

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA E SOCIOAMBIENTAL DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

Estudo de Escoamento na Área Sul da Região Nordeste

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)



ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Albuquerque

Secretária-Executiva do MME

Marisete Fátima Dadald 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**

Marcio Felix de Carvalho Bezerra

**Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação
Mineral**

Alexandre Vidigal de Oliveira

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA E SOCIOAMBIENTAL DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

Estudo de Escoamento na Área Sul da Região Nordeste



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

Coordenação Geral

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira
Erik Eduardo Rego

Coordenação Executiva

José Marcos Bressane
Elisângela Medeiros de Almeida

Equipe Técnica:

Estudos Elétricos

Marcelo Willian Henriques Szrajbman
Igor Chaves
Leandro Moda
Luiz Felipe Froede Lorentz
Tiago Campos Rizzotto
Dourival de Souza Carvalho
Fabiano Schmidt
Sérgio Felipe Falcão Lima

Análise Socioambiental

Clayton Borges da Silva
Kátia Gisele Matosinho
Luciana Álvares da Silva

Nº EPE-DEE-RE-053/2019-rev1

Data: 28 de Abril de 2020

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

	<i>Contrato</i>	<i>Data de assinatura</i>
<i>Projeto</i>	ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO	
<i>Área de estudo</i>	Estudos do Sistema de Transmissão	
<i>Sub-área de estudo</i>	Análise Técnico-econômica e Socioambiental	
<i>Produto (Nota Técnica ou Relatório)</i>		
EPE-DEE-RE-053/2019	Estudo de Escoamento na Área Sul da Região Nordeste	
<i>Revisões</i>	<i>Data</i>	<i>Descrição sucinta</i>
rev0	16.09.2019	Emissão Original
rev1	28.04.2020	1) Ajuste dos comprimentos de LT de acordo com relatório R3; 2) Exclusão da recomendação de reator na SE Porto Sergipe; 2) Adequações textuais.

APRESENTAÇÃO

Este relatório apresenta o estudo de alternativas para expansão do sistema de transmissão da Área Sul da Região Nordeste, tendo em vista a expectativa de contratação de elevados montantes de energia referentes a usinas eólicas e solares na região.

A análise contempla os aspectos técnicos e econômicos, incorporando também, na Nota Técnica DEA 007/19, aspectos socioambientais associados às obras propostas.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	9
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	9
1.2	OBJETIVO.....	11
1.3	ABORDAGEM ADOTADA.....	11
2	CONCLUSÕES.....	12
3	RECOMENDAÇÕES	13
4	DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS	16
4.1	CRITÉRIOS BÁSICOS.....	16
4.2	CASOS DE TRABALHO	16
4.3	LIMITES OPERATIVOS	16
4.3.1	Tensão Nominal	16
4.3.2	Carregamento	17
4.4	PARÂMETROS ECONÔMICOS.....	17
4.5	CENÁRIOS DE GERAÇÃO E INTERCÂMBIO ENERGÉTICO.....	17
4.6	PATAMARES DE CARGA.....	18
4.7	GERAÇÃO EÓLICA E SOLAR INDICATIVA	18
4.8	PERCENTUAIS DE GERAÇÃO EÓLICA CONSIDERADOS PARA DESPACHO SIMULTÂNEO	20
5	DIAGNÓSTICO	22
6	ESTUDO DE ALTERNATIVAS – REGIÃO CENTRAL DA BAHIA.....	31
6.1	DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS	31
6.1.1	Alternativa 1	31
6.1.2	Alternativa 2	32
6.1.3	Alternativa 3	33
6.2	DESEMPENHO DAS ALTERNATIVAS.....	34
6.2.1	Desempenho da Alternativa 1.....	34
6.2.2	Desempenho da Alternativa 2.....	43
6.2.3	Desempenho da Alternativa 3.....	52
6.3	ANÁLISE ECONÔMICA.....	61
7	ESTUDO DE ALTERNATIVAS – REGIÃO SUL DA BAHIA	62
7.1	DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS	62
7.1.1	Alternativa A	62
7.1.2	Alternativa B	63
7.1.3	Alternativa C	64
7.2	DESEMPENHO DAS ALTERNATIVAS.....	65
7.2.1	Desempenho da Alternativa A	65
7.2.2	Desempenho da Alternativa B	67
7.2.3	Desempenho da Alternativa C.....	76
7.3	ANÁLISE ECONÔMICA.....	84
8	ANÁLISE DA NECESSIDADE DE COMPENSAÇÃO REATIVA.....	85
9	ANÁLISE DE SOBRETENSÕES À FREQUÊNCIA INDUSTRIAL 60 HZ.....	87
9.1	ENERGIZAÇÃO DA LT 500 kV MORRO DO CHAPÉU II – POÇÕES III C1	87

9.2	ENERGIZAÇÃO DA LT 500 kV POÇÕES III – MEDEIROS NETO II – JOÃO NEIVA 2 C1	88
9.3	REJEIÇÃO DA LT 500 kV MORRO DO CHAPÉU II – POÇÕES III C1	91
9.4	REJEIÇÃO DA LT 500 kV POÇÕES III – MEDEIROS NETO II C1	91
9.5	REJEIÇÃO DA LT 500 kV MEDEIROS NETO II – JOÃO NEIVA 2 C1	92
10	ANÁLISE DE CURTO CIRCUITO.....	94
11	ANÁLISE DE RESSONÂNCIA E EXTINÇÃO DE ARCO SECUNDÁRIO	96
11.1	PROCEDIMENTOS E CRITÉRIOS DE ANÁLISE.....	96
11.2	LT 500 kV MORRO DO CHAPÉU II – POÇÕES III C1	97
11.3	LT 500 kV POÇÕES III – MEDEIROS NETO II C1.....	99
11.4	LT 500 kV MEDEIROS NETO II – JOÃO NEIVA 2 C1	101
12	OTIMIZAÇÃO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS	104
12.1	DADOS E PREMISSAS	104
12.2	CRITÉRIOS PARA ANÁLISES ELÉTRICAS E COMPARAÇÕES ECONÔMICAS	105
12.3	AVALIAÇÕES ECONÔMICAS	106
12.3.1	<i>Seleção dos cabos condutores.....</i>	<i>106</i>
12.3.2	<i>Otimização conjunta</i>	<i>107</i>
12.3.3	<i>Análise de sensibilidade</i>	<i>107</i>
12.4	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DAS SOLUÇÕES DE REFERÊNCIA.....	108
12.4.1	<i>Características elétricas</i>	<i>108</i>
12.4.2	<i>Características construtivas</i>	<i>109</i>
13	AVALIAÇÃO DOS PARÂMETROS ELÉTRICOS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO DE SIL ELEVADO	110
14	DESEMPENHO DINÂMICO.....	112
15	ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL PRELIMINAR	117
16	REFERÊNCIAS.....	118
17	EQUIPE TÉCNICA.....	119
18	ANEXOS	120
18.1	PARÂMETROS DOS EQUIPAMENTOS.....	120
18.2	ARRANJO DA NOVA SUBESTAÇÃO	122
18.3	PLANO DE OBRAS E ESTIMATIVA DE CUSTOS	123
18.4	PERDAS ELÉTRICAS DAS ALTERNATIVAS	129
18.5	FICHAS PET.....	132
18.6	TABELAS DE COMPARAÇÃO R1 x R2 E R1 x R4	143
19	NOTA TÉCNICA DEA 007/19.....	147

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 – Capacidade Instalada do SIN no final de maio de 2018. Fonte: PDE 2027 Ref.[1].....	9
Figura 1-2 – Sistema de Transmissão da Área Sul da Região Nordeste.....	10
Figura 3-1 – Alternativa 1A	15
Figura 4-1 – Permanência do fator de despacho da geração eólica na região Nordeste – Período Seco, carga média	20
Figura 5-1 – Regime Normal de Operação – Cenário 1 – Patamar de Carga Média – Ano 2026	25
Figura 5-2 – Regime Normal de Operação – Cenário 1 – Patamar de Carga Leve – Ano 2026.....	25
Figura 5-3 – Regime Normal de Operação – Cenário 1 – Patamar de Carga Pesada – Ano 2026	26
Figura 5-4 – Regime Normal de Operação – Cenário 2 – Patamar de Carga Média – Ano 2026	26
Figura 5-5 – Regime Normal de Operação – Cenário 2 – Patamar de Carga Leve – Ano 2026.....	27
Figura 5-6 – Regime Normal de Operação – Cenário 2 – Patamar de Carga Pesada – Ano 2026	27
Figura 5-7 – Regime Normal de Operação – Cenário 1 – Patamar de Carga Média – Ano 2027	28
Figura 5-8 – Regime Normal de Operação – Cenário 1 – Patamar de Carga Leve – Ano 2027.....	28
Figura 5-9 – Regime Normal de Operação – Cenário 1 – Patamar de Carga Pesada – Ano 2027	29
Figura 5-10 – Regime Normal de Operação – Cenário 2 – Patamar de Carga Média – Ano 2027	29
Figura 5-11 – Regime Normal de Operação – Cenário 2 – Patamar de Carga Leve – Ano 2027	30
Figura 5-12 – Regime Normal de Operação – Cenário 2 – Patamar de Carga Pesada – Ano 2027	30
Figura 6-1 – Alternativa 1	31
Figura 6-2 – Alternativa 2	32
Figura 6-3 – Alternativa 3	33
Figura 6-4 – Alternativa 1 – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2026	34
Figura 6-5 – Alternativa 1 – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2027	35
Figura 6-6 – Alternativa 1 – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 1 – Ano 2026.....	35
Figura 6-7 – Alternativa 1 – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 1 – Ano 2027.....	36
Figura 6-8 – Alternativa 1 – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 1 – Ano 2026	36
Figura 6-9 – Alternativa 1 – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 1 – Ano 2027	37
Figura 6-10 – Alternativa 1 – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 2 – Ano 2026	37
Figura 6-11 – Alternativa 1 – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 2 – Ano 2027	38
Figura 6-12 – Alternativa 1 – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 2 – Ano 2026.....	38
Figura 6-13 – Alternativa 1 – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 2 – Ano 2027.....	39
Figura 6-14 – Alternativa 1 – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 2 – Ano 2026	39
Figura 6-15 – Alternativa 1 – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 2 – Ano 2027	40
Figura 6-16 – Alternativa 1 – Contingência da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2026..	40
Figura 6-17 – Alternativa 1 – Contingência da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2027..	41
Figura 6-18 – Alternativa 1 – Contingência da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2026.....	41
Figura 6-19 – Alternativa 1 – Contingência da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2027.....	42
Figura 6-20 – Alternativa 1 – Contingência da LT 500 kV Sapeaçu – Poções III C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2026	42
Figura 6-21 – Alternativa 1 – Contingência da LT 500 kV Sapeaçu – Poções III C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2027	43
Figura 6-22 – Alternativa 2 – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2026	44
Figura 6-23 – Alternativa 2 – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2027	44
Figura 6-24 – Alternativa 2 – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 1 – Ano 2026.....	45
Figura 6-25 – Alternativa 2 – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 1 – Ano 2027.....	45
Figura 6-26 – Alternativa 2 – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 1 – Ano 2026	46
Figura 6-27 – Alternativa 2 – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 1 – Ano 2027	46
Figura 6-28 – Alternativa 2 – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 2 – Ano 2026	47
Figura 6-29 – Alternativa 2 – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 2 – Ano 2027	47
Figura 6-30 – Alternativa 2 – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 2 – Ano 2026.....	48
Figura 6-31 – Alternativa 2 – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 2 – Ano 2027.....	48
Figura 6-32 – Alternativa 2 – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 2 – Ano 2026	49
Figura 6-33 – Alternativa 2 – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 2 – Ano 2027	49
Figura 6-34 – Alternativa 2 – Contingência da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2026.....	50
Figura 6-35 – Alternativa 2 – Contingência da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2027.....	50
Figura 6-36 – Alternativa 2 – Contingência da LT 500 kV Sapeaçu – Poções III C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2026	51
Figura 6-37 – Alternativa 2 – Contingência da LT 500 kV Sapeaçu – Poções III C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2027	51
Figura 6-38 – Alternativa 3 – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2026	52
Figura 6-39 – Alternativa 3 – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2027	53
Figura 6-40 – Alternativa 3 – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 1 – Ano 2026.....	53
Figura 6-41 – Alternativa 3 – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 1 – Ano 2027.....	54
Figura 6-42 – Alternativa 3 – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 1 – Ano 2026	54
Figura 6-43 – Alternativa 3 – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 1 – Ano 2027	55
Figura 6-44 – Alternativa 3 – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 2 – Ano 2026	55
Figura 6-45 – Alternativa 3 – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 2 – Ano 2027	56
Figura 6-46 – Alternativa 3 – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 2 – Ano 2026.....	56
Figura 6-47 – Alternativa 3 – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 2 – Ano 2027.....	57
Figura 6-48 – Alternativa 3 – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 2 – Ano 2026	57
Figura 6-49 – Alternativa 3 – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 2 – Ano 2027	58
Figura 6-50 – Alternativa 3 – Contingência da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Ibicoara C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2026	58
Figura 6-51 – Alternativa 3 – Contingência da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Ibicoara C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2027	59
Figura 6-52 – Alternativa 3 – Contingência da LT 500 kV Ibicoara – Poções III C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2026.....	59
Figura 6-53 – Alternativa 3 – Contingência da LT 500 kV Ibicoara – Poções III C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2027.....	60

Figura 7-1 – Alternativa A	62
Figura 7-2 – Alternativa B	63
Figura 7-3 – Alternativa C	64
Figura 7-4 – Alternativa A – Contingência da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2026	65
Figura 7-5 – Alternativa A – Contingência da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2027	66
Figura 7-6 – Alternativa A – Contingência da LT 500 kV Poções III – Padre Paraíso 2 C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2026	66
Figura 7-7 – Alternativa A – Contingência da LT 500 kV Poções III – Padre Paraíso 2 C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2027	67
Figura 7-8 – Alternativa B – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2026	68
Figura 7-9 – Alternativa B – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2027	68
Figura 7-10 – Alternativa B – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 1 – Ano 2026	69
Figura 7-11 – Alternativa B – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 1 – Ano 2027	69
Figura 7-12 – Alternativa B – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 1 – Ano 2026	70
Figura 7-13 – Alternativa B – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 1 – Ano 2027	70
Figura 7-14 – Alternativa B – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 2 – Ano 2026	71
Figura 7-15 – Alternativa B – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 2 – Ano 2027	71
Figura 7-16 – Alternativa B – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 2 – Ano 2026	72
Figura 7-17 – Alternativa B – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 2 – Ano 2027	72
Figura 7-18 – Alternativa B – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 2 – Ano 2026	73
Figura 7-19 – Alternativa B – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 2 – Ano 2027	73
Figura 7-20 – Alternativa B – Contingência da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2026	74
Figura 7-21 – Alternativa B – Contingência da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2027	74
Figura 7-22 – Alternativa B – Contingência da LT 500 kV Poções III – Padre Paraíso II C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2026	75
Figura 7-23 – Alternativa B – Contingência da LT 500 kV Poções III – Padre Paraíso II C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2027	75
Figura 7-24 – Alternativa C – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2026	76
Figura 7-25 – Alternativa C – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2027	77
Figura 7-26 – Alternativa C – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 1 – Ano 2026	77
Figura 7-27 – Alternativa C – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 1 – Ano 2027	78
Figura 7-28 – Alternativa C – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 1 – Ano 2026	78
Figura 7-29 – Alternativa C – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 1 – Ano 2027	79
Figura 7-30 – Alternativa C – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 2 – Ano 2026	79
Figura 7-31 – Alternativa C – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 2 – Ano 2027	80
Figura 7-32 – Alternativa C – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 2 – Ano 2026	80
Figura 7-33 – Alternativa C – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 2 – Ano 2027	81
Figura 7-34 – Alternativa C – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 2 – Ano 2026	81
Figura 7-35 – Alternativa C – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 2 – Ano 2027	82
Figura 7-36 – Alternativa C – Contingência da LT 500 kV Poções III – Padre Paraíso 2 C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2026	82
Figura 7-37 – Alternativa C – Contingência da LT 500 kV Poções III – Padre Paraíso 2 C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2027	83
Figura 8-1 – Tensões na Área Sul da Região Nordeste – Cenário 4 – Carga Leve	85
Figura 8-2 – Tensões na Área Sul da Região Nordeste (com reforços da Tabela 8-1) – Cenário 4 – Carga Leve	86
Figura 9-1 – Sistema Pré-Energização da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1	87
Figura 9-2 – Energização da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1 a partir de Morro do Chapéu II	88
Figura 9-3 – Energização da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1 a partir de Poções III	88
Figura 9-4 – Sistema Pré-Energização da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II – João Neiva 2 C1	88
Figura 9-5 – Energização da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1 a partir de Poções III	89
Figura 9-6 – Sistema Pré-Energização LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2 C1 a partir de Medeiros Neto II	89
Figura 9-7 – Energização da LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2 C1 a partir de Medeiros Neto II	89
Figura 9-8 – Energização da LT 500 kV João Neiva 2 – Medeiros Neto II C1 a partir de João Neiva 2	90
Figura 9-9 – Sistema Pré-Energização LT 500 kV Medeiros Neto II – Poções III C1 a partir de Medeiros Neto II	90
Figura 9-10 – Energização da LT 500 kV Medeiros Neto II – Poções III C1 a partir de Medeiros Neto II	90
Figura 9-11 – Sistema Pré-Rejeição da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1	91
Figura 9-12 – Rejeição da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1, terminal de Poções III	91
Figura 9-13 – Rejeição da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1, terminal de Morro do Chapéu II	91
Figura 9-14 – Sistema Pré-Rejeição da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1	92
Figura 9-15 – Rejeição da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1, terminal de Poções III	92
Figura 9-16 – Rejeição da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1, terminal de Morro do Chapéu II	92
Figura 9-17 – Rejeição da LT 500 kV João Neiva 2 – Medeiros Neto II C1, terminal de João Neiva 2	93
Figura 9-18 – Rejeição da LT 500 kV João Neiva 2 – Poções III C1, terminal de João Neiva 2	93
Figura 11-1 – LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III, C1. Tensão induzida na fase aberta, no terminal Morro do Chapéu II, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados. Sensibilidade no comprimento	97
Figura 11-2 – LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III, C1. Corrente de arco secundário, no terminal Morro do Chapéu II. Sensibilidade no reator de neutro	98
Figura 11-3 – LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III, C1. Corrente de arco secundário, no terminal Morro do Chapéu II. Compensação de 80 %. Sensibilidade no reator de neutro	98
Figura 11-4 – LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II, C1. Tensão induzida na fase aberta, no terminal Poções III, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados. Sensibilidade no comprimento	99
Figura 11-5 – LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II, C1. Tensão induzida na fase aberta, no terminal Poções III, com o reator de neutro de 250 Ω . Sensibilidade no comprimento	100
Figura 11-6 – LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II, C1. Corrente de arco secundário, no terminal Poções III. Sensibilidade no reator de neutro	101
Figura 11-7 – LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2, C1. Tensão induzida na fase aberta, no terminal Medeiros Neto II, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados. Sensibilidade no comprimento	102

Figura 11-8 – LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2, C1. Tensão induzida na fase aberta, no terminal Medeiros Neto II, com o reator de neutro de 300 Ω . Sensibilidade no comprimento	102
Figura 11-9 – LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2, C1. Corrente de arco secundário, no terminal Medeiros Neto II. Sensibilidade no reator de neutro	103
Figura 12-1 – Sensibilidade do carregamento no custo total da instalação.....	107
Figura 12-2 – Dados técnicos básicos das LT 500 kV	109
Figura 13-1 – Curvas de nível do SIL em função dos parâmetros elétricos equivalentes	111
Figura 14-1 – Curto-circuito monofásico em Poções III com abertura da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III – Cenário 1 – Patamar de Carga Média – Ano 2026.....	112
Figura 14-2 – Diagrama esquemático indicando a perda da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu e Morro do Chapéu II – Poções III	113
Figura 14-3 – Perda da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu e Morro do Chapéu II – Poções III – Cenário 1 – Patamar de Carga Média – Ano 2026	114
Figura 14-4 – Diagrama esquemático indicando a perda LT 500 kV Poções III – Padre Paraíso II e Poções III – Medeiros Neto II	115
Figura 14-5 – Perda LT 500 kV Poções III – Padre Paraíso II e Poções III – Medeiros Neto II – Cenário 1 – Patamar de Carga Média – Ano 2026.....	116
Figura 18-1 – Arranjo da Nova Subestação 500 kV Medeiros Neto II.....	122

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1-1 – Incremento Anual de Capacidade. Fonte: PDE 2027 Ref.[1]	9
Tabela 1-2 – Expansão Indicativa de Referência. Fonte: PDE 2027 Ref.[1]	10
Tabela 2-1 – Comparação Econômica – Região Central da Bahia (R\$ x 1000)	12
Tabela 2-2 – Comparação Econômica – Região Sul da Bahia (R\$ x 1000)	12
Tabela 3-1 – Principais obras em linhas de transmissão	13
Tabela 3-2 – Principais obras em subestações de Rede Básica	13
Tabela 4-1 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão	17
Tabela 4-2 – Potenciais Indicativos Considerados no Estado da Bahia [MW]	19
Tabela 4-3 – Potenciais Indicativos Considerados nos Demais Estados do Nordeste [MW]	19
Tabela 4-4 – Fator de Despacho das usinas eólicas na região Nordeste	21
Tabela 5-1 – Cenário 1 - Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores	22
Tabela 5-2 – Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador	23
Tabela 5-3 – Cenário 3 - Norte e Nordeste Úmidos; Nordeste Importador	23
Tabela 5-4 – Cenário 4 - Norte e Nordeste Secos; Intercâmbio Baixo	24
Tabela 6-1 – Comparação Econômica (R\$ x 1000)	61
Tabela 7-1 – Comparação Econômica (R\$ x 1000)	84
Tabela 8-1 – Compensação Reativa Manobrável na Região Nordeste	86
Tabela 10-1 – Correntes de Curto-Circuito Máximas (2027)	94
Tabela 10-2 – Correntes de Curto-Circuito Mínimas (2027)	95
Tabela 11-1 – LT 500 kV Morro do Chapéu II - Poções III, C1. Corrente de arco secundário a 60 Hz com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados	98
Tabela 11-2 – LT 500 kV Poções III - Medeiros Neto II, C1. Corrente de arco secundário a 60 Hz com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados	100
Tabela 11-3 – LT 500 kV Medeiros Neto II - João Neiva 2, C1. Corrente de arco secundário a 60 Hz com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados	103
Tabela 12-1 – Dados do ambiente	104
Tabela 12-2 – Dados para avaliação econômica	104
Tabela 12-3 – Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas	105
Tabela 12-4 – Dados do sistema – Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação	105
Tabela 12-5 – Configurações com menor custo total - LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III, C1	106
Tabela 12-6 – Configurações com menor custo total - LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II, C1	106
Tabela 12-7 – Configurações com menor custo total - LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2, C1	106
Tabela 12-8 – Configurações com menor custo total - Otimização conjunta	107
Tabela 12-9 – Características elétricas básicas das LT 500 kV	108
Tabela 12-10 – Coordenadas do centro do feixe da silhueta típica das LT 500 kV	109
Tabela 12-11 – Coordenadas do centro do feixe da silhueta típica das LT 500 kV	109
Tabela 18-1 – Características Elétricas das Linhas de Transmissão – Alternativa Vencedora	120
Tabela 18-2 - Parâmetros Elétricos das Linhas de Transmissão – Alternativa Vencedora	120
Tabela 18-3 – Carregamento Máximo das Linhas de Transmissão – Alternativa Vencedora	120
Tabela 18-4 – Parâmetros dos Autotransformadores Novos	121
Tabela 18-5 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 (R\$ x 1000)	123
Tabela 18-6 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2 (R\$ x 1000)	124
Tabela 18-7 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 3 (R\$ x 1000)	125
Tabela 18-8 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa A (R\$ x 1000)	126
Tabela 18-9 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa B (R\$ x 1000)	127
Tabela 18-10 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa C (R\$ x 1000)	128
Tabela 18-11 – Geração da Barra Slack [MW] – Região Central da Bahia	129
Tabela 18-12 – Geração da Barra Slack [MW] – Região Sul da Bahia	130
Tabela 18-13 – Δ Perdas Elétricas [MW] – Região Central da Bahia	131
Tabela 18-14 – Δ Perdas Elétricas [MW] – Região Sul da Bahia	131

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

O crescimento do aproveitamento dos potenciais de energia eólica e solar, com significativa predominância na região Nordeste, é um fenômeno observado na última década e com tendência crescente nos próximos anos, conforme apresentado no PDE 2027 Ref.[1] e exemplificado na Figura 1-1, Tabela 1-1 e Tabela 1-2.

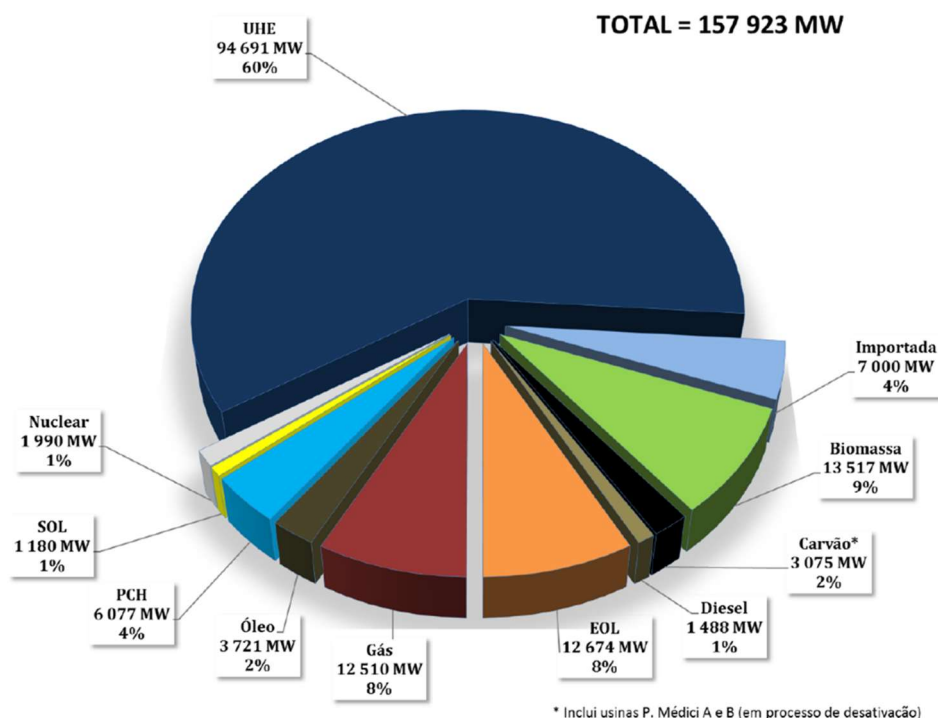


Figura 1-1 – Capacidade Instalada do SIN no final de maio de 2018. Fonte: PDE 2027 Ref.[1]

Tabela 1-1 – Incremento Anual de Capacidade. Fonte: PDE 2027 Ref.[1]

Fontes	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Biomassa + Biogás	81	0	55	129	82	177
Eólica	950	1.327	118	102	179	1.322
Hidráulica	1.933	1.563	3.667	0	62	142
PCH + CGH	168	115	193	162	37	67
Fotovoltaica	588	428	62	574	807	0
Térmica	28	746	1.802	1.305	0	2.139

Tabela 1-2 – Expansão Indicativa de Referência. Fonte: PDE 2027 Ref.[1]

Fontes	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
UTE C.A. + Tec.Armazenamento	0	0	0	0	204	1.305	3.997	7.762	7.762	13.142
Biomassa + Biogás	0	0	0	0	0	480	1.010	1.540	2.070	2.600
Eólica	0	0	0	0	0	2.000	4.000	6.000	8.000	10.000
Hidráulica (*)	0	0	0	0	0	0	118	674	1.034	1.351
PCH + CGH	0	0	0	0	0	350	700	1.150	1.600	2.050
Fotovoltaica	0	0	0	0	0	1.000	2.000	3.000	4.000	5.000
Térmica	0	0	0	0	0	0	3 454	3.972	3.972	5.124

Na Área Sul da Região Nordeste, que compreende os estados da Bahia e Sergipe, a fim de escoar a energia proveniente principalmente das fontes eólicas e solares, já foram recomendados diversos reforços de transmissão, em sua grande maioria já licitados, conforme apresenta a Figura 1-2.

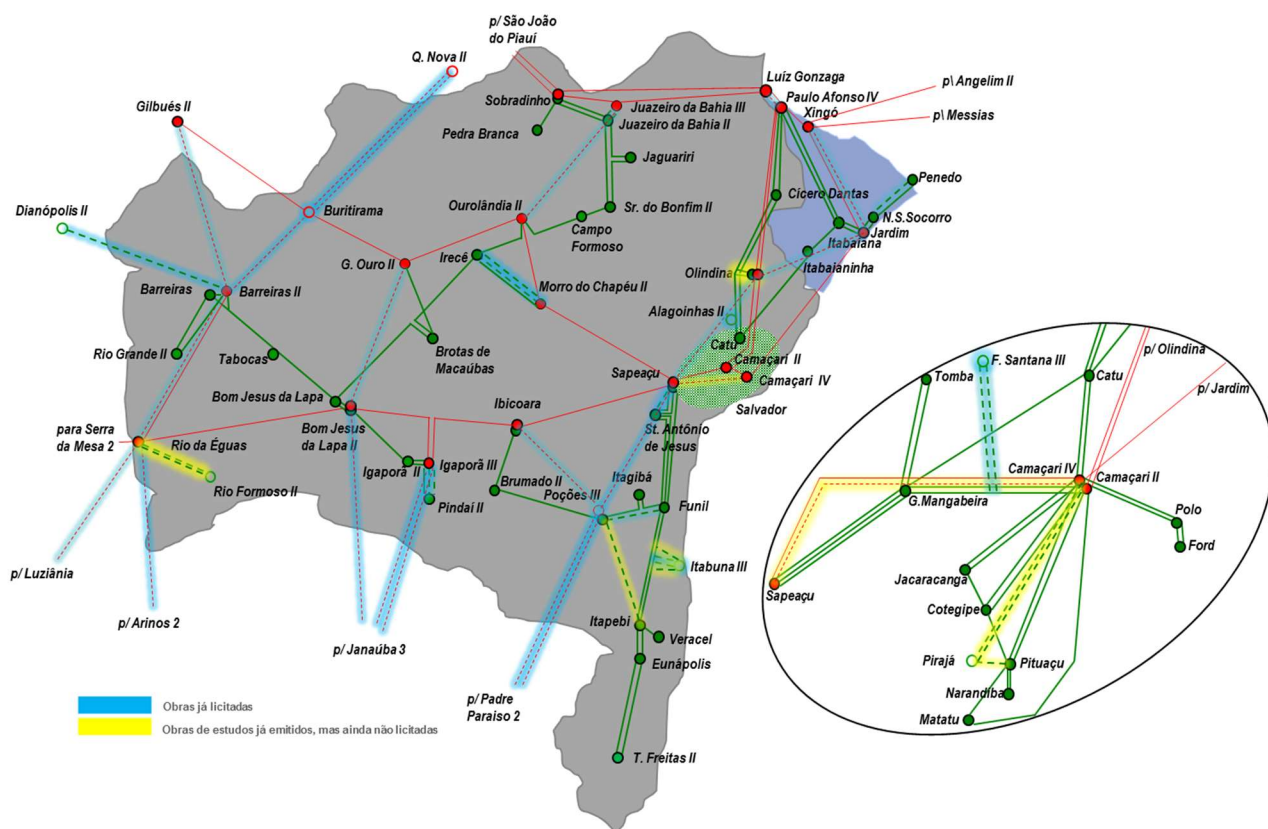


Figura 1-2 – Sistema de Transmissão da Área Sul da Região Nordeste

Entretanto, devido aos elevados montantes indicativos de contratação de fontes renováveis na região Nordeste, é necessário realizar o diagnóstico contínuo do sistema de transmissão para o correto dimensionamento da Rede Básica dessa região e adequado escoamento da energia das usinas já licitadas, assim como o provimento de folga para conexão de novos empreendimentos de geração.

1.2 Objetivo

O objetivo deste estudo é indicar a melhor alternativa de expansão da Rede Básica da Área Sul da região Nordeste de forma a possibilitar o pleno escoamento das usinas já contratadas na região Nordeste e ampliar as margens para conexão de novos empreendimentos de geração.

1.3 Abordagem Adotada

Foram efetuadas análises de fluxo de potência em regime permanente para todas as alternativas vislumbradas. As análises socioambientais, de curto circuito, energização e rejeição de novas linhas de transmissão foram realizadas apenas para a alternativa vencedora, conhecida mediante a comparação econômica através do método dos rendimentos necessários.

