

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

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

*Estudo de Suprimento
à Região Metropolitana de Manaus*



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA





GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Albuquerque

Secretário-Executivo do MME

Marisete Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Reive Barros dos Santos

Secretário de Energia Elétrica

Ricardo Cyrino

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Márcio Félix Carvalho Bezerra

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Alexandre Vidigal de Oliveira



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

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitoria Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

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 Suprimento
à Região Metropolitana de Manaus*

Coordenação Geral

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Erik Eduardo Rego

Giovani Vitoria Machado

Coordenação Executiva

José Marcos Bressane

Equipe Técnica:

Bruno Scarpa Alves da Silva

Dourival De Souza Carvalho Junior

Fabiano Schmidt

Gustavo Valeriano Neves Luizon

João Henrique Magalhães Almeida

José Filho da Costa Castro

Sergio Felipe Falcão Lima

Vinicius Ferreira Martins

Análise Socioambiental

Edna Elias Xavier (coordenação)

Kátia Gisele Soares Matosinho

André Luiz Alberti

André Viola Barreto

Robson de Oliveira Matos

Nº EPE-DEE-RE-105/2015-rev2

Data: 30 de Agosto de 2019

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

	Contrato Data de assinatura
Projeto ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO	
Área de estudo Estudos do Sistema de Transmissão	
Sub-área de estudo Análise Técnico-econômica	
Produto (Nota Técnica ou Relatório) EPE-DEE-RE-105/2015Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus	
Revisões	Data Descrição sucinta
rev0	06.08.2015 Emissão Original
rev1	31.03.2017 Alteração do condutor econômico Inclusão de um trecho de linha subterrânea nas LT 230 kV que alimentam a SE Tarumã
rev2	30.08.2019 Alteração das capacidades do trecho subterrâneo da LT 230 kV Lechuga - Tarumã C1 e C2

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

APRESENTAÇÃO

Este relatório apresenta o estudo das alternativas de expansão do sistema de transmissão e distribuição da região metropolitana de Manaus.

A análise contempla os aspectos técnicos e econômicos, incorporando também, no anexo 15.9, a avaliação preliminar dos aspectos socioambientais associados à alternativa recomendada.

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

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	8
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	8
1.2	OBJETIVOS GERAIS.....	13
1.3	ABORDAGEM ADOTADA.....	13
2	CONCLUSÕES.....	14
3	RECOMENDAÇÕES	15
4	PREMISSAS E CRITÉRIOS.....	19
4.1	CRITÉRIOS BÁSICOS.....	19
4.2	CASOS DE TRABALHO	19
4.3	CENÁRIOS DE GERAÇÃO INTERNA EM MANAUS	20
4.4	PROJEÇÕES DE MERCADO	21
4.5	LIMITES OPERATIVOS	25
4.5.1	Tensão.....	25
4.5.2	Carregamento.....	25
4.5.3	Fator de Potência.....	25
4.6	PARÂMETROS ECONÔMICOS.....	26
5	DIAGNÓSTICO DO SISTEMA	27
6	DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS	30
6.1	ALTERNATIVA 1.....	30
6.2	ALTERNATIVA 2.....	31
6.3	ALTERNATIVA 3.....	32
6.4	ALTERNATIVA 4.....	33
6.5	ALTERNATIVA 5.....	34
6.6	ALTERNATIVA 6.....	35
6.7	ALTERNATIVA 7.....	36
6.8	ALTERNATIVA 8.....	37
7	ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE	38
7.1	ALTERNATIVA 1.....	38
7.2	ALTERNATIVA 2.....	53
7.3	ALTERNATIVA 3.....	62
7.4	ALTERNATIVA 4.....	70
7.5	ALTERNATIVA 5.....	78
7.6	ALTERNATIVA 6.....	86
7.7	ALTERNATIVA 7.....	94
7.8	ALTERNATIVA 8.....	102
8	ANÁLISE ECONÔMICA	110
8.1	COMPARAÇÃO ECONÔMICA.....	110
8.2	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	111
8.3	MODULAÇÃO ÓTIMA DOS NOVOS BANCOS DE AUTOTRANSFORMADORES 230/138 kV DA SE TARUMÃ	112

9 ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E TRANSFORMADORES

113

9.1	ENERGIZAÇÃO DA LT 230 kV LECHUGA – TARUMÃ C1/C2	113
9.2	ENERGIZAÇÃO DOS BANCOS DE AUTOTRANSFORMADORES 230/138 kV DA SE TARUMÃ.....	118
9.3	REJEIÇÃO DA LT 230 kV LECHUGA – TARUMÃ C1/C2	123
9.4	ENERGIZAÇÃO DA LT 230 kV MAUÁ 3 – MANAUS C1	127
9.5	REJEIÇÃO DA LT 230 kV MAUÁ 3 – MANAUS C1	132

10 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

136

11 ANÁLISE DO CONDUTOR ÓTIMO

139

12 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

143

13 REFERÊNCIAS

144

14 EQUIPE TÉCNICA

145

15 ANEXO

146

15.1	PARÂMETROS DOS EQUIPAMENTOS DE REDE BÁSICA E REDE BÁSICA DE FRONTEIRA	146
15.2	DIMENSIONAMENTO DOS TRECHOS SUBTERRÂNEOS.....	149
15.3	PERDAS DAS ALTERNATIVAS	157
15.4	PLANO DE OBRAS E ESTIMATIVA DE CUSTOS	159
15.5	FORMULÁRIOS DE CONSULTAS SOBRE A VIABILIDADE DE EXPANSÕES DAS SUBESTAÇÕES DA ALTERNATIVA 7	185
15.6	ARRANJO DAS NOVAS SUBESTAÇÕES	202
15.7	FICHAS PET	204
15.8	FICHAS PELP	208
15.9	NOTA TÉCNICA DEA 05/17	213

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 – Configuração recomendada em [1]	9
Figura 1-2 – Configuração Manaus após a entrada em operação das obras indicadas em [1]	9
Figura 1-3 – Diagrama unifilar do sistema Manaus – 2014	12
Figura 5-1 – Sistema elétrico da região metropolitana de Manaus no ano de 2019	27
Figura 5-2 – Fluxo de potência em regime normal de operação – Patamar de Carga Média – Ano 2019 – sem a implantação de reforços	28
Figura 5-3 – Contingência de um dos 4 bancos de transformadores 230/69 kV da SE Manaus – Patamar de Carga Média – Ano 2019 – sem a implantação de reforços	29
Figura 6-1 – Diagrama esquemático da Alternativa 1	30
Figura 6-2 – Diagrama esquemático da Alternativa 2	31
Figura 6-3 – Diagrama esquemático da Alternativa 3	32
Figura 6-4 – Diagrama esquemático da Alternativa 4	33
Figura 6-5 – Diagrama esquemático da Alternativa 5	34
Figura 6-6 – Diagrama esquemático da Alternativa 6	35
Figura 6-7 – Diagrama esquemático da Alternativa 7	36
Figura 6-8 – Diagrama esquemático da Alternativa 8	37
Figura 7-1 – Alternativa 1 – Contingência de um dos bancos de autotransformadores 500/230 kV da SE Lechuga – UTE Mauá 3 com despacho nulo – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2019 – Sem a implantação do 4º banco de ATR	40
Figura 7-2 – Alternativa 1 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2019	41
Figura 7-3 – Alternativa 1 – Cenário de Geração Máxima – Patamar de Carga Média – Ano 2019	42
Figura 7-4 – Alternativa 1 – Contingência de um dos 4 autotransformadores 230/138 kV da SE Jorge Teixeira – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2025 – Sem a implantação do 5º ATR	43
Figura 7-5 – Alternativa 1 – Contingência de um dos 4 autotransformadores 230/138 kV da SE Mauá 3 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2026 – Sem a implantação do 5º ATR	43
Figura 7-6 – Alternativa 1 – Contingência de um dos 3 autotransformadores 230/138 kV da SE Lechuga – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2026 – Sem a implantação do 4º ATR	44
Figura 7-7 – Alternativa 1 – Contingência de um dos 2 bancos de autotransformadores 230/138 kV da SE Tarumã – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2027 – Sem a implantação do 3º banco de ATR	44
Figura 7-8 – Alternativa 1 – Contingência de um dos 4 bancos de autotransformadores 500/230 kV da SE Lechuga – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2028 – Sem a implantação do 5º banco de ATR	45
Figura 7-9 – Alternativa 1 – Contingência de um dos 4 autotransformadores 230/138 kV da SE Lechuga – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2028 – Sem a implantação do 5º ATR	46
Figura 7-10 – Alternativa 1 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2029	47
Figura 7-11 – Alternativa 1 – Cenário de Geração Máxima – Patamar de Carga Média – Ano 2029	48
Figura 7-12 – Alternativa 2 – Contingência da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2028 – Sem a implantação da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C3	55
Figura 7-13 – Alternativa 2 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2029	56
Figura 7-14 – Alternativa 2 – Cenário de Geração Máxima – Patamar de Carga Média – Ano 2029	57
Figura 7-15 – Alternativa 3 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2029	64
Figura 7-16 – Alternativa 3 – Cenário de Geração Máxima – Patamar de Carga Média – Ano 2029	65
Figura 7-17 – Alternativa 4 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2029	72
Figura 7-18 – Alternativa 4 – Cenário de Geração Máxima – Patamar de Carga Média – Ano 2029	73
Figura 7-19 – Alternativa 5 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2029	80
Figura 7-20 – Alternativa 5 – Cenário de Geração Máxima – Patamar de Carga Média – Ano 2029	81
Figura 7-21 – Alternativa 6 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2029	88
Figura 7-22 – Alternativa 6 – Cenário de Geração Máxima – Patamar de Carga Média – Ano 2029	89
Figura 7-23 – Alternativa 7 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2029	96
Figura 7-24 – Alternativa 7 – Cenário de Geração Máxima – Patamar de Carga Média – Ano 2029	97
Figura 7-25 – Alternativa 8 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2029	104
Figura 7-26 – Alternativa 8 – Cenário de Geração Máxima – Patamar de Carga Média – Ano 2029	105
Figura 9-1 – Sistema Pré-Energização da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 a partir de Lechuga	114

Figura 9-2 – Energização da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 a partir de Lechuga – sem reatores fixos nas duas extremidades desta linha de transmissão.....	115
Figura 9-3 – Sistema Pré-Energização da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C2 a partir de Lechuga	116
Figura 9-4 – Energização da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C2 a partir de Lechuga – sem reatores fixos nas duas extremidades desta linha de transmissão.....	117
Figura 9-5 – Sistema Pré-Energização do 1º banco de autotransformadores 230/138 kV da SE Tarumã a partir de Tarumã 230 kV.....	119
Figura 9-6 – Energização do 1º banco de autotransformadores 230/138 kV da SE Tarumã a partir de Tarumã 230 kV	120
Figura 9-7 – Sistema Pré-Energização do 2º banco de autotransformadores 230/138 kV da SE Tarumã a partir de Tarumã 230 kV.....	121
Figura 9-8 – Energização do 2º banco de autotransformadores 230/138 kV da SE Tarumã a partir de Tarumã 230 kV	122
Figura 9-9 – Sistema Pré-Rejeição da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1	124
Figura 9-10 – Rejeição da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 com abertura na SE Lechuga	125
Figura 9-11 – Rejeição da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 com abertura na SE Tarumã	126
Figura 9-12 – Sistema Pré-Energização da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 a partir de Manaus.....	128
Figura 9-13 – Energização da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 a partir de Manaus – sem reatores fixos nas duas extremidades desta linha de transmissão.....	129
Figura 9-14 – Sistema Pré-Energização da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 a partir de Mauá 3	130
Figura 9-15 – Energização da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 a partir de Mauá 3 – sem reatores fixos nas duas extremidades desta linha de transmissão.....	131
Figura 9-16 – Sistema Pré-Rejeição da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1.....	133
Figura 9-17 – Rejeição da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 com abertura na SE Manaus.....	134
Figura 9-18 – Rejeição da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 com abertura na SE Mauá 3	135
Figura 11-1 – Análise preliminar de condutor econômico para o trecho aéreo da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1/C2 (CD).....	141
Figura 15-1 – Cabo Isolado XLPE com condutor de Cobre (2.000 mm ²)	150
Figura 15-2 – Perfil dos cabos isolados XLPE (Cobre 2.000 mm ²) da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 (Trecho Subterrâneo)	151
Figura 15-3 – Cabo Isolado XLPE com condutor de Cobre (2.000 mm ²)	153
Figura 15-4 – Perfil dos cabos isolados XLPE (Cobre 2.000 mm ²) da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 e C2 (Trechos Subterrâneos)	153
Figura 15-5 Temperatura dos cabos das LT 230 kV Lechuga – Tarumã, C1 e C2, na situação de contingência de um dos circuitos	155
Figura 15-6 – Arranjo da Subestação Tarumã 230/138 kV	203

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1-1 – Principais obras em subestações recomendadas em [1]	8
Tabela 1-2 – Linhas de transmissão/distribuição recomendadas em [1]	8
Tabela 1-3 – Principais obras em subestações recomendadas em [2]	10
Tabela 1-4 – Linhas de transmissão recomendadas em [2]	10
Tabela 1-5 – Principais obras em subestações recomendadas em [3] e [4]	11
Tabela 1-6 – Linhas de distribuição recomendadas em [3] e [4]	11
Tabela 1-7 – Principais obras em subestações recomendadas em [6]	12
Tabela 1-8 – Linhas de distribuição recomendadas em [6]	13
Tabela 2-1 – Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000)	14
Tabela 3-1 – Alternativa 7 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira ..	15
Tabela 3-2 – Alternativa 7 – Principais obras em linhas de transmissão	15
Tabela 3-3 – Alternativa 7 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia	16
Tabela 3-4 – Alternativa 7 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia.....	17
Tabela 4-1 – Cenário de Geração Mínima	20
Tabela 4-2 – Cenário de Geração Máxima	21
Tabela 4-3 – Mercado Eletrobras Distribuição Amazonas– Região de Manaus – Patamar de Carga Leve.....	22
Tabela 4-4 – Mercado Eletrobras Distribuição Amazonas – Região de Manaus – Patamar de Carga Média...	23
Tabela 4-5 – Mercado Eletrobras Distribuição Amazonas – Região de Manaus – Patamar de Carga Pesada .	24
Tabela 4-6 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão.....	25
Tabela 7-1 – Alternativa 1 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2019	38
Tabela 7-2 – Alternativa 1 – Principais obras em linhas de transmissão – 2019	38
Tabela 7-3 – Alternativa 1 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019.....	39
Tabela 7-4 – Alternativa 1 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019	39
Tabela 7-5 – Alternativa 1 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira ..	49
Tabela 7-6 – Alternativa 1 – Principais obras em linhas de transmissão	49
Tabela 7-7 – Alternativa 1 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia	50
Tabela 7-8 – Alternativa 1 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia.....	51
Tabela 7-9 – Alternativa 2 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2019	53
Tabela 7-10 – Alternativa 2 – Principais obras em linhas de transmissão – 2019	53
Tabela 7-11 – Alternativa 2 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019.....	54
Tabela 7-12 – Alternativa 2 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019	54
Tabela 7-13 – Alternativa 2 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira	58
Tabela 7-14 – Alternativa 2 – Principais obras em linhas de transmissão	58
Tabela 7-15 – Alternativa 2 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia.....	59
Tabela 7-16 – Alternativa 2 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia...	60
Tabela 7-17 – Alternativa 3 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2019	62
Tabela 7-18 – Alternativa 3 – Principais obras em linhas de transmissão – 2019	62
Tabela 7-19 – Alternativa 3 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas– 2019.....	63
Tabela 7-20 – Alternativa 3 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas– 2019.....	63
Tabela 7-21 – Alternativa 3 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira	66
Tabela 7-22 – Alternativa 3 – Principais obras em linhas de transmissão	66
Tabela 7-23 – Alternativa 3 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia.....	67

Tabela 7-24 – Alternativa 3 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia...	68
Tabela 7-25 – Alternativa 4 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2019	70
Tabela 7-26 – Alternativa 4 – Principais obras em linhas de transmissão – 2019	70
Tabela 7-27 – Alternativa 4 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019.....	71
Tabela 7-28 – Alternativa 4 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas– 2019.....	71
Tabela 7-29 – Alternativa 4 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira	74
Tabela 7-30 – Alternativa 4 – Principais obras em linhas de transmissão	74
Tabela 7-31 – Alternativa 4 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia.....	75
Tabela 7-32 – Alternativa 4 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia...	76
Tabela 7-33 – Alternativa 5 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2019	78
Tabela 7-34 – Alternativa 5 – Principais obras em linhas de transmissão – 2019	78
Tabela 7-35 – Alternativa 5 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019.....	79
Tabela 7-36 – Alternativa 5 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019	79
Tabela 7-37 – Alternativa 5 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira	82
Tabela 7-38 – Alternativa 5 – Principais obras em linhas de transmissão	82
Tabela 7-39 – Alternativa 5 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia.....	83
Tabela 7-40 – Alternativa 5 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia...	84
Tabela 7-41 – Alternativa 6 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2019	86
Tabela 7-42 – Alternativa 6 – Principais obras em linhas de transmissão – 2019	86
Tabela 7-43 – Alternativa 6 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019.....	87
Tabela 7-44 – Alternativa 6 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019	87
Tabela 7-45 – Alternativa 6 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira	90
Tabela 7-46 – Alternativa 6 – Principais obras em linhas de transmissão	90
Tabela 7-47 – Alternativa 6 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia.....	91
Tabela 7-48 – Alternativa 6 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia...	92
Tabela 7-49 – Alternativa 7 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2019	94
Tabela 7-50 – Alternativa 7 – Principais obras em linhas de transmissão – 2019	94
Tabela 7-51 – Alternativa 7 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas– 2019.....	95
Tabela 7-52 – Alternativa 7 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas– 2019.....	95
Tabela 7-53 – Alternativa 7 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira	98
Tabela 7-54 – Alternativa 7 – Principais obras em linhas de transmissão	98
Tabela 7-55 – Alternativa 7 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia.....	99
Tabela 7-56 – Alternativa 7 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia.	100
Tabela 7-57 – Alternativa 8 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2019	102
Tabela 7-58 – Alternativa 8 – Principais obras em linhas de transmissão – 2019	102
Tabela 7-59 – Alternativa 8 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019.....	103
Tabela 7-60 – Alternativa 8 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019	103
Tabela 7-61 – Alternativa 8 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira	106

Tabela 7-62 – Alternativa 8 – Principais obras em linhas de transmissão	106
Tabela 7-63 – Alternativa 8 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia.....	107
Tabela 7-64 – Alternativa 8 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia.	108
Tabela 8-1 – Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000)	110
Tabela 8-2 – Fator de custo em função do terreno	111
Tabela 8-3 – Extensões das novas LT por tipo de terreno	111
Tabela 8-4 – Modulação dos novos bancos de autotransformadores 230/138 kV da SE Tarumã	112
Tabela 10-1 – Correntes de curto-circuito máximo referentes ao ano de 2019 (pré-entrada das obras)	136
Tabela 10-2 – Correntes de curto-circuito máximo referentes ao ano de 2019 (pós-entrada das obras)	137
Tabela 10-3 – Correntes de curto-circuito máximo referentes ao ano de 2029	137
Tabela 11-1 – Análise preliminar de condutor econômico para o trecho aéreo da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1/C2 (CD).....	140
Tabela 15-1 – Características Elétricas das Linhas de Transmissão – Alternativa 7.....	146
Tabela 15-2 – Parâmetros Elétricos das Linhas de Transmissão – Alternativa 7	147
Tabela 15-3 – Perfil dos cabos isolados XLPE (Cobre 2.000 mm ²) da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 (Trecho Subterrâneo)	151
Tabela 15-4 Dados do ambiente.....	152
Tabela 15-5 Perfil dos cabos isolados XLPE (Cobre 2.000 mm ²) da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 e C2 (Trecho Subterrâneo)	152
Tabela 15-6 Temperaturas para diferentes cabos e condições de operação.....	155
Tabela 15-8 – Parâmetros dos Transformadores/Autotransformadores Novos	156
Tabela 15-9 – Diferencial de perdas elétricas para todas as Alternativas em relação à Alternativa 4 (MW) – Cenário de Geração Mínima	157
Tabela 15-10 – Diferencial de perdas elétricas para todas as Alternativas em relação à Alternativa 4 (MW) – Cenário de Geração Máxima	158
Tabela 15-11 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 – Obras não comuns (R\$ x 1000).	159
Tabela 15-12 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2 – Obras não comuns (R\$ x 1000).	161
Tabela 15-13 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 3 – Obras não comuns (R\$ x 1000).	163
Tabela 15-14 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 4 – Obras não comuns (R\$ x 1000).	165
Tabela 15-15 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 5 – Obras não comuns (R\$ x 1000).	167
Tabela 15-16 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 6 – Obras não comuns (R\$ x 1000).	169
Tabela 15-17 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 7 – Obras não comuns (R\$ x 1000).	171
Tabela 15-18 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 8 – Obras não comuns (R\$ x 1000).	172
Tabela 15-19 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 7 – Obras comuns e não comuns (R\$ x 1000)	174

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

Até junho de 2013, o sistema responsável pelo suprimento elétrico à região metropolitana de Manaus operava isolado do Sistema Interligado Nacional – SIN, contando apenas com a UHE Balbina, de 250 MW como geração hidráulica de porte, sendo a maior parte da energia suprida por usinas térmicas a óleo. Em julho de 2013 entrou em operação a interligação Tucuruí–Macapá–Manaus, possibilitando a integração de sistemas da região amazônica ao SIN.

Visando a melhoria do atendimento no curto prazo à cidade de Manaus, importante pólo industrial, e a preparação do sistema local para a conexão com o SIN, a EPE publicou ainda em 2008, a partir de estudos desenvolvidos anteriormente pela Eletrobras, Eletrobras Eletronorte e Eletrobras Amazonas Energia, a referência [1], no qual foi proposto um elenco de obras a ser implantado no curto prazo para normalizar o atendimento à região, como descrito a seguir:

Tabela 1-1 – Principais obras em subestações recomendadas em [1]

Subestação	Tensão	Equipamento	Planejamento	Entrada em operação
Jorge Teixeira	230/138 kV	1º e 2º ATR – 150 MVA	2010	2014
Mauá 3	230/138 kV	1º, 2º e 3º ATR – 150 MVA	2010	2014
Distrito 3	138-13,8 kV	1º e 2º TR – 40 MVA	2010	*

*** Esta obra ainda não entrou em operação.**

Tabela 1-2 – Linhas de transmissão/distribuição recomendadas em [1]

Linha de Transmissão/Distribuição	Tensão	Extensão	Planejamento	Entrada em operação
LT Lechuga – Jorge Teixeira – C1 e C2	230 kV	29 km	2010	2014
LT Jorge Teixeira – Mauá 3 – C1 e C2	230 kV	12,5 km	2010	2014
LD Mauá 3 – Distrito 3 – C1 e C2	138 kV	10 km	2010	*
LD Jorge Teixeira – Multirão – C1 e C2	138 kV	6,4 km	2010	2014
LD Multirão – Cachoeira Grande – C1 e C2	138 kV	7 km	2010	2014
LD Cachoeira Grande – Compensa – C1 e C2	138 kV	10 km	2010	2015

*** A LD 138 kV Mauá 3 – Distrito 3 – C1 e C2 foi substituída pelo seccionamento de uma das LD 138 kV Jorge Teixeira – Multirão, mas ainda não se encontra em operação.**

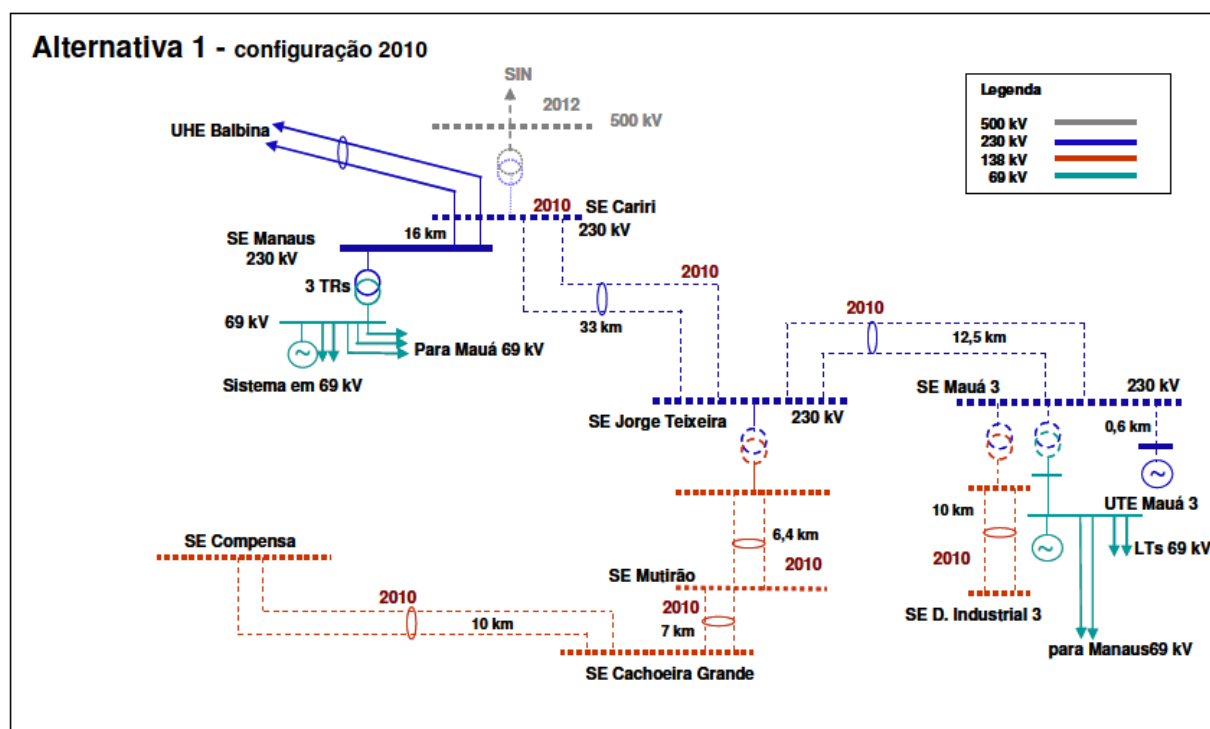


Figura 1-1 – Configuração recomendada em [1]

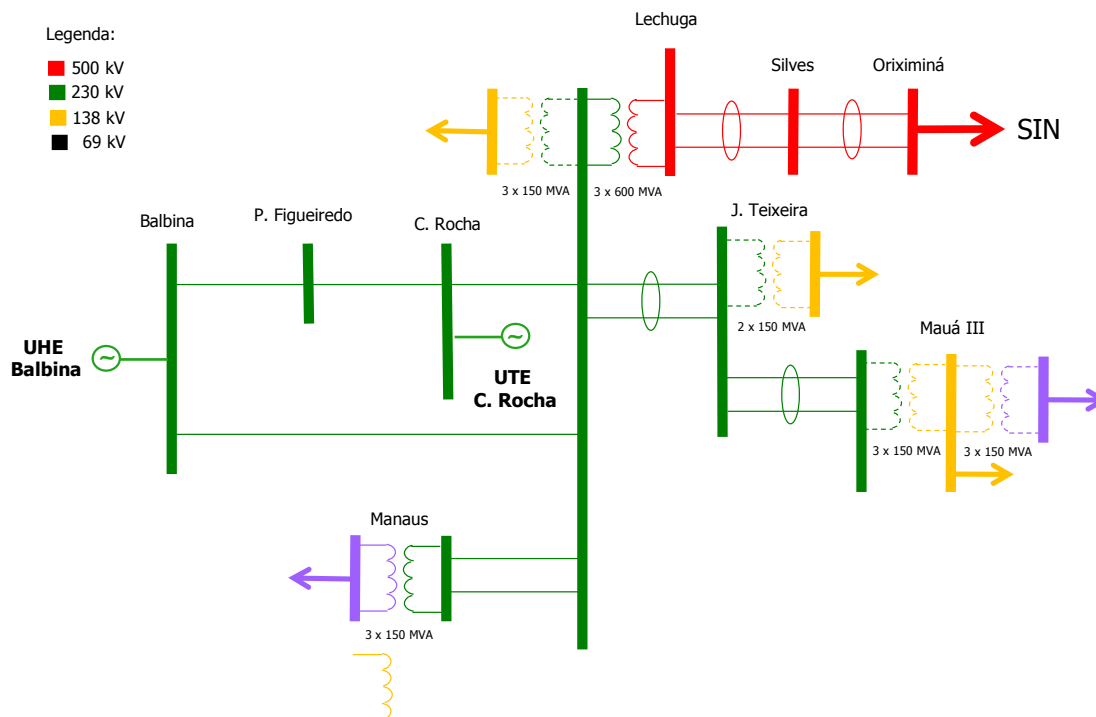


Figura 1-2 – Configuração Manaus após a entrada em operação das obras indicadas em [1]

Entretanto, fez-se ainda necessária a realização de estudos específicos para a determinação de uma solução estrutural de melhor desempenho técnico-econômico, em consonância com o planejamento setorial de longo prazo, com a proposição de reforços de Rede Básica e de distribuição além dos indicados em [1]. Para atender a essa demanda, foi realizado em 2010 o “Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus”, referência [2], através do qual foram recomendadas diversas obras de transmissão e distribuição, como por exemplo, o 3º circuito da LT 230 kV Lechuga – Jorge Teixeira já licitado no Leilão 002/2012, de 09 de março de 2012, como descrito a seguir:

Tabela 1-3 – Principais obras em subestações recomendadas em [2]

Subestação	Tensão	Equipamento	Planejamento	Entrada em operação
Lechuga	230/138 kV	1º e 2º ATR – 150 MVA	2012	2015
Jorge Teixeira	230/138 kV	3º e 4º ATR – 150 MVA	2012	*
Manaus	230-69 kV	4º TR – 150 MVA	2012	*
Lechuga	230/138 kV	3º ATR – 150 MVA	2014	2015
Mauá 3	230/138 kV	4º ATR – 150 MVA	2014	*

*** Estas obras ainda não foram implantadas.**

Tabela 1-4 – Linhas de transmissão recomendadas em [2]

Linha de Transmissão/Distribuição	Tensão	Extensão	Planejamento	Entrada em operação
LT Lechuga – Jorge Teixeira – C3	230 kV	29 km	2014	2015

Nas atividades de acompanhamento das obras recomendadas em [2], em 2012 foi constatado pela Eletrobras Distribuição Amazonas que o corredor da LT 138 kV Mutirão – Cachoeira Grande – CD apresentava dificuldades para a implantação desses circuitos, com a necessidade de desapropriação de várias residências, com riscos de não serem construídos a tempo de atender ao cronograma das SE Mutirão, SE Cachoeira Grande e SE Compensa. Esse fato motivou a criação do “Grupo de Estudos de Regime Permanente do GT – 02 – Expansão no Período de 2012 a 2014”, formado pela Eletrobras, Eletrobras Eletronorte, Eletrobras Distribuição Amazonas e Eletrobras CEPEL, com o objetivo de indicar obras complementares àquelas recomendadas em [2], de forma a garantir o atendimento a esta capital no horizonte 2014, mesmo com o atraso da LT 138 kV Mutirão – Cachoeira Grande – CD.

O trabalho realizado pelo GT2 produziu as referências [3] e [4], nas quais foram recomendadas obras em caráter emergencial, de acordo com a Tabela 1-5 e a Tabela 1-6.

Tabela 1-5 – Principais obras em subestações recomendadas em [3] e [4]

Subestação	Tensão	Equipamento	Planejamento	Entrada em operação
Manaus	230/138 kV	1º ATR – 150 MVA	2012	2013
Manaus	230/138 kV	2º ATR – 150 MVA	2012	*
Manaus	230/138 kV	3º ATR – 150 MVA	2013	*

*** Estas obras não foram implantadas.**

Tabela 1-6 – Linhas de distribuição recomendadas em [3] e [4]

Linha de Transmissão/Distribuição	Tensão	Extensão	Planejamento	Entrada em operação
LT Manaus – Cachoeira Grande – C1 e C2	230 kV	1,5 km	2012	2013

No entanto, em [5] foi constatado que a implementação dessas obras associadas ao atraso da LT 138 kV Mutirão – Cachoeira Grande – CD, alteraria consideravelmente os fluxos de carga no sistema elétrico de Manaus, modificando assim as datas de necessidade do 3º e 4º transformadores da SE Jorge Teixeira e do 3º circuito da LT 230 kV Lechuga – Jorge Teixeira, recomendados em [2], sendo que a LT 230 kV Lechuga – Jorge Teixeira já foi licitada no Leilão 002/2012, de 09 de março de 2012. Por este motivo, de acordo com [5], a solução proposta em [3] e [4] não poderia ser considerada como definitiva, tendo sido compatibilizada pela EPE apenas em caráter provisório para o período compreendido entre 2012 e 2014, como apresentado na figura abaixo:

Tabela 1-8 – Linhas de distribuição recomendadas em [6]

Linha de Transmissão/Distribuição	Tensão	Extensão	Planejamento
LT Lechuga – Jorge Teixeira – C3*	138 kV	29 km	2015

*** Operação da LT 230 kV Lechuga – Jorge Teixeira C3 em 138 kV até que entre em operação o 3º e o 4º ATR 230/138 kV da SE Jorge Teixeira.**

Portanto, considerando as alterações de topologia da rede de distribuição, demanda e geração, em relação às consideradas em [2], fez-se necessária a reavaliação do atendimento estrutural de longo prazo à região metropolitana de Manaus.

Esta revisão 2 contempla apenas a alteração das capacidades do trecho subterrâneo da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 e C2, em função do aprimoramento dos critérios de planejamento para dimensionamento de linhas subterrâneas.

1.2 Objetivos Gerais

O objetivo deste trabalho é desenvolver um estudo de planejamento de expansão para suprimento de energia elétrica à região metropolitana de Manaus.

O estudo deverá indicar, do ponto de vista técnico, econômico e ambiental, qual o melhor cronograma de obras a ser implantado no horizonte considerado, para a expansão da Rede Básica, Rede Básica de Fronteira e Rede de Distribuição, em consonância com as obras indicadas em [6]. Serão consideradas alternativas de expansão da transmissão que garantam o atendimento aos consumidores, com padrões de qualidade e continuidade adequados, frente ao crescimento do mercado de energia elétrica previsto pela Eletrobras Distribuição Amazonas para a região em foco.

1.3 Abordagem Adotada

Foram efetuadas análises socioambientais e de fluxo de potência em regime permanente para todas as alternativas, bem como análises de curto-circuito apenas para a alternativa com o melhor desempenho técnico-econômico.

2 CONCLUSÕES

Foram estudadas oito alternativas de suprimento à região metropolitana de Manaus, considerando a implantação de um novo ponto de suprimento 230/138 kV na região Sudoeste da capital do Amazonas. Todas as alternativas atendem os critérios de planejamento e as premissas estabelecidas para esse estudo. O detalhamento das alternativas consta no item 6.

As análises efetuadas, observando-se o critério de mínimo custo global, indicam a Alternativa 7 como a alternativa de melhor desempenho técnico-econômico, sendo esta a recomendada. Esta alternativa contempla, dentre outras obras, a implantação da nova subestação Tarumã 230/138 kV, das LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1/C2 (CD) e da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1.

As análises consideram o valor presente dos custos das alternativas, referidos a 2019 (ano inicial do estudo), e utilizaram o método dos rendimentos necessários com truncamento das séries temporais em 2029 (ano horizonte do estudo). O custo de cada alternativa, por sua vez, foi calculado tomando-se por base os investimentos e o diferencial de perdas elétricas em relação àquela que apresentou menores valores.

A Tabela 2-1 apresenta o resumo da comparação econômica das alternativas analisadas neste trabalho. O detalhamento da análise econômica é apresentado no capítulo 8.

Tabela 2-1 – Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000)

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1	118.081,22	3.919,29	122.000,52	123,05%	4º
Alternativa 2	109.979,59	8.512,06	118.491,64	119,51%	3º
Alternativa 3	118.222,32	7.929,78	126.152,11	127,24%	5º
Alternativa 4	152.233,64	0,00	152.233,64	153,54%	7º
Alternativa 5	154.746,28	3.160,55	157.906,83	159,26%	8º
Alternativa 6	91.624,10	10.191,75	101.815,85	102,69%	2º
Alternativa 7	94.177,00	4.971,25	99.148,25	100,00%	1º
Alternativa 8	131.830,92	466,99	132.297,91	133,43%	6º

3 RECOMENDAÇÕES

Sob o ponto de vista técnico-econômico, recomenda-se a implantação da Alternativa 7, considerando o atendimento ao critério "N-1" para a Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, e critério "N" para a Rede de Distribuição. O cronograma de obras referentes à alternativa recomendada é apresentado na Tabela 3-1 até a Tabela 3-4.

Tabela 3-1 – Alternativa 7 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2019	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	4º
	Tarumã	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
		230/138 kV	ATR – 230/138-13,8 kV – 1Ø – (6+1) x 100 MVA – 300 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
		138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
2025	Jorge Teixeira	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2026	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	4º
	Mauá 3	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2027	Tarumã	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 1Ø – 3 x 100 MVA – 300 MVA	3º
2028	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	5º
	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º

(1) Caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador ou autotransformador não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

Tabela 3-2 – Alternativa 7 – Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
2019	Lechuga – Tarumã – C1 e C2 ⁽²⁾	230 kV	Trecho aéreo : CD – 2x954 MCM Trecho Subt.: 2.000mm² Cobre	12,5 km
	Mauá 3 – Manaus – C1 ⁽²⁾		Trecho aéreo : CD – 2x954 MCM Trecho Subt.: 2.000mm² Cobre	12,85 km
	Total em linhas de 230 kV			

(2) Estas LTs, por estarem situadas em regiões bastante urbanizadas, apresentarão trechos subterrâneos.

Tabela 3-3 – Alternativa 7 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (1/2)	Nº
2019	Distrito 4	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Jaraqui 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Ponta Negra 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/69 kV	TR – 138-69 kV – 3Ø – 150 MVA	1º e 2º
		69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2020	Flores 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2021	Iranduba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Mutirão	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2023	Flores 2	69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2024	Cachoeirinha 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Iranduba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2025	Distrito 3	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Distrito 4	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Jaraqui 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Parque 10	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2026	Petrópolis	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (2/2)	Nº
2027	Terra Nova	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2028	Cidade de Deus	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2029	Tarumã-Açu	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Tabela 3-4 – Alternativa 7 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (1/2)	Distância
2019	Amazonas – Jaraqui 2 – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	9,1 km
	Compensa – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,5 km
	Mauá 3 – Distrito 4 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,0 km
	Tarumã – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x954 MCM	10,0 km
	Total em linhas de 138 kV			51,2 km
	Ponta Negra – Ponta Negra 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
	Total em linhas de 69 kV			0,4 km
2020	Flores – Flores 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
	Total em linhas de 69 kV			0,4 km
2022	Flores – Redenção – C1 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	1,5 km
	Manaus – Flores – C1 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,5 km
	Manaus – Flores – C2 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,5 km
	Total em linhas de 69 kV			10,5 km
2023	Manaus – Shopping Manauara – C2 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	4,1 km
	Mauá 3 Dist. – FlyPLC – C1 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,2 km
	Shopping Manauara – S. Mirim – C2 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	2,5 km
	Total em linhas de 69 kV			10,8 km
2024	Cachoeirinha – Cachoeirinha 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
	Total em linhas de 69 kV			0,4 km
2025	Manaus – Cachoeirinha – C1 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x1272 MCM	6,1 km
	Total em linhas de 69 kV			6,1 km
2026	Distrito 4 – Petrópolis – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km
2027	Jaraqui 2 – Terra Nova – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (2/2)	Distância
2028	Santa Etelvina – Cidade de Deus – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km
2029	Ponta Negra 2 – Tarumã-Açu – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	2,0 km
	Total em linhas de 138 kV			6,0 km

Para que a solução de suprimento à região metropolitana de Manaus, proposta pela Alternativa 7, seja efetiva, é essencial que as obras de distribuição associadas a ela e descritas na Tabela 3-3 e Tabela 3-4 sejam implantadas nas datas indicadas.

Adicionalmente, é importante destacar que de acordo com as avaliações socioambientais preliminares, as LTs Lechuga – Tarumã e Mauá 3 – Manaus possuirão trechos subterrâneos, fato este que provoca um considerável aumento na sua estimativa de custo, quando comparado às linhas aéreas.

Recomenda-se ainda, que:

1. Seja realizado estudo específico de superação de disjuntores na SE Manaus 69 kV;
2. As linhas de transmissão recomendadas neste relatório, Tabela 3-2, apresentem os parâmetros e as capacidades apresentadas no ANEXO 15.1. Recomenda-se atenção especial no tocante às capacidades normal/emergência para o trecho subterrâneo da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 e C2, alteradas nessa revisão 2 em função do aprimoramento dos critérios de planejamento para dimensionamento de linhas subterrâneas;
3. A nova subestação Tarumã 230/138 kV deverá ser dimensionada considerando futuras expansões de, no mínimo, mais cinco entradas de linhas em 230 kV, cinco entradas de linha em 138 kV, uma conexão de transformador em 230 kV e uma conexão de transformador em 138 kV, além das obras indicadas neste estudo, visando atender a possíveis expansões futuras, conforme indicado na Figura 15-6.

4 PREMISSAS E CRITÉRIOS

4.1 Critérios Básicos

Foram seguidas as diretrizes para elaboração da documentação necessária para se recomendar à ANEEL 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, [8], além das premissas apresentadas nos subitens a seguir, onde se destacam:

- Manter o conceito de mínimo custo global para a escolha da alternativa;
- Para a comparação técnico-econômica das alternativas, foi considerado o atendimento ao critério “N-1” para todas as subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira;
- O estudo foi realizado para um período de 11 anos, tendo por ano inicial 2019 e como horizonte o ano de 2029.

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, tanto em sua configuração inicial como no ano horizonte do estudo.

4.2 Casos de Trabalho

Considerou-se como referência para as simulações de fluxo de potência a base de dados correspondente ao Plano Decenal 2023, com as atualizações pertinentes da topologia da rede (conforme indicado pela Eletrobras Amazonas Energia), plano de geração e mercado.

4.3 Cenários de Geração Interna em Manaus

Foram estabelecidos dois cenários de geração interna em Manaus, considerados relevantes para o dimensionamento do sistema de suprimento à esta região metropolitana, como segue:

- ✓ Cenário de Geração Mínima: Representa o despacho mínimo das usinas térmicas e hidrelétricas de Manaus conforme Tabela 4-1 abaixo, sendo importante para dimensionar o sistema quando aplicado o critério “N-1” para elementos de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira;

Tabela 4-1 – Cenário de Geração Mínima

Tipo da Usina	Nome da Usina	Despacho (MW)
Hidráulica	Balbina	75,0
Térmica	Aparecida Bloco 1	0,0
Térmica	Aparecida Bloco 2	0,0
Térmica	Cristiano Rocha	65,0
Térmica	Iranduba	0,0
Térmica	Jaraqui	60,0
Térmica	Manacapuru	0,0
Térmica	Manauara	60,0
Térmica	Mauá 3	280,0
Térmica	Mauá Bloco 3	0,0
Térmica	Mauá Bloco 4	0,0
Térmica	Ponta Negra	60,0
Térmica	Tambaqui	60,0
TOTAL		660,0

- ✓ Cenário de Geração Máxima: Representa o despacho máximo das usinas térmicas e hidrelétricas de Manaus conforme Tabela 4-2 abaixo.

Tabela 4-2 – Cenário de Geração Máxima

Tipo da Usina	Nome da Usina	Despacho (MW)
Hidráulica	Balbina	250,0
Térmica	Aparecida Bloco 1	0,0
Térmica	Aparecida Bloco 2	0,0
Térmica	Cristiano Rocha	85,4
Térmica	Irاندوبا	0,0
Térmica	Jaraqui	60,0
Térmica	Manacapuru	0,0
Térmica	Manauara	60,0
Térmica	Mauá 3	570,0
Térmica	Mauá Bloco 3	0,0
Térmica	Mauá Bloco 4	0,0
Térmica	Ponta Negra	60,0
Térmica	Tambaqui	60,0
TOTAL		1145,4

Adicionalmente, cumpre notar que para o cálculo do diferencial de perdas elétricas, foram adotados os mesmos cenários de geração interna em Manaus mencionados acima (Geração Mínima e Geração Máxima).

4.4 Projeções de Mercado

O mercado na área de interesse, fornecido pela Eletrobras Amazonas Energia, é apresentado a seguir, conforme Tabela 4-3 até a Tabela 4-5.

Tabela 4-3 – Mercado Eletrobras Distribuição Amazonas– Região de Manaus – Patamar de Carga Leve

Nome da Subestação	Carga (MW)										
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Amazonas 138 kV	43,2	43,2	51,5	48,0	51,0	50,4	60,0	60,0	60,0	60,0	66,0
Aparecida 69 kV	41,4	45,4	48,2	47,6	56,6	49,7	46,7	46,7	46,7	46,7	46,7
Ariáú 69 kV	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4	1,6
Arosuco (Ambev) 69 kV	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Cacau Pirêra 69 kV	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4	1,6
Cachoeira Grande 138 kV	57,0	48,0	60,6	61,2	64,8	65,4	65,4	65,4	65,4	66,0	66,0
Cachoeirinha 2 69 kV	---	---	---	---	---	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
Cachoeirinha B1 69 kV	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
Cachoeirinha B2 69 kV	18,0	15,0	17,3	18,0	18,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
Centro 138 kV	50,6	60,0	58,8	59,4	65,4	66,0	66,0	66,0	66,0	66,0	66,0
Cidade de Deus 138 kV	---	---	---	---	---	---	---	---	---	63,0	64,8
Cidade Nova 69 kV	36,0	36,0	38,6	43,2	43,2	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0
Compensa 138 kV	58,2	58,8	57,0	57,6	64,2	64,2	64,2	64,2	67,2	67,2	67,2
DI-CEsp 69 kV	37,0	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9
Distrito 2 69 kV	37,5	33,4	35,4	37,2	37,5	42,0	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0
Distrito 3 138 kV	55,5	42,0	44,7	48,0	54,0	51,0	64,2	64,2	64,2	64,2	64,2
Distrito 4 138 kV	42,0	46,8	43,2	45,0	45,0	45,0	61,8	64,2	64,2	69,6	69,6
Distrito Industrial 69 kV	36,6	33,0	36,0	35,4	35,4	43,0	43,0	49,0	55,0	55,0	55,0
Flores 2 69 kV	---	28,8	30,0	30,6	21,0	18,0	18,0	9,0	18,0	18,0	18,0
Flores 69 kV	37,2	32,5	37,7	35,9	24,0	21,6	21,6	9,6	18,6	18,6	15,6
Iranduba 2 138 kV	10,8	16,1	20,1	24,3	29,1	34,7	35,6	39,1	42,7	46,3	49,8
Iranduba 69 kV	10,1	10,0	9,9	9,8	9,7	9,6	12,1	12,1	12,2	12,3	12,4
Jaraqui 2 138 kV	28,2	30,0	31,2	46,3	39,0	39,6	57,6	57,6	57,6	57,6	57,6
Jaraqui 69 kV	18,0	18,6	19,2	19,8	19,8	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9
João Paulo 138 kV	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Manacapuru 2 138 kV	16,2	21,8	25,1	28,6	32,6	36,8	38,8	42,2	45,5	49,0	52,3
Manacapuru 69 kV	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	5,3	4,6	4,0	3,4	2,8
Manauara Shopping 69 kV	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
Marapatá (CEs) 69 kV	19,9	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8
Marapatá 69 kV	35,1	35,4	36,0	38,0	38,0	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8
Mauá 69 kV	19,8	18,3	18,6	18,6	18,6	42,0	33,0	21,0	21,0	21,0	21,0
MG1CEsp 69 kV	35,8	35,9	35,9	35,9	35,9	35,9	35,9	35,9	35,9	35,9	35,9
MG2CEsp 69 kV	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3
Mutião 138 kV	43,2	50,4	49,8	48,0	51,0	50,4	60,0	60,0	66,0	66,0	66,0
Parque 10 138 kV	53,3	47,3	45,0	45,0	45,0	57,0	57,0	60,0	60,0	60,0	66,0
Petrópolis 138 kV	---	---	---	---	---	---	---	57,6	63,8	64,8	64,8
Placibrás 69 kV	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Ponta do Ismael 2 69 kV	13,3	12,0	12,0	12,0	12,0	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
Ponta Negra 2 138 kV	31,1	32,5	33,7	34,9	36,1	37,3	38,5	39,7	41,0	42,2	43,4
Ponta Negra 2 69 kV	28,2	29,4	29,4	30,0	64,2	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0
Ponta Negra 69 kV	28,9	33,0	31,7	51,0	57,6	57,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6
Presidente Figueiredo 13,8 kV	7,8	8,3	8,8	9,3	9,9	10,5	10,7	11,2	11,6	12,1	12,6
Redenção 69 kV	33,3	34,9	36,5	44,1	27,0	22,8	21,0	21,0	33,0	21,0	21,0
Rio Preto da Eva 138 kV	5,9	7,5	8,8	9,3	9,8	10,4	11,7	12,6	13,5	14,4	15,2
Santa Etelvina 138 kV	20,5	20,5	22,5	23,5	23,4	47,4	53,4	69,0	60,2	64,9	66,9
Santa Etelvina 2 69 kV	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Santo Antônio 69 kV	31,7	36,6	38,9	39,0	40,8	41,4	41,4	41,4	41,4	41,4	41,4
São José 69 kV	28,5	27,0	31,2	30,0	33,0	31,2	34,2	34,2	34,2	34,2	34,2
Seringal Mirim 69 kV	37,2	39,2	41,3	43,3	42,6	18,0	19,8	37,8	19,8	19,8	16,8
Sivam/Aeroporto/Sto Antônio 69 kV	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1
Tarumã-Açu138 kV	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	58,8
Terra Nova 138 kV	---	---	---	---	---	---	---	---	45,8	52,9	52,8
V-8 69 kV	37,2	34,8	35,9	36,0	36,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0
TOTAL	1195,1	1229,9	1288,3	1351,7	1399,2	1454,8	1537,3	1615,9	1695,2	1774,1	1851,7

Tabela 4-4 – Mercado Eletrobras Distribuição Amazonas – Região de Manaus – Patamar de Carga Média

Nome da Subestação	Carga (MW)										
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Amazonas 138 kV	72,0	72,0	85,9	80,0	85,0	84,0	100,0	100,0	100,0	100,0	110,0
Aparecida 69 kV	69,0	75,7	80,3	79,4	94,4	82,9	77,9	77,9	77,9	77,9	77,9
Ariáu 69 kV	1,6	1,7	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,6
Arosuco (Ambev) 69 kV	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
Cacau Pirêra 69 kV	1,6	1,7	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,6
Cachoeira Grande 138 kV	95,0	80,0	101,0	102,0	108,0	109,0	109,0	109,0	109,0	110,0	110,0
Cachoeirinha 2 69 kV	---	---	---	---	---	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
Cachoeirinha B1 69 kV	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0
Cachoeirinha B2 69 kV	30,0	25,0	28,9	30,0	30,0	36,6	36,6	36,6	36,6	36,6	36,6
Centro 138 kV	84,4	100,0	98,0	99,0	109,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0
Cidade de Deus 138 kV	---	---	---	---	---	---	---	---	---	105,0	108,0
Cidade Nova 69 kV	60,0	60,0	64,4	72,0	72,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
Compensa 138 kV	97,0	98,0	95,0	96,0	107,0	107,0	107,0	107,0	112,0	112,0	112,0
DI-CEsp 69 kV	46,3	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1
Distrito 2 69 kV	62,5	55,6	59,1	62,0	62,5	70,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Distrito 3 138 kV	92,5	70,0	74,5	80,0	90,0	85,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0
Distrito 4 138 kV	70,0	78,0	72,0	75,0	75,0	75,0	103,0	107,0	107,0	116,0	116,0
Distrito Industrial 69 kV	61,0	55,0	60,0	59,0	59,0	71,6	71,6	81,6	91,6	91,6	91,6
Flores 2 69 kV	---	48,0	50,0	51,0	35,0	30,0	30,0	15,0	30,0	30,0	30,0
Flores 69 kV	62,0	54,1	62,9	59,9	40,0	36,0	36,0	16,0	31,0	31,0	26,0
Iranduba 2 138 kV	18,0	26,8	33,6	40,5	48,5	57,9	59,3	65,2	71,2	77,1	83,0
Iranduba 69 kV	16,9	16,7	16,5	16,4	16,2	16,0	20,1	20,2	20,4	20,5	20,6
Jaraqui 2 138 kV	47,0	50,0	52,0	77,1	65,0	66,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0
Jaraqui 69 kV	30,0	31,0	32,0	33,0	33,0	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2
João Paulo 138 kV	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Manacapuru 2 138 kV	27,0	36,3	41,8	47,7	54,3	61,3	64,7	70,3	75,9	81,6	87,2
Manacapuru 69 kV	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	8,8	7,7	6,7	5,6	4,6
Manauara Shopping 69 kV	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
Marapatá (CEs) 69 kV	24,9	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8
Marapatá 69 kV	58,5	59,0	60,0	63,4	63,4	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0
Mauá 69 kV	33,0	30,5	31,0	31,0	31,0	70,0	55,0	35,0	35,0	35,0	35,0
MG1CEsp 69 kV	44,7	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9
MG2CEsp 69 kV	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1
Mutirão 138 kV	72,0	84,0	83,0	80,0	85,0	84,0	100,0	100,0	110,0	110,0	110,0
Parque 10 138 kV	88,9	78,9	75,0	75,0	75,0	95,0	95,0	100,0	100,0	100,0	110,0
Petrópolis 138 kV	---	---	---	---	---	---	---	96,0	106,3	108,0	108,0
Placibrás 69 kV	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Ponta do Ismael 2 69 kV	22,2	20,0	20,0	20,0	20,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0
Ponta Negra 2 138 kV	51,9	54,2	56,2	58,2	60,2	62,2	64,2	66,2	68,3	70,3	72,3
Ponta Negra 2 69 kV	47,0	49,0	49,0	50,0	107,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Ponta Negra 69 kV	48,2	55,0	52,8	85,0	96,0	96,0	91,0	91,0	91,0	91,0	91,0
Presidente Figueiredo 13,8 kV	13,0	13,8	14,6	15,5	16,4	17,4	17,9	18,6	19,4	20,2	20,9
Redenção 69 kV	55,6	58,2	60,9	73,5	45,0	38,0	35,0	35,0	55,0	35,0	35,0
Rio Preto da Eva 138 kV	9,8	12,5	14,6	15,5	16,4	17,4	19,5	21,0	22,5	24,0	25,4
Santa Etelvina 138 kV	34,2	34,2	37,4	39,1	39,0	79,0	89,0	115,0	100,3	108,1	111,5
Santa Etelvina 2 69 kV	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Santo Antônio 69 kV	52,9	61,0	64,9	65,0	68,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0
São José 69 kV	47,5	45,0	52,1	50,0	55,0	52,0	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0
Seringal Mirim 69 kV	62,0	65,3	68,8	72,2	71,0	30,0	33,0	63,0	33,0	33,0	28,0
Sivam/Aeroporto/Sto Antônio 69 kV	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
Tarumã-Açu 138 kV	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	98,0
Terra Nova 138 kV	---	---	---	---	---	---	---	---	76,3	88,2	88,0
V-8 69 kV	62,0	58,0	59,9	60,0	60,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0
TOTAL	1941,6	1999,6	2097,0	2202,5	2281,6	2374,4	2511,9	2642,8	2775,1	2906,6	3035,9

Tabela 4-5 – Mercado Eletrobras Distribuição Amazonas – Região de Manaus – Patamar de Carga Pesada

Nome da Subestação	Carga (MW)										
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Amazonas 138 kV	64,8	64,8	77,3	72,0	76,5	75,6	90,0	90,0	90,0	90,0	99,0
Aparecida 69 kV	62,1	68,1	72,3	71,5	85,0	74,6	70,1	70,1	70,1	70,1	70,1
Ariáu 69 kV	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	2,9
Arosuco (Ambev) 69 kV	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
Cacau Pirêra 69 kV	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	2,9
Cachoeira Grande 138 kV	85,5	72,0	90,9	91,8	97,2	98,1	98,1	98,1	98,1	99,0	99,0
Cachoeirinha 2 69 kV	---	---	---	---	---	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5
Cachoeirinha B1 69 kV	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1
Cachoeirinha B2 69 kV	27,0	22,5	26,0	27,0	27,0	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9
Centro 138 kV	76,0	90,0	88,2	89,1	98,1	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
Cidade de Deus 138 kV	---	---	---	---	---	---	---	---	---	94,5	97,2
Cidade Nova 69 kV	54,0	54,0	58,0	64,8	64,8	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0
Compensa 138 kV	87,3	88,2	85,5	86,4	96,3	96,3	96,3	96,3	100,8	100,8	100,8
DI-CEsp 69 kV	46,3	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1
Distrito 2 69 kV	56,3	50,1	53,2	55,8	56,3	63,0	85,5	85,5	85,5	85,5	85,5
Distrito 3 138 kV	83,3	63,0	67,1	72,0	81,0	76,5	96,3	96,3	96,3	96,3	96,3
Distrito 4 138 kV	63,0	70,2	64,8	67,5	67,5	67,5	92,7	96,3	96,3	104,4	104,4
Distrito Industrial 69 kV	54,9	49,5	54,0	53,1	53,1	64,4	64,4	73,4	82,4	82,4	82,4
Flores 2 69 kV	---	43,2	45,0	45,9	31,5	27,0	27,0	13,5	27,0	27,0	27,0
Flores 69 kV	55,8	48,7	56,6	53,9	36,0	32,4	32,4	14,4	27,9	27,9	23,4
Iranduba 2 138 kV	19,8	29,5	36,9	44,6	53,4	63,7	65,2	71,7	78,3	84,8	91,3
Iranduba 69 kV	18,5	18,4	18,2	18,0	17,8	17,6	22,1	22,2	22,4	22,6	22,7
Jaraqui 2 138 kV	51,7	55,0	57,2	84,8	71,5	72,6	105,6	105,6	105,6	105,6	105,6
Jaraqui 69 kV	27,0	27,9	28,8	29,7	29,7	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9
João Paulo 138 kV	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Manacapuru 2 138 kV	29,7	39,9	45,9	52,5	59,7	67,4	71,2	77,3	83,5	89,8	95,9
Manacapuru 69 kV	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	9,7	8,5	7,4	6,2	5,1
Manauara Shopping 69 kV	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
Marapatá (CEs) 69 kV	24,9	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8
Marapatá 69 kV	52,7	53,1	54,0	57,1	57,1	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7
Mauá 69 kV	29,7	27,5	27,9	27,9	27,9	63,0	49,5	31,5	31,5	31,5	31,5
MG1CEsp 69 kV	44,7	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9
MG2CEsp 69 kV	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1
Mutirão 138 kV	64,8	75,6	74,7	72,0	76,5	75,6	90,0	90,0	99,0	99,0	99,0
Parque 10 138 kV	80,0	71,0	67,5	67,5	67,5	85,5	85,5	90,0	90,0	90,0	99,0
Petrópolis 138 kV	---	---	---	---	---	---	---	86,4	95,7	97,2	97,2
Placibrás 69 kV	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Ponta do Ismael 2 69 kV	20,0	18,0	18,0	18,0	18,0	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1
Ponta Negra 2 138 kV	46,7	48,8	50,6	52,4	54,2	56,0	57,8	59,6	61,5	63,3	65,1
Ponta Negra 2 69 kV	42,3	44,1	44,1	45,0	96,3	85,5	85,5	85,5	85,5	85,5	85,5
Ponta Negra 69 kV	43,4	49,5	47,5	76,5	86,4	86,4	81,9	81,9	81,9	81,9	81,9
Presidente Figueiredo 13,8 kV	14,3	15,1	16,1	17,1	18,1	19,2	19,6	20,5	21,3	22,2	23,0
Redenção 69 kV	50,0	52,4	54,8	66,2	40,5	34,2	31,5	31,5	49,5	31,5	31,5
Rio Preto da Eva 138 kV	8,8	11,2	13,2	14,0	14,8	15,7	17,6	18,9	20,3	21,6	22,9
Santa Etelvina 138 kV	30,8	30,8	33,7	35,2	35,1	71,1	80,1	103,5	90,3	97,3	100,4
Santa Etelvina 2 69 kV	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Santo Antônio 69 kV	47,6	54,9	58,4	58,5	61,2	62,1	62,1	62,1	62,1	62,1	62,1
São José 69 kV	42,8	40,5	46,9	45,0	49,5	46,8	51,3	51,3	51,3	51,3	51,3
Seringal Mirim 69 kV	55,8	58,8	61,9	65,0	63,9	27,0	29,7	56,7	29,7	29,7	25,2
Sivam/Aeroporto/Sto Antônio 69 kV	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
Tarumã-Açu 138 kV	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	88,2
Terra Nova 138 kV	---	---	---	---	---	---	---	---	68,7	79,4	79,2
V-8 69 kV	55,8	52,2	53,9	54,0	54,0	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5
TOTAL	1789,9	1846,4	1937,1	2039,9	2111,8	2199,0	2330,0	2450,1	2571,5	2692,2	2810,9

4.5 Limites Operativos

4.5.1 Tensão

Os níveis de tensão admissíveis em regime permanente para cada classe de tensão envolvida são apresentados na Tabela 4-6.

Tabela 4-6 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão

Tensão Nominal	Tensão Máxima	Tensão Mínima
69 kV	72,45 kV (1,05 pu)	65,55 kV (0,95 pu)
138 kV	145 kV (1,05 pu)	131 kV (0,95 pu)
230 kV	242 kV (1,05 pu)	218 kV (0,95 pu)
500 kV	550 kV (1,10 pu)	475 kV (0,95 pu)

4.5.2 Carregamento

Para os limites de carregamento das linhas de transmissão existentes foram adotados os valores para as condições de operação normal e de emergência de curta duração, informados pelos Agentes envolvidos, em consonância com aqueles constantes nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão. Assim como foram obtidos perante as distribuidoras de energia da área de interesse tais valores para as linhas de distribuição existentes e para as planejadas.

Para linhas de transmissão futuras foram utilizados valores definidos no processo de licitação/autorização e informados pelos Agentes ou por valores típicos definidos pela EPE, atendendo às determinações da Resolução nº 191 da ANEEL.

Nas análises de contingências de transformadores de potência existentes, foi adotada a capacidade operativa de curta duração informada ao ONS/EPE pelas Empresas proprietárias das instalações; para unidades futuras, a capacidade operativa de curta duração foi correspondente a 120% da capacidade nominal do equipamento.

4.5.3 Fator de Potência

O fator de potência considerado nas barras da Rede Básica de Fronteira foi de 0,95.

4.6 Parâmetros Econômicos

Os custos modulares utilizados na análise econômica comparativa das alternativas e nas fichas PET e PELP foram os constantes na “Base de Referência de Preços ANEEL”, Junho/2014, [9].

Além disso, foi adotado o ano de 2019 como referência, taxa de atualização de capital de 8% ao ano, e tempo de vida útil das instalações igual a 30 anos.

As perdas elétricas obtidas para o período considerado foram valoradas pelo custo marginal de expansão da geração informado pela EPE de 154 R\$/MWh.

