R3) com o corredor estudado no R1	
Extensão do eixo do corredor (R1): 92 km	Extensão da diretriz da LT (R3):
Variação da extensão e principal (ais) motivos:	
A diretriz está inteiramente inserida no corredor?	
No caso de não inserção da diretriz do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e a diretriz proposta no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a diretriz. 2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML e <i>shapefile</i>).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
1. Evitar interferência na RPPN Mata do Bugio e verificar a localização das outras RPPNs nos municípios atravessados pelo corredor.	
2. Evitar interferência em vegetação nativa, tendo em vista que o corredor está inserido no bioma Mata Atlântica e se sobrepõe ao polígono de Floresta Estacional Semidecidual compreendido pela Lei da Mata Atlântica - Lei nº 11.428/06 e Decreto nº 6.660/08.	
3. Evitar interferência nos sítios arqueológicos: Ruína da Francesa (em Santos Dumont) e Goiabeiras, Poca e Vira Chapéu (em São João Nepomuceno).	
4. Obter junto ao Iphan a localização exata dos sítios arqueológicos cadastrados nos municípios de Itamarati de Minas, Leopoldina, Guarani, Rio Novo e São João Nepomuceno, que podem estar localizados dentro da área do corredor, para que a diretriz da LT planejada não tenha qualquer interferência nesses sítios.	

5. Atentar para a presença de APCBs ao longo do corredor, cuja importância é classificada como extremamente alta.	
6. Atentar para a presença de relevo acidentado ao longo do corredor e de trechos com possibilidade de inundação.	
7. Evitar sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, e desviar daqueles que se encontram em estágio mais avançado.	
8. Atentar para a presença de aproveitamentos hidrelétricos na região	
9. Atentar para a presença dos aeródromos de Rio Novo, São João Nepomuceno e Leopoldina, em Minas Gerais, cujos cones de aproximação deverão ser observados ao se definir a diretriz da linha de transmissão.	

APÊNDICE C – TABELA DE COMPARAÇÃO DA DIRETRIZ DA LT 345 KV SE LEOPOLDINA 2 – SE LAGOS

LT 345 kV SE LEOPOLDINA 2 – SE LAGOS	
Tabela 1 - Comparação da diretriz da LT (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da diretriz da linha de transmissão (R3) com o corredor estudado no R1	
Extensão do eixo do corredor (R1): 140 km	Extensão da diretriz da LT (R3):
Variação da extensão e principal (ais) motivos:	
A diretriz está inteiramente inserida no corredor?	
No caso de não inserção da diretriz do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e a diretriz proposta no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a diretriz. 2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML e <i>shapefile</i>).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
1. Evitar interferência nas unidades de conservação Rebio da Lapinha e RPPNs Cabeceira do Cafôfo, Reserva Córrego Vermelho e Santa Dulce de Cima.	
2. Verificar a localização exata da Rebio da Lapinha, APA Municipal da Poeira D'água, APA Municipal do Horto Florestal e APA Municipal do Morro do Cruzeiro (em Leopoldina – MG) para evitar interferência da LT planejada.	
3. Evitar interferência em vegetação nativa, tendo em vista que o corredor está inserido no bioma Mata Atlântica e se sobrepõe aos polígonos de Floresta Estacional Semidecidual (entre Cataguases – MG e Trajano de Moraes – RJ) e Floresta Ombrófila Densa (entre Trajano de Moraes e Macaé, ambos no Rio de Janeiro) compreendidos pela Lei da Mata Atlântica – Lei nº 11.428/06 e Decreto nº 6.660/08.	

<p>4. Consultar os planos diretores dos municípios atravessados para verificar possíveis restrições relativas à implantação de linhas de transmissão, principalmente nos remanescentes de vegetação, denominados como áreas protegidas, conforme indicado nos planos de Cantagalo, Macaé e Rio das Ostras, no estado do Rio de Janeiro.</p>	
<p>5. Verificar a ocorrência de cavernas não cadastradas, tendo em vista que o corredor atravessa áreas classificadas com potencial alto para a ocorrência de cavidades subterrâneas.</p>	
<p>6. Evitar interferência nos sítios arqueológicos e entrar em contato com o Iphan para obter a localização exata dos sítios arqueológicos cadastrados nos municípios de Leopoldina e Pirapetinga (MG) e Cantagalo, Conceição de Macabu, Macaé, Macuco, Santa Maria Madalena, Rio das Ostras, São Sebastião do Alto e Trajano de Moraes (RJ), que podem estar localizados dentro da área do corredor, para que a diretriz da LT planejada não tenha qualquer interferência nesses sítios.</p>	
<p>7. Atentar para a presença de APCBs no corredor, tendo em vista que a maioria apresenta ação prioritária para a criação de unidades de conservação.</p>	
<p>8. Evitar interferência no projeto de assentamento Cantagalo, localizado ao lado do local previsto para a SE Lagos.</p>	
<p>9. Estudar criteriosamente a diretriz da futura linha de transmissão em áreas de relevante beleza cênica e em áreas utilizadas para turismo e lazer, especificando no R3 quais são essas áreas e sua localização.</p>	
<p>10. Atentar para a presença de relevo montanhoso e fortemente ondulado ao longo do corredor e de trechos com possibilidade de inundação.</p>	
<p>11. Evitar sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, e desviar daqueles que se encontram em estágio mais avançado, sobretudo os relativos ao requerimento de lavra para extração de ouro no rio Pomba entre Cataguases e Leopoldina (MG); e concessão de lavra para extração de calcário em Cantagalo (RJ).</p>	

12. Verificar o melhor ponto de passagem da LT, tendo em vista que o corredor engloba parte das áreas urbanas e de expansão de Cataguases e Leopoldina (MG) e São Sebastião do Alto e Trajano de Morais (RJ).	
13. Atentar para o cruzamento com as linhas de transmissão e gasoduto existentes na chegada à SE Lagos.	
14. Atentar para a presença do aeródromo de Leopoldina, em Minas Gerais, cujo cone de aproximação deverá ser observado ao se definir a diretriz da linha de transmissão.	