2 CONCLUSÕES

De forma a proporcionar o pleno escoamento das usinas contratadas na Área Sul da Região Nordeste e possibilitar a conexão de futuros empreendimentos de geração nessa região, foram avaliadas três alternativas de expansão na Região Central da Bahia e outras três alternativas de expansão na Região Sul da Bahia, sendo que as obras recomendadas neste relatório são compostas pelo conjunto de reforços considerados em ambas as regiões pelas alternativas vencedoras em cada comparação técnico-econômica.

Na Região Central da Bahia, a Alternativa 1 considera a implantação da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1. A Alternativa 2, por sua vez, considera a implantação da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu C2 e LT 500 kV Sapeaçu – Poções III C2. Por fim, a Alternativa 3 é composta pela LT 500 kV Morro do Chapéu II – Ibicoara C1 e LT 500 kV Ibicoara – Poções III C2.

Na Região Sul da Bahia, a Alternativa A considera a implantação da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1, LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2 C1 e nova SE 500 kV Medeiros Neto II. A Alternativa B é composta pela LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1, LT 500 kV Medeiros Neto II – Mutum C1 e nova SE 500 kV Medeiros Neto II. Por fim, a Alternativa C considera a LT 500 kV Poções III – Padre Paraíso 2 C3 e LT 500 kV Padre Paraíso 2 – Governador Valadares 6 C3.

A Tabela 2-1 e a Tabela 2-2 apresentam a comparação econômica das alternativas levando-se em consideração custos de investimentos (obras não comuns) e diferencial de perdas elétricas.

Tabela 2-1 – Comparação Econômica – Região Central da Bahia (R\$ x 1000)

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1	337.639	4.729	342.368	100%	1º
Alternativa 2	487.721	246.598	734.319	214%	3º
Alternativa 3	412.204	0	412.204	120%	2º

Tabela 2-2 – Comparação Econômica – Região Sul da Bahia (R\$ x 1000)

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa A	659.759	0	659.759	100%	1º
Alternativa B	704.704	34.215	738.919	112%	2º
Alternativa C	583.207	167.108	750.315	114%	3º

Sob o ponto de vista técnico e econômico, recomenda-se a implantação da Alternativa 1A (Alternativa 1 + Alternativa A), que é a alternativa de menor custo global

3 RECOMENDAÇÕES

Sob o ponto de vista técnico e econômico, recomenda-se a implantação das obras referentes à Alternativa 1A, conforme Tabela 3-1, Tabela 3-2 e Figura 3-1.

Tabela 3-1 – Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Tensão	Linha de Transmissão	Configuração	Extensão
2026	500 kV	LT Morro do Chapéu II – Poções III C1	6 x 795 MCM - CS	358 km
		LT Poções III – Medeiros Neto II C1	6 x 795 MCM - CS	328 km
		LT Medeiros Neto II – João Neiva 2 C1	6 x 795 MCM - CS	283 km

Tabela 3-2 – Principais obras em subestações de Rede Básica

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2026	Morro do Chapéu II	500/230 kV	ATF 500/230 kV - 900 Mvar - 1Ø - 3 x 300 MVA	3º
		500 kV	Reator de barra (M) -150 Mvar - 1Ø - 3 x -50 Mvar	2º
			Reator de linha (F) -190 Mvar - 1Ø - (3+1) x -63,3 Mvar ref. LT Morro do Chapéu II – Poções III C1	-
	Poções III	500 kV	Reator de barra (M) -150 Mvar - 1Ø - 3 x -50 Mvar	3º
			Reator de linha (F) -190 Mvar - 1Ø - (3+1) x -63,3 Mvar ref. LT Morro do Chapéu II – Poções III C1	-
			Reator de linha (F) -250 Mvar - 1Ø - (3+1) x -83,3 Mvar ref. LT Poções III – Medeiros Neto II C1	-
	Medeiros Neto II	500 kV	Novo pátio de subestação	-
			Compensador Síncrono -180/300 Mvar ⁽¹⁾	1º
			Reator de barra (M) -200 Mvar - 1Ø - (6+1) x -66,6 Mvar	1º e 2º
			Reator de linha (F) -215 Mvar - 1Ø - (3+1) x -71,6 Mvar ref. LT Medeiros Neto II – João Neiva 2 – C1	-
			Reator de linha (F) -250 Mvar - 1Ø - (3+1) x -83,3 Mvar ref. LT Poções III – Medeiros Neto II C1	-
	Ourolândia II	500/230 kV	ATF 500/230 kV - 900 Mvar - 1Ø - 3 x 300 MVA	3º
	B. J. Lapa II	500/230 kV	ATF 500/230 kV - 300 Mvar - 1Ø - 3 x 100 MVA	3º
	Juazeiro III	500 kV	Reator de barra (M) -150 Mvar - 1Ø - 3 x -50 Mvar	2º
	Olindina	500 kV	Reator de barra (M) -150 Mvar - 1Ø - 3 x -50 Mvar	2º
	João Neiva 2	500 kV	Reator de linha (F) -215 Mvar - 1Ø - (3+1) x -71,6 Mvar ref. LT Medeiros Neto II – João Neiva 2 – C1	-
2027	G. Ouro II	500/230 kV	ATF 500/230 kV - 900 Mvar - 1Ø - 3 x 300 MVA	3º

(1) Potência reativa líquida no barramento de 500 kV

Destaca-se que uma eventual antecipação das obras recomendadas por parte das transmissoras proporciona benefícios sistêmicos no sentido de elevar as margens para contratação de usinas renováveis na região Nordeste, incrementar a capacidade de intercâmbio energético entre as regiões N/NE e SE/CO e aumentar a confiabilidade do SIN.

Recomenda-se ainda que:

- 1) Sejam realizados estudos à luz do PDE 2029, para avaliar a necessidade de expansão da interligação N/NE-SE/CO.
- 2) Por ocasião da licitação das novas linhas de transmissão (Tabela 3-1), sejam respeitados os valores apresentados de capacidade operativa e parâmetros elétricos listados no Anexo 18.1, com variação máxima de 5% no SIL (*Surge Impedance Loading*) da solução de referência. Tal recomendação visa proporcionar uma distribuição otimizada de fluxos na rede, evitando sobrecargas em linhas de transmissão existentes e/ou planejadas.
- 3) Os equipamentos instalados nos terminais das novas linhas de transmissão (Tabela 3-1) tenham capacidade de corrente nominal compatível com as capacidades operativas de curta duração dessas linhas de transmissão.
- 4) Conforme descrito no Capítulo 11, o relatório R2 deverá realizar maiores investigações buscando a viabilização do religamento monopolar nas LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II, C1 e Medeiros Neto II – João Neiva II, C1. Quanto trecho em 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III, C1, constatou-se dificuldade em adotar-se o religamento monopolar na mesma, em razão das alterações que seriam necessárias na solução de sua compensação reativa otimizada, com prejuízos ao desempenho do sistema. Cabe ressaltar, por outro lado, que também se constatou que o sistema interligado poderá prescindir do religamento monopolar no novo tronco em 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III - Medeiros Neto II – João Neiva II, sem prejuízo para a segurança do sistema, tendo em vista a configuração malhada da rede NE-SE prevista para época de entrada destas novas LT.
- 5) A nova subestação Medeiros Neto II 500 kV deverá ser dimensionada considerando expansões futuras de, no mínimo, mais quatro entradas de linha em 500 kV, três conexões de transformadores em 500 kV, três conexões de reatores de barra 500 kV, três conexões de transformadores em 230 kV e seis entradas de linha em 230 kV, além das obras indicadas neste estudo, visando atender a expansões futuras, conforme indicado na Figura 18-1. O arranjo dessa nova subestação deve permitir a energização dos reatores de barra em conjunto com uma linha de transmissão.
- 6) Seja realizado contínuo diagnóstico do sistema de transmissão, com acompanhamento da evolução na contratação de novas usinas na região Nordeste e consumo das margens de escoamento, a fim de que as expansões continuem sendo recomendadas de forma aderente às futuras demandas.

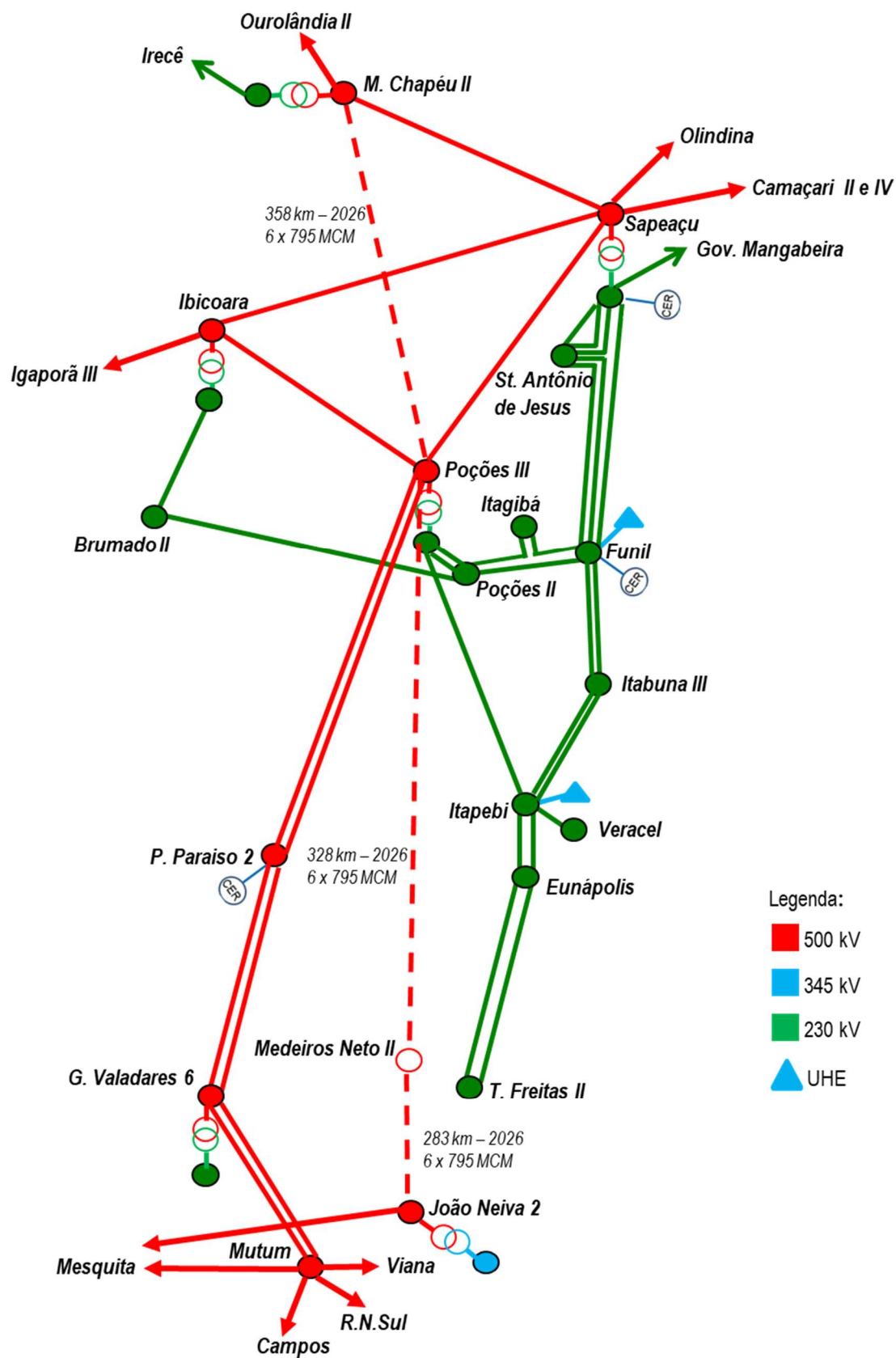


Figura 3-1 – Alternativa 1A

4 DADOS, 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”, Ref.[2].

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”, Ref.[3], além das premissas apresentadas nos subitens a seguir, onde se destacam:

- Manter o conceito de mínimo custo global para a escolha da alternativa;
- Atender ao critério “N-1” para elementos da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.

Ressalta-se que, além das simulações de fluxo de carga, foram 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

Utilizou-se como referência para as simulações de fluxo de potência a base de dados correspondente ao Plano Decenal 2027, com as atualizações pertinentes da topologia da rede, plano de geração e mercado.

4.3 Limites Operativos

4.3.1 Tensão Nominal

Os níveis de tensão admissíveis em regime permanente para cada classe de tensão envolvida são apresentados na Tabela 4-1.

Tabela 4-1 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão

Tensão Nominal	Tensão Máxima	Tensão Mínima
230 kV	242 kV (1,05 pu)	218 kV (0,95 pu)
500 kV	550 kV (1,10 pu)	475 kV (0,95 pu)

4.3.2 Carregamento

Foram utilizados os limites de carregamento das linhas de transmissão e transformadores existentes nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST). Para as novas transformações a serem instalados na rede, considerou-se 120% da capacidade nominal para determinação das capacidades em emergência.

4.4 Parâmetros Econômicos

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas foi utilizado o documento “Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2017” Ref.[4] e o método dos rendimentos necessários, com o truncamento das séries temporais no ano 2035. Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2026 com taxa de retorno de 8% ao ano.

Para cálculo de perdas elétricas foram simulados os patamares de carga pesada e leve. O custo das perdas foi calculado com base no custo marginal de expansão da geração informado pela EPE de 233,95 R\$/MWh.

4.5 Cenários de Geração e Intercâmbio Energético

Foram simulados quatro cenários de geração e intercâmbio energético, de forma a analisar as situações mais críticas da região:

- Cenário 1 – Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores: Neste cenário, a geração na região Norte é predominantemente hidráulica, com as usinas hidrelétricas despachadas nas suas capacidades máximas. Na região Nordeste, considerou-se a cascata do Rio São Francisco em 1.100 m³/s e geração eólica em torno de 65% da capacidade instalada, de acordo com avaliação probabilística apresentada no item 4.8. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil. Este cenário é importante para diagnóstico do sistema na situação de máxima exportação de energia das regiões N/NE para o SE/CO no período úmido.

- Cenário 2 – Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador: Neste cenário, as usinas hidráulicas da região Norte foram despachadas em 25% das suas capacidades nominais. Na região Nordeste, considerou-se a cascata do Rio São Francisco em 1.100 m³/s e geração eólica em torno de 80% da capacidade instalada, de acordo com avaliação probabilística apresentada no item 4.8. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil. Este cenário é importante para diagnóstico do sistema na situação de máxima exportação de energia das regiões N/NE para o SE/CO no período seco.
- Cenário 3 – Norte e Nordeste Úmidos; Nordeste Importador: Neste cenário, a geração na região Norte é predominantemente hidráulica, com as usinas hidrelétricas despachadas nas suas capacidades máximas. Na região Nordeste, considerou-se a cascata do Rio São Francisco em 900 m³/s e geração eólica em torno de 5% da capacidade instalada, a fim de avaliar a máxima capacidade de importação da região Nordeste. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil.
- Cenário 4 – Norte e Nordeste Secos; Intercâmbio Baixo: Neste cenário, a geração na região Nordeste é suficiente para atender a carga. Considerou-se a cascata do Rio São Francisco em 900 m³/s e geração eólica em torno de 40% da capacidade instalada. Este cenário é relevante para o dimensionamento de compensação reativa e controle de tensão. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil.

4.6 Patamares de Carga

Para avaliação do desempenho das alternativas e ponderação de perdas elétricas, foram simulados os patamares de carga Pesada, Média e Leve, em cada um dos 4 cenários apresentados no item 4.5.

4.7 Geração Eólica e Solar Indicativa

Em harmonia com o PDE 2027 Ref.[1], considerou-se a partir de 2023, a contratação anual de cerca de 1.600 MW referentes a novas usinas eólicas e 800 MW referentes a novas usinas solares na região Nordeste. Neste estudo, para dimensionamento do sistema de transmissão da Área Sul da Região Nordeste, foi considerado 50% deste potencial no estado da Bahia, proporcionalmente ao potencial cadastrado na base de dados da EPE, alocado em 7 subestações coletoras (Bom Jesus da

Lapa II, Olindina, Igaporã III, Morro do Chapéu II, Gentio do Ouro II, Ourolândia II e Juazeiro III). Os outros 50% do potencial foram considerados no restante da região Nordeste, distribuídos igualmente em 8 subestações coletoras (Curral Novo do Piauí II, Santa Luzia II, João Câmara III, Açú III, Jaguaruana II, Acaraú III, Tianguá II e Parnaíba III).

Os potenciais indicativos considerados no estudo são apresentados na Tabela 4-2 e Tabela 4-3.

Tabela 4-2 – Potenciais Indicativos Considerados no Estado da Bahia [MW]

Barramento	Potencial Eólico		Potencial Solar	
	2026	2027	2026	2027
Igaporã III 230 kV	401	500,8	145	181,1
Bom Jesus da Lapa II 230 kV	0	0	655	818,9
Olindina 230 kV	150	187,6	0	0
Morro do Chapéu II 230 kV	562	703	169	211,1
Gentio do Ouro II 230 kV	758	947,3	234	293
Ourolândia II 230 kV	1.238,6	1.548,3	47,4	59,2
Juazeiro III 230 kV	90,4	113,1	349	436,6
TOTAL	3.200	4.000	1.600	2.000

Tabela 4-3 – Potenciais Indicativos Considerados nos Demais Estados do Nordeste [MW]

Barramento	Potencial Eólico		Potencial Solar	
	2026	2027	2026	2027
Curral Novo do Piauí II 230 kV	400	500	200	250
João Câmara III 230 kV	400	500	200	250
Açú III 230 kV	400	500	200	250
Jaguaruana II 230 kV	400	500	200	250
Acaraú III 230 kV	400	500	200	250
Parnaíba III 230 kV	400	500	200	250
Tianguá II 230 kV	400	500	200	250
Santa Luzia II 230 kV	400	500	200	250
TOTAL	3.200	4.000	1.600	2.000

4.8 Percentuais de Geração Eólica Considerados para Despacho Simultâneo

Em função da característica variável da geração eólica buscou-se embasamento estatístico para a definição do fator de despacho dessa fonte. A base de dados utilizada nesse estudo contém o fator de despacho da geração eólica dos parques em operação, calculado a partir das medições anemométricas enviadas pelos agentes, e a prospecção para as usinas eólicas potenciais. A produção total da região Nordeste foi calculada ponderando a distribuição geográfica das usinas futuras com base nos cadastros de leilão. Para obter maior precisão os dados foram divididos entre período úmido e seco e por patamar de carga.

Os cenários 1 e 2 são dimensionadores da rede de transmissão e caracterizam-se pela exportação de energia das regiões Norte e Nordeste. Para estes cenários o fator de despacho adotado para as usinas eólicas corresponde ao percentil 90 (P90), isto é, após ordenar todos os dados de produção eólica da região Nordeste, foram desprezados dez por cento dos maiores valores. De outro modo, pode-se afirmar que a rede dimensionada suporta 90% dos cenários de geração eólica.

A Figura 4-1 ilustra a explicação anterior, tomando como exemplo o período seco e a carga média. Observa-se que apenas 10% dos cenários de geração eólica ultrapassam o fator de despacho de 84%.

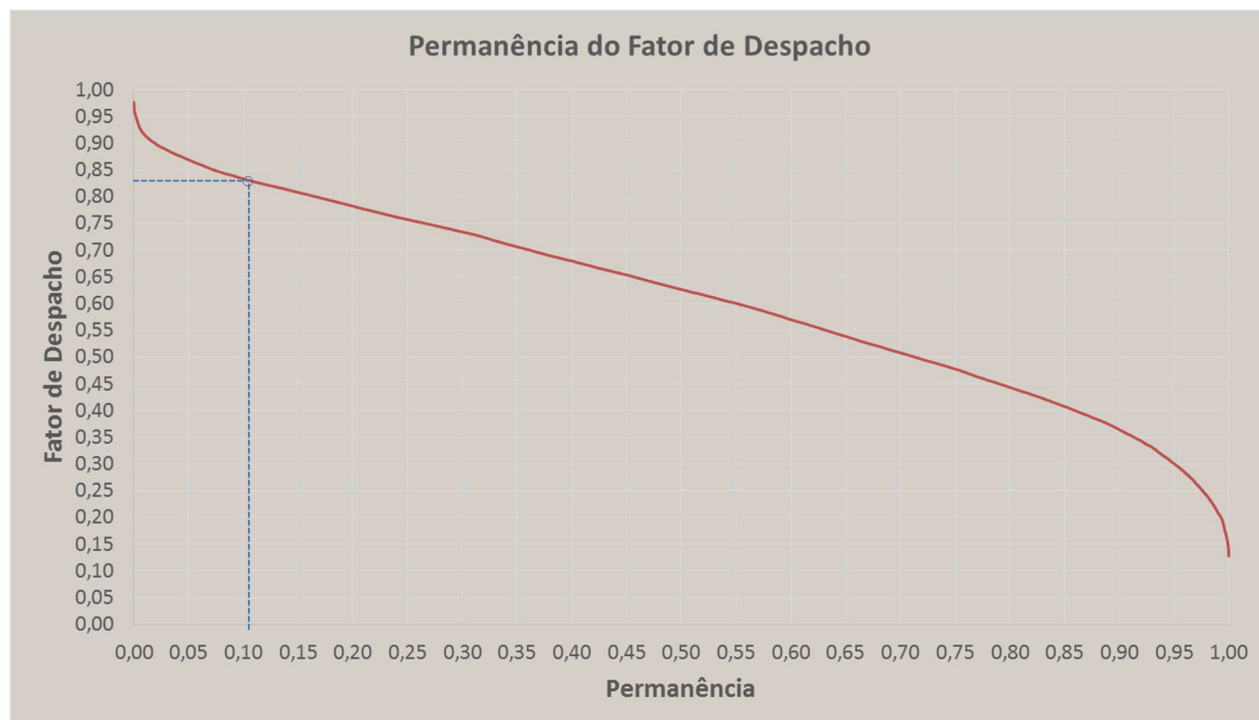


Figura 4-1 – Permanência do fator de despacho da geração eólica na região Nordeste – Período Seco, carga média

A Tabela 4-4 apresenta os fatores de despacho adotados no cenário 1 e cenário 2, separados pela sazonalidade e pelo patamar de carga.

Tabela 4-4 – Fator de Despacho das usinas eólicas na região Nordeste

Período - Carga	P90 (%)
Seco – Leve	81
Seco – Média	84
Seco – Pesada	81
Úmido – Leve	66
Úmido – Média	64
Úmido – Pesada	66

Ressalta-se que os elevados fatores de despacho são explicados pela característica do vento na região Nordeste e pela evolução tecnológica dos aerogeradores.

Nos cenários de importação e baixo intercâmbio (Cenário 3 e Cenário 4), foram utilizados fatores de despacho de 5% e 40%, de forma a caracterizar situações críticas de fluxo de carga e tensão para diagnóstico e dimensionamento da rede.

5 DIAGNÓSTICO

O diagnóstico do sistema de transmissão da Área Sul da Região Nordeste foi realizado para os anos 2026 e 2027 considerando-se as premissas de despacho descritas no Capítulo 4, nos patamares de carga Pesada, Média e Leve, cenários 1, 2, 3 e 4.

As tabelas 5-1 a 5-4 apresentam um resumo das principais condições de despacho consideradas e o fluxo de carga resultante nas interligações.

Tabela 5-1 – Cenário 1 - Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores

CENÁRIO 1 - Norte e Nordeste Úmidos - Exportadores									
Região	Usina	Carga Média				Carga Leve			
		2026		2027		2026		2027	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
NE	Carga NE	-18.709		-19.260		-13.207		-13.679	
	Eólicas contratadas	64%	10.657	64%	10.657	66%	10.990	66%	10.990
	Térmicas	56%	4.258	57%	4.339	35%	2.671	35%	2.671
	UHE S.F. (1.100 m ³ /s)	31%	3.100	31%	3.100	31%	3.100	31%	3.100
	Solares contratadas	90%	2.345	90%	2.345	0%	0	0%	0
	Biomassa contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
N	Tucuruí	95%	7.856	95%	7.856	95%	7.856	95%	7.856
	Belo Monte	98%	10.780	98%	10.780	98%	10.780	98%	10.780
	Bipolo Belo Monte	100%	8.000	100%	8.000	100%	8.000	100%	8.000
SE/CO	Térmicas	75%	9.182	75%	9.201	39%	4.782	39%	4.782
	UHE	79%	38.247	77%	37.446	20%	9.534	20%	9.531
SUL	Térmicas	56%	1.636	56%	1.636	45%	1.305	45%	1.305
	ITAIPU	69%	9.946	63%	9.105	35%	5.081	41%	5.881
	UHE	49%	7.773	57%	9.153	17%	2.749	17%	2.794
FLUXO	Exportação NE	9.074		10.208		9.122		9.336	
	Fluxo Interligação: NE-SE	9.443		9.904		9.329		9.475	
	Fluxo Interligação: N-NE	370		-304		207		139	
	Fluxo Interligação: N-SE	4.696		4.801		5.279		5.581	
PDE27	Expansão Indicativa (EOL)	64%	4.096	64%	5.120	66%	4.224	66%	5.280
	Expansão Indicativa (SOL)	90%	2.880	90%	3.600	0%	0	0%	0
	Expansão Indicativa (UTE)	0%	0	0%	0	0%	0	100%	1.050

Tabela 5-2 – Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador

CENÁRIO 2 - Norte e Nordeste Secos - Exportadores													
Região	Usina	Carga Média				Carga Leve				Carga Pesada			
		2026		2027		2026		2027		2026		2027	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
NE	Carga NE	-18.709		-19.260		-13.207		-13.679		-18.320		-18.873	
	Eólicas contratadas	84%	13.987	84%	13.987	81%	13.487	81%	13.487	81%	13.487	81%	13.487
	Térmicas	57%	4.327	57%	4.327	46%	3.524	46%	3.524	56%	4.287	57%	4.350
	UHE S.F. (1.100 m³/s)	31%	3.100	31%	3.100	31%	3.100	31%	3.100	31%	3.100	31%	3.100
	Solares contratadas	90%	2.345	90%	2.345	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Biomassa contratadas	100%	490	100%	490	100%	490	100%	490	74%	364	74%	364
N	Tucuruí	25%	2.026	25%	2.026	25%	2.026	25%	2.026	25%	2.026	25%	2.026
	Belo Monte	25%	2.750	25%	2.750	25%	2.750	25%	2.750	25%	2.750	25%	2.750
	Bipolo Belo Monte	50%	4.000	50%	4.000	25%	2.000	25%	2.000	25%	2.000	25%	2.000
SE/CO	Térmicas	75%	9.182	75%	9.201	57%	6.989	57%	6.989	75%	9.182	75%	9.182
	UHE	74%	35.885	84%	40.607	18%	8.488	17%	8.174	68%	32.875	70%	33.879
SUL	Térmicas	56%	1.636	56%	1.636	56%	1.636	56%	1.636	56%	1.636	56%	1.636
	ITAIPU	72%	10.331	72%	10.331	36%	5.120	30%	4.382	81%	11.701	91%	13.051
	UHE	65%	10.456	51%	8.090	17%	2.749	48%	7.603	65%	10.379	65%	10.379
FLUXO	Exportação NE	12.393		13.888		12.833		13.393		8.855		10.797	
	Fluxo Interligação: NE-SE	7.186		8.026		8.918		9.009		5.910		7.123	
	Fluxo Interligação: N-NE	-5.207		-5.861		-3.914		-4.383		-2.945		-3.674	
	Fluxo Interligação: N-SE	-767		-714		2.614		2.617		-50		-54	
PDE27	Expansão Indicativa (EOL)	84%	5.376	84%	6.720	81%	5.184	81%	6.480	81%	5.184	81%	5.280
	Expansão Indicativa (SOL)	90%	2.880	90%	3.600	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Expansão Indicativa (UTE)	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	100%	1.050	100%	2.469

Tabela 5-3 – Cenário 3 - Norte e Nordeste Úmidos; Nordeste Importador

CENÁRIO 3 - Norte e Nordeste Úmidos - Nordeste Importador									
Região	Usina	Carga Média		Carga Leve		Carga Pesada			
		2026		2027		2026		2027	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
NE	Carga NE	-18.709	-19.260	-13.207	-13.679	-18.320	-18.873		
	Eólicas contratadas	40% 6.660	40% 6.660	5% 833	5% 833	5% 833	5% 833		
	Térmicas	47% 3.565	48% 3.647	3% 211	3% 211	47% 3.605	57% 4.350		
	UHE S.F. (1.100 m³/s)	25% 2.475	25% 2.475	25% 2.475	25% 2.475	25% 2.475	25% 2.475		
	Solares contratadas	90% 2.345	90% 2.345	0% 0	0% 0	0% 0	0% 0		
	Biomassa contratadas	0% 0	0% 0	0% 0	0% 0	0% 0	0% 0		
N	Tucuruí	95% 7.856	95% 7.856	95% 7.856	95% 7.856	95% 7.856	95% 7.856		
	Belo Monte	98% 10.780	98% 2.750	98% 10.780	98% 10.780	98% 10.780	98% 10.780		
	Bipolo Belo Monte	100% 8.000	100% 8.000	100% 8.000	100% 8.000	100% 8.000	100% 8.000		
SE/CO	Térmicas	42% 5.147	57% 6.989	32% 3.942	26% 3.139	39% 4.782	75% 9.182		
	UHE	93% 44.848	94% 45.578	56% 26.958	58% 27.941	97% 46.941	92% 44.310		
SUL	Térmicas	45% 1.305	45% 1.305	39% 1.140	39% 1.140	45% 1.305	56% 1.636		
	ITAIPU	94% 13.533	94% 13.533	64% 9.263	64% 9.263	95% 13.701	97% 13.992		
	UHE	95% 15.168	95% 15.168	18% 2.822	18% 2.822	95% 15.168	95% 15.168		
FLUXO	Exportação NE	-5.067	-4.843	-7.197	-7.279	-9.831	-9.657		
	Fluxo Interligação: NE-SE	-403	-365	-3.957	-2.882	-3.794	-4.062		
	Fluxo Interligação: N-NE	4.664	4.478	3.241	4.396	6.037	5.595		
	Fluxo Interligação: N-SE	174	-36	-1.541	-359	-1.004	-1.107		
PDE27	Expansão Indicativa (EOL)	5% 320	5% 400	5% 320	5% 400	5% 320	5% 400		
	Expansão Indicativa (SOL)	90% 2.880	90% 3.600	0% 0	0% 0	0% 0	0% 0		
	Expansão Indicativa (UTE)	0% 0	0% 0	0% 0	0% 0	100% 1.050	100% 2.469		

Tabela 5-4 – Cenário 4 - Norte e Nordeste Secos; Intercâmbio Baixo

CENÁRIO 4 - Norte e Nordeste Secos - Intercâmbio Baixo								
Região	Usina	Carga Média		Carga Leve		Carga Pesada		
		2026	2027	2026	2027	2026	2027	
		% MW	% MW	% MW	% MW	% MW	% MW	
NE	Carga NE	-18.709	-19.260	-13.207	-13.679	-18.320	-18.873	
	Eólicas contratadas	40% 6.660	40% 6.660	40% 6.660	40% 6.660	40% 6.660	40% 6.660	
	Térmicas	56% 4.255	57% 4.339	3% 211	3% 211	56% 4.298	57% 4.350	
	UHE S.F. (1.100 m³/s)	25% 2.475	25% 2.475	25% 2.475	25% 2.475	25% 2.475	25% 2.475	
	Solares contratadas	90% 2.345	90% 2.345	0% 0	0% 0	0% 0	0% 0	
	Biomassa contratadas	59% 289	74% 364	0% 0	0% 0	74% 364	74% 364	
N	Tucuruí	25% 2.026	25% 2.026	25% 2.026	25% 2.026	25% 2.026	25% 2.026	
	Belo Monte	25% 2.750	25% 2.750	25% 2.750	25% 2.750	25% 2.750	25% 2.750	
	Bipolo Belo Monte	25% 2.000	25% 2.000	25% 2.000	25% 2.000	25% 2.000	25% 2.000	
SE/CO	Térmicas	75% 9.182	75% 9.182	32% 3.942	26% 3.139	75% 9.182	75% 9.182	
	UHE	86% 41.617	84% 40.725	60% 28.709	62% 29.672	80% 38.435	92% 44.310	
SUL	Térmicas	56% 1.636	56% 1.636	39% 1.140	39% 1.140	56% 1.636	56% 1.636	
	ITAIPU	94% 13.543	94% 13.533	75% 10.823	78% 11.263	81% 11.701	97% 13.992	
	UHE	95% 15.168	95% 15.168	18% 2.822	18% 2.822	95% 15.168	95% 15.168	
FLUXO	Exportação NE	2.955	3.909	399	734	-522	875	
	Fluxo Interligação: NE-SE	1.519	2.082	-381	-64	-1.056	-243	
	Fluxo Interligação: N-NE	-1.436	-1.827	-780	-798	-534	-1.118	
	Fluxo Interligação: N-SE	-1.801	-2.043	-2.064	-2.116	-2.540	-2.685	
PDE27	Expansão Indicativa (EOL)	40% 2.560	40% 3.200	40% 2.560	40% 3.200	40% 2.560	40% 3.200	
	Expansão Indicativa (SOL)	90% 2.880	90% 3.600	0% 0	0% 0	0% 0	0% 0	
	Expansão Indicativa (UTE)	0% 0	0% 0	0% 0	0% 0	100% 1.050	100% 2.469	

O diagnóstico do sistema de transmissão da Área Sul da Região Nordeste apresenta em 2026 elevados níveis de carregamento em regime normal de operação no eixo 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu – Poções III nos cenários 1 e 2, em todos os patamares de carga. Observa-se que a condição mais crítica para a região é o patamar de Carga Média, no Cenário 1. As tensões no sistema 500 kV ficam baixas devido ao elevado carregamento das linhas de transmissão e contingências neste eixo não são suportadas neste ponto de operação. O carregamento no eixo 500 kV Poções III – Padre Paraíso 2 – Governador Valadares 6 também fica elevado e um possível reforço de transmissão a montante provocará necessidade de ampliações também neste eixo. Em 2027, devido ao aumento na contratação e despacho de fontes renováveis, os problemas verificados em 2026 são agravados.