5 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA

O sistema elétrico da região metropolitana de Manaus é suprido basicamente pelas SE Lechuga 500/230/138 kV, SE Manaus 230/69 kV, SE Jorge Teixeira 230/138 kV e SE Mauá 3 230/138 kV, sendo a distribuição de energia realizada pela Eletrobras Distribuição Amazonas através de linhas em 69 kV e 138 kV.

Manaus conta ainda com um parque gerador térmico distribuído em vários níveis de tensão, além da usina hidrelétrica de Balbina, que são responsáveis por suprir boa parte de sua demanda de energia. Nota-se também que a interligação Tucuruí-Macapá-Manaus em 500 kV cumpre papel importante neste sistema, pois permite que a região metropolitana de Manaus receba energia do SIN.

A Figura 5-1 apresenta o sistema elétrico da região metropolitana de Manaus no ano de 2019.

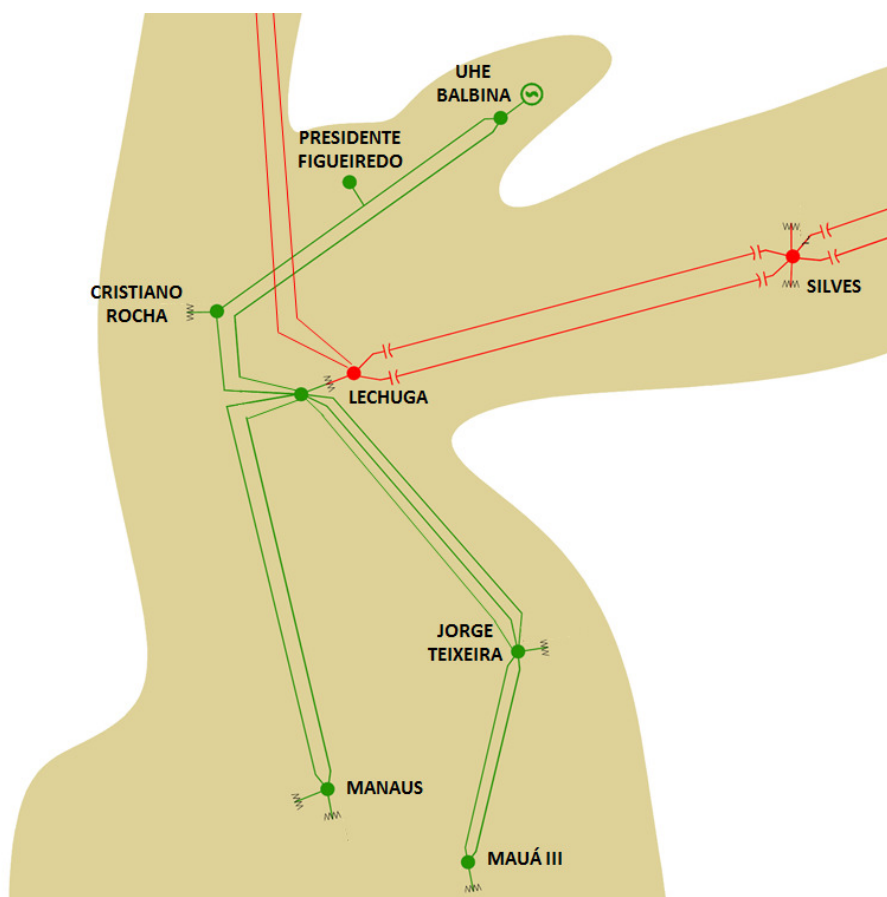


Figura 5-1 – Sistema elétrico da região metropolitana de Manaus no ano de 2019

Atualmente observa-se uma tendência de crescimento populacional na região Sudoeste de Manaus e, por consequência, do aumento da demanda de energia elétrica nesta região. É importante mencionar também que a SE Manaus 230/69 kV não possui disponibilidade física para a ampliação da sua capacidade de transformação, além do 4º banco de transformadores 230/69 kV indicado em [6]. Finalmente, cumpre notar que devido à localização desta subestação, as expansões na rede de 69 kV necessárias para atendimento à este crescimento de demanda, implicariam em dificuldades construtivas por parte da distribuidora de energia local.

Adicionalmente, sem considerar a implementação do novo ponto de suprimento na região Sudoeste de Manaus, em 2019 seria verificado sobrecarga em regime normal de operação, acima da capacidade nominal dos transformadores 230/138 kV da SE Jorge Teixeira (150/165 MVA), conforme apresentado na Figura 5-2.

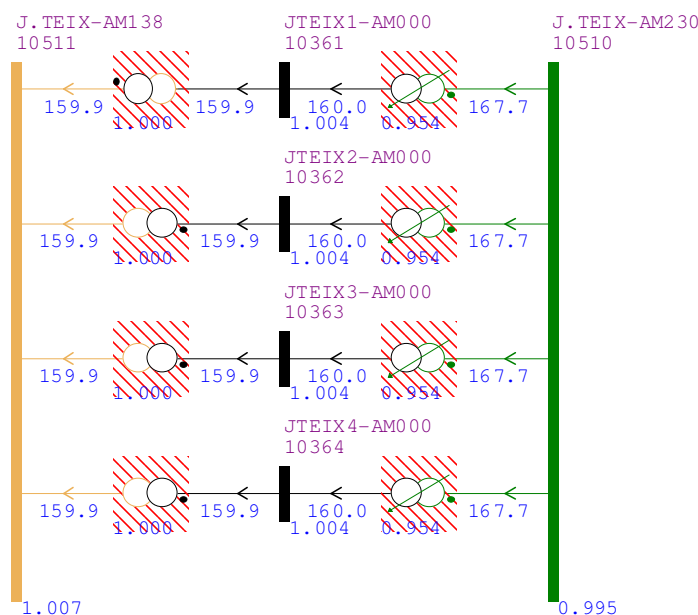


Figura 5-2 – Fluxo de potência em regime normal de operação – Patamar de Carga Média – Ano 2019 – sem a implementação de reforços

Ainda em 2019, sem considerar a implantação dos reforços, seria verificado sobrecarga acima da capacidade nominal da transformação 230/69 kV da SE Manaus (150/154 MVA), durante a contingência de qualquer um dos bancos de transformadores, conforme apresentado na Figura 5-3.

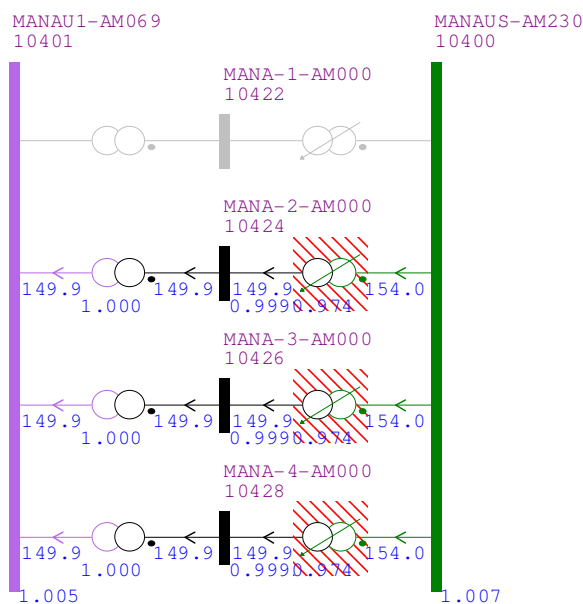


Figura 5-3 – Contingência de um dos 4 bancos de transformadores 230/69 kV da SE Manaus – Patamar de Carga Média – Ano 2019 – sem a implantação de reforços

Desta forma, torna-se necessária a realização de um estudo de planejamento de expansão para suprimento de energia elétrica à região metropolitana de Manaus, com o objetivo principal de indicar um novo ponto de suprimento na região Sudeste da capital do estado do Amazonas.

6 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS

6.1 Alternativa 1

A Alternativa 1 contempla a implantação de uma nova subestação 230/138 kV na região Sudoeste de Manaus, denominada SE Tarumã. Cumpre notar que essa subestação constitui-se como sendo obra comum à todas as alternativas analisadas neste estudo. A SE Tarumã se conectará à SE Lechuga através de três circuitos em 230 kV, sendo uma LT em circuito duplo e uma LT em circuito simples. Adicionalmente, essa alternativa prevê a construção da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1. Cumpre notar que estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentaram trechos subterrâneos.

A Figura 6-1 apresenta as principais obras associadas à Alternativa 1.

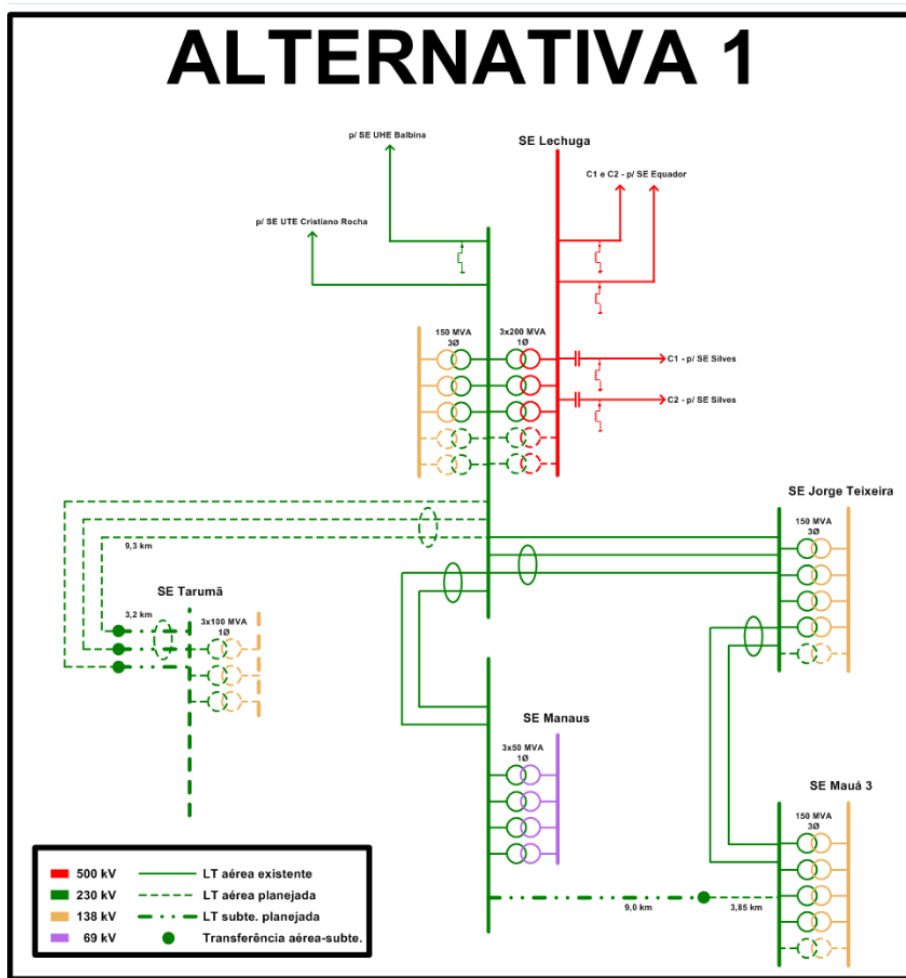


Figura 6-1 – Diagrama esquemático da Alternativa 1

6.3 Alternativa 3

Na Alternativa 3, a SE Tarumã se conectará à SE Lechuga através de um circuito simples em 230 kV. Adicionalmente, essa alternativa prevê a construção da LT 230 kV Tarumã – Manaus C1 e da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1, que por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentaram trecho subterrâneo.

A Figura 6-3 apresenta as principais obras associadas à Alternativa 3.

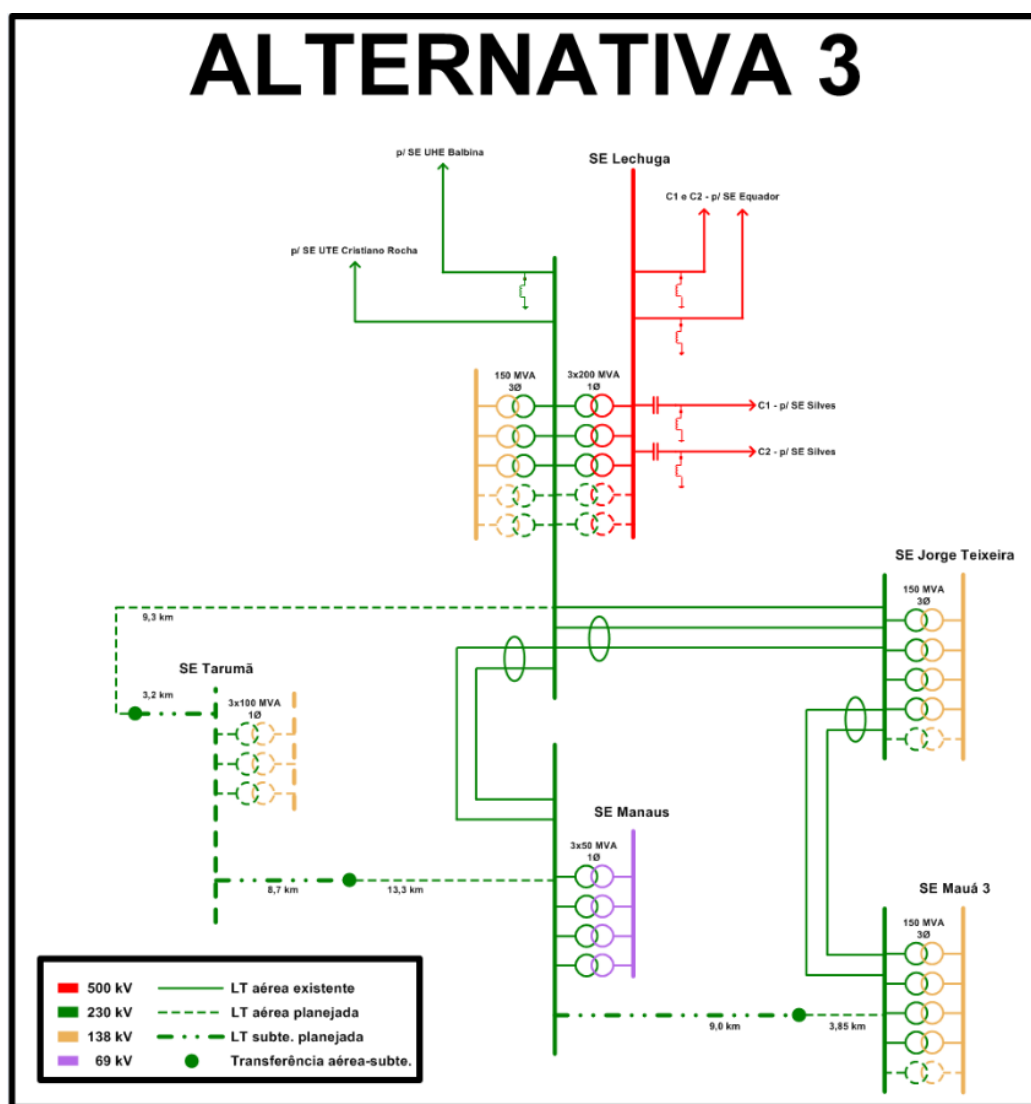


Figura 6-3 – Diagrama esquemático da Alternativa 3

6.4 Alternativa 4

Na Alternativa 4, a SE Tarumã se conectará à SE Lechuga através de três circuitos em 230 kV, sendo uma LT em circuito duplo e uma LT em circuito simples. Adicionalmente, essa alternativa prevê a construção da LT 230 kV Lechuga – Manaus C3 e da LT 230 kV Jorge Teixeira – Mauá 3 C3. Cumpre notar que estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentaram trechos subterrâneos.

A Figura 6-4 apresenta as principais obras associadas à Alternativa 4.

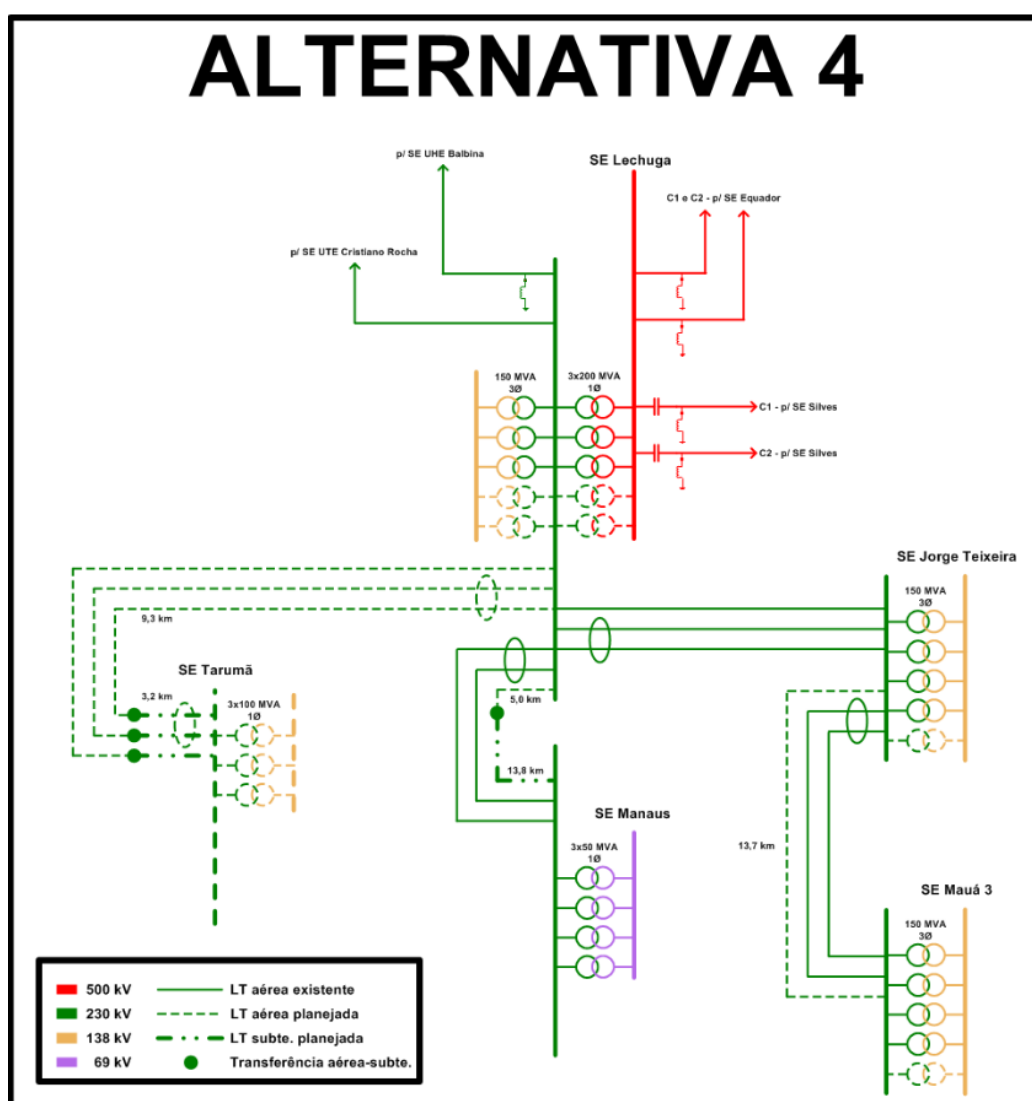


Figura 6-4 – Diagrama esquemático da Alternativa 4

6.5 Alternativa 5

Na Alternativa 5, a SE Tarumã se conectará à SE Lechuga através de um circuito simples em 230 kV. Adicionalmente, essa alternativa prevê o seccionamento da LT 230 kV Lechuga – Manaus C1 na SE Tarumã, além da construção da LT 230 kV Lechuga – Manaus C3 e da LT 230 kV Jorge Teixeira – Mauá 3 C3. Assim como mencionado para a Alternativa 4, cumpre notar que estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentaram trechos subterrâneos.

A Figura 6-5 apresenta as principais obras associadas à Alternativa 5.

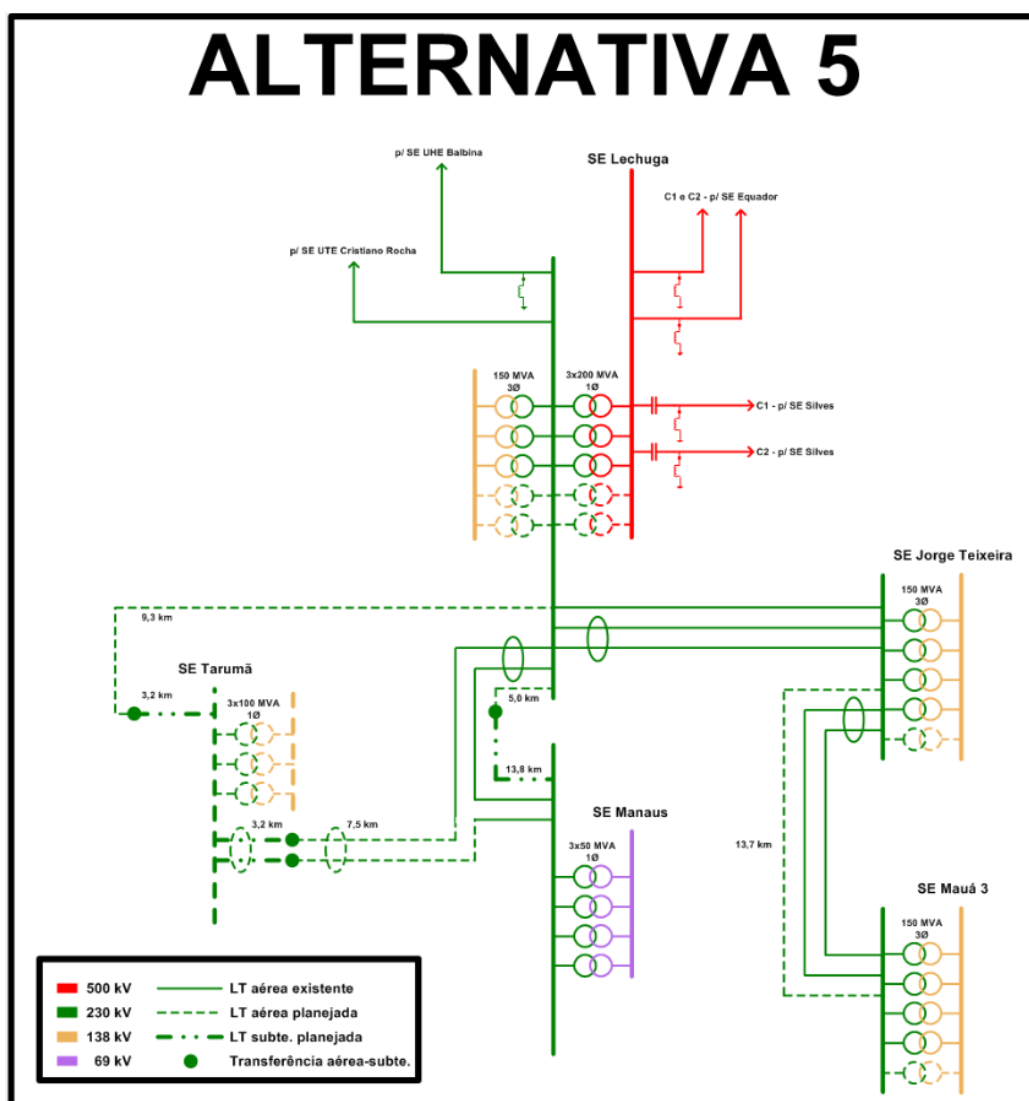


Figura 6-5 – Diagrama esquemático da Alternativa 5

6.6 Alternativa 6

Na Alternativa 6, a SE Tarumã se conectará à SE Lechuga através de um circuito simples em 230 kV. Adicionalmente, essa alternativa prevê a construção da LT 230 kV Tarumã – Manaus C1 e da LT 230 kV Jorge Teixeira – Mauá 3 C3. Cumpre notar que estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentaram trechos subterrâneos.

A Figura 6-6 apresenta as principais obras associadas à Alternativa 6.

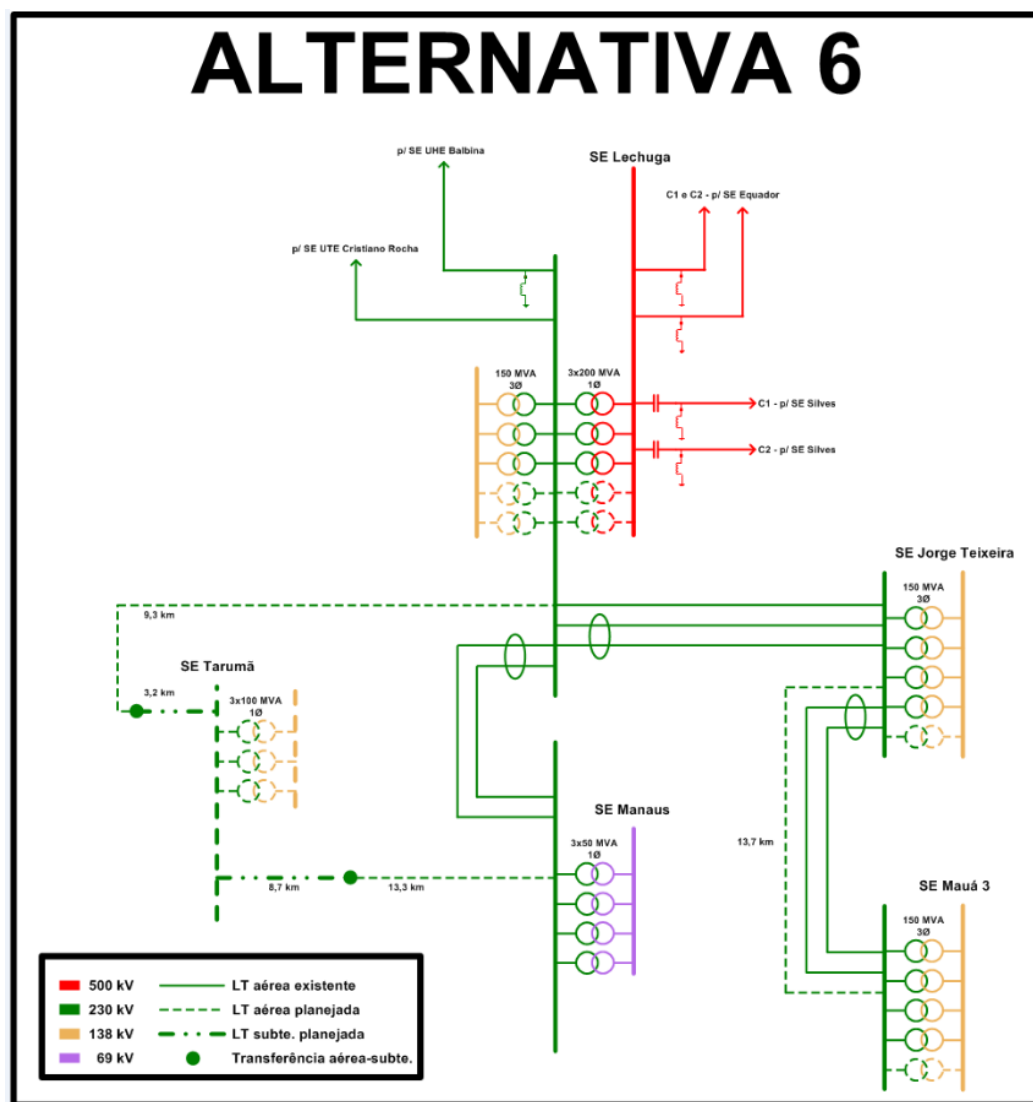


Figura 6-6 – Diagrama esquemático da Alternativa 6

6.7 Alternativa 7

Na Alternativa 7, a SE Tarumã se conectará à SE Lechuga através de um circuito duplo em 230 kV. Adicionalmente, essa alternativa prevê a construção da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1. Assim como mencionado para a Alternativa 1, cumpre notar que estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentaram trechos subterrâneos.

A Figura 6-7 apresenta as principais obras associadas à Alternativa 7.

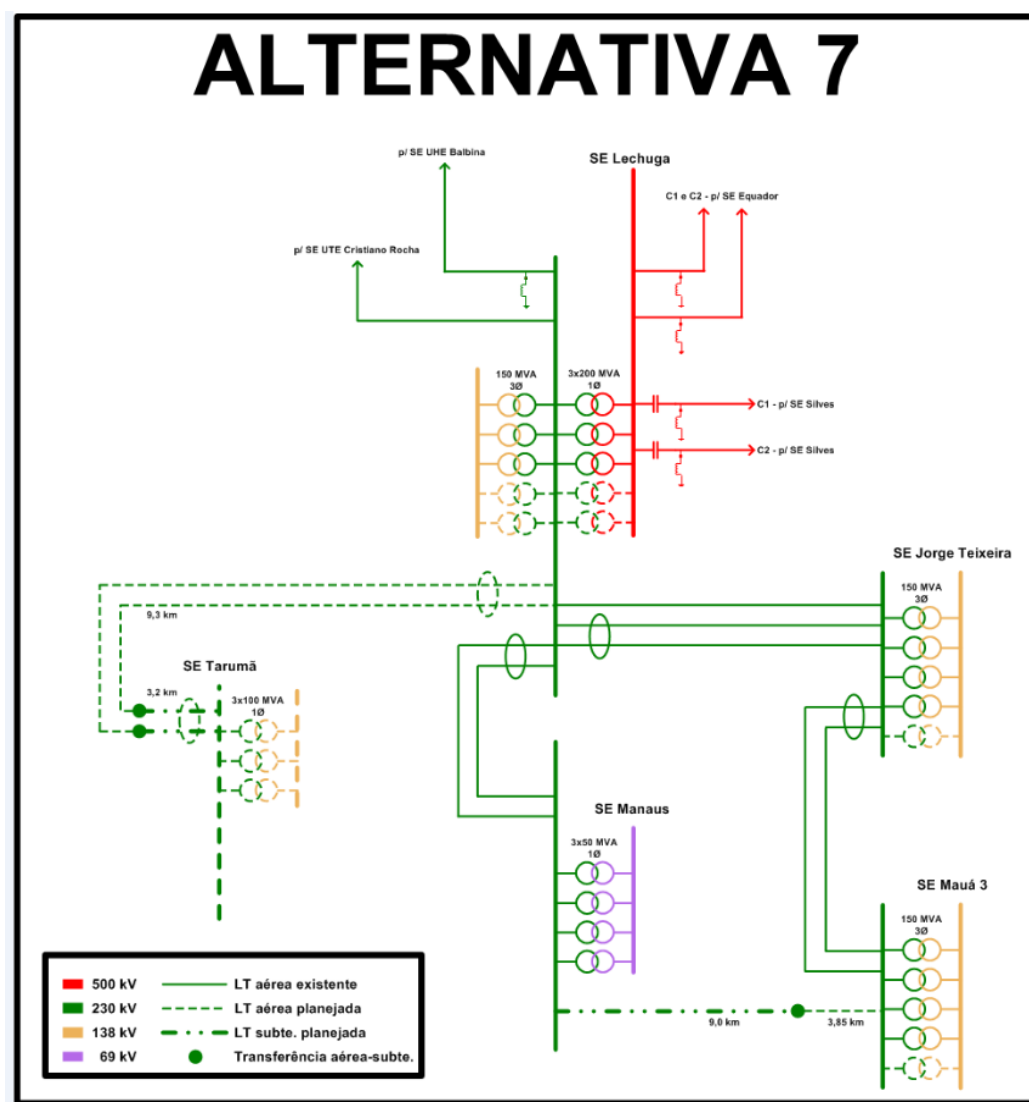


Figura 6-7 – Diagrama esquemático da Alternativa 7

6.8 Alternativa 8

Na Alternativa 8, a SE Tarumã se conectará à SE Lechuga através de um circuito duplo em 230 kV. Adicionalmente, essa alternativa prevê a construção da LT 230 kV Lechuga – Manaus C3 e da LT 230 kV Jorge Teixeira – Mauá 3 C3. Assim como mencionado para a Alternativa 4 e Alternativa 5, cumpre notar que estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentaram trechos subterrâneos.

A Figura 6-8 apresenta as principais obras associadas à Alternativa 8.

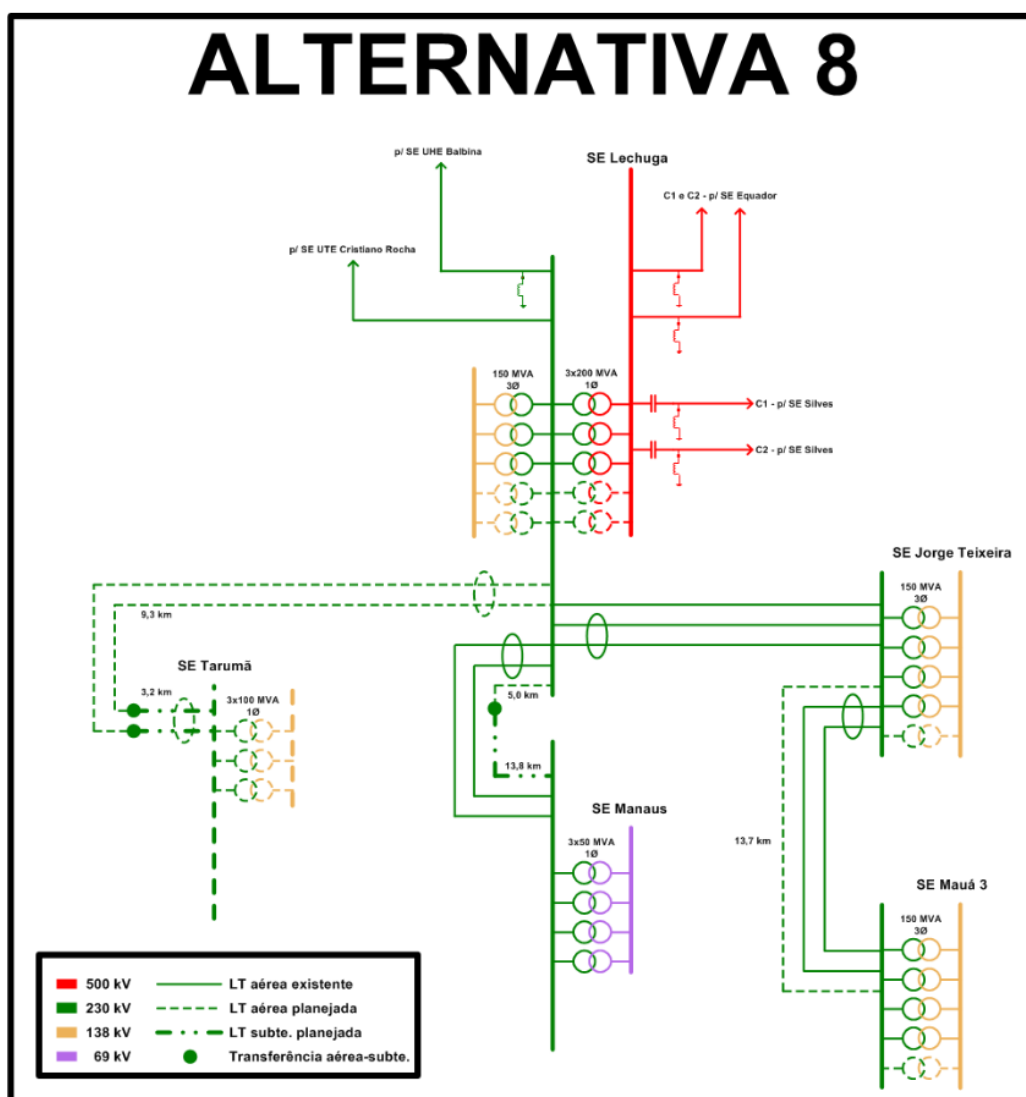


Figura 6-8 – Diagrama esquemático da Alternativa 8

7 ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE

A seguir estão resumidos os resultados das simulações de fluxo de potência para as alternativas analisadas nesse trabalho.

7.1 Alternativa 1

A Alternativa 1 contempla a implantação em 2019 da SE Tarumã 230/138 kV com 2 bancos de autotransformadores de 300 MVA cada. A SE Tarumã se conectará à SE Lechuga através de 3 circuitos em 230 kV, sendo uma LT em circuito duplo e uma LT em circuito simples. Adicionalmente, essa alternativa prevê a construção da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus. Cumpre notar que estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentaram trechos subterrâneos.

A Tabela 7-1 até a Tabela 7-4 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa 1 no ano 2019.

Tabela 7-1 – Alternativa 1 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2019

Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	4º
Tarumã	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
	230/138 kV	ATR – 230/138-13,8 kV – 1Ø – (6+1) x 100 MVA – 300 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-

(1) Caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador ou autotransformador não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

Tabela 7-2 – Alternativa 1 – Principais obras em linhas de transmissão – 2019

Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
Lechuga – Tarumã – C1 e C2 ⁽²⁾	230 kV	CD – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
Lechuga – Tarumã – C3 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
Mauá 3 – Manaus – C1 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,85 km
Total em linhas de 230 kV			50,35 km

(2) Estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentarão trechos subterrâneos.

Tabela 7-3 – Alternativa 1 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019

Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
Distrito 4	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
Jaraqui 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
Ponta Negra 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/69 kV	TR – 138-69 kV – 3Ø – 150 MVA	1º e 2º
	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Tabela 7-4 – Alternativa 1 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019

Linha de Distribuição	Tensão	Configuração	Distância
Amazonas – Jaraqui 2 – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	9,1 km
Compensa – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,5 km
Mauá 3 – Distrito 4 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,0 km
Tarumã – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x954 MCM	10,0 km
Total em linhas de 138 kV			51,2 km
Ponta Negra – Ponta Negra 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
Total em linhas de 69 kV			0,4 km

Destaca-se que a implantação no ano inicial do estudo (2019) da SE Tarumã 230/138 kV com 2 bancos de autotransformadores de 300 MVA cada (300/360 MVA), constitui-se como sendo obra comum à todas as alternativas analisadas neste estudo.

Ainda no ano inicial do estudo (2019), é recomendada a implantação do 4º banco de autotransformadores 500/230 kV (600/780 MVA) na SE Lechuga, com o objetivo de evitar sobrecarga nos 2 bancos de autotransformadores remanescentes durante contingência de um dos 3 bancos de autotransformadores 500/230 kV existentes nesta subestação, considerando a UTE Mauá 3 com despacho nulo (seja por manutenção ou mesmo por atraso na sua entrada em operação) e patamar de carga média, como apresentado na Figura 7-1.

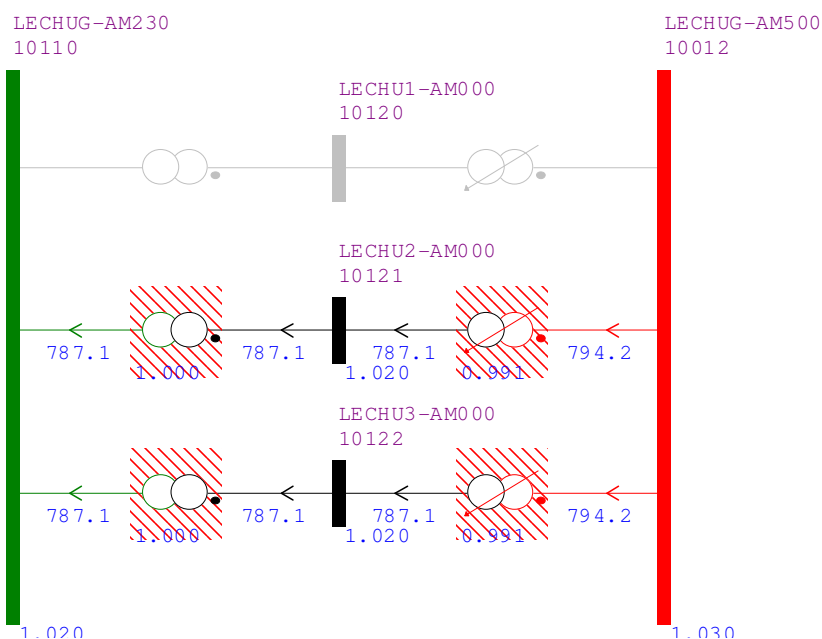


Figura 7-1 – Alternativa 1 – Contingência de um dos bancos de autotransformadores 500/230 kV da SE Lechuga – UTE Mauá 3 com despacho nulo – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2019 – Sem a implantação do 4º banco de ATR

Na Figura 7-2 e na Figura 7-3 são apresentados os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação depois de inseridos todos esses reforços, cenários de geração mínima e geração máxima em patamar de carga média, respectivamente.

Foram realizadas simulações de contingências simples dos elementos da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, considerando o cenário de geração mínima, não tendo sido verificados níveis de tensão ou carregamento fora dos limites estabelecidos.



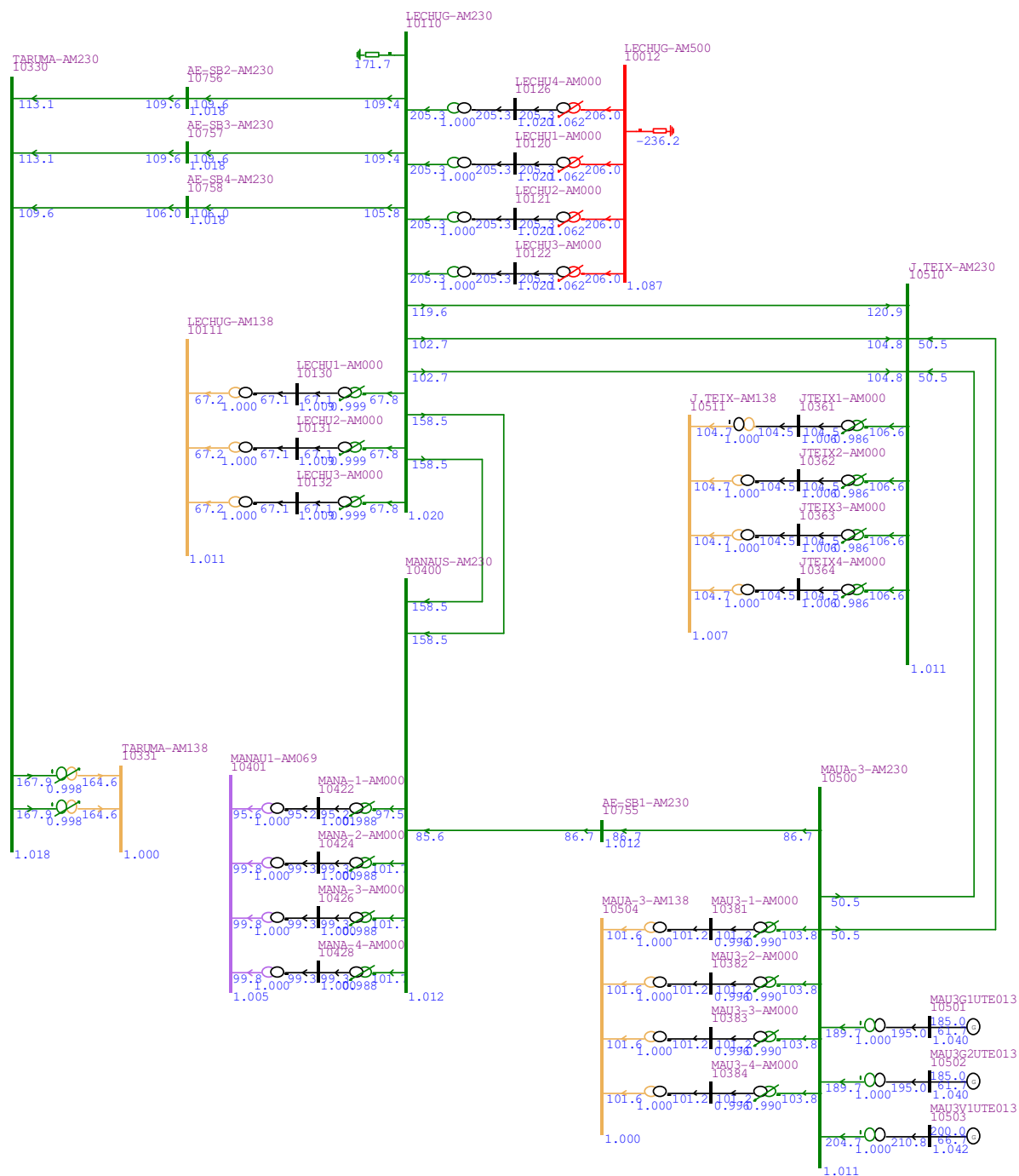


Figura 7-3 – Alternativa 1 – Cenário de Geração Máxima – Patamar de Carga Média – Ano 2019

Esta configuração apresenta desempenho satisfatório até 2025, quando torna-se necessária a implantação do 5º autotransformador 230/138 kV (150/165 MVA) na SE Jorge Teixeira, com o objetivo de evitar sobrecarga nos 3 autotransformadores remanescentes durante a contingência de um dos 4 autotransformadores existentes nesta subestação, considerando o patamar de carga média e cenário de geração mínima, como apresentado na Figura 7-4.

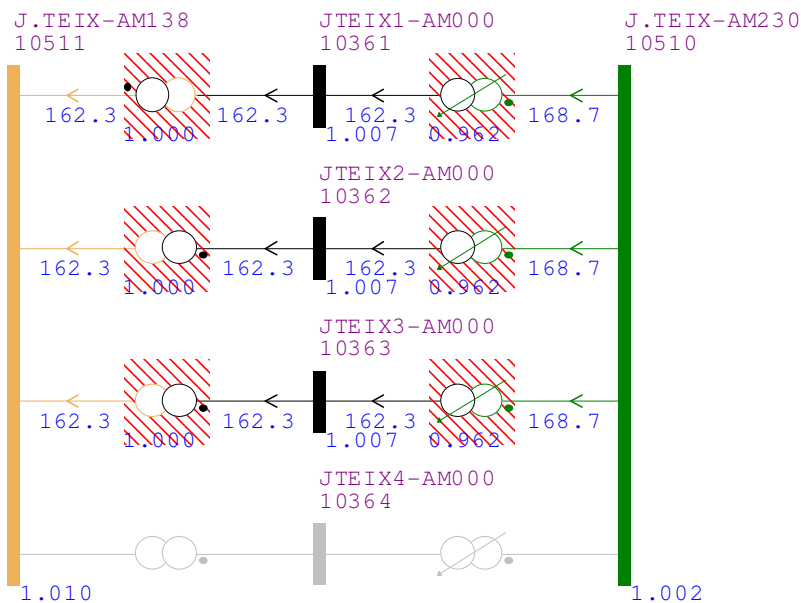


Figura 7-4 – Alternativa 1 – Contingência de um dos 4 autotransformadores 230/138 kV da SE Jorge Teixeira – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2025 – Sem a implantação do 5º ATR

Em 2026 é necessária a implantação do 5º autotransformador 230/138 kV (150/180 MVA) na SE Mauá 3, com o objetivo de evitar sobrecarga nos 3 autotransformadores remanescentes durante a contingência de um dos 4 autotransformadores existentes nesta subestação, considerando o patamar de carga média e cenário de geração mínima, como apresentado na Figura 7-5.

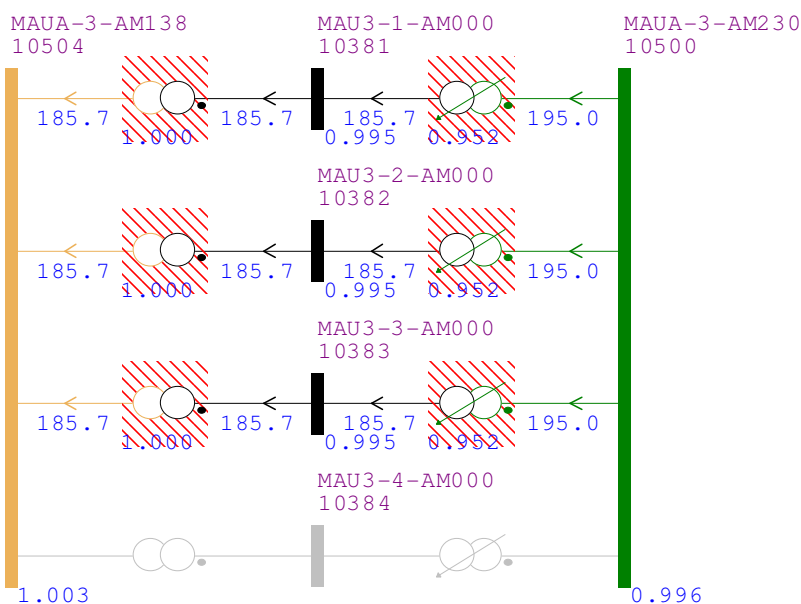


Figura 7-5 – Alternativa 1 – Contingência de um dos 4 autotransformadores 230/138 kV da SE Mauá 3 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2026 – Sem a implantação do 5º ATR

Ainda em 2026 é identificada a necessidade da instalação do 4º autotransformador 230/138 kV (150/180 MVA) na SE Lechuga, com o objetivo de evitar sobrecarga nos 2 autotransformadores remanescentes durante a contingência de um dos 3 autotransformadores existentes nesta subestação, considerando o patamar de carga média e cenário de geração mínima, como apresentado na Figura 7-6.

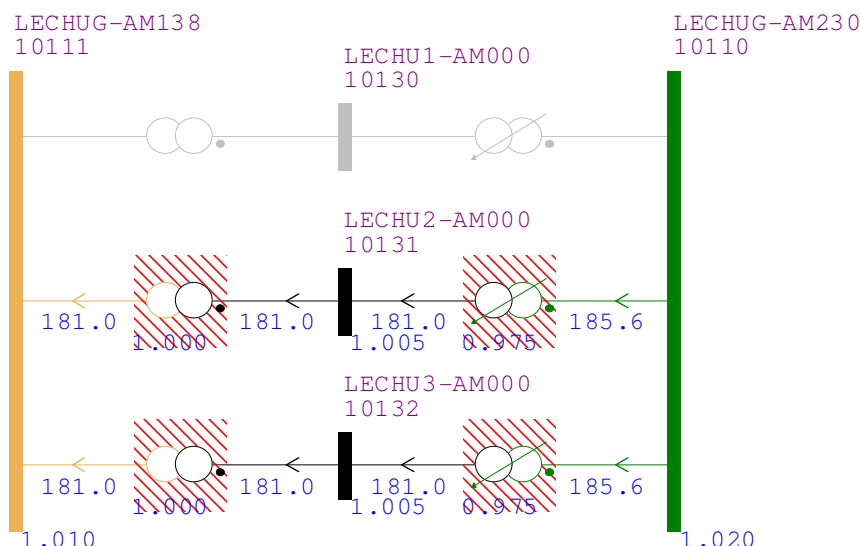


Figura 7-6 – Alternativa 1 – Contingência de um dos 3 autotransformadores 230/138 kV da SE Lechuga – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2026 – Sem a implantação do 4º ATR

No ano de 2027 é necessária a implantação do 3º banco de autotransformadores 230/138 kV (300/360 MVA) na SE Tarumã, com o objetivo de evitar sobrecarga no banco de autotransformadores remanescente durante a contingência de um dos 2 bancos de autotransformadores existentes nesta subestação, considerando o patamar de carga média e cenário de geração mínima, como apresentado na Figura 7-7.

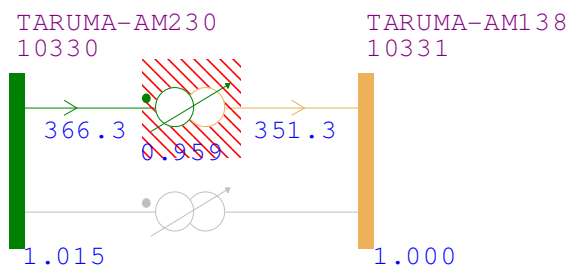


Figura 7-7 – Alternativa 1 – Contingência de um dos 2 bancos de autotransformadores 230/138 kV da SE Tarumã – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2027 – Sem a implantação do 3º banco de ATR

Em 2028 é recomendada a instalação do 5º banco de autotransformadores 500/230 kV (600/780 MVA) na SE Lechuga, com o objetivo de evitar sobrecarga nos 3 bancos de autotransformadores remanescentes durante a contingência de um dos 4 bancos de autotransformadores existentes nesta subestação, considerando o patamar de carga média e cenário de geração mínima, como apresentado na Figura 7-8.

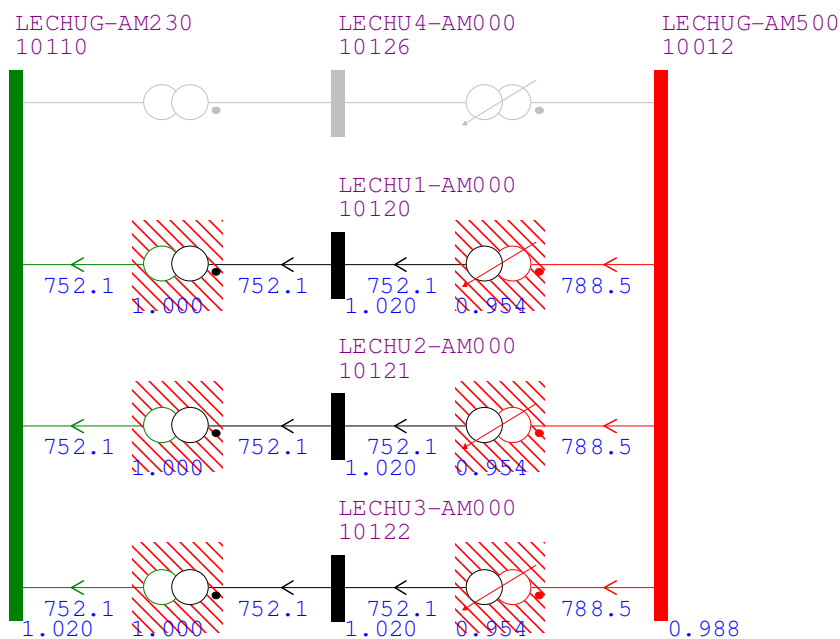


Figura 7-8 – Alternativa 1 – Contingência de um dos 4 bancos de autotransformadores 500/230 kV da SE Lechuga – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2028 – Sem a implantação do 5º banco de ATR

Ainda em 2028 é necessária a implantação do 5º autotransformador 230/138 kV (150/180 MVA) na SE Lechuga, com o objetivo de evitar sobrecarga nos 3 autotransformadores remanescentes durante a contingência de um dos 4 autotransformadores existentes nesta subestação, considerando o patamar de carga média e cenário de geração mínima, como apresentado na Figura 7-9.

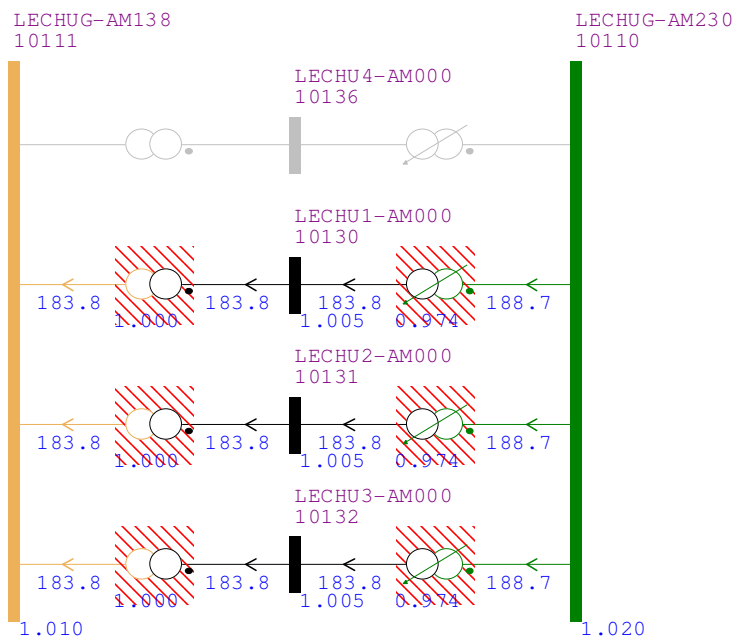


Figura 7-9 – Alternativa 1 – Contingência de um dos 4 autotransformadores 230/138 kV da SE Lechuga – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2028 – Sem a implantação do 5º ATR

Em 2029 torna-se necessária a implantação do 4º banco de autotransformadores 230/138 kV na SE Tarumã. Ressalta-se ainda que os reforços de transformação após o ano inicial do estudo (2019) nas SE: Lechuga 500/230/138 kV, Jorge Teixeira 230/138 kV, Mauá 3 230/138 kV e Tarumã 230/138 kV, também se constituem como sendo obras comuns à todas as alternativas analisadas neste estudo, visto que sua necessidade é reflexo direto do aumento de demanda na região metropolitana de Manaus.

A Figura 7-10 e a Figura 7-11 apresentam os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação para o ano de 2029 depois de inseridos todos os reforços, cenários de geração mínima e cenário de geração máxima em patamar de carga média, respectivamente.

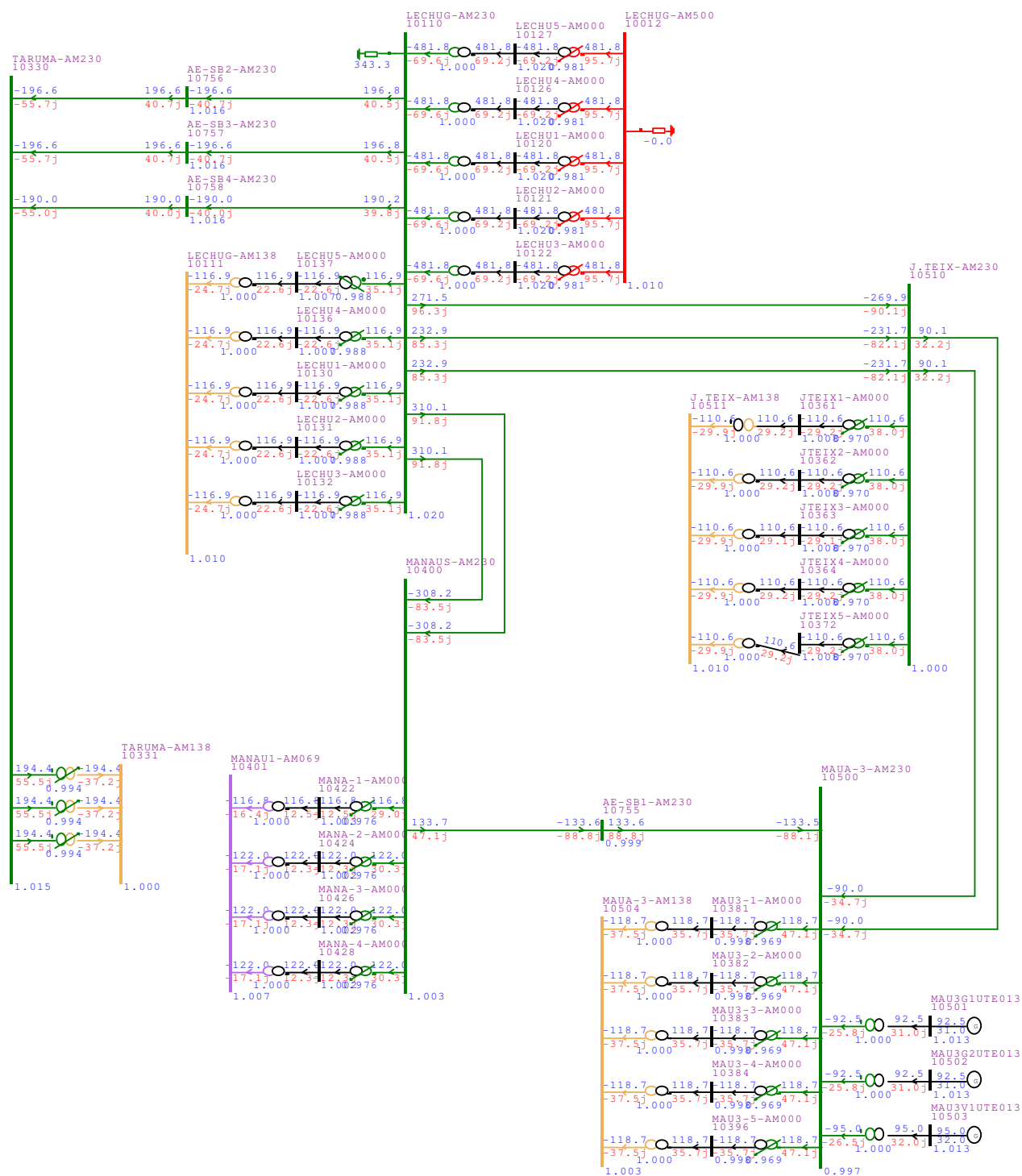


Figura 7-10 – Alternativa 1 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2029



A Tabela 7-5 até a Tabela 7-8 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa 1.

Tabela 7-5 – Alternativa 1 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2019	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	4º
	Tarumã	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
		230/138 kV	ATR – 230/138-13,8 kV – 1Ø – (6+1) x 100 MVA – 300 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
		138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
2025	Jorge Teixeira	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2026	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	4º
	Mauá 3	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2027	Tarumã	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 1Ø – 3 x 100 MVA – 300 MVA	3º
2028	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	5º
	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º

(1) Caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador ou autotransformador não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

Tabela 7-6 – Alternativa 1 – Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
2019	Lechuga – Tarumã – C1 e C2 ⁽²⁾	230 kV	CD – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
	Lechuga – Tarumã – C3 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
	Mauá 3 – Manaus – C1 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,85 km
	Total em linhas de 230 kV			50,35 km

(2) Estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentarão trechos subterrâneos.

Tabela 7-7 – Alternativa 1 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (1/2)	Nº
2019	Distrito 4	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Jaraqui 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Ponta Negra 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/69 kV	TR – 138-69 kV – 3Ø – 150 MVA	1º e 2º
		69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2020	Flores 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2021	Iranduba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Mutirão	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2023	Flores 2	69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2024	Cachoeirinha 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Iranduba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2025	Distrito 3	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Distrito 4	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Jaraqui 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Parque 10	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2026	Petrópolis	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (2/2)	Nº
2027	Terra Nova	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2028	Cidade de Deus	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2029	Tarumã-Açu	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Tabela 7-8 – Alternativa 1 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (1/2)	Distância
2019	Amazonas – Jaraqui 2 – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	9,1 km
	Compensa – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,5 km
	Mauá 3 – Distrito 4 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,0 km
	Tarumã – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x954 MCM	10,0 km
	Total em linhas de 138 kV			51,2 km
	Ponta Negra – Ponta Negra 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
	Total em linhas de 69 kV			0,4 km
2020	Flores – Flores 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
	Total em linhas de 69 kV			0,4 km
2022	Flores – Redenção – C1 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	1,5 km
	Manaus – Flores – C1 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,5 km
	Manaus – Flores – C2 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,5 km
	Total em linhas de 69 kV			10,5 km
2023	Manaus – Shopping Manauara – C2 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	4,1 km
	Mauá 3 Dist. – FlyPLC – C1 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,2 km
	Shopping Manauara – S. Mirim – C2 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	2,5 km
	Total em linhas de 69 kV			10,8 km
2024	Cachoeirinha – Cachoeirinha 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
	Total em linhas de 69 kV			0,4 km
2025	Manaus – Cachoeirinha – C1 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x1272 MCM	6,1 km
	Total em linhas de 69 kV			6,1 km
2026	Distrito 4 – Petrópolis – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km
2027	Jaraqui 2 – Terra Nova – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (2/2)	Distância
2028	Santa Etelvina – Cidade de Deus – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km
2029	Ponta Negra 2 – Tarumã-Açu – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	2,0 km
	Total em linhas de 138 kV			6,0 km

7.2 Alternativa 2

Na Alternativa 2, a SE Tarumã se conectará à SE Lechuga através de um circuito simples em 230 kV. Adicionalmente, essa alternativa prevê o seccionamento da LT 230 kV Lechuga – Manaus C1 na SE Tarumã, além da construção da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus e da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C2 (2029).