Da Figura 5-1 a Figura 5-12, são apresentados os resultados das simulações de fluxo de potência em regime normal de operação, nos cenários 1 e 2, patamares de carga Pesada, Média e Leve, anos 2026 e 2027. Não são apresentadas simulações de contingência neste capítulo pois o sistema não as suporta em várias situações. Assim, faz-se necessária a análise de alternativas para recomendação de reforços de forma a aliviar o carregamento no eixo 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu – Poções III – Padre Paraíso 2 – Governador Valadares 6, elevar os níveis de tensão nos barramentos de 500 kV da região e aumentar as margens para contratação de usinas renováveis na Área Sul da Região Nordeste.

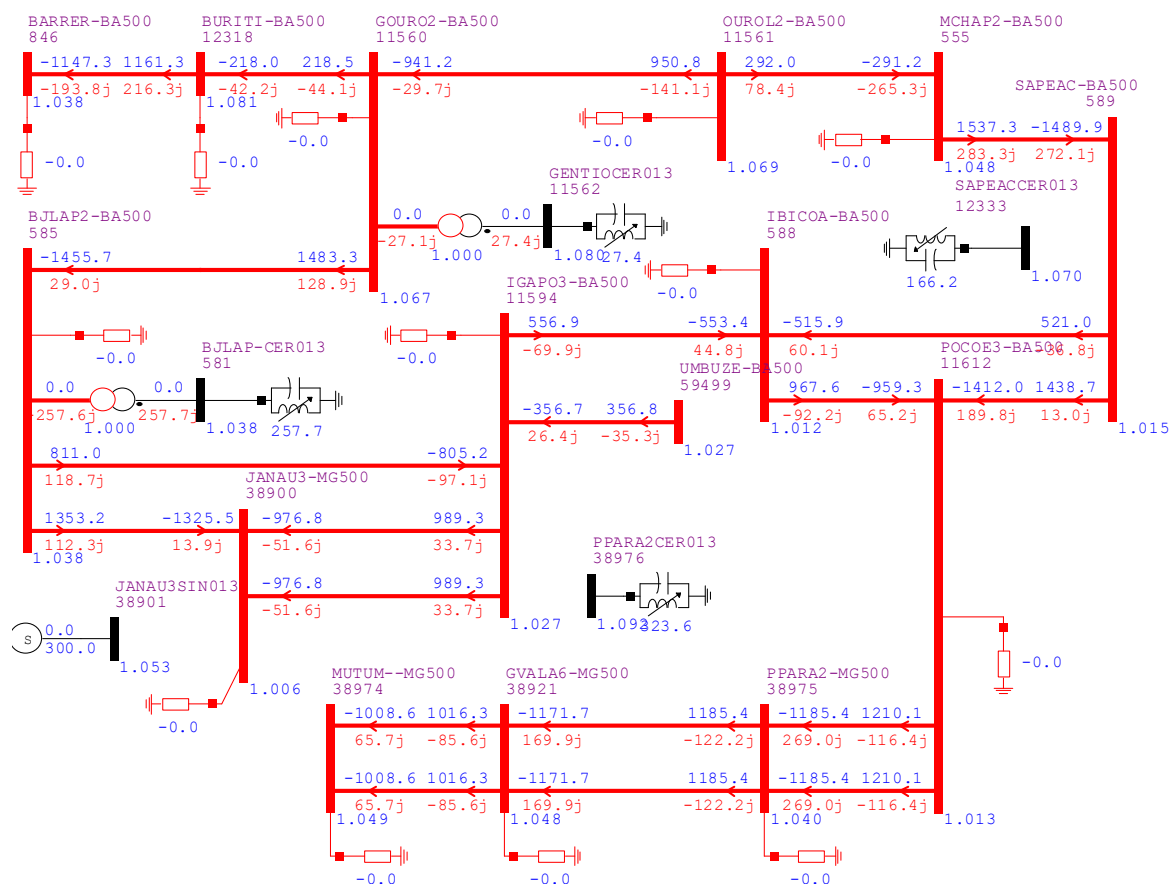


Figura 5-1 – Regime Normal de Operação – Cenário 1 – Patamar de Carga Média – Ano 2026

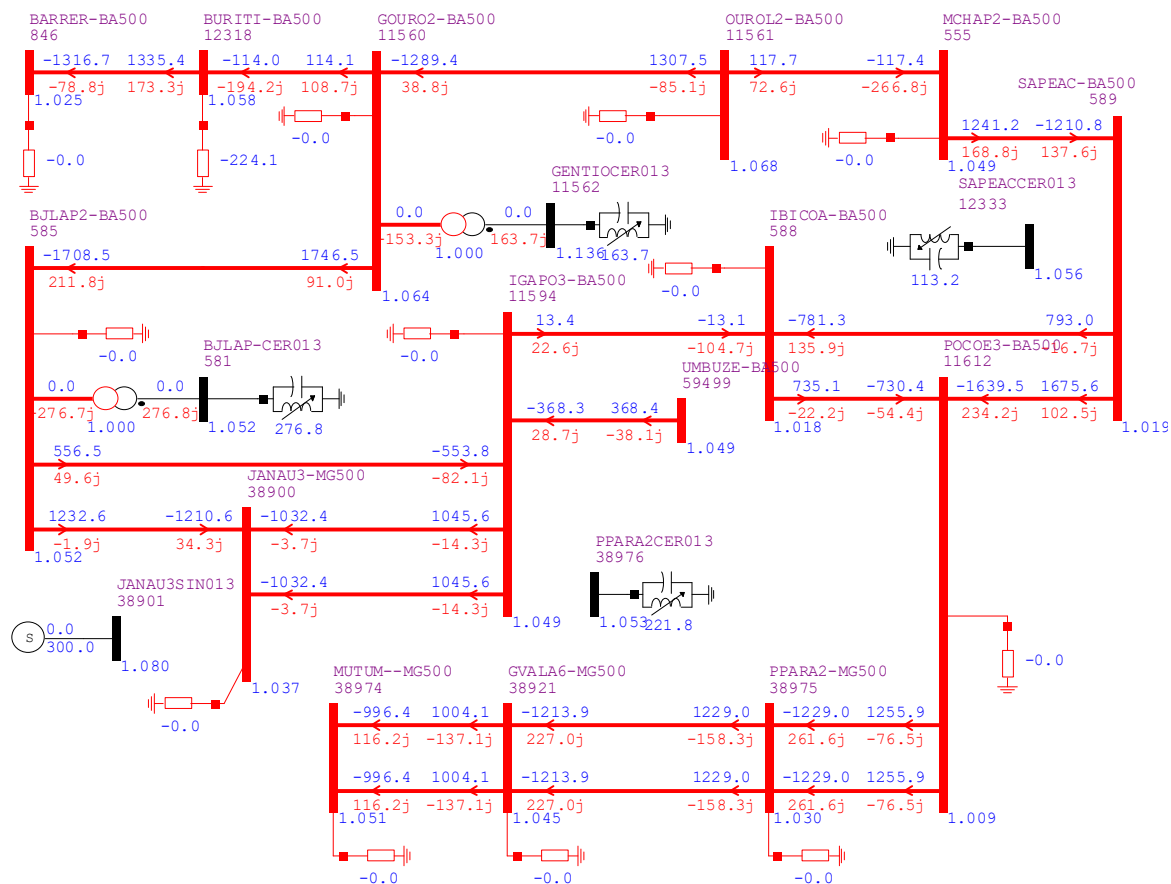


Figura 5-2 – Regime Normal de Operação – Cenário 1 – Patamar de Carga Leve – Ano 2026

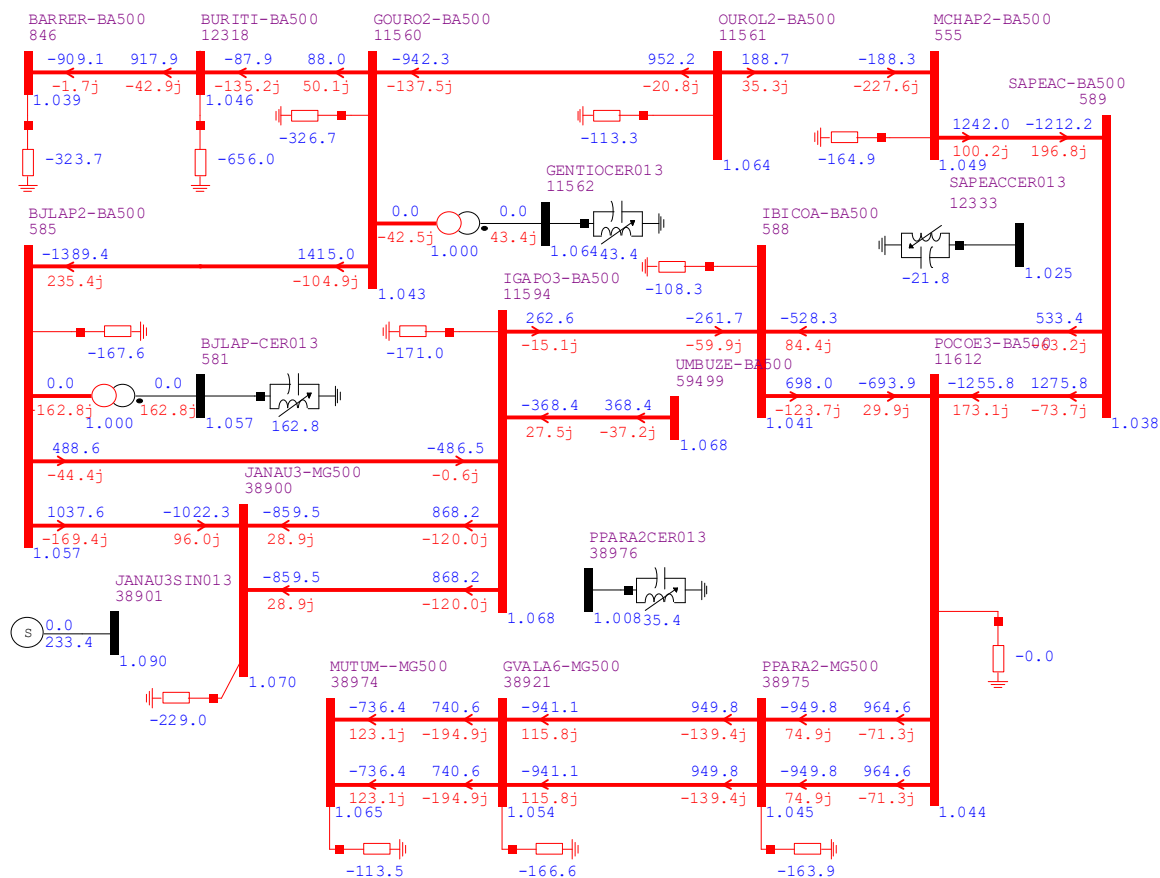


Figura 5-3 – Regime Normal de Operação – Cenário 1 – Patamar de Carga Pesada – Ano 2026

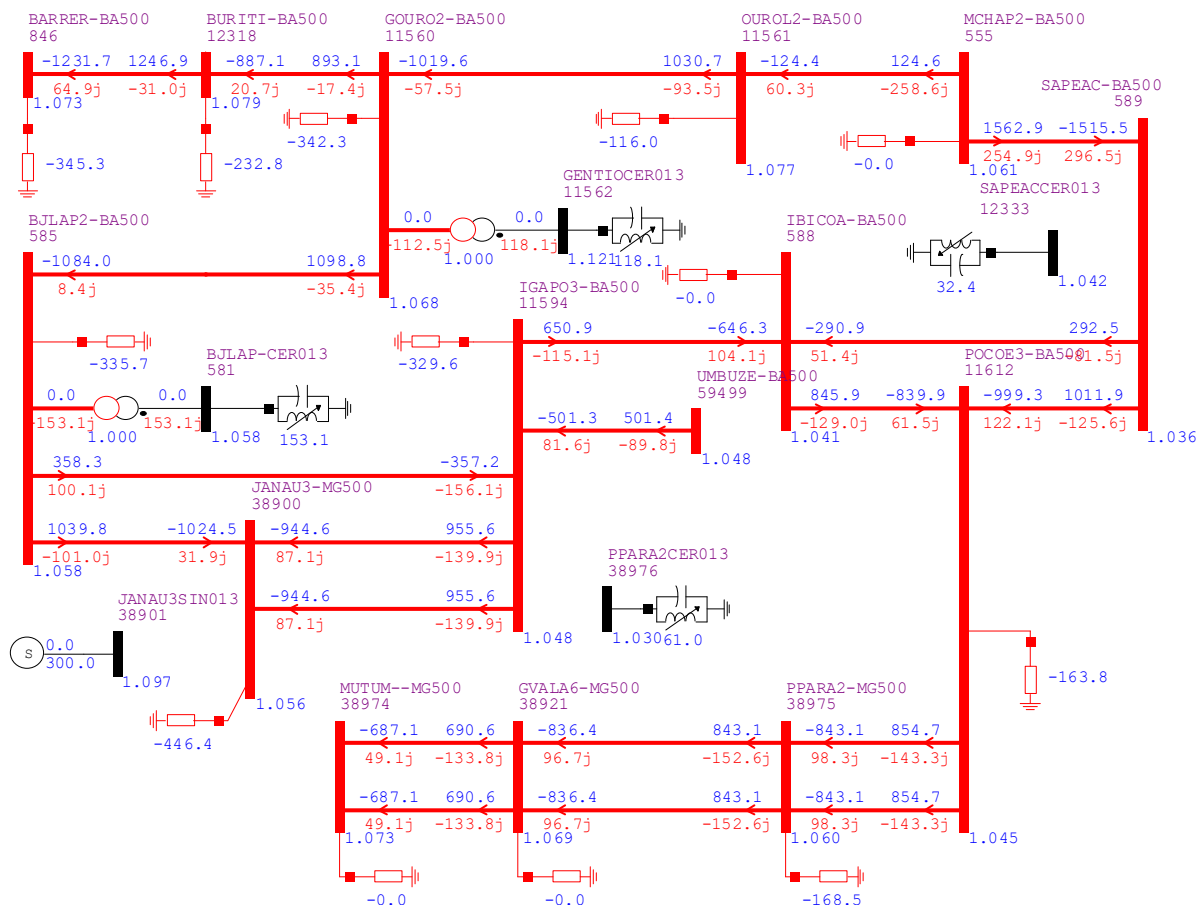


Figura 5-4 – Regime Normal de Operação – Cenário 2 – Patamar de Carga Média – Ano 2026

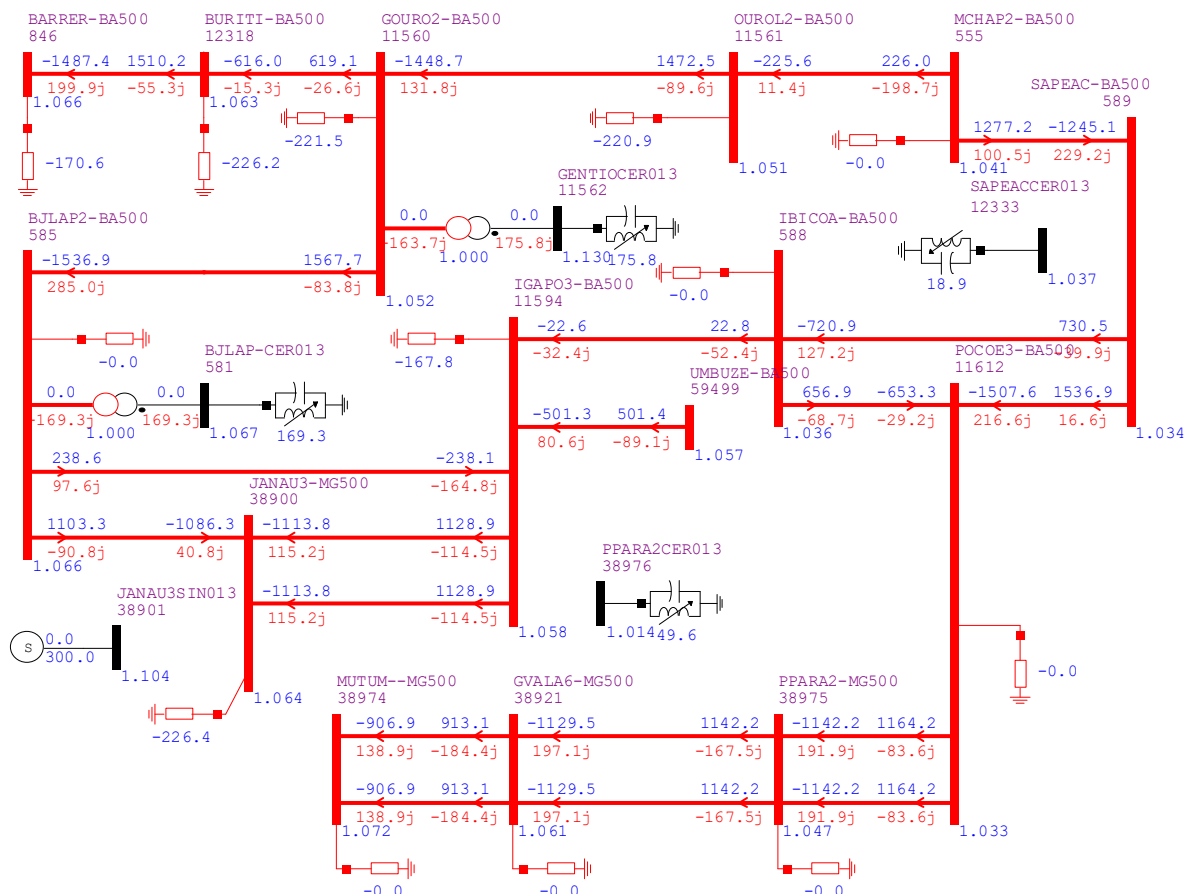


Figura 5-5 – Regime Normal de Operação – Cenário 2 – Patamar de Carga Leve – Ano 2026

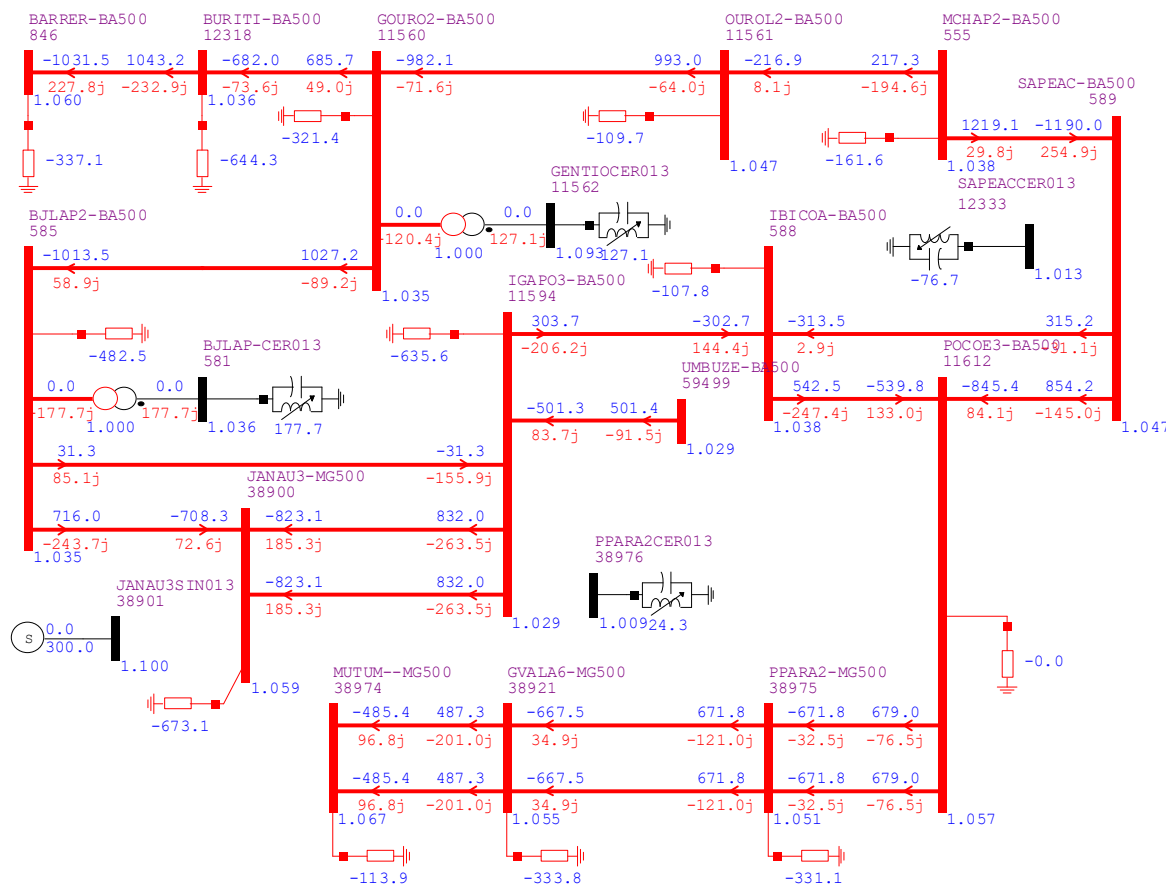


Figura 5-6 – Regime Normal de Operação – Cenário 2 – Patamar de Carga Pesada – Ano 2026

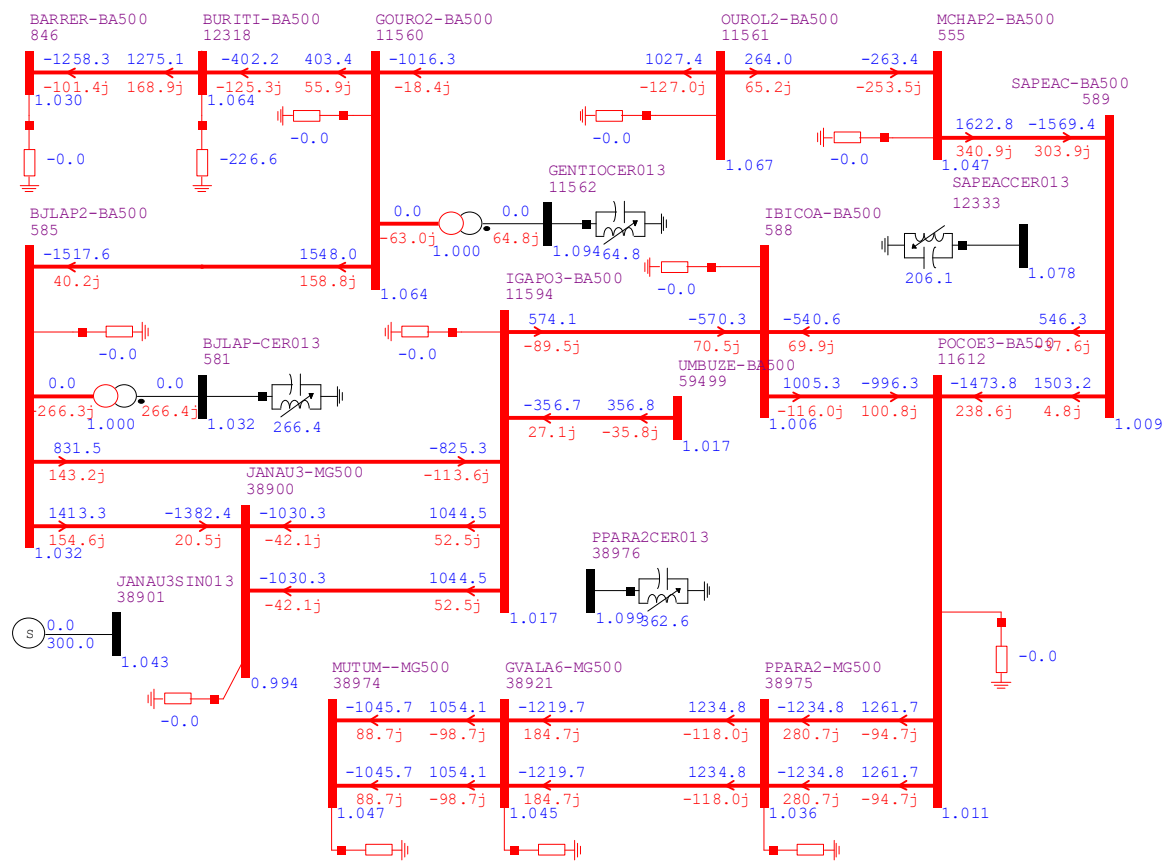


Figura 5-7 – Regime Normal de Operação – Cenário 1 – Patamar de Carga Média – Ano 2027

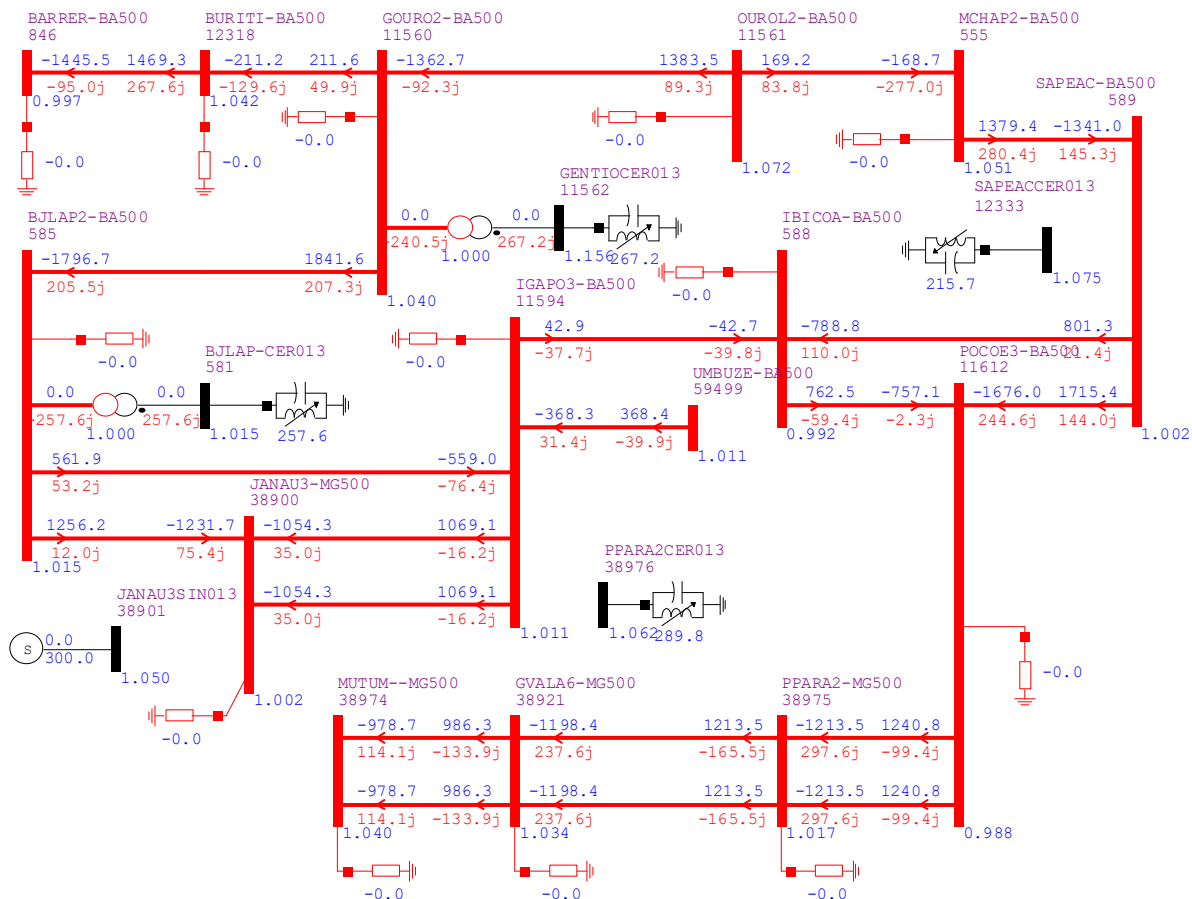


Figura 5-8 – Regime Normal de Operação – Cenário 1 – Patamar de Carga Leve – Ano 2027

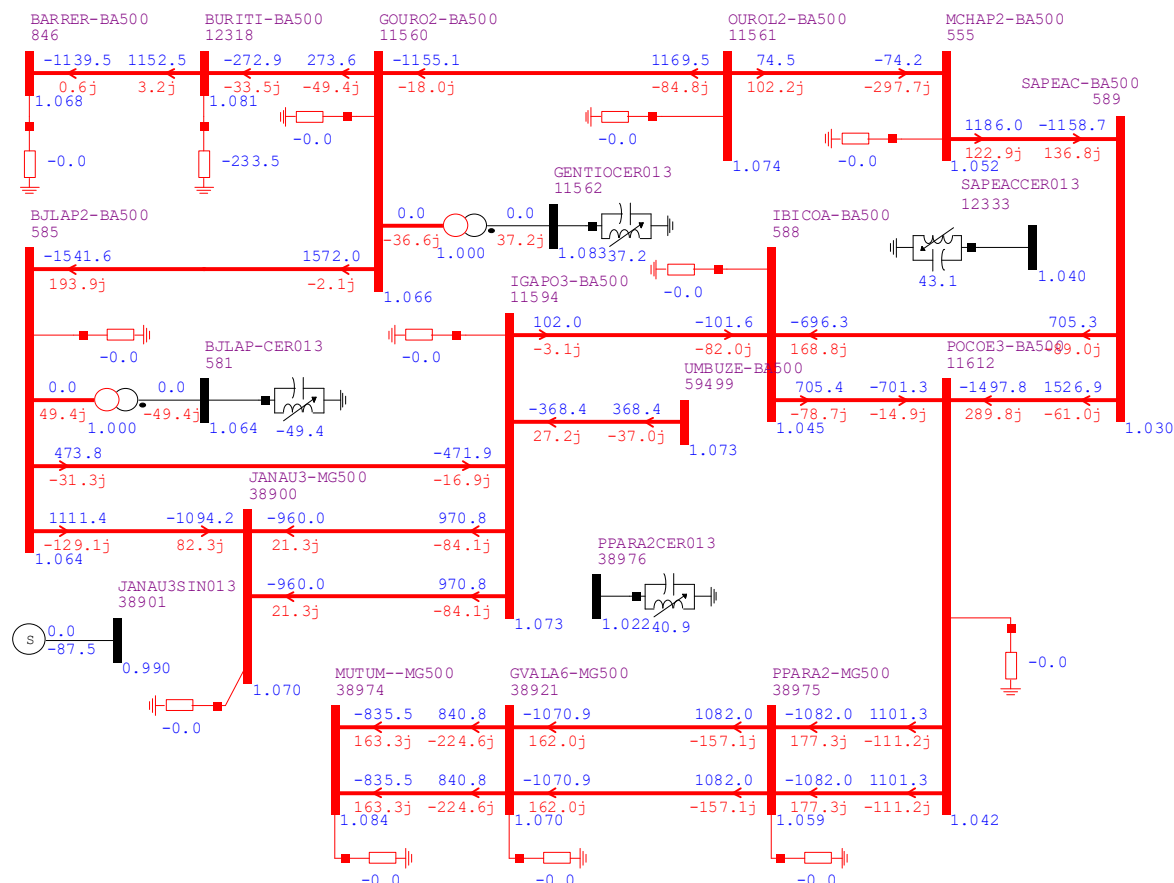


Figura 5-9 – Regime Normal de Operação – Cenário 1 – Patamar de Carga Pesada – Ano 2027