A Tabela 7-9 até a Tabela 7-12 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa 2 no ano 2019.

Tabela 7-9 – Alternativa 2 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2019

Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	4º
Tarumã	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
	230/138 kV	ATR – 230/138-13,8 kV – 1Ø – (6+1) x 100 MVA – 300 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-

(1) Caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador ou autotransformador não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

Tabela 7-10 – Alternativa 2 – Principais obras em linhas de transmissão – 2019

Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
Lechuga – Tarumã – C1 ⁽²⁾	230 kV	CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
Seccionamento Lechuga – Manaus C1 na SE Tarumã ⁽²⁾		CD – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	10,7 km
Mauá 3 – Manaus – C1 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,85 km
Total em linhas de 230 kV			46,75 km

(2) Estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentarão trechos subterrâneos.

Tabela 7-11 – Alternativa 2 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019

Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
Distrito 4	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
Jaraqui 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
Ponta Negra 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/69 kV	TR – 138-69 kV – 3Ø – 150 MVA	1º e 2º
	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Tabela 7-12 – Alternativa 2 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019

Linha de Distribuição	Tensão	Configuração	Distância
Amazonas – Jaraqui 2 – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	9,1 km
Compensa – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,5 km
Mauá 3 – Distrito 4 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,0 km
Tarumã – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x954 MCM	10,0 km
Total em linhas de 138 kV			51,2 km
Ponta Negra – Ponta Negra 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
Total em linhas de 69 kV			0,4 km

Além das obras comuns destacadas na Alternativa 1 (item 7.1), é recomendada, em 2028, a implantação do 2º circuito em 230 kV entre as SE Lechuga e SE Tarumã, com o objetivo de evitar sobrecarga no 2º circuito (seccionamento Lechuga – Manaus C1 na SE Tarumã) durante a contingência da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1, como apresentado na Figura 7-12.

A Figura 7-13 e a Figura 7-14 apresentam os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação para o ano de 2029 depois de inseridos todos os reforços, cenários de geração mínima e cenário de geração máxima em patamar de carga média, respectivamente.

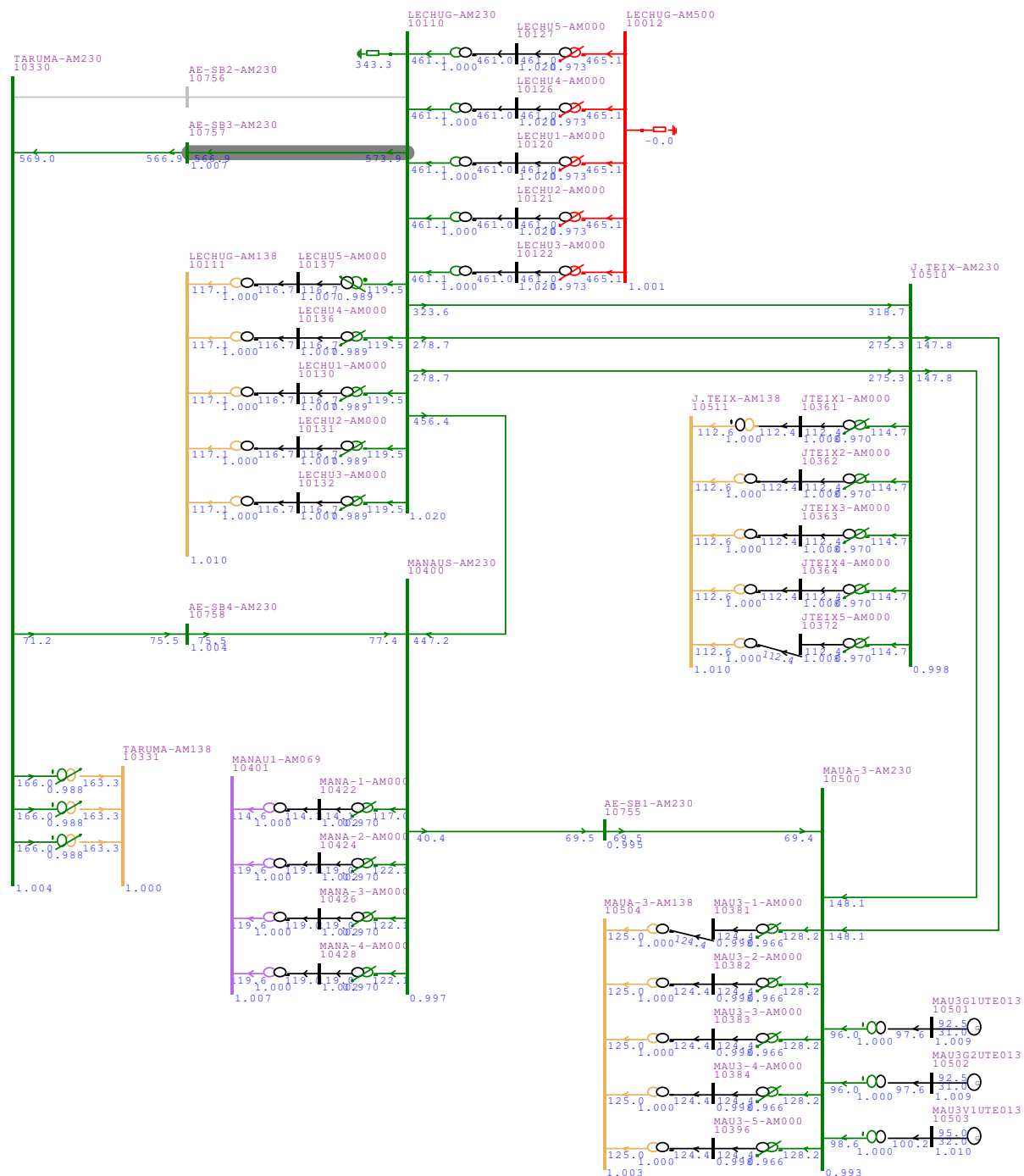


Figura 7-12 – Alternativa 2 – Contingência da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2028 – Sem a implantação da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C3

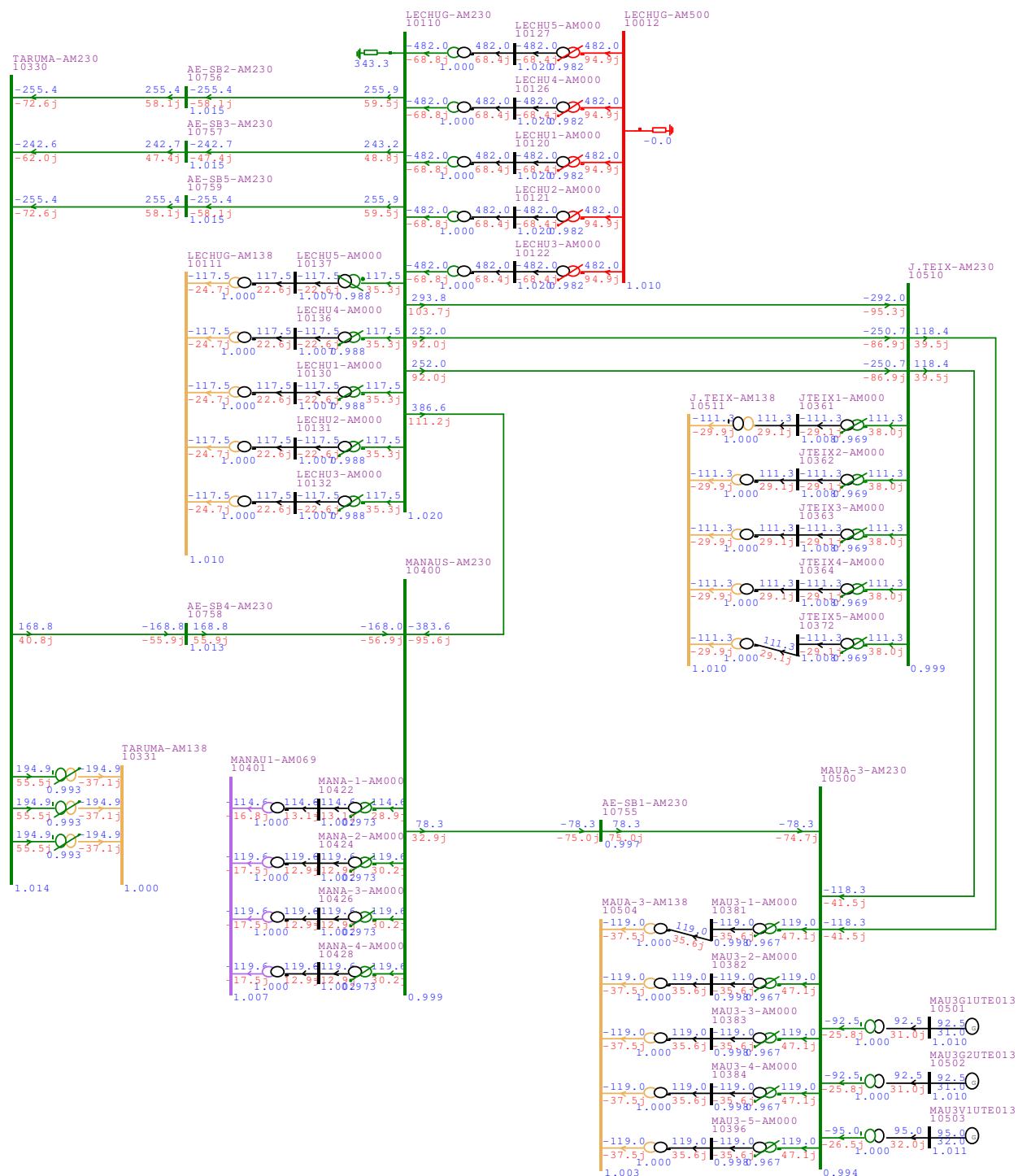


Figura 7-13 – Alternativa 2 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2029

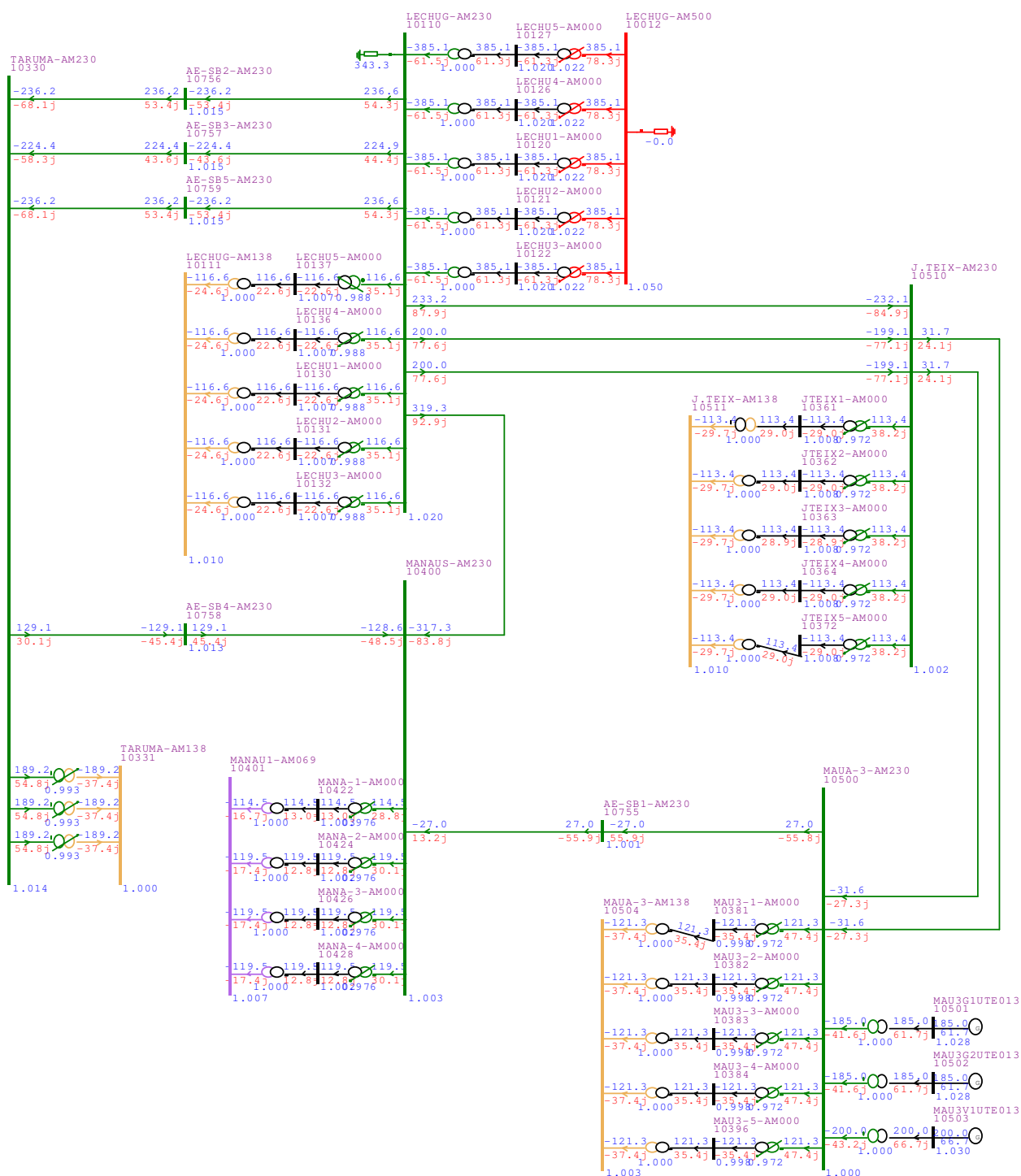


Figura 7-14 – Alternativa 2 – Cenário de Geração Máxima – Patamar de Carga Média – Ano 2029

A Tabela 7-13 até a Tabela 7-16 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa 2.

Tabela 7-13 – Alternativa 2 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2019	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	4º
	Tarumã	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
		230/138 kV	ATR – 230/138-13,8 kV – 1Ø – (6+1) x 100 MVA – 300 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
		138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
2025	Jorge Teixeira	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2026	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	4º
	Mauá 3	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2027	Tarumã	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 1Ø – 3 x 100 MVA – 300 MVA	3º
2028	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	5º
	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º

(1) Caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador ou autotransformador não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

Tabela 7-14 – Alternativa 2 – Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
2019	Lechuga – Tarumã – C1 ⁽²⁾	230 kV	CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
	Seccionamento Lechuga – Manaus C1 na SE Tarumã ⁽²⁾		CD – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	10,7 km
	Mauá 3 – Manaus – C1 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,85 km
	Total em linhas de 230 kV			46,75 km
2028	Lechuga – Tarumã – C2 ⁽²⁾	230 kV	CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
	Total em linhas de 230 kV			12,5 km

(2) Estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentarão trechos subterrâneos.

Tabela 7-15 – Alternativa 2 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (1/2)	Nº
2019	Distrito 4	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Jaraqui 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Ponta Negra 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/69 kV	TR – 138-69 kV – 3Ø – 150 MVA	1º e 2º
		69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2020	Flores 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2021	Iranduba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Mutirão	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2023	Flores 2	69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2024	Cachoeirinha 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Iranduba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2025	Distrito 3	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Distrito 4	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Jaraqui 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Parque 10	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2026	Petrópolis	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (2/2)	Nº
2027	Terra Nova	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2028	Cidade de Deus	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2029	Tarumã-Açu	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Tabela 7-16 – Alternativa 2 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (1/2)	Distância
2019	Amazonas – Jaraqui 2 – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	9,1 km
	Compensa – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,5 km
	Mauá 3 – Distrito 4 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,0 km
	Tarumã – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x954 MCM	10,0 km
	Total em linhas de 138 kV			51,2 km
	Ponta Negra – Ponta Negra 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
	Total em linhas de 69 kV			0,4 km
2020	Flores – Flores 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
	Total em linhas de 69 kV			0,4 km
2022	Flores – Redenção – C1 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	1,5 km
	Manaus – Flores – C1 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,5 km
	Manaus – Flores – C2 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,5 km
	Total em linhas de 69 kV			10,5 km
2023	Manaus – Shopping Manauara – C2 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	4,1 km
	Mauá 3 Dist. – FlyPLC – C1 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,2 km
	Shopping Manauara – S. Mirim – C2 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	2,5 km
	Total em linhas de 69 kV			10,8 km
2024	Cachoeirinha – Cachoeirinha 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
	Total em linhas de 69 kV			0,4 km
2025	Manaus – Cachoeirinha – C1 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x1272 MCM	6,1 km
	Total em linhas de 69 kV			6,1 km
2026	Distrito 4 – Petrópolis – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km
2027	Jaraqui 2 – Terra Nova – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (2/2)	Distância
2028	Santa Etelvina – Cidade de Deus – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km
2029	Ponta Negra 2 – Tarumã-Açu – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	2,0 km
	Total em linhas de 138 kV			6,0 km

7.3 Alternativa 3

Na Alternativa 3, a SE Tarumã se conectará à SE Lechuga através de um circuito simples em 230 kV. Adicionalmente, essa alternativa prevê a construção da LT 230 kV Tarumã – Manaus e da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus.

A Tabela 7-17 até a Tabela 7-20 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa 3 no ano 2019.

Tabela 7-17 – Alternativa 3 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2019

Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	4º
Tarumã	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
	230/138 kV	ATR – 230/138-13,8 kV – 1Ø – (6+1) x 100 MVA – 300 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-

- (1) Caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador ou autotransformador não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

Tabela 7-18 – Alternativa 3 – Principais obras em linhas de transmissão – 2019

Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
Lechuga – Tarumã – C1 ⁽²⁾	230 kV	CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
Tarumã – Manaus C1 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	22,0 km
Mauá 3 – Manaus – C1 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,85 km
Total em linhas de 230 kV			47,35 km

- (2) Estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentarão trechos subterrâneos.

Tabela 7-19 – Alternativa 3 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas– 2019

Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
Distrito 4	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
Jaraqui 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
Ponta Negra 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/69 kV	TR – 138-69 kV – 3Ø – 150 MVA	1º e 2º
	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Tabela 7-20 – Alternativa 3 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas– 2019

Linha de Distribuição	Tensão	Configuração	Distância
Amazonas – Jaraqui 2 – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	9,1 km
Compensa – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,5 km
Mauá 3 – Distrito 4 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,0 km
Tarumã – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x954 MCM	10,0 km
Total em linhas de 138 kV			51,2 km
Ponta Negra – Ponta Negra 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
Total em linhas de 69 kV			0,4 km

A Alternativa 3 também contempla as obras comuns destacadas na Alternativa 1 (item 7.1). A Figura 7-15 e a Figura 7-16 apresentam os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação para o ano de 2029 depois de inseridos todos os reforços, cenários de geração mínima e cenário de geração máxima em patamar de carga média, respectivamente.

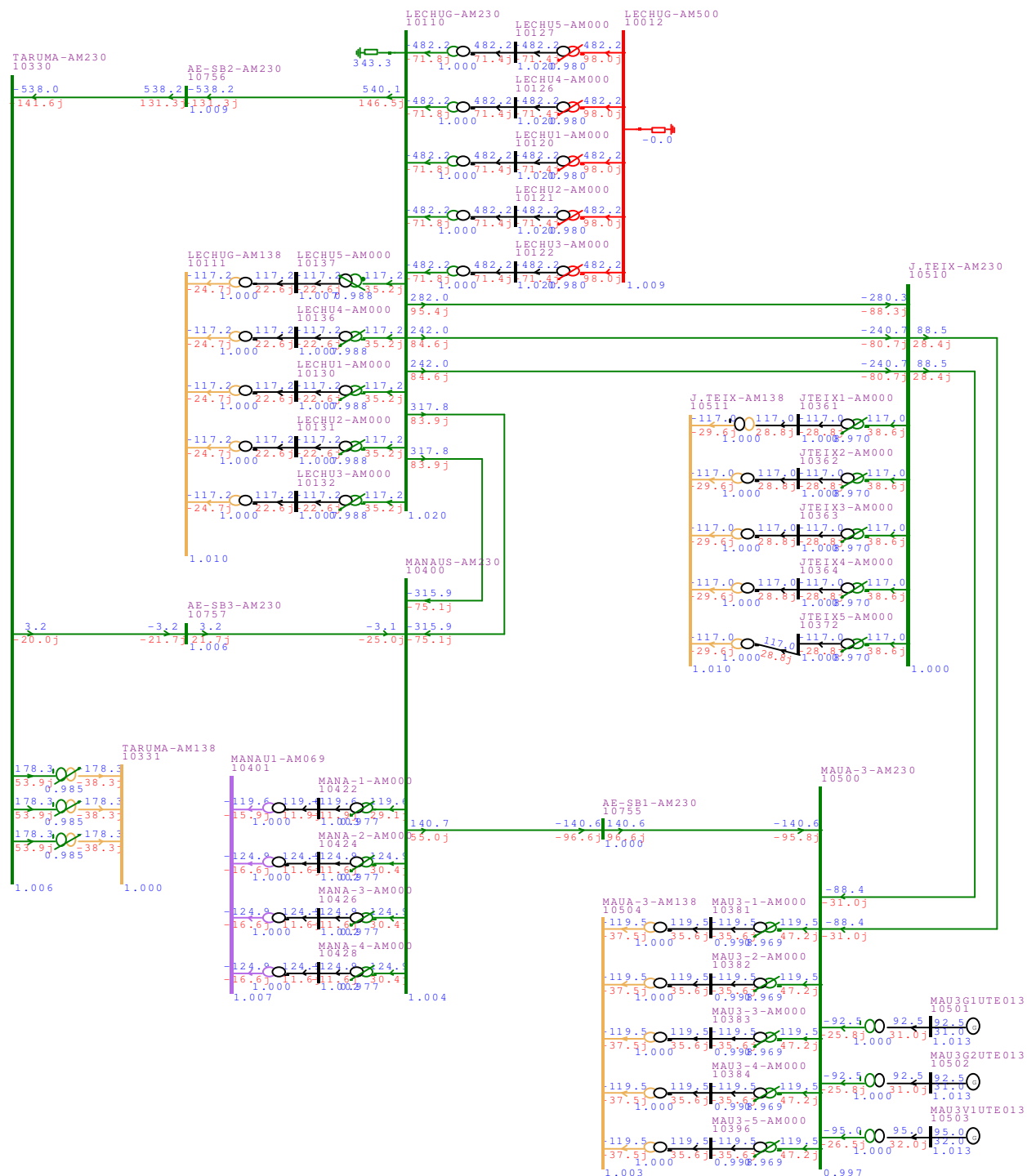


Figura 7-15 – Alternativa 3 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2029

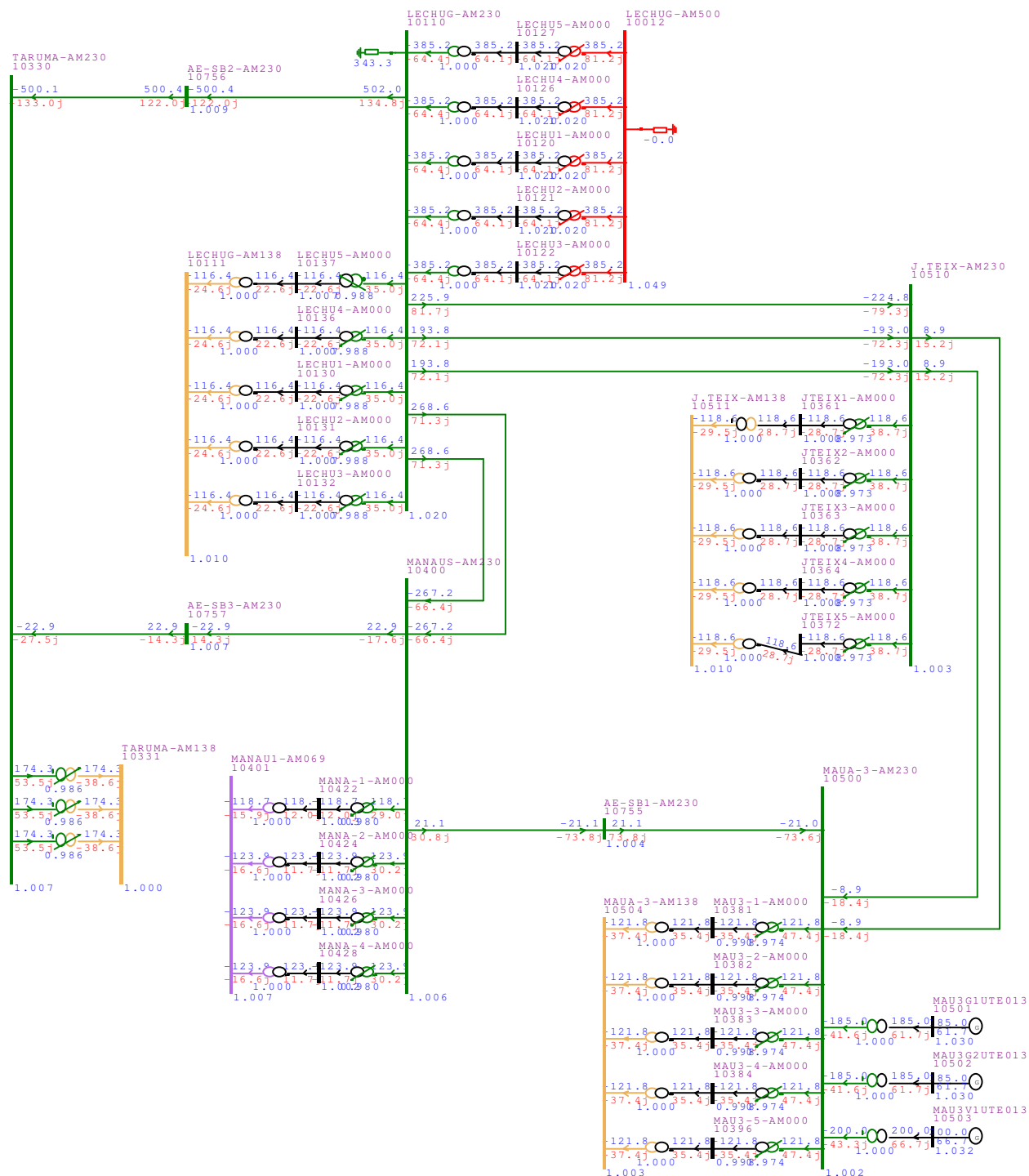


Figura 7-16 – Alternativa 3 – Cenário de Geração Máxima – Patamar de Carga Média – Ano 2029

A Tabela 7-21 até a Tabela 7-24 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa 3.

Tabela 7-21 – Alternativa 3 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2019	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	4º
	Tarumã	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
		230/138 kV	ATR – 230/138-13,8 kV – 1Ø – (6+1) x 100 MVA – 300 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
		138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
2025	Jorge Teixeira	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2026	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	4º
	Mauá 3	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2027	Tarumã	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 1Ø – 3 x 100 MVA – 300 MVA	3º
2028	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	5º
	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º

(1) Caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador ou autotransformador não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

Tabela 7-22 – Alternativa 3 – Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
2019	Lechuga – Tarumã – C1 ⁽²⁾	230 kV	CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
	Tarumã – Manaus C1 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	22,0 km
	Mauá 3 – Manaus – C1 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,85 km
	Total em linhas de 230 kV			47,35 km

(2) Estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentarão trechos subterrâneos.

Tabela 7-23 – Alternativa 3 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (1/2)	Nº
2019	Distrito 4	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Jaraqui 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Ponta Negra 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/69 kV	TR – 138-69 kV – 3Ø – 150 MVA	1º e 2º
		69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2020	Flores 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2021	Irاندuba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Mutirão	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2023	Flores 2	69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2024	Cachoeirinha 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Irاندuba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2025	Distrito 3	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Distrito 4	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Jaraqui 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Parque 10	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2026	Petrópolis	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (2/2)	Nº
2027	Terra Nova	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2028	Cidade de Deus	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2029	Tarumã-Açu	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Tabela 7-24 – Alternativa 3 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (1/2)	Distância
2019	Amazonas – Jaraqui 2 – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	9,1 km
	Compensa – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,5 km
	Mauá 3 – Distrito 4 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,0 km
	Tarumã – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x954 MCM	10,0 km
	Total em linhas de 138 kV			51,2 km
	Ponta Negra – Ponta Negra 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
	Total em linhas de 69 kV			0,4 km
2020	Flores – Flores 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
	Total em linhas de 69 kV			0,4 km
2022	Flores – Redenção – C1 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	1,5 km
	Manaus – Flores – C1 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,5 km
	Manaus – Flores – C2 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,5 km
	Total em linhas de 69 kV			10,5 km
2023	Manaus – Shopping Manauara – C2 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	4,1 km
	Mauá 3 Dist. – FlyPLC – C1 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,2 km
	Shopping Manauara – S. Mirim – C2 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	2,5 km
	Total em linhas de 69 kV			10,8 km
2024	Cachoeirinha – Cachoeirinha 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
	Total em linhas de 69 kV			0,4 km
2025	Manaus – Cachoeirinha – C1 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x1272 MCM	6,1 km
	Total em linhas de 69 kV			6,1 km
2026	Distrito 4 – Petrópolis – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km
2027	Jaraqui 2 – Terra Nova – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (2/2)	Distância
2028	Santa Etelvina – Cidade de Deus – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km
2029	Ponta Negra 2 – Tarumã-Açu – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	2,0 km
	Total em linhas de 138 kV			6,0 km

7.4 Alternativa 4

Na Alternativa 4, a SE Tarumã se conectará à SE Lechuga através de três circuitos em 230 kV, sendo uma LT em circuito duplo e uma LT em circuito simples. Adicionalmente, essa alternativa prevê a construção da LT 230 kV Lechuga – Manaus C3 e da LT 230 kV Jorge Teixeira – Mauá 3 C3.

A Tabela 7-25 até a Tabela 7-28 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa 4 no ano 2019.

Tabela 7-25 – Alternativa 4 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2019

Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	4º
Tarumã	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
	230/138 kV	ATR – 230/138-13,8 kV – 1Ø – (6+1) x 100 MVA – 300 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-

- (1) Caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador ou autotransformador não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

Tabela 7-26 – Alternativa 4 – Principais obras em linhas de transmissão – 2019

Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
Lechuga – Tarumã – C1 e C2 ⁽²⁾	230 kV	CD – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
Lechuga – Tarumã – C3 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
Lechuga – Manaus C3 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	18,8 km
Jorge Teixeira – Mauá 3 – C3		CS – 2x954 MCM	13,7 km
Total em linhas de 230 kV			70,0 km

- (2) Estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentarão trechos subterrâneos.

Tabela 7-27 – Alternativa 4 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019

Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
Distrito 4	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
Jaraqui 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
Ponta Negra 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/69 kV	TR – 138-69 kV – 3Ø – 150 MVA	1º e 2º
	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Tabela 7-28 – Alternativa 4 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas– 2019

Linha de Distribuição	Tensão	Configuração	Distância
Amazonas – Jaraqui 2 – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	9,1 km
Compensa – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,5 km
Mauá 3 – Distrito 4 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,0 km
Tarumã – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x954 MCM	10,0 km
Total em linhas de 138 kV			51,2 km
Ponta Negra – Ponta Negra 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
Total em linhas de 69 kV			0,4 km

A Alternativa 4 também contempla as obras comuns destacadas na Alternativa 1 (item 7.1). A Figura 7-17 e a Figura 7-18 apresentam os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação para o ano de 2029 depois de inseridos todos os reforços, cenários de geração mínima e cenário de geração máxima em patamar de carga média, respectivamente.



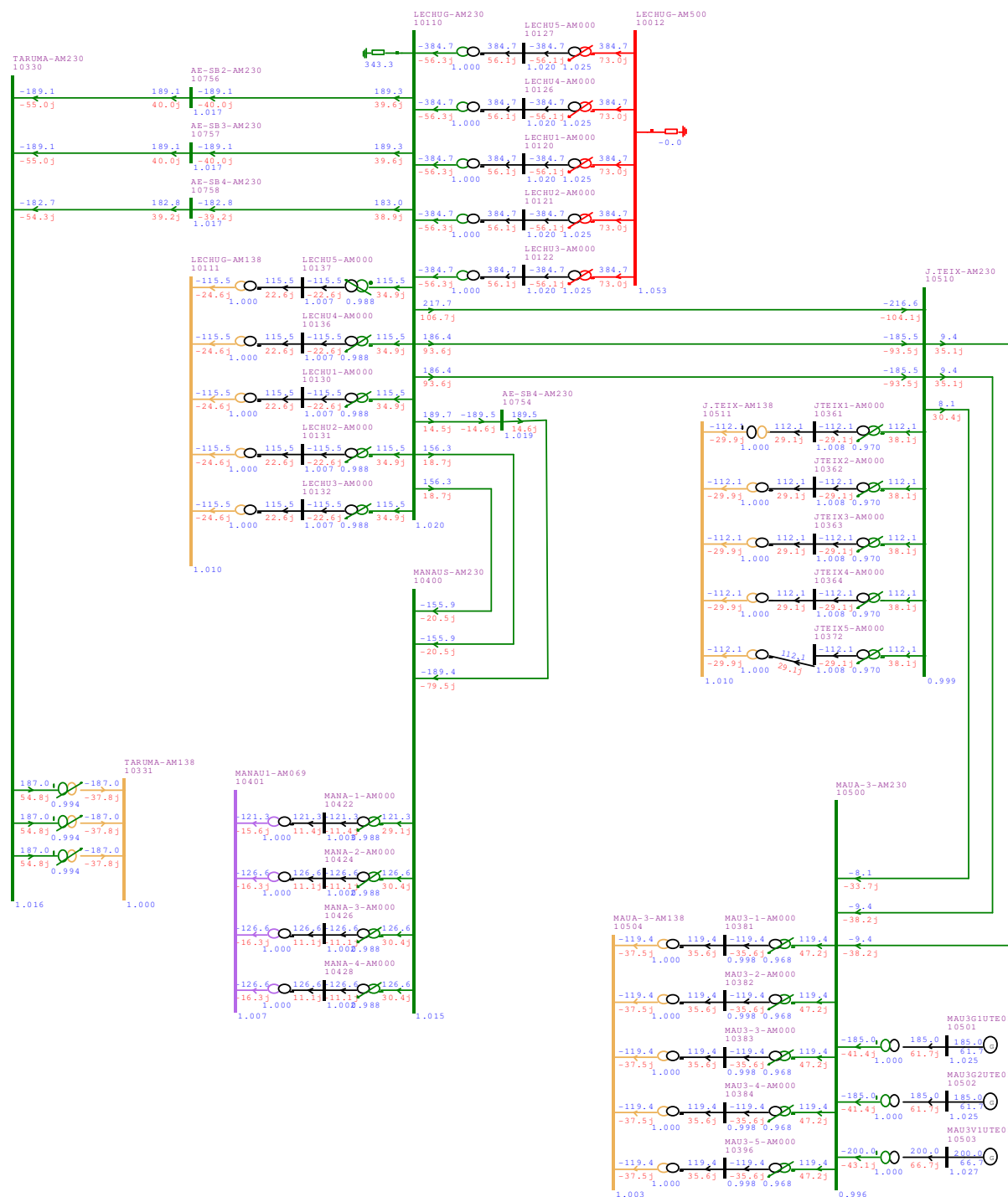


Figura 7-18 – Alternativa 4 – Cenário de Geração Máxima – Patamar de Carga Média – Ano 2029

A Tabela 7-29 até a Tabela 7-32 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa 4.

Tabela 7-29 – Alternativa 4 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2019	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	4º
	Tarumã	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
		230/138 kV	ATR – 230/138-13,8 kV – 1Ø – (6+1) x 100 MVA – 300 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
		138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
2025	Jorge Teixeira	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2026	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	4º
	Mauá 3	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2027	Tarumã	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 1Ø – 3 x 100 MVA – 300 MVA	3º
2028	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	5º
	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º

(1) Caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador ou autotransformador não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

Tabela 7-30 – Alternativa 4 – Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
2019	Lechuga – Tarumã – C1 e C2 ⁽²⁾	230 kV	CD – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
	Lechuga – Tarumã – C3 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
	Lechuga – Manaus C3 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	18,8 km
	Jorge Teixeira – Mauá 3 – C3		CS – 2x954 MCM	13,7 km
	Total em linhas de 230 kV			70,0 km

(2) Estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentarão trechos subterrâneos.

Tabela 7-31 – Alternativa 4 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (1/2)	Nº
2019	Distrito 4	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Jaraqui 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Ponta Negra 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/69 kV	TR – 138-69 kV – 3Ø – 150 MVA	1º e 2º
		69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2020	Flores 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2021	Iranduba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Mutirão	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2023	Flores 2	69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2024	Cachoeirinha 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Iranduba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2025	Distrito 3	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Distrito 4	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Jaraqui 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Parque 10	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2026	Petrópolis	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (2/2)	Nº
2027	Terra Nova	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2028	Cidade de Deus	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2029	Tarumã-Açu	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Tabela 7-32 – Alternativa 4 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (1/2)	Distância
2019	Amazonas – Jaraqui 2 – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	9,1 km
	Compensa – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,5 km
	Mauá 3 – Distrito 4 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,0 km
	Tarumã – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x954 MCM	10,0 km
	Total em linhas de 138 kV			51,2 km
	Ponta Negra – Ponta Negra 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
	Total em linhas de 69 kV			0,4 km
2020	Flores – Flores 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
	Total em linhas de 69 kV			0,4 km
2022	Flores – Redenção – C1 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	1,5 km
	Manaus – Flores – C1 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,5 km
	Manaus – Flores – C2 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,5 km
	Total em linhas de 69 kV			10,5 km
2023	Manaus – Shopping Manauara – C2 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	4,1 km
	Mauá 3 Dist. – FlyPLC – C1 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,2 km
	Shopping Manauara – S. Mirim – C2 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	2,5 km
	Total em linhas de 69 kV			10,8 km
2024	Cachoeirinha – Cachoeirinha 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
	Total em linhas de 69 kV			0,4 km
2025	Manaus – Cachoeirinha – C1 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x1272 MCM	6,1 km
	Total em linhas de 69 kV			6,1 km
2026	Distrito 4 – Petrópolis – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km
2027	Jaraqui 2 – Terra Nova – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (2/2)	Distância
2028	Santa Etelvina – Cidade de Deus – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km
2029	Ponta Negra 2 – Tarumã-Açu – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	2,0 km
	Total em linhas de 138 kV			6,0 km

7.5 Alternativa 5

Na Alternativa 5, a SE Tarumã se conectará à SE Lechuga através de um circuito simples em 230 kV. Adicionalmente, essa alternativa prevê o seccionamento da LT 230 kV Lechuga – Manaus C1 na SE Tarumã, além da construção da LT 230 kV Lechuga – Manaus C3 e da LT 230 kV Jorge Teixeira – Mauá 3 C3.

A Tabela 7-33 até a Tabela 7-36 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa 5 no ano 2019.

Tabela 7-33 – Alternativa 5 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2019

Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	4º
Tarumã	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
	230/138 kV	ATR – 230/138-13,8 kV – 1Ø – (6+1) x 100 MVA – 300 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-

- (1) Caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador ou autotransformador não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

Tabela 7-34 – Alternativa 5 – Principais obras em linhas de transmissão – 2019

Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
Lechuga – Tarumã – C1 ⁽²⁾	230 kV	CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
Seccionamento Lechuga – Manaus C1 na SE Tarumã ⁽²⁾		CD – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	10,7 km
Lechuga – Manaus C3 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	18,8 km
Jorge Teixeira – Mauá 3 – C3		CS – 2x954 MCM	13,7 km
Total em linhas de 230 kV			66,4 km

- (2) Estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentarão trechos subterrâneos.

Tabela 7-35 – Alternativa 5 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019

Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
Distrito 4	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
Jaraqui 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
Ponta Negra 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/69 kV	TR – 138-69 kV – 3Ø – 150 MVA	1º e 2º
	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Tabela 7-36 – Alternativa 5 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019

Linha de Distribuição	Tensão	Configuração	Distância
Amazonas – Jaraqui 2 – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	9,1 km
Compensa – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,5 km
Mauá 3 – Distrito 4 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,0 km
Tarumã – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x954 MCM	10,0 km
Total em linhas de 138 kV			51,2 km
Ponta Negra – Ponta Negra 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
Total em linhas de 69 kV			0,4 km

A Alternativa 5 também contempla as obras comuns destacadas na Alternativa 1 (item 7.1). A Figura 7-19 e a Figura 7-20 apresentam os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação para o ano de 2029 depois de inseridos todos os reforços, cenários de geração mínima e cenário de geração máxima em patamar de carga média, respectivamente.

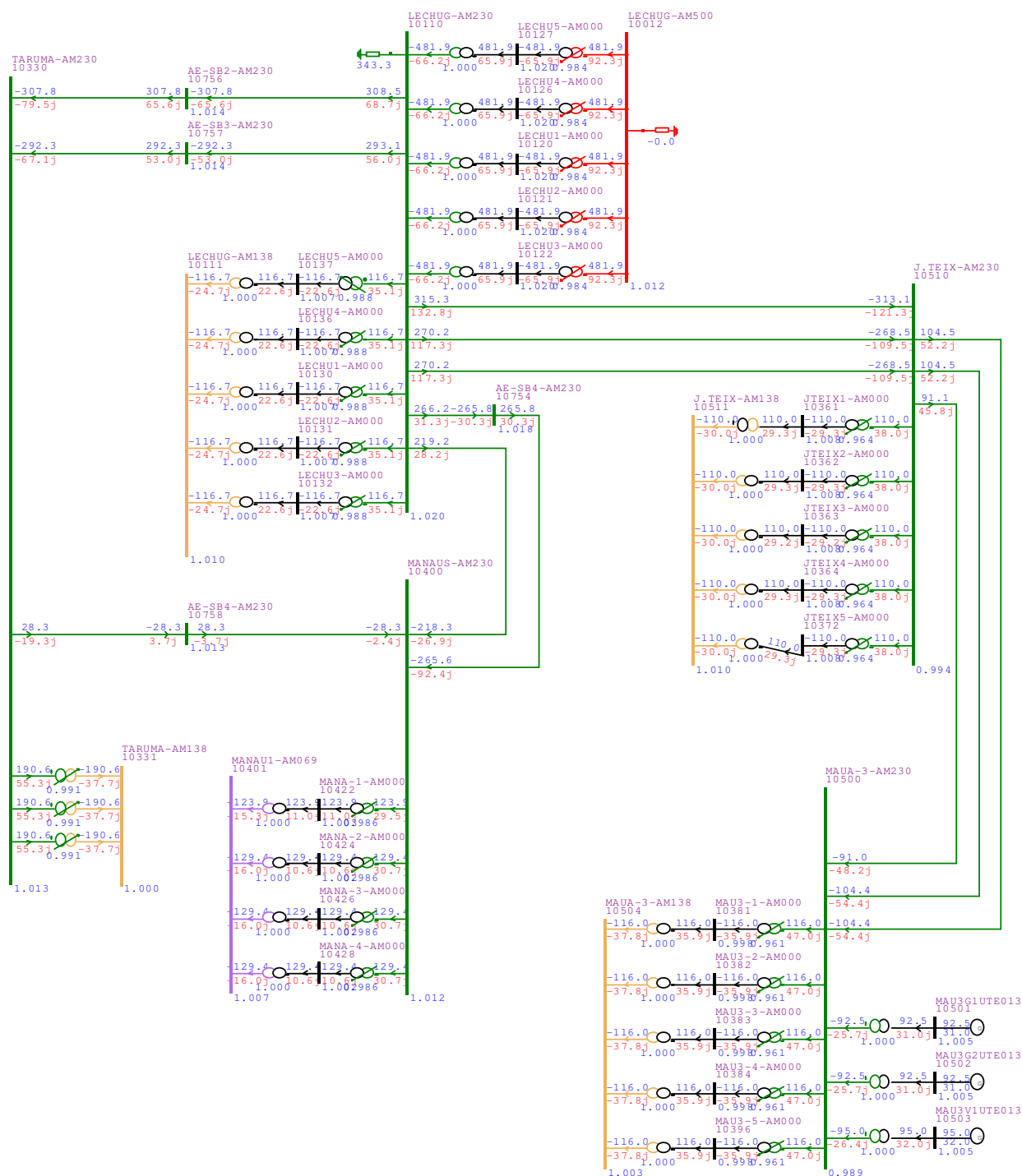


Figura 7-19 – Alternativa 5 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2029

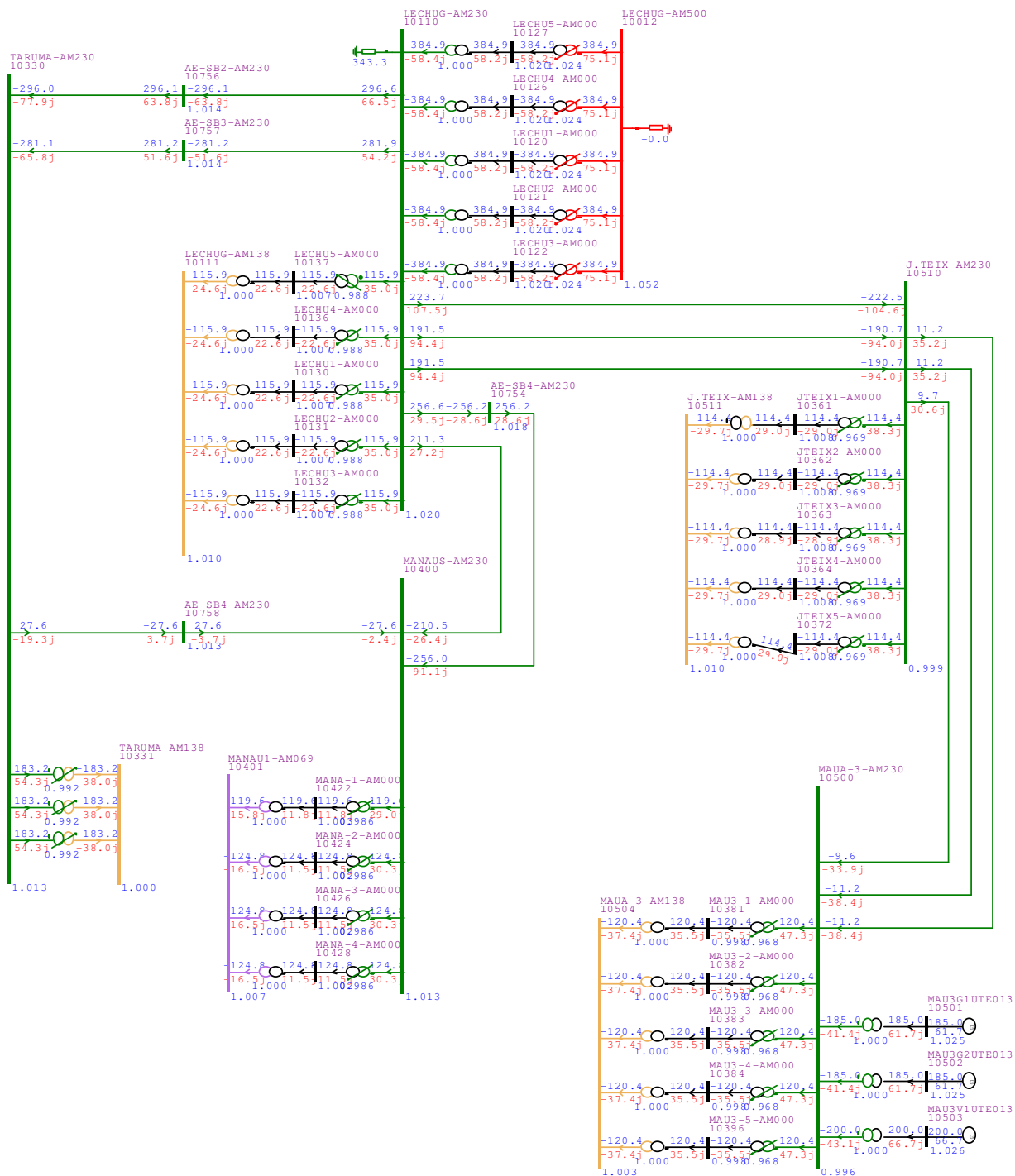


Figura 7-20 – Alternativa 5 – Cenário de Geração Máxima – Patamar de Carga Média – Ano 2029

A Tabela 7-37 até a Tabela 7-40 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa 5.

Tabela 7-37 – Alternativa 5 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2019	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	4º
	Tarumã	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
		230/138 kV	ATR – 230/138-13,8 kV – 1Ø – (6+1) x 100 MVA – 300 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
		138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
2025	Jorge Teixeira	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2026	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	4º
	Mauá 3	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2027	Tarumã	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 1Ø – 3 x 100 MVA – 300 MVA	3º
2028	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	5º
	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º

(1) Caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador ou autotransformador não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

Tabela 7-38 – Alternativa 5 – Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
2019	Lechuga – Tarumã – C1 ⁽²⁾	230 kV	CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
	Seccionamento Lechuga – Manaus C1 na SE Tarumã ⁽²⁾		CD – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	10,7 km
	Lechuga – Manaus C3 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	18,8 km
	Jorge Teixeira – Mauá 3 – C3		CS – 2x954 MCM	13,7 km
	Total em linhas de 230 kV			66,4 km

(2) Estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentarão trechos subterrâneos.

Tabela 7-39 – Alternativa 5 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (1/2)	Nº
2019	Distrito 4	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Jaraqui 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Ponta Negra 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/69 kV	TR – 138-69 kV – 3Ø – 150 MVA	1º e 2º
		69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2020	Flores 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2021	Iranduba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Mutirão	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2023	Flores 2	69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2024	Cachoeirinha 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Iranduba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2025	Distrito 3	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Distrito 4	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Jaraqui 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Parque 10	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2026	Petrópolis	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (2/2)	Nº
2027	Terra Nova	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2028	Cidade de Deus	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2029	Tarumã-Açu	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Tabela 7-40 – Alternativa 5 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (1/2)	Distância
2019	Amazonas – Jaraqui 2 – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	9,1 km
	Compensa – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,5 km
	Mauá 3 – Distrito 4 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,0 km
	Tarumã – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x954 MCM	10,0 km
	Total em linhas de 138 kV			51,2 km
	Ponta Negra – Ponta Negra 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
	Total em linhas de 69 kV			0,4 km
2020	Flores – Flores 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
	Total em linhas de 69 kV			0,4 km
2022	Flores – Redenção – C1 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	1,5 km
	Manaus – Flores – C1 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,5 km
	Manaus – Flores – C2 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,5 km
	Total em linhas de 69 kV			10,5 km
2023	Manaus – Shopping Manauara – C2 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	4,1 km
	Mauá 3 Dist. – FlyPLC – C1 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,2 km
	Shopping Manauara – S. Mirim – C2 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	2,5 km
	Total em linhas de 69 kV			10,8 km
2024	Cachoeirinha – Cachoeirinha 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
	Total em linhas de 69 kV			0,4 km
2025	Manaus – Cachoeirinha – C1 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x1272 MCM	6,1 km
	Total em linhas de 69 kV			6,1 km
2026	Distrito 4 – Petrópolis – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km
2027	Jaraqui 2 – Terra Nova – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (2/2)	Distância
2028	Santa Etelvina – Cidade de Deus – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km
2029	Ponta Negra 2 – Tarumã-Açu – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	2,0 km
	Total em linhas de 138 kV			6,0 km

7.6 Alternativa 6

Na Alternativa 6, a SE Tarumã se conectará à SE Lechuga através de um circuito simples em 230 kV. Adicionalmente, essa alternativa prevê a construção da LT 230 kV Tarumã – Manaus e da LT 230 kV Jorge Teixeira – Mauá 3 C3.

A Tabela 7-41 até a Tabela 7-44 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa 6 no ano 2019.

Tabela 7-41 – Alternativa 6 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2019

Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	4º
Tarumã	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
	230/138 kV	ATR – 230/138-13,8 kV – 1Ø – (6+1) x 100 MVA – 300 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-

- (1) Caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador ou autotransformador não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

Tabela 7-42 – Alternativa 6 – Principais obras em linhas de transmissão – 2019

Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
Lechuga – Tarumã – C1 ⁽²⁾	230 kV	CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
Tarumã – Manaus C1 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	22,0 km
Jorge Teixeira – Mauá 3 – C3		CS – 2x954 MCM	13,7 km
Total em linhas de 230 kV			48,2 km

- (2) Estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentarão trechos subterrâneos.

Tabela 7-43 – Alternativa 6 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019

Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
Distrito 4	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
Jaraqui 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
Ponta Negra 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/69 kV	TR – 138-69 kV – 3Ø – 150 MVA	1º e 2º
	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Tabela 7-44 – Alternativa 6 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019

Linha de Distribuição	Tensão	Configuração	Distância
Amazonas – Jaraqui 2 – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	9,1 km
Compensa – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,5 km
Mauá 3 – Distrito 4 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,0 km
Tarumã – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x954 MCM	10,0 km
Total em linhas de 138 kV			51,2 km
Ponta Negra – Ponta Negra 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
Total em linhas de 69 kV			0,4 km

A Alternativa 6 também contempla as obras comuns destacadas na Alternativa 1 (item 7.1). A Figura 7-21 e a Figura 7-22 apresentam os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação para o ano de 2029 depois de inseridos todos os reforços, cenários de geração mínima e cenário de geração máxima em patamar de carga média, respectivamente.





A Tabela 7-45 até a Tabela 7-48 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa 6.

Tabela 7-45 – Alternativa 6 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2019	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	4º
	Tarumã	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
		230/138 kV	ATR – 230/138-13,8 kV – 1Ø – (6+1) x 100 MVA – 300 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
		138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
2025	Jorge Teixeira	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2026	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	4º
	Mauá 3	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2027	Tarumã	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 1Ø – 3 x 100 MVA – 300 MVA	3º
2028	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	5º
	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º

(1) Caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador ou autotransformador não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

Tabela 7-46 – Alternativa 6 – Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
2019	Lechuga – Tarumã – C1 ⁽²⁾	230 kV	CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
	Tarumã – Manaus C1 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	22,0 km
	Jorge Teixeira – Mauá 3 – C3		CS – 2x954 MCM	13,7 km
	Total em linhas de 230 kV			48,2 km

(2) Estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentarão trechos subterrâneos.

Tabela 7-47 – Alternativa 6 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (1/2)	Nº
2019	Distrito 4	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Jaraqui 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Ponta Negra 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/69 kV	TR – 138-69 kV – 3Ø – 150 MVA	1º e 2º
		69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2020	Flores 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2021	Iranduba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Mutirão	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2023	Flores 2	69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2024	Cachoeirinha 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Iranduba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2025	Distrito 3	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Distrito 4	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Jaraqui 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Parque 10	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2026	Petrópolis	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (2/2)	Nº
2027	Terra Nova	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2028	Cidade de Deus	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2029	Tarumã-Açu	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Tabela 7-48 – Alternativa 6 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (1/2)	Distância
2019	Amazonas – Jaraqui 2 – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	9,1 km
	Compensa – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,5 km
	Mauá 3 – Distrito 4 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,0 km
	Tarumã – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x954 MCM	10,0 km
	Total em linhas de 138 kV			51,2 km
	Ponta Negra – Ponta Negra 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
	Total em linhas de 69 kV			0,4 km
2020	Flores – Flores 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
	Total em linhas de 69 kV			0,4 km
2022	Flores – Redenção – C1 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	1,5 km
	Manaus – Flores – C1 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,5 km
	Manaus – Flores – C2 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,5 km
	Total em linhas de 69 kV			10,5 km
2023	Manaus – Shopping Manauara – C2 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	4,1 km
	Mauá 3 Dist. – FlyPLC – C1 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,2 km
	Shopping Manauara – S. Mirim – C2 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	2,5 km
	Total em linhas de 69 kV			10,8 km
2024	Cachoeirinha – Cachoeirinha 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
	Total em linhas de 69 kV			0,4 km
2025	Manaus – Cachoeirinha – C1 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x1272 MCM	6,1 km
	Total em linhas de 69 kV			6,1 km
2026	Distrito 4 – Petrópolis – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km
2027	Jaraqui 2 – Terra Nova – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (2/2)	Distância
2028	Santa Etelvina – Cidade de Deus – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km
2029	Ponta Negra 2 – Tarumã-Açu – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	2,0 km
	Total em linhas de 138 kV			6,0 km

7.7 Alternativa 7

Na Alternativa 7, a SE Tarumã se conectará à SE Lechuga através de um circuito duplo em 230 kV. Adicionalmente, essa alternativa prevê a construção da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus.

A Tabela 7-49 até a Tabela 7-52 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa 7 no ano 2019.

Tabela 7-49 – Alternativa 7 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2019

Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	4º
Tarumã	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
	230/138 kV	ATR – 230/138-13,8 kV – 1Ø – (6+1) x 100 MVA – 300 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-

- (1) Caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador ou autotransformador não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

Tabela 7-50 – Alternativa 7 – Principais obras em linhas de transmissão – 2019

Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
Lechuga – Tarumã – C1 e C2 ⁽²⁾	230 kV	CD – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
Mauá 3 – Manaus – C1 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,85 km
Total em linhas de 230 kV			37,85 km

- (2) Estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentarão trechos subterrâneos.

Tabela 7-51 – Alternativa 7 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas– 2019

Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
Distrito 4	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
Jaraqui 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
Ponta Negra 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/69 kV	TR – 138-69 kV – 3Ø – 150 MVA	1º e 2º
	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Tabela 7-52 – Alternativa 7 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas– 2019

Linha de Distribuição	Tensão	Configuração	Distância
Amazonas – Jaraqui 2 – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	9,1 km
Compensa – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,5 km
Mauá 3 – Distrito 4 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,0 km
Tarumã – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x954 MCM	10,0 km
Total em linhas de 138 kV			51,2 km
Ponta Negra – Ponta Negra 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
Total em linhas de 69 kV			0,4 km

A Alternativa 7 também contempla as obras comuns destacadas na Alternativa 1 (item 7.1). A Figura 7-23 e a Figura 7-24 apresentam os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação para o ano de 2029 depois de inseridos todos os reforços, cenários de geração mínima e cenário de geração máxima em patamar de carga média, respectivamente.



A Tabela 7-53 até a Tabela 7-56 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa 7.

Tabela 7-53 – Alternativa 7 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2019	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	4º
	Tarumã	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
		230/138 kV	ATR – 230/138-13,8 kV – 1Ø – (6+1) x 100 MVA – 300 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
		138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
2025	Jorge Teixeira	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2026	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	4º
	Mauá 3	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2027	Tarumã	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 1Ø – 3 x 100 MVA – 300 MVA	3º
2028	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	5º
	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º

(1) Caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador ou autotransformador não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

Tabela 7-54 – Alternativa 7 – Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
2019	Lechuga – Tarumã – C1 e C2 ⁽²⁾	230 kV	CD – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
	Mauá 3 – Manaus – C1 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,85 km
	Total em linhas de 230 kV			

(2) Estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentarão trechos subterrâneos.

Tabela 7-55 – Alternativa 7 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (1/2)	Nº
2019	Distrito 4	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Jaraqui 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Ponta Negra 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/69 kV	TR – 138-69 kV – 3Ø – 150 MVA	1º e 2º
		69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2020	Flores 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2021	Iranduba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Mutirão	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2023	Flores 2	69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2024	Cachoeirinha 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Iranduba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2025	Distrito 3	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Distrito 4	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Jaraqui 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Parque 10	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2026	Petrópolis	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (2/2)	Nº
2027	Terra Nova	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2028	Cidade de Deus	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2029	Tarumã-Açu	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Tabela 7-56 – Alternativa 7 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (1/2)	Distância
2019	Amazonas – Jaraqui 2 – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	9,1 km
	Compensa – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,5 km
	Mauá 3 – Distrito 4 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,0 km
	Tarumã – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x954 MCM	10,0 km
	Total em linhas de 138 kV			51,2 km
	Ponta Negra – Ponta Negra 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
	Total em linhas de 69 kV			0,4 km
2020	Flores – Flores 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
	Total em linhas de 69 kV			0,4 km
2022	Flores – Redenção – C1 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	1,5 km
	Manaus – Flores – C1 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,5 km
	Manaus – Flores – C2 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,5 km
	Total em linhas de 69 kV			10,5 km
2023	Manaus – Shopping Manauara – C2 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	4,1 km
	Mauá 3 Dist. – FlyPLC – C1 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,2 km
	Shopping Manauara – S. Mirim – C2 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	2,5 km
	Total em linhas de 69 kV			10,8 km
2024	Cachoeirinha – Cachoeirinha 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
	Total em linhas de 69 kV			0,4 km
2025	Manaus – Cachoeirinha – C1 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x1272 MCM	6,1 km
	Total em linhas de 69 kV			6,1 km
2026	Distrito 4 – Petrópolis – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km
2027	Jaraqui 2 – Terra Nova – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (2/2)	Distância
2028	Santa Etelvina – Cidade de Deus – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km
2029	Ponta Negra 2 – Tarumã-Açu – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	2,0 km
	Total em linhas de 138 kV			6,0 km

7.8 Alternativa 8

Na Alternativa 8, a SE Tarumã se conectará à SE Lechuga através de um circuito duplo em 230 kV. Adicionalmente, essa alternativa prevê a construção da LT 230 kV Lechuga – Manaus C3 e da LT 230 kV Jorge Teixeira – Mauá 3 C3.

A Tabela 7-57 até a Tabela 7-60 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa 8 no ano 2019.

Tabela 7-57 – Alternativa 8 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – 2019

Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	4º
Tarumã	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
	230/138 kV	ATR – 230/138-13,8 kV – 1Ø – (6+1) x 100 MVA – 300 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-

- (1) Caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador ou autotransformador não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

Tabela 7-58 – Alternativa 8 – Principais obras em linhas de transmissão – 2019

Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
Lechuga – Tarumã – C1 e C2 ⁽²⁾	230 kV	CD – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
Lechuga – Manaus C3 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	18,8 km
Jorge Teixeira – Mauá 3 – C3		CS – 2x954 MCM	13,7 km
Total em linhas de 230 kV			57,5 km

- (2) Estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentarão trechos subterrâneos.

Tabela 7-59 – Alternativa 8 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019

Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
Distrito 4	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
Jaraqui 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
Ponta Negra 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	138/69 kV	TR – 138-69 kV – 3Ø – 150 MVA	1º e 2º
	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
	13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Tabela 7-60 – Alternativa 8 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Distribuição Amazonas – 2019

Linha de Distribuição	Tensão	Configuração	Distância
Amazonas – Jaraqui 2 – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	9,1 km
Compensa – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,5 km
Mauá 3 – Distrito 4 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,0 km
Tarumã – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x954 MCM	10,0 km
Total em linhas de 138 kV			51,2 km
Ponta Negra – Ponta Negra 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
Total em linhas de 69 kV			0,4 km

A Alternativa 8 também contempla as obras comuns destacadas na Alternativa 1 (item 7.1). A Figura 7-25 e a Figura 7-26 apresentam os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação para o ano de 2029 depois de inseridos todos os reforços, cenários de geração mínima e cenário de geração máxima em patamar de carga média, respectivamente.