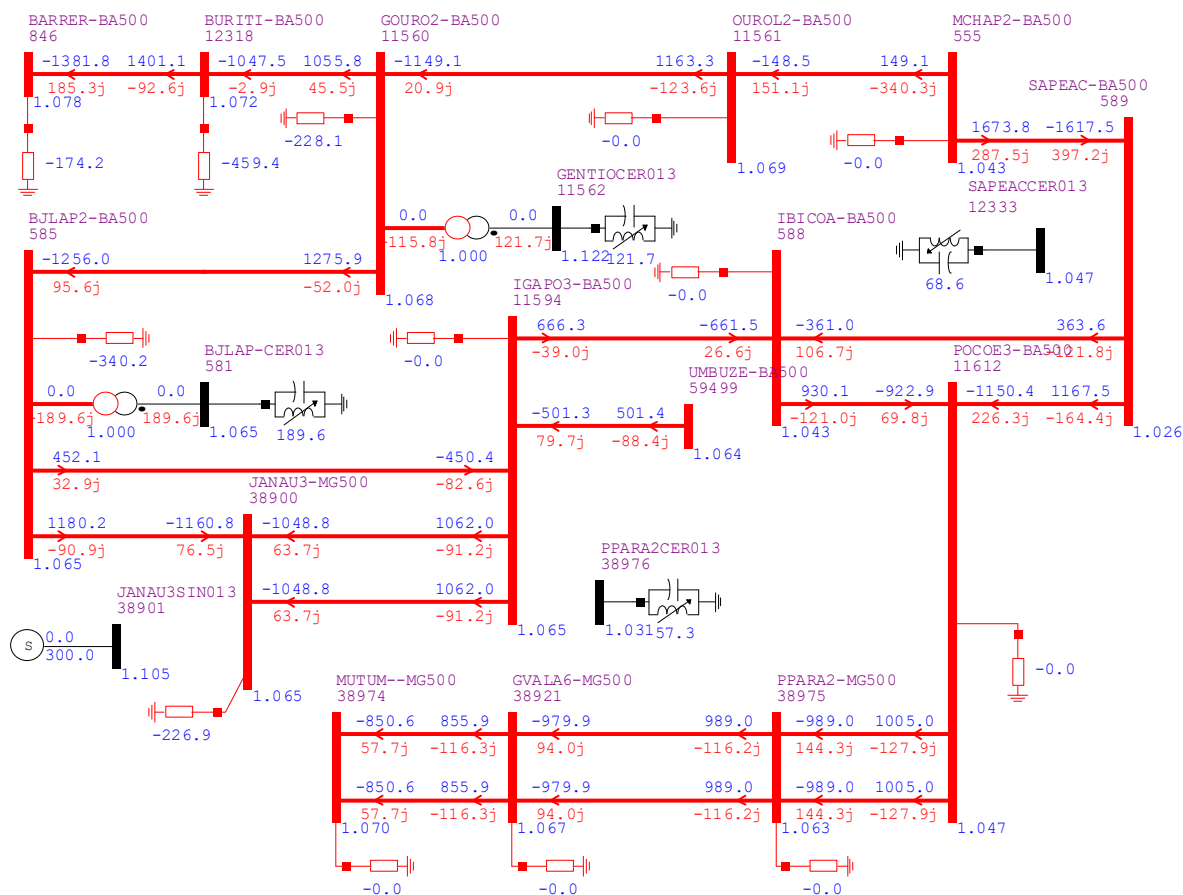


Figura 5-10 – Regime Normal de Operação – Cenário 2 – Patamar de Carga Média – Ano 2027

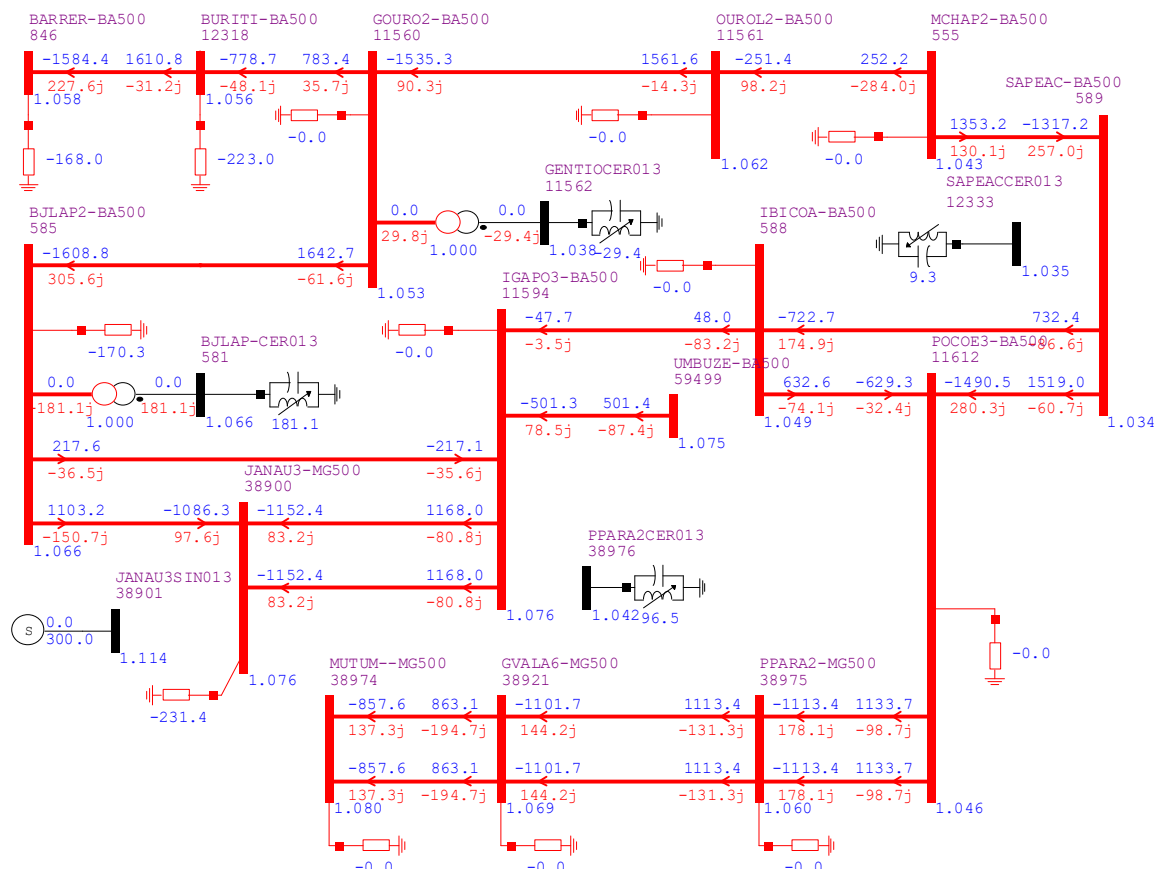


Figura 5-11 – Regime Normal de Operação – Cenário 2 – Patamar de Carga Leve – Ano 2027

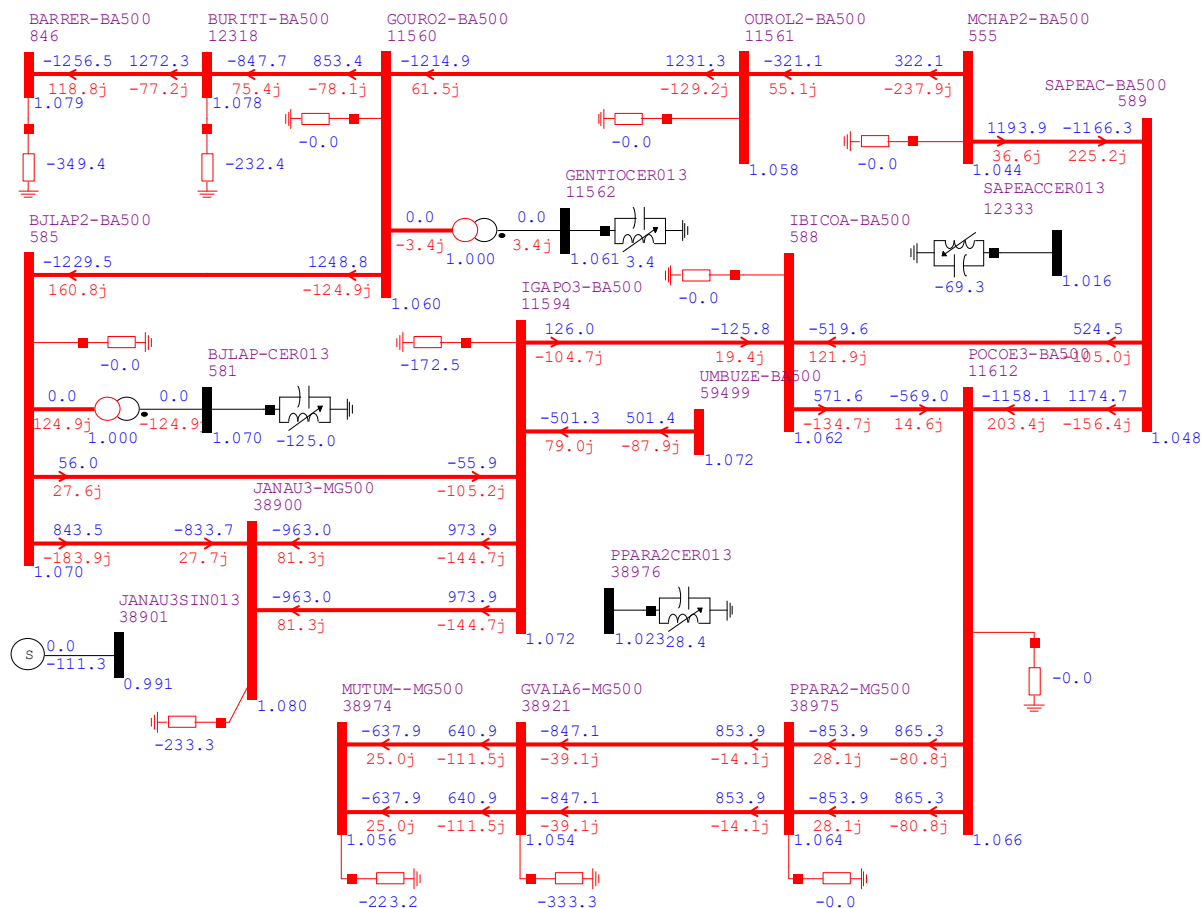


Figura 5-12 – Regime Normal de Operação – Cenário 2 – Patamar de Carga Pesada – Ano 2027

6 ESTUDO DE ALTERNATIVAS – REGIÃO CENTRAL DA BAHIA

6.1 Descrição das alternativas

Para escoamento dos potenciais eólicos e solares descritos no item 4.7, todas as alternativas consideram a implantação do 3º ATR 500/230 kV de 900 MVA na SE Ouroândia II (ano 2026), 3º ATR 500/230 kV de 900 MVA na SE Morro do Chapéu II (ano 2026), 3º ATR 500/230 kV de 900 MVA na SE Gentio do Ouro II (ano 2027) e 3º ATR 500/230 kV de 300 MVA na SE Bom Jesus da Lapa II (ano 2026). Além destes reforços, também são obras comuns a todas as alternativas os reatores de barra descritos no capítulo 8.

6.1.1 Alternativa 1

A Alternativa 1 considera a implantação da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1, com 358 km de extensão e configuração 6 x 795 MCM, conforme apresenta a Figura 6-1.

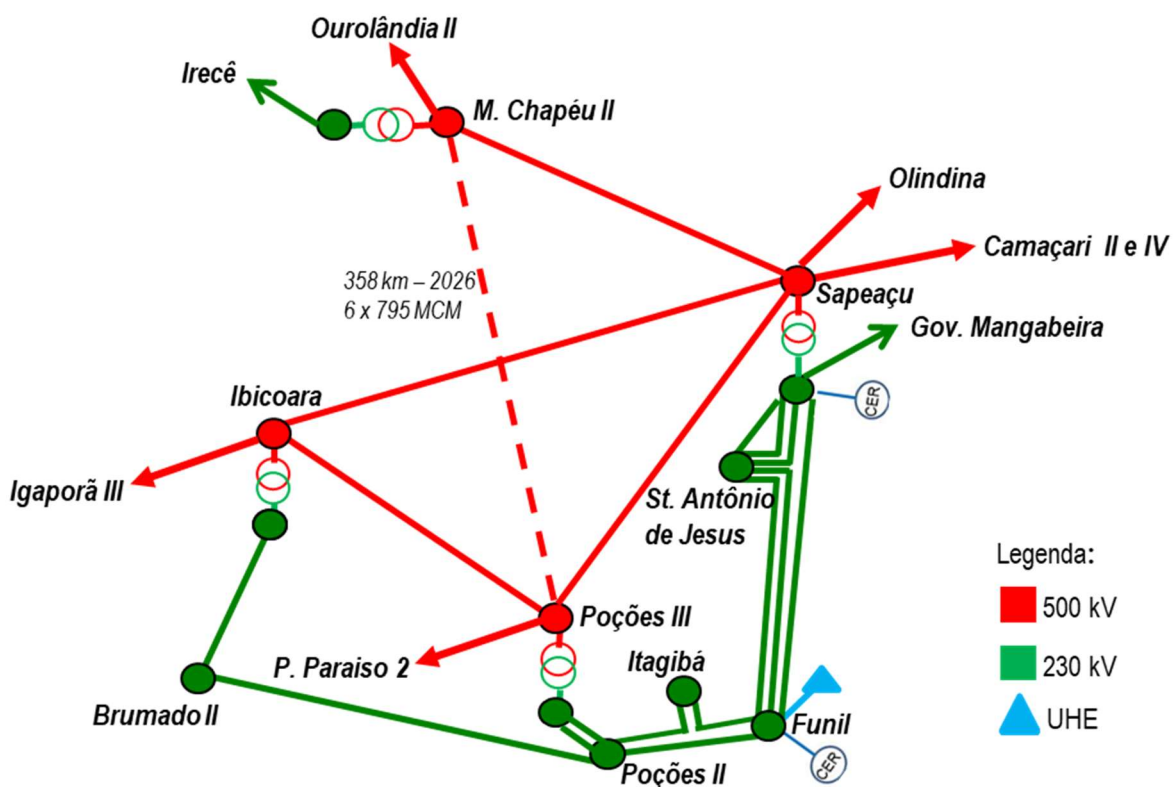


Figura 6-1 – Alternativa 1

6.1.2 Alternativa 2

A Alternativa 2 considera a implantação da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu C2, com 300 km de extensão e configuração 4 x 954 MCM e da LT 500 kV Sapeaçu – Poções III C2, com 260 km de extensão e configuração 6 x 795 MCM, conforme apresenta a Figura 6-2.

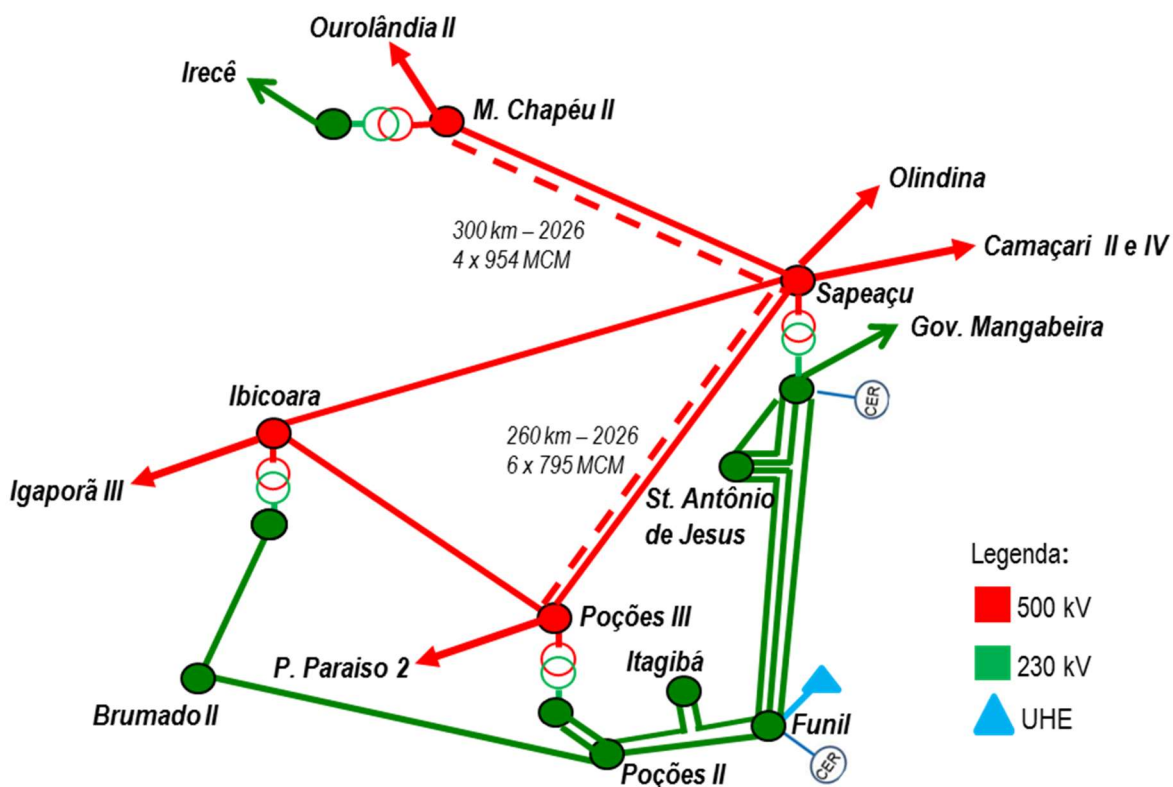


Figura 6-2 – Alternativa 2

6.1.3 Alternativa 3

A Alternativa 3 considera a implantação da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Ibicoara C1, com 236 km de extensão e configuração 6 x 795 MCM e da LT 500 kV Ibicoara – Poções III C2, com 165 km de extensão e configuração 6 x 795 MCM conforme apresenta a Figura 6-3.

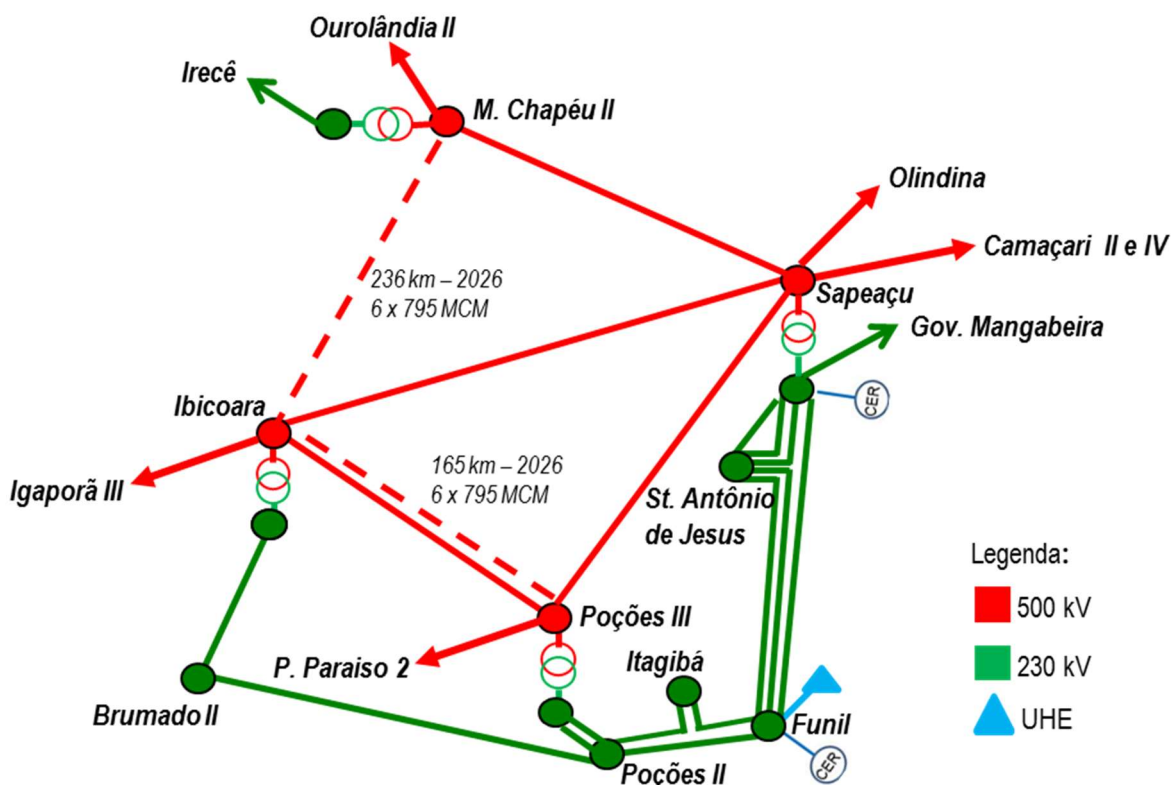


Figura 6-3 – Alternativa 3

6.2 Desempenho das alternativas

6.2.1 Desempenho da Alternativa 1

Conforme descrito no item 6.1.1, para aliviar o elevado carregamento no eixo 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu – Poções III, a Alternativa 1 considera a implantação da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1, com 358 km de extensão e configuração 6 x 795 MCM.

Da Figura 6-4 a Figura 6-15 são apresentados os resultados das simulações de fluxo de potência em regime normal de operação, nos cenários 1 e 2 (mais críticos para o escoamento na região), patamares de carga Pesada, Média e Leve, anos 2026 e 2027, depois de inserida a LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1.

Da Figura 6-16 a Figura 6-21 são apresentadas as principais contingências no eixo 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu – Poções III, nos anos 2026 e 2027, apenas para o Cenário 1, patamar de Carga Média, (mais crítico para o escoamento na região).

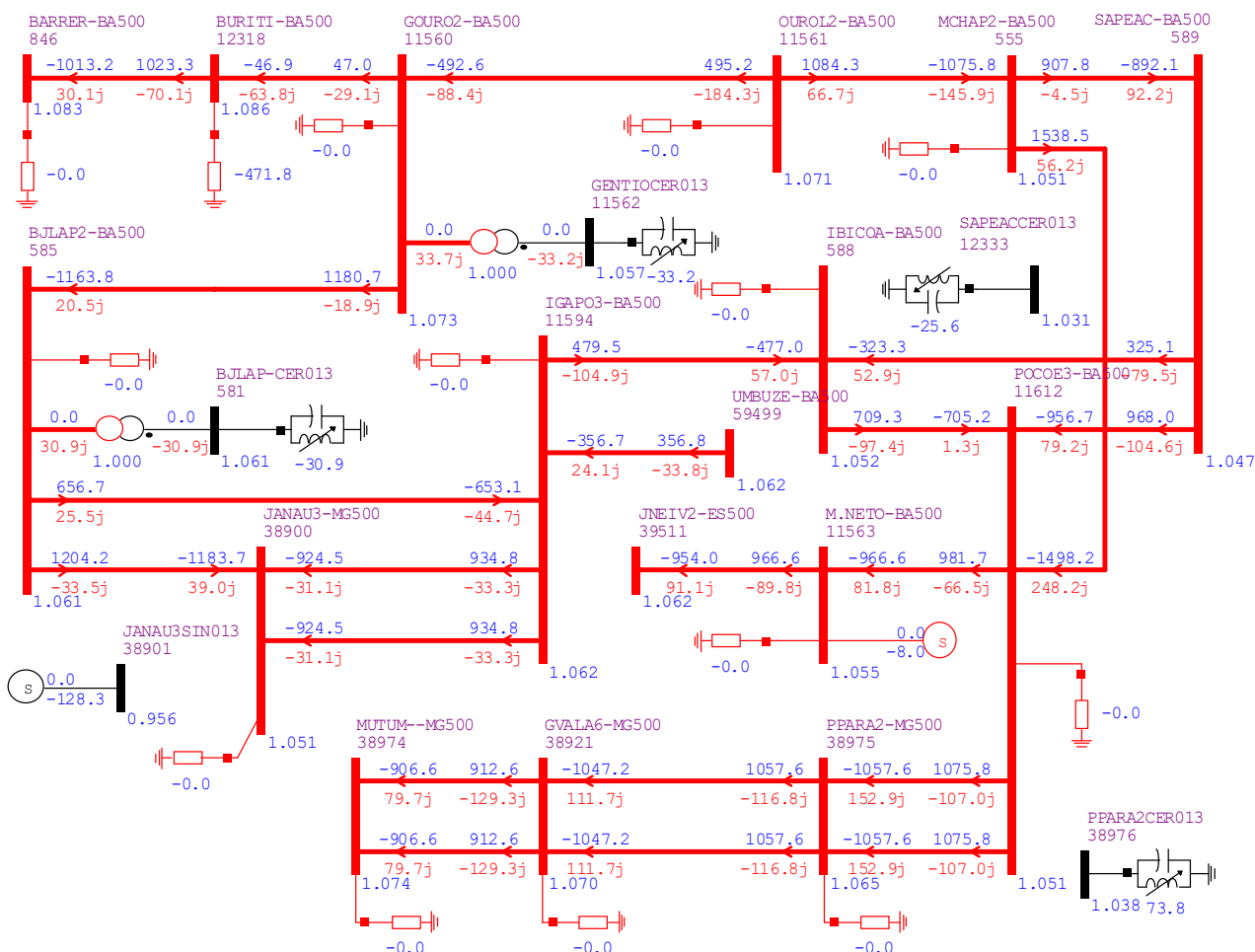


Figura 6-4 – Alternativa 1 – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2026

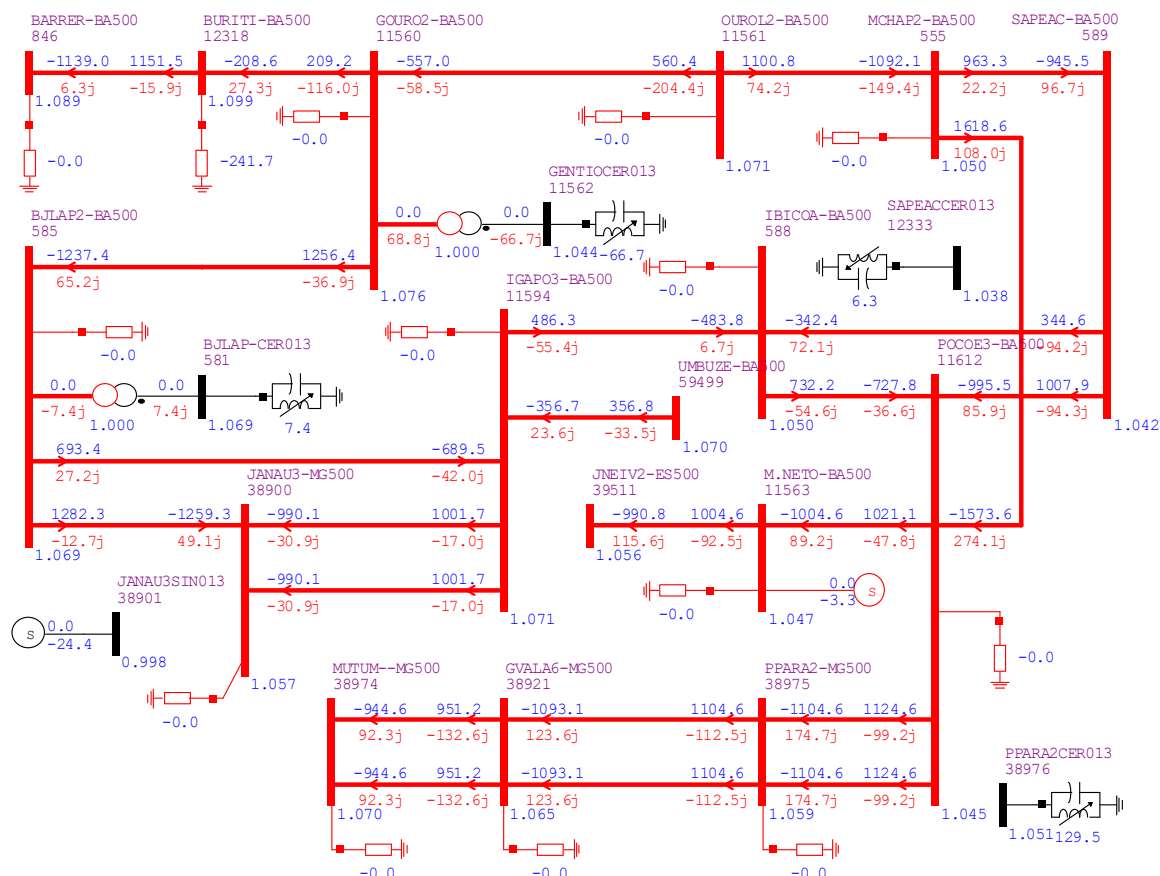


Figura 6-5 – Alternativa 1 – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2027

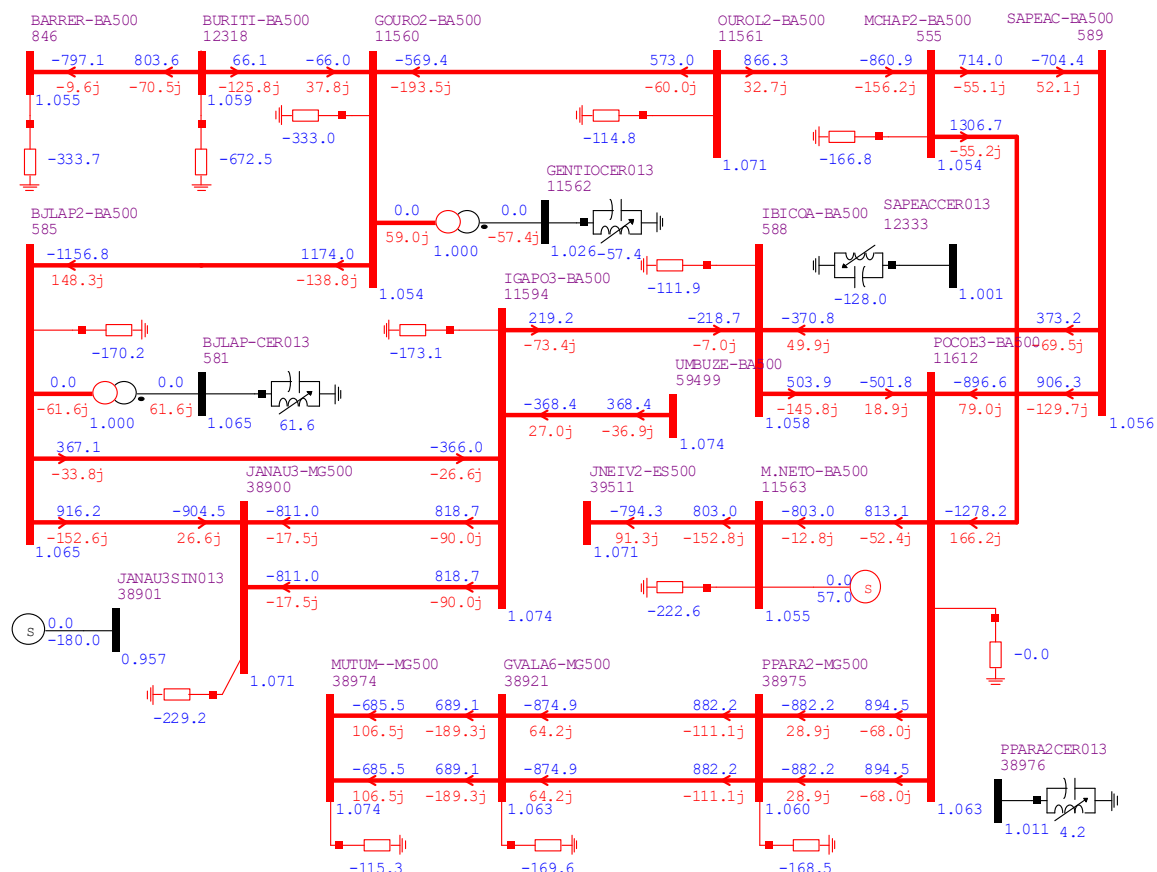


Figura 6-6 – Alternativa 1 – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 1 – Ano 2026