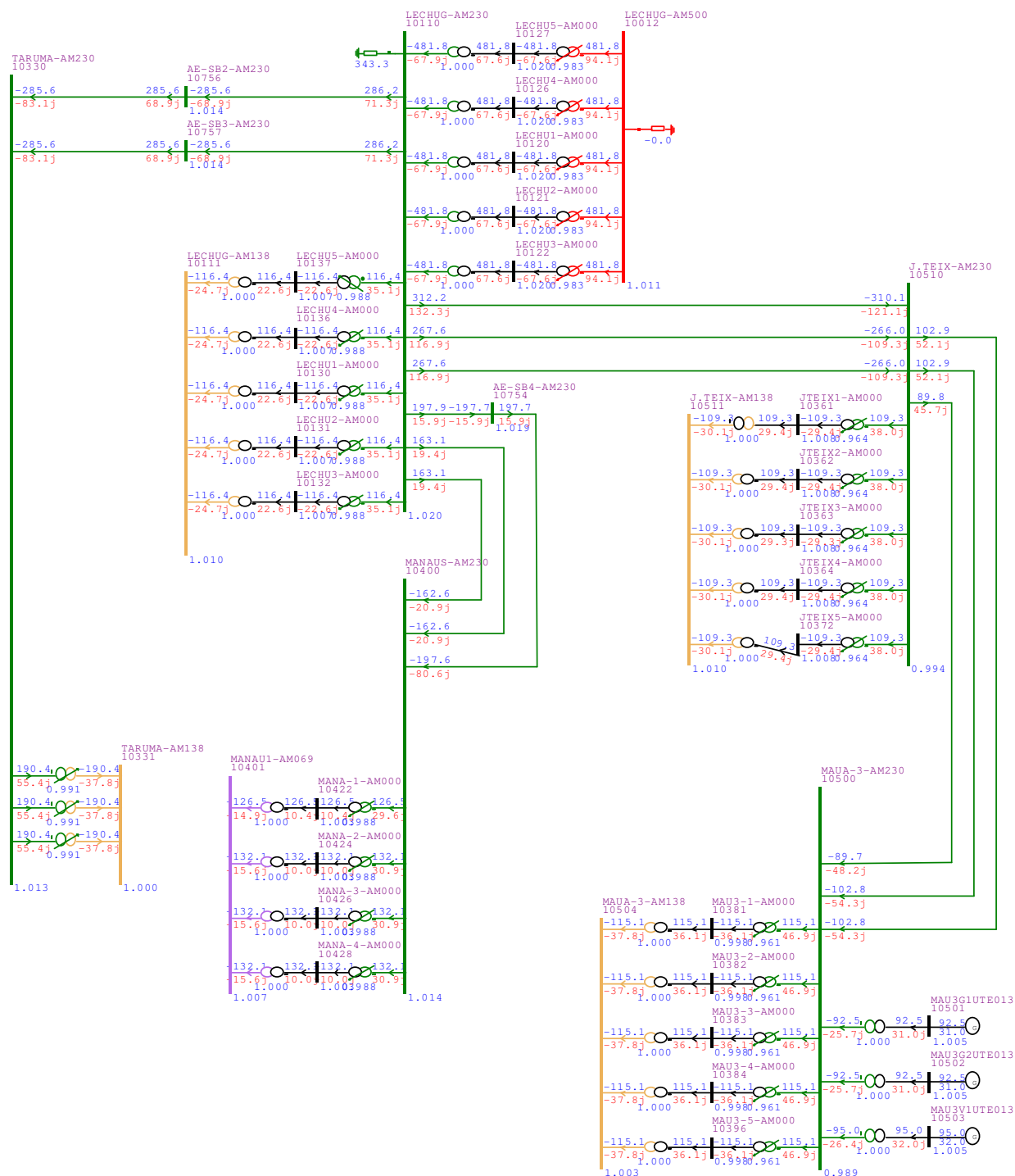


Figura 7-25 – Alternativa 8 – Cenário de Geração Mínima – Patamar de Carga Média – Ano 2029



A Tabela 7-61 até a Tabela 7-64 apresentam as obras recomendadas para a Alternativa 8.

Tabela 7-61 – Alternativa 8 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2019	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	4º
	Tarumã	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
		230/138 kV	ATR – 230/138-13,8 kV – 1Ø – (6+1) x 100 MVA – 300 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
		138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
2025	Jorge Teixeira	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2026	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	4º
	Mauá 3	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º
2027	Tarumã	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 1Ø – 3 x 100 MVA – 300 MVA	3º
2028	Lechuga	500/230 kV	ATR – 500/230 kV – 1Ø – 3 x 200 MVA – 600 MVA	5º
	Lechuga	230/138 kV	ATR – 230/138 kV – 3Ø – 150 MVA	5º

(1) Caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador ou autotransformador não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

Tabela 7-62 – Alternativa 8 – Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
2019	Lechuga – Tarumã – C1 e C2 ⁽²⁾	230 kV	CD – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	12,5 km
	Lechuga – Manaus C3 ⁽²⁾		CS – 2x954 MCM / 1x2.000 mm ²	18,8 km
	Jorge Teixeira – Mauá 3 – C3		CS – 2x954 MCM	13,7 km
	Total em linhas de 230 kV			57,5 km

(2) Estas LTs, por estarem situadas em uma região bastante urbanizada, apresentarão trechos subterrâneos.

Tabela 7-63 – Alternativa 8 – Principais obras em subestações de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (1/2)	Nº
2019	Distrito 4	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Jaraqui 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Ponta Negra 2	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/69 kV	TR – 138-69 kV – 3Ø – 150 MVA	1º e 2º
		69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2020	Flores 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2021	Iranduba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	2º
	Mutirão	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2023	Flores 2	69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2024	Cachoeirinha 2	69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		69/13,8 kV	TR – 69-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
	Iranduba 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
	Manacapuru 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	3º
2025	Distrito 3	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Distrito 4	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Jaraqui 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Parque 10	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
	Ponta Negra 2	138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	4º
2026	Petrópolis	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento (2/2)	Nº
2027	Terra Nova	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2028	Cidade de Deus	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-
2029	Tarumã-Açu	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		138/13,8 kV	TR – 138-13,8 kV – 3Ø – 40 MVA	1º, 2º e 3º
		13,8 kV	Novo pátio de subestação 13,8 kV	-

Tabela 7-64 – Alternativa 8 – Principais obras em linhas de distribuição da Eletrobras Amazonas Energia

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (1/2)	Distância
2019	Amazonas – Jaraqui 2 – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	9,1 km
	Compensa – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,5 km
	Mauá 3 – Distrito 4 – C1 e C2		CD – 2x795 MCM	3,0 km
	Tarumã – Ponta Negra 2 – C1 e C2		CD – 2x954 MCM	10,0 km
	Total em linhas de 138 kV			51,2 km
	Ponta Negra – Ponta Negra 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
	Total em linhas de 69 kV			0,4 km
2020	Flores – Flores 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
	Total em linhas de 69 kV			0,4 km
2022	Flores – Redenção – C1 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	1,5 km
	Manaus – Flores – C1 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,5 km
	Manaus – Flores – C2 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,5 km
	Total em linhas de 69 kV			10,5 km
2023	Manaus – Shopping Manauara – C2 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x954 MCM	4,1 km
	Mauá 3 Dist. – FlyPLC – C1 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	4,2 km
	Shopping Manauara – S. Mirim – C2 (recondutoramento)		CS – 1x954 MCM	2,5 km
	Total em linhas de 69 kV			10,8 km
2024	Cachoeirinha – Cachoeirinha 2 – C1 e C2	69 kV	CD – 1x954 MCM	0,2 km
	Total em linhas de 69 kV			0,4 km
2025	Manaus – Cachoeirinha – C1 (recondutoramento)	69 kV	CS – 1x1272 MCM	6,1 km
	Total em linhas de 69 kV			6,1 km
2026	Distrito 4 – Petrópolis – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km
2027	Jaraqui 2 – Terra Nova – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km

Ano	Linha de Distribuição	Tensão	Configuração (2/2)	Distância
2028	Santa Etelvina – Cidade de Deus – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	5,0 km
	Total em linhas de 138 kV			10,0 km
2029	Ponta Negra 2 – Tarumã-Açu – C1 e C2	138 kV	CD – 2x795 MCM	2,0 km
	Total em linhas de 138 kV			6,0 km

8 ANÁLISE ECONÔMICA

8.1 Comparação Econômica

Os custos utilizados na análise econômica comparativa das alternativas são os que constam no documento "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2014", [9].

Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2019 com taxa de retorno de 8% ao ano. Ressalta-se que esses valores são utilizados apenas para comparação de alternativas, não servindo como base para orçamentos.

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas é utilizado o método dos rendimentos necessários com o truncamento das séries temporais no ano horizonte.

Os custos referentes ao diferencial de perdas elétricas de cada alternativa, em relação àquela de menores perdas (Alternativa 4), foram estimados considerando cenário de geração mínima (50% de tempo de permanência), cenário de geração máxima (50% de tempo de permanência), fator de carga característico da região metropolitana de Manaus igual a 0,72, custo de perdas 154,00 R\$/MWh e taxa de retorno de 8% ao ano, referidos a 2019. O item 15.3 apresenta o diferencial de perdas elétricas de cada alternativa.

A Tabela 8-1 apresenta a comparação econômica das alternativas levando-se em consideração custos de investimentos (obras não comuns) e diferencial de perdas.

Tabela 8-1 – Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000)

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1	118.081,22	3.919,29	122.000,52	123,05%	4º
Alternativa 2	109.979,59	8.512,06	118.491,64	119,51%	3º
Alternativa 3	118.222,32	7.929,78	126.152,11	127,24%	5º
Alternativa 4	152.233,64	0,00	152.233,64	153,54%	7º
Alternativa 5	154.746,28	3.160,55	157.906,83	159,26%	8º
Alternativa 6	91.624,10	10.191,75	101.815,85	102,69%	2º
Alternativa 7	94.177,00	4.971,25	99.148,25	100,00%	1º
Alternativa 8	131.830,92	466,99	132.297,91	133,43%	6º

Os planos de obras referentes a cada alternativa são apresentados no Anexo 15.4.

Com relação à estimativa de custos das alternativas, ressalta-se que:

- Foi estimado um adicional de custo, diferindo para cada tipo de terreno por onde deverão passar as novas linhas de transmissão, (área urbana, trechos subterrâneos, etc.). Baseado em [10] e mediante informações obtidas junto à fabricantes de cabos isolados, foram considerados os seguintes fatores em relação aos custos modulares:

Tabela 8-2 – Fator de custo em função do terreno

Terreno	Fator em relação ao Custo Modular
Áreas Urbanas ⁽¹⁾	1,8
Trechos Subterrâneos	10,0

- (1) Devido à localização geográfica das novas linhas de transmissão (regiões densamente urbanizadas), para todas as linhas aéreas foi considerado um sobrefator de 80% em relação ao custo modular.

- Para cada nova linha de transmissão, foram consideradas as seguintes extensões por tipo de terreno:

Tabela 8-3 – Extensões das novas LT por tipo de terreno

LT	Trechos Subterrâneos (km)	Áreas Urbanas (km)	Extensão Total (km)
Jorge Teixeira – Mauá 3	---	13,7	13,7
Lechuga – Tarumã	3,2	9,3	12,5
Lechuga – Manaus	13,8	5,0	18,8
Mauá 3 – Manaus	9,0	3,85	12,85
Tarumã – Manaus	13,3	8,7	22,0

8.2 Discussão dos Resultados

As análises efetuadas indicaram a Alternativa 7 como a alternativa de melhor desempenho técnico-econômico. Conforme exposto no item 7.7, a Alternativa 7 contempla a implantação em 2019 de uma nova subestação 230/138 kV, denominada SE Tarumã, suprida através de uma linha de transmissão em 230 kV, circuito duplo, a partir da SE Lechuga. Adicionalmente essa alternativa também recomenda, em 2019, a implantação da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus e do 4º banco de autotransformadores 500/230 kV (600/780 MVA) na SE Lechuga. Nos anos subsequentes, ainda nessa alternativa, são recomendados reforços nas transformações das SE Lechuga 500/230/138 kV, Jorge Teixeira 230/138 kV, Mauá 3 230/138 kV e Tarumã 230/138 kV.

8.3 Modulação ótima dos novos bancos de autotransformadores 230/138 kV da SE Tarumã

Foi realizada uma análise para indicar a modulação dos bancos de autotransformadores mais econômica para a SE Tarumã 230/138 kV. Os resultados obtidos são mostrados na Tabela 8-4.

Tabela 8-4 – Modulação dos novos bancos de autotransformadores 230/138 kV da SE Tarumã

Autotransformadores	Custo (R\$ x 1000)	%	Ordem	Configuração
Banco 1Ø – 3x50 MVA	34.396,16	123,62%	5º	10 ATR 1Ø – 2019 3 ATR 1Ø – 2027
Banco 1Ø – 3x75 MVA	31.861,91	114,52%	4º	7 ATR 1Ø – 2019 3 ATR 1Ø – 2022
Banco 1Ø – 3x100 MVA	28.284,91	101,66%	2º	7 ATR 1Ø – 2019 3 ATR 1Ø – 2027
Banco 1Ø – 3x125 MVA	27.823,25	100,00%	1º	7 ATR 1Ø – 2019 3 ATR 1Ø – 2029
Banco 1Ø – 3x150 MVA	28.836,16	103,64%	3º	7 ATR 1Ø – 2019

Foram analisadas cinco possibilidades das quais três delas (modulação de 3x100 MVA, 3x125 MVA e 3x150 MVA) apresentaram desempenho técnico-econômico diferindo em menos de 5%, caracterizando um empate técnico entre as três possibilidades. No entanto, a modulação de 3x100 MVA se constitui em uma solução adequada, além de despende o menor investimento no ano inicial 2019, sendo portanto esta a modulação recomendada. Neste caso, deverão ser instalados 2 bancos de autotransformadores (3x100 MVA) em 2019 e o terceiro em 2027. Considerando a modulação de 3x125 MVA, seria necessária a implantação de 2 bancos de autotransformadores em 2019 e o terceiro em 2029, enquanto que considerando a modulação de 3x150 MVA, seria necessário a instalação de apenas 2 bancos de autotransformadores em 2019.

9 ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E TRANSFORMADORES

De acordo com os critérios de planejamento adotados neste estudo, as tensões máximas admissíveis nas extremidades das linhas de transmissão durante o processo de energização e rejeição não devem ultrapassar 1,2 pu para os barramentos de 500 kV e 1,1 pu para os barramentos de 230 kV e 138 kV.

O estudo de energização foi realizado considerando a configuração prevista para 2019 e o patamar de carga leve. Por sua vez, o estudo de rejeição foi realizado considerando-se o patamar de carga média.

A seguir estão resumidos os resultados das simulações de energização e rejeição da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1/C2 e LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1, indicadas nesse relatório.

9.1 Energização da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1/C2

A energização da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1/C2, dotada de trecho aéreo com 2 subcondutores de 954 MCM por fase e trecho subterrâneo com cabo XLPE (Cobre) com 1 condutor de 2000 mm² por fase, foi simulada no sentido Lechuga → Tarumã, sem considerar reatores fixos nas duas extremidades destas LT. Partindo-se de Lechuga 230 kV com tensão de 1,040 pu, a tensão no terminal de Lechuga 230 kV é elevada para 1,042 pu, ficando o terminal aberto em Tarumã 230 kV com 1,043 pu, ou seja, dentro dos valores predeterminados. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-1 e na Figura 9-2.

O circuito 2 foi energizado posteriormente, já considerando energizado o circuito 1. Nesta situação, partindo-se de Lechuga 230 kV com tensão de 1,040 pu, a tensão no terminal de Lechuga 230 kV é elevada para 1,042 pu, ficando o terminal aberto em Tarumã 230 kV com 1,043 pu, ou seja, dentro dos valores predeterminados. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-3 e na Figura 9-4.

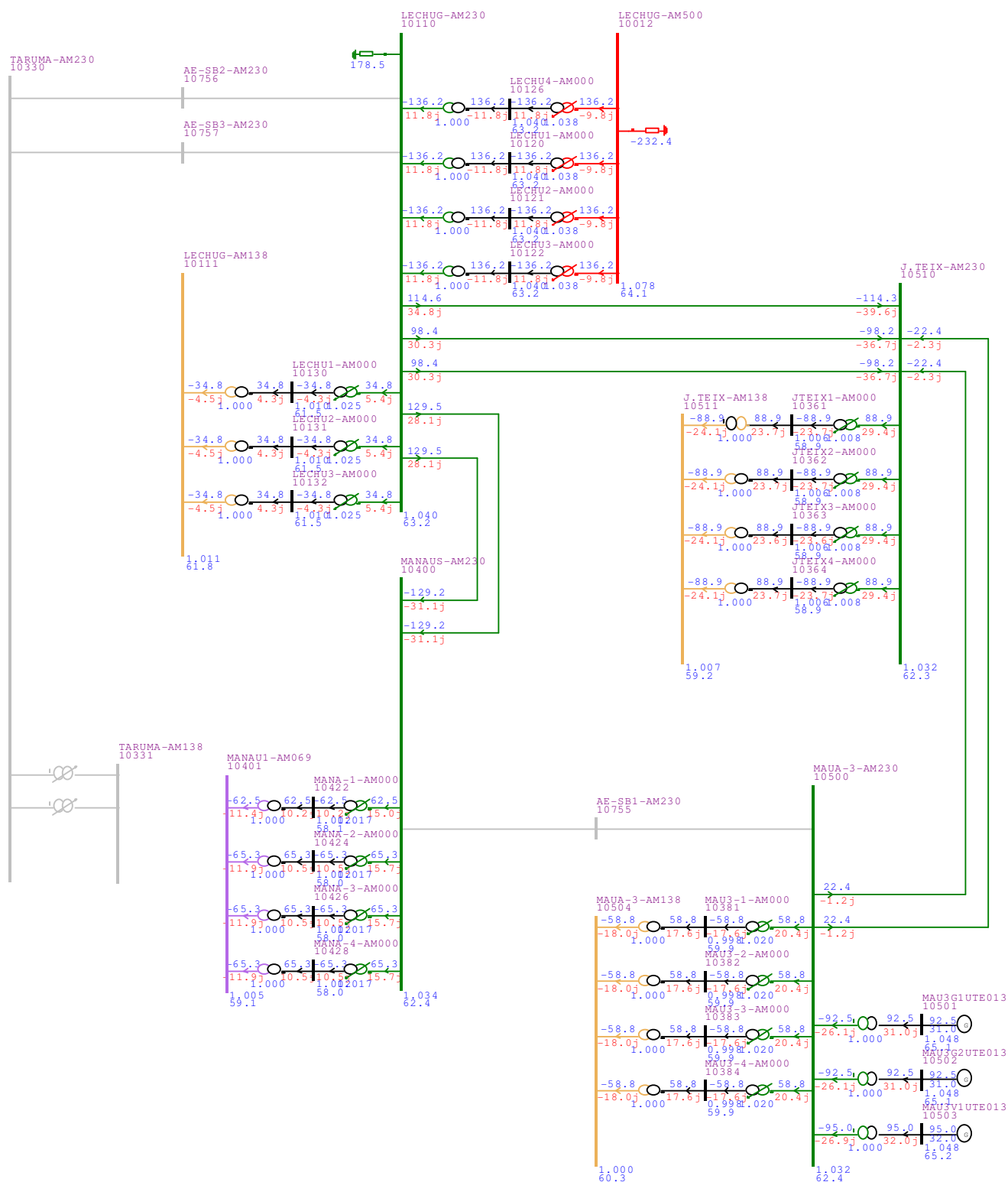
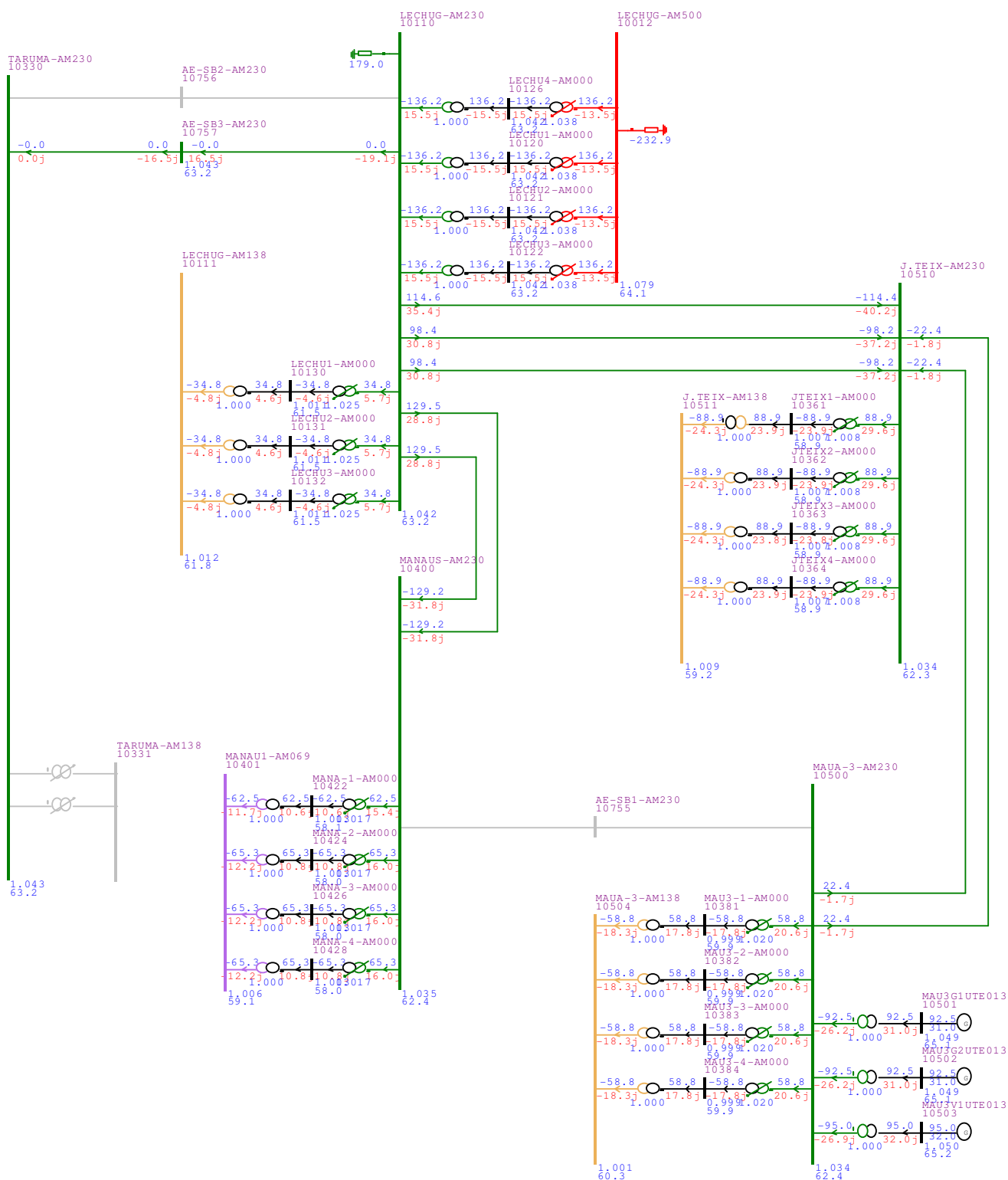


Figura 9-1 – Sistema Pré-Energização da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 a partir de Lechuga



EPE-DEE-RE-105/2015-rev2 – “Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus”

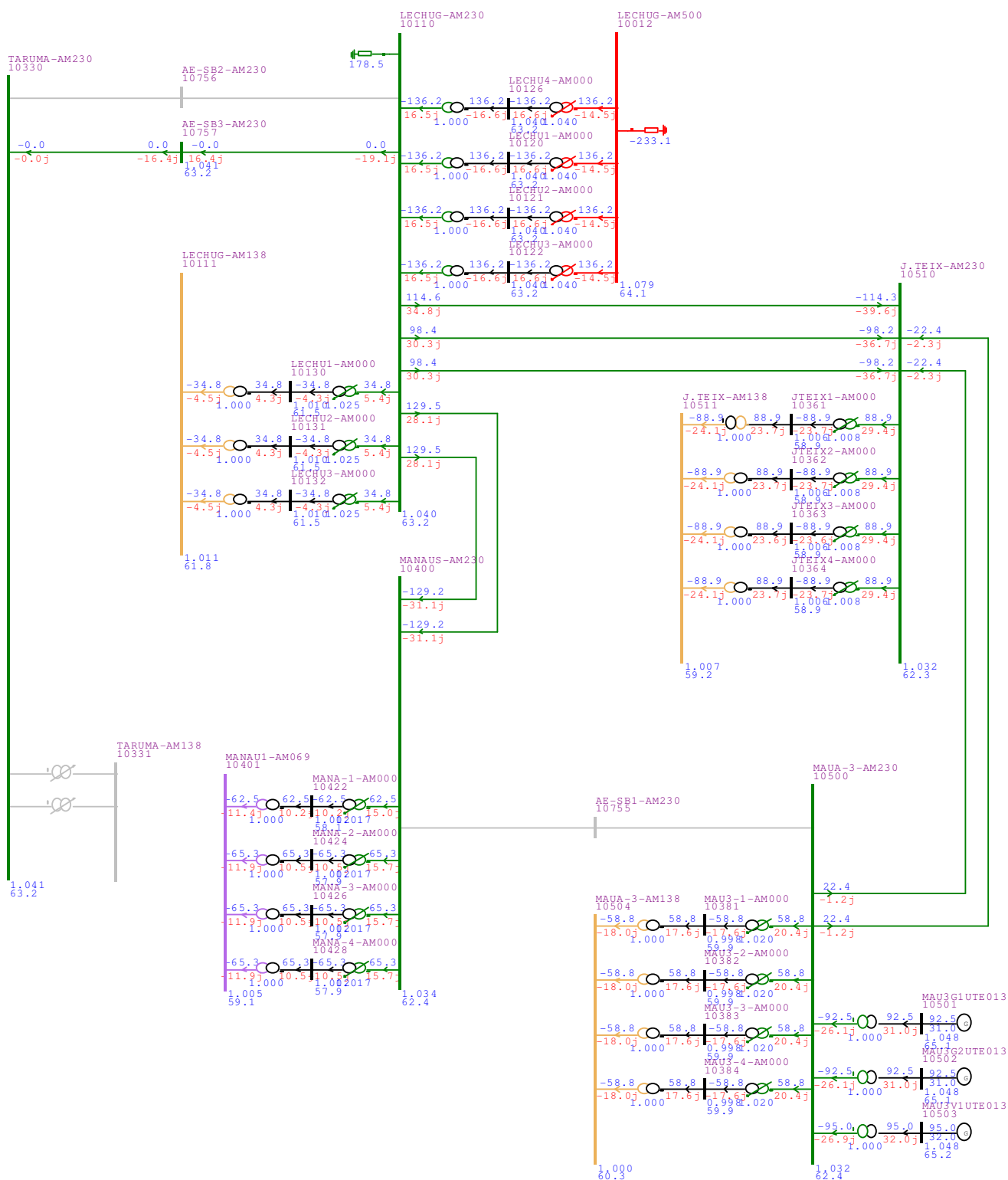


Figura 9-3 – Sistema Pré-Energização da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C2 a partir de Lechuga

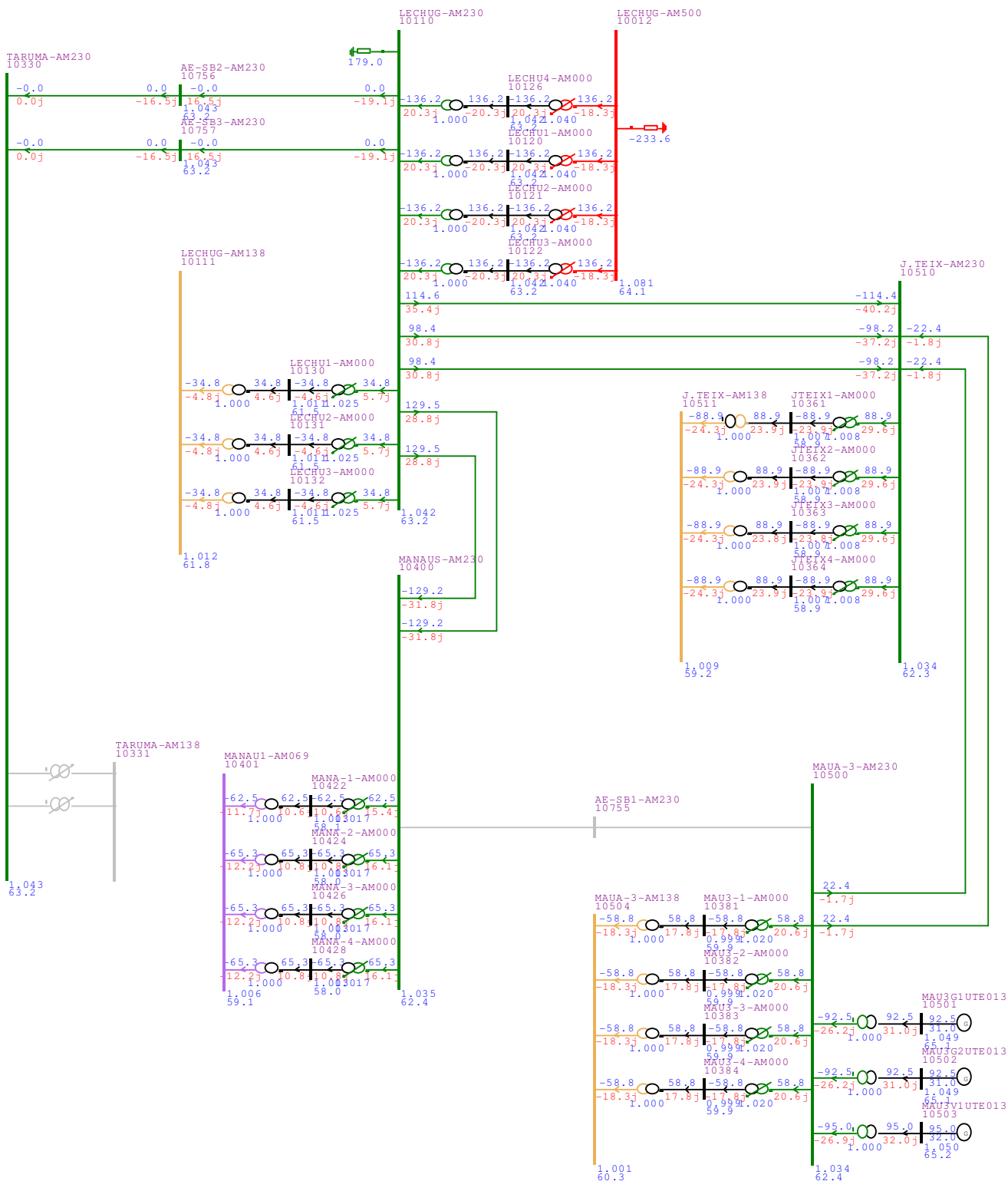


Figura 9-4 – Energização da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C2 a partir de Lechuga – sem reatores fixos nas duas extremidades desta linha de transmissão

9.2 Energização dos Bancos de Autotransformadores 230/138 kV da SE Tarumã

A energização dos bancos de autotransformadores 230/138 kV da SE Tarumã foi realizada considerando já energizados os dois circuitos em 230 kV entre Lechuga e Tarumã. Nesta situação, partindo-se de Tarumã 230 kV com tensão de 1,040 pu, a tensão no terminal de Tarumã 230 kV é mantida em 1,040 pu, ficando o barramento de Tarumã 138 kV com 1,025 pu, ou seja, dentro dos valores predeterminados. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-5 e Figura 9-6.

O 2º banco de autotransformadores foi energizado posteriormente já considerando energizado o 1º banco de autotransformadores. Nesta situação, partindo-se de Tarumã 230 kV com tensão de 1,040 pu, a tensão no terminal de Tarumã 230 kV é mantida em 1,040 pu, ficando o barramento de Tarumã 138 kV com 1,012 pu, ou seja, dentro dos valores predeterminados. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-7 e Figura 9-8.







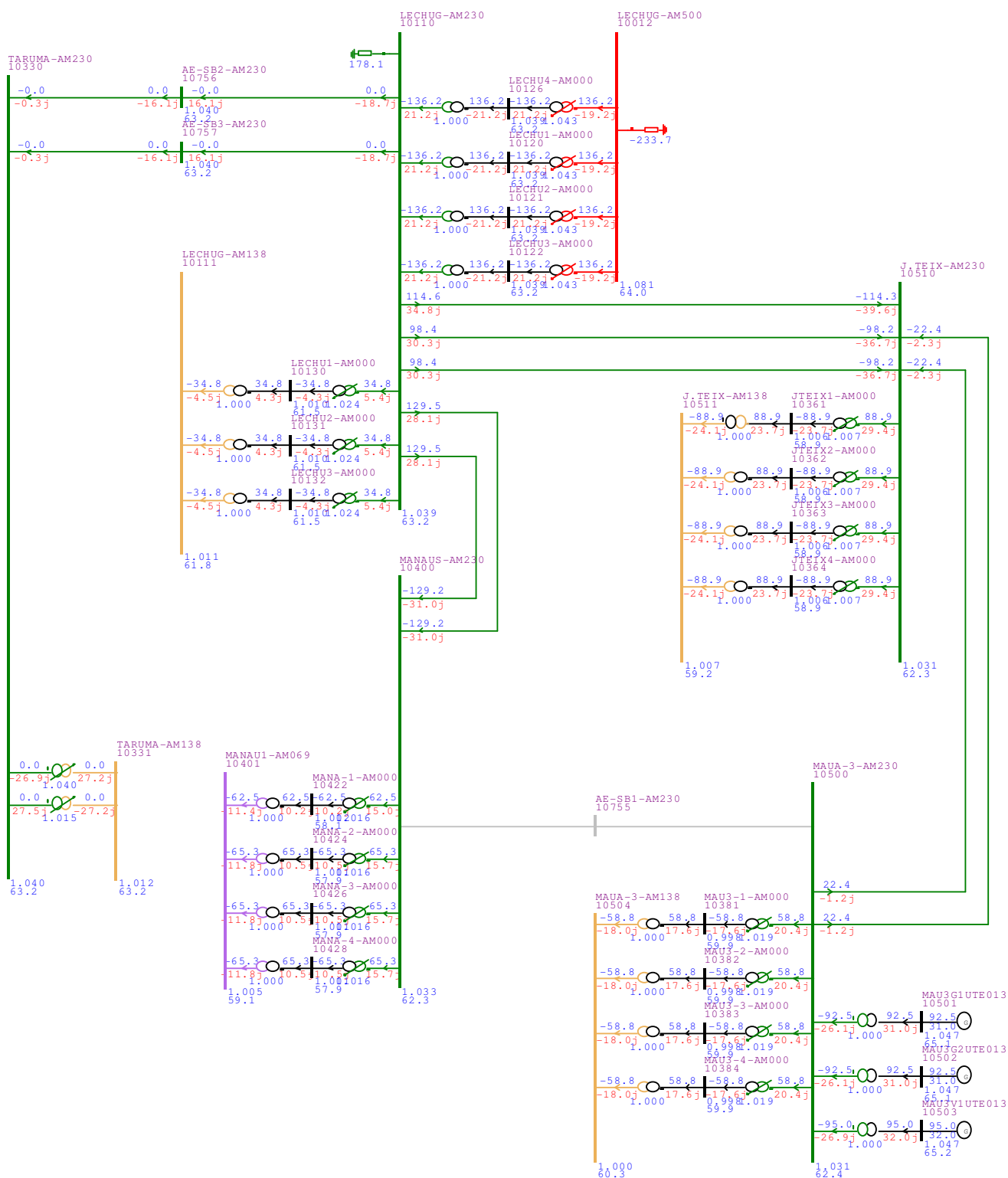


Figura 9-8 – Energização do 2º banco de autotransformadores 230/138 kV da SE Tarumã a partir de Tarumã 230 kV

9.3 Rejeição da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1/C2

Para a avaliação da rejeição da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1/C2, considerando que se trata de dois circuitos idênticos, foi simulado tal rejeição para apenas um dos circuitos (circuito 1). Assim, na rejeição da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1, com tensões de 1,045 pu na SE Lechuga e 1,041 pu na SE Tarumã, com a abertura intempestiva do disjuntor do terminal Lechuga, obteve-se tensões de 1,038 pu na SE Tarumã e 1,039 pu no terminal aberto na SE Lechuga.

Adicionalmente, na rejeição da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1, com a abertura intempestiva do disjuntor do terminal Tarumã, obteve-se tensões de 1,045 pu na SE Lechuga e 1,046 pu no terminal aberto na SE Tarumã. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-9, Figura 9-10 e Figura 9-11.

Conclui-se que a energização e a rejeição da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1/C2, mesmo sem considerar reatores fixos nas duas extremidades destas linhas, não provoca sobretensões no sistema, atendendo aos critérios de planejamento.





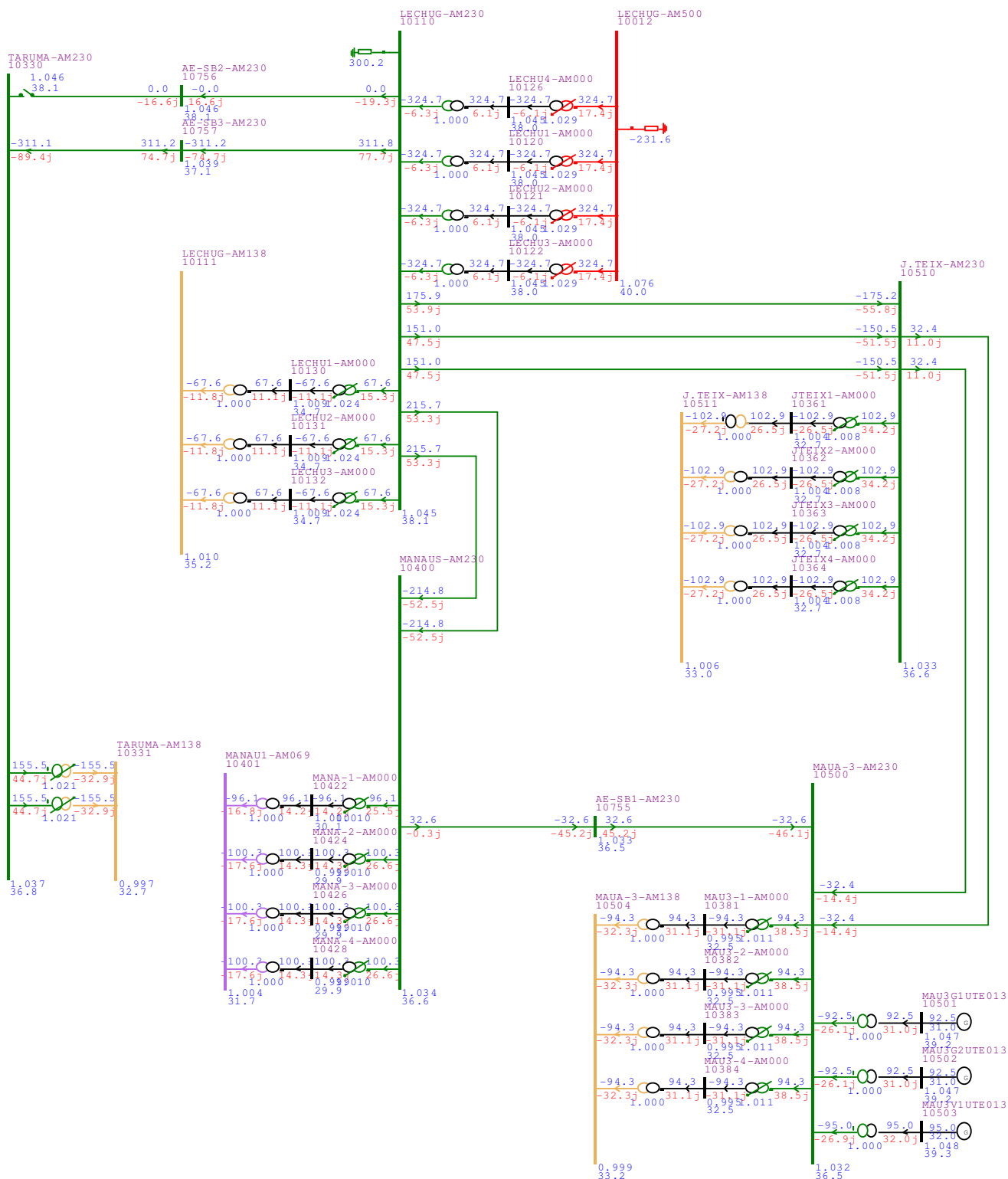
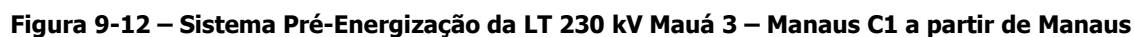


Figura 9-11 – Rejeição da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 com abertura na SE Tarumã

9.4 Energização da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1

A energização da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1, dotada de trecho aéreo com 2 subcondutores de 954 MCM por fase e trecho subterrâneo com cabo XLPE (Cobre) com 1 condutor de 2000 mm² por fase, foi simulada inicialmente no sentido Manaus → Mauá 3, sem considerar reatores fixos nas duas extremidades desta LT. Nesta situação, partindo-se de Manaus 230 kV com tensão de 1,038 pu, a tensão no terminal de Manaus 230 kV é elevada para 1,044 pu, ficando o terminal aberto em Mauá 3 230 kV com 1,045 pu, ou seja, dentro dos valores predeterminados. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-12 e Figura 9-13.

Adicionalmente foi simulada a energização desta LT no sentido Mauá 3 → Manaus, também sem considerar reatores fixos nas duas extremidades desta LT. Nesta situação, partindo-se de Mauá 3 230 kV com tensão de 1,037 pu, a tensão no terminal de Mauá 3 230 kV é elevada para 1,041 pu, ficando o terminal aberto em Manaus 230 kV com 1,043 pu, ou seja, dentro dos valores predeterminados. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-14 e Figura 9-15.



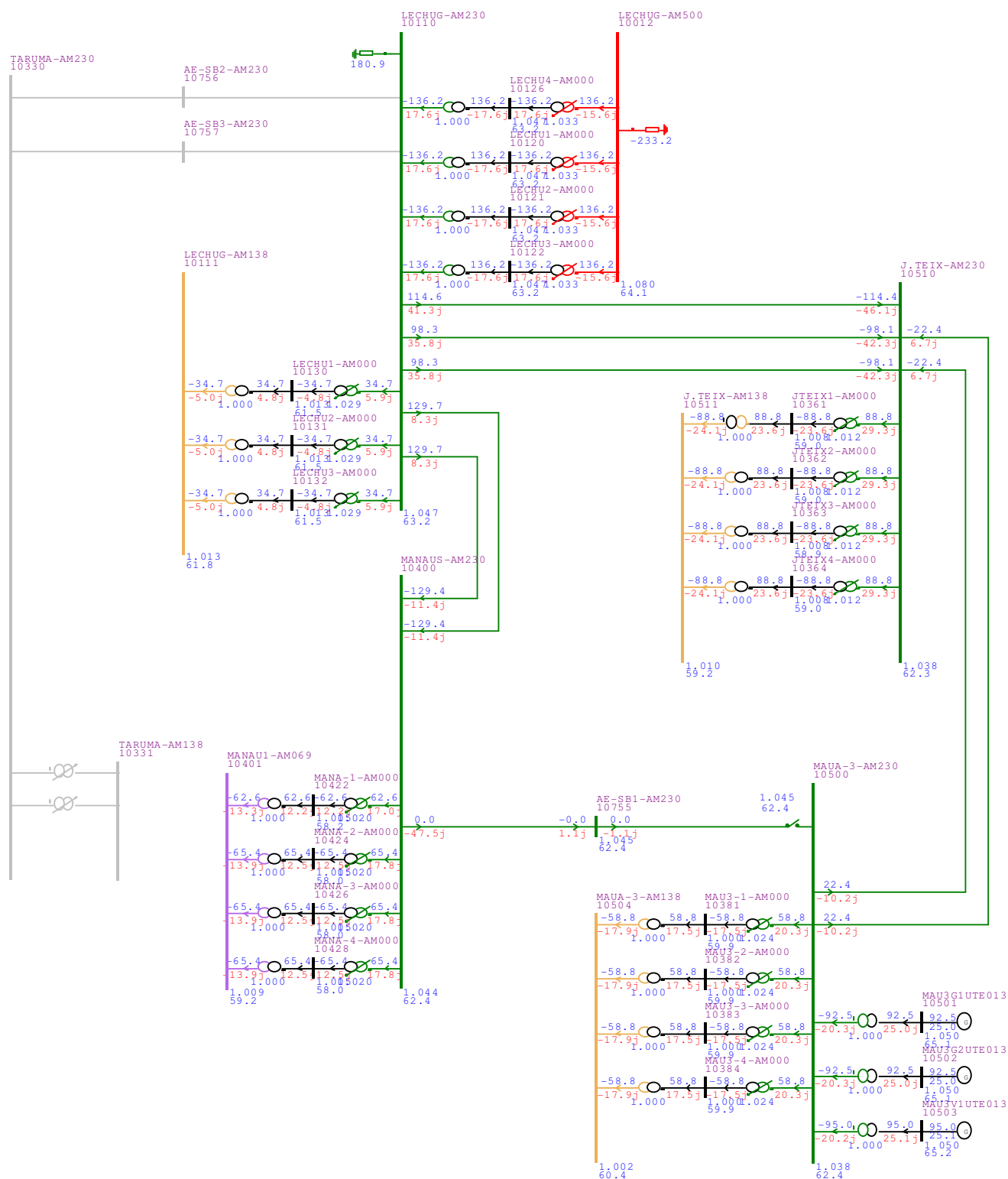


Figura 9-13 – Energização da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 a partir de Manaus – sem reatores fixos nas duas extremidades desta linha de transmissão

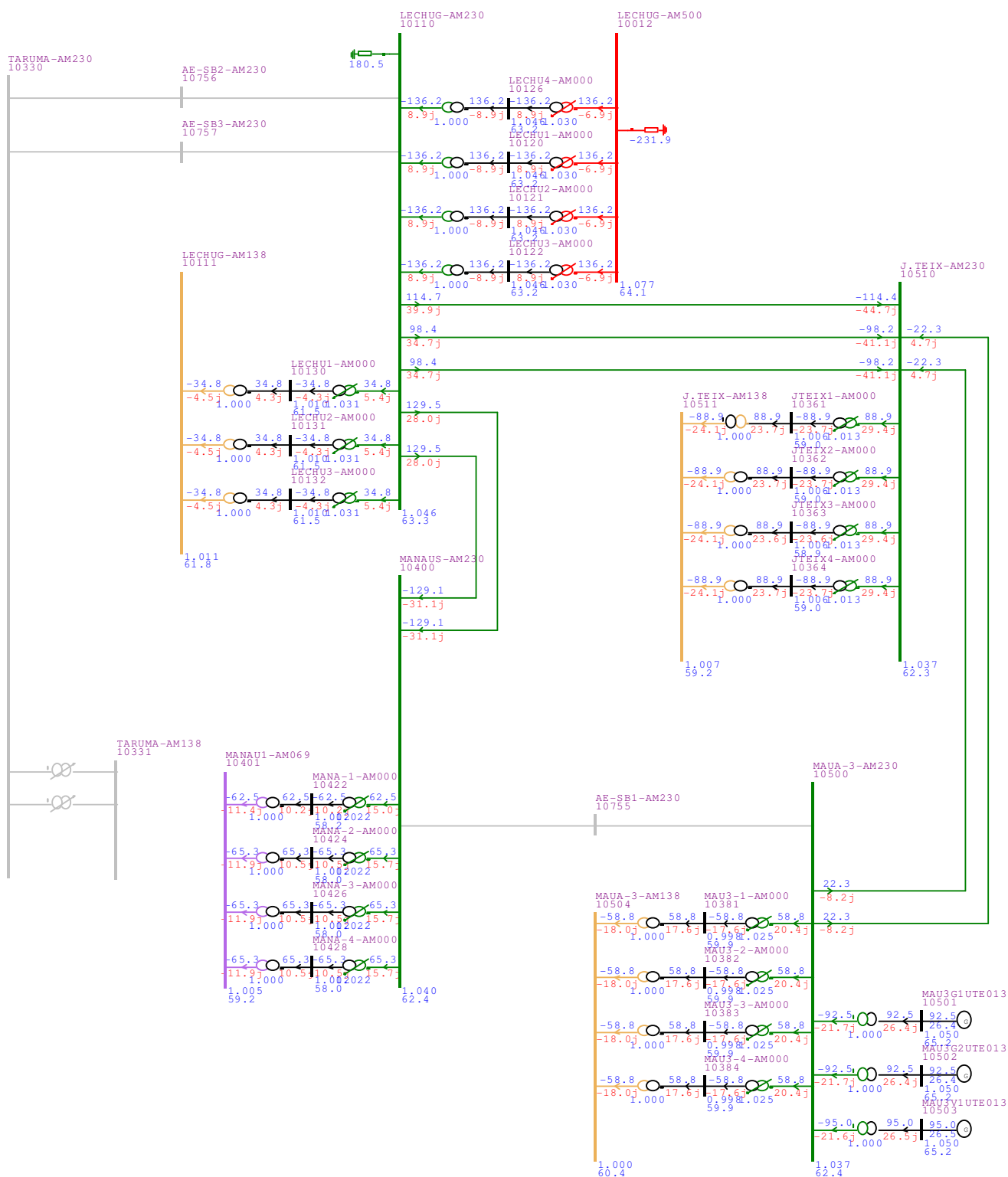


Figura 9-14 – Sistema Pré-Energização da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 a partir de Mauá 3

9.5 Rejeição da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1

Na rejeição da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1, com tensões de 1,038 pu na SE Manaus e 1,035 pu na SE Mauá 3, com a abertura intempestiva do disjuntor do terminal Manaus, obteve-se tensões de 1,035 pu na SE Mauá 3 e 1,037 pu no terminal aberto na SE Manaus.

Adicionalmente, na rejeição da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1, com a abertura intempestiva do disjuntor do terminal Mauá 3, obteve-se tensões de 1,041 pu na SE Manaus e 1,042 pu no terminal aberto na SE Mauá 3. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-16, Figura 9-17 e Figura 9-18.

Conclui-se que a energização e a rejeição da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1, mesmo sem considerar reatores fixos nas duas extremidades desta linha, não provoca sobretensões no sistema, atendendo aos critérios de planejamento.

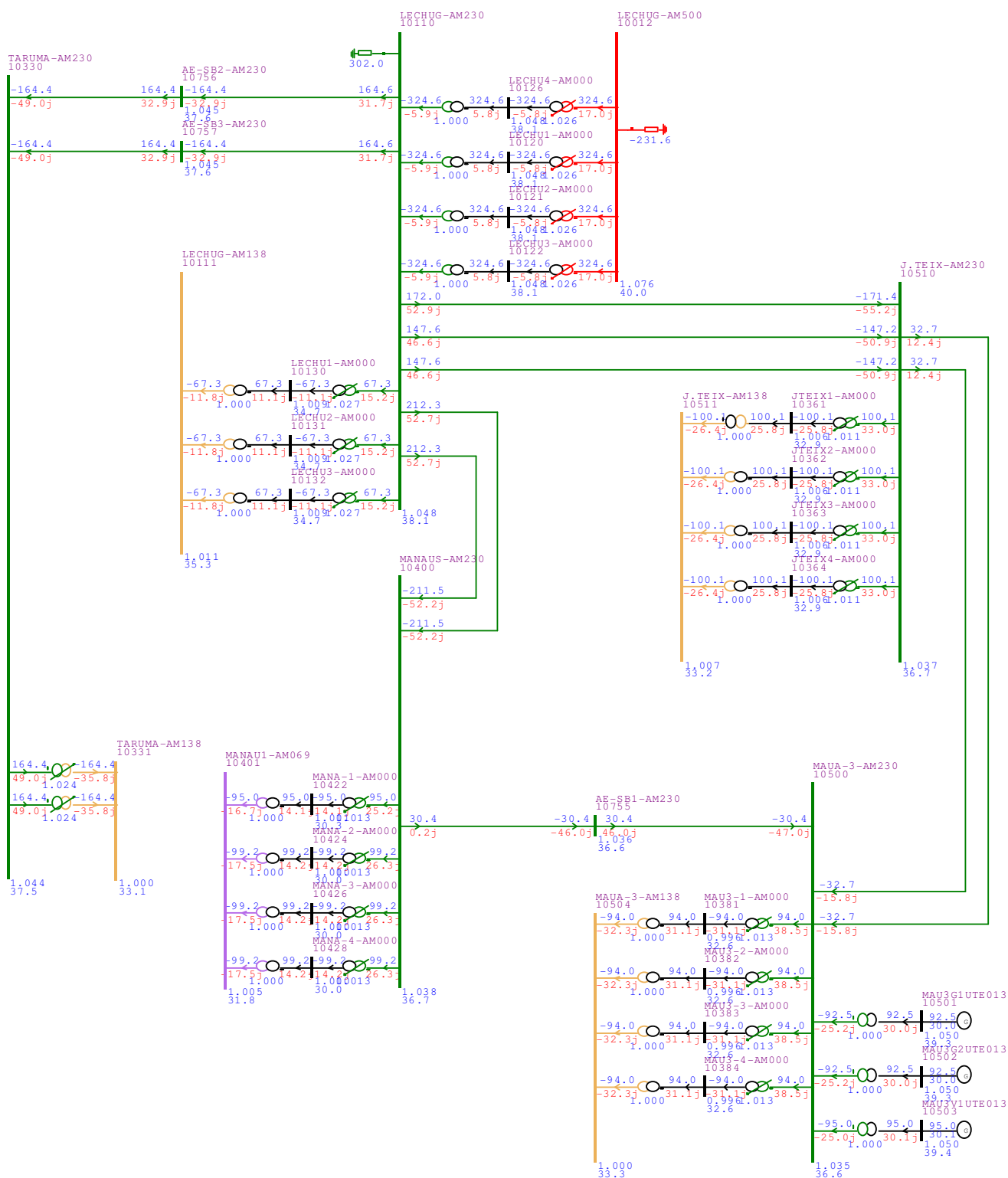


Figura 9-16 – Sistema Pré-Rejeição da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1

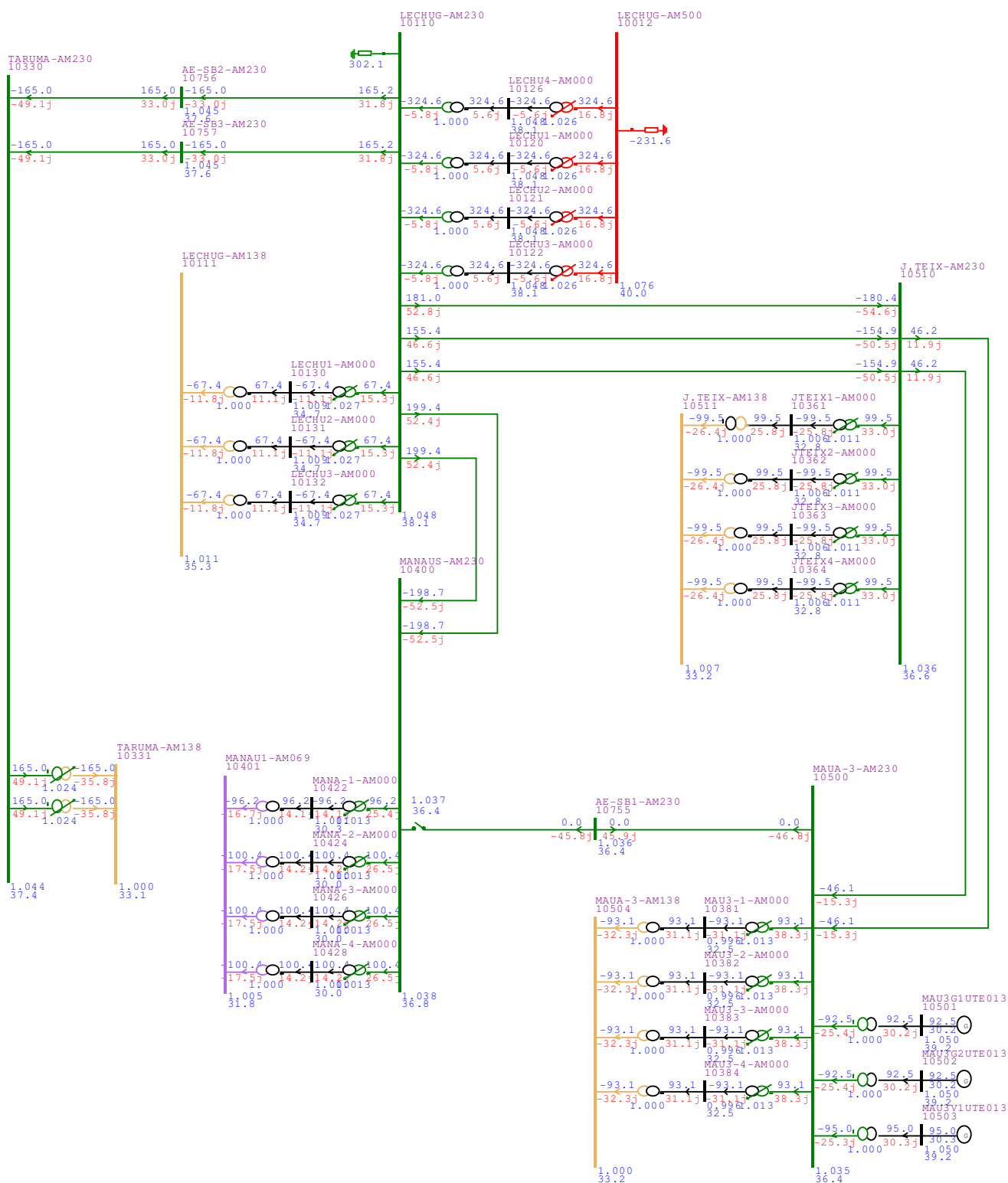


Figura 9-17 – Rejeição da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 com abertura na SE Manaus

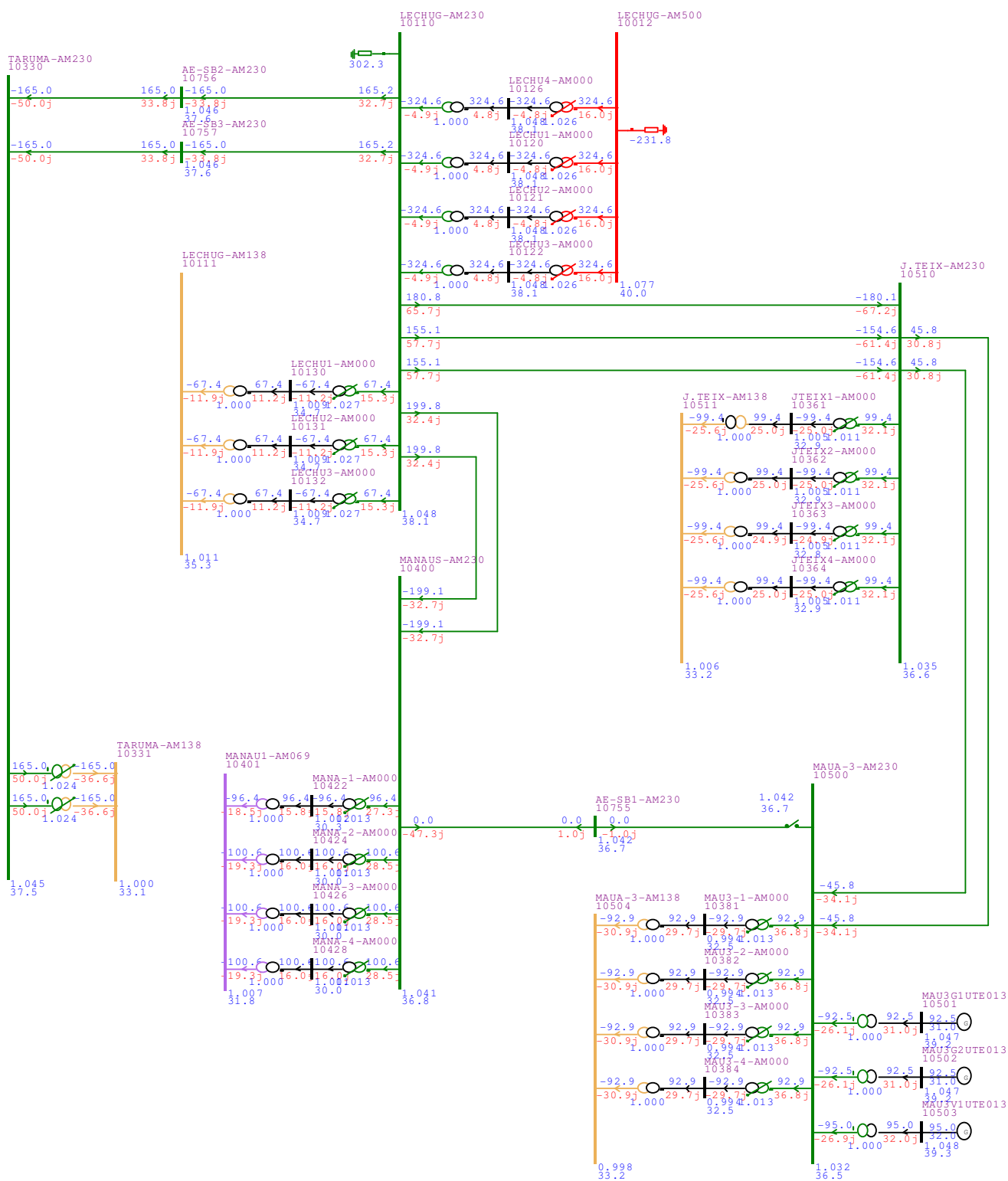


Figura 9-18 – Rejeição da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 com abertura na SE Mauá 3

10 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

O cálculo dos níveis de curto-circuito foi efetuado considerando o sistema em regime subtransitário, com todas as máquinas sincronizadas, todas as linhas de transmissão utilizando a base de dados referente ao PD 2023.

Os valores referentes às correntes de curto-circuito máximo para as principais subestações influenciadas pela implantação dos reforços recomendados neste estudo (Alternativa 7), são apresentados nas Tabela 10-1 até a Tabela 10-3. Esses valores foram obtidos para as condições pré-entrada (2019) e pós-entrada (2019) das obras indicadas neste estudo, bem como para o ano horizonte do estudo (2029).

Adicionalmente, ressalta-se que os disjuntores da SE Tarumã 230/138 kV devem ser dimensionados de acordo com os valores das correntes de curto-circuito. Assim, os disjuntores escolhidos devem suportar as correntes de curto-circuito apresentadas na Tabela 10-1 até a Tabela 10-3.

Tabela 10-1 – Correntes de curto-circuito máximo referentes ao ano de 2019 (pré-entrada das obras)

Identificação		2019 – pré obras						Disjuntor (kA)
Subestação	Tensão (kV)	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	2ΦT (kA)	X/R	
UTE Cristiano Rocha	230	16,13	10,03	17,23	8,08	17,14	8,78	40
UHE Balbina	230	5,96	11,13	6,34	13,08	6,25	12,20	40
Presidente Figueiredo	230	5,29	8,41	4,01	6,29	4,95	7,71	40
Lechuga	500	9,32	8,24	11,35	9,61	11,09	9,41	50
	230	19,74	10,48	26,69	11,29	27,04	11,53	40
	138	12,70	26,00	14,60	31,92	14,06	30,07	ND
Manaus	230	14,09	9,41	14,08	7,73	14,36	8,49	40
	69	32,40	11,22	38,91	11,39	37,21	11,36	31,5
Jorge Teixeira	230	17,07	12,52	18,96	11,01	18,43	11,48	40
	138	15,81	20,00	18,31	20,22	17,50	20,16	40
Mauá 3	230	16,12	14,58	18,48	15,27	17,73	15,08	40
	138	17,28	21,68	19,69	23,94	18,93	23,24	40

Tabela 10-2 – Correntes de curto-circuito máximo referentes ao ano de 2019 (pós-entrada das obras)

Identificação		2019 – pós obras						Disjuntor (kA)
Subestação	Tensão (kV)	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	2ΦT (kA)	X/R	
UTE Cristiano Rocha	230	16,65	9,95	17,81	7,90	17,74	8,62	40
UHE Albina	230	5,99	11,05	6,36	13,01	6,28	12,12	40
Presidente Figueiredo	230	5,33	8,36	4,03	6,27	4,98	7,67	40
Lechuga	500	9,61	8,57	12,13	9,80	11,92	9,77	50
	230	20,57	10,41	28,33	11,09	29,16	11,37	40
	138	12,87	26,47	14,81	32,58	14,26	30,69	ND
Manaus	230	17,03	11,04	18,94	8,51	18,71	9,22	40
	69	34,10	12,09	41,85	12,58	40,23	12,53	31,5
Jorge Teixeira	230	17,63	11,62	19,74	10,14	19,19	10,58	40
	138	17,19	16,79	19,73	17,25	18,89	17,12	40
Mauá 3	230	17,99	13,09	21,23	12,47	20,35	12,60	40
	138	17,90	21,06	20,53	22,54	19,70	22,12	40
Tarumã	230	16,15	10,73	16,48	7,57	16,87	8,80	ND
	138	16,10	15,38	15,79	12,77	16,12	14,02	ND

Tabela 10-3 – Correntes de curto-circuito máximo referentes ao ano de 2029

Identificação		2029						Disjuntor (kA)
Subestação	Tensão (kV)	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	2ΦT (kA)	X/R	
UTE Cristiano Rocha	230	16,88	9,68	18,09	7,70	18,02	8,39	40
UHE Albina	230	6,01	10,97	6,37	12,92	6,29	12,03	40
Presidente Figueiredo	230	5,34	8,31	4,03	6,25	4,99	7,63	40
Lechuga	500	9,76	8,57	12,61	9,67	12,51	9,76	50
	230	20,93	10,05	29,20	10,64	30,45	10,92	40
	138	16,84	21,15	20,15	25,76	19,43	24,82	ND
Manaus	230	17,23	10,73	19,19	8,30	18,96	8,98	40
	69	34,40	11,76	42,19	12,26	40,57	12,21	31,5
Jorge Teixeira	230	17,88	11,26	20,20	10,01	19,58	10,36	40
	138	18,72	15,67	21,81	16,10	20,86	16,00	40
Mauá 3	230	18,22	12,68	21,59	12,16	20,69	12,26	40
	138	19,32	19,71	22,41	20,97	21,47	20,64	40
Tarumã	230	16,45	10,44	16,84	7,41	17,22	8,58	ND
	138	18,12	14,50	18,04	11,57	18,35	12,89	ND

ND = Valor não disponível

Foi verificada a superação dos disjuntores do pátio de 69 kV da SE Manaus, mesmo antes de inseridos os reforços indicados neste estudo, como pode ser observado na Tabela 10-1. Assim, recomenda-se que a distribuidora Eletrobras Distribuição Amazonas realize estudos específicos no intuito de ratificar a troca dos equipamentos superados tanto nessa subestação, como também em possíveis outras subestações da rede de distribuição.

Adicionalmente, cumpre notar que após a revisão zero desse estudo, foi criado um Grupo de Trabalho contando com a participação da EPE, ONS, Eletrobras Eletronorte, Eletrobras Distribuição Amazonas e Amazonas G&T, etc, com o objetivo de indicar as medidas operativas e os montantes mínimos de Geração Térmica para o período que antecede a entrada em operação da solução de planejamento. Dentre as medidas que estão sendo avaliadas, consta a possibilidade de implantação de reatores limitadores de curto-circuito na SE Manaus, avaliação esta que está sendo realizada pela Eletrobras Distribuição Amazonas.

11 ANÁLISE DO CONDUTOR ÓTIMO

A seguir estão resumidos os resultados da análise preliminar de condutor econômico para os trechos aéreos das LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1/C2 (CD) e Mauá 3 – Manaus C1.

Nessa análise, utilizou-se como referência de custos o documento “Base de Referência de Preços ANEEL”, Junho/2014, [9], e perdas elétricas de 30 anos custeadas a 154,00 R\$/MWh, trazidas a valor presente.

No anexo 15.1 serão apresentados as avaliações referentes aos trechos subterrâneos dessas linhas de transmissão, condutor econômico e configuração de referência

- **LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1/C2 (CD)**

A análise preliminar de condutor econômico para o trecho aéreo da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1/C2 (CD), é apresentada na Tabela 11-1 e na Figura 11-1.

Considerando os condutores de menor custo total (investimento e perdas), dentro de uma tolerância de 3%, optou-se pelo condutor Rail, com 2 subcondutores de 954 MCM por fase. Tal escolha é justificada também pela existência de outras LT em 230 kV na região metropolitana de Manaus que possuem a configuração de 2 subcondutores de 954 MCM por fase.

Tabela 11-1 – Análise preliminar de condutor econômico para o trecho aéreo da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1/C2 (CD)

Nº	Tensão [kV]	Cabo Condutor	Cabo [MCM]	Investimento	Perdas	Total	%
1	230	Hawk	1x477	R\$ 4.159.363,84	R\$ 17.663.029,12	R\$ 21.822.392,96	194,27%
2	230	Dove	1x556.5	R\$ 4.316.798,93	R\$ 15.163.090,18	R\$ 19.479.889,11	173,41%
3	230	Grosbeak	1x636	R\$ 4.478.868,87	R\$ 13.289.966,19	R\$ 17.768.835,06	158,18%
4	230	Redwing	1x715.5	R\$ 4.819.897,32	R\$ 11.844.656,65	R\$ 16.664.553,97	148,35%
5	230	Tern	1x795	R\$ 4.602.082,89	R\$ 10.708.513,55	R\$ 15.310.596,43	136,30%
6	230	Drake	1x795	R\$ 4.754.068,74	R\$ 10.673.158,96	R\$ 15.427.227,70	137,34%
7	230	Ruddy	1x900	R\$ 4.754.904,50	R\$ 9.495.324,96	R\$ 14.250.229,46	126,86%
8	230	Rail	1x954	R\$ 4.846.543,22	R\$ 8.976.921,49	R\$ 13.823.464,71	123,06%
9	230	Bluejay	1x1113	R\$ 5.118.451,26	R\$ 7.746.629,92	R\$ 12.865.081,18	114,53%
10	230	Hawk	2x477	R\$ 5.462.240,92	R\$ 8.848.718,52	R\$ 14.310.959,44	127,40%
11	230	Dove	2x556.5	R\$ 5.771.927,80	R\$ 7.598.471,37	R\$ 13.370.399,17	119,03%
12	230	Grosbeak	2x636	R\$ 6.096.180,27	R\$ 6.661.644,31	R\$ 12.757.824,57	113,57%
13	230	Redwing	2x715.5	R\$ 6.767.870,59	R\$ 5.954.603,11	R\$ 12.722.473,69	113,26%
14	230	Tern	2x795	R\$ 6.333.537,53	R\$ 5.370.450,96	R\$ 11.703.988,50	104,19%
15	230	Drake	2x795	R\$ 6.632.325,96	R\$ 5.352.855,72	R\$ 11.985.181,67	106,69%
16	230	Ruddy	2x900	R\$ 6.631.405,82	R\$ 4.763.642,10	R\$ 11.395.047,92	101,44%
17	230	Rail	2x954	R\$ 6.812.091,61	R\$ 4.504.345,69	R\$ 11.316.437,31	100,74%
18	230	Bluejay	2x1113	R\$ 7.344.245,28	R\$ 3.888.979,02	R\$ 11.233.224,31	100,00%

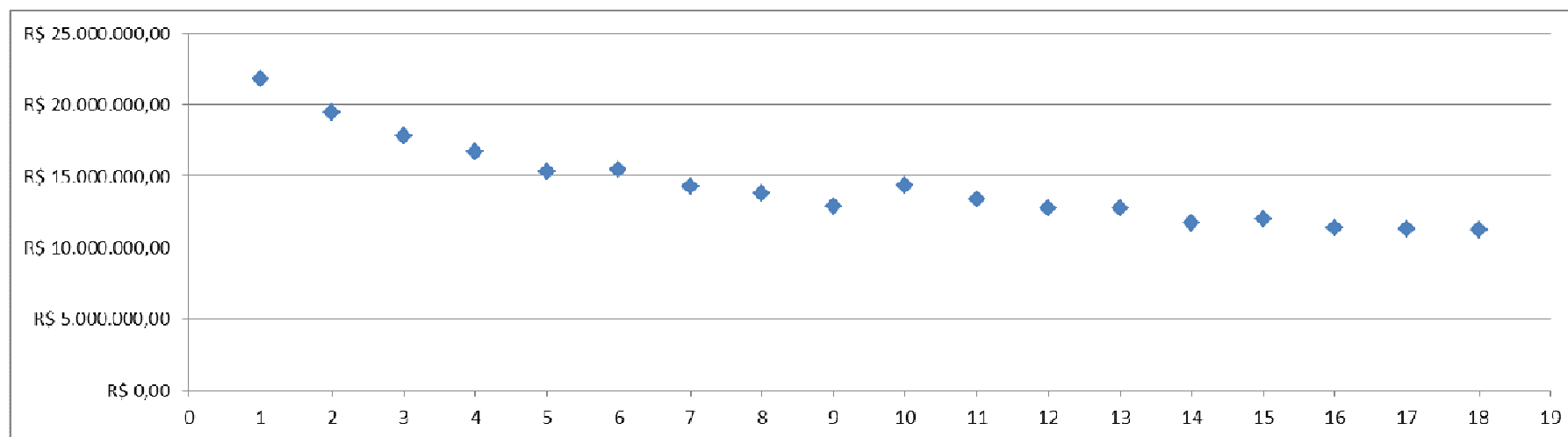


Figura 11-1 – Análise preliminar de condutor econômico para o trecho aéreo da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1/C2 (CD)

- **LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1**

Embora o carregamento nessa linha de transmissão seja inferior ao carregamento da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 e C2 (CD), optou-se em utilizar para o trecho aéreo desta LT a configuração de 2 subcondutores de 954 MCM por fase (Rail), motivada pelos seguintes fatores:

- Existência de outras linhas de transmissão em 230 kV na região metropolitana de Manaus que possuem a configuração de 2 subcondutores de 954 MCM por fase;
- Por se tratar de uma linha curta (aproximadamente 3 km o trecho aéreo), haverá economia de escala na sua construção visto que segue a mesma configuração da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 e C2, também recomendada neste estudo.

12 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

A análise socioambiental das obras recomendadas nesse estudo está presente na Nota Técnica DEA 05/17, [11], anexa a este relatório no item 15.9.

13 REFERÊNCIAS

- [1]. Atendimento a Região Metropolitana de Manaus – Solução de Curto Prazo, relatório EPE-DEE-129-2008-r0 – Outubro/2008.
- [2]. Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus, relatório EPE-DEE-RE-064/2010-r0, Outubro/2010.
- [3]. Avaliação da antecipação de obras para Dezembro 2012. Nota Técnica: NT – EPP – n° 001/2012, Eletrobras Eletronorte, Abril/2012.
- [4]. Estudo de Regime Permanente e Curto – Circuito visando o estabelecimento de um programa de obras, quando da interligação com o SIN e a desativação das gerações térmicas a óleo. Nota Técnica: NT – EPP – n° 002/2012, Eletrobras Eletronorte, Maio/2012.
- [5]. Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de Manaus, relatório EPE-DEE-RE-056/2012-rev0
- [6]. NT 0169 - ATENDIMENTO À REGIÃO METROPOLITANA DE MANAUS NO HORIZONTE 2015 A 2018-revisão 1
- [7]. “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica”, EPE, Abril/2005
- [8]. “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão”, CCPE/CTET, Janeiro/2001
- [9]. “Base de Referência de Preços ANEEL”, Junho/2014
- [10]. EPE-DEE-RE-062/2007-r1 - “Análise Técnico-Econômica da Integração de Sistemas Isolados ao SIN – Atendimento à Região Oeste do Pará”, Julho/2007
- [11]. Nota Técnica DEA 05/17 – Análise Socioambiental da Revisão 1 do Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus (Relatório R1), EPE, Março/2017
- [12]. INMET. Normal Climatológico do Brasil 1981-2010: Temperatura Máxima. <http://www.inmet.gov.br/portal/>
- [13]. Almeida, J. H. M., Carvalho Jr, D. S., Lima, S. F. F., Schmidt, F. e Carvalho, C. B. C. - Linhas De Transmissão Com Cabos Isolados De Alta E Extra Alta Tensão No Brasil: Uma Realidade Com Demanda Crescente – XXV SNPTEE, Novembro de 2019 (A publicar)

14 EQUIPE TÉCNICA

Bruno Scarpa Alves da Silveira – EPE/STE

Dourival De Souza Carvalho Junior – EPE/STE

Fabiano Schmidt – EPE/STE

Gustavo Valeriano Neves Luizon – EPE/STE

João Henrique Magalhães Almeida – EPE/STE

José Filho da Costa Castro – EPE/STE

Sergio Felipe Falcão Lima – EPE/STE

Vinicius Ferreira Martins – EPE/STE

André Luiz Alberti – EPE/SMA

André Viola Barreto – EPE/SMA

Kátia Gisele Soares Matosinho – EPE/SMA

Robson de Oliveira Matos – EPE/SMA



Magno José da Silva – Eletrobras Amazonas Energia

Nilson Kozlowski – Eletrobras Amazonas Energia

Paulo Jorge Valente Caxeixa – Eletrobras Amazonas Energia



Eber Havila Rose – Eletrobras Eletronorte

Francisco Silvio Vilela da Silva – Eletrobras Eletronorte

Janine Machado Nobrega – Eletrobras Eletronorte

Paulo Antônio Neves Aquino – Eletrobras Eletronorte

Paulo Henrique Barbosa Naves – Eletrobras Eletronorte

Paulo Sérgio Santos Cassis – Eletrobras Eletronorte

Yaser Khalil – Eletrobras Eletronorte



15 ANEXO

15.1 Parâmetros dos Equipamentos de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Linha de Transmissão Nova (LT)

Tabela 15-1 – Características Elétricas das Linhas de Transmissão – Alternativa 7

Linha de transmissão	Tensão (kV)	Extensão (km)	Condutor		
			Número por fase	Nome	Bitola
Lechuga – Tarumã – C1 e C2 (Trechos Aéreos)	230	9,3	2	Rail	954 MCM
Lechuga – Tarumã – C1 e C2 (Trecho Subterrâneo)		3,2	1	XLPE (Cobre)	2.000 mm ²
Mauá 3 – Manaus – C1 (Trechos Aéreos)		3,85	2	Rail	954 MCM
Mauá 3 – Manaus – C1 (Trecho Subterrâneo)		9,0	1	XLPE (Cobre)	2.000 mm ²

Tabela 15-2 – Parâmetros Elétricos das Linhas de Transmissão – Alternativa 7

Linha de transmissão	Parâmetros elétricos											
	Longitudinais e transversais por unidade de comprimento						Longitudinais e transversais equivalentes					
	Sequência positiva			Sequência zero			Sequência positiva			Sequência zero		
	R1 (Ω/km)	X1 (Ω/km)	C1 (nF/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)	C0 (nF/km)	R1 (%)	X1 (%)	B1 (Mvar)	R0 (%)	X0 (%)	B0 (Mvar)
Lechuga – Tarumã – C1 e C2 (Trechos Aéreos)	0,0358	0,3354	13,2207	0,3963	1,5753	7,7508	0,0629	0,5897	2,4508	0,6966	2,7693	1,4368
Lechuga – Tarumã – C1 e C2 (Trecho Subterrâneo)	0,01257	0,27707	237,818	0,10835	0,0838	237,818	0,008	0,168	15,17	0,066	0,051	15,169
Mauá 3 – Manaus – C1 (Trechos Aéreos)	0,0357	0,3502	12,5898	0,4219	1,5331	7,6994	0,026	0,2549	0,9662	0,3070	1,1157	0,5909
Mauá 3 – Manaus – C1 (Trecho Subterrâneo)	0,01257	0,2824	237,818	0,10936	0,0758	237,818	0,021	0,48	42,671	0,186	0,129	42,665

Capacidade de Corrente:

- Os valores máximos de corrente verificados em cada um dos circuitos da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 e C2 foram 737 A em regime normal e 1398 A em emergência. Recomenda-se que os trechos aéreos de cada um dos circuitos da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 e C2 tenham capacidade de 1569 A em regime normal e 1960 A em emergência. Por sua vez, os trechos subterrâneos deverão ter capacidade de 1100 A em regime normal e 1960 A em emergência, de acordo com as premissas e critérios descritos na seção seguinte.
- Os valores máximos de corrente verificados na LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 foram 407 A em regime normal e 997 A em emergência. Recomenda-se que a LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 tenha capacidade de 1569 A em regime normal e 1960 A em emergência no trecho aéreo, além de capacidade de 1860 A tanto em regime normal como em emergência.

15.2 Dimensionamento dos trechos subterrâneos

A LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 foi licitada no leilão de transmissão 004/2018, enquanto que a LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 e C2 tem previsão de compor o primeiro leilão a ser realizado em 2020. É importante salientar também que no período compreendido entre a emissão da revisão 1 do relatório R1, ocorrida em março de 2017, e o presente momento, alguns critérios para dimensionamento de linhas de transmissão subterrâneas adotados pelo planejamento foram aprimorados. Como resultado desse aprimoramento, esta revisão do presente relatório recomenda novas capacidades operativas para o trecho subterrâneo da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 e C2, visando o uso mais efetivo das instalações do ponto de vista operacional, aumentando a sua capacidade operativa de emergência.

Esses critérios, essencialmente, conferem à linhas de transmissão subterrânea valor de capacidade em regime de emergência superior ao definido anteriormente, considerando um período de tempo definido. Além disso, mantêm uma capacidade em regime normal superior ao fluxo máximo em regime normal observado no estudo, de forma que a LT poderá operar sem restrições de forma contínua. Ressalta-se que a adoção desse novo critério para dimensionamento das capacidades das linhas subterrâneas permitirá o atendimento pleno à SE Tarumã 230/138 kV com até três autotransformadores, evidenciando, de fato, um aprimoramento na solução de referência. Além disso, a nova especificação do trecho subterrâneo não acarreta em nenhum ônus ao dimensionamento previamente realizado para o trecho aéreo.

Em virtude do exposto, os critérios apresentados neste relatório para o dimensionamento dos trechos subterrâneos da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1, e da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 e C2, diferem, sendo esta última LT dimensionada a partir de novos critérios, cujo detalhamento é feito a seguir, na seção referente à LT em destaque.

A despeito dessa diferença, a única alteração entre a solução recomendada anteriormente na revisão 1 e a atualização realizada na presente revisão, ocorre na especificação das capacidades operativas do trecho subterrâneo da LT 230 kV Lechuga – Tarumã, C1 e C2. Desta forma, não são alterados a seção dos condutores, a disposição geométrica entre fases e circuitos bem como parâmetros elétricos. Similarmente, as conclusões obtidas no relatório de detalhamento da alternativa vencedora – relatório R2 – não são alteradas em razão das considerações realizadas nesta revisão.

• LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 (Trecho Subterrâneo)

Referencialmente foi utilizado o software CYMCAP da empresa CYME para a obtenção da configuração (condutor, disposição dos cabos, número de circuitos, parâmetros elétricos, etc) a ser utilizada nos trechos subterrâneos das LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1, bem como das demais linhas de transmissão que também possuem trecho subterrâneo: LT 230 kV Tarumã – Manaus C1, LT 230 kV Lechuga – Manaus C3 e LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 e C2.

Primeiramente, foram avaliadas diferentes configurações de cabos isolados que permitissem os fluxos de potência previstos, sempre respeitando os limites térmicos dos cabos. As avaliações das configurações contemplaram tanto cabos com condutores de Cobre como de Alumínio. Também foram verificadas diferentes disposições entre cabos bem como o número de cabos por fase.

Ao final dessa análise, para todos os trechos subterrâneos, optou-se pela utilização de cabos isolados XLPE com condutor de Cobre de bitola 2.000 mm², como apresentado na Figura 15-1.

A Figura 15-2 e a Tabela 15-3 apresentam maiores detalhes no tocante à configuração de referência indicada para a LT 230 kV Mauá 3 - Manaus.

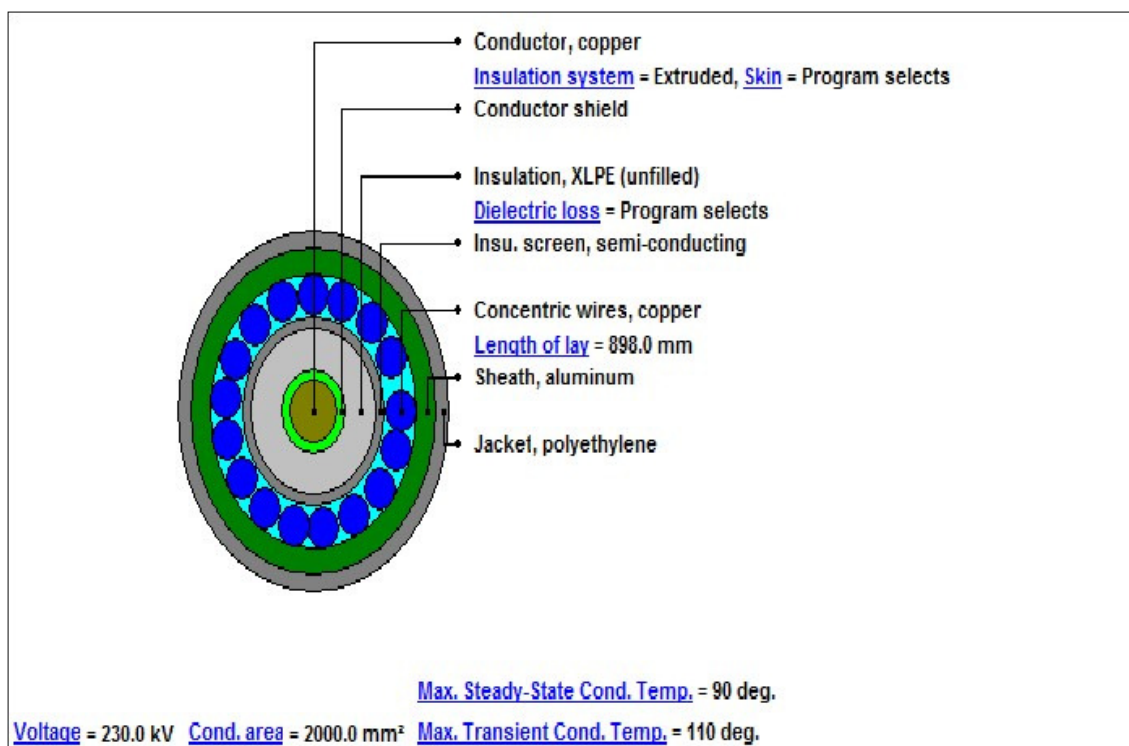


Figura 15-1 – Cabo Isolado XLPE com condutor de Cobre (2.000 mm²)

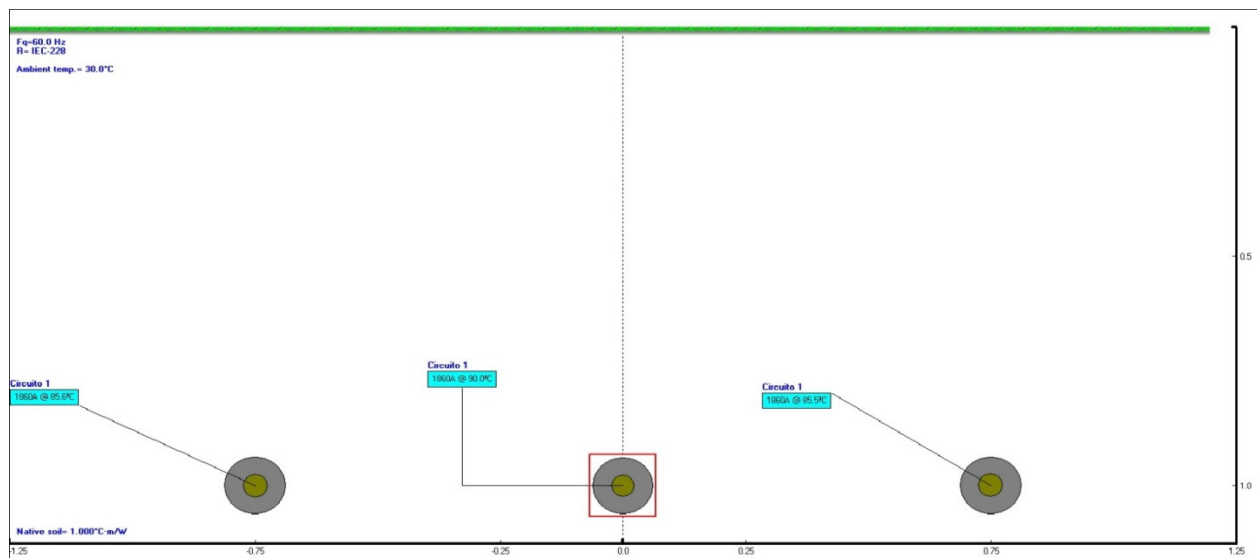


Figura 15-2 – Perfil dos cabos isolados XLPE (Cobre 2.000 mm²) da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 (Trecho Subterrâneo)

Tabela 15-3 – Perfil dos cabos isolados XLPE (Cobre 2.000 mm²) da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1 (Trecho Subterrâneo)

Número do Circuito	Fase	Localização		Temperatura (°C)	Ampacidade (A)
		X (m)	Y (m)		
1	A	-0,75	1,0	85,6	1859,9
1	B	0,0	1,0	90,0	1859,9
1	C	0,75	1,0	85,5	1859,9

Adotou-se, portanto, como configuração de referência para essa linha de transmissão, um afastamento horizontal de 0,75 metros entre os cabos, com uma profundidade de 1 metro, sem cabo reserva.

A temperatura limite adotada neste trecho de linha subterrâneo foi de 90° Celsius, que representa a temperatura máxima admissível dos cabos isolados XLPE para operação em longa duração. De maneira conservadora, foi considerada tanto a ampacidade em regime permanente como a ampacidade em regime de contingência iguais a 1860 A por fase.

• **LT 230 kV Lechuga – Tarumã, C1 e C2 (Trechos Subterrâneos)**

Ao final desta análise, é recomendada a solução com cabos isolados XLPE com condutor de cobre de seção 2.000 mm² como solução de referência, conforme já definido na revisão 1 do relatório R1, e capacidades operativas de 1100 A em regime normal e 1960 A em emergência, esta última por um período de tempo de até 96 horas (438 MVA e 780 MVA, respectivamente, em potência aparente).

Dados e premissas

Na Tabela 15-4 estão apresentados os principais parâmetros ambientais considerados. Os dimensionamentos realizados levaram em consideração a média aritmética das temperaturas médias máximas do ar verificadas mensalmente na estação de medição localizada em Manaus/AM [12]. Visando o dimensionamento dos condutores, esse valor pode ser considerado adequado para a temperatura do solo porque tende a ser maior que a temperatura média do solo na profundidade em que os cabos se encontram enterrados.

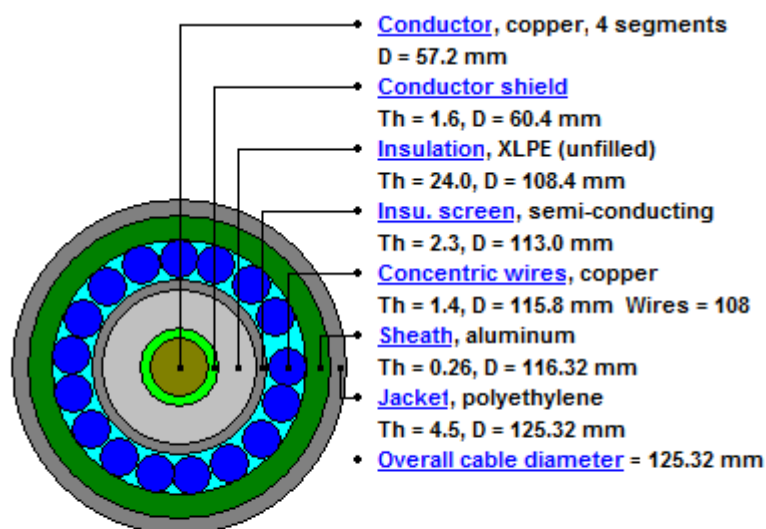
Tabela 15-4 Dados do ambiente

Temperatura do solo [°C]	Resistividade térmica do solo [°C.m/W]	Resistividade térmica do <i>backfill</i> [°C.m/W]
32	1,2	1,0

Para a LT 230 kV Lechuga – Tarumã, C1 e C2, foi adotada uma configuração de instalação com dois circuitos dispostos verticalmente. A Figura 15-3, Figura 15-4 e a **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresentam uma representação esquemática dessa configuração com as dimensões finais, na qual está representada a disposição geométrica dos cabos condutores e do *backfill*. Além disso, considerou-se cabos diretamente enterrados com material isolante tipo XLPE e sistema de aterramento *cross-bonding*.

Tabela 15-5 Perfil dos cabos isolados XLPE (Cobre 2.000 mm²) da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 e C2 (Trecho Subterrâneo)

Número do Circuito	Fase	Localização	
		X (m)	Y (m)
1	A	-1,0	1,0
1	B	-1,0	1,7
1	C	-1,0	2,4
2	A	1,0	1,0
2	B	1,0	1,7
2	C	1,0	2,4



Voltage = 242.0 kV **Cond. area** = 2000.0 mm²

Figura 15-3 – Cabo Isolado XLPE com condutor de Cobre (2.000 mm²)

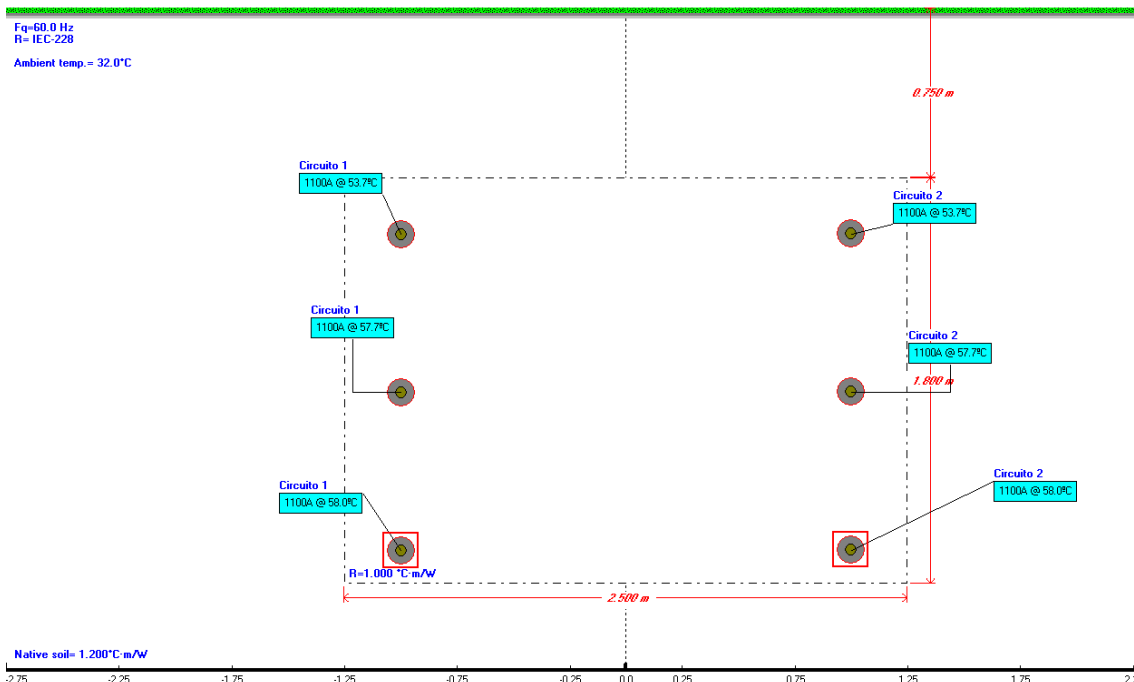


Figura 15-4 – Perfil dos cabos isolados XLPE (Cobre 2.000 mm²) da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 e C2 (Trechos Subterrâneos)

CrITÉrios para definiÇão das capacidades de corrente

Os critérios presentes praticados pelo planejamento consideram que a solução de referência deve ser tal que os cabos isolados [13]:

- i. Não atinjam uma temperatura maior que 90  C em condição normal de operação e por um período de tempo indeterminado, considerando que eles possam transmitir, em regime cíclico dado o fator de carga, o carregamento máximo verificado nos estudos de fluxo de potência.
- ii. Não atinjam uma temperatura maior que 90  C em condição de contingência simples no sistema e por um período de 96 horas, considerando que eles possam transmitir continuamente o carregamento máximo verificado nos estudos de fluxo de potência. Neste caso o fator de carga a ser considerado   unitário. Além disso, deve-se adotar como condição inicial a máxima temperatura obtida no item i.
- iii. Possam operar em toda a faixa de tensão estabelecida no submódulo 23.3 dos procedimentos de rede do ONS.

Também cumpre ressaltar que ciclos de sobrecarga subsequentes, decorrentes de contingência no sistema, devem respeitar o tempo necessário para que os cabos alcancem temperaturas iguais ou inferiores   máxima temperatura obtida no item i.

Simulações e dimensionamento

Os valores máximos de corrente verificados no estudo para cada um dos circuitos da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 e C2 foram 737 A em regime normal e 1398 A em emergência (294 MVA e 557 MVA em potência aparente, respectivamente). Todavia, conforme será demonstrado, a adoção desse novo critério para o dimensionamento das capacidades para os trechos de linhas subterrâneas permitirá que a LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 e C2 tenha capacidade para suprir de forma plena uma configuração da SE Tarumã 230/138 kV com até três autotransformadores de 300/360 MVA. A partir da entrada do 4  autotransformador, será necessária a implantação de uma nova linha de transmissão a partir dessa subestação.

Para permitir o pleno atendimento   SE Tarumã com uma configuração futura de até três autotransformadores de 300/360 MVA,   necessário que o trecho subterrâneo da LT 230 kV Lechuga – Tarumã seja dimensionado com capacidade de emergência da ordem de 1960 A (780 MVA), por até 96 horas. Em contrapartida, sua capacidade em regime normal de operação será de 1100 A (438 MVA continuamente). Essa premissa visa permitir um uso mais eficiente da solução avaliada, uma vez que provê mais flexibilidade operacional, com maior capacidade de emergência.

Com base nos dados, premissas e critérios apresentados, foram realizadas simulações com cabos distintos e os resultados estão dispostos na Tabela 15-6. Os cabos de menor bitola que atendem aos critérios e, portanto, serão recomendados para a solução de referência da LT em questão são aqueles de seção 2000 mm² XLPE de cobre.

Tabela 15-6 Temperaturas para diferentes cabos e condições de operação

Cabo - Seção	Tipo	Temperatura [°C]		Fator de carga em N ⁽¹⁾
		N	N-1 (96 h)	
1600 mm ²	Cobre	74	132	0,8
2000 mm ²	Cobre	58	90	0,8
2500 mm ²	Alumínio	64	106	0,8
2500 mm ²	Cobre	54	79	0,8

(1) Fator de carga para a condição normal. Na condição de contingência o fator de carga considerado é unitário.

A Figura 15-5 foi obtida a partir da aplicação de um degrau de carga, totalizando um carregamento de 1960 A, resultado da contingência de um dos circuitos. Esta situação é limitante e, portanto, define as capacidades operativas dos cabos de cobre de seção 2000 mm², segundo os critérios apresentados.

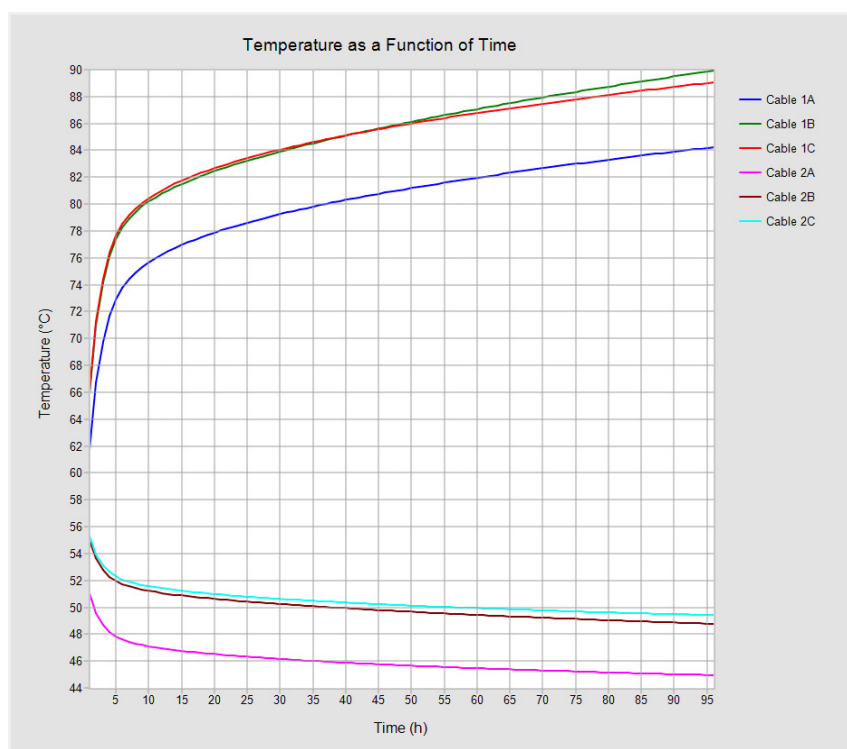


Figura 15-5 Temperatura dos cabos das LT 230 kV Lechuga – Tarumã, C1 e C2, na situação de contingência de um dos circuitos

Transformadores/Autotransformadores (TR/ATR)

Tabela 15-7 – Parâmetros dos Transformadores/Autotransformadores Novos

Subestação	Transformador/Autotransformador	Conexão dos Enrolamentos	Unidade	Capacidade (MVA)	Xps (%)	Δ TAP
Jorge Teixeira	230/138 kV	 (autotransformador)	ATR5	150/165	6,267	0,9/1,1
Lechuga	500/230 kV	 (autotransformador)	ATR4 ATR5	600/780	1,148	0,9/1,1
	230/138 kV	 (autotransformador)	ATR4 ATR5	150/180	7,494	0,9/1,1
Mauá 3	230/138 kV	 (autotransformador)	ATR5	150/180	6,227	0,9/1,1
Tarumã	230/138 kV	 (autotransformador)	ATR1 ATR2 ATR3	300/360	4,667	0,9/1,1

15.3 Perdas das Alternativas

A Tabela 15-8 e a Tabela 15-9 apresentam o diferencial de perdas elétricas de todas as alternativas em relação à Alternativa 4, discretizadas por ano, considerando-se o Cenário de Geração Mínima e Cenário de Geração Máxima, respectivamente.

Tabela 15-8 – Diferencial de perdas elétricas para todas as Alternativas em relação à Alternativa 4 (MW) – Cenário de Geração Mínima

Ano	Perdas (MW)							
	ALTERNATIVAS ANALISADAS							
	Δ ALT1	Δ ALT2	Δ ALT3	Δ ALT4	Δ ALT5	Δ ALT6	Δ ALT7	Δ ALT8
2019	0,60	1,20	0,90	0,00	0,40	1,10	0,60	0,00
2020	0,70	1,40	1,20	0,00	0,40	1,30	0,70	0,00
2021	0,80	1,60	1,30	0,00	0,50	1,40	0,80	0,00
2022	0,80	2,00	1,60	0,00	0,50	1,70	1,10	0,20
2023	0,80	1,90	1,60	0,00	0,60	1,70	0,90	0,00
2024	0,80	2,00	1,60	0,00	0,60	2,00	1,00	0,10
2025	1,00	2,50	1,90	0,00	0,70	2,50	1,30	0,30
2026	1,00	3,00	2,10	0,00	0,80	3,20	1,50	0,40
2027	1,60	4,30	3,10	0,00	1,10	5,00	2,70	0,60
2028	1,20	2,30	2,90	0,00	1,20	4,80	2,10	0,70
2029	1,20	2,50	3,60	0,00	1,40	7,10	2,60	0,90

Tabela 15-9 – Diferencial de perdas elétricas para todas as Alternativas em relação à Alternativa 4 (MW) – Cenário de Geração Máxima

Ano	Perdas (MW)							
	ALTERNATIVAS ANALISADAS							
	Δ ALT1	Δ ALT2	Δ ALT3	Δ ALT4	Δ ALT5	Δ ALT6	Δ ALT7	Δ ALT8
2019	0,30	0,40	0,40	0,00	0,30	0,50	0,10	-0,20
2020	0,40	0,70	0,70	0,00	0,30	0,80	0,30	0,00
2021	0,40	0,70	0,80	0,00	0,40	0,80	0,20	-0,10
2022	0,40	0,80	0,80	0,00	0,40	0,80	0,20	-0,20
2023	0,40	0,90	0,90	0,00	0,40	1,00	1,20	-0,20
2024	0,50	1,00	1,10	0,00	0,50	1,10	0,40	-0,20
2025	0,70	1,40	1,30	0,00	0,60	1,40	0,70	-0,10
2026	0,80	1,70	1,50	0,00	0,60	1,70	0,80	0,00
2027	0,90	2,10	1,90	0,00	0,70	2,30	1,10	0,10
2028	0,90	1,50	2,10	0,00	0,80	2,50	1,20	0,20
2029	1,00	1,70	2,70	0,00	1,00	3,10	1,50	0,50

15.4 Plano de Obras e Estimativa de Custos

Tabela 15-10 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 – Obras não comuns (R\$ x 1000)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					198.109,79	198.109,79	17.597,58	118.081,22
LT 230 kV LECHUGA - TARUMÃ, CD (C1, C2) (Nova)					77.414,98	77.414,98	6.876,57	46.142,37
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE LECHUGA	2019	2,0	1,0	3930,35	7.860,70	7.860,70	698,25	4.685,29
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE TARUMÃ	2019	2,0	1,0	3930,35	7.860,70	7.860,70	698,25	4.685,29
MIG-A // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	664,22	664,22	664,22	59,00	395,90
MIM - 230 kV // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	664,22	664,22	664,22	59,00	395,90
Circuito Duplo (C1 e C2) 230 kV, 2x954 MCM (Rail), 9,3 km - Terreno Urbano	2019	9,3	1,0	2119,88	19.714,88	19.714,88	1.751,22	11.750,85
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90
Circuito Simples (C2) 230 kV, 1x2.000mm² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90
LT 230 kV LECHUGA - TARUMÃ, C3 (Nova)					39.827,18	39.827,18	3.537,75	23.738,57
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIM - 230 kV // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 9,3 km - Terreno Urbano	2019	9,3	1,8	1102,64	10.254,56	10.254,56	910,89	6.112,12
MIG-A // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
Circuito Simples (C3) 230 kV, 1x2.000mm² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90
LT 230 kV MAUÁ 3 - MANAUS, C1 (Nova)					71.146,33	71.146,33	6.319,75	42.406,01
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIG-A // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIG-A // SE MANAUS	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 3,85 km	2019	3,85	1,8	1194,53	4.598,93	4.598,93	408,51	2.741,14
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm² (XLPE - Cobre), 9 km - Subterrâneo	2019	9,0	1,0	6125,80	55.132,20	55.132,20	4.897,25	32.860,96

SE 230/138 kV TARUMÃ (Nova)				9.721,30	9.721,30	863,52	5.794,28
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		3,0					
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		1,0					
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2019	2,0	1,0				
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0				
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		1,0					
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2,0					
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2027	1,0	1,0				
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2027	1,0	1,0				
MIG (Terreno Urbano)	2019	1,0	1,0	9721,30	9.721,30	863,52	5.794,28

Tabela 15-11 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2 – Obras não comuns (R\$ x 1000)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					223.559,02	202.601,19	19.858,17	109.979,59
SE 230/138 kV TARUMÃ (Nova)					9.999,23	9.999,23	888,21	5.959,94
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		4,0						
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		1,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2019	2,0	1,0					
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0					
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		1,0						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2027	1,0	1,0					
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2027	1,0	1,0					
MIG (Terreno Urbano)	2019	1,0	1,0	9999,23	9.999,23	9.999,23	888,21	5.959,94
SECC LT 230 kV LECHUGA - MANAUS, C1, NA SE TARUMÃ (Nova)					60.649,74	60.649,74	5.387,36	36.149,63
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2019	2,0	1,0	3930,35	7.860,70	7.860,70	698,25	4.685,29
MIM - 230 kV	2019	1,0	1,0	664,22	664,22	664,22	59,00	395,90
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636.0 MCM (Grosbeak), 7,5 km	2019	7,5	1,8	1722,63	12.919,70	12.919,70	1.147,62	7.700,65
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90
Circuito Simples (C2) 230 kV, 1x2.000mm² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90
LT 230 kV MAUÁ 3 - MANAUS, C1 (Nova)					71.146,33	71.146,33	6.319,75	42.406,01
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIG-A // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIG-A // SE MANAUS	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 3,85 km	2019	3,85	1,8	1194,53	4.598,93	4.598,93	408,51	2.741,14
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm² (XLPE - Cobre), 9 km - Subterrâneo	2019	9,0	1,0	6125,80	55.132,20	55.132,20	4.897,25	32.860,96

LT 230 kV LECHUGA - TARUMÃ, C1 (Nova)					39.827,18	39.827,18	3.537,75	23.738,57
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 9,3 km - Terreno Urbano	2019	9,3	1,8	1102,64	10.254,56	10.254,56	910,89	6.112,12
MIG-A // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90
LT 230 kV LECHUGA - TARUMÃ, C3 (Nova)					41.936,54	20.978,71	3.725,11	1.725,45
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE LECHUGA	2028	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	1.966,15	349,12	161,71
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE TARUMÃ	2028	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	1.966,15	349,12	161,71
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 9,3 km - Terreno Urbano	2028	9,3	1,8	1102,64	10.254,56	5.129,83	910,89	421,92
MIM - 230 kV // SE LECHUGA	2028	1,0	1,0	332,11	332,11	166,14	29,50	13,66
MIM - 230 kV // SE LECHUGA	2028	1,0	1,0	332,11	332,11	166,14	29,50	13,66
MIM - 230 kV // SE TARUMÃ	2028	1,0	1,0	332,11	332,11	166,14	29,50	13,66
MIM - 230 kV // SE TARUMÃ	2028	1,0	1,0	332,11	332,11	166,14	29,50	13,66
MIG-A // SE LECHUGA	2028	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	722,93	128,37	59,46
MIG-A // SE TARUMÃ	2028	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	722,93	128,37	59,46
Circuito Simples (C3) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2028	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	9.806,16	1.741,25	806,53

Tabela 15-12 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 3 – Obras não comuns (R\$ x 1000)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					198.346,52	198.346,52	17.618,61	118.222,32
SE 230/138 kV TARUMÃ (Nova)					9.443,37	9.443,37	838,83	5.628,62
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2,0						
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		1,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2019	2,0	1,0					
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0					
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		1,0						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2027	1,0	1,0					
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2027	1,0	1,0					
MIG (Terreno Urbano)	2019	1,0	1,0	9443,37	9.443,37	9.443,37	838,83	5.628,62
LT 230 kV TARUMÃ - MANAUS, C1 (Nova)					77.929,65	77.929,65	6.922,29	46.449,13
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIM - 230 kV // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 13,3 km - Terreno Urbano	2019	13,3	1,8	1102,64	14.665,13	14.665,13	1.302,67	8.740,99
MIG-A // SE MANAUS	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm² (XLPE - Cobre), 8,7 km - Subterrâneo	2019	8,7	1,0	6125,80	53.294,46	53.294,46	4.734,01	31.765,59
LT 230 kV LECHUGA - TARUMÃ, C1 (Nova)					39.827,18	39.827,18	3.537,75	23.738,57
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 9,3 km - Terreno Urbano	2019	9,3	1,8	1102,64	10.254,56	10.254,56	910,89	6.112,12
MIG-A // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90

LT 230 kV MAUÁ 3 - MANAUS, C1 (Nova)					71.146,33	71.146,33	6.319,75	42.406,01
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIG-A // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIG-A // SE MANAUS	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 3,85 km	2019	3,85	1,8	1194,53	4.598,93	4.598,93	408,51	2.741,14
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 9 km - Subterrâneo	2019	9,0	1,0	6125,80	55.132,20	55.132,20	4.897,25	32.860,96

Tabela 15-13 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 4 – Obras não comuns (R\$ x 1000)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					255.408,72	255.408,72	22.687,30	152.233,64
SE 230/138 kV TARUMÃ (Nova)					9.721,30	9.721,30	863,52	5.794,28
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		3,0						
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		1,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2019	2,0	1,0					
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0					
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		1,0						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2027	1,0	1,0					
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2027	1,0	1,0					
MIG (Terreno Urbano)	2019	1,0	1,0	9721,30	9.721,30	9.721,30	863,52	5.794,28
LT 230 kV LECHUGA - MANAUS, C3 (Nova)					101.923,88	101.923,88	9.053,64	60.750,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIG-A // SE MANAUS	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 5 km - Terreno Urbano	2019	5,0	1,8	1194,53	5.972,64	5.972,64	530,53	3.559,93
MIG-A // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm² (XLPE - Cobre), 13,8 km - Subterrâneo	2019	13,8	1,0	6125,80	84.536,04	84.536,04	7.509,12	50.386,80
LT 230 kV JORGE TEIXEIRA - MAUÁ 3, C3 (Nova)					26.521,38	26.521,38	2.355,83	15.807,79
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JORGE TEIXEIRA	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIG-A // SE JORGE TEIXEIRA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIG-A // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE JORGE TEIXEIRA	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 13,7 km - Terreno Urbano	2019	13,7	1,8	1102,64	15.106,18	15.106,18	1.341,84	9.003,88

LT 230 kV LECHUGA - TARUMÃ, CD (C1, C2) (Nova)					77.414,98	77.414,98	6.876,57	46.142,37
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE LECHUGA	2019	2,0	1,0	3930,35	7.860,70	7.860,70	698,25	4.685,29
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE TARUMÃ	2019	2,0	1,0	3930,35	7.860,70	7.860,70	698,25	4.685,29
MIG-A // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	664,22	664,22	664,22	59,00	395,90
MIM - 230 kV // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	664,22	664,22	664,22	59,00	395,90
Circuito Duplo (C1 e C2) 230 kV, 2x954 MCM (Rail), 9,3 km - Terreno Urbano	2019	9,3	1,0	2119,88	19.714,88	19.714,88	1.751,22	11.750,85
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90
Circuito Simples (C2) 230 kV, 1x2.000mm² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90
LT 230 kV LECHUGA - TARUMÃ, C3 (Nova)					39.827,18	39.827,18	3.537,75	23.738,57
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIM - 230 kV // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 9,3 km - Terreno Urbano	2019	9,3	1,8	1102,64	10.254,56	10.254,56	910,89	6.112,12
MIG-A // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
Circuito Simples (C3) 230 kV, 1x2.000mm² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90

Tabela 15-14 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 5 – Obras não comuns (R\$ x 1000)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					259.624,29	259.624,29	23.061,76	154.746,28
SE 230/138 kV TARUMÃ (Nova)					9.721,30	9.721,30	863,52	5.794,28
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		3,0						
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		1,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2019	2,0	1,0					
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0					
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		1,0						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2027	1,0	1,0					
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2027	1,0	1,0					
MIG (Terreno Urbano)	2019	1,0	1,0	9721,30	9.721,30	9.721,30	863,52	5.794,28
LT 230 kV JORGE TEIXEIRA - MAUÁ 3, C3 (Nova)					47.502,19	47.502,19	4.219,50	28.313,17
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 13,7 km - Aéreo Alteado/Fund. Especial	2019	13,7	2,5	1531,45	20.980,81	20.980,81	1.863,67	12.505,39
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JORGE TEIXEIRA	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIG-A // SE JORGE TEIXEIRA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIG-A // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE JORGE TEIXEIRA	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 13,7 km - Terreno Urbano	2019	13,7	1,8	1102,64	15.106,18	15.106,18	1.341,84	9.003,88
LT 230 kV LECHUGA - TARUMÃ, C1 (Nova)					39.827,18	39.827,18	3.537,75	23.738,57
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIM - 230 kV // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 9,3 km - Terreno Urbano	2019	9,3	1,8	1102,64	10.254,56	10.254,56	910,89	6.112,12
MIG-A // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90

SECC LT 230 kV LECHUGA - MANAUS, C1, NA SE TARUMÃ (Nova)					60.649,74	60.649,74	5.387,36	36.149,63
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2019	2,0	1,0	3930,35	7.860,70	7.860,70	698,25	4.685,29
MIM - 230 kV	2019	1,0	1,0	664,22	664,22	664,22	59,00	395,90
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636.0 MCM (Grosbeak), 7,5 km	2019	7,5	1,8	1722,63	12.919,70	12.919,70	1.147,62	7.700,65
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90
Circuito Simples (C2) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90
LT 230 kV LECHUGA - MANAUS, C3 (Nova)					101.923,88	101.923,88	9.053,64	60.750,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIG-A // SE MANAUS	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 5 km - Terreno Urbano	2019	5,0	1,8	1194,53	5.972,64	5.972,64	530,53	3.559,93
MIG-A // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
Circuito Simples (C3) 230 kV, 1x2.000mm ² (XLPE - Cobre), 13,8 km - Subterrâneo	2019	13,8	1,0	6125,80	84.536,04	84.536,04	7.509,12	50.386,80

Tabela 15-15 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 6 – Obras não comuns (R\$ x 1000)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					153.721,57	153.721,57	13.654,69	91.624,10
SE 230/138 kV TARUMÃ (Nova)					9.443,37	9.443,37	838,83	5.628,62
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2,0						
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		1,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2019	2,0	1,0					
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0					
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		1,0						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2027	1,0	1,0					
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2027	1,0	1,0					
MIG (Terreno Urbano)	2019	1,0	1,0	9443,37	9.443,37	9.443,37	838,83	5.628,62
LT 230 kV JORGE TEIXEIRA - MAUÁ 3, C3 (Nova)					26.521,38	26.521,38	2.355,83	15.807,79
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JORGE TEIXEIRA	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIG-A // SE JORGE TEIXEIRA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIG-A // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE JORGE TEIXEIRA	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954,0 MCM (Rail), 13,7 km - Terreno Urbano	2019	13,7	1,8	1102,64	15.106,18	15.106,18	1.341,84	9.003,88
LT 230 kV LECHUGA - TARUMÃ, C1 (Nova)					39.827,18	39.827,18	3.537,75	23.738,57
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIM - 230 kV // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954,0 MCM (Rail), 9,3 km - Terreno Urbano	2019	9,3	1,8	1102,64	10.254,56	10.254,56	910,89	6.112,12
MIG-A // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90

LT 230 kV TARUMÃ - MANAUS, C1 (Nova)					77.929,65	77.929,65	6.922,29	46.449,13
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIM - 230 kV // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 13,3 km - Terreno Urbano	2019	13,3	1,8	1102,64	14.665,13	14.665,13	1.302,67	8.740,99
MIG-A // SE MANAUS	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm² (XLPE - Cobre), 8,7 km - Subterrâneo	2019	8,7	1,0	6125,80	53.294,46	53.294,46	4.734,01	31.765,59

Tabela 15-16 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 7 – Obras não comuns (R\$ x 1000)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					158.004,68	158.004,68	14.035,15	94.177,00
SE 230/138 kV TARUMÃ (Nova)					9.443,37	9.443,37	838,83	5.628,62
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2,0						
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		1,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2019	2,0	1,0					
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0					
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		1,0						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2027	1,0	1,0					
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2027	1,0	1,0					
MIG (Terreno Urbano)	2019	1,0	1,0	9443,37	9.443,37	9.443,37	838,83	5.628,62
LT 230 kV LECHUGA - TARUMÃ, CD (C1, C2) (Nova)					77.414,98	77.414,98	6.876,57	46.142,37
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE LECHUGA	2019	2,0	1,0	3930,35	7.860,70	7.860,70	698,25	4.685,29
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE TARUMÃ	2019	2,0	1,0	3930,35	7.860,70	7.860,70	698,25	4.685,29
MIG-A // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	664,22	664,22	664,22	59,00	395,90
MIM - 230 kV // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	664,22	664,22	664,22	59,00	395,90
Circuito Duplo (C1 e C2) 230 kV, 2x954 MCM (Rail), 9,3 km - Terreno Urbano	2019	9,3	1,0	2119,88	19.714,88	19.714,88	1.751,22	11.750,85
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90
Circuito Simples (C2) 230 kV, 1x2.000mm² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90
LT 230 kV MAUÁ 3 - MANAUS, C1 (Nova)					71.146,33	71.146,33	6.319,75	42.406,01
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIG-A // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIG-A // SE MANAUS	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 3,85 km	2019	3,85	1,8	1194,53	4.598,93	4.598,93	408,51	2.741,14
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm² (XLPE - Cobre), 9 km - Subterrâneo	2019	9,0	1,0	6125,80	55.132,20	55.132,20	4.897,25	32.860,96

Tabela 15-17 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 8 – Obras não comuns (R\$ x 1000)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					221.178,23	221.178,23	19.646,69	131.830,92
SE 230/138 kV TARUMÃ (Nova)					9.443,37	9.443,37	838,83	5.628,62
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2,0						
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		1,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2019	2,0	1,0					
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0					
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		1,0						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2,0						
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2027	1,0	1,0					
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2027	1,0	1,0					
MIG (Terreno Urbano)	2019	1,0	1,0	9443,37	9.443,37	9.443,37	838,83	5.628,62
LT 230 kV JORGE TEIXEIRA - MAUÁ 3, C3 (Nova)					32.396,01	32.396,01	2.877,65	19.309,29
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 13,7 km - Aéreo Alteado/Fund. Especial	2019	13,7	2,5	1531,45	20.980,81	20.980,81	1.863,67	12.505,39
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JORGE TEIXEIRA	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIG-A // SE JORGE TEIXEIRA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIG-A // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE JORGE TEIXEIRA	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
LT 230 kV LECHUGA - TARUMÃ, CD (C1, C2) (Nova)					77.414,98	77.414,98	6.876,57	46.142,37
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE LECHUGA	2019	2,0	1,0	3930,35	7.860,70	7.860,70	698,25	4.685,29
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE TARUMÃ	2019	2,0	1,0	3930,35	7.860,70	7.860,70	698,25	4.685,29
MIG-A // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	664,22	664,22	664,22	59,00	395,90
MIM - 230 kV // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	664,22	664,22	664,22	59,00	395,90
Circuito Duplo (C1 e C2) 230 kV, 2x954 MCM (Rail), 9,3 km - Terreno Urbano	2019	9,3	1,0	2119,88	19.714,88	19.714,88	1.751,22	11.750,85
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90
Circuito Simples (C2) 230 kV, 1x2.000mm² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90

LT 230 kV LECHUGA - MANAUS, C3 (Nova)					101.923,88	101.923,88	9.053,64	60.750,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIG-A // SE MANAUS	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 5 km - Terreno Urbano	2019	5,0	1,8	1194,53	5.972,64	5.972,64	530,53	3.559,93
MIG-A // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm² (XLPE - Cobre), 13,8 km - Subterrâneo	2019	13,8	1,0	6125,80	84.536,04	84.536,04	7.509,12	50.386,80

Tabela 15-18 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 7 – Obras comuns e não comuns (R\$ x 1000)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					846.698,94	677.070,20	75.210,09	316.319,78
LT 230 kV LECHUGA - TARUMÃ, CD (C1, C2) (Nova)					77.414,98	77.414,98	6.876,57	46.142,37
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE LECHUGA	2019	2,0	1,0	3930,35	7.860,70	7.860,70	698,25	4.685,29
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE TARUMÃ	2019	2,0	1,0	3930,35	7.860,70	7.860,70	698,25	4.685,29
MIG-A // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE LECHUGA	2019	1,0	1,0	664,22	664,22	664,22	59,00	395,90
MIM - 230 kV // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	664,22	664,22	664,22	59,00	395,90
Circuito Duplo (C1 e C2) 230 kV, 2x954 MCM (Rail), 9,3 km - Terreno Urbano	2019	9,3	1,0	2119,88	19.714,88	19.714,88	1.751,22	11.750,85
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90
Circuito Simples (C2) 230 kV, 1x2.000mm² (XLPE - Cobre), 3,2 km - Subterrâneo	2019	3,2	1,0	6125,80	19.602,56	19.602,56	1.741,25	11.683,90
LT 230 kV MAUÁ 3 - MANAUS, C1 (Nova)					71.146,33	71.146,33	6.319,75	42.406,01
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	3930,35	3.930,35	3.930,35	349,12	2.342,64
MIG-A // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIG-A // SE MANAUS	2019	1,0	1,0	1445,14	1.445,14	1.445,14	128,37	861,36
MIM - 230 kV // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV // SE MANAUS - DJM com custo de BD4	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 3,85 km	2019	3,85	1,8	1194,53	4.598,93	4.598,93	408,51	2.741,14
Circuito Simples (C1) 230 kV, 1x2.000mm² (XLPE - Cobre), 9 km - Subterrâneo	2019	9,0	1,0	6125,80	55.132,20	55.132,20	4.897,25	32.860,96