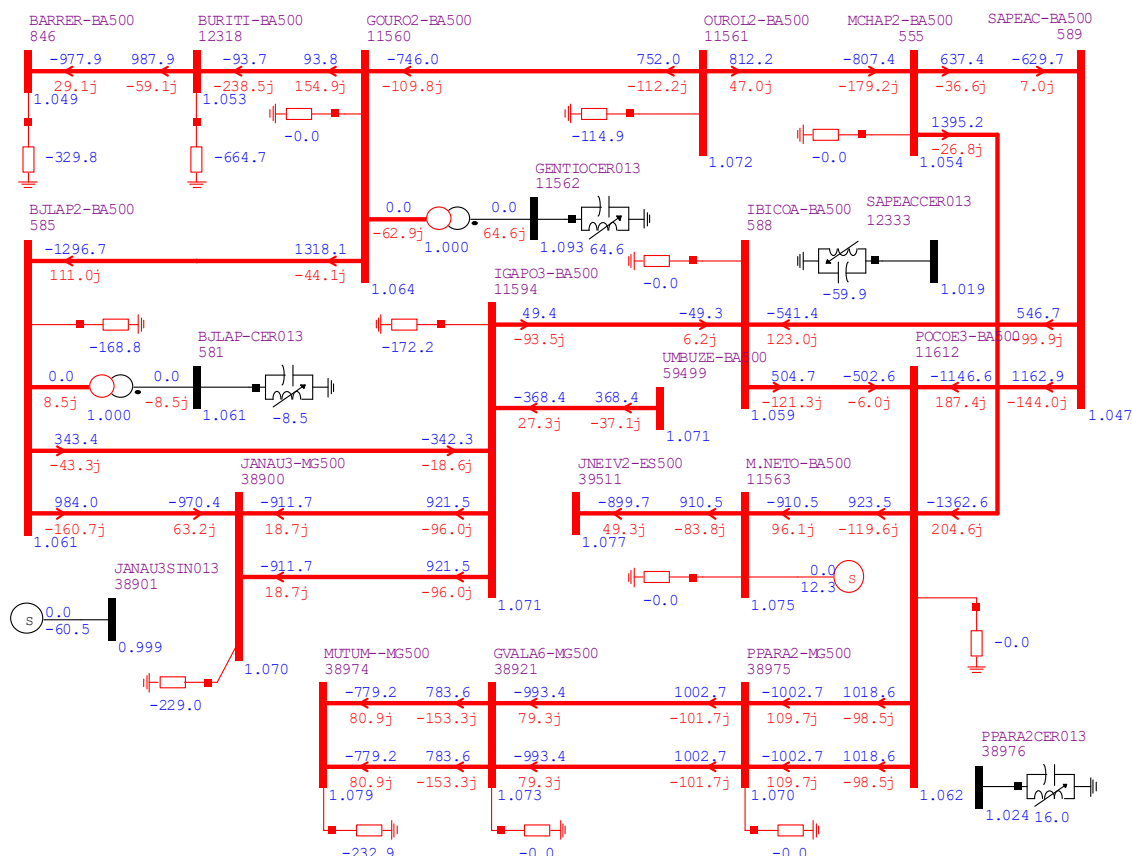


Figura 6-7 – Alternativa 1 – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 1 – Ano 2027

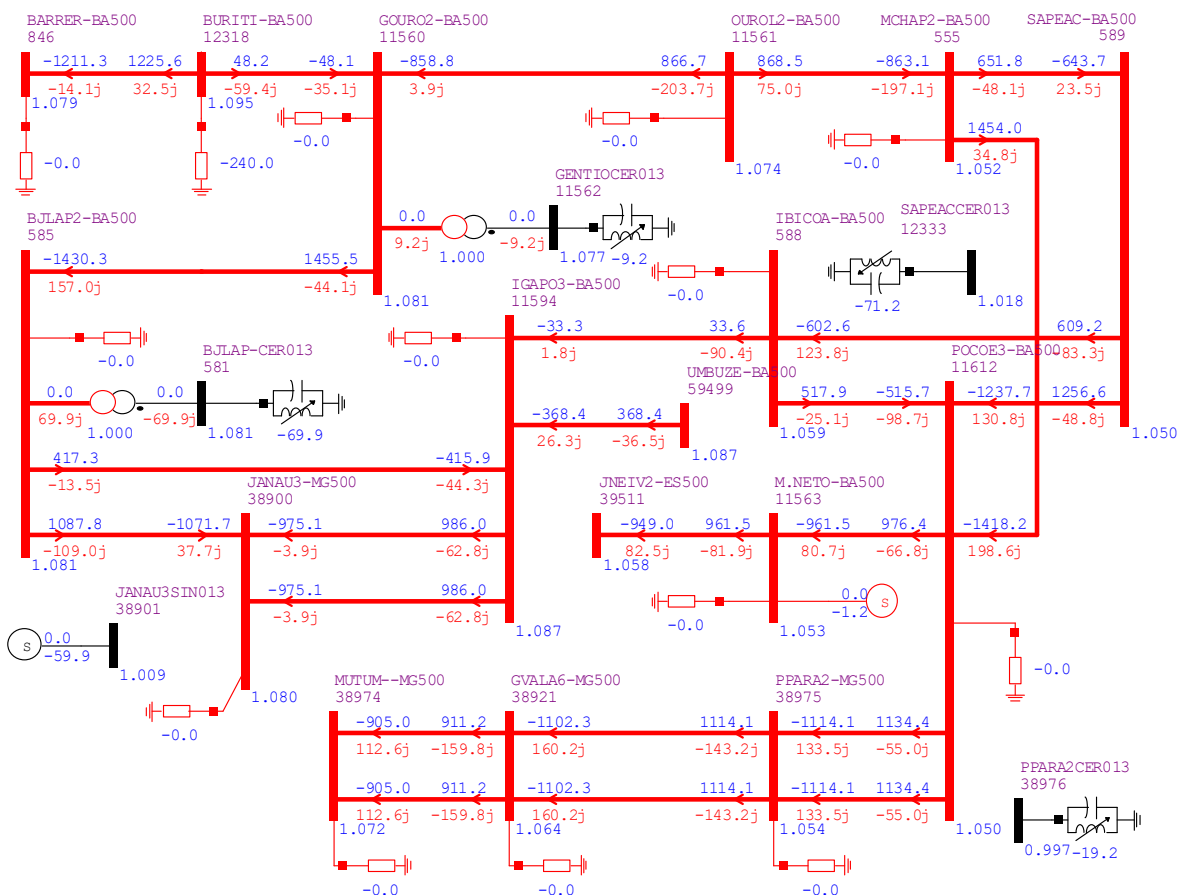


Figura 6-8 – Alternativa 1 – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 1 – Ano 2026

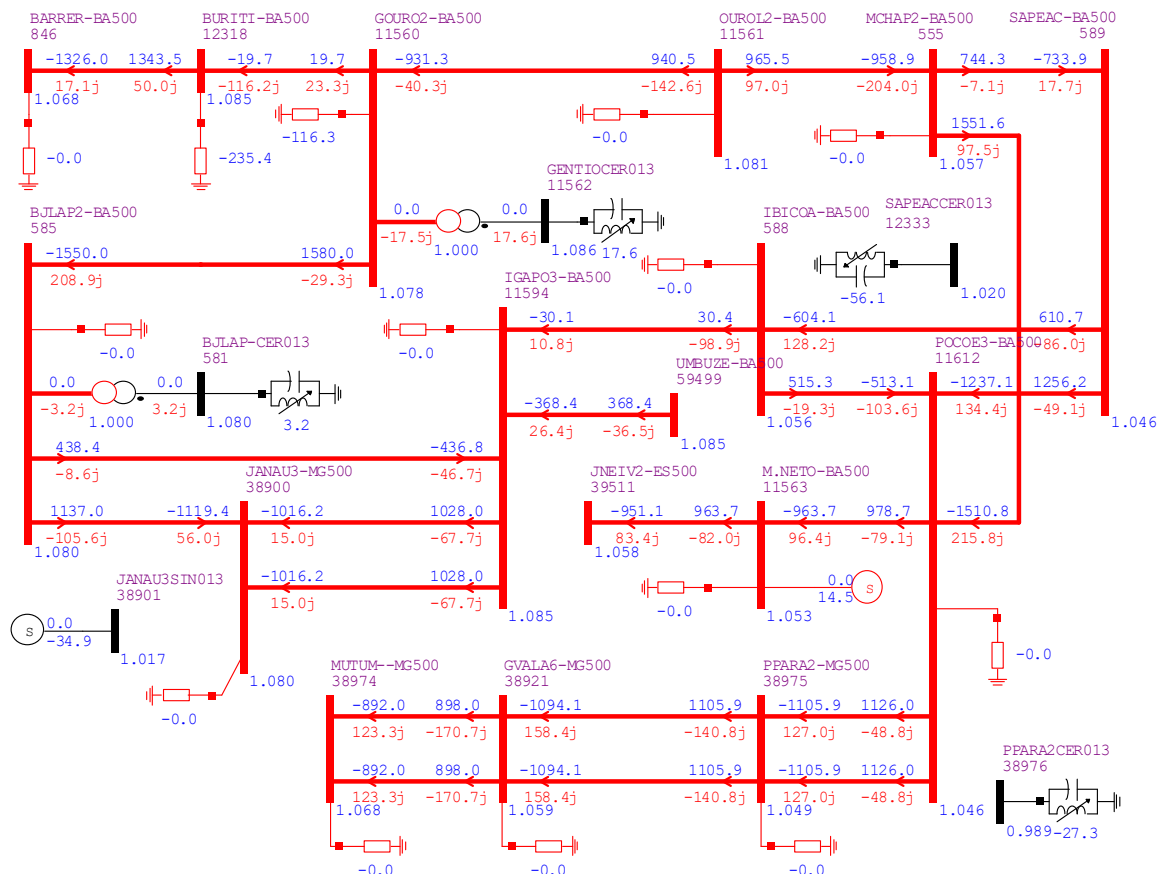


Figura 6-9 – Alternativa 1 – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 1 – Ano 2027

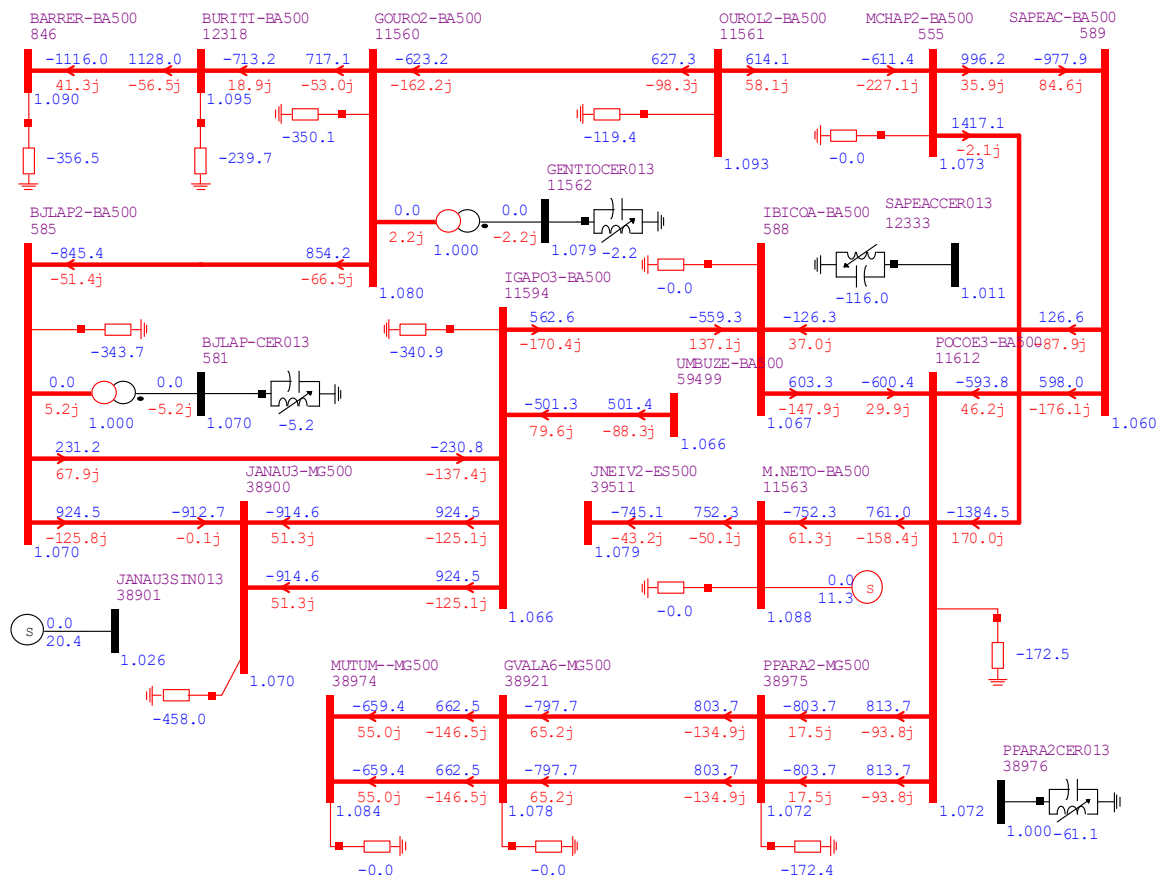


Figura 6-10 – Alternativa 1 – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 2 – Ano 2026



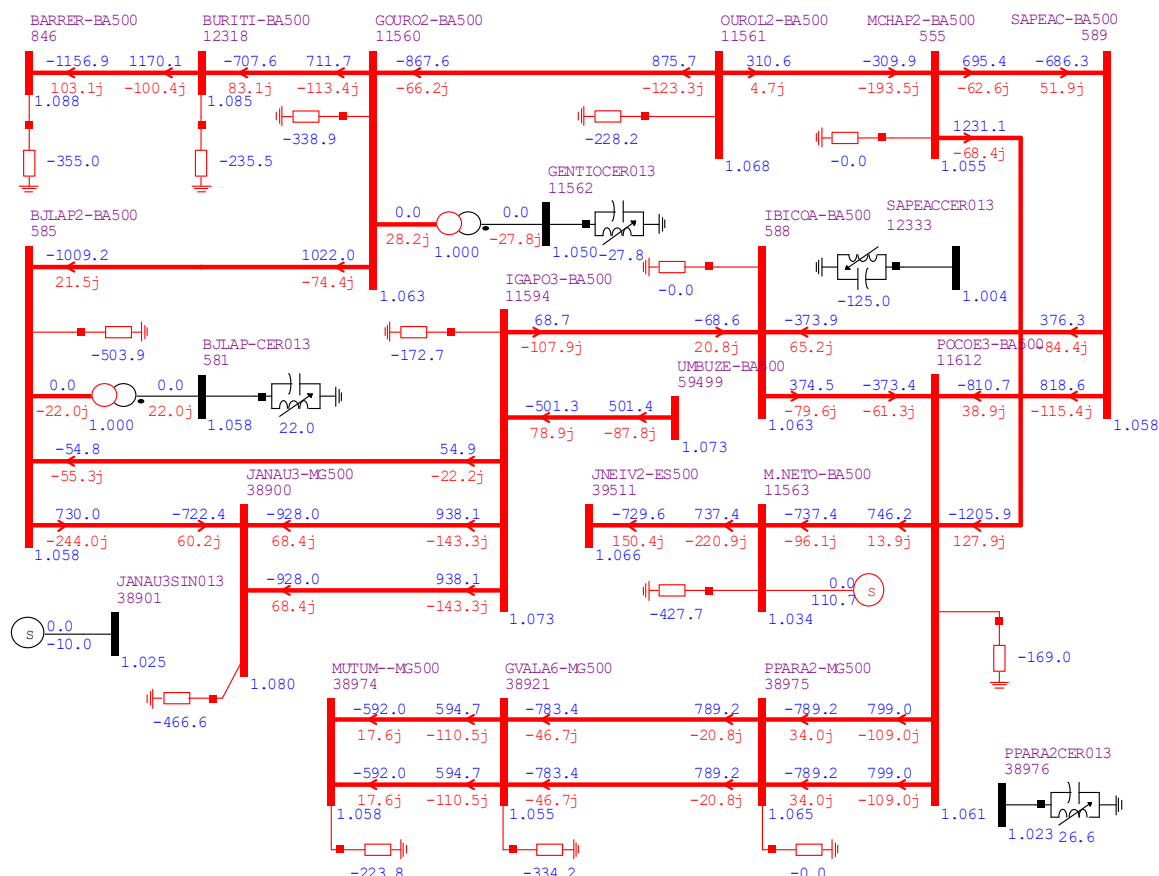


Figura 6-13 – Alternativa 1 – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 2 – Ano 2027

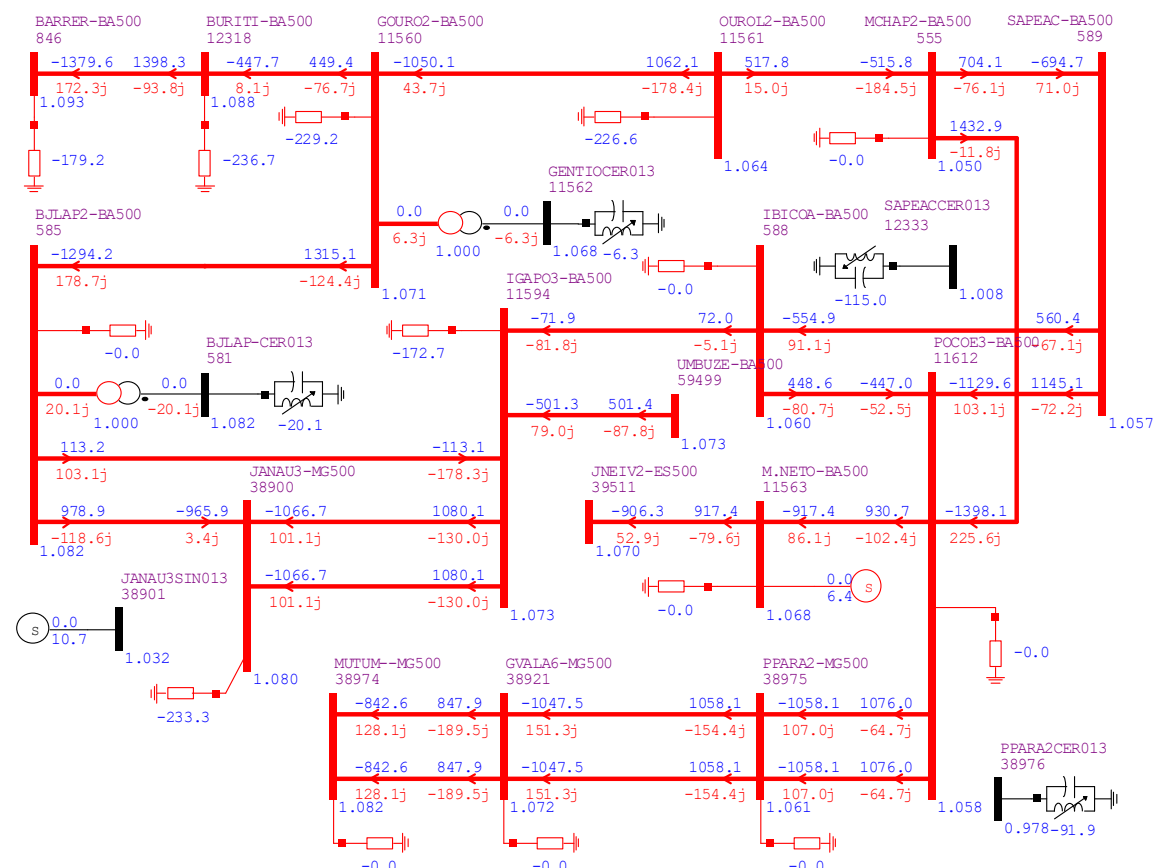


Figura 6-14 – Alternativa 1 – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 2 – Ano 2026

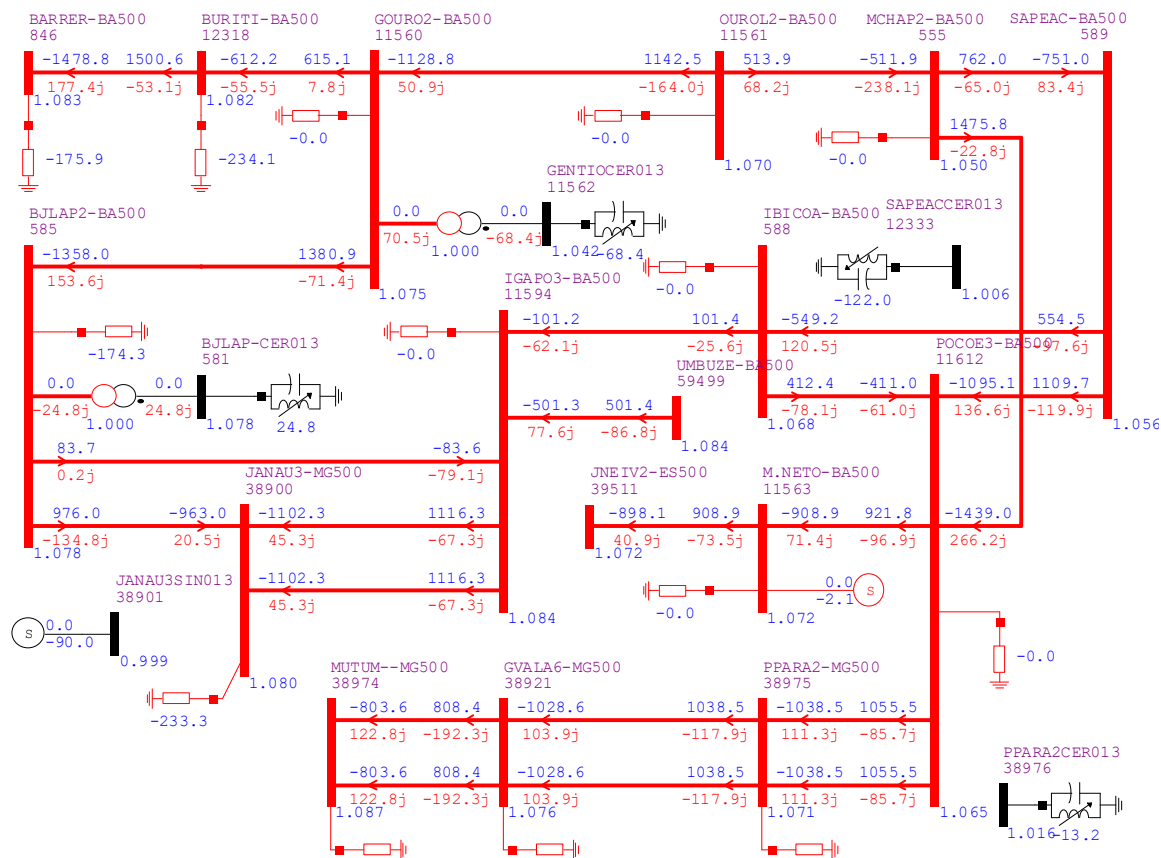


Figura 6-15 – Alternativa 1 – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 2 – Ano 2027

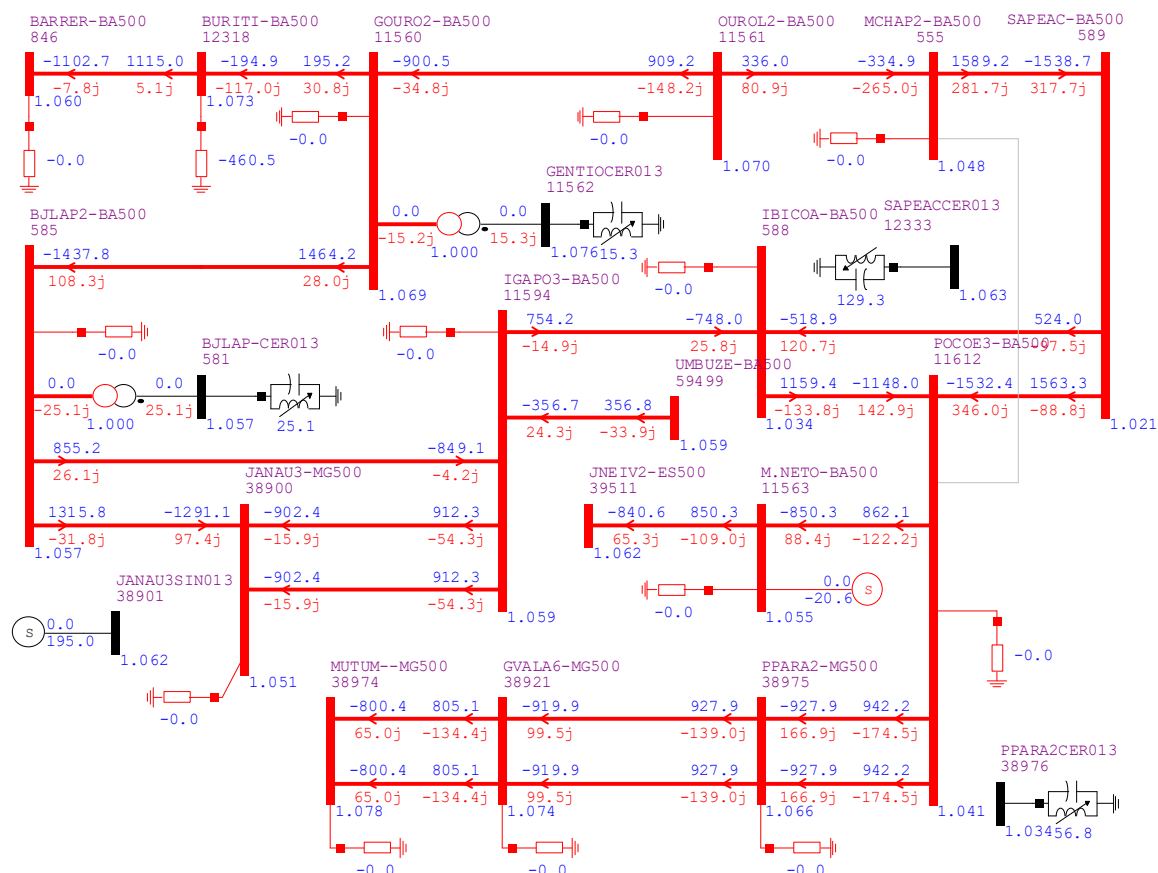


Figura 6-16 – Alternativa 1 – Contingência da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2026

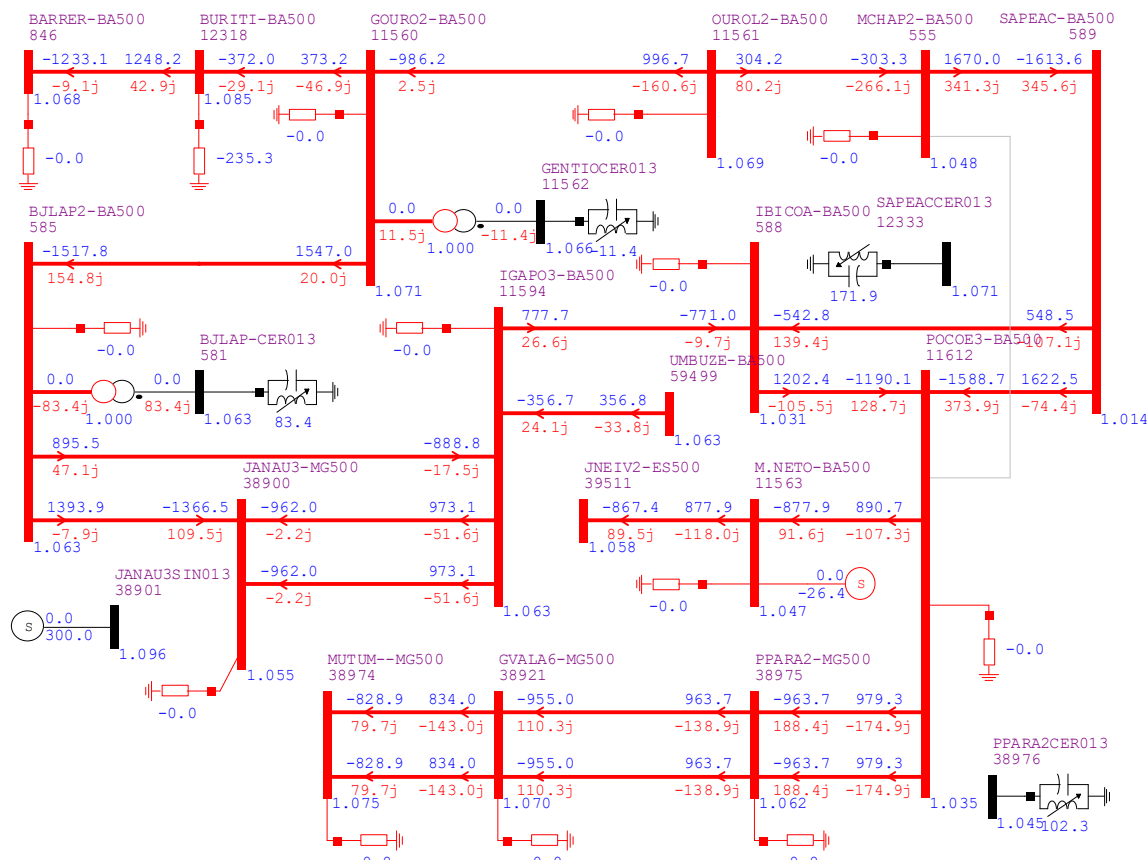


Figura 6-17 – Alternativa 1 – Contingência da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2027

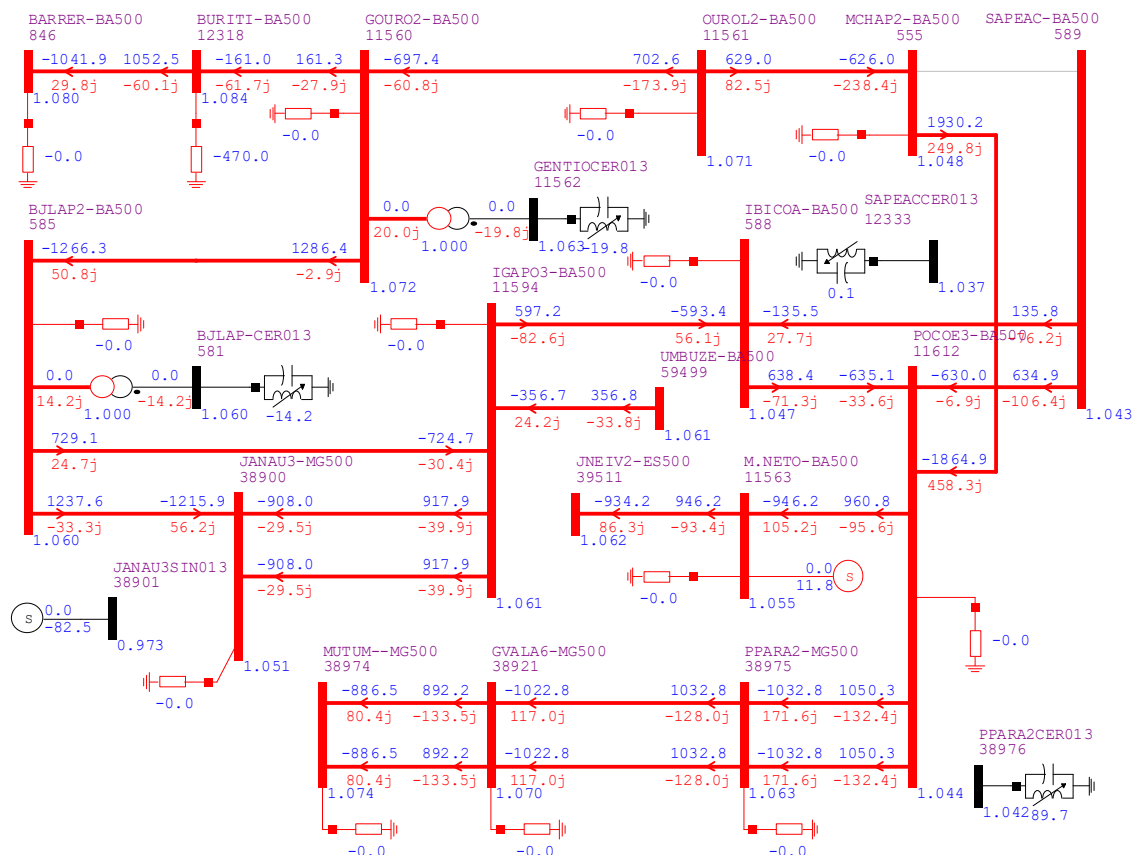


Figura 6-18 – Alternativa 1 – Contingência da LT 500 kV Morro do Chapéu II - Sapeaçu C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2026

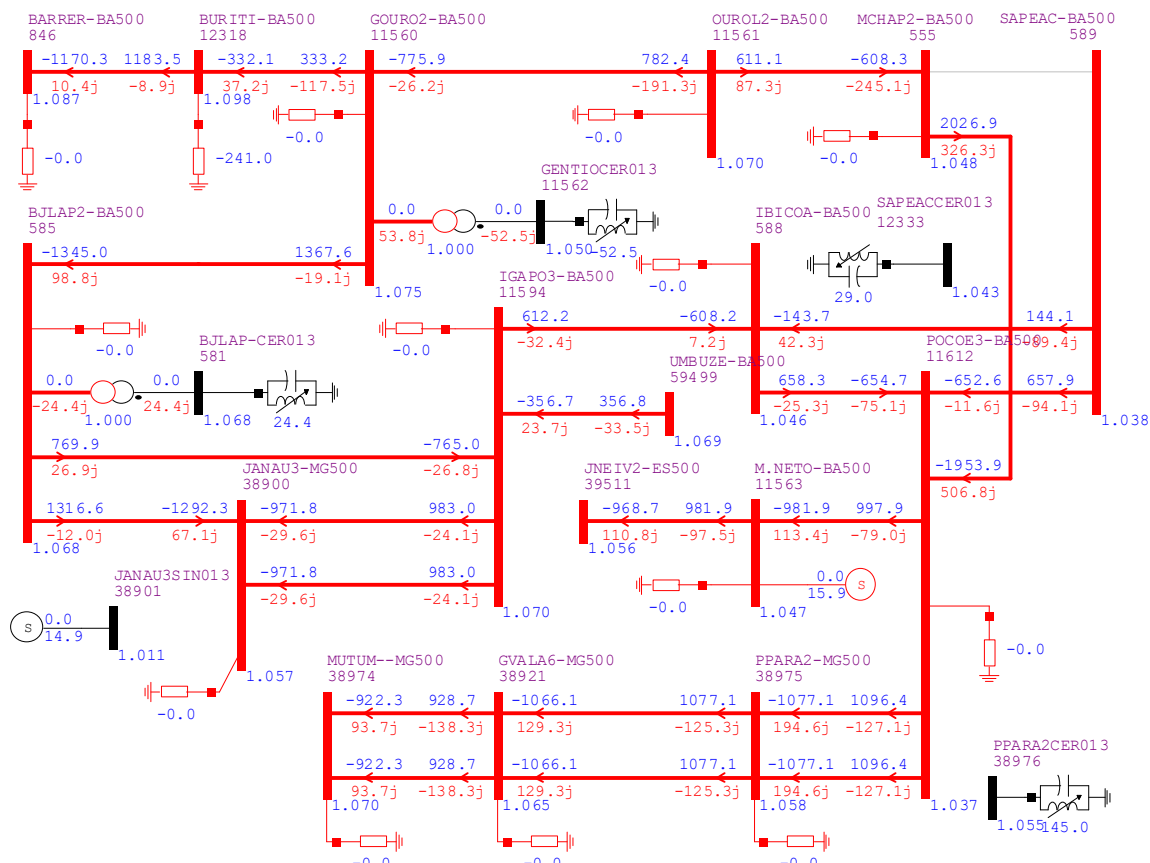


Figura 6-19 – Alternativa 1 – Contingência da LT 500 kV Morro do Chapéu II - Sapeaçu C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2027