SE 500/230/138 kV LECHUGA (Ampliação/Adequação)					106.565,03	74.707,16	9.465,90	28.143,78
4º ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	2019	3,0	1,0	10040,46	30.121,38	30.121,38	2.675,60	17.953,52
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2019	1,0	1,0	7475,32	7.475,32	7.475,32	664,01	4.455,58
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2019	1,0	1,0	2797,26	2.797,26	2.797,26	248,47	1.667,28
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2,0						
4º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2026	1,0	1,0	7195,89	7.195,89	4.198,73	639,19	961,16
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2026	1,0	1,0	2797,26	2.797,26	1.632,18	248,47	373,63
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2026	1,0	1,0	2031,82	2.031,82	1.185,55	180,48	271,39
5º ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	2028	3,0	1,0	10040,46	30.121,38	15.068,19	2.675,60	1.239,32
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2028	1,0	1,0	7475,32	7.475,32	3.739,52	664,01	307,57
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2028	1,0	1,0	2797,26	2.797,26	1.399,33	248,47	115,09
5º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2028	1,0	1,0	7195,89	7.195,89	3.599,74	639,19	296,07
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2028	1,0	1,0	2797,26	2.797,26	1.399,33	248,47	115,09
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2028	1,0	1,0	2031,82	2.031,82	1.016,42	180,48	83,60
MIM - 230 kV	2019	1,0	1,0	332,11	332,11	332,11	29,50	197,95
MIM - 230 kV	2026	1,0	1,0	332,11	332,11	193,78	29,50	44,36
MIM - 138 kV	2026	1,0	1,0	199,37	199,37	116,33	17,71	26,63
MIM - 230 kV	2028	1,0	1,0	664,22	664,22	332,27	59,00	27,33
MIM - 138 kV	2028	1,0	1,0	199,37	199,37	99,73	17,71	8,20
SE 230/138 kV TARUMÁ (Nova)					76.565,42	68.288,40	6.801,11	36.445,67
1º ATF 230/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ	2019	4,0	1,0	4839,89	19.359,56	19.359,56	1.719,66	11.539,06
2º ATF 230/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2019	3,0	1,0	4839,89	14.519,67	14.519,67	1.289,74	8.654,29
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2019	2,0	1,0	2797,26	5.594,53	5.594,53	496,95	3.334,56
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0	2031,82	4.063,65	4.063,65	360,96	2.422,09
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2019	1,0	1,0	2417,54	2.417,54	2.417,54	214,74	1.440,95
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2019	1,0	1,0	1568,64	1.568,64	1.568,64	139,34	934,97
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2,0						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2,0						
3º ATF 230/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2027	3,0	1,0	4214,49	12.643,48	6.830,88	1.123,09	1.082,03
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2027	1,0	1,0	2797,26	2.797,26	1.511,27	248,47	239,39
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2027	1,0	1,0	2031,82	2.031,82	1.097,73	180,48	173,88
MIG (Terreno Urbano)	2019	1,0	1,0	9443,37	9.443,37	9.443,37	838,83	5.628,62
MIM - 230 kV	2019	1,0	1,0	996,33	996,33	996,33	88,50	593,85
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	598,10	598,10	598,10	53,13	356,49
MIM - 230 kV	2027	1,0	1,0	332,11	332,11	179,43	29,50	28,42
MIM - 138 kV	2027	1,0	1,0	199,37	199,37	107,71	17,71	17,06

SE 230/138 kV JORGE TEIXEIRA (Ampliação/Adequação)					12.556,45	7.912,70	1.115,36	2.327,98
5° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2025	1,0	1,0	7195,89	7.195,89	4.534,63	639,19	1.334,12
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2025	1,0	1,0	2797,26	2.797,26	1.762,75	248,47	518,61
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2025	1,0	1,0	2031,82	2.031,82	1.280,39	180,48	376,70
MIM - 230 kV	2025	1,0	1,0	332,11	332,11	209,28	29,50	61,57
MIM - 138 kV	2025	1,0	1,0	199,37	199,37	125,64	17,71	36,96
SE 230/138 kV MAUÁ 3 (Ampliação/Adequação)					12.556,45	7.326,57	1.115,36	1.677,18
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		1,0						
5° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2026	1,0	1,0	7195,89	7.195,89	4.198,73	639,19	961,16
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2026	1,0	1,0	2797,26	2.797,26	1.632,18	248,47	373,63
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2026	1,0	1,0	2031,82	2.031,82	1.185,55	180,48	271,39
MIM - 230 kV	2026	1,0	1,0	332,11	332,11	193,78	29,50	44,36
MIM - 138 kV	2026	1,0	1,0	199,37	199,37	116,33	17,71	26,63
LT 138 kV AMAZONAS - JARAQUI 2, CD (C1, C2) (Nova)					19.083,77	19.083,77	1.695,16	11.374,68
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 9,1 km	2019	9,1	1,0	698,93	6.360,26	6.360,26	564,97	3.790,97
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE AMAZONAS	2019	2,0	1,0	2981,51	5.963,02	5.963,02	529,68	3.554,19
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE JARAQUI 2	2019	2,0	1,0	2981,51	5.963,02	5.963,02	529,68	3.554,19
MIM - 138 kV // SE AMAZONAS	2019	1,0	1,0	398,74	398,74	398,74	35,42	237,66
MIM - 138 kV // SE JARAQUI 2	2019	1,0	1,0	398,74	398,74	398,74	35,42	237,66
LT 138 kV COMPENSA - PONTA NEGRA 2, CD (C1, C2) (Nova)					15.169,76	15.169,76	1.347,49	9.041,77
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 3,5 km	2019	3,5	1,0	698,93	2.446,26	2.446,26	217,29	1.458,06
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE COMPENSA	2019	2,0	1,0	2981,51	5.963,02	5.963,02	529,68	3.554,19
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE PONTA NEGRA 2	2019	2,0	1,0	2981,51	5.963,02	5.963,02	529,68	3.554,19
MIM - 138 kV // SE COMPENSA	2019	1,0	1,0	398,74	398,74	398,74	35,42	237,66
MIM - 138 kV // SE PONTA NEGRA 2	2019	1,0	1,0	398,74	398,74	398,74	35,42	237,66
LT 138 kV MAUÁ 3 - DISTRITO 4, CD (C1, C2) (Nova)					14.820,29	14.820,29	1.316,45	8.833,48
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 3 km	2019	3,0	1,0	698,93	2.096,79	2.096,79	186,25	1.249,77
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE MAUÁ 3	2019	2,0	1,0	2981,51	5.963,02	5.963,02	529,68	3.554,19
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE DISTRITO 4	2019	2,0	1,0	2981,51	5.963,02	5.963,02	529,68	3.554,19
MIM - 138 kV // SE MAUÁ 3	2019	1,0	1,0	398,74	398,74	398,74	35,42	237,66
MIM - 138 kV // SE DISTRITO 4	2019	1,0	1,0	398,74	398,74	398,74	35,42	237,66
LT 138 kV TARUMÃ - PONTA NEGRA 2, CD (C1, C2) (Nova)					20.150,10	20.150,10	1.789,88	12.010,25
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 10 km	2019	10,0	1,0	742,66	7.426,60	7.426,60	659,69	4.426,55
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE TARUMÃ	2019	2,0	1,0	2981,51	5.963,02	5.963,02	529,68	3.554,19
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE PONTA NEGRA 2	2019	2,0	1,0	2981,51	5.963,02	5.963,02	529,68	3.554,19
MIM - 138 kV // SE TARUMÃ	2019	1,0	1,0	398,74	398,74	398,74	35,42	237,66
MIM - 138 kV // SE PONTA NEGRA 2	2019	1,0	1,0	398,74	398,74	398,74	35,42	237,66

LT 69 kV FLORES - FLORES 2, C1, C2 (Nova)					5.912,92	5.474,93	525,23	3.038,01
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 954.0 MCM (Magnolia), 0,2 km	2020	0,2	1,0	1300,00	260,00	240,74	23,10	133,59
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE FLORES	2020	2,0	1,0	1327,49	2.654,98	2.458,31	235,83	1.364,11
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE FLORES 2	2020	2,0	1,0	1327,49	2.654,98	2.458,31	235,83	1.364,11
MIM - 69 kV // SE FLORES	2020	1,0	1,0	171,48	171,48	158,78	15,23	88,11
MIM - 69 kV // SE FLORES 2	2020	1,0	1,0	171,48	171,48	158,78	15,23	88,11
LT 69 kV FLORES - REDENÇÃO, C1 (Ampliação/Adequação)					1.500,00	1.190,75	133,24	550,68
Circuito Simples 69 kV, 1 x 954.0 MCM (Magnolia), 1,5 km - Recondutoramento	2022	1,5	1,0	1000,00	1.500,00	1.190,75	133,24	550,68
LT 69 kV MANAUS - FLORES, C1 (Ampliação/Adequação)					4.500,00	3.572,25	399,72	1.652,05
Circuito Simples 69 kV, 1 x 954.0 MCM (Magnolia), 4,5 km - Recondutoramento	2022	4,5	1,0	1000,00	4.500,00	3.572,25	399,72	1.652,05
LT 69 kV MANAUS - FLORES, C2 (Ampliação/Adequação)					4.500,00	3.572,25	399,72	1.652,05
Circuito Simples 69 kV, 1 x 954.0 MCM (Magnolia), 4,5 km - Recondutoramento	2022	4,5	1,0	1000,00	4.500,00	3.572,25	399,72	1.652,05
LT 69 kV MANAUS - SHOPPING MANAUARA, C2 (Ampliação/Adequação)					4.100,00	3.013,62	364,19	1.237,51
Circuito Simples 69 kV, 1 x 954.0 MCM (Magnolia), 4,1 km - Recondutoramento	2023	4,1	1,0	1000,00	4.100,00	3.013,62	364,19	1.237,51
LT 69 kV MAUÁ 3 DIST. - FLYPLC, C1 (Ampliação/Adequação)					4.200,00	3.087,13	373,08	1.267,69
Circuito Simples 69 kV, 1 x 954.0 MCM (Magnolia), 4,2 km - Recondutoramento	2023	4,2	1,0	1000,00	4.200,00	3.087,13	373,08	1.267,69
LT 69 kV SHOPPING MANAUARA - SERINGAL MIRIM, C2 (Ampliação/Adequação)					2.500,00	1.837,57	222,07	754,58
Circuito Simples 69 kV, 1 x 954.0 MCM (Magnolia), 2,5 km - Recondutoramento	2023	2,5	1,0	1000,00	2.500,00	1.837,57	222,07	754,58
LT 69 kV CACHOEIRINHA - CACHOEIRINHA 2, CD (C1, C2) (Nova)					5.912,92	4.024,24	525,23	1.427,24
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 954.0 MCM (Magnolia), 0,2 km	2024	0,2	1,0	1300,00	260,00	176,95	23,10	62,76
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE CACHOEIRINHA	2024	2,0	1,0	1327,49	2.654,98	1.806,93	235,83	640,85
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE CACHOEIRINHA 2	2024	2,0	1,0	1327,49	2.654,98	1.806,93	235,83	640,85
MIM - 69 kV // SE CACHOEIRINHA	2024	1,0	1,0	171,48	171,48	116,71	15,23	41,39
MIM - 69 kV // SE CACHOEIRINHA 2	2024	1,0	1,0	171,48	171,48	116,71	15,23	41,39
LT 69 kV MANAUS - CACHOEIRINHA, C1 (Ampliação/Adequação)					8.131,30	5.124,10	722,28	1.507,55
Circuito Simples 69 kV, 1 x 1272.0 MCM (Narcissus), 6,1 km - Recondutoramento	2025	6,1	1,0	1333,00	8.131,30	5.124,10	722,28	1.507,55
LT 138 kV DISTRITO 4 - PETRÓPOLIS, CD (C1, C2) (Nova)					16.218,15	9.463,14	1.440,62	2.166,27
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 5 km	2026	5,0	1,0	698,93	3.494,65	2.039,09	310,42	466,78
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE DISTRITO 4	2026	2,0	1,0	2981,51	5.963,02	3.479,36	529,68	796,49
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE PETRÓPOLIS	2026	2,0	1,0	2981,51	5.963,02	3.479,36	529,68	796,49
MIM - 138 kV // SE DISTRITO 4	2026	1,0	1,0	398,74	398,74	232,66	35,42	53,26
MIM - 138 kV // SE PETRÓPOLIS	2026	1,0	1,0	398,74	398,74	232,66	35,42	53,26

LT 138 kV JARAQUI 2 - TERRA NOVA, CD (C1, C2) (Nova)					16.218,15	8.762,16	1.440,62	1.387,95
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 5 km	2027	5,0	1,0	698,93	3.494,65	1.888,05	310,42	299,07
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE JARAQUI 2	2027	2,0	1,0	2981,51	5.963,02	3.221,63	529,68	510,32
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE TERRA NOVA	2027	2,0	1,0	2981,51	5.963,02	3.221,63	529,68	510,32
MIM - 138 kV // SE JARAQUI 2	2027	1,0	1,0	398,74	398,74	215,42	35,42	34,12
MIM - 138 kV // SE TERRA NOVA	2027	1,0	1,0	398,74	398,74	215,42	35,42	34,12
LT 138 kV SANTA ETELVINA - CIDADE DE DEUS, CD (C1, C2) (Nova)					16.218,15	8.113,12	1.440,62	667,28
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 5 km	2028	5,0	1,0	698,93	3.494,65	1.748,20	310,42	143,78
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE SANTA ETELVINA	2028	2,0	1,0	2981,51	5.963,02	2.982,99	529,68	245,34
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE CIDADE DE DEUS	2028	2,0	1,0	2981,51	5.963,02	2.982,99	529,68	245,34
MIM - 138 kV // SE SANTA ETELVINA	2028	1,0	1,0	398,74	398,74	199,47	35,42	16,41
MIM - 138 kV // SE CIDADE DE DEUS	2028	1,0	1,0	398,74	398,74	199,47	35,42	16,41
LT 138 kV PONTA NEGRA 2 - TARUMÃ-AÇU, CD (C1, C2) (Nova)					14.121,36	6.540,92	1.254,36	
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 795.0 MCM (Drake), 2 km	2029	2,0	1,0	698,93	1.397,86	647,48	124,17	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE PONTA NEGRA 2	2029	2,0	1,0	2981,51	5.963,02	2.762,03	529,68	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE TARUMÃ-AÇU	2029	2,0	1,0	2981,51	5.963,02	2.762,03	529,68	
MIM - 138 kV // SE PONTA NEGRA 2	2029	1,0	1,0	398,74	398,74	184,69	35,42	
MIM - 138 kV // SE TARUMÃ-AÇU	2029	1,0	1,0	398,74	398,74	184,69	35,42	
SE 138/13,8 kV DISTRITO 4 (Nova)					33.945,19	31.687,16	3.015,26	17.725,48
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			4,0					
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2019	1,0	1,0	1568,64	1.568,64	1.568,64	139,34	934,97
IB (Interligação de Barras) 13,8 kV, Arranjo BPT	2019	1,0	1,0	553,47	553,47	553,47	49,16	329,89
1º TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2019	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	2.907,41	258,26	1.732,93
2º TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2019	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	2.907,41	258,26	1.732,93
3º TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2019	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	2.907,41	258,26	1.732,93
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2019	3,0	1,0	2031,82	6.095,47	6.095,47	541,44	3.633,14
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2019	3,0	1,0	881,24	2.643,72	2.643,72	234,83	1.575,76
4º TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2025	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.832,16	258,26	539,04
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2025	1,0	1,0	2031,82	2.031,82	1.280,39	180,48	376,70
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2025	1,0	1,0	881,24	881,24	555,33	78,28	163,38
MIG (Terreno Urbano)	2019	1,0	1,0	7115,63	7.115,63	7.115,63	632,06	4.241,19
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	797,47	797,47	797,47	70,84	475,32
MIM - 13,8 kV	2019	1,0	1,0	342,97	342,97	342,97	30,46	204,42
MIM - 138 kV	2025	1,0	1,0	199,37	199,37	125,64	17,71	36,96
MIM - 13,8 kV	2025	1,0	1,0	85,74	85,74	54,03	7,62	15,90

SE 138/13,8 kV JARAQUI 2 (Nova)						33.945,19	31.687,16	3.015,26	17.725,48
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT					4,0				
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2019	✓	1,0	1,0	1568,64	1.568,64	1.568,64	139,34	934,97
IB (Interligação de Barras) 13,8 kV, Arranjo BPT	2019	✓	1,0	1,0	553,47	553,47	553,47	49,16	329,89
1° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2019	✓	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	2.907,41	258,26	1.732,93
2° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2019	✓	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	2.907,41	258,26	1.732,93
3° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2019	✓	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	2.907,41	258,26	1.732,93
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2019	✓	3,0	1,0	2031,82	6.095,47	6.095,47	541,44	3.633,14
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2019	✓	3,0	1,0	881,24	2.643,72	2.643,72	234,83	1.575,76
4° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 Mvar 3Φ	2025	✓	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.832,16	258,26	539,04
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2025	✓	1,0	1,0	2031,82	2.031,82	1.280,39	180,48	376,70
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2025	✓	1,0	1,0	881,24	881,24	555,33	78,28	163,38
MIG (Terreno Urbano)	2019	✓	1,0	1,0	7115,63	7.115,63	7.115,63	632,06	4.241,19
MIM - 138 kV	2019	✓	1,0	1,0	797,47	797,47	797,47	70,84	475,32
MIM - 13,8 kV	2019	✓	1,0	1,0	342,97	342,97	342,97	30,46	204,42
MIM - 138 kV	2025	✓	1,0	1,0	199,37	199,37	125,64	17,71	36,96
MIM - 13,8 kV	2025	✓	1,0	1,0	85,74	85,74	54,03	7,62	15,90
LT 69 kV PONTA NEGRA - PONTA NEGRA 2, CD (C1, C2) (Nova)						5.912,92	5.912,92	525,23	3.524,33
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 954.0 MCM (Magnolia), 0,2 km	2019	✓	0,2	1,0	1300,00	260,00	260,00	23,10	154,97
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE PONTA NEGRA	2019	✓	2,0	1,0	1327,49	2.654,98	2.654,98	235,83	1.582,47
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE PONTA NEGRA 2	2019	✓	2,0	1,0	1327,49	2.654,98	2.654,98	235,83	1.582,47
MIM - 69 kV // SE PONTA NEGRA	2019	✓	1,0	1,0	171,48	171,48	171,48	15,23	102,21
MIM - 69 kV // SE PONTA NEGRA 2	2019	✓	1,0	1,0	171,48	171,48	171,48	15,23	102,21

SE 138/69/13,8 kV PONTA NEGRA 2 (Nova)					53.770,11	49.894,28	4.776,26	27.745,60
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	6,0							
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	2,0							
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2019	1,0	1,0	1568,64	1.568,64	1.568,64	139,34	934,97
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT	2019	1,0	1,0	770,67	770,67	770,67	68,46	459,35
IB (Interligação de Barras) 13,8 kV, Arranjo BPT	2019	1,0	1,0	553,47	553,47	553,47	49,16	329,89
1º TF 138/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2019	1,0	1,0	5464,64	5.464,64	5.464,64	485,41	3.257,14
2º TF 138/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2019	1,0	1,0	5464,64	5.464,64	5.464,64	485,41	3.257,14
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0	2031,82	4.063,65	4.063,65	360,96	2.422,09
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0	1137,08	2.274,17	2.274,17	202,01	1.355,49
1º TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2019	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	2.907,41	258,26	1.732,93
2º TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2019	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	2.907,41	258,26	1.732,93
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0	2031,82	4.063,65	4.063,65	360,96	2.422,09
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0	881,24	1.762,48	1.762,48	156,56	1.050,51
3º TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2023	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	2.137,03	258,26	877,55
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2023	1,0	1,0	2031,82	2.031,82	1.493,45	180,48	613,27
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2023	1,0	1,0	881,24	881,24	647,74	78,28	265,99
4º TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2025	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.832,16	258,26	539,04
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2025	1,0	1,0	2031,82	2.031,82	1.280,39	180,48	376,70
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2025	1,0	1,0	881,24	881,24	555,33	78,28	163,38
MIG (Terreno Urbano)	2019	1,0	1,0	7732,37	7.732,37	7.732,37	686,85	4.608,80
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	996,84	996,84	996,84	88,55	594,15
MIM - 69 kV	2019	1,0	1,0	514,45	514,45	514,45	45,70	306,63
MIM - 13,8 kV	2019	1,0	1,0	514,45	514,45	514,45	45,70	306,63
MIM - 138 kV	2023	1,0	1,0	199,37	199,37	146,54	17,71	60,18
MIM - 13,8 kV	2023	1,0	1,0	85,74	85,74	63,02	7,62	25,88
MIM - 138 kV	2025	1,0	1,0	199,37	199,37	125,64	17,71	36,96
MIM - 13,8 kV	2025	1,0	1,0	85,74	85,74	54,03	7,62	15,90

SE 69/13,8 kV FLORES 2 (Nova)					20.999,80	18.476,84	1.865,36	9.715,36
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		2,0						
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT	2020	1,0	1,0	770,67	770,67	713,59	68,46	395,97
IB (Interligação de Barras) 13,8 kV, Arranjo BPT	2020	1,0	1,0	553,47	553,47	512,47	49,16	284,37
1° TF 69/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2020	1,0	1,0	2706,48	2.706,48	2.506,00	240,41	1.390,57
2° TF 69/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2020	1,0	1,0	2706,48	2.706,48	2.506,00	240,41	1.390,57
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2020	2,0	1,0	1137,08	2.274,17	2.105,71	202,01	1.168,45
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2020	2,0	1,0	881,24	1.762,48	1.631,93	156,56	905,55
3° TF 69/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2023	1,0	1,0	2706,48	2.706,48	1.989,34	240,41	816,90
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2023	1,0	1,0	1137,08	1.137,08	835,79	101,00	343,21
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2023	1,0	1,0	881,24	881,24	647,74	78,28	265,99
MIG (Terreno Urbano)	2020	1,0	1,0	4129,39	4.129,39	3.823,51	366,80	2.121,64
MIM - 69 kV	2020	1,0	1,0	514,45	514,45	476,34	45,70	264,32
MIM - 13,8 kV	2020	1,0	1,0	514,45	514,45	476,34	45,70	264,32
MIM - 69 kV	2023	1,0	1,0	171,48	171,48	126,05	15,23	51,76
MIM - 13,8 kV	2023	1,0	1,0	171,48	171,48	126,05	15,23	51,76
SE 138/13,8 kV IRANDUBA 2 (Ampliação/Adequação)					12.211,17	9.389,91	1.084,69	4.145,77
2° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2021	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	2.492,64	258,26	1.272,39
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2021	1,0	1,0	2031,82	2.031,82	1.741,96	180,48	889,20
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2021	1,0	1,0	881,24	881,24	755,52	78,28	385,66
3° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2024	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.978,74	258,26	701,78
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2024	1,0	1,0	2031,82	2.031,82	1.382,82	180,48	490,44
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2024	1,0	1,0	881,24	881,24	599,76	78,28	212,71
MIM - 138 kV	2021	1,0	1,0	199,37	199,37	170,93	17,71	87,25
MIM - 13,8 kV	2021	1,0	1,0	85,74	85,74	73,51	7,62	37,52
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	199,37	199,37	135,69	17,71	48,12
MIM - 13,8 kV	2024	1,0	1,0	85,74	85,74	58,35	7,62	20,70
SE 138/69 kV MANACAPURU 2 (Ampliação/Adequação)					12.211,17	9.389,91	1.084,69	4.145,77
2° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2021	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	2.492,64	258,26	1.272,39
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2021	1,0	1,0	2031,82	2.031,82	1.741,96	180,48	889,20
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2021	1,0	1,0	881,24	881,24	755,52	78,28	385,66
3° TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2024	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.978,74	258,26	701,78
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2024	1,0	1,0	2031,82	2.031,82	1.382,82	180,48	490,44
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2024	1,0	1,0	881,24	881,24	599,76	78,28	212,71
MIM - 138 kV	2021	1,0	1,0	199,37	199,37	170,93	17,71	87,25
MIM - 13,8 kV	2021	1,0	1,0	85,74	85,74	73,51	7,62	37,52
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	199,37	199,37	135,69	17,71	48,12
MIM - 13,8 kV	2024	1,0	1,0	85,74	85,74	58,35	7,62	20,70

SE 69/13,8 kV CACHOEIRINHA 2 (Nova)					15.816,89	10.764,71	1.404,97	3.817,84
<i>EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT</i>					2,0			
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT	2024	1,0	1,0	770,67	770,67	524,51	68,46	186,02
IB (Interligação de Barras) 13,8 kV, Arranjo BPT	2024	1,0	1,0	553,47	553,47	376,68	49,16	133,59
1º TF 69/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2024	1,0	1,0	2706,48	2.706,48	1.841,98	240,41	653,28
2º TF 69/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2024	1,0	1,0	2706,48	2.706,48	1.841,98	240,41	653,28
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2024	2,0	1,0	1137,08	2.274,17	1.547,76	202,01	548,93
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2024	2,0	1,0	881,24	1.762,48	1.199,51	156,56	425,42
MIG (Terreno Urbano)	2024	1,0	1,0	4014,25	4.014,25	2.732,03	356,58	968,95
MIM - 69 kV	2024	1,0	1,0	514,45	514,45	350,13	45,70	124,18
MIM - 13,8 kV	2024	1,0	1,0	514,45	514,45	350,13	45,70	124,18
SE 138/13,8 kV DISTRITO 3 (Ampliação/Adequação)					6.105,58	3.847,55	542,34	1.131,98
4º TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2025	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.832,16	258,26	539,04
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2025	1,0	1,0	2031,82	2.031,82	1.280,39	180,48	376,70
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2025	1,0	1,0	881,24	881,24	555,33	78,28	163,38
MIM - 138 kV	2025	1,0	1,0	199,37	199,37	125,64	17,71	36,96
MIM - 13,8 kV	2025	1,0	1,0	85,74	85,74	54,03	7,62	15,90
SE 138/13,8 kV MUTIRÃO (Ampliação/Adequação)					6.105,58	5.234,55	542,34	2.672,03
4º TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2021	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	2.492,64	258,26	1.272,39
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2021	1,0	1,0	2031,82	2.031,82	1.741,96	180,48	889,20
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2021	1,0	1,0	881,24	881,24	755,52	78,28	385,66
MIM - 138 kV	2021	1,0	1,0	199,37	199,37	170,93	17,71	87,25
MIM - 13,8 kV	2021	1,0	1,0	85,74	85,74	73,51	7,62	37,52
SE 138/13,8 kV PARQUE 10 (Ampliação/Adequação)					6.105,58	3.847,55	542,34	1.131,98
4º TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2025	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.832,16	258,26	539,04
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2025	1,0	1,0	2031,82	2.031,82	1.280,39	180,48	376,70
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2025	1,0	1,0	881,24	881,24	555,33	78,28	163,38
MIM - 138 kV	2025	1,0	1,0	199,37	199,37	125,64	17,71	36,96
MIM - 13,8 kV	2025	1,0	1,0	85,74	85,74	54,03	7,62	15,90

SE 138/13,8 kV PETRÓPOLIS (Nova)					27.377,04	15.974,24	2.431,83	3.656,77
<i>EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT</i>					<i>2,0</i>			
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2026	1,0	1,0	1568,64	1.568,64	915,29	139,34	209,52
IB (Interligação de Barras) 13,8 kV, Arranjo BPT	2026	1,0	1,0	553,47	553,47	322,94	49,16	73,93
1º TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2026	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.696,45	258,26	388,35
2º TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2026	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.696,45	258,26	388,35
3º TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2026	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.696,45	258,26	388,35
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2026	3,0	1,0	2031,82	6.095,47	3.556,65	541,44	814,18
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2026	3,0	1,0	881,24	2.643,72	1.542,59	234,83	353,12
MIG (Terreno Urbano)	2026	1,0	1,0	6653,07	6.653,07	3.882,00	590,98	888,66
MIM - 138 kV	2026	1,0	1,0	797,47	797,47	465,32	70,84	106,52
MIM - 13,8 kV	2026	1,0	1,0	342,97	342,97	200,12	30,46	45,81
SE 138/13,8 kV TERRA NOVA (Nova)					27.377,04	14.790,97	2.431,83	2.342,93
<i>EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT</i>					<i>2,0</i>			
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2027	1,0	1,0	1568,64	1.568,64	847,49	139,34	134,24
IB (Interligação de Barras) 13,8 kV, Arranjo BPT	2027	1,0	1,0	553,47	553,47	299,02	49,16	47,37
1º TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2027	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.570,78	258,26	248,82
2º TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2027	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.570,78	258,26	248,82
3º TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2027	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.570,78	258,26	248,82
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2027	3,0	1,0	2031,82	6.095,47	3.293,19	541,44	521,65
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2027	3,0	1,0	881,24	2.643,72	1.428,32	234,83	226,25
MIG (Terreno Urbano)	2027	1,0	1,0	6653,07	6.653,07	3.594,45	590,98	569,37
MIM - 138 kV	2027	1,0	1,0	797,47	797,47	430,85	70,84	68,25
MIM - 13,8 kV	2027	1,0	1,0	342,97	342,97	185,29	30,46	29,35
SE 138/13,8 kV CIDADE DE DEUS (Nova)					27.377,04	13.695,34	2.431,83	1.126,41
<i>EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT</i>					<i>2,0</i>			
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2028	1,0	1,0	1568,64	1.568,64	784,71	139,34	64,54
IB (Interligação de Barras) 13,8 kV, Arranjo BPT	2028	1,0	1,0	553,47	553,47	276,87	49,16	22,77
1º TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2028	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.454,43	258,26	119,62
2º TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2028	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.454,43	258,26	119,62
3º TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2028	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.454,43	258,26	119,62
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2028	3,0	1,0	2031,82	6.095,47	3.049,25	541,44	250,79
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2028	3,0	1,0	881,24	2.643,72	1.322,52	234,83	108,77
MIG (Terreno Urbano)	2028	1,0	1,0	6653,07	6.653,07	3.328,19	590,98	273,74
MIM - 138 kV	2028	1,0	1,0	797,47	797,47	398,93	70,84	32,81
MIM - 13,8 kV	2028	1,0	1,0	342,97	342,97	171,57	30,46	14,11

SE 138/13,8 kV TARUMÃ-AÇU (Nova)					27.377,04	12.680,87	2.431,83
<i>EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT</i>			2,0				
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2029	1,0	1,0	1568,64	1.568,64	726,59	139,34
IB (Interligação de Barras) 13,8 kV, Arranjo BPT	2029	1,0	1,0	553,47	553,47	256,36	49,16
1º TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2029	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.346,69	258,26
2º TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2029	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.346,69	258,26
3º TF 138/13,8 kV, 1 x 40 MVA 3Φ	2029	1,0	1,0	2907,41	2.907,41	1.346,69	258,26
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2029	3,0	1,0	2031,82	6.095,47	2.823,38	541,44
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT	2029	3,0	1,0	881,24	2.643,72	1.224,55	234,83
MIG (Terreno Urbano)	2029	1,0	1,0	6653,07	6.653,07	3.081,66	590,98
MIM - 138 kV	2029	1,0	1,0	797,47	797,47	369,38	70,84
MIM - 13,8 kV	2029	1,0	1,0	342,97	342,97	158,86	30,46

15.5 Formulários de Consultas sobre a Viabilidade de Expansões das Subestações da Alternativa 7

• SE Jorge Teixeira

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 19/02/2015 Revisão: Página: 1 - 4
---	--	---

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Jorge Teixeira 230/138 kV **Concessionária Proprietária:** Eletrobras Amazonas Energia


 48002.001995/2015-27

1. Módulos de Manobra

☒ EL	Quantidade: <u>1</u> Tensão (kV): <u>230</u> Arranjo: <u>BD4</u>
☐ EL	Quantidade: <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Arranjo: <u> </u>
☒ CT	Quantidade: <u>1</u> Tensão Prim./Sec./Ter (kV) <u>230/138/13,8</u> Arranjo Prim.: <u>BD4</u> Sec.: <u>BPT</u> Ter.: <u>BS</u>
☐ CT	Quantidade: <u> </u> Tensão Prim./Sec./Ter (kV) <u> </u> Arranjo Prim.: <u> </u> Sec.: <u> </u> Ter.: <u> </u>
☐ IB	Quantidade: <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Arranjo: <u> </u>
☐ CCP	Quantidade: <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Arranjo: <u> </u>
☐ CCS	Quantidade: <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Arranjo: <u> </u>
☐ CRL	Quantidade: <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Arranjo: <u> </u>
☐ CRB	Quantidade: <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Arranjo: <u> </u>
☐ CTA	Quantidade: <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Arranjo: <u> </u>
☐ CC	Quantidade: <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Arranjo: <u> </u>

2. Módulos de Equipamentos

☒ Transformadores	Quantidade: <u>1</u> Potência (MVA): <u>150</u> Tensão Prim./Sec. (kV) <u>230/138</u> Fase: <u>3Ø</u>
☐ Autotransformadores	Quantidade: <u> </u> Potência (MVA): <u> </u> Tensão Prim./Sec. (kV) <u> </u> Fase: <u> </u>
☐ Reator	Quantidade: <u> </u> Potência (Mvar): <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Fase: <u> </u>
☐ Capacitor Shunt	Quantidade: <u> </u> Potência (Mvar): <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Fase: <u> </u>
☐ Capacitor Série	Quantidade: <u> </u> Potência (Mvar): <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Fase: <u> </u>
☐ Compensador Estático	Quantidade: <u> </u> Potência (Mvar): <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Fase: <u> </u>

3. Diagrama Unifilar

4. Observações:

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).

Nelson

EPE-DEE-RE-105/2015-rev2 – “Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus”

185

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 19/02/2015
		Revisão:
		Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

Subestação: Jorge Teixeira 230/138 kV Concessionária Proprietária: Eletrobras Amazonas Energia

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

1. Módulos de Manobra

- ☒ EL Quantidade: 3 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4
- ☐ EL Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ 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:
- ☐ 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

Nilson

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

 Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 06/03/2015 Revisão: Página: 4 - 4
---	--	---

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA

Subestação: Jorge Teixeira 230/138 kV Concessionária Proprietária: Eletrobras Amazonas Energia

• SE Lechuga

 Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="padding: 2px;">Data: 19/02/2015</td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;">Revisão:</td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;">Página: 1 - 5</td> </tr> </table>	Data: 19/02/2015	Revisão:	Página: 1 - 5
Data: 19/02/2015					
Revisão:					
Página: 1 - 5					

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Lechuga 500/230/138 kV **Concessionária Proprietária:** Manaus Transmissora de Energia

1. Módulos de Manobra

☒ EL	Quantidade: <u>2</u> Tensão (kV): <u>500</u> Arranjo: <u>DJM</u>
☒ EL	Quantidade: <u>3</u> Tensão (kV): <u>230</u> Arranjo: <u>BD4</u>
☒ CT	Quantidade: <u>2</u> Tensão Prim./Sec./Ter (kV) <u>500/230/13,8</u> Arranjo Prim.: <u>DJM</u> Sec.: <u>BD4</u> Ter: <u>BS</u>
☒ CT	Quantidade: <u>2</u> Tensão Prim./Sec./Ter (kV) <u>230/138/13,8</u> Arranjo Prim.: <u>BD4</u> Sec.: <u>BD4</u> Ter: <u>BS</u>
☒ IB	Quantidade: <u>2</u> Tensão (kV): <u>500</u> Arranjo: <u>DJM</u>
☒ CCP	Quantidade: <u>1</u> Tensão (kV): <u>230</u> Arranjo: <u>BD4</u>
☐ CCS	Quantidade: <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Arranjo: <u> </u>
☐ CRL	Quantidade: <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Arranjo: <u> </u>
☐ CRB	Quantidade: <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Arranjo: <u> </u>
☐ CTA	Quantidade: <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Arranjo: <u> </u>
☐ CC	Quantidade: <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Arranjo: <u> </u>

2. Módulos de Equipamentos

☒ Transformadores	Quantidade: <u>2</u> Potência (MVA): <u>150</u> Tensão Prim./Sec. (kV) <u>230/138</u> Fase: <u>3Ø</u>
☒ Autotransformadores	Quantidade: <u>6</u> Potência (MVA): <u>200</u> Tensão Prim./Sec. (kV) <u>500/230</u> Fase: <u>1Ø</u>
☐ Reator	Quantidade: <u> </u> Potência (Mvar): <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Fase: <u> </u>
☒ Capacitor Shunt	Quantidade: <u>1</u> Potência (Mvar): <u>55</u> Tensão (kV): <u>230</u> Fase: <u>3Ø</u>
☐ Capacitor Série	Quantidade: <u> </u> Potência (Mvar): <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Fase: <u> </u>
☐ Compensador Estático	Quantidade: <u> </u> Potência (Mvar): <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Fase: <u> </u>

3. Diagrama Unifilar

4. Observações:

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: 19/02/2015
		Revisão:
		Página: 2 - 5

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

1. Módulos de Manobra

- ☐ EL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☒ EL Quantidade: 2 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4
- ☒ CT Quantidade: 2 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 500/230/13,8 Arranjo Prim.: DJM Sec.: BD4 Ter.: BS
- ☒ CT Quantidade: 2 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 230/138/13,8 Arranjo Prim.: BD4 Sec.: BD4 Ter.: BS
- ☒ IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ CCP Quantidade: 1 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4
- ☐ 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: 2 Potência (MVA): 150 Tensão Prim./Sec. (kV) 230/138 Fase: 3φ
- ☒ Autotransformadores Quantidade: 6 Potência (MVA): 200 Tensão Prim./Sec. (kV) 500/230 Fase: 1φ
- ☐ Reator Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- ☒ Capacitor Shunt Quantidade: 1 Potência (Mvar): 55 Tensão (kV): 230 Fase: 3φ
- ☐ 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: APROXIMADAMENTE
9.700 m² — 230 kV
36.000 m² — 500 kV
- ☐ Não

4. Outros

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

 Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 19/02/2015
		Revisão:
		Página: 3 - 5

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

1) As solicitações indicadas referem-se às expansões em análise no "Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus".

2) O(s) diagrama(s) unifilar(es) anexo(s) à esse formulário tem a função de indicar referencialmente o posicionamento dos novos bays sob consulta. Assim solicitamos ratificar/retificar este posicionamento caso for necessário.

3) SERÃO NECESSÁRIAS AS TROCAS DAS PROTEÇÕES DE BARRAS DE 230 e 500 kV PARA AS EXPANSÕES SOLICITADAS.

Rio de Janeiro, 19/02/2015

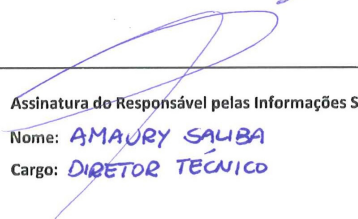
Data da Solicitação



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

30/06/2015

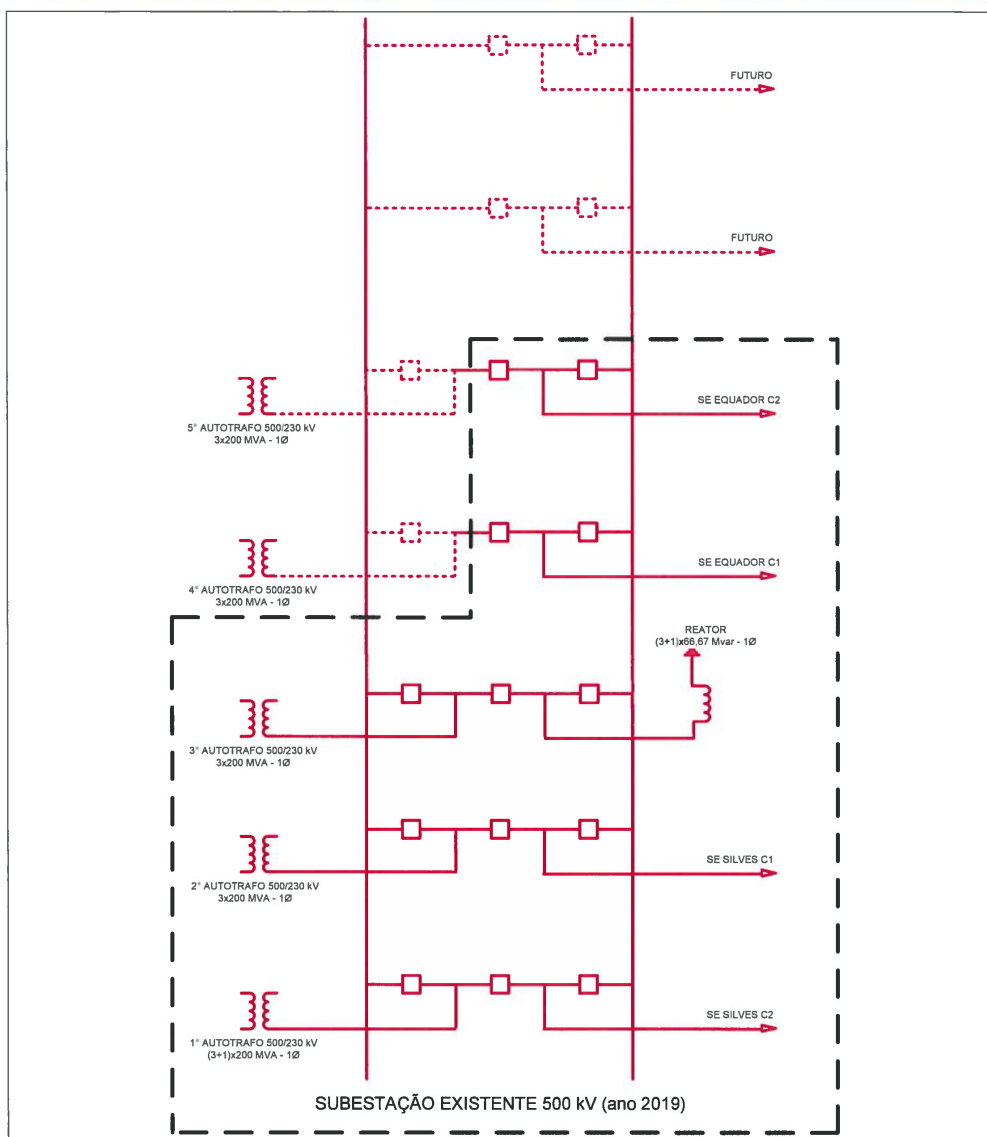
Data da Entrega do Formulário



Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome: AMAURY SALIBA
Cargo: DIRETOR TÉCNICO

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 19/02/2015
		Revisão:
		Página: 4 - 5

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA





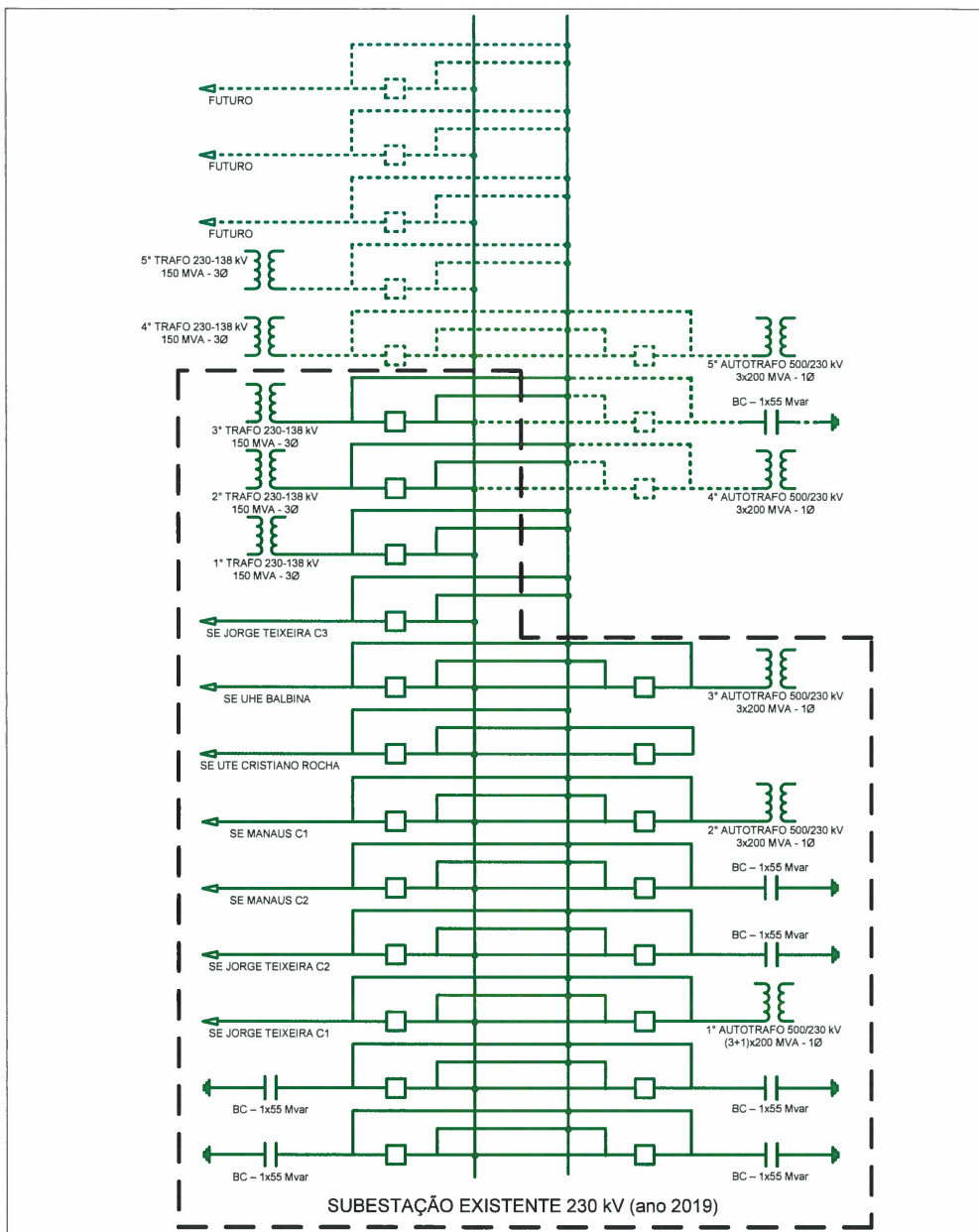
**Formulário de Consulta sobre a
Viabilidade de Expansão de
Subestações**

Data: 19/02/2015

Revisão:

Página: 5 - 5

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA



• SE Manaus

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="padding: 2px;">Data: 19/02/2015</td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;">Revisão:</td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;">Página: 1 - 4</td> </tr> </table>	Data: 19/02/2015	Revisão:	Página: 1 - 4
Data: 19/02/2015					
Revisão:					
Página: 1 - 4					

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Manaus 230/69 kV **Concessionária Proprietária:** Eletrobras Amazonas Energia


48002.001995/2015-27

1. Módulos de Manobra

☒	EL	Quantidade:	2	Tensão (kV):	230	Arranjo:	DJM
☐	EL	Quantidade:		Tensão (kV):		Arranjo:	
☐	CT	Quantidade:		Tensão Prim./Sec./Ter (kV)		Arranjo Prim.:	
☐	CT	Quantidade:		Tensão Prim./Sec./Ter (kV)		Arranjo Prim.:	
☐	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:
☐	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. Diagrama Unifilar

4. Observações:

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).

Nilton

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 06/03/2015
		Revisão:
		Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

Subestação: Manaus 230/69 kV Concessionária Proprietária: Eletrobras Amazonas Energia

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

1. Módulos de Manobra

- ☒ EL Quantidade: 4 Tensão (kV): 230 Arranjo: DJM
- ☐ EL Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ 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:
- ☐ 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

Nilson

 Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 19/02/2015
		Revisão:
		Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Subestação: Manaus 230/69 kV Concessionária Proprietária: Eletrobras Amazonas Energia

5. Observações

1) As solicitações indicadas referem-se às expansões em análise no "Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus".

2) O(s) diagrama(s) unifilar(es) anexo(s) à esse formulário tem a função de indicar referencialmente o posicionamento dos novos bays sob consulta. Assim solicitamos ratificar/retificar este posicionamento caso for necessário.

3) O diagrama unifilar simplificado anexo Já contempla os equipamentos inicialmente previstos para esta subestação, ou seja, a implantação do 4º. transformador 230-69 kV – 150 MVA e instalações associadas.

4) Caso necessário, há também a possibilidade de se utilizar o vão A1, mostrado no diagrama unifilar simplificado anexo.

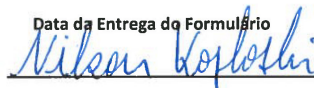
Rio de Janeiro, 19/02/2015

Data da Solicitação

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

Manaus, 06/03/2015

Data da Entrega do Formulário



Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Nilson Kozłowski

Cargo: Gerente do Departamento de Planejamento e Controle da Expansão

[illegible]

• SE Mauá 3

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 19/02/2015
		Revisão:
		Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

ESTUDO: Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus



ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Mauá 3 230/138/69 kV Concessionária Proprietária: Eletrobras Amazonas Energia

1. Módulos de Manobra

- ☒ EL Quantidade: 1 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4
- ☐ EL Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☒ CT Quantidade: 1 Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 230/138/13,8 Arranjo Prim.: BD4 Sec.: BPT Ter.: BS
- ☐ 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: 1 Potência (MVA): 150 Tensão Prim./Sec. (kV) 230/138 Fase: 3Ø
- ☐ 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. Diagrama Unifilar

4. Observações:

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).

Nelson

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 19/02/2015
		Revisão:
		Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

Subestação: Mauá 3 230/138/69 kV Concessionária Proprietária: Eletrobras Amazonas Energia

(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): 230 Arranjo: BD4
- ☐ EL Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
- ☐ 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: _____
- ☐ 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

Nelson

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 19/02/2015
		Revisão:
		Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

[illegible]



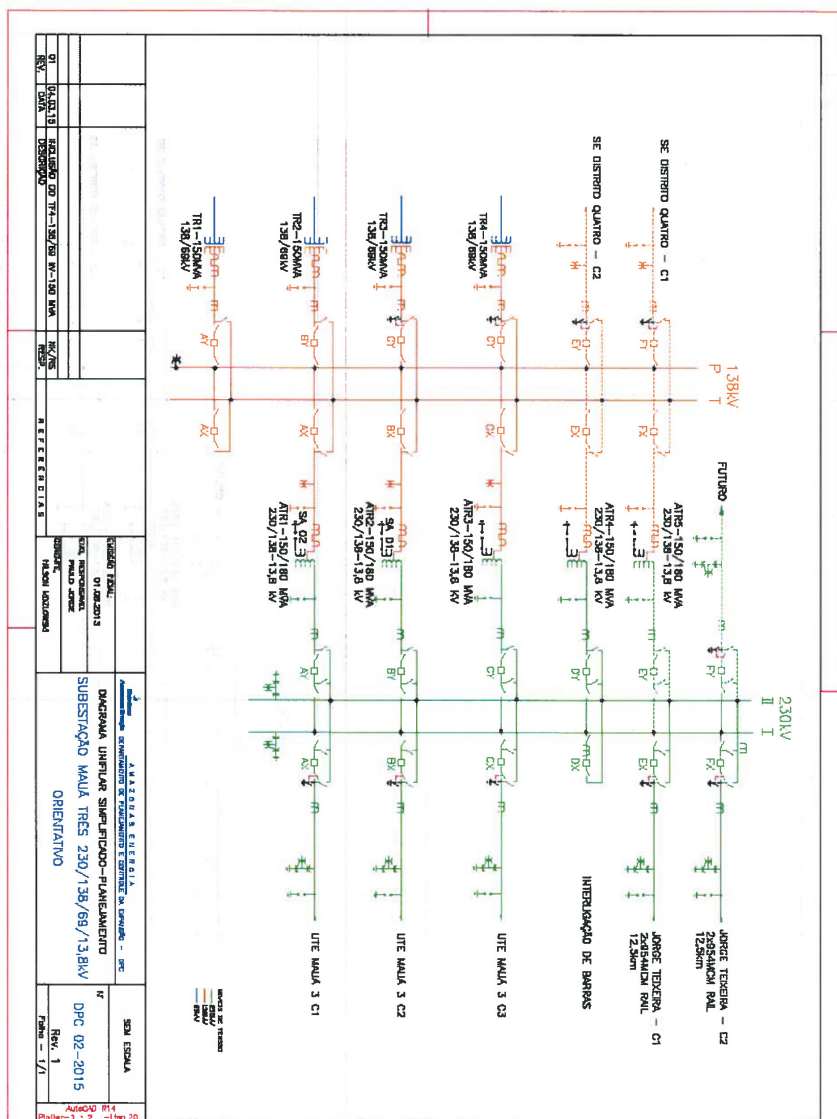
Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 06/03/2015

Revisão:

Página: 4 - 4

Subestação: Mauá 3 230/138/69 kV Concessionária Proprietária: Eletrobras Amazonas Energia



Nelson

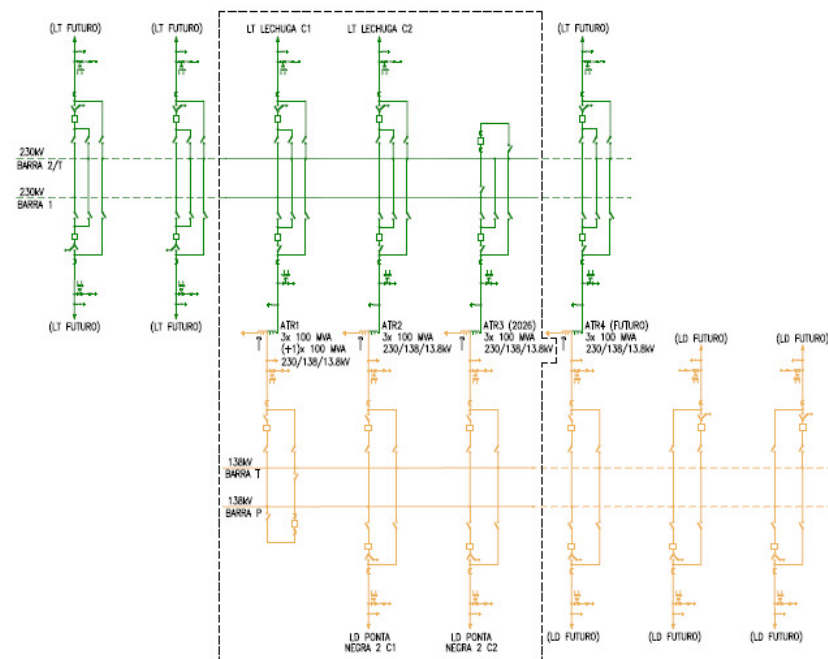
O conteúdo deste documento é de propriedade da ELETROBRAS. É proibida a sua utilização ou reprodução parcial ou total sem o seu prévio consentimento.

15.6 Arranjo das Novas Subestações

- **SE Tarumã 230/138 kV**

O arranjo da nova subestação Tarumã 230/138 kV deverá ser conforme a Figura 15-6, de forma a possibilitar futuras expansões. Cabe ressaltar que este diagrama esquemático não tem por objetivo indicar a localização física de cada elemento.

SE TARUMÃ 230/138 kV CONFIGURAÇÃO FINAL (300 m x 300 m = 90.000 m²)



LEGENDA	
—	SETOR 230 KV
—	SETOR 138 KV
- - - -	ELEMENTOS INDICADOS NO PRESENTE ESTUDO

Figura 15-6 – Arranjo da Subestação Tarumã 230/138 kV

15.7 Fichas PET

Empreendimento: LT 230 kV LECHUGA – TARUMÃ C1/C2	Estado: AM
	Data de Necessidade: jan/2019
	Prazo de execução: 36 meses

Justificativa:

Reforço necessário para realizar o suprimento de energia à região metropolitana de Manaus

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

LT 230 kV LECHUGA – TARUMÃ 2x954 MCM, 9,3 km, C1/C2 (CD) – TERRENO URBANO	19.714,88
LT 230 kV LECHUGA – TARUMÃ 1x2000 mm ² XLPE (COBRE), 3,2 km, C1 (CS) – SUBTERRÂNEO	19.602,56
LT 230 kV LECHUGA – TARUMÃ 1x2000 mm ² XLPE (COBRE), 3,2 km, C2 (CS) – SUBTERRÂNEO	19.602,56
SE LECHUGA	
2 EL – 230 kV – BD4	7.860,70
1 MIG-A – 230 kV – BD4	1.445,14
1 MIM – 230 kV – BD4	664,22
SE TARUMÃ	
2 EL – 230 kV – BD4	7.860,70
1 MIM – 230 kV – BD4	664,22

Investimentos previstos: 77.414,98

Situação atual:

Observações:

Alteração das capacidades do trecho subterrâneo em função do aprimoramento dos critérios de planejamento para dimensionamento de linhas subterrâneas

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-105/2015-rev0, “Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus”
- [2] “Base de Referência de Preços ANEEL”, Junho/2014

Empreendimento: LT 230 kV MAUÁ 3 – MANAUS C1	Estado: AM
	Data de Necessidade: jan/2019 Prazo de execução: 36 meses

Justificativa:

Reforço necessário para realizar o suprimento de energia à região metropolitana de Manaus

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

LT 230 kV MAUÁ 3 – MANAUS 2x954 MCM, 3,85 km, C1 (CS) – TERRENO URBANO	4.598,93
LT 230 kV MAUÁ 3 – MANAUS 1x2000 mm ² XLPE (COBRE), 9,0 km, C1 (CS) – SUBTERRÂNEO	55.132,20
SE MAUÁ 3	
1 EL – 230 kV – BD4	3.930,35
1 MIG-A – 230 kV – BD4	1.445,14
1 MIM – 230 kV – BD4	332,11
SE MANAUS	
1 EL – 230 kV – DJM	3.930,35
1 MIG-A – 230 kV – BD4	1.445,14
1 MIM – 230 kV – DJM	332,11

Investimentos previstos: 71.146,33

Situação atual:

Observações:

As duas estações de transferência aéreo-subterrâneo foram alocadas à cerca de 300 metros da SE Manaus e 2,9 km da SE Mauá 3.

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-105/2015-rev0, "Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus"
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL", Junho/2014

Empreendimento: SE LECHUGA 500/230/138 kV	Estado: AM
	Data de Necessidade: jan/2019 Prazo de execução: 24 meses

Justificativa:

Reforço necessário para realizar o suprimento de energia à região metropolitana de Manaus

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

1 CT – 500 kV – DJM	7.475,32
1 ATR – 500/230 kV (4º) – 1Ø – 3x200 MVA – OLTC – ONAN/OFAF	30.121,38
1 CT – 230 kV – BD4	2.797,26
1 MIM – 230 kV – BD4	332,11

Investimentos previstos: 40.726,06

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-105/2015-rev0, “Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus”
- [2] “Base de Referência de Preços ANEEL”, Junho/2014

Empreendimento: SE TARUMÃ 230/138 kV	Estado: AM
	Data de Necessidade: jan/2019 Prazo de execução: 24 meses

Justificativa:

Reforço necessário para realizar o suprimento de energia à região metropolitana de Manaus

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

2 CT – 230 kV – BD4	5.594,53
1 IB – 230 kV – BD4	2.417,54
1 MIG – 230/138 kV	9.443,37
1 MIM – 230 kV – BD4	996,33
2 ATR – 230/138 kV (1º e 2º) – 1Ø – (6+1)x100 MVA – TERC OLTC – ONAN/OFAF	33.879,23
2 CT – 138 kV – BPT	4.063,65
1 IB – 138 kV – BPT	1.568,64
1 MIM – 138 kV – BPT	598,10

Investimentos previstos: 58.561,38

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-105/2015-rev0, "Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus"
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL", Junho/2014

15.8 Fichas PELP

Empreendimento: SE JORGE TEIXEIRA 230/138 kV	Estado: AM
	Data de Necessidade: jan/2025
	Prazo de execução: 24 meses

Justificativa:

Reforço necessário para realizar o suprimento de energia à região metropolitana de Manaus

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

1 CT – 230 kV – BD4	2.797,26
1 MIM – 230 kV – BD4	332,11
1 ATR – 230/138 kV (5º) – 3Ø – 150 MVA – OLTC – ONAN/OFAF	7.195,89
1 CT – 138 kV – BPT	2.031,82
1 MIM – 138 kV – BPT	199,37

Investimentos previstos: 12.556,45

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-105/2015-rev0, “Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus”
- [2] “Base de Referência de Preços ANEEL”, Junho/2014

Empreendimento: SE LECHUGA 500/230/138 kV	Estado: AM
	Data de Necessidade: jan/2026 Prazo de execução: 24 meses

Justificativa:

Reforço necessário para realizar o suprimento de energia à região metropolitana de Manaus

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

1 CT – 230 kV – BD4	2.797,26
1 MIM – 230 kV – BD4	332,11
1 ATR – 230/138 kV (4º) – 3Ø – 150 MVA – OLTC – ONAN/OFAF	7.195,89
1 CT – 138 kV – BPT	2.031,82
1 MIM – 138 kV – BPT	199,37

Investimentos previstos: 12.556,45

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-105/2015-rev0, “Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus”
- [2] “Base de Referência de Preços ANEEL”, Junho/2014

Empreendimento: SE MAUÁ 3 230/138 kV	Estado: AM
	Data de Necessidade: jan/2026 Prazo de execução: 24 meses

Justificativa:

Reforço necessário para realizar o suprimento de energia à região metropolitana de Manaus

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

1 CT – 230 kV – BD4	2.797,26
1 MIM – 230 kV – BD4	332,11
1 ATR – 230/138 kV (5º) – 3Ø – 150 MVA – OLTC – ONAN/OFAF	7.195,89
1 CT – 138 kV – BPT	2.031,82
1 MIM – 138 kV – BPT	199,37

Investimentos previstos: 12.556,45

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-105/2015-rev0, “Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus”
- [2] “Base de Referência de Preços ANEEL”, Junho/2014

Empreendimento: SE TARUMÃ 230/138 kV	Estado: AM
	Data de Necessidade: jan/2027 Prazo de execução: 24 meses

Justificativa:

Reforço necessário para realizar o suprimento de energia à região metropolitana de Manaus

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

1 CT – 230 kV – BD4	2.797,26
1 MIM – 230 kV – BD4	332,11
1 ATR – 230/138 kV (3º) – 1Ø – 3x100 MVA – OLTC – ONAN/OFAF	12.643,48
1 CT – 138 kV – BPT	2.031,82
1 MIM – 138 kV – BPT	199,37

Investimentos previstos: 18.004,05

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-105/2015-rev0, “Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus”
- [2] “Base de Referência de Preços ANEEL”, Junho/2014

Empreendimento: SE LECHUGA 500/230/138 kV	Estado: AM
	Data de Necessidade: jan/2028 Prazo de execução: 24 meses

Justificativa:

Reforço necessário para realizar o suprimento de energia à região metropolitana de Manaus

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

1 CT – 500 kV – DJM	7.475,32
1 ATR – 500/230 kV (5º) – 1Ø – 3x200 MVA – OLTC – ONAN/OFAF	30.121,38
2 CT – 230 kV – BD4	5.594,53
1 MIM – 230 kV – BD4	664,22
1 ATR – 230/138 kV (5º) – 3Ø – 150 MVA – OLTC – ONAN/OFAF	7.195,89
1 CT – 138 kV – BPT	2.031,82
1 MIM – 138 kV – BPT	199,37

Investimentos previstos: 53.282,52

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-105/2015-rev0, “Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus”
- [2] “Base de Referência de Preços ANEEL”, Junho/2014

15.9 Nota Técnica DEA 05/17

Série
EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

NOTA TÉCNICA DEA 005/17

Análise socioambiental
da Revisão n° 1 do estudo de suprimento à
Região Metropolitana de Manaus
(Relatório R1)

Rio de Janeiro
Março de 2017



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA





Governo Federal

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Fernando Coelho Filho

Secretário Executivo

Paulo Jerônimo Bandeira de Mello Pedrosa

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento
Energético

Eduardo Azevedo Rodrigues

Série
EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

NOTA TÉCNICA DEA 005/17
Análise socioambiental
da Revisão 1 do estudo de
suprimento à
Região Metropolitana de
Manaus

(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

Luiz Augusto Nóbrega Barroso

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Ricardo Gorini de Oliveira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amílcar Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

Coordenação Geral

Luiz Augusto Nobrega Barroso

Ricardo Gorini de Oliveira

Coordenação Executiva

Isaura Maria Ferreira Frega

Equipe Técnica

André Viola Barreto

Kátia Gisele Matosinho

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

Sede

Esplanada dos Ministérios, Bloco "U"

Sala 744 - Brasília - DF - Brasil

70.065-900

Escritório Central

Av. Rio Branco, nº 01 – 11º Andar

20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Rio de Janeiro
Março de 2017

Série
EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

NOTA TÉCNICA DEA 005/17

Análise socioambiental
da Revisão 1 do estudo de suprimento à
Região Metropolitana de Manaus

(Relatório R1)

SUMÁRIO

SIGLÁRIO	2
1 INTRODUÇÃO	3
2 HISTÓRICO DOS ESTUDOS	4
3 PROCEDIMENTOS ADOTADOS	8
3.1. PROCEDIMENTOS PARA LOCALIZAÇÃO DA SUBESTAÇÃO E ELABORAÇÃO DOS CORREDORES DE TRANSMISSÃO	8
3.2. BASE DE DADOS UTILIZADA	8
4 DESCRIÇÃO DA SUBESTAÇÃO PLANEJADA	10
4.1 LOCALIZAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES DO ESTUDO	10
4.2 SE TARUMÃ	10
5 DESCRIÇÃO DO CORREDOR DA LT 230 KV LECHUGA - TARUMÃ C1/C2 (CD)	14
6 DESCRIÇÃO DO CORREDOR DA LT 230 KV MAUÁ 3 - MANAUS C1 (CS)	22
7 CONCLUSÃO	42
8 REFERÊNCIAS	44
9 APÊNDICE	46

SIGLÁRIO

APA	Área de Proteção Ambiental
APCB	Área Prioritária para Conservação da Biodiversidade
CD	Circuito Duplo
Cecav	Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas
DNPM	Departamento Nacional de Produção Mineral
EDAm	Eletrobras Distribuição Amazonas
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
Funai	Fundação Nacional do Índio
GT	Grupo de Trabalho
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
Incra	Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária
Inpa	Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia
Implurb	Instituto Municipal de Planejamento Urbano
Ipaam	Instituto de Proteção Ambiental do Estado do Amazonas
Iphan	Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional
LD	Linha de Distribuição
LT	Linha de Transmissão
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
NT	Nota Técnica
PBZPA	Plano Básico da Zona de Proteção do Aeródromo
RVS	Refúgio da Vida Silvestre
SE	Subestação
Seinfra-AM	Secretaria de Estado de Infraestrutura do Amazonas
Sema-AM	Secretaria de Estado do Meio Ambiente do Estado do Amazonas
Seminf	Secretaria Municipal de Infraestrutura de Manaus
Semmas	Secretaria Municipal de Meio Ambiente e Sustentabilidade
Sivam	Sistema de Vigilância da Amazônia
STE	Superintendência de Transmissão de Energia
UC	Unidade de Conservação
Ufam	Universidade Federal do Amazonas
ZEU	Zona de Expansão Urbana
ZT	Zona de Transição

1 INTRODUÇÃO

Esta Nota Técnica (NT) apresenta a análise socioambiental da alternativa elétrica apontada pela Superintendência de Transmissão de Energia (STE) da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) na primeira revisão do Relatório R1 “Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus - EPE-DEE-RE-105/2015-rev0”.

Esta revisão se fez necessária em função das potenciais restrições socioambientais relacionadas à configuração elétrica proposta no referido Relatório R1. Tais dificuldades foram apontadas pela Eletrobras Eletronorte, empresa responsável pela elaboração dos Relatórios R3 das obras indicadas, e discutidas junto ao grupo de trabalho composto por Ministério de Minas e Energia (MME), EPE, Eletrobras Eletronorte e Eletrobras Distribuição Amazonas (EDAm), a partir do levantamento de novas informações e contato com órgãos locais, tais como Secretaria Municipal de Meio Ambiente e Sustentabilidade (Semmas), Instituto Municipal de Planejamento Urbano (Implurb), Instituto de Proteção Ambiental do Estado do Amazonas (Ipaam), Secretaria de Estado de Infraestrutura do Amazonas (Seinfra-AM), dentre outros. As alterações apresentadas nesta Nota Técnica foram elaboradas no sentido de compatibilizar o Relatório R1 com as solicitações de alterações apresentadas pela Eletronorte por meio da Carta CE-EPP-0027/2016, apresentada no Apêndice desta nota técnica.

2 HISTÓRICO DOS ESTUDOS

O Relatório R1 “Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus - EPE-DEE-RE-105/2015-rev0” recomendou um novo ponto de suprimento de Rede Básica para atendimento à região metropolitana de Manaus: a Subestação (SE) Tarumã 230/138 kV, visto que haveria esgotamento dos outros pontos de suprimento à distribuidora local Eletrobras Distribuição Amazonas (EDAm).

As principais obras de transmissão e distribuição associadas à SE Tarumã são: a Linha de Transmissão (LT) 230 kV Lechuga – Tarumã C1/C2 (de responsabilidade da rede básica) e Linha de Distribuição (LD) 138 kV Tarumã – Ponta Negra 2 C1/C2 (de responsabilidade da EDAm).

A recomendação da área proposta para implantação da SE Tarumã levou em consideração três alternativas locais (áreas associadas aos Pontos A, B e C, conforme Figura 1 a seguir).



(Fonte dos dados: Google Earth Pro, 2017; EPE, 2017; Manaus, 2014; EPE, 2015)

Figura 1 – Alternativas locais para a implantação da SE Tarumã

Tais alternativas foram avaliadas considerando aspectos socioambientais, possibilidade de futuras expansões da subestação, eventuais complexidades fundiárias, dentre outros.

De maneira a subsidiar a decisão da escolha da melhor alternativa locacional para a SE Tarumã, o MME coordenou uma visita de campo (19 a 21 de maio de 2015) na qual o

Grupo de Trabalho (GT) deste estudo, composto por EPE, EDAm e Eletrobras Eletronorte, entrou em consenso sobre a inviabilidade de implantação desse empreendimento na área associada ao Ponto A. Além disso, houve o entendimento de que a região do entorno do Ponto B seria a alternativa de localização que melhor equilibraria os interesses de todos os envolvidos (rede básica e rede de distribuição).

Desta maneira, a análise socioambiental integrante do Relatório R1 EPE-DEE-RE-105/2015-rev0 detalhou a alternativa locacional da área associada ao Ponto B, identificando possíveis interferências das obras planejadas sobre o Corredor Ecológico Cachoeira Alta. Assim, tal escolha pela localização do Ponto B ficou condicionada a um parecer favorável da Semmas.

Depois de emitido o Relatório R1, a Semmas emitiu o Parecer Técnico N° 59/2015-DIAPR/DEAPR e a Informação N° 0875/2015-DEGTA/SEMMAS, destacando algumas das eventuais interferências e possíveis medidas mitigadoras para a implantação da futura SE Tarumã e linhas associadas (LTs e LDs). No entanto, tal parecer não atestou explicitamente a viabilidade ou inviabilidade da implantação dessas obras.

Após receber o parecer da Semmas, a Eletrobras Eletronorte enviou a Carta CE-EPP-035/2015 ao MME, manifestando o entendimento acerca da inviabilidade da área associada ao Ponto B como alternativa locacional para a SE Tarumã, retificando então a escolha da localização para a implantação do empreendimento na região do Ponto C.

A EPE, entendendo que a sugestão do MME quanto à escolha da área associada ao Ponto B equilibraria os interesses tanto da rede básica quanto da rede de distribuição, buscou alternativas para solucionar os problemas apontados pela Eletrobras Eletronorte. Assim, foi sugerido que a LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1/C2 contemplasse um trecho de linha ao longo da Estrada do Tarumã (em vias de duplicação), aéreo ou subterrâneo, de forma a não interferir diretamente com o Corredor Ecológico Cachoeira Alta.

A Eletronorte, após realização de visita de campo no âmbito de execução do Relatório R3, emitiu a Nota Técnica 1.001/2016 – EPPT (*“Inspeção a Campo Região Metropolitana de Manaus período 25/01 a 27/01/2016”*), caracterizando três alternativas de terreno para implantação da SE Tarumã na região do Ponto B (conforme Figura 2 a seguir). Tal NT também detalhou o trecho subterrâneo da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1/C2 Circuito Duplo (CD) ao longo da Estrada do Tarumã, já que a alternativa do trecho aéreo nessa via foi descartada pelas restrições construtivas relacionadas à faixa de servidão.



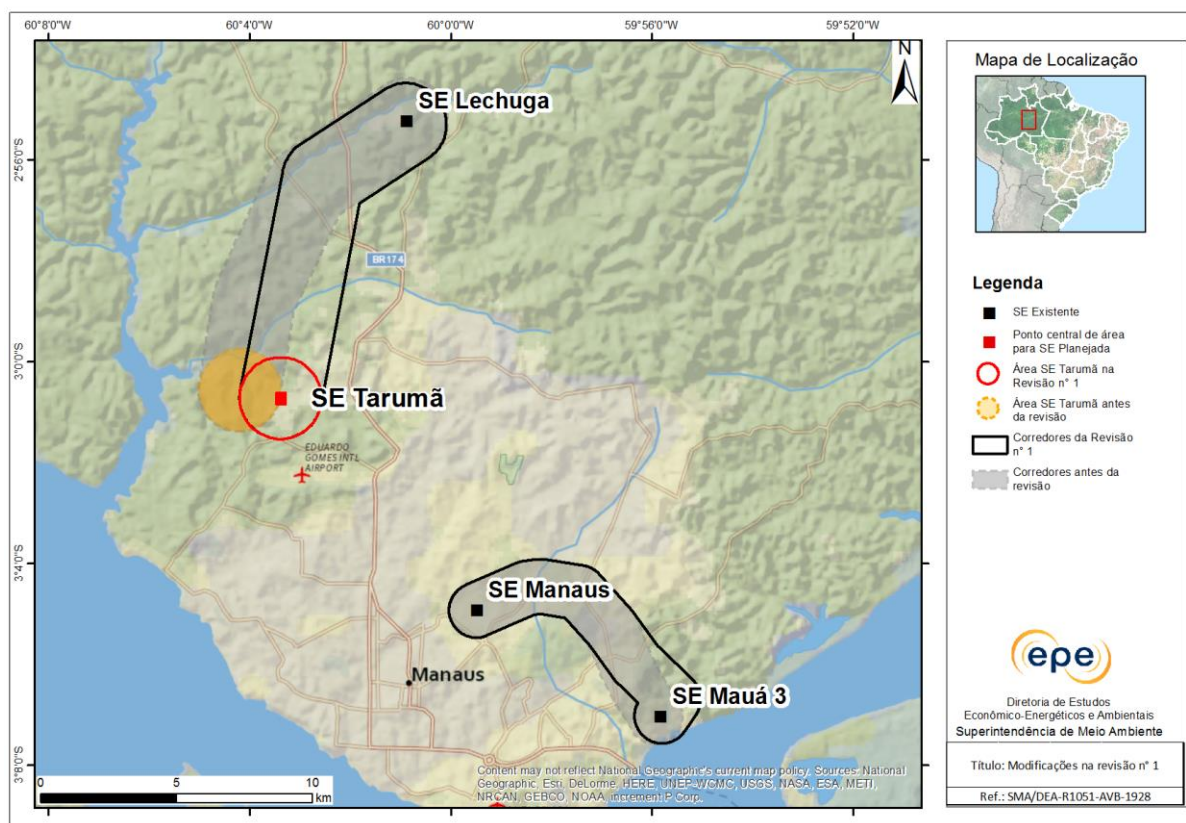
(Fonte: Eletrobras Eletronorte, 2016)

Figura 2 – Alternativas de terreno para a implantação da SE Tarumã

Em razão das modificações apontadas, houve a necessidade do delineamento de um novo corredor para que a rota preferencial da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1/C2 (CD) pudesse acompanhar a estrada do Tarumã, mais favorável para a implantação de linhas subterrâneas. Consequentemente, teve de ser realizado um pequeno deslocamento do centro da área referencial para a SE Tarumã, de modo a abarcar os terrenos estudados pela Eletronorte (Figura 2).

Adicionalmente, a Eletronorte solicitou um pequeno ajuste na configuração do corredor da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus, de modo a englobar o traçado da diretriz de trecho aéreo a ser apresentada em seu Relatório R3. Segundo essa empresa, este novo traçado minimizaria o número de indenizações de edificações, infraestrutura de redes de distribuição de energia e gás, e desvio de regiões alagadas (corpos d'água).

As alterações nos corredores e na área referencial para a SE Tarumã podem ser visualizadas por meio da Figura 3 a seguir.



(Fonte dos dados: USGS, 2012; EPE, 2017; EPE, 2015)

Figura 3 – Alterações nos corredores e na localização referencial da SE Tarumã na Revisão nº 1

3 PROCEDIMENTOS ADOTADOS

3.1. Procedimentos para localização da subestação e elaboração dos corredores de transmissão

A presente análise socioambiental da Revisão nº 1 do “*Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus*” baseou-se, inicialmente, em imagens de satélite disponíveis no programa *Google Earth Pro* e nas bases cartográficas dos temas mais relevantes do ponto de vista socioambiental, tendo como premissa o atendimento das solicitações de alterações apresentadas pela Eletronorte por meio da Carta CE-EPP-0027/2016, contante do Apêndice desta nota técnica. A partir desses dados, foram definidos novos corredores para a LT 230 kV Lechuga – Tarumã (indicação de trecho de linha subterrânea ao longo da Estrada do Tarumã) e para a LT 230 kV Mauá 3 – Manaus, além de ser identificada uma nova área referencial para a implantação da SE planejada Tarumã.

Para a indicação da área da SE Tarumã, foram avaliadas localidades favoráveis para a implantação desse empreendimento, considerando as avaliações realizadas pela Eletronorte, apresentadas na Nota Técnica 1.001/2016 – EPPT, e a adjacência com a Estrada do Tarumã, ao longo da qual se definiu a rota preferencial para o trecho subterrâneo da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1/C2 (CD).

Para o traçado dos corredores, buscou-se o desvio das áreas com maior sensibilidade socioambiental, como Unidades de Conservação (UC), áreas urbanas e de expansão urbana e áreas com vegetação nativa. Adicionalmente, nos trechos subterrâneos indicados para as LTs planejadas, procurou-se a coincidência com rodovias existentes que comportassem a construção subterrânea desse empreendimento.

Na descrição dos novos corredores propostos são caracterizadas as áreas atravessadas. Para tanto, são apresentadas figuras com base em imagens de satélites e com a indicação de áreas de relevância para a definição de um traçado de diretriz para as LTs. Complementarmente, são apresentadas fotografias referentes às inspeções de campo realizadas em março e maio de 2015, quando da elaboração do Relatório R1-EPE-DEE-RE-105/2015-rev0, e mapas com sobreposição das áreas do corredor ao zoneamento integrante do plano diretor de Manaus e a áreas de interesse socioambiental.

3.2. Base de dados utilizada

Para delimitação dos corredores SE Lechuga – SE Tarumã e SE Manaus – SE Mauá 3, e da área proposta para a SE Tarumã, assim como para a elaboração das figuras e tabelas

apresentadas ao longo do relatório, foram consultadas e/ou utilizadas informações das seguintes bases de dados:

- Base Cartográfica Integrada do Brasil ao Milionésimo Digital, incluindo hidrografia, divisão territorial e sistema viário (IBGE, 2009);
- Mapa das Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira (MMA, 2007a);
- Mapa de Ocorrência de Cavernas (Cecav, 2016);
- Mapa de Processos Minerários (DNPM, 2017);
- Mapa de Projetos de Assentamento (Incra, 2016);
- Mapa de Terras Indígenas (Funai, 2016);
- Mapa de Unidades de Conservação Federais e Estaduais (MMA, 2016; Eletrobras, 2011);
- Mapeamento da Cobertura Vegetal e Uso do Solo dos Biomas Brasileiros (MMA, 2007b);
- Plano Diretor de Manaus (Manaus, 2014)
- Relatório R1 EPE-DEE-RE-105/2015-rev0 (EPE, 2015).

4 DESCRIÇÃO DA SUBESTAÇÃO PLANEJADA

4.1 Localização das subestações do estudo

O presente estudo envolve quatro subestações que compõem a alternativa de transmissão selecionada, sendo três SEs existentes e uma planejada. A Tabela 1 a seguir apresenta as coordenadas das SE estudadas.

Tabela 1 – Coordenadas das subestações estudadas

Subestação	Status	Coordenadas ¹		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Lechuga	Existente	2°55'10"S	60°00'52"O	Manaus	AM
Manaus	Existente	3°04'55"S	59°59'28"O		
Mauá 3	Existente	3°07'03"S	59°55'53"O		
Tarumã	Planejada	3°00'43"S	60°03'23"O		

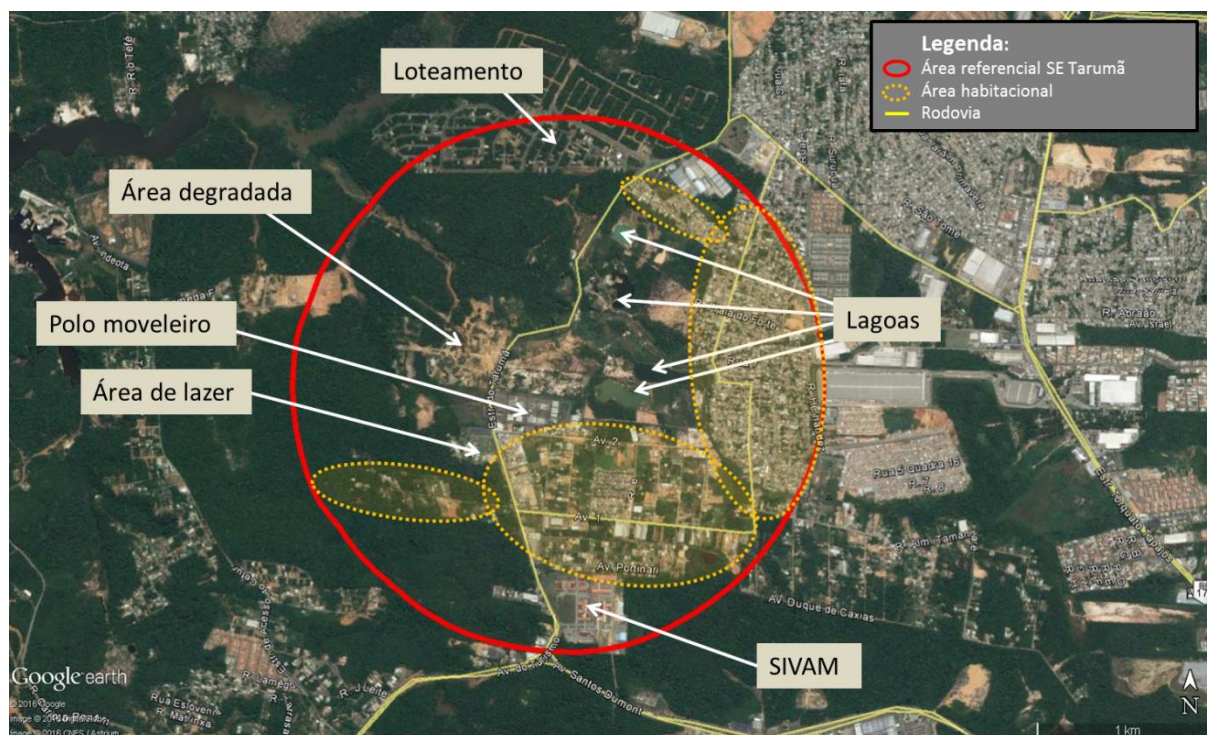
¹ As coordenadas da subestação planejada referem-se ao ponto central de um polígono circular dentro do qual se recomenda a localização da futura SE.

A seguir é apresentada a área sugerida para a implantação da SE planejada Tarumã, dentro da qual os estudos são aprofundados na etapa do Relatório R3, objetivando a escolha do local referencial para essa subestação.

4.2 SE Tarumã

A SE Tarumã está prevista para ser interligada com a SE existente Lechuga, por meio de linhas de transmissão da rede básica, além de se conectar com a região de Ponta Negra, no município de Manaus, pela rede de distribuição. Para a implantação da SE Tarumã, buscou-se preliminarmente, por meio de imagens de satélite, algumas áreas favoráveis como referência para sua localização, nos bairros de Tarumã e Tarumã-Açu.

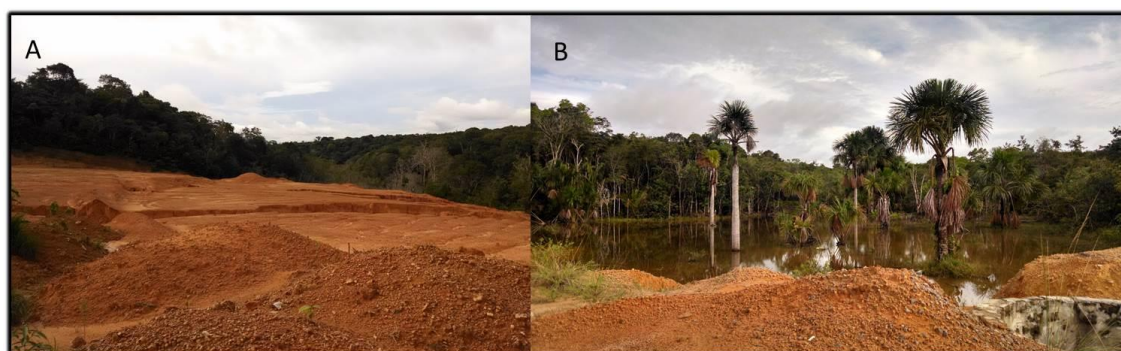
Para caracterização da área referencial da SE Tarumã considera-se uma área com raio de 1.500 metros no entorno do ponto de coordenadas 3°00'43"S e 60°03'23"O. No interior da área em estudo, é observada a presença de fragmentos remanescentes de vegetação nativa, principalmente na porção a oeste da Estrada do Tarumã. Verifica-se a existência de loteamentos (borda norte), além de conjuntos habitacionais (semiperímetro leste) e áreas de invasão. Nota-se a presença de áreas degradadas, com solo exposto e lagoas, principalmente na porção central (Figura 4). Adicionalmente, às margens da Estrada do Tarumã se localizam um polo moveleiro, uma área de lazer e o Sistema de Vigilância da Amazônia (Sivam).



(Fonte dos dados: Google Earth Pro, 2017; EPE, 2017)

Figura 4 – Localização da SE Tarumã

Durante visita de campo realizada no mês de maio de 2015, quando da elaboração do Relatório R1 EPE-DEE-RE-105/2015-rev0, visualizou-se um terreno modificado para a implantação de um novo loteamento em área desmatada no limite noroeste da área de estudo, com presença de vegetação nativa no entorno (Figura 5).



(Fonte: EPE, 2015)

Figura 5 – (A) Local antropizado (futuro loteamento), com vegetação nativa ao fundo; (B) Área alagadica e vegetação nativa

A área em estudo encontra-se sobre a Área de Proteção Ambiental (APA) Tarumã/Ponta Negra. Cabe ressaltar que os bairros de Tarumã e Tarumã-Açu estão inteiramente englobados pela APA supracitada, impossibilitando a não interferência da futura SE sobre essa unidade de conservação. Além disso, o perímetro sugerido para a implantação da SE Tarumã incorpora trechos do Corredor Ecológico Cachoeira Alta, que acompanha o igarapé Tarumã-Açu e dois de seus afluentes (Figura 6).



(Fonte dos dados: Manaus, 2014; EPE, 2017; Google Earth Pro, 2017)

Figura 6 – Localização da SE Tarumã e Corredor Ecológico Cachoeira Alta

Ressalta-se que a cidade de Manaus está sobreposta pela Área Prioritária para Conservação da Biodiversidade (APCB) Manaus – Presidente Figueiredo – Itacoatiara, de importância extremamente alta e que tem como ação prioritária a criação de uma unidade de conservação. Sendo assim, a área de estudo também é abarcada inteiramente por essa APCB.

A área sugerida para implantação da SE Tarumã encontra-se contígua à zona de 3 km delimitada a partir da pista de aterrissagem e decolagem do Aeroporto Internacional Eduardo Gomes. Devido a essa proximidade, as superfícies limitadoras de obstáculos de seu Plano Básico da Zona de Proteção do Aeródromo (PBZPA) poderão ter interface com a área de estudo. Cumpre notar que a pista se encontra em cota altimétrica mais elevada que a área da SE.

A região sugerida localiza-se no bairro Tarumã, no Setor Urbano 16, que abrange os bairros Tarumã e Tarumã-Açu (Manaus, 2014). De acordo com a Lei nº 1.838, de 16 de janeiro de 2014, que, entre outras providências, dispõe sobre o uso e ocupação do solo no Município de Manaus, as atividades permitidas nesse setor são: residencial unifamiliar e multifamiliar, comercial, de serviço e industrial de baixo impacto. Contudo, de acordo com posicionamento do Implurb em reunião com a EPE realizada em 23/03/2015, é possível a implantação de empreendimentos de transmissão no bairro Tarumã por meio de outorga onerosa, que compreende o pagamento de um valor a

título de contrapartida pela alteração de uso do solo em relação ao disposto na Lei nº 1.838/14. Segundo o art. 93 da Lei Complementar nº 002, de 16/01/2014 (Plano Diretor Urbano e Ambiental do Município de Manaus), o cálculo do valor da contrapartida referente à alteração de uso é função da área do terreno, de sua taxa de ocupação e de um fator, denominado custo unitário básico, que varia conforme o bairro.

5 DESCRIÇÃO DO CORREDOR DA LT 230 KV LECHUGA - TARUMÃ C1/C2 (CD)

A futura LT 230 kV Lechuga – Tarumã será composta por dois trechos: um trecho aéreo em CD, com cerca de 9,3 km de extensão (entre a SE Lechuga e a porção centro-sul do corredor), e outro trecho subterrâneo (entre a porção centro-sul e a SE Tarumã), com cerca de 3,2 km de extensão. Assim, foi delineado o corredor SE Lechuga – SE Tarumã, com 3 km de largura e eixo com aproximadamente 12 km de extensão.

O corredor localiza-se no estado do Amazonas, inteiramente no município de Manaus, e pertence à mesorregião Centro Amazonense e à microrregião Manaus. As coordenadas das SEs no corredor são apresentadas na Tabela 2 a seguir.

Tabela 2 – Coordenadas das subestações no corredor SE Lechuga – SE Tarumã

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Lechuga	Existente	2°55'10"S	60°00'52"O	Manaus	AM
Tarumã	Planejada	3°00'43"S	60°03'23"O		

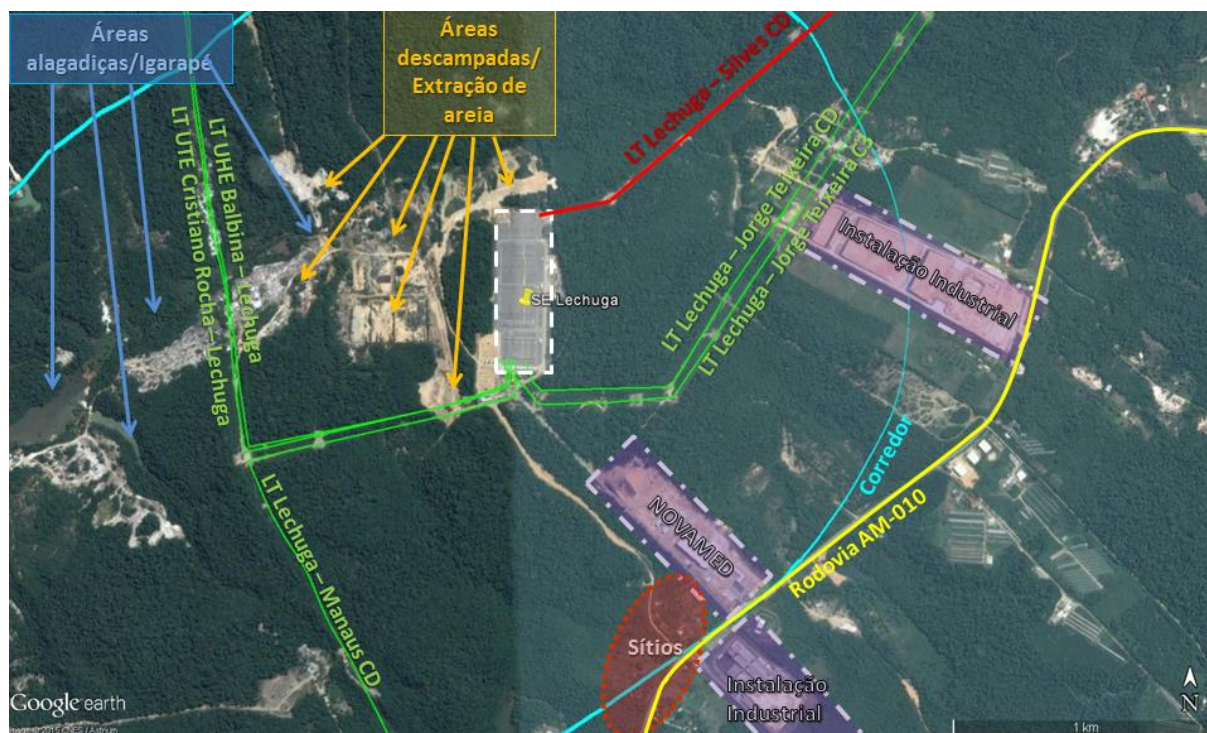
A partir da SE Lechuga, localizada cerca de um quilômetro a noroeste da rodovia AM-010, o corredor segue predominantemente no sentido sudoeste até a SE Tarumã, fazendo apenas uma pequena inflexão para evitar áreas de adensamento urbano.

O corredor SE Tarumã – SE Lechuga, em seu trecho norte, atravessa uma região pouco urbanizada, com uso do solo marcado pela presença de vegetação nativa, indústrias, sítios/chácaras, locais de lazer, e áreas degradadas.

Dependendo da configuração elétrica a ser adotada na SE Lechuga, os novos circuitos poderão cruzar as interligações em 230 kV Balbina – Lechuga e Cristiano Rocha – Lechuga, que compartilham torres de circuito duplo e a LT 230 kV Lechuga – Manaus CD (Figura 7).

Na região entre a SE Lechuga e as LTs Balbina – Lechuga, Cristiano Rocha – Lechuga e Lechuga – Manaus (Figura 7), são observadas majoritariamente regiões com presença de vegetação nativa, além de uma grande área descampada (com solo exposto e extração de areia) e um igarapé, localizado a noroeste da SE Lechuga.

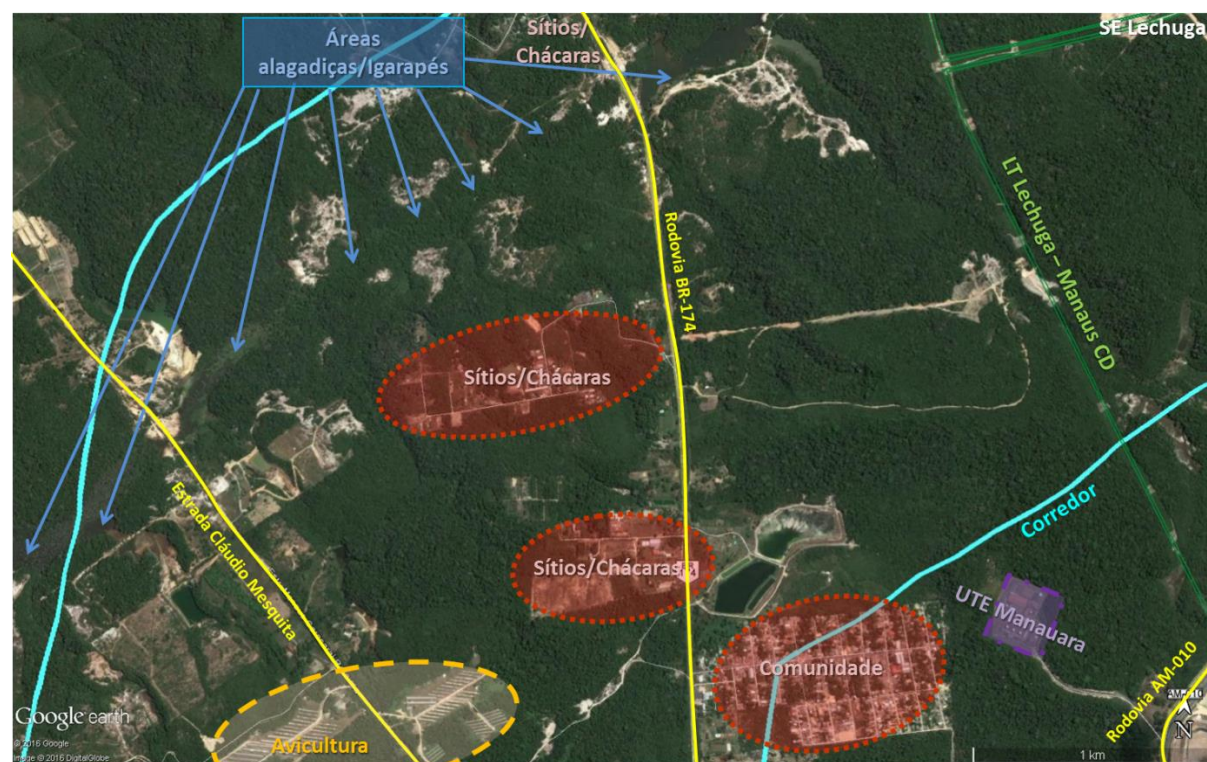
A sudeste da SE mencionada se localiza a rodovia AM-010, que em sua margem norte abriga a fábrica de produtos farmacêuticos Novamed, além de uma área de sítios contígua. Na borda leste do corredor, são observadas outras instalações industriais e as LTs 230 kV Lechuga – Jorge Teixeira C1/C2 (CD) e C3 (CS) e a LT 500 kV Lechuga – Silves CD, que tendem a não ser afetadas pelos circuitos planejados.



(Fonte: EPE, 2015)

Figura 7 – Áreas de interesse no entorno da SE Lechuga

Após a travessia das LTs localizadas a oeste da SE Lechuga, o corredor atravessa a rodovia BR-174 e posteriormente a Estrada Cláudio Mesquita, na região da inflexão do corredor (Figura 8).



(Fonte dos dados: Google Earth Pro, 2017; EPE, 2017)

Figura 8 – Áreas de interesse no trecho centro-norte do corredor SE Lechuga – SE Tatumã

Nesse trecho do corredor (centro-norte), são observados conjuntos de sítios/chácaras, distribuídas de forma esparsa ao longo do corredor, de modo que poderão ser desviadas pelo traçado da LT planejada. Outra área que também poderá ser desviada é a zona com presença de atividade de avicultura (granjas), localizada às margens da Estrada Cláudio Mesquita (Figura 8 e Figura 9).



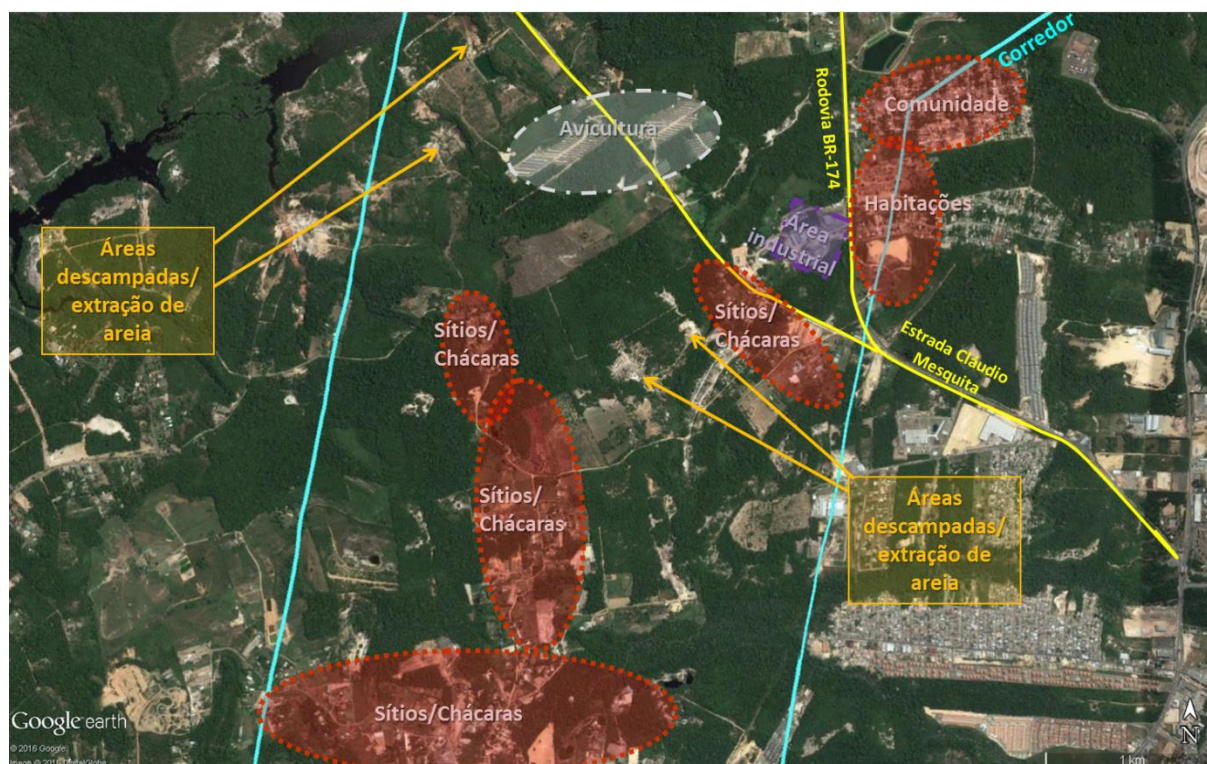
(Fonte: EPE, 2015)

Figura 9 – (A) Igarapé, pequenas construções e vegetação nativa na margem leste da rodovia BR-174; (B) Granja com atividade de avicultura

Ainda no trecho centro-norte do corredor, próximo à sua borda norte, verificam-se áreas degradadas, com solo de caráter aparentemente arenoso, e áreas alagadiças e de igarapés (Figura 8 e Figura 9). Além disso, na borda sul está localizada a comunidade São João, que também poderá ser desviada pela LT planejada.

Após a travessia da Estrada Cláudio Mesquita, também são observadas áreas de sítios/chácaras que se distribuem de forma esparsa, possibilitando o desvio por parte da futura LT (Figura 10). Na porção sul do trecho central, essas construções ocorrem de forma mais concentrada.

Assim como no trecho centro-norte, próximo à borda noroeste do trecho central do corredor e a sul da Estrada Cláudio Mesquita há presença de áreas alagadiças e igarapés, além de pequenas áreas degradadas com extração de areia. Adicionalmente, ao longo das estradas vicinais são observadas propriedades rurais com terrenos sem vegetação, bastante frequentes nesse trecho do corredor (Figura 11).



(Fonte dos dados: Google Earth Pro, 2017; EPE, 2017)

Figura 10 – Áreas de interesse no trecho central do corredor SE Lechuga – SE Tarumã



(Fonte: EPE, 2015)

Figura 11 – Propriedades rurais com terreno descampado no trecho central do corredor SE Lechuga – SE Tarumã

Destaca-se que nos trechos sul e centro-sul do corredor são observadas menores áreas de vegetação nativa e um maior número de vias de acesso, devido à maior proximidade com a área urbana de Manaus.

Nas proximidades da margem norte da Estrada do Tarumã, ainda no bairro de Tarumã-Açu, há propriedades rurais (chácaras/sítios), algumas áreas descampadas e uma área de lazer (balneário Chácara Maia). Um pouco mais a sul, na margem oeste do igarapé Tarumã – Açu, o corredor se sobrepõe a uma grande área de invasão (borda oeste) (Figura 12 e Figura 13). Na região próxima à Estrada do Tarumã, o corredor abrange uma área residencial, uma grande comunidade, um loteamento de alto padrão (Vila Suíça) e algumas áreas industriais (Figura 12).



(Fonte dos dados: Google Earth Pro, 2017; EPE, 2017)

Figura 12 – Áreas de interesse no trecho centro-sul do corredor SE Lechuga – SE Tarumã

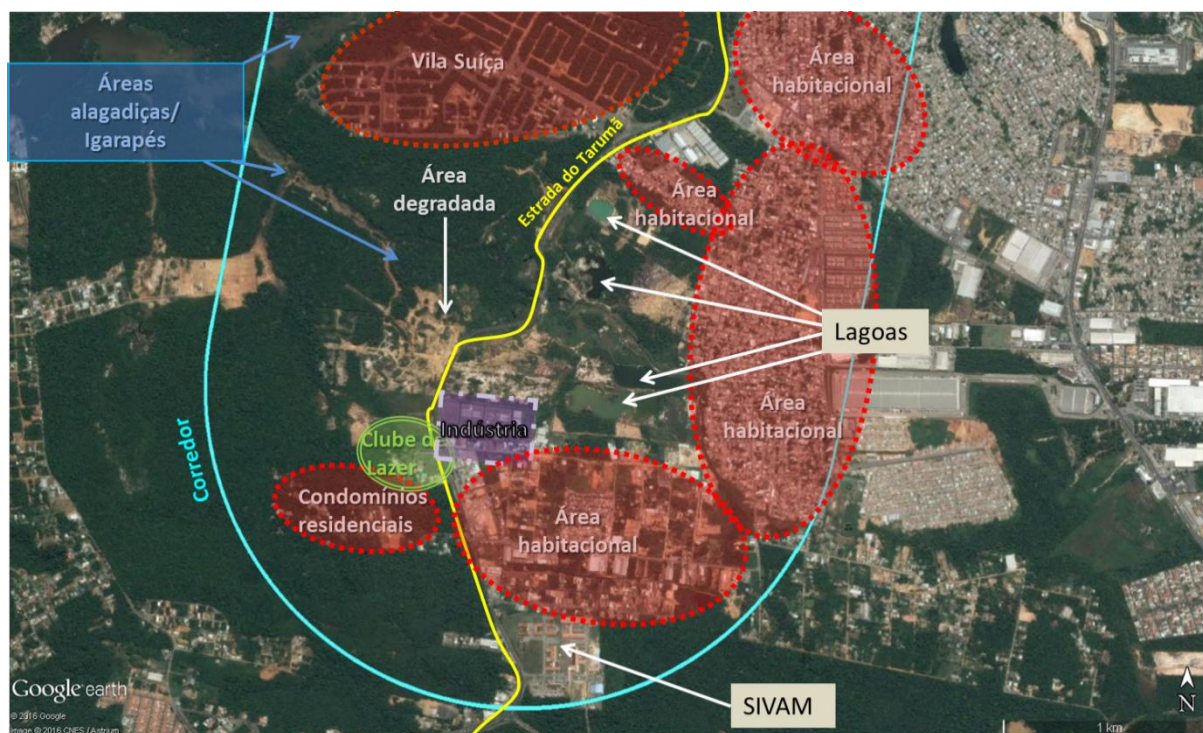


(Fonte: EPE, 2015)

Figura 13 – Área de invasão no trecho sul do corredor SE Lechuga – SE Tarumã

O igarapé Tarumã-Açu, localizado entre a área de invasão mencionada e o loteamento Vila Suíça faz parte do Corredor Ecológico Cachoeira Alta (Figura 16).

No trecho sul do corredor, há diversas áreas residenciais, principalmente a leste da Estrada do Tarumã. São observadas áreas degradadas nas margens da rodovia mencionada, havendo a presença de algumas lagoas associadas. Ao lado do clube de lazer “Assel” se localiza um polo moveleiro e na extremidade sul do corredor está localizado o Sivam (Figura 14).

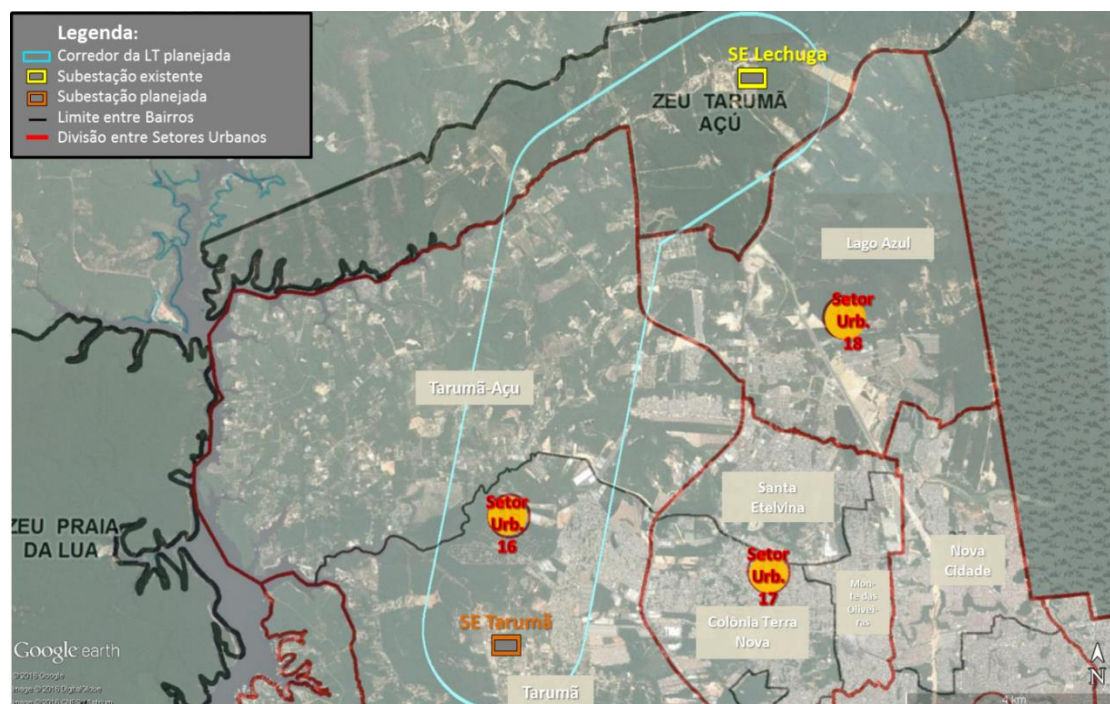


(Fonte dos dados: Google Earth Pro, 2017; EPE, 2017)

Figura 14 – Áreas de interesse no trecho sul do corredor SE Lechuga – SE Tarumã

Ressalta-se que de acordo com a lei nº 1.838, de 16 de janeiro de 2014 (Manaus, 2014), que dispõe sobre o uso e ocupação do solo no Município de Manaus e estabelece outras providências, o corredor se localiza nos bairros Tarumã e Tarumã-Açu e na Zona de Transição (ZT) ou Zona de Expansão Urbana (ZEU) Tarumã-Açu (Figura 15). Os bairros Tarumã e Tarumã-Açu compõem o Setor Urbano 16, no qual as atividades permitidas são: residencial unifamiliar e multifamiliar, comercial, de serviço e industrial de baixo impacto. As atividades do tipo industrial especial, entre as quais se inclui a transmissão de energia elétrica, não são citadas como atividades permitidas nesse Setor Urbano. Já na ZT ou ZEU Tarumã-Açu, são permitidas atividades residencial, industrial e agrícola “que não ofereçam impacto ambiental significativo e apresentem grande escala de operação”. A atividade de transmissão de energia elétrica não se inclui entre as atividades permitidas nessa zona.

No entanto, de acordo com informação obtida junto ao Implurb durante reunião com a EPE realizada em 23/03/2015, é possível a implantação de empreendimentos de transmissão nessas áreas, por meio de um procedimento denominado outorga onerosa, que corresponde ao pagamento de um valor a título de contrapartida pela alteração de uso. Segundo a Lei Complementar 002, de 16/01/2014 (Plano Diretor Urbano e Ambiental do Município de Manaus), artigo 93, o cálculo do valor da contrapartida referente à alteração de uso varia conforme a área do terreno, a taxa de ocupação do terreno e um fator denominado Custo Unitário Básico, que é um valor por metro quadrado que varia conforme o bairro.



(Fonte dos dados: Google Earth Pro, 2017; Manaus, 2014; EPE, 2017)

Figura 15 – Bairros, setores urbanos e zonas de expansão urbana do município de Manaus no corredor SE Lechuga – SE Tarumã

O corredor está localizado no bioma Amazônico e sua área compreende uso do solo com influência antrópica (agropecuária, instalações industriais, áreas de mineração, zonas de sítios e chácaras, zonas residenciais e sistemas de transporte) e sobreposição com fragmentos de vegetação nativa. É observada no corredor, majoritariamente, a classe de cobertura vegetal floresta ombrófila densa, além de uma pequena área com ocorrência de vegetação secundária, localizada na borda oeste do trecho central do corredor.

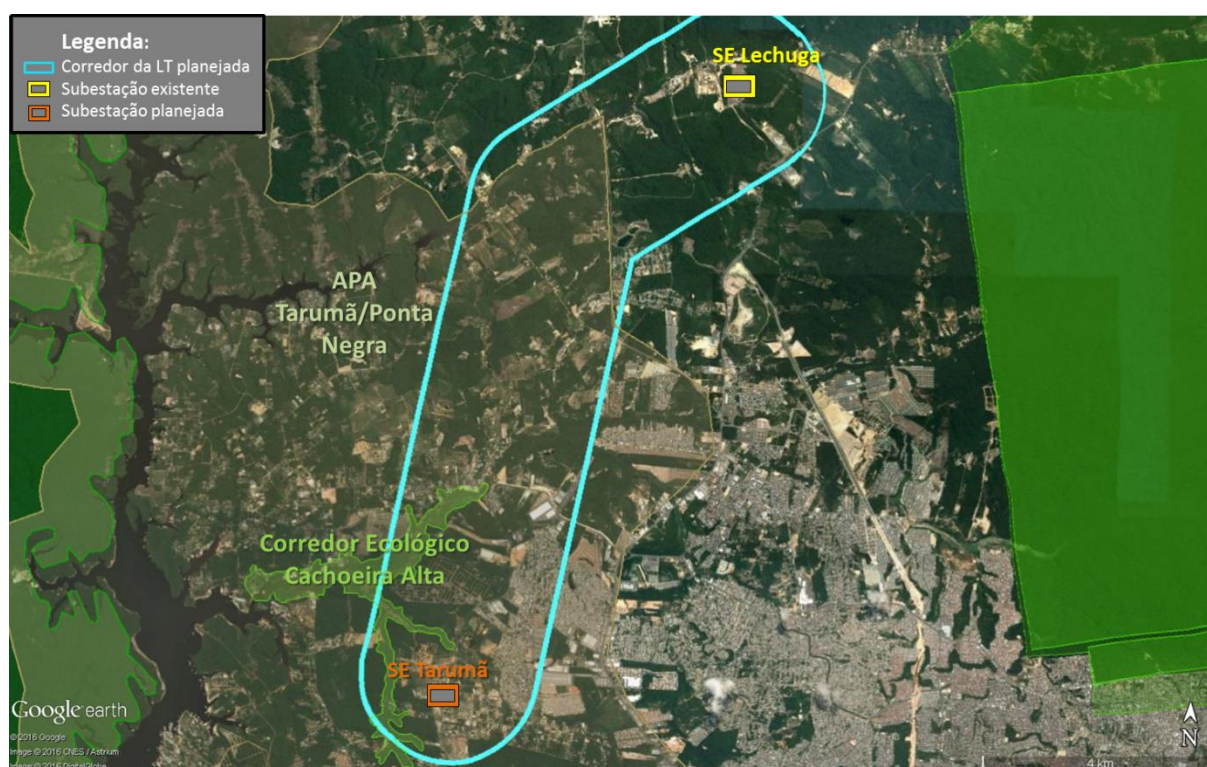
A unidade predominante de relevo no corredor é a de tabuleiros dissecados, cuja declividade varia de 0 a 3°. As altitudes no corredor variam de cerca de 100 metros na área próxima da SE Lechuga a aproximadamente 15 metros nas áreas alagadiças/igarapés localizadas na borda oeste do trecho sul do corredor.

De acordo com o Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), no interior do corredor foram identificados sete processos minerários. No trecho norte do corredor, dois deles estão em fase de concessão de lavra para extração de caulim e abrangem grande parte do trecho, enquanto que dois outros são relacionados a extração de areia (fases de registro e requerimento de pesquisa). Há ainda no trecho norte um polígono em fase de autorização de pesquisa para argila. Já no trecho central do corredor, há apenas um processo em fase licenciamento para extração de arenito. Na porção sul do corredor, verifica-se um grande bloco com autorização de pesquisa para areia.

O corredor possui apoio viário significativo, principalmente pela presença da rodovia BR-174 (trecho norte) e das estradas Cláudio Mesquita (trecho centro-norte) e do Tarumã (trecho sul e centro-sul). Além disso, são presentes vias secundárias e estradas vicinais que atendem às propriedades/terrenos na região e dão acesso a algumas áreas descampadas/antropizadas, embora possam ser sujeitas a alagamento, sem pavimentação asfáltica e necessitando de melhorias.

De acordo com a base de dados consultada, na área do corredor não há registro de caverna, terra indígena, terra quilombola ou projetos de assentamentos rurais.

Parte da área do corredor SE Lechuga – SE Tarumã (trechos central, sul e centro-norte) se encontra sobre a APA Tarumã/Ponta Negra (Figura 16). Destaca-se que os bairros de Tarumã e Tarumã-Açu estão inteiramente englobados por essa APA, impossibilitando a não interferência com essa unidade de conservação. O corredor abrange ainda parte do Corredor Ecológico Cachoeira Alta.



(Fonte dos dados: Manaus, 2014; Google Earth Pro, 2017; EPE, 2017; MMA, 2016)

Figura 16 – Corredor Ecológico Cachoeira Alta, unidades de conservação e corredor SE Lechuga – SE Tarumã

Ressalta-se ainda que a cidade de Manaus é sobreposta pela APCB Manaus – Presidente Figueiredo – Itacoatiara, de importância extremamente alta e com ação prioritária a criação de uma unidade de conservação. Sendo assim, a área do corredor também é abarcada inteiramente por essa APCB.

6 DESCRIÇÃO DO CORREDOR DA LT 230 KV MAUÁ 3 - MANAUS C1 (CS)

O corredor SE Manaus – SE Mauá 3, com 2 km de largura e eixo de aproximadamente 10 km de extensão, localiza-se no estado do Amazonas, no município de Manaus. A interligação entre as SEs existentes Manaus e Mauá 3 está prevista para ser realizada com um circuito simples de 230 kV, que será subterrâneo em sua maior parte. Cabe ressaltar que a extensão da LT a ser implantada poderá ser maior que o comprimento do eixo do corredor, podendo essa diferença ser significativa devido às características construtivas de uma LT subterrânea. As coordenadas das SEs no corredor são apresentadas na Tabela 1.

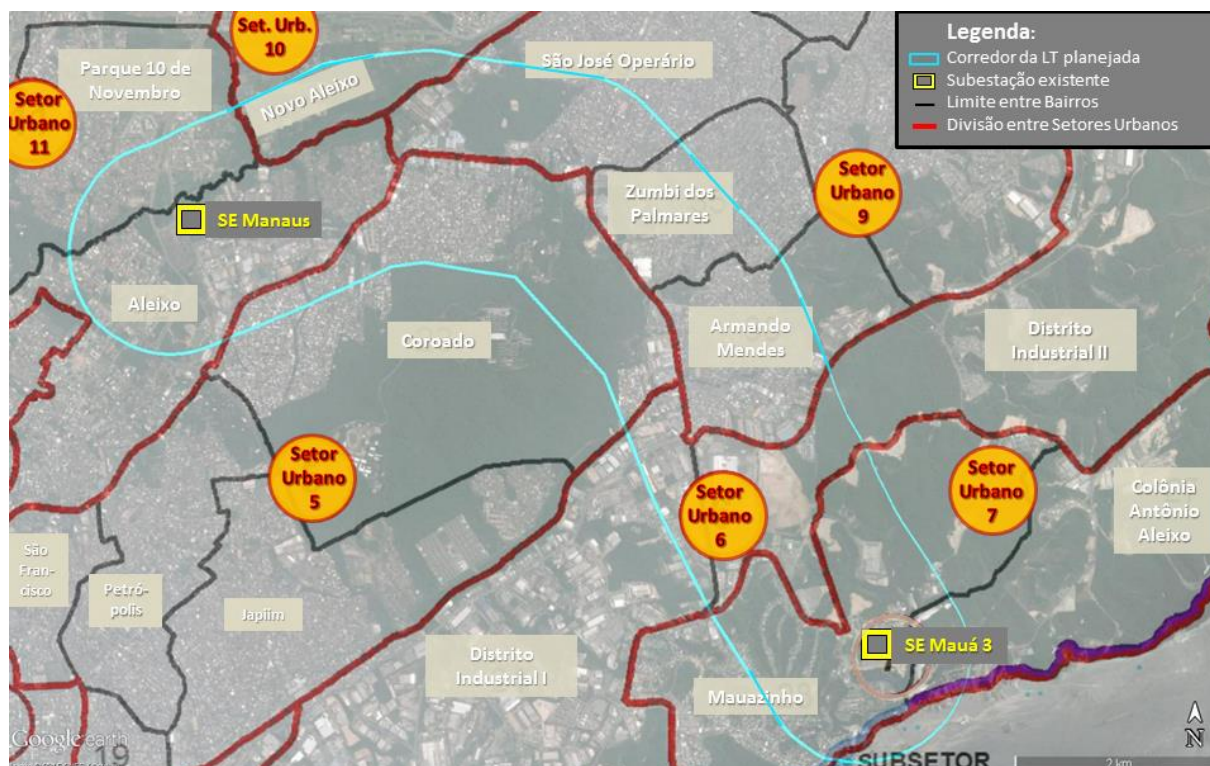
Tabela 1 – Coordenadas das subestações no corredor SE Manaus – SE Mauá 3

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Manaus	Existente	3°04'56"S	59°59'28"O	Manaus	AM
Mauá 3	Existente	3°07'03"S	59°55'52"O		

O corredor SE Manaus – SE Mauá 3 localiza-se em área urbana do município de Manaus, abrangendo bairros de ocupação densa e consolidada, áreas industriais e unidades de conservação. Sua configuração foi definida visando seguir as principais rodovias que interligam os locais das duas subestações, o que permitiu simultaneamente contornar uma área verde de grandes dimensões correspondente à APA Ufam (Ufam, Inpa, Ulbra, Eliza Miranda, Lagoa do Japiim Acariquara).

Há áreas de vegetação nativa de grande porte e igarapés em alguns trechos do corredor. Cabe destacar que o lençol freático em Manaus é próximo à superfície do solo e poderá interferir diretamente na implantação da LT subterrânea. Além disso, há uma grande variação do lençol freático ao longo do ano, correspondente às estações chuvosa e seca.

Segundo o Plano Diretor de Manaus, o corredor abrange os bairros de Colônia Antônio Aleixo, Mauazinho, Distrito Industrial I, Distrito Industrial II, Coroadó, Armando Mendes, Zumbi dos Palmares, São José Operário, Aleixo, Novo Aleixo e Parque 10 de Novembro, que fazem parte dos Setores Urbanos 5, 6, 7, 9, 10 e 11 (Figura 17).

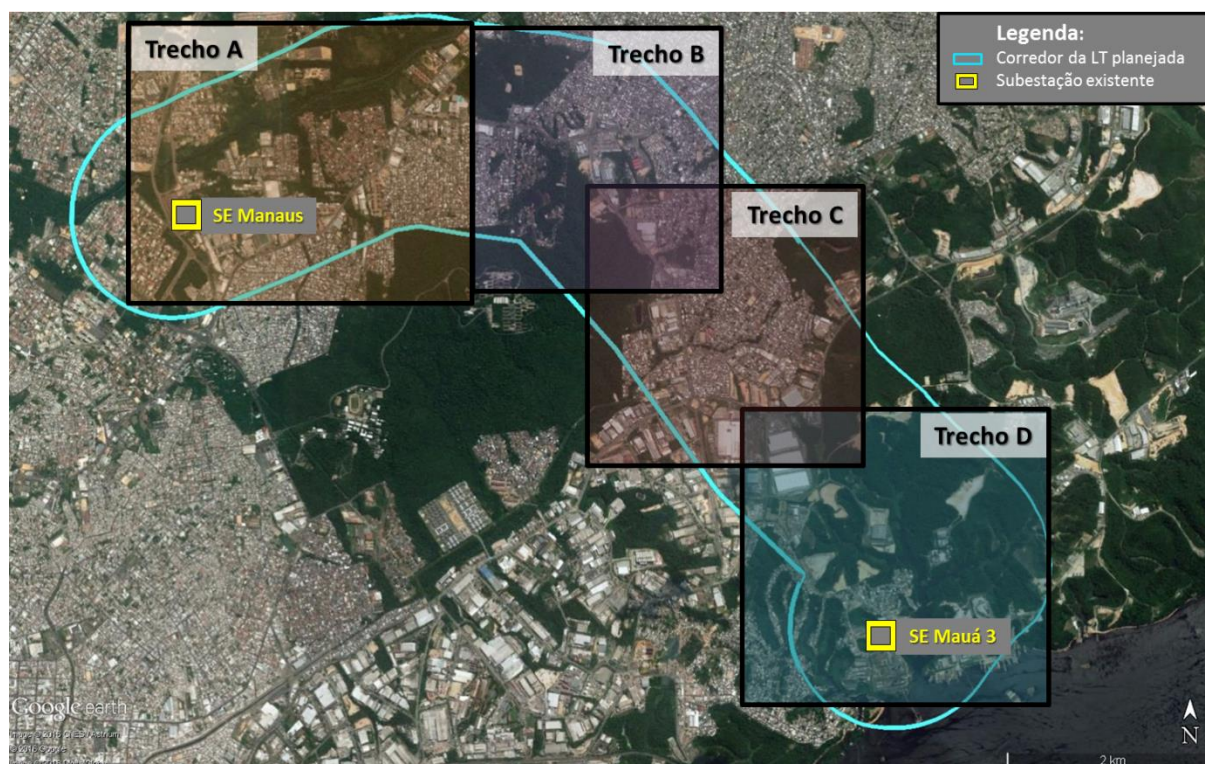


(Fonte dos dados: Google Earth Pro, 2017; EPE, 2017; Manaus, 2014)

Figura 17 – Bairros e setores urbanos abrangidos pelo corredor SE Manaus – SE Mauá 3

Empreendimentos de transmissão são admitidos apenas em partes do Setor 6 (Manaus, 2014). No entanto, de acordo com informação obtida junto ao Implurb durante reunião com a EPE realizada em 23/03/2015, é possível a implantação de empreendimentos de transmissão nessas áreas, por meio de um procedimento denominado outorga onerosa, que corresponde ao pagamento de um valor a título de contrapartida pela alteração de uso. Segundo a Lei Complementar 002, de 16/01/2014 (Plano Diretor Urbano e Ambiental do Município de Manaus), artigo 93, o cálculo do valor da contrapartida referente à alteração de uso varia conforme a área do terreno, a taxa de ocupação do terreno e um fator denominado Custo Unitário Básico, que é um valor por metro quadrado que varia conforme o bairro.

Para facilitar a descrição da área estudada, o corredor SE Manaus – SE Mauá 3 foi dividido em quatro trechos (A, B, C e D) de 2 a 3,5 km de extensão cada (Figura 18), sendo esses representados por meio de figuras em maior escala nos itens a seguir. Cabe ressaltar que nos trechos A, B e C a LT será subterrânea, enquanto que no trecho D planeja-se LT aérea.