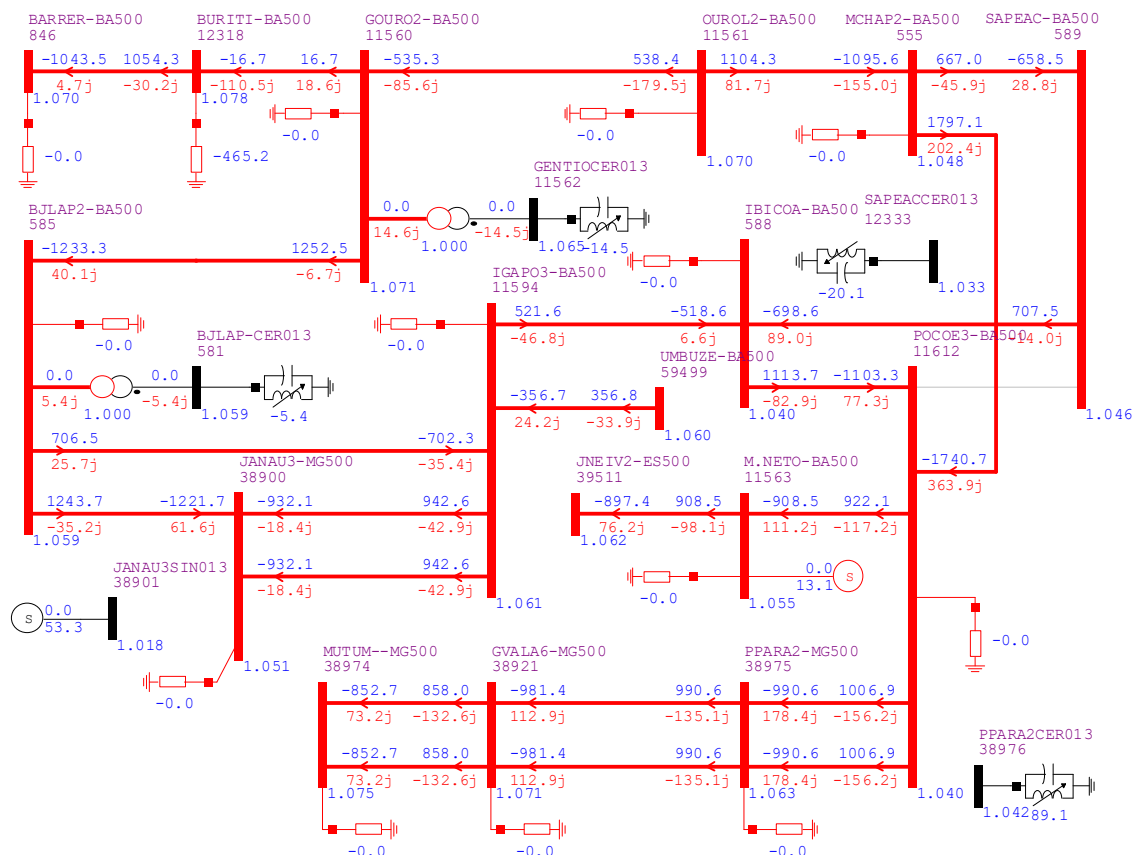


Figura 6-20 – Alternativa 1 – Contingência da LT 500 kV Sapeaçu – Poções III C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2026

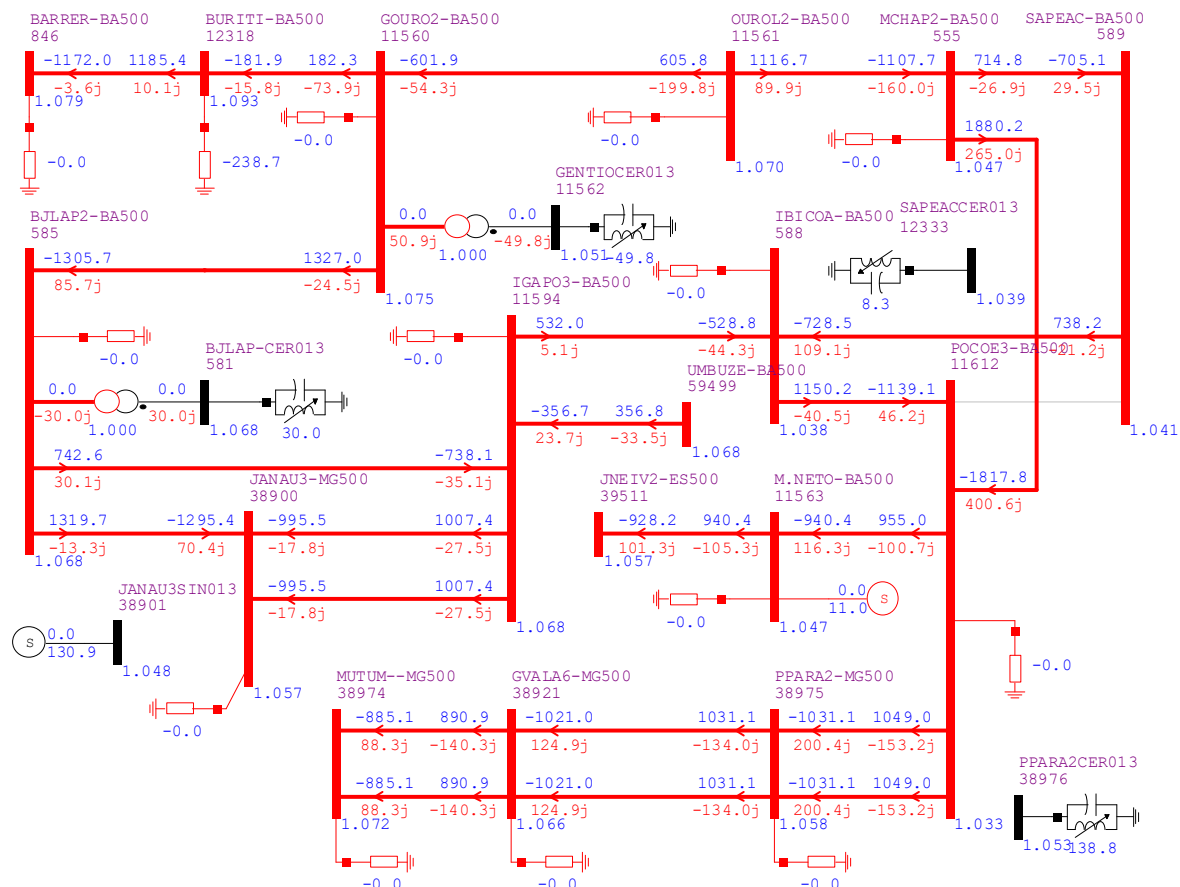


Figura 6-21 – Alternativa 1 – Contingência da LT 500 kV Sapeaçu – Poções III C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2027

6.2.2 Desempenho da Alternativa 2

Conforme descrito no item 6.1.2, para aliviar o elevado carregamento no eixo 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu – Poções III, a Alternativa 2 considera a implantação das LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu C2 e Sapeaçu – Poções III C2.

Da Figura 6-22 a Figura 6-33 são apresentados os resultados das simulações de fluxo de potência em regime normal de operação, nos cenários 1 e 2 (mais críticos para o escoamento na região), patamares de carga Pesada, Média e Leve, anos 2026 e 2027, depois de inserida a LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1.

Da Figura 6-34 a Figura 6-37 são apresentadas as principais contingências no eixo 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu – Poções III, nos anos 2026 e 2027, apenas para o Cenário 1, patamar de Carga Média, (mais crítico para o escoamento na região).

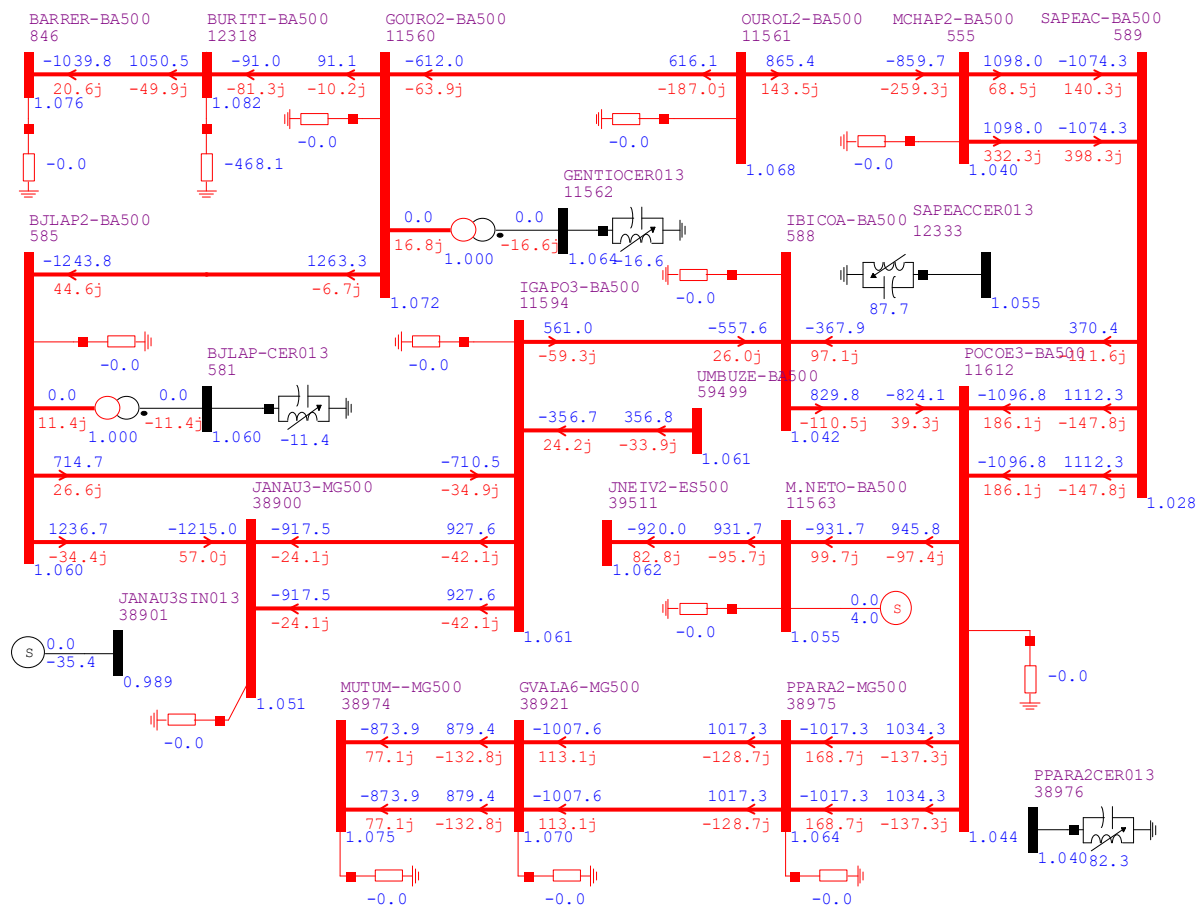


Figura 6-22 – Alternativa 2 – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2026

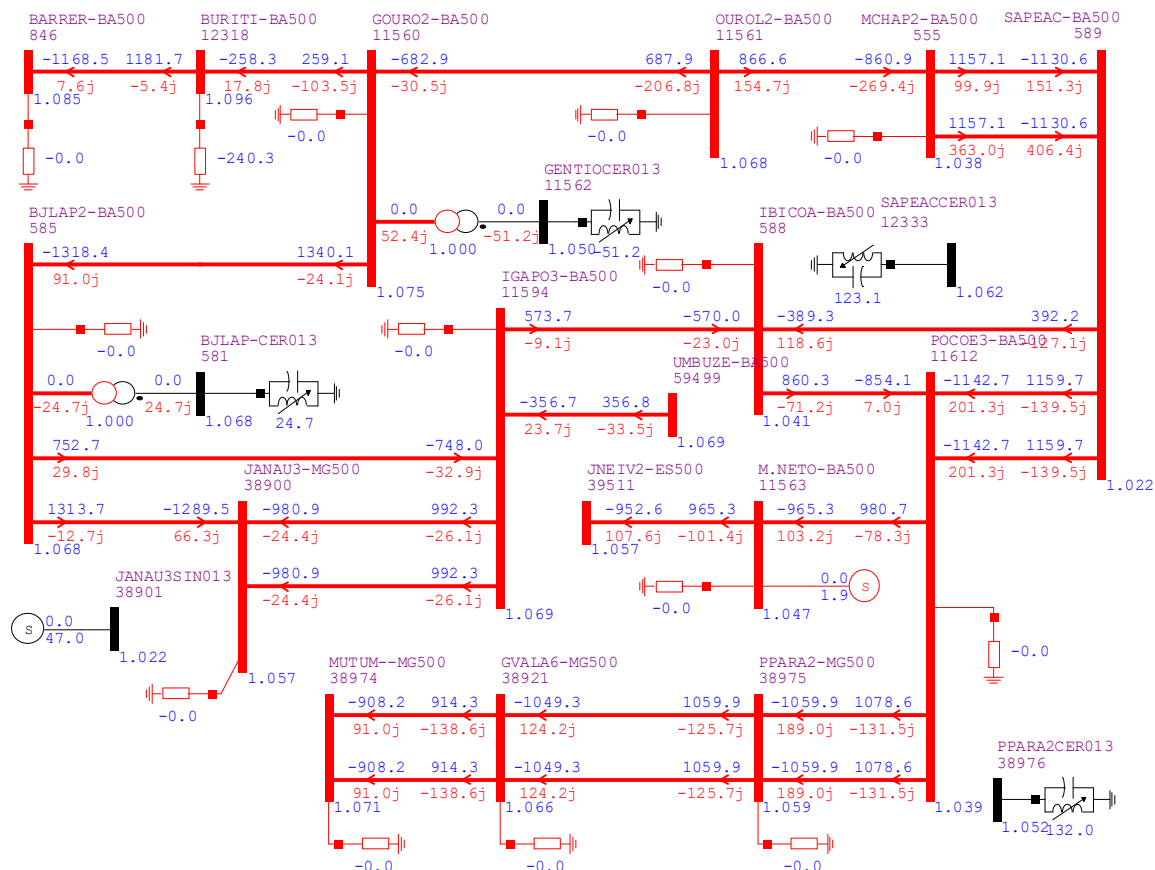
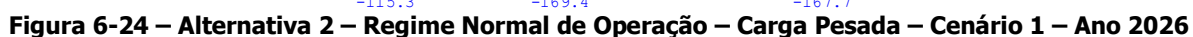


Figura 6-23 – Alternativa 2 – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2027



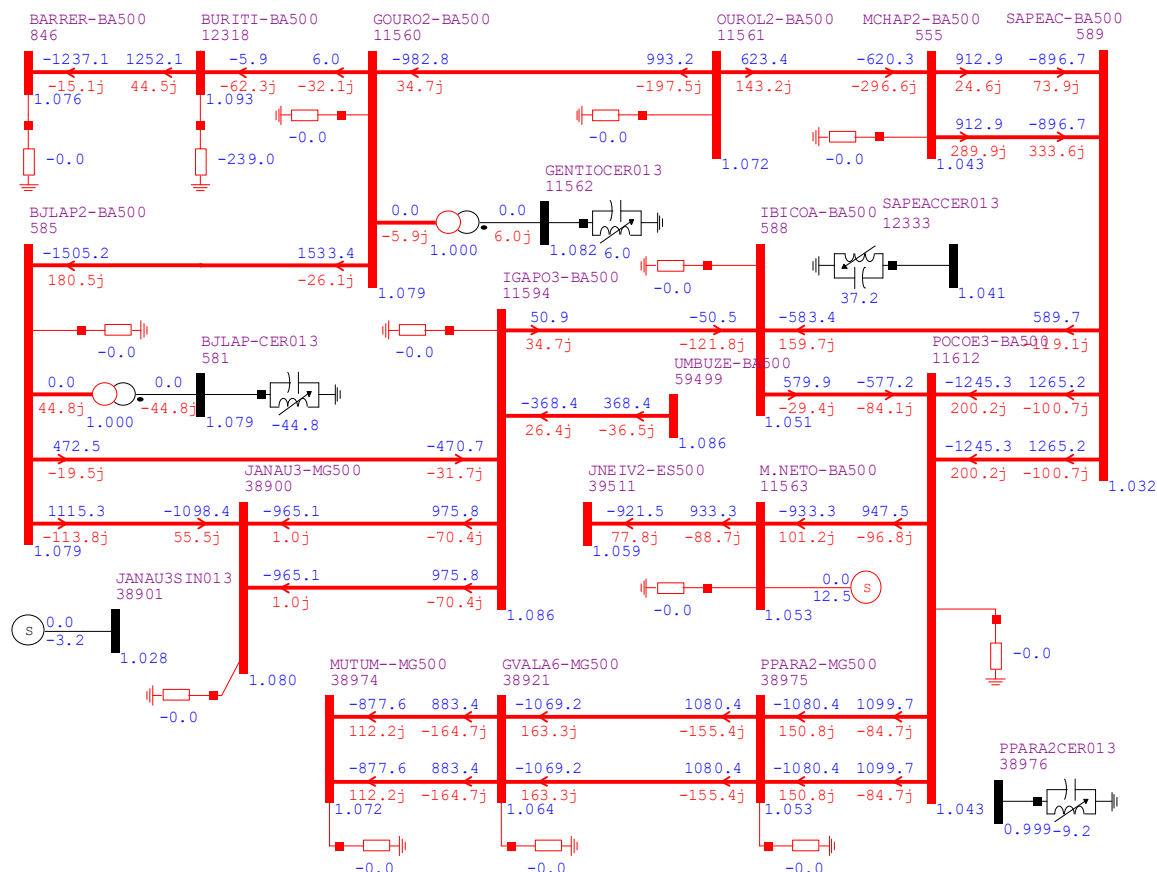


Figura 6-26 – Alternativa 2 – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 1 – Ano 2026

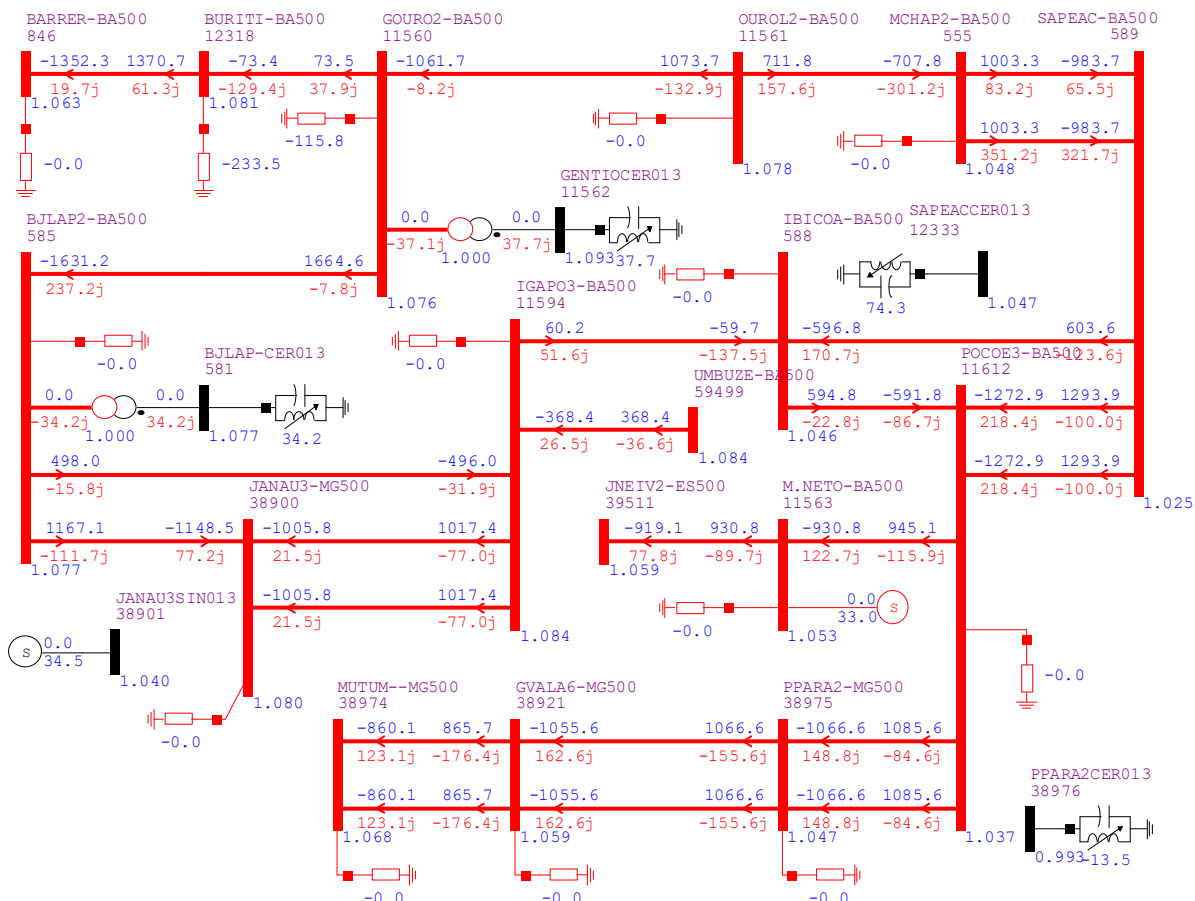


Figura 6-27 – Alternativa 2 – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 1 – Ano 2027

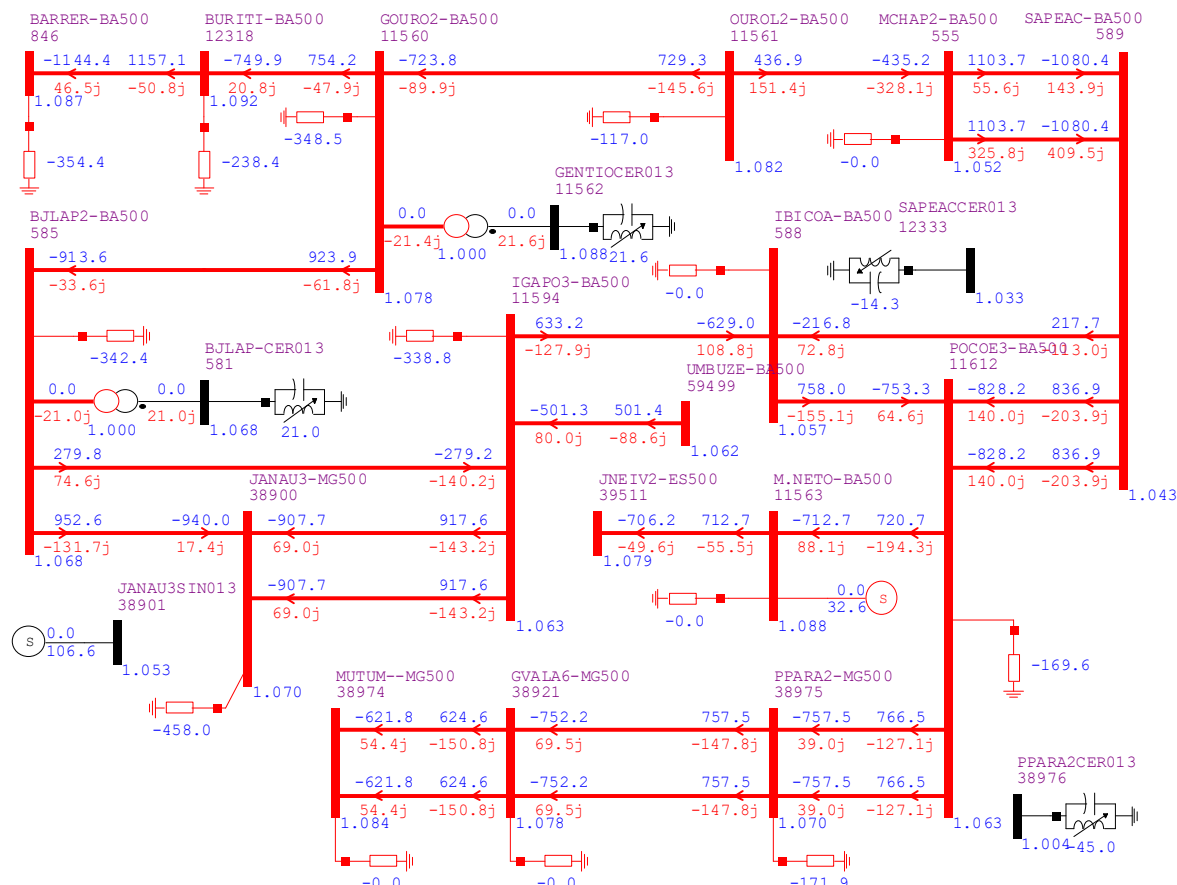


Figura 6-28 – Alternativa 2 – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 2 – Ano 2026

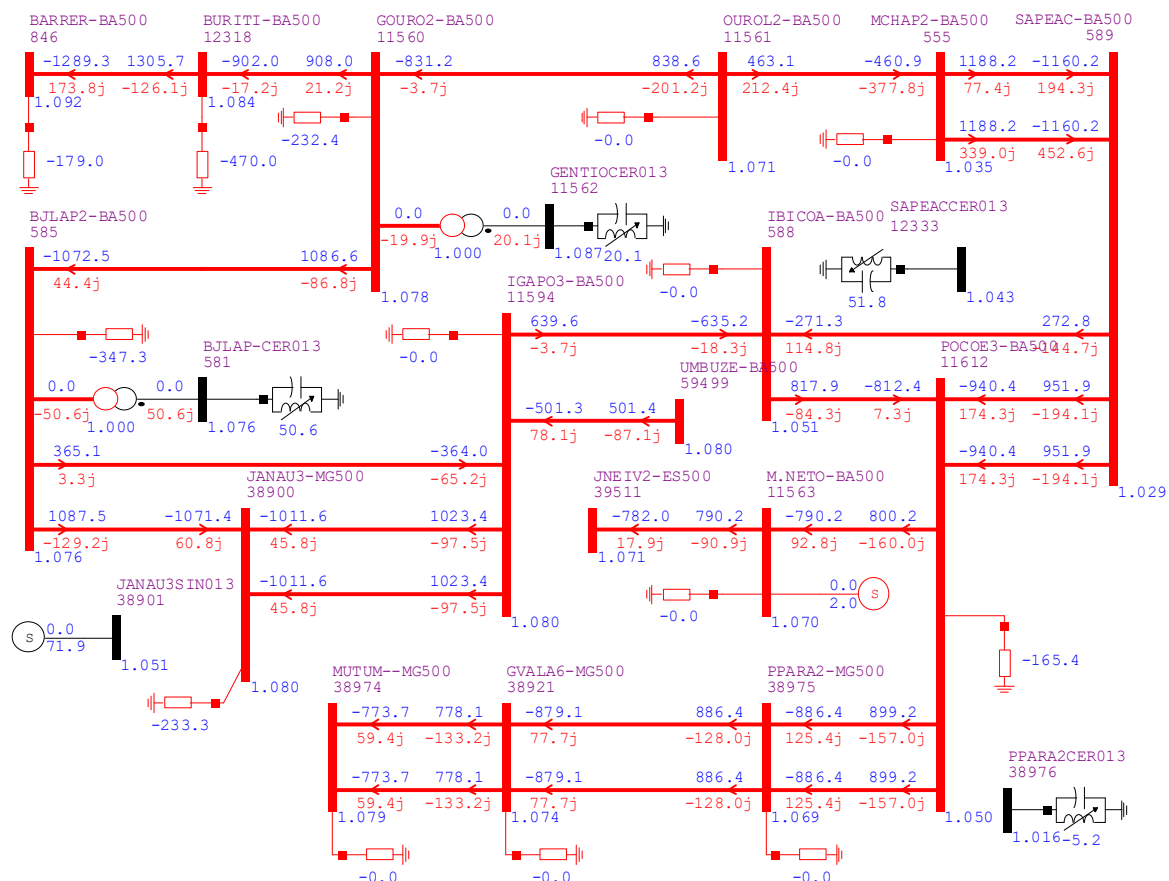


Figura 6-29 – Alternativa 2 – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 2 – Ano 2027

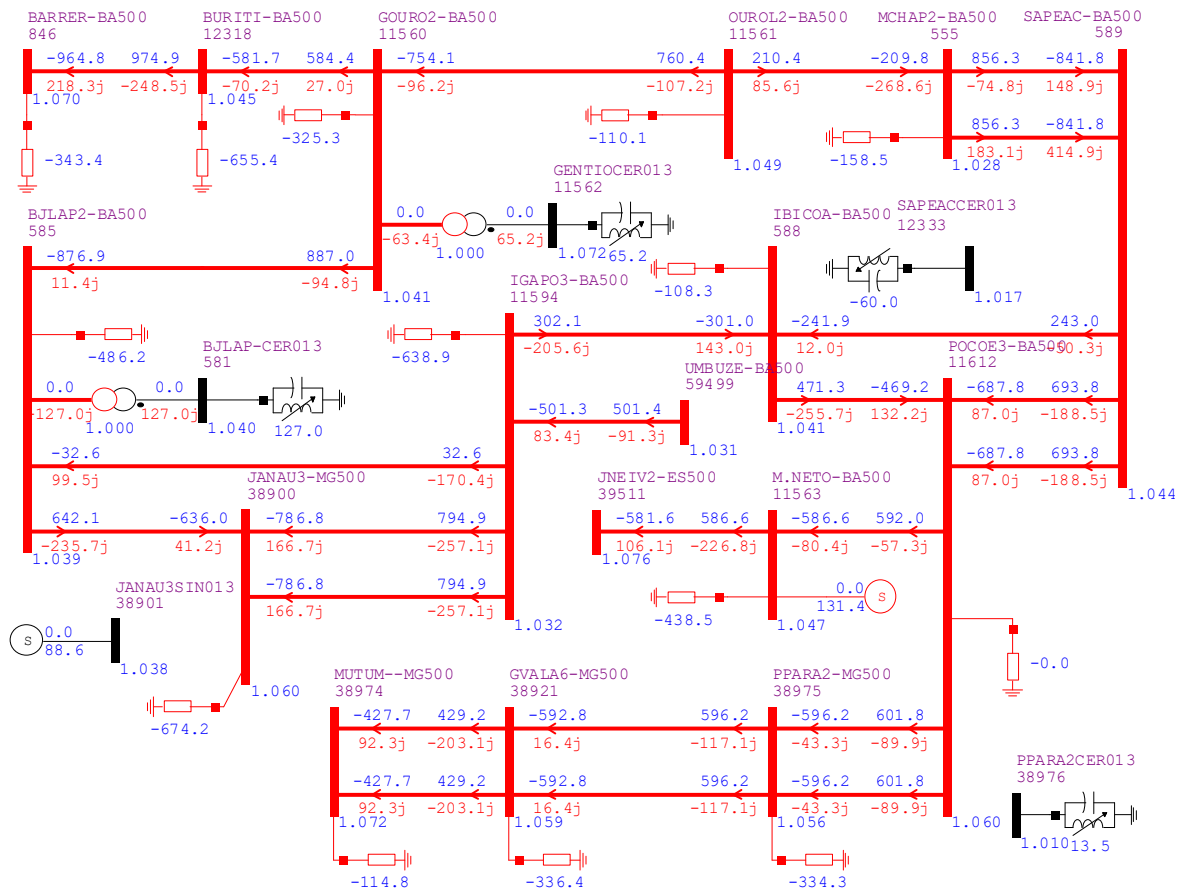


Figura 6-30 – Alternativa 2 – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 2 – Ano 2026