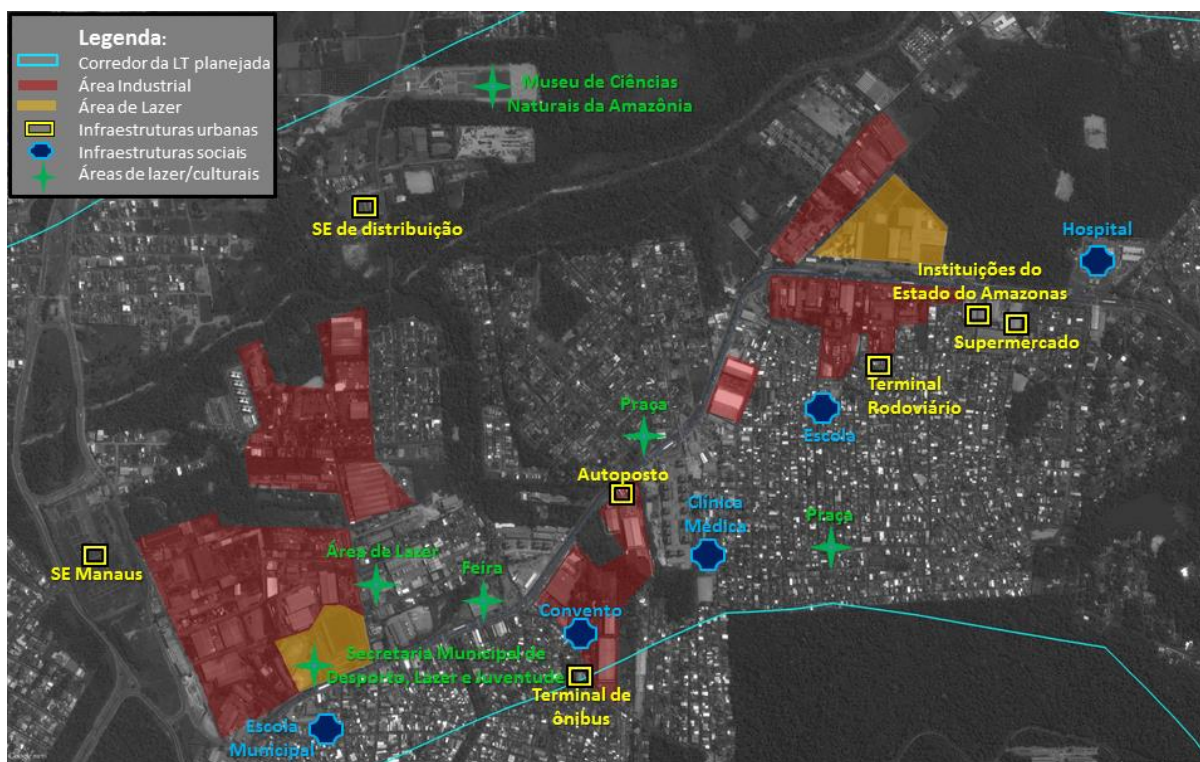
(Fonte dos dados: Google Earth Pro, 2017; EPE, 2017)

Figura 18 – Divisão por trechos no corredor SE Manaus - SE Mauá 3

Trecho A – Subterrâneo

O Trecho A do corredor SE Manaus – SE Mauá 3 tem início na SE Manaus e corresponde inteiramente a LT subterrânea, compreendendo os bairros de Aleixo, Parque 10 de Novembro, São José Operário e Coroado (Figura 17 e Figura 18).

Nesse trecho, observa-se uso misto do solo, com a presença de áreas industriais, áreas de lazer e de atrativos culturais, empreendimentos comerciais e de serviços e instituições públicas, além de praças, escolas e igrejas, que tendem a se concentrar ao longo da principal via desse trecho (Figura 19). Destaca-se a presença de um hospital na porção mais a leste desse trecho. Verifica-se a presença majoritária de áreas residenciais, além de igarapés, áreas alagadas e vegetação nativa.



(Fonte: EPE, 2015)

Figura 19 – Principais pontos e áreas notáveis no Trecho A do corredor SE Manaus – SE Mauá 3

Conforme “Quadro de Usos de Atividades por Setores Urbanos”, constante no Anexo IV do Plano Diretor de Manaus (Manaus, 2014), os bairros de Aleixo, Novo Aleixo e Parque 10 de Novembro possuem como diretriz a integração de atividades comerciais e de serviços, além de industriais compatíveis com o uso residencial. Já os bairros de São José Operário e Coroado têm como diretrizes a manutenção das atividades existentes, e integração de atividades comerciais, de serviços e industriais, compatíveis com o uso residencial.

O Trecho A do corredor SE Manaus – SE Mauá 3 abrange a LT 230 kV Lechuga – Manaus CD, além de subestações e linhas de distribuição¹, tanto de circuito simples quanto de circuito duplo (Figura 20).

O Corredor Ecológico do Mindu, a RPPN Moto Honda, e a Área de Proteção Ambiental Ufam (Ufam, Inpa, Ulbra, Lagoa do Japiim, Eliza Miranda e Acariquara) são abrangidas pelo Trecho A do corredor SE Manaus – SE Mauá 3 (Figura 21). Cabe ressaltar a presença do Igarapé do Mindu e de seus afluentes, que poderão representar áreas de maior complexidade para a implantação da LT subterrânea. Verifica-se a presença de linhas de distribuição no interior da área do Corredor Ecológico do Mindu (Figura 22).

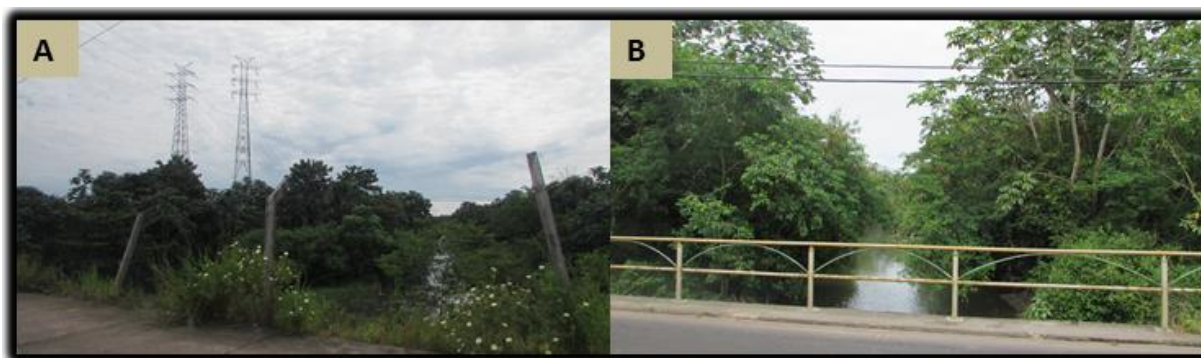
¹ Foram consideradas no presente estudo as linhas de distribuição de tensão compreendida entre 69 e 138 kV de propriedade da Eletrobras Amazonas Energia.



Figura 20 – Localização de SEs e linhas de rede básica e de distribuição no Trecho A do corredor SE Manaus – SE Mauá 3



Figura 21 – Unidades de conservação, corredor ecológico, igarapés e água no Trecho A do corredor SE Manaus – SE Mauá 3



(Fonte: EPE, 2015)

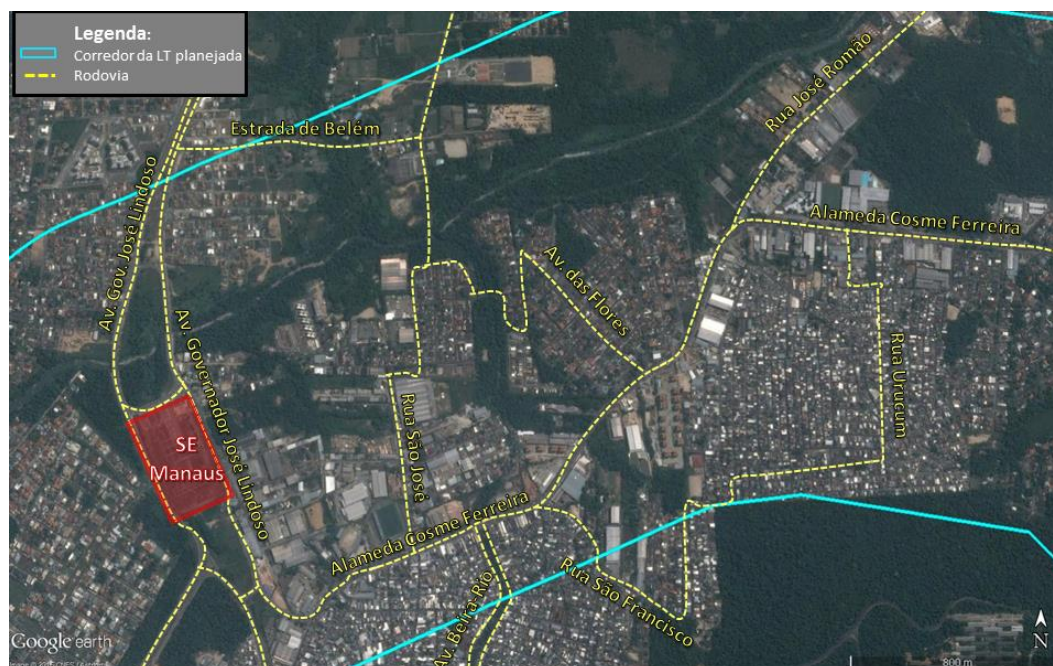
Figura 22 – (A) Linhas de distribuição na área do Corredor Ecológico do Mindu (visada leste); (B) Ponte sobre o igarapé do Mindu (visada oeste)

O traçado da futura LT poderá desviar das UCs mencionadas e se distanciar da calha do igarapé do Mindu. A maior concentração de vegetação nativa no Trecho A está presente nessas UCs, no corredor ecológico e, principalmente, associada aos afluentes do Igarapé do Mindu.

Foram identificadas as principais vias nesse trecho, as quais, pelo seu porte e largura, tendem a possibilitar mais alternativas para construção de uma LT subterrânea. Dessa forma, destacam-se a Avenida Governador José Lindoso, onde está localizada a SE Manaus, e a Alameda Cosme Ferreira, principal via nesse trecho (Figura 23).

A Avenida Governador José Lindoso possui duas pistas de sentidos opostos, com três faixas de tráfego cada, além de largo canteiro central onde estão localizadas linhas de transmissão e distribuição associadas à SE Manaus (Figura 20). A cerca de 400 metros a sul da SE Manaus, essa rodovia passa a ter duas faixas de tráfego e sua pista leste se conecta à alameda Cosme Ferreira (Figura 24).

A alameda Cosme Ferreira também possui duas pistas de sentidos opostos com três faixas de tráfego cada, além de canteiro central estreito, onde estão instalados postes de iluminação pública e pontos de ônibus (em segmentos com maior largura). Ressalta-se a presença de linha de distribuição instalada no canteiro lateral dessa rodovia (Figura 24).



(Fonte: EPE, 2015)

Figura 23 – Principais vias no Trecho A do corredor SE Manaus – SE Mauá 3

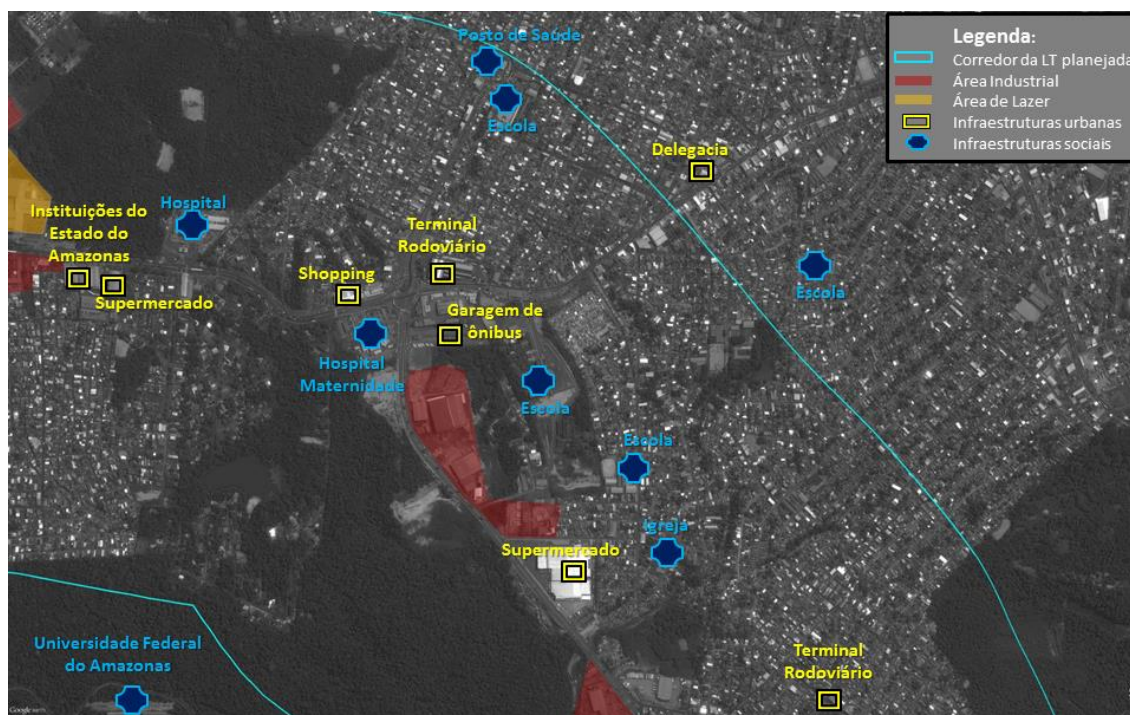
(Fonte: EPE, 2015)

Figura 24 – (A) Avenida Governador José Lindoso em trecho de estreitamento (visada sudeste); (B) Alameda Cosme Ferreira

Trecho B – Subterrâneo

O Trecho B corresponde a um dos segmentos da construção subterrânea da LT planejada e compreende os bairros de São José Operário, Coroadó, Zumbi dos Palmares e Armando Mendes (Figura 17 e Figura 18).

Nesse trecho, observa-se ocupação mista do solo, onde é verificada majoritária presença de áreas residenciais, entremeadas a pequenas áreas industriais, instituições públicas e empreendimentos comerciais e de serviços (Figura 25).



(Fonte: EPE, 2015)

Figura 25 – Principais pontos e áreas notáveis no Trecho B do corredor SE Manaus – SE Mauá 3

Destaca-se o número de instituições de ensino identificadas no trecho e os dois hospitais de grande porte localizados às margens da principal via desse trecho (Figura 26).



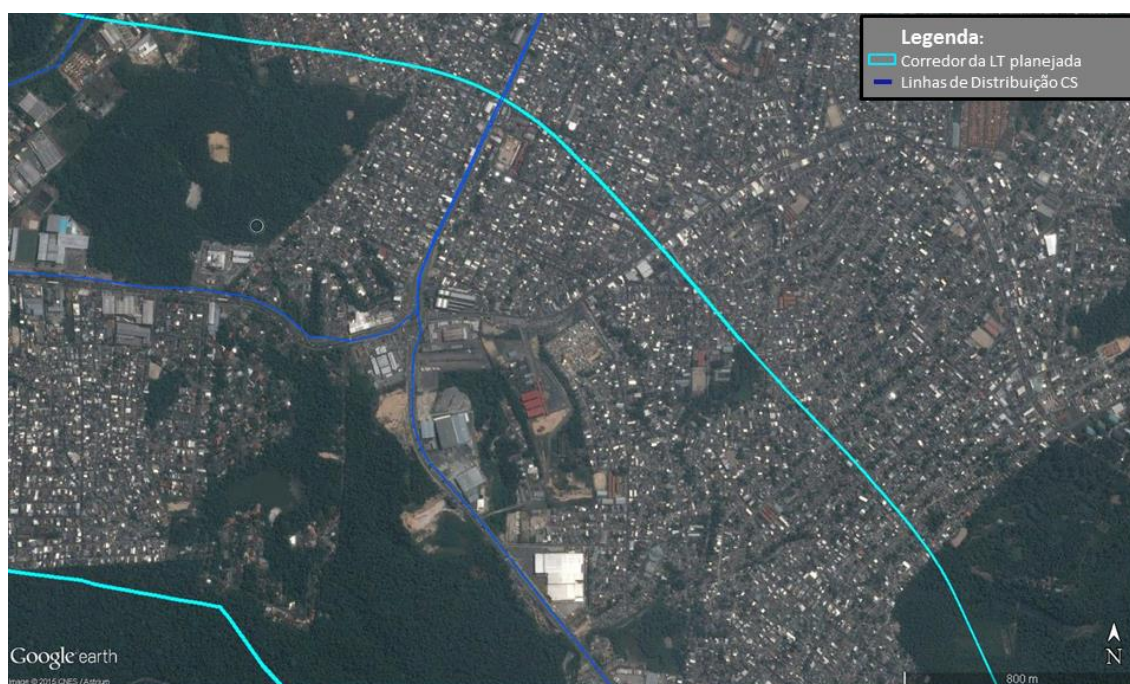
(Fonte: EPE, 2015)

Figura 26 – (A) Hospital Maternidade (visada oeste); (B) Shopping center (visada norte)

Assim como identificado no Trecho A, os empreendimentos comerciais e de serviços tendem a se concentrar ao longo da principal via. Verifica-se a presença majoritária de áreas residenciais, além de igarapés, áreas alagadas e de vegetação nativa.

Conforme “Quadro de Usos de Atividades por Setores Urbanos”, constante no Anexo IV do Plano Diretor de Manaus (Manaus, 2014), os bairros de Zumbi dos Palmares, Armando Mendes, São José Operário e Coroadó possuem como diretrizes a manutenção das atividades existentes e a integração de atividades comerciais, de serviços e industriais, compatíveis com o uso residencial.

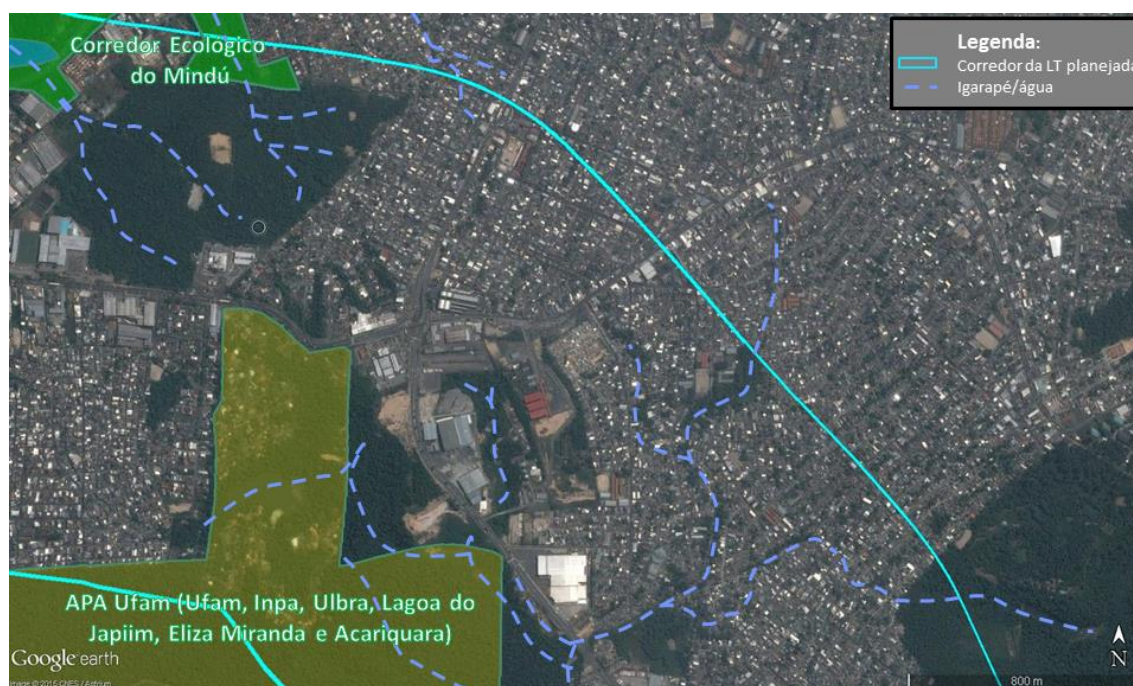
O Trecho B do corredor SE Manaus – SE Mauá 3 abrange linhas de distribuição de circuito simples (Figura 27).



(Fonte: EPE, 2015)

Figura 27 – Localização de linhas de distribuição no Trecho B do corredor SE Manaus – SE Mauá 3

A APA Ufam (Ufam, Inpa, Ulbra, Lagoa do Japiim, Eliza Miranda e Acariquara) é abrangida nesse trecho. Adicionalmente, o corredor engloba pequenas porções do Corredor Ecológico do Mindu e da RPPN Moto Honda (Figura 28).

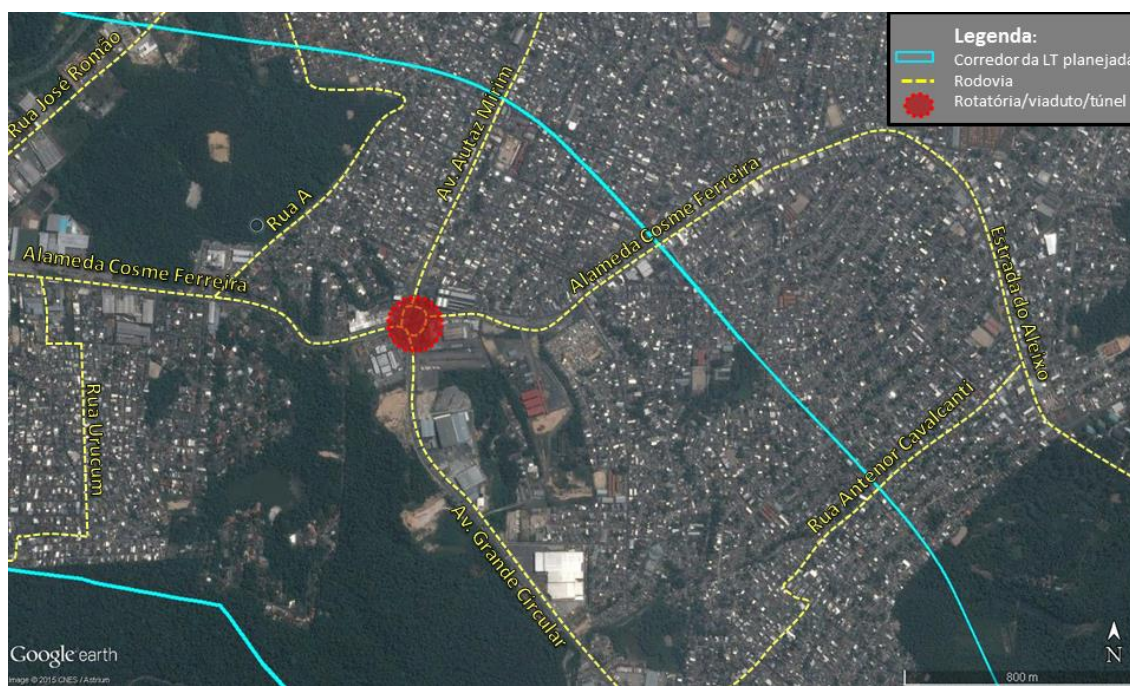


(Fonte: EPE, 2015)

Figura 28 – Unidades de conservação, corredor ecológico, igarapés e água no Trecho B do corredor SE Manaus – SE Mauá 3

Observam-se três grandes áreas de vegetação nativa na APA e seu entorno e nos extremos sudeste e noroeste desse trecho. Além disso, verifica-se a presença de áreas inundadas no interior da APA e de igarapés entremeados às residências dos bairros de Coroadó, Zumbi dos Palmares e Armando Mendes. Destaca-se o igarapé do Quarenta, que divide esses dois últimos bairros (Figura 28 e Figura 17) e que atravessa transversalmente o corredor, não sendo possível desvio por parte do traçado subterrâneo da futura LT. A avenida Grande Circular, coincidente com o eixo do corredor, atravessa o igarapé do Quarenta.

Foram identificadas as principais vias nesse trecho, as quais, pelo seu porte e largura, tendem a possibilitar mais alternativas para construção de uma LT subterrânea. Dessa forma, destacam-se a alameda Cosme Ferreira e a avenida Grande Circular, paralelas ao eixo do corredor (Figura 29).



(Fonte: EPE, 2015)

Figura 29 – Principais vias presentes no Trecho B do corredor SE Manaus – SE Mauá 3

A transição entre as rodovias mencionadas é feita por meio de uma rotatória com presença de viaduto e de “trincheira” (pequeno túnel). A essa rotatória também está conectada a avenida Autaz Mirim. Salienta-se a complexidade viária desse local, que poderá ser significativa para implantação da futura LT (Figura 30).

A alameda Cosme Ferreira e a avenida Grande Circular possuem duas pistas de sentidos opostos com três faixas de tráfego cada, além de estreito canteiro central. Ressalta-se a presença de linhas de distribuição instaladas no canteiro lateral da alameda e no canteiro central da avenida (Figura 27 e Figura 29).

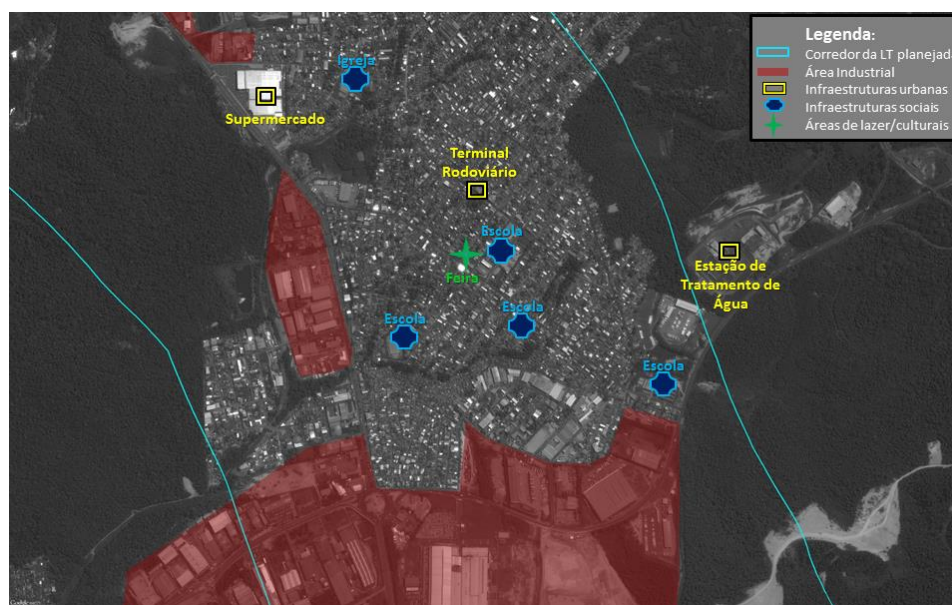


(Fonte: EPE, 2015)

Figura 30 – (A) Rotatória e viaduto sentido Alameda Cosme Ferreira (visada leste); (B) “Trincheira” na rotatória sentido Avenida Grande Circular (visada sul)

Trecho C – Subterrâneo

O Trecho C corresponde a um dos segmentos da construção subterrânea da LT planejada e compreende os bairros de Coroadó, Zumbi dos Palmares, Armando Mendes, Distrito Industrial I e Distrito Industrial II (Figura 17 e Figura 18). Assim como nos trechos A e B, também se observa ocupação mista do solo, porém na sua porção sul o uso é majoritariamente industrial. Na porção norte é verificada a presença em maior parte de áreas residenciais, entremeadas a pequenas áreas industriais/empresariais, além de empreendimentos comerciais e de serviços (Figura 31). Ressalta-se a presença de áreas de vegetação nativa próximas às bordas do corredor.



(Fonte: EPE, 2015)

Figura 31 – Principais pontos e áreas notáveis no Trecho C do corredor SE Manaus – SE Mauá 3

Destaca-se o adensamento urbano nas áreas residenciais (concentração de habitações de pequeno porte) em contraste com as extensas áreas destinadas às indústrias e

instalações empresariais (Figura 32). Na área industrial na porção sul observa-se a instalação de novos empreendimentos.

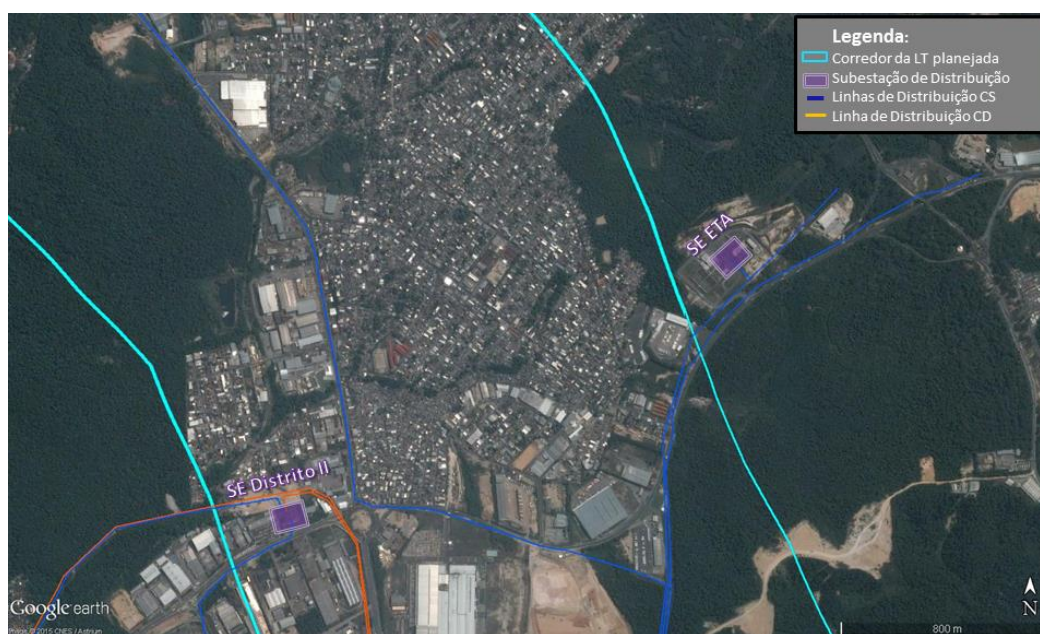


(Fonte: EPE, 2015)

Figura 32 – (A) Área industrial em construção (visada sul); (B) Instalação de empresa (visada sul)

Conforme “Quadro de Usos de Atividades por Setores Urbanos”, constante no Anexo IV do Plano Diretor de Manaus (Manaus, 2014), os bairros de Distrito Industrial I e Distrito Industrial II possuem como diretrizes as atividades compatíveis com uso industrial, agroindustrial, agrícola, agricultura familiar, de serviços, apoio ao turismo ecológico, lazer e a significativa presença de áreas de fragilidade ambiental. Os bairros de Armando Mendes, Zumbi dos Palmares e Coroadó possuem como diretrizes a manutenção das atividades existentes, integração de atividades comerciais, de serviços e industriais, compatíveis com o uso residencial.

O Trecho C do corredor SE Manaus – SE Mauá 3 abrange uma subestação e linhas de distribuição de circuito duplo e simples (Figura 33).



(Fonte: EPE, 2015)

Figura 33 – Localização de SEs e LTs de distribuição no Trecho C do corredor SE Manaus – SE Mauá

O corredor SE Manaus – SE Mauá 3 abrange a APA Ufam (Ufam, Inpa, Ulbra, Eliza Miranda, Lagoa do Japiim e Acariquara) e o Refúgio da Vida Silvestre (RVS) Sauim Castanheiras (Figura 34).



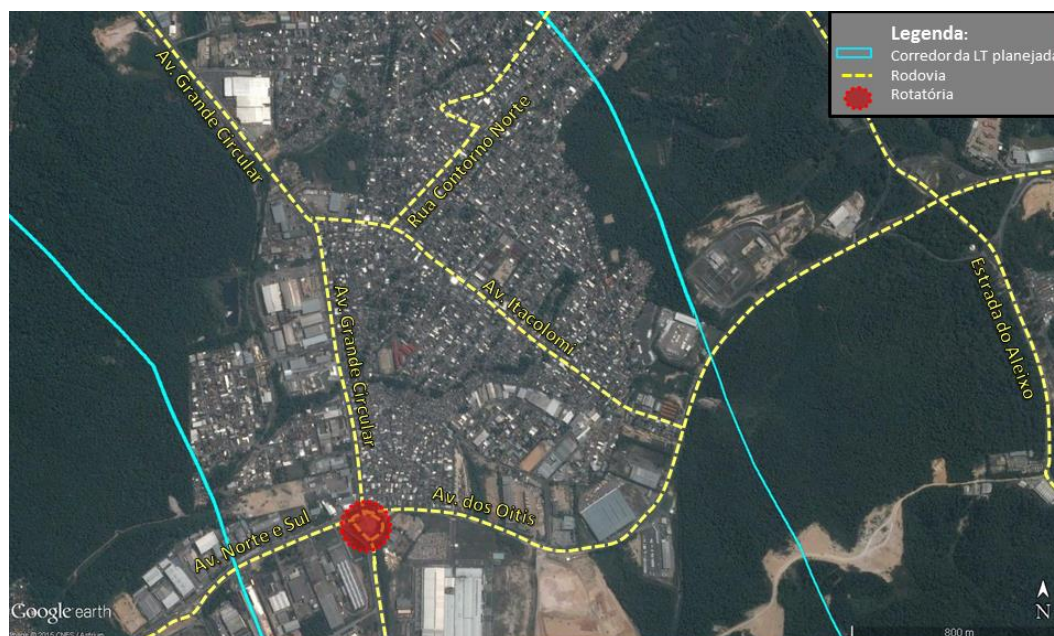
(Fonte: EPE, 2015)

Figura 34 – Unidades de conservação, igarapés e água no Trecho C do corredor SE Manaus – SE Mauá 3

Observam-se áreas de vegetação nativa nas UCs citadas e em seus entornos, assim como nos igarapés que atravessam transversalmente o corredor. Esses corpos d'água encontram-se entremeados às residências dos bairros de Zumbi dos Palmares, Armando Mendes e Coroadó.

Foram identificadas as principais vias nesse trecho: destacam-se as avenidas Grande Circular, Norte e Sul e dos Oitis (Figura 35), que são interligadas por uma rotatória (Figura 36), que poderá influenciar o traçado da futura LT. Adicionalmente, a avenida Itacolomi também se configura como importante acesso viário na região.

A avenida Grande Circular possui duas pistas de sentidos opostos com três faixas de tráfego cada, além de estreito canteiro central, ocupado por uma linha de distribuição de circuito simples nesse trecho (a norte da rotatória) (Figura 37). A avenida Itacolomi é uma via de mão-dupla que possui cerca de 10 metros de largura.



(Fonte: EPE, 2015)

Figura 35 – Principais vias no Trecho C do corredor SE Manaus – SE Mauá 3



(Fonte: EPE, 2015)

Figura 36 – (A) Rotatória (visada norte); (B) Rotatória (visada sul)



(Fonte: EPE, 2015)

Figura 37 – (A) Av. Grande Circular em trecho a norte da rotatória (visada norte); (B) Av. Itacolomi (visada noroeste)

O Trecho C abrange, sob as principais rodovias dessa região, tubulações subterrâneas de gás natural, constatadas por meio de inspeção visual durante as visitas de campo (Figura 38). Dessa forma, cabe ressaltar que a malha de gás poderá estar distribuída ao longo do

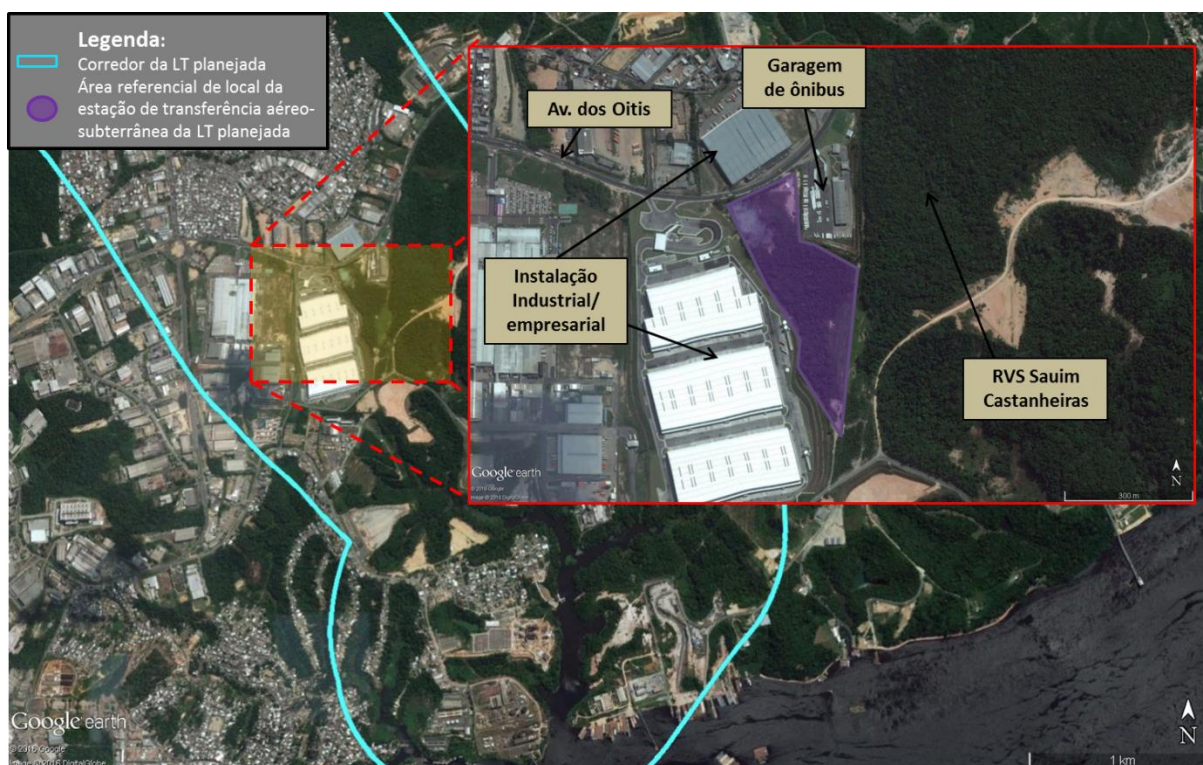
corredor de forma complexa e ramificada, devendo-se levantar informações detalhadas de sua localização para indicação do futuro traçado subterrâneo da LT.



(Fonte: EPE, 2015)

Figura 38 – (A) Placa indicando tubulação de gás na Avenida dos Oitis; (B) Placa indicando tubulação de gás na rotatória do Trecho C

Na porção sul do Trecho C haverá uma estação de transferência aéreo-subterrânea da futura LT. A área referencial para essa estação localiza-se nos limites entre os trechos C e D do corredor, na margem sul da avenida dos Oitis (Figura 39). Essa área apresenta vegetação nativa e é contígua a instalações industriais, a uma garagem de ônibus e à RVS Sauim Castanheiras (Figura 40). Importa destacar que a escolha da localização da estação de transferência aéreo-subterrânea deverá ser feita em fase posterior, com base em estudos mais detalhados, podendo ser diferente do local referencial aqui apresentado.



(Fonte: Google Earth Pro; 2017, EPE, 2017)

Figura 39 – Área referencial para estação de transferência aéreo-subterrânea no corredor SE Manaus – SE Mauá 3



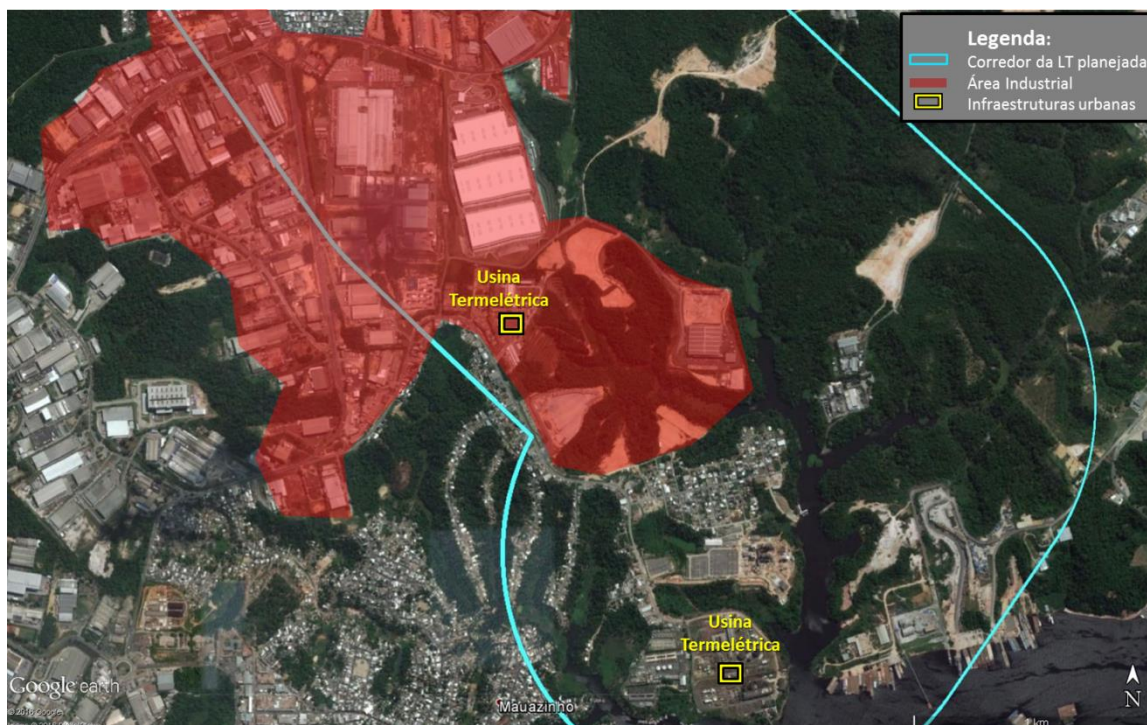
(Fonte: EPE, 2015)

Figura 40 – Imediações da área referencial para a estação de transferência aéreo-subterrânea (visada sul)

Trecho D – Aéreo

O Trecho D corresponde ao segmento aéreo da LT planejada e compreende os bairros de Distrito Industrial I, Distrito Industrial II, Mauazinho e Colônia Antônio Aleixo (Figura 17 e Figura 18).

A ocupação do solo nesse trecho é majoritariamente industrial, havendo também grandes fragmentos de vegetação nativa. Verifica-se a presença significativa de igarapés na sua porção sul, com áreas de vegetação associadas (Figura 41).



(Fonte: EPE, 2017, Google Earth Pro, 2017)

Figura 41 – Principais pontos e áreas notáveis no Trecho D do corredor SE Manaus – SE Mauá 3

A porção sul do Trecho D apresenta áreas residenciais, caracterizadas por habitações de pequeno porte, entremeadas pelos igarapés (Figura 42). Destaca-se a extensa área

industrial presente no trecho (com instalações de grande porte) e a existência de usinas termelétricas.



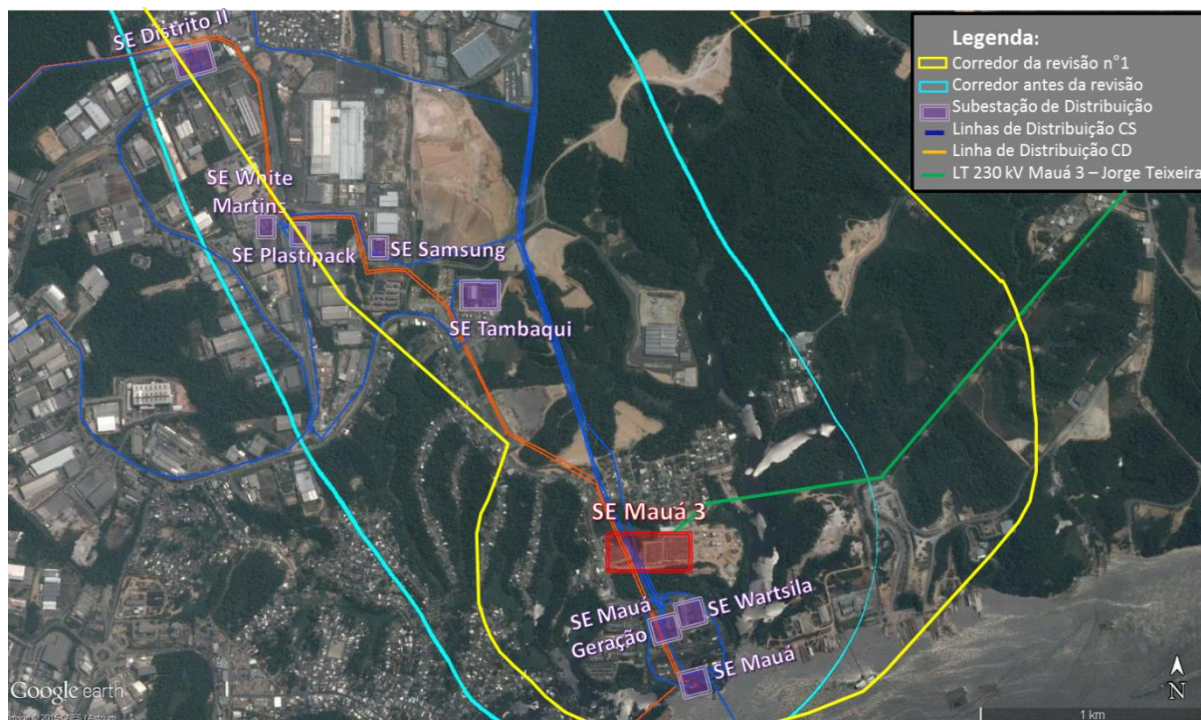
(Fonte: EPE, 2015)

Figura 42 – (A) Área residencial na porção sul do Trecho D do corredor (visada noroeste); (B) Habitações de pequeno porte, vegetação nativa e instalação industrial ao fundo (visada nordeste)

Conforme o “Quadro de Usos de Atividades por Setores Urbanos”, constante no Anexo IV do Plano Diretor de Manaus (Manaus, 2014), os bairros de Distrito Industrial I e Distrito Industrial II possuem como diretriz atividades compatíveis com uso industrial, agroindustrial, agrícola, agricultura familiar, de serviços, apoio ao turismo ecológico, lazer e a significativa presença de áreas de fragilidade ambiental. Os bairros de Mauzinho e Colônia Antônio Aleixo possuem como diretriz usos e atividades compatíveis com a presença de estabelecimentos portuários e/ou vinculados ao Distrito Industrial e áreas institucionais, com tolerância para o uso residencial em condições que garantam adequada habitabilidade.

O Trecho D abrange diversas linhas de distribuição, que se localizam majoritariamente paralelas ao eixo do corredor. Algumas das subestações de distribuição observadas atendem as indústrias localizadas nessa região. A norte da SE Mauá 3, o corredor abrange cinco linhas de distribuição, sendo as duas localizadas a oeste de circuito duplo e as demais de circuito simples (Figura 43). A leste da SE mencionada, encontra-se a LT 230 kV Mauá 3 – Jorge Teixeira CD e a sul, linhas e subestações de distribuição.

O corredor SE Manaus – SE Mauá 3 abrange no Trecho D a RVS Sauim Castanheiras (Figura 44). Devido à proximidade com o Rio Negro (localizado no limite sul do corredor), são observados diversos igarapés (de maior largura que a daqueles mencionados anteriormente), que juntamente com a porção da RVS Sauim Castanheiras concentram a vegetação nativa no trecho em questão.



(Fonte dos dados: adaptado de EPE, 2015)

Figura 43 – Linhas e subestações de distribuição e de transmissão no Trecho D do corredor SE Mauá 3 – SE Manaus



(Fonte dos dados: adaptado de EPE, 2015)

Figura 44 – Unidades de conservação, igarapés e água no Trecho D do corredor SE Manaus – SE Mauá 3

O apoio viário na região é feito pelas avenidas Grande Circular e dos Oitis e pela estrada da Utm 2 (Figura 45 e Figura 46).



(Fonte dos dados: adaptado de EPE, 2015)

Figura 45 – Principais vias no Trecho D do corredor SE Manaus – SE Mauá 3



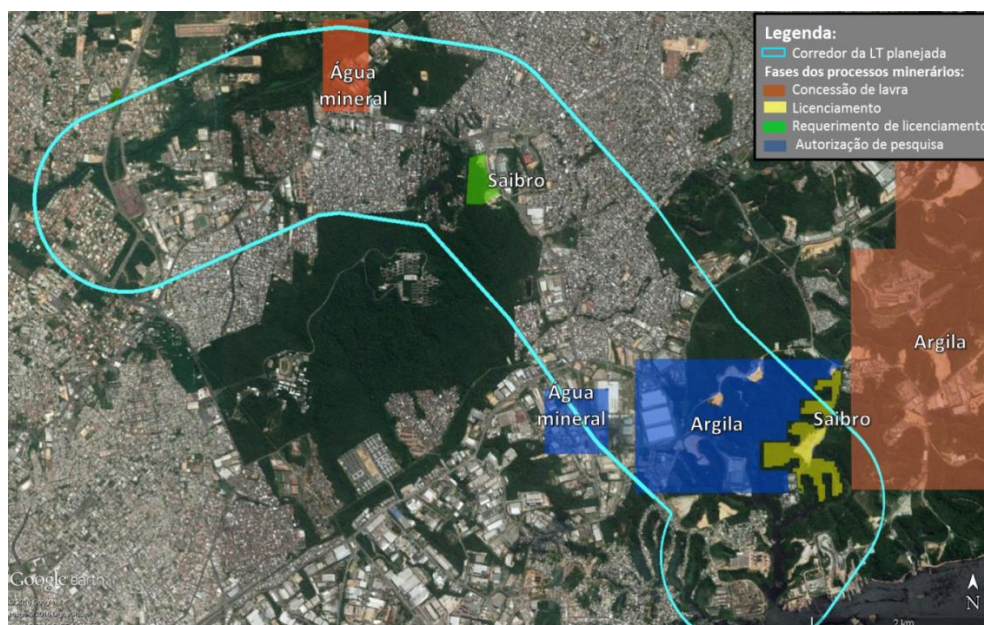
(Fonte: EPE, 2015)

Figura 46 – (A) Avenida Grande Circular (visada norte); (B) Estrada da Utm 2 (visada noroeste)

APCB e Processos minerários

Ressalta-se que toda a cidade de Manaus está sobreposta pela APCB Manaus – Presidente Figueiredo – Itacoatiara, de importância extremamente alta e que tem como ação prioritária a criação de uma unidade de conservação; sendo assim, a área do corredor também é abarcada inteiramente por essa APCB.

De acordo com o DNPM, no interior do corredor há seis processos minerários (Figura 47): um em fase de concessão de lavra para água mineral; um em fase de requerimento de licenciamento para saibro; dois em fase de autorização de pesquisa para água mineral; um em fase de licenciamento para saibro; e outro em fase de concessão de lavra para argila.



(Fonte dos dados: Google Earth Pro, 2017; EPE, 2017; DNPM, 2017)

Figura 47 – Processos minerários no corredor SE Manaus – SE Mauá 3

Observa-se que, com exceção da área em autorização de pesquisa para argila, todos os demais blocos indicados poderão ser desviados pelo traçado da futura LT.

7 CONCLUSÃO

O presente estudo de ampliação do suprimento elétrico a Manaus foi elaborado com estreita colaboração da Amazonas Energia e da Eletrobras Eletronorte, além do envolvimento do MME e da Semmas, e da participação, em reunião sobre o estudo ocorrida em 12/05/2016, da Seinfra-AM, Secretaria de Estado do Meio Ambiente do Estado do Amazonas (Sema-AM), Ipaam, Secretaria Municipal de Infraestrutura de Manaus (Seminf), Semmas, Implurb e Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (Iphan). A interação com os agentes envolvidos foi fundamental para a definição da localização da SE Tarumã e da configuração dos corredores e características técnicas das LTs (trechos aéreos e trechos subterrâneos). Acrescenta-se que a presente Revisão 1 do Relatório R1 do atendimento a Manaus está sendo emitida com os Relatórios R3 já elaborados, e considera as constatações da Eletronorte nesses relatórios.

Cabe ressaltar que há em andamento um projeto de duplicação da Avenida do Turismo (Estrada do Tarumã), local em que está planejado o trecho subterrâneo da LT Lechuga – Tarumã, podendo haver interferências diretas entre os dois projetos, dependendo da sequência cronológica desses. Deste modo, o projeto do trecho subterrâneo dessa LT deve ser desenvolvido em articulação com a Seinfra, para compatibilização dos tempos e das características de ambos os projetos.

A presença do Corredor Ecológico Cachoeira Alta e a existência de uma proposta de criação do Parque Natural Cachoeira do Tarumã, conforme detalhado nos Relatórios R3 da SE Tarumã e da LT Lechuga – Tarumã, demandarão nova articulação entre o empreendedor e a Semmas, de forma a que a implantação da SE e LT tenha o mínimo impacto possível nas áreas objeto de conservação. Convém destacar que o entendimento da Semmas em relação à implantação da SE Tarumã na área da Alternativa 2 (Figura 2), manifestado pelo Parecer Técnico nº41/2016 – DIAPR/DEAPR, é de que não há sobreposição com os limites propostos para o Parque Natural Cachoeira do Tarumã.

Da mesma forma, o projeto para execução das obras relativas aos trechos subterrâneos, tanto da LT Lechuga – Tarumã quanto da LT Manaus – Mauá 3, demandará articulação estreita com os órgãos estaduais e municipais de infraestrutura e de tráfego, para obtenção de informações acerca dos sistemas que se encontram instalados no subsolo e de dados de fluxos de veículos.

Por fim, ressalta-se que os projetos dos trechos subterrâneos deverão considerar as especificidades do lençol freático em Manaus, pois em alguns locais seu nível tende a ser

próximo ao da cota do terreno, o que exigirá especificidades nas técnicas de implantação dos cabos subterrâneos.

8 REFERÊNCIAS

- DNPM. Departamento Nacional de Produção Mineral, 2017. Processos Minerários (arquivos vetoriais). Disponível em: <http://sigmine.dnpm.gov.br>. Acesso em: janeiro de 2017.
- ELETOBRAS. Centrais Elétricas Brasileiras, 2011. Base cartográfica dos limites das UCs Estaduais e Municipais.
- ELETOBRAS ELETRONORTE. Nota Técnica 1.001/2016 – EPPT: Inspeção a Campo Região Metropolitana de Manaus período 25/01 a 27/01/2016.
- ELETOBRAS ELETRONORTE. Linha de Transmissão 230 kV Lechuga / Tarumã - CD - C1 e C2. Relatório R3 – Definição da Diretriz e Análise Socioambiental. Código: EEMT_RE_04/2017. Versão: 01, Revisão: 03. Fevereiro de 2017.
- ELETOBRAS ELETRONORTE. Linha de Transmissão 230 kV Manaus /Mauá 3 - C1. Relatório R3 – Definição da Diretriz e Análise Socioambiental. Código: EEMT_RE_05/2017. Versão: 01, Revisão: 03. Fevereiro de 2017.
- ELETOBRAS ELETRONORTE. Subestação Tarumã 230/138 kV - novos pátios em 230 e 138 kV. Caracterização e Análise Socioambiental. Código: EEMT_RE_06/2017. Versão: 01, Revisão: 03. Fevereiro de 2017.
- EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2015. Estudos para a Licitação da Expansão da Transmissão. Análise Técnico-Econômica de Alternativas: Relatório R1. Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus. Nº EPE-DEE-RE-105/2015-rev0. Julho de 2015
- IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2009. Base Cartográfica Integrada ao Milionésimo. Disponível em: www.ibge.gov.br Acesso em: junho de 2012.
- Manaus, 2014. Lei nº1838, de 16 de janeiro de 2014. Dispõe sobre as Normas de Uso e Ocupação do Solo no Município de Manaus e estabelece outras providências. Diário Oficial do Município. Manaus, 16.01.2014 – Nº3.332. Ano XV.
- MMA. Ministério do Meio Ambiente, 2007a. Mapa das Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira – Probio. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso em: agosto de 2012.
- _____. Ministério do Meio Ambiente, 2007b. Secretaria de Biodiversidade de Florestas. Projeto de Conservação e Utilização Sustentável da Diversidade Biológica Brasileira. Mapa de Cobertura Vegetal e Uso do Solo em Biomas – escala 1: 250.000. Disponível em: www.mma.gov.br. Acesso em: junho de 2012.

- _____. Ministério do Meio Ambiente, 2016. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade. Mapa de Unidades de Conservação Federais e Estaduais. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso em: janeiro de 2016.
- USGS. United States Geological Survey, 2012. Advanced Spaceborne Thermal Emission and Reflection Radiometer (ASTER). Disponível em <http://gdex.cr.usgs.gov/gdex/>. Acesso em: junho de 2012.

9 APÊNDICE

CE-EPP-0027/2016

Brasília, 06/09/2016.
Fl. 1 de 4.

Ao Senhor
Moacir Carlos Bertol
Secretário-Adjunto - Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Ministério de Minas e Energia - MME
Esplanada dos Ministérios, Bloco U, 5º andar, sala 509
70065-900 - Brasília - DF

Assunto: Solicitação de Ratificação das novas premissas adotadas pela Eletrobras Eletronorte referente ao Ofício nº 275/2015-SPE-MME, de 12 de agosto de 2015, visando à continuidade das atividades.

Referência: [1] Ofício nº 275/2015-SPE-MME, de 12 de agosto de 2015;
[2] Relatório - R1 EPE-DEE-RE-105/2015- rev.0 - " Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus", de 10 de julho de 2015;
[3] Carta CE EPP-035/2015, de 25 de setembro de 2015;
[4] NT 1.001-EPPT - Inspeção a Campo Região Metropolitana de Manaus período 25/01 a 27/01/2016;
[5] Parecer Técnico nº 41/2016 - DIAPR/DEAPR;
[6] Eletrobras Eletronorte, Correspondência Eletrônica para o MME, EPE e Eletrobras Distribuição Amazonas, de 19 de agosto de 2016 (Apresentado as novas premissas e solicitando a continuidade dos trabalhos).

Prezado Senhor,

1. Em resposta ao **Ofício nº 275/2015-SPE-MME, de 12 de agosto de 2015**, seguem as novas premissas adotadas em relação ao Relatório R1 - EPE-DEE-RE-105/2015-rev.0 - " Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus", de 10 de julho de 2015 , após as tratativas com os órgãos intervenientes ao processo e avaliação dos corredores de estudo propostos no relatório.
2. No que se refere à alteração do corredor de estudo proposto pela EPE no relatório de referência [2] para a LT 230 kV Lechuga / Tarumã e local de implantação da SE Tarumã, conforme preconizado no seu anexo 15.8 - NT DEA 10/15 pág. 53, destaca-se que:

- a) O ponto B proposto inicialmente para implantação da SE Tarumã foi alterado devido a sua restrição à passagem da futura LT no Corredor Ecológico Cachoeira Alta, inviabilizando assim, o corredor proposto para o estudo conforme relatado na CE de referência [3];
- b) Após diversas tratativas entre a Eletrobras Eletronorte, EPE, MME e Amazonas Energia, foi solicitado que a Eletrobras Eletronorte realizasse avaliação da opção de implantação da SE Tarumã às margens da Rodovia AM-070 (estrada do Tarumã);
- c) Foram inspecionadas três alternativas locais na região proposta para implantação da SE Tarumã. Dessas alternativas a apontada como melhor do ponto de vista de engenharia foi a Alternativa 2;
- d) As dificuldades ambientais relacionadas às alternativas propostas foram avaliadas no Anexo A da NT de referência [4] (Avaliação Ambiental das Alternativas Propostas para Implantação da Subestação Tarumã 230/138 kV). A principal dificuldade relatada foi a existência de proposta de criação de UC Municipal de proteção integral na região das alternativas locais inspecionadas;
- e) Em reunião realizada em 12/05/2016 na sede da Amazonas Energia, para tratar da elaboração do Relatório R3 da Região Metropolitana de Manaus, estiveram presentes os seguintes órgãos: EPE, MME, SEINFRA-AM, SEMA-AM, IPAAM, SEMMAS, IMPLURB, IPHAN, EAME, EDAM, UGPM - Energia, Eletrobras Eletronorte e Amazonas Energia. Na ocasião ficou acordado que o MME criaria grupos de trabalho específicos para tratar das dificuldades encontradas na localização da SE Tarumã e Linha de Transmissão Associada;
- f) Após essas tratativas a Amazonas Energia solicitou parecer da SEMMAS quanto à possibilidade de exclusão dos limites do terreno, selecionado para implantação da SE Tarumã, dos limites da área proposta para a UC - Parque Natural Cachoeira Alta do Tarumã;
- g) Em resposta a essa solicitação a SEMMAS emitiu o Parecer Técnico de referência [5], no qual a Secretaria relata que das

três alternativas estudadas na referida na NT de referência [4], apenas a Alternativa 2, não interfere na área proposta para o parque;

h) Em virtude disso foi proposto novo corredor de estudo para o R3, considerando a nova localização da SE e consequentemente, nova rota da diretriz.

3. Com relação aos traçados e solução construtiva das linhas de transmissão a Eletrobras Eletronorte indica pontos alternativos aos estabelecidos no Relatório de referência [2]:

3.1 LT 230 kV Lechuga – Tarumã C1 e C2

- a) Trecho subterrâneo – Devido a características ambientais e técnicas, já levantadas em diversas tratativas e documentos entre os órgãos envolvidos, ter-se-á como premissa a implantação de trecho de linha de transmissão subterrâneo na Estrada do Tarumã, aproximadamente 3,3 km, visto que as opções aéreas mostram-se inviáveis ou com dependência de outras obras (duplicação da avenida do Tarumã) que não estão ligadas diretamente com o empreendimento de transmissão de energia;
- b) Trecho aéreo – Devido a característica urbanizada da região, será considerada a implantação de torres de circuito duplo, de modo a minimizar as interferências com edificações (casas, chácaras, galpões) e trechos de vegetação preservada, visto que a região encontra-se em processo de adensamento urbano, o que restringe locais para implantação da LT em questão. No caso da implantação de duas LTs, não haveria possibilidade de manter o afastamento necessário, além de haver significativo aumento de custos e tempo para liberação de duas faixas distintas.

3.2 LT 230 kV Mauá 3 – Manaus CS

- a) Trecho aéreo – Será necessária alteração do corredor de estudo proposto de modo a possibilitar a implantação do trecho aéreo com menor número de indenizações de



Eletrobras

Eletronorte

CE-EPP-0027/2016

Brasília, 06/09/2016.
Fl. 4 de 4.

edificações ao longo da diretriz, infraestrutura de redes de distribuição de energia e gás, e desvio de regiões alagadas (corpos d'água);

4. Tendo em vista o histórico e as tratativas realizadas e devido às características peculiares encontradas na região metropolitana de Manaus, a Eletrobras Eletronorte propõe **alteração das premissas apresentadas no Relatório de referência [2], para viabilizar a elaboração dos relatórios técnicos R2, R3 e R4.**
5. Caso o Ministério de Minas e Energia entenda que as novas premissas não atendem ao concebido originalmente, **a Eletrobras Eletronorte informa que não será possível a elaboração dos relatórios referenciados no Ofício nº 275/2015-SPE-MME.**
6. A Eletrobras Eletronorte se coloca à disposição para quaisquer esclarecimentos que se façam necessários.

Atenciosamente,

Luiz Claudio de Oliveira Coutinho
Superintendência de Planejamento - EPP

C.c.: Amílcar Gonçalves Guerreiro – Diretor de Estudos de Energia Elétrica – EPE.

DE; EET; EEM; EPPT

EPP / JFJ / Icoc.