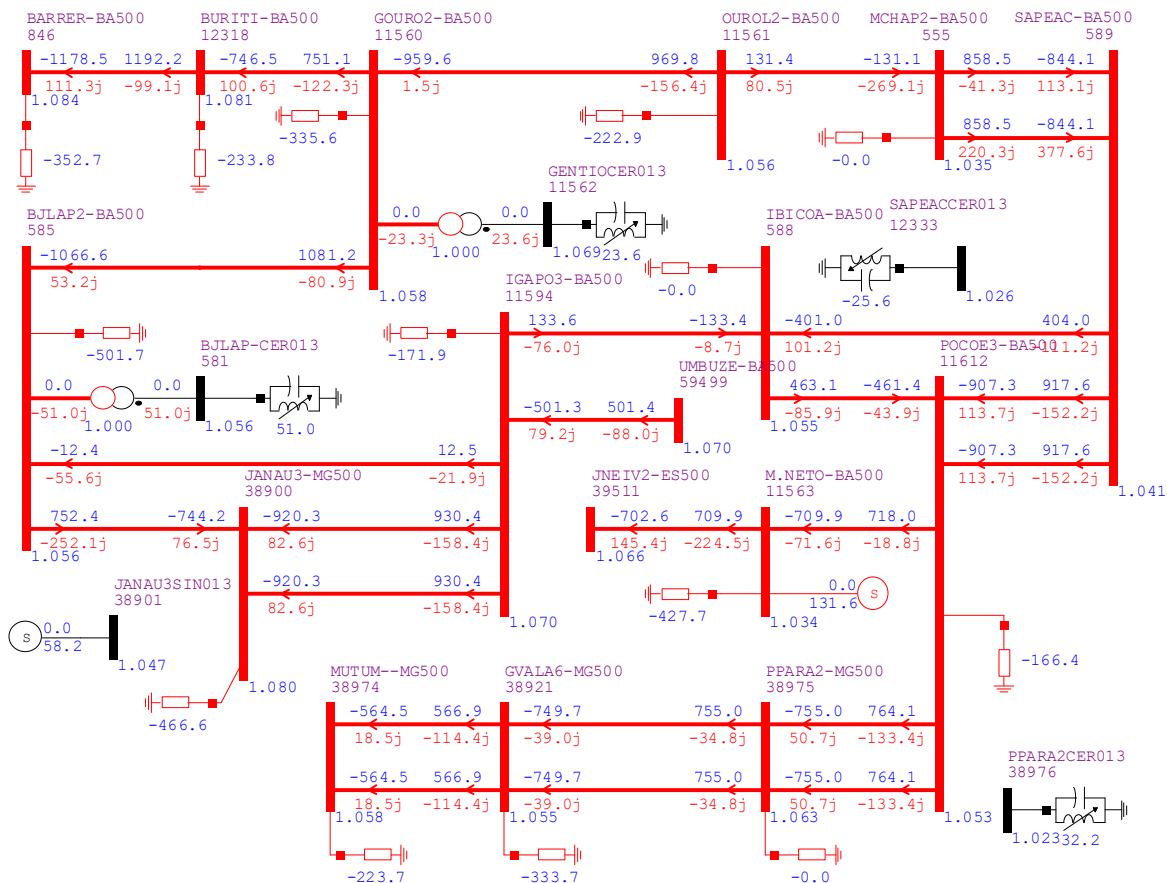


Figura 6-31 – Alternativa 2 – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 2 – Ano 2027

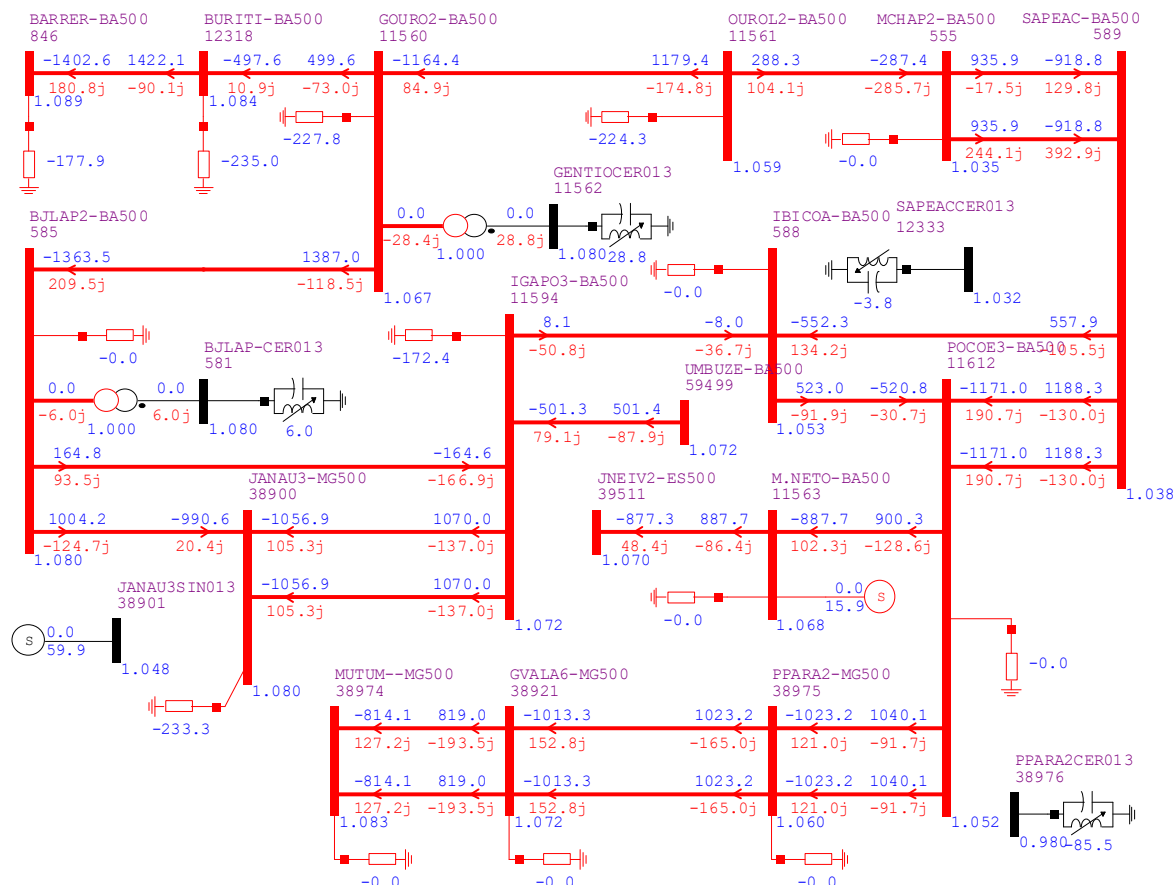


Figura 6-32 – Alternativa 2 – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 2 – Ano 2026

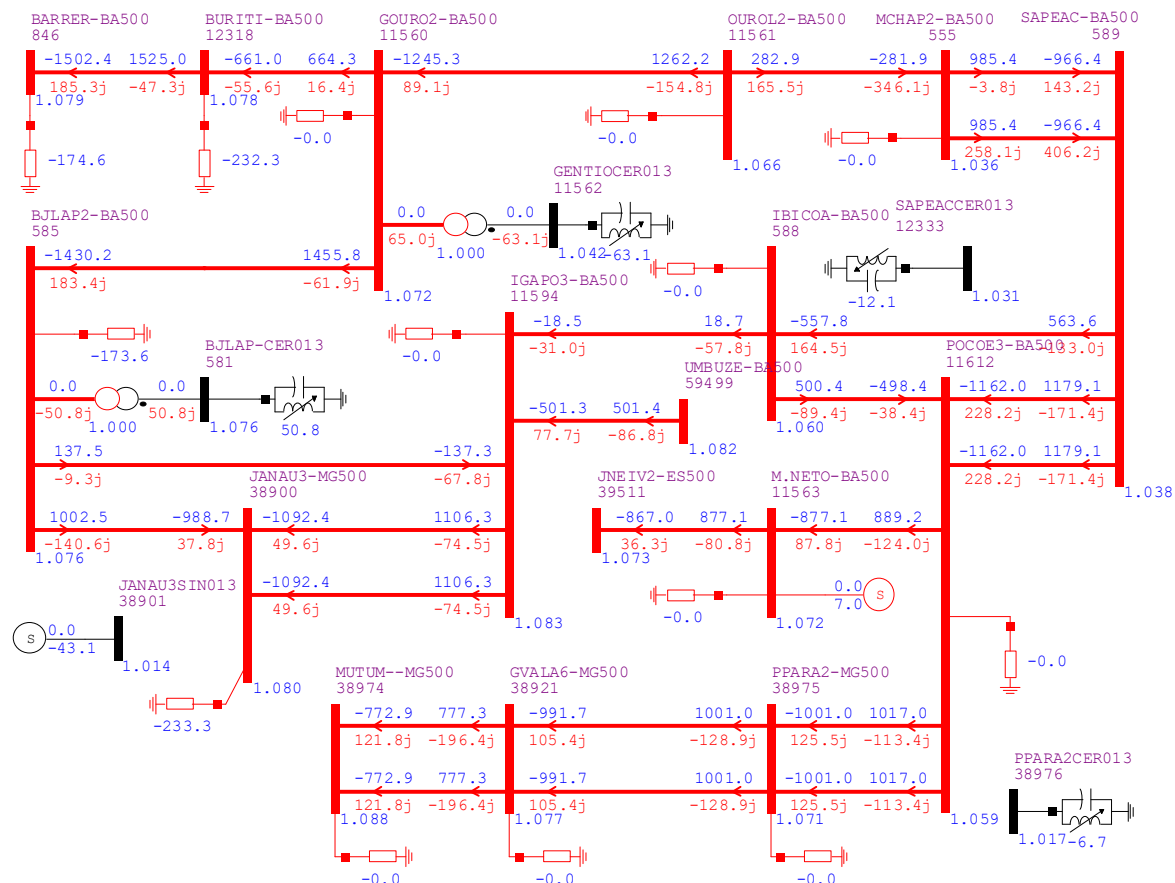


Figura 6-33 – Alternativa 2 – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 2 – Ano 2027

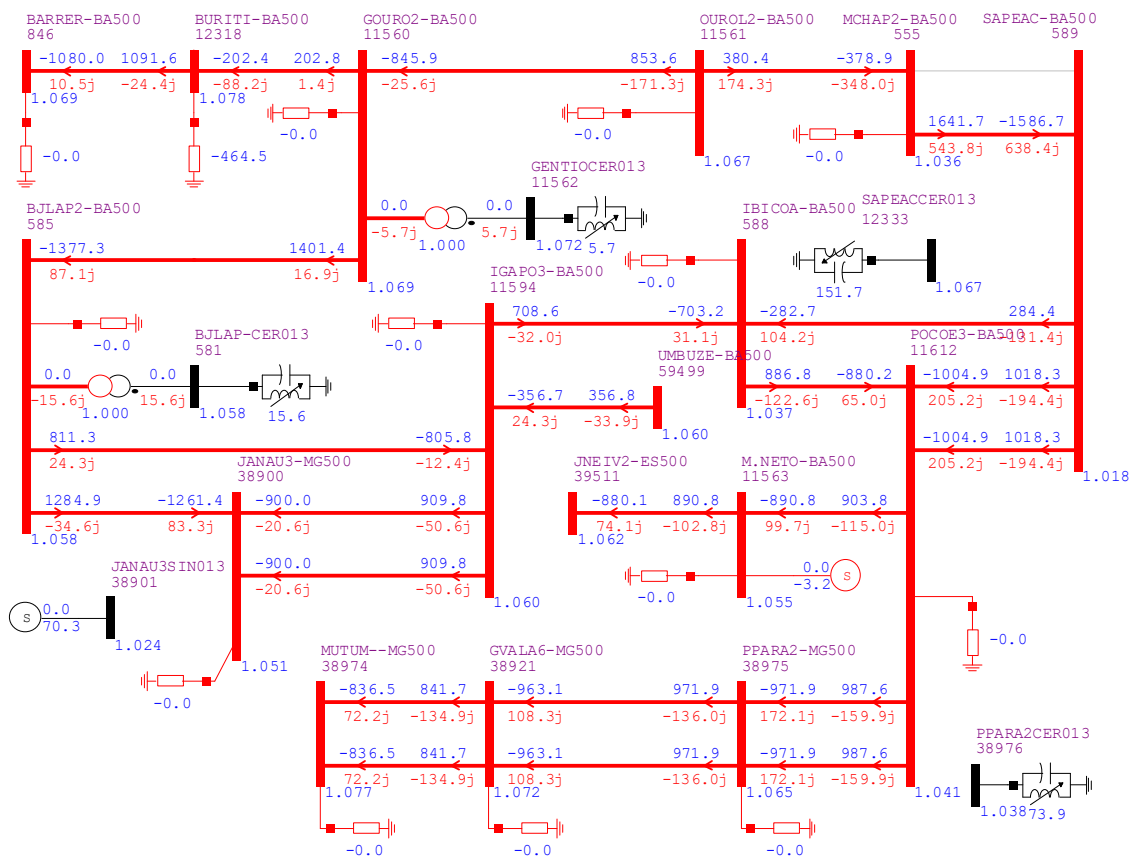


Figura 6-34 – Alternativa 2 – Contingência da LT 500 kV Morro do Chapéu II - Sapeaçu C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2026

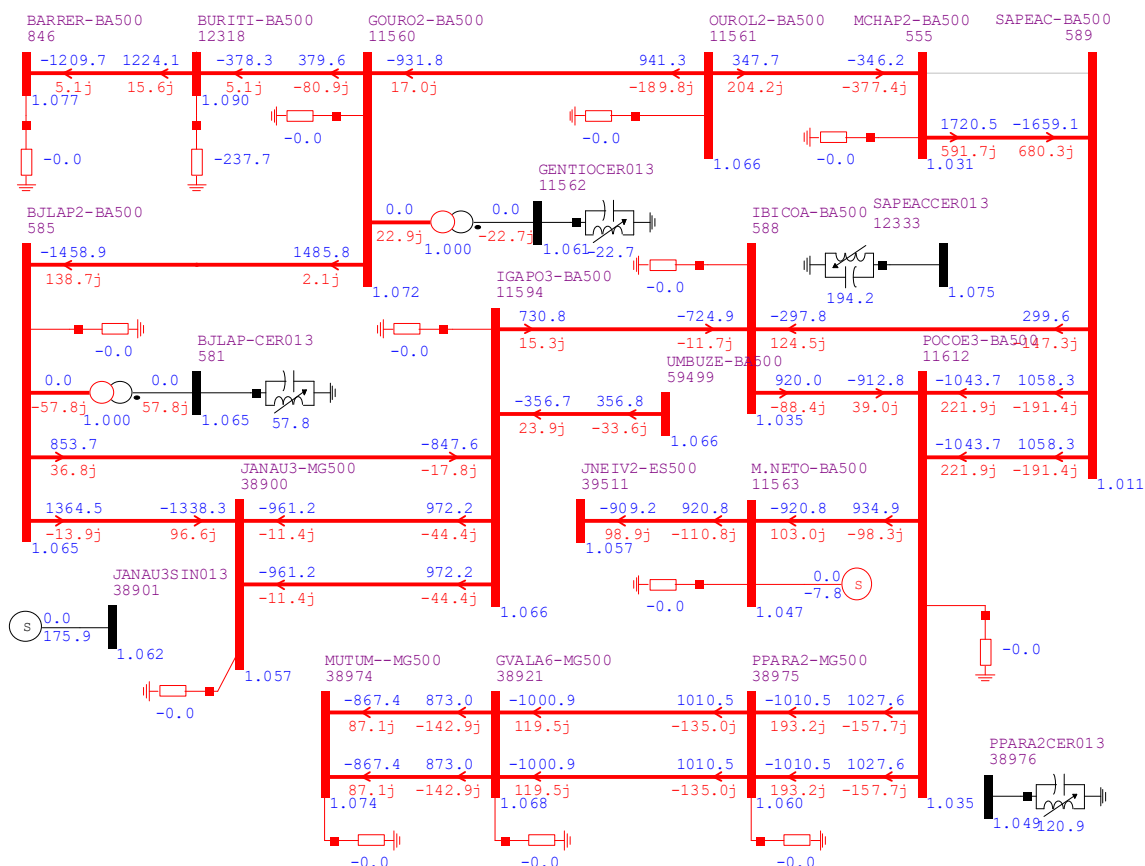


Figura 6-35 – Alternativa 2 – Contingência da LT 500 kV Morro do Chapéu II - Sapeaçu C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2027

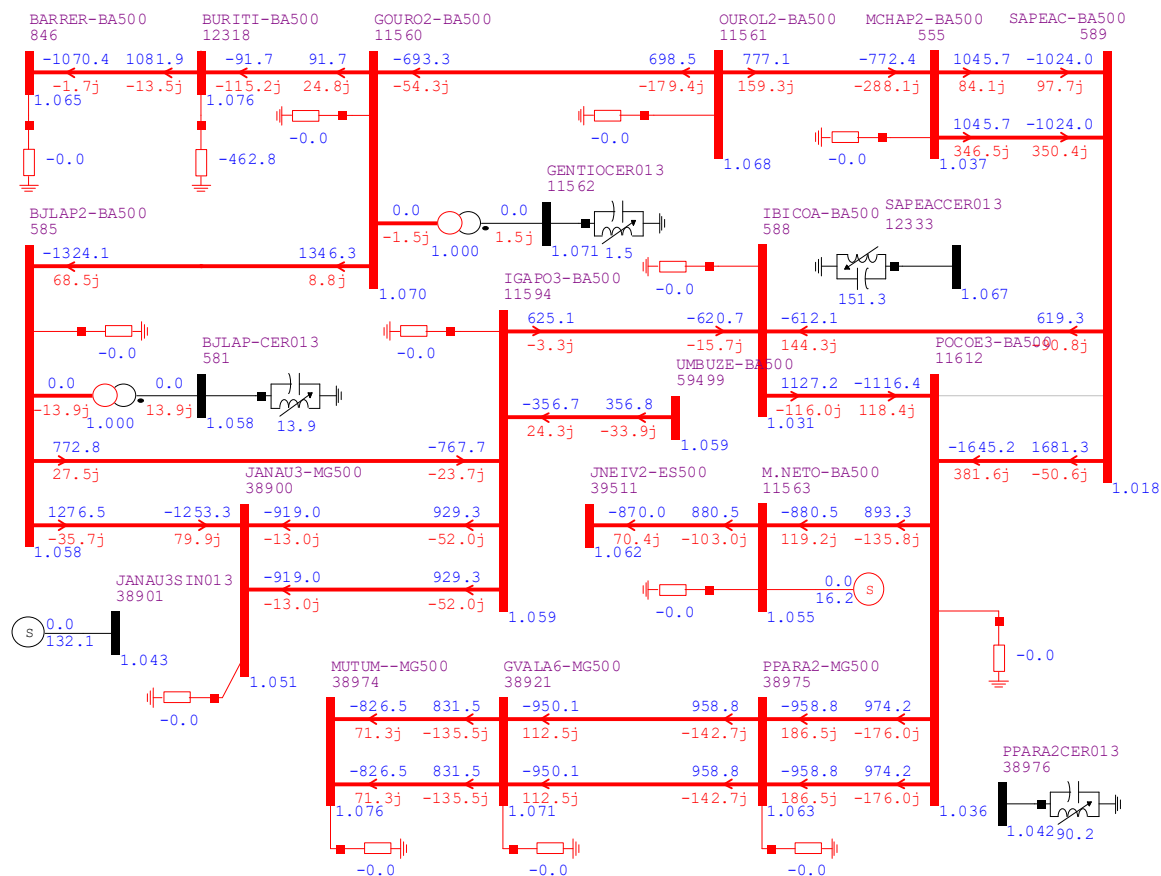


Figura 6-36 – Alternativa 2 – Contingência da LT 500 kV Sapeaçu – Poções III C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2026

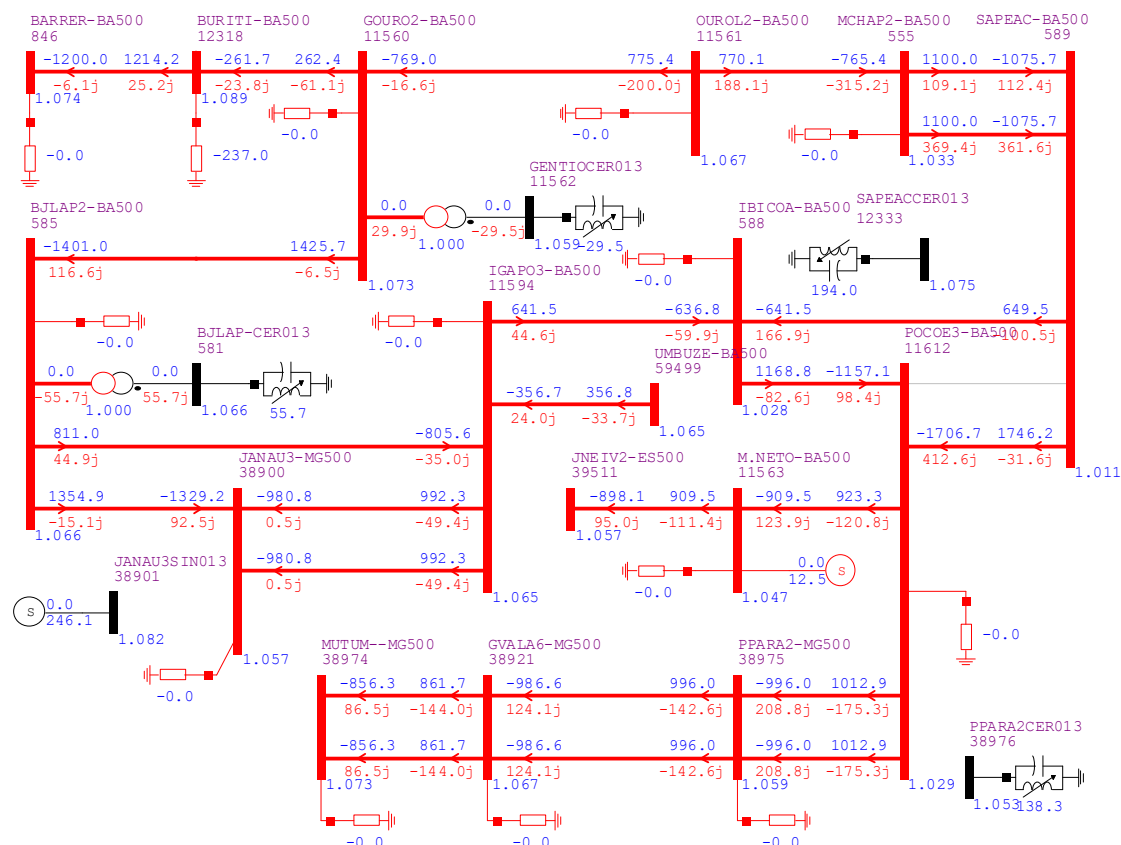


Figura 6-37 – Alternativa 2 – Contingência da LT 500 kV Sapeaçu – Poções III C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2027

6.2.3 Desempenho da Alternativa 3

Conforme descrito no item 6.1.3, para aliviar o elevado carregamento no eixo 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu – Poções III, a Alternativa 3 considera a implantação das LT 500 kV Morro do Chapéu II – Ibicoara C1 e Ibicoara – Poções III C2.

Da Figura 6-38 a Figura 6-49 são apresentados os resultados das simulações de fluxo de potência em regime normal de operação, nos cenários 1 e 2 (mais críticos para o escoamento na região), patamares de carga Pesada, Média e Leve, anos 2026 e 2027, depois de inserida a LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1.

Da Figura 6-50 a Figura 6-53 são apresentadas as principais contingências no eixo 500 kV Morro do Chapéu II – Ibicoara – Poções III, nos anos 2026 e 2027, apenas para o Cenário 1, patamar de Carga Média, (mais crítico para o escoamento na região).

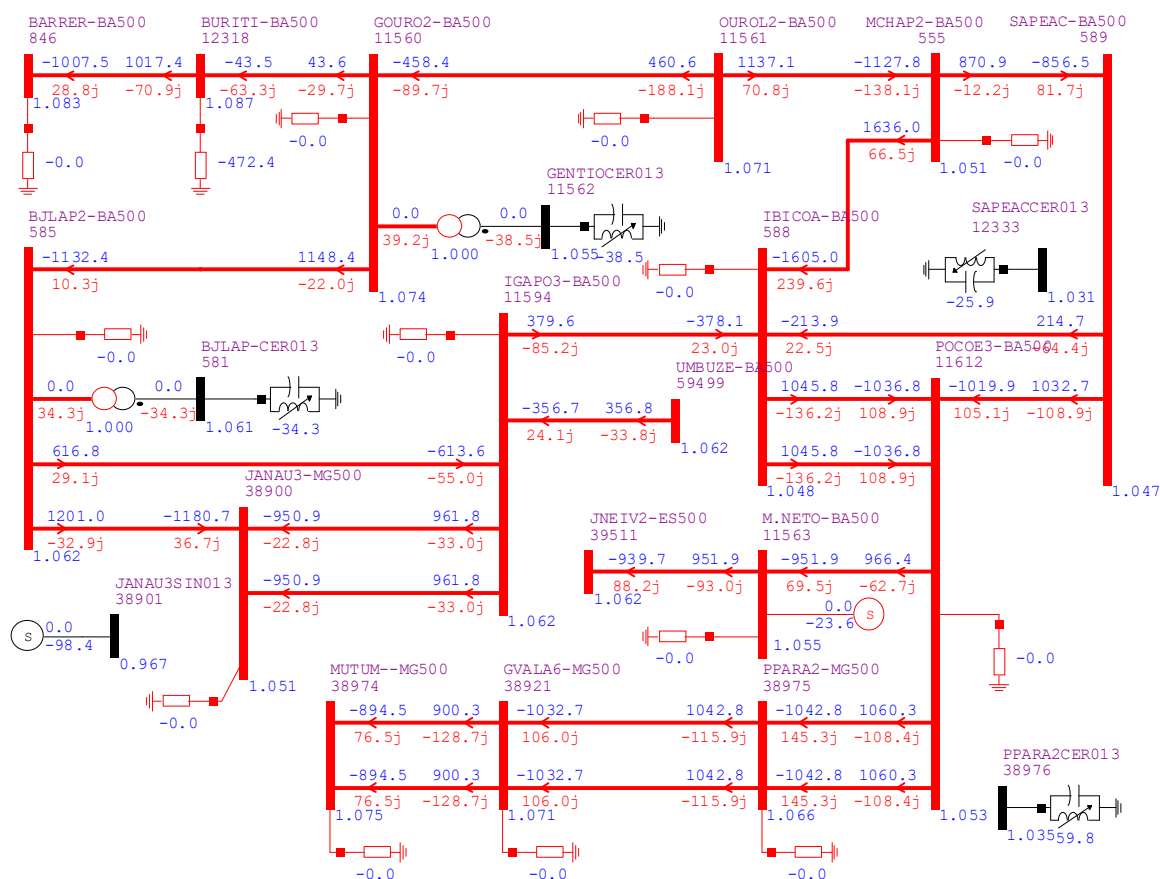


Figura 6-38 – Alternativa 3 – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2026

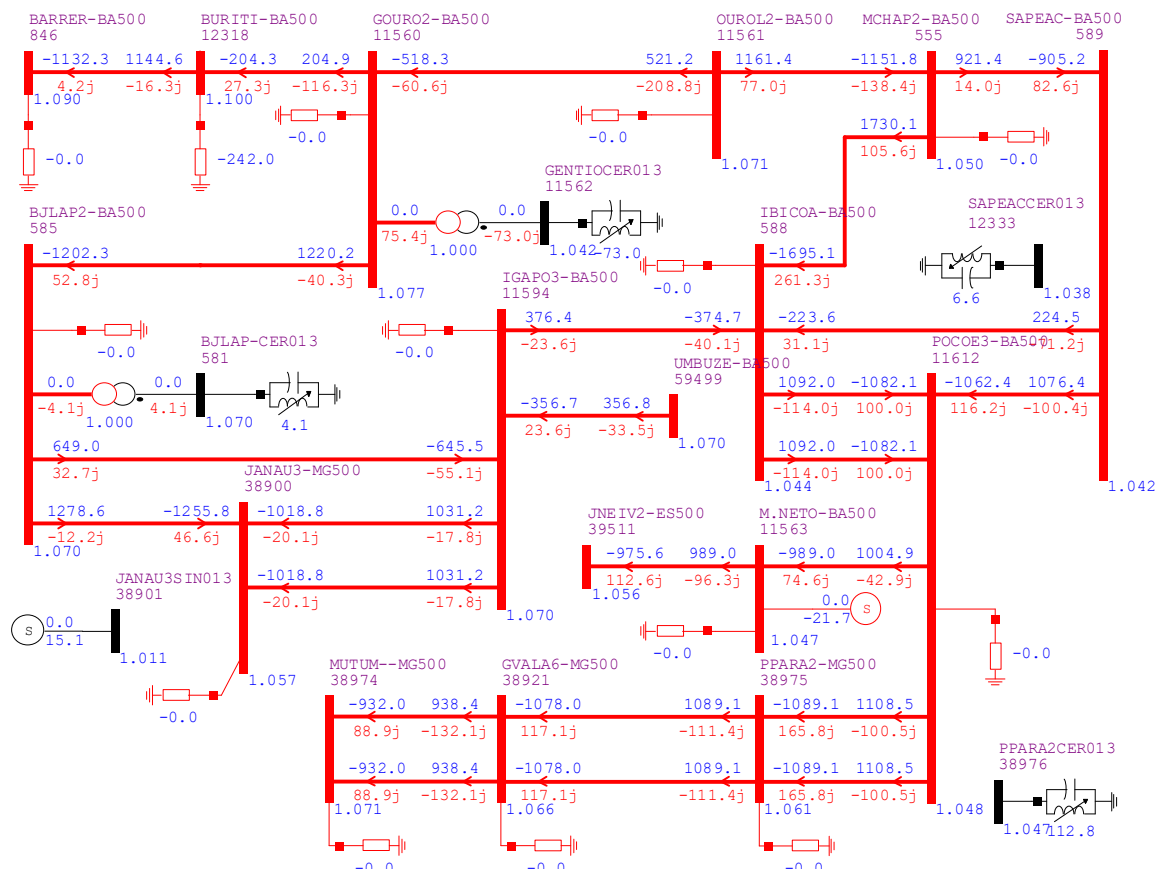


Figura 6-39 – Alternativa 3 – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2027

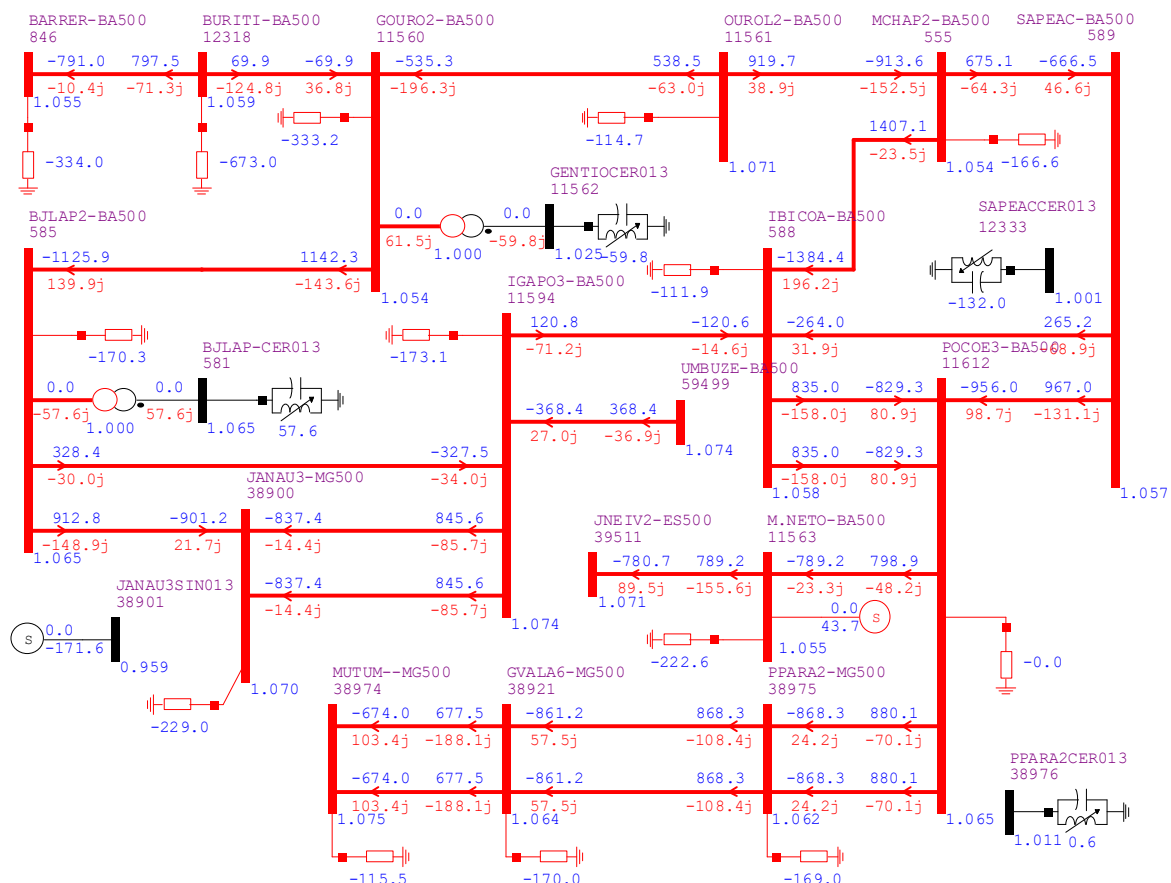


Figura 6-40 – Alternativa 3 – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 1 – Ano 2026

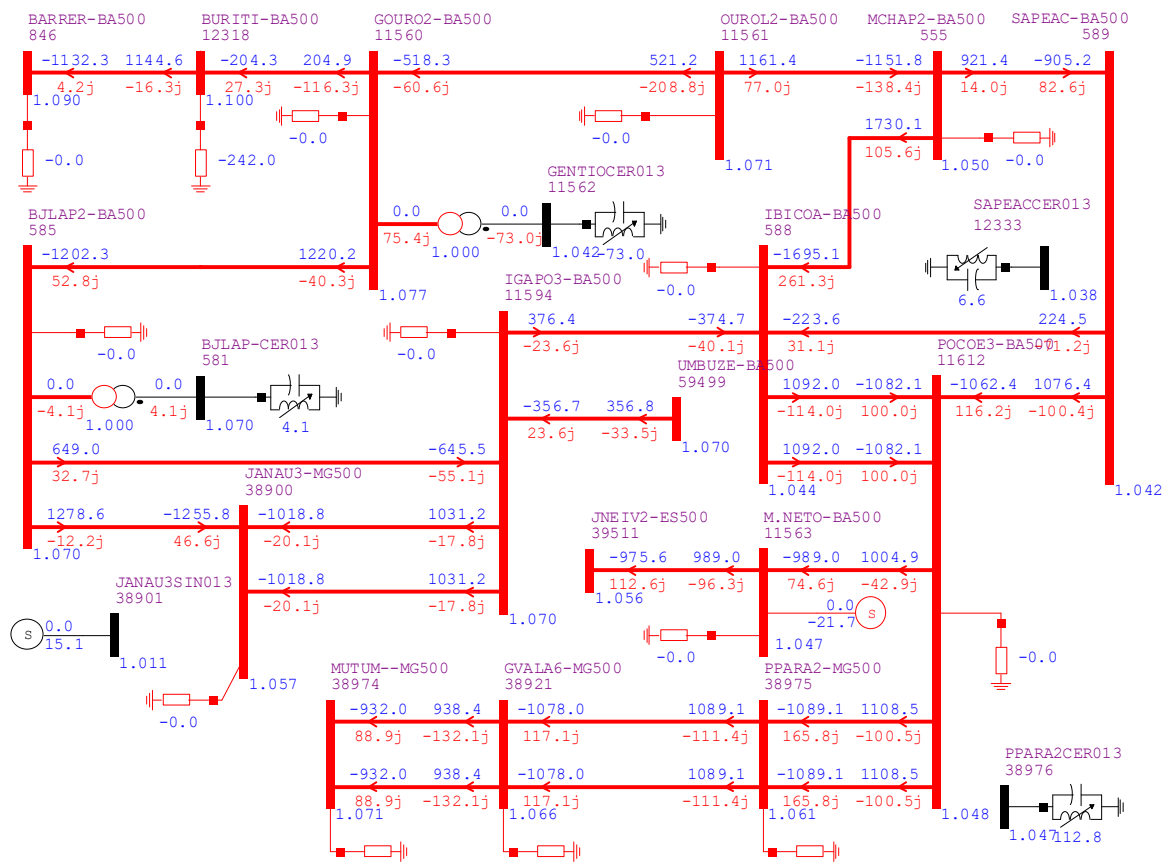


Figura 6-41 – Alternativa 3 – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 1 – Ano 2027

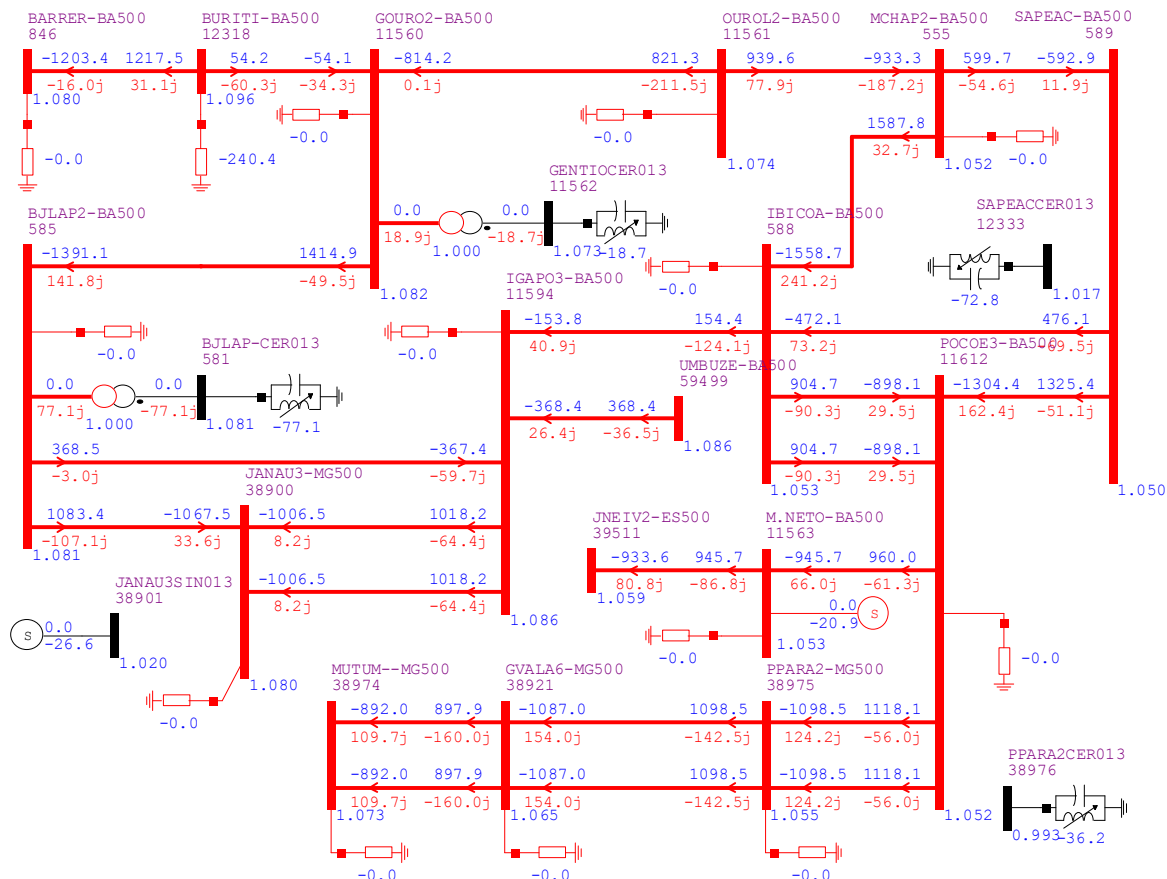


Figura 6-42 – Alternativa 3 – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 1 – Ano 2026

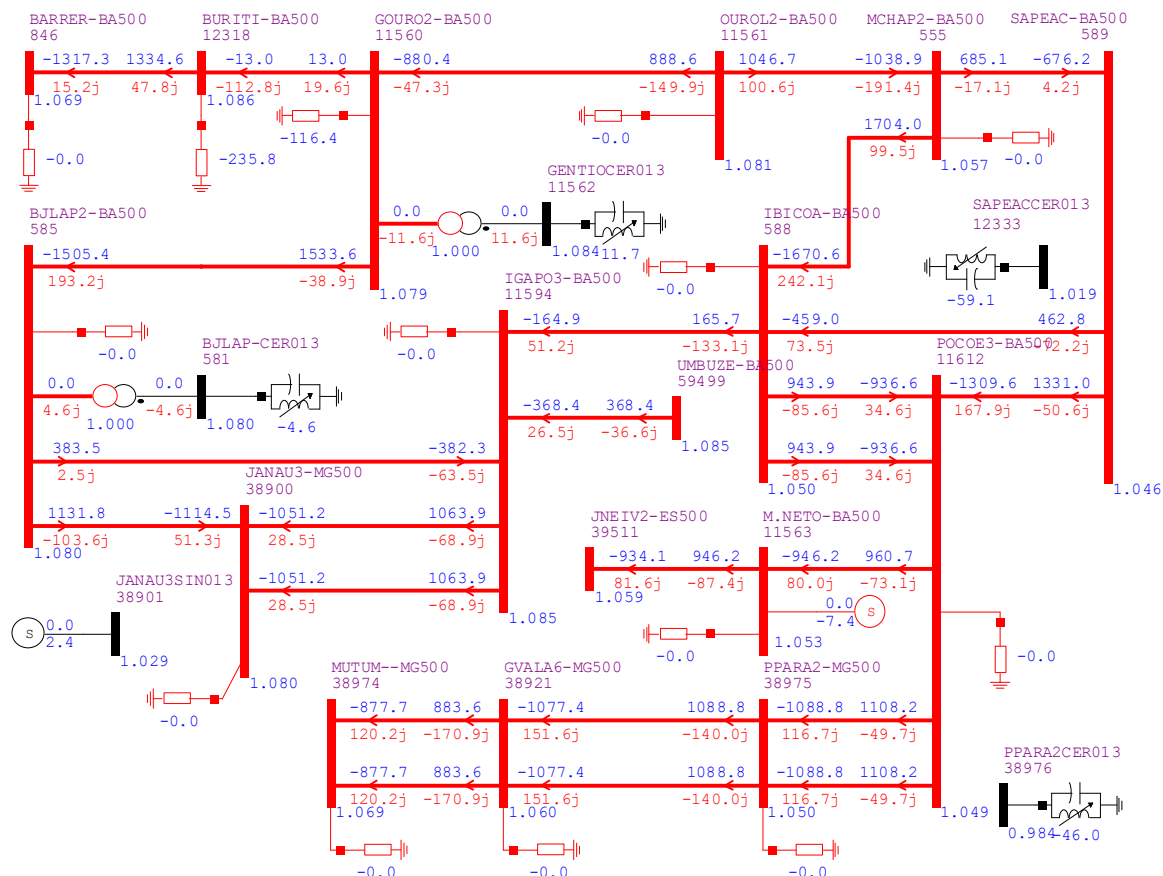


Figura 6-43 – Alternativa 3 – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 1 – Ano 2027

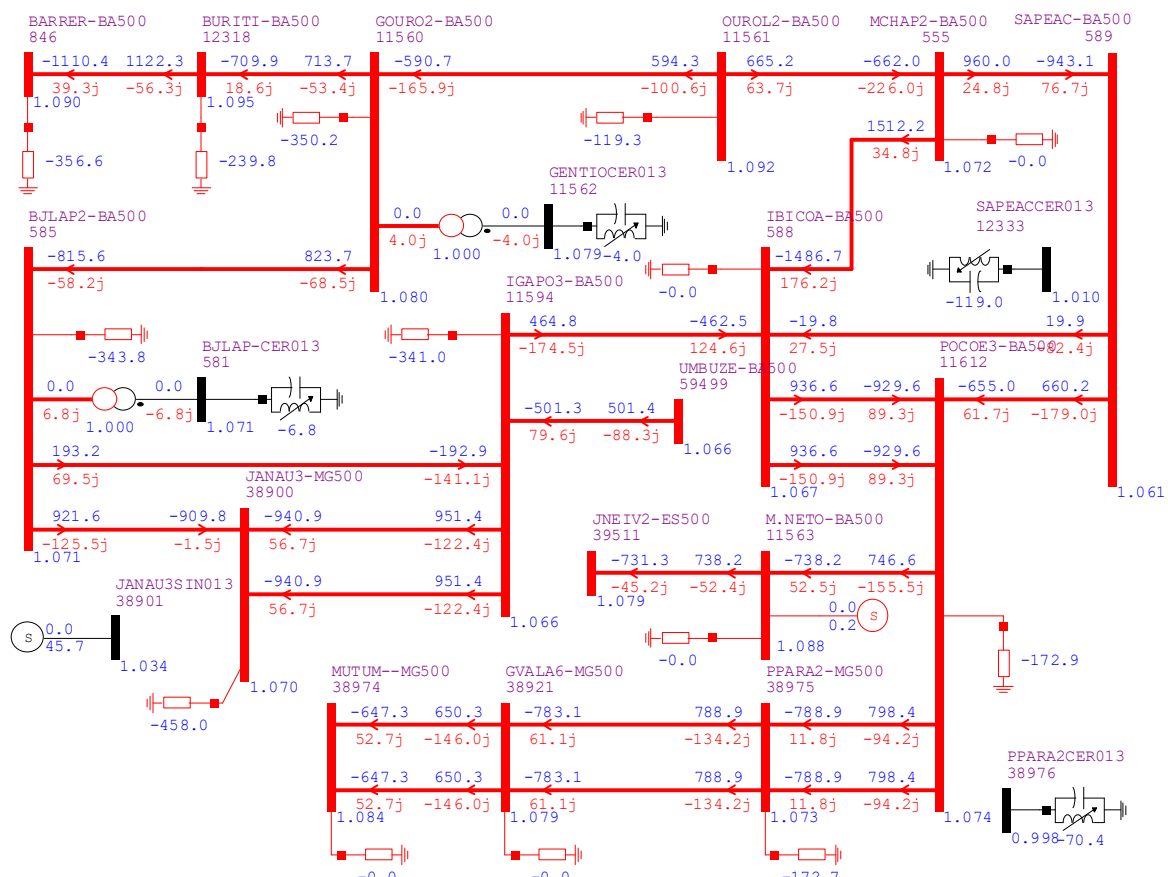


Figura 6-44 – Alternativa 3 – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 2 – Ano 2026

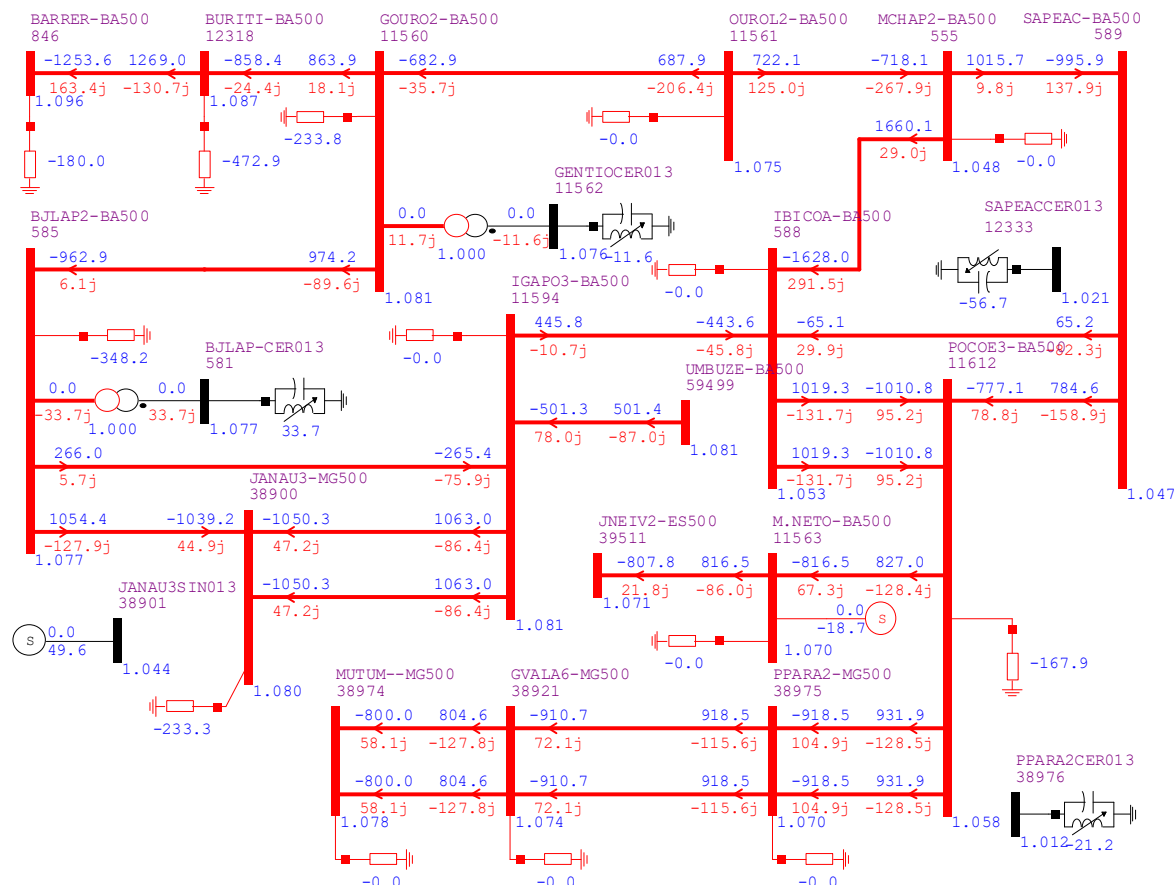


Figura 6-45 – Alternativa 3 – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 2 – Ano 2027

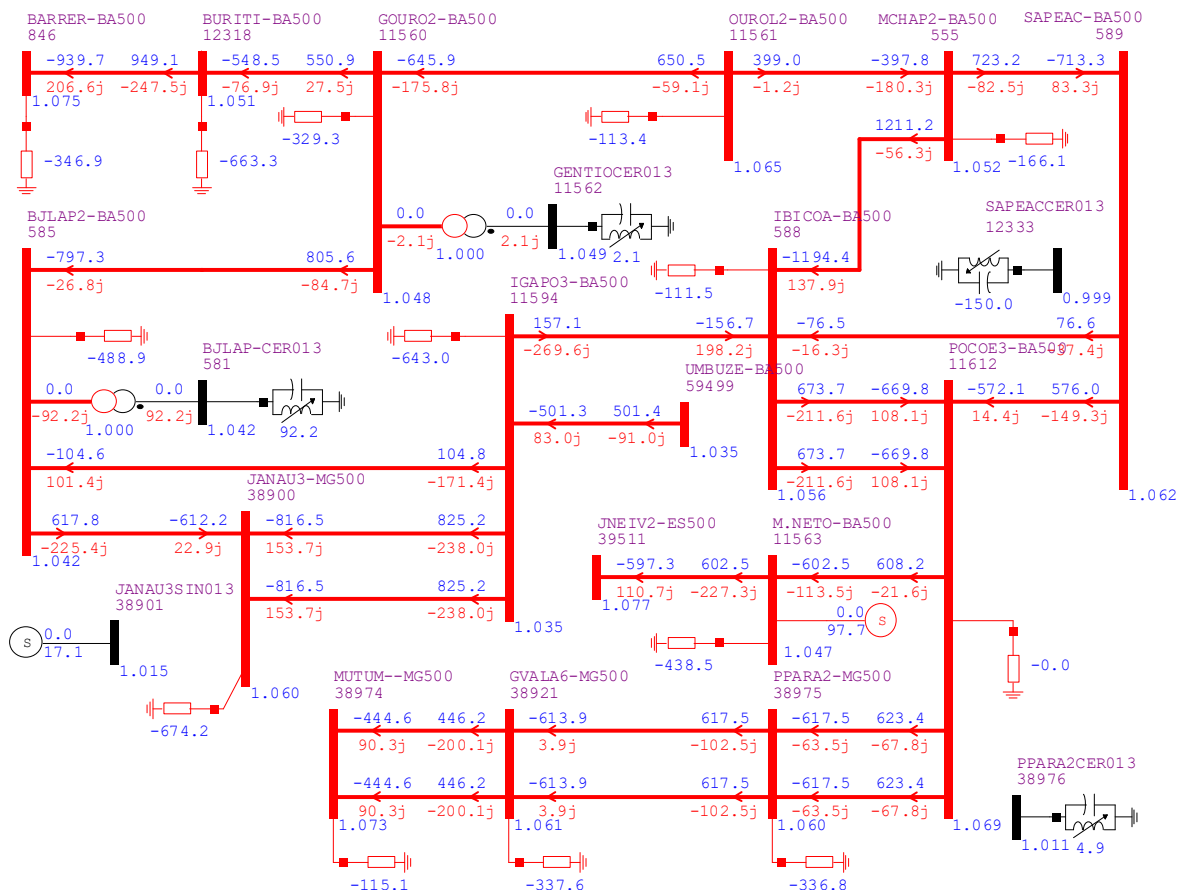


Figura 6-46 – Alternativa 3 – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 2 – Ano 2026

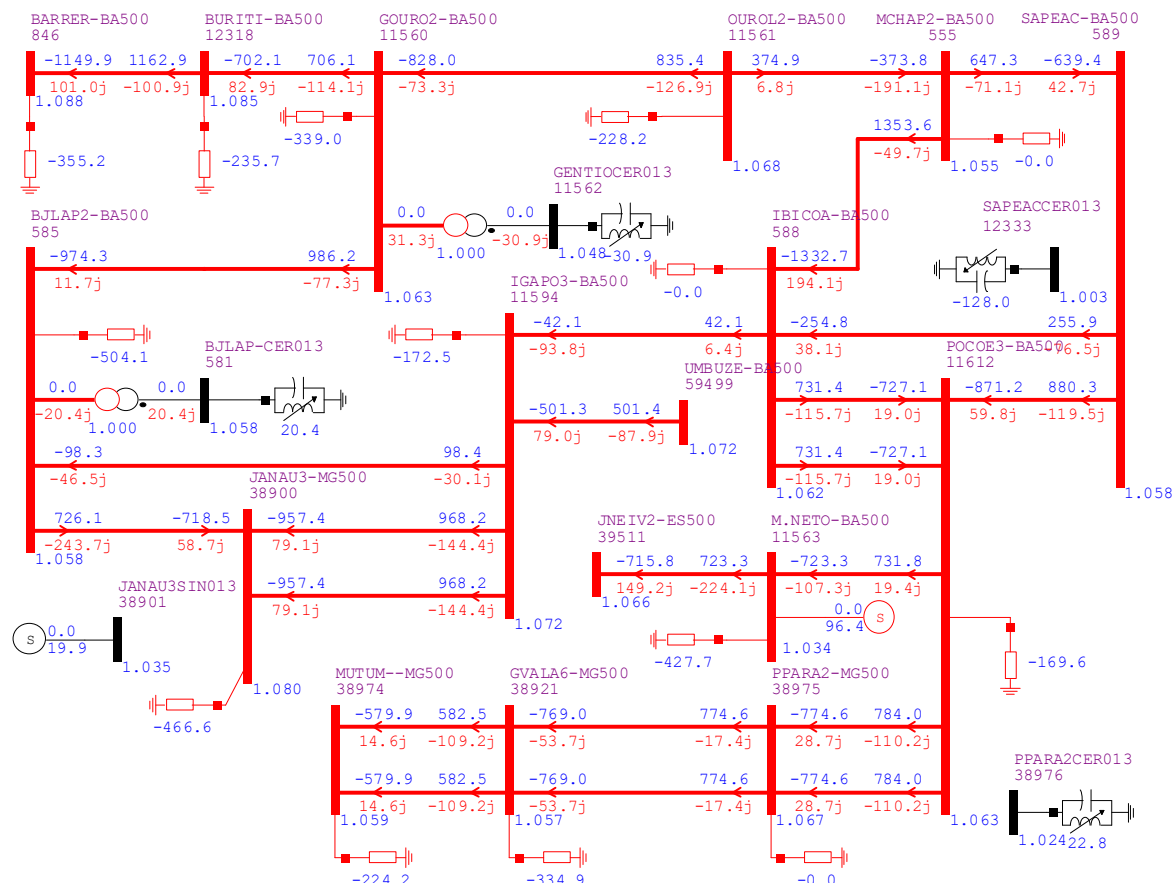


Figura 6-47 – Alternativa 3 – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 2 – Ano 2027

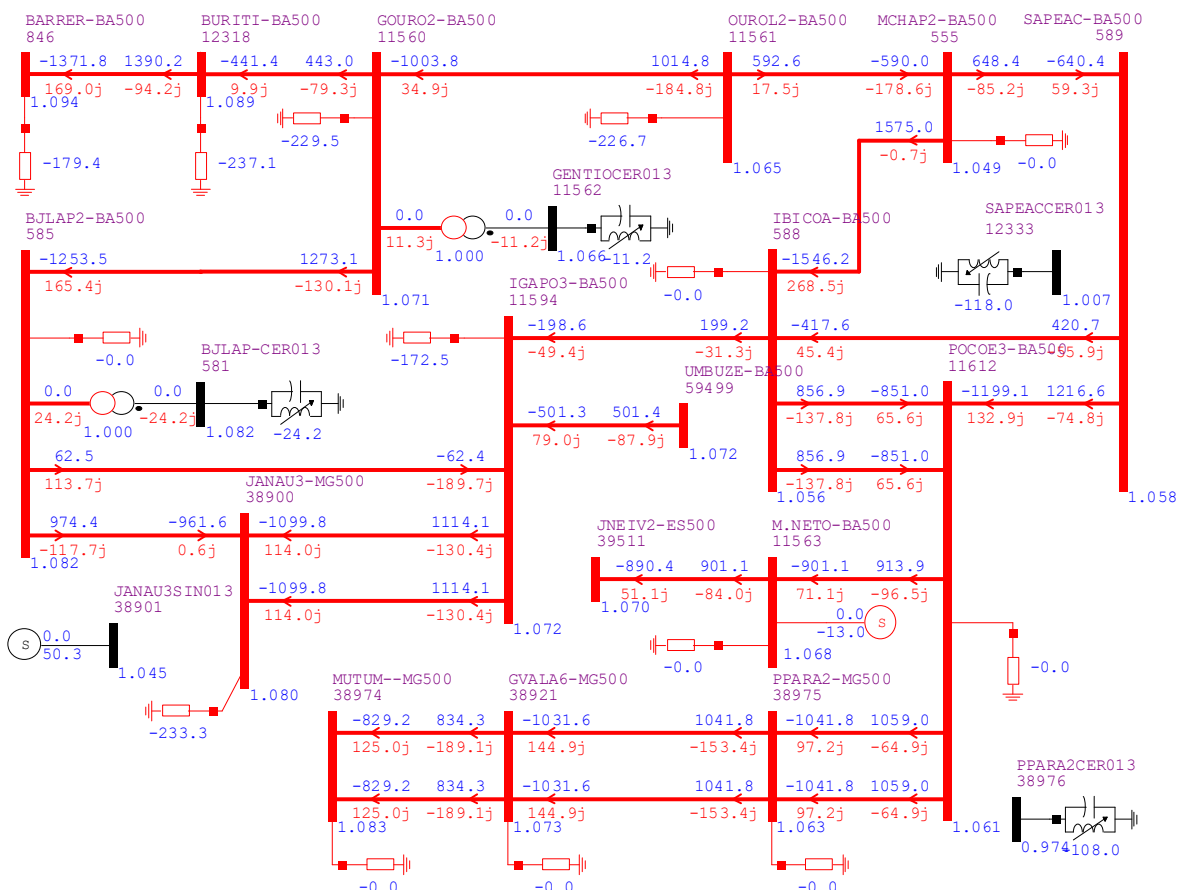
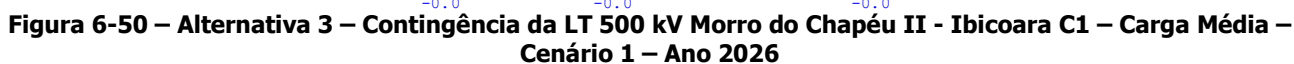
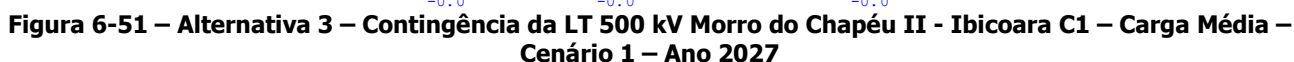


Figura 6-48 – Alternativa 3 – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 2 – Ano 2026





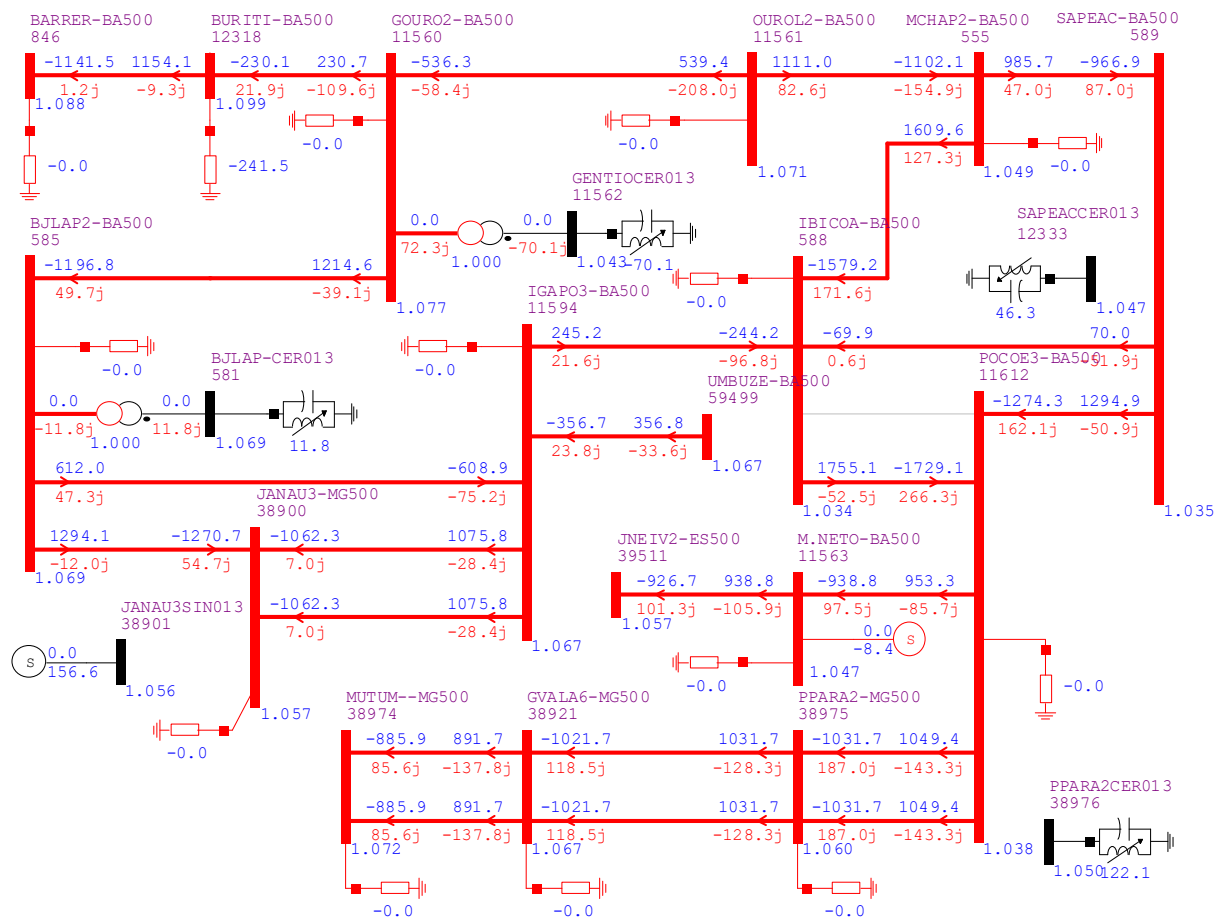


Figura 6-53 – Alternativa 3 – Contingência da LT 500 kV Ibicoara – Poções III C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2027

6.3 Análise Econômica

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas foi utilizado o documento: “Base de Referência de Preços ANEEL – Junho de 2017”, Ref.[4]; e o método dos rendimentos necessários, com o truncamento das séries temporais no ano 2035.

Para valoração das perdas elétricas, utilizou-se custo de 233,95 R\$/MWh, calculado com base no custo marginal de expansão da geração informado pela EPE. Para ponderação das perdas, foram simulados os patamares de carga Pesada, Média e Leve, cenários 1, 2, 3 e 4, com 25% do tempo de permanência em cada cenário. O detalhamento das perdas elétricas em cada um dos cenários e patamares é apresentado no Anexo 18.4.

A Tabela 6-1 apresenta a comparação econômica das alternativas levando-se em consideração custos de investimentos (obras não comuns) e diferencial de perdas.

Tabela 6-1 – Comparação Econômica (R\$ x 1000)

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1	337.639	4.729	342.368	100%	1º
Alternativa 2	487.721	246.598	734.319	214%	3º
Alternativa 3	412.204	0	412.204	120%	2º

Sob o ponto de vista técnico e econômico, recomenda-se a implantação da Alternativa 1, que é a alternativa de mínimo custo global na Região Central da Bahia.

O plano de obras das alternativas e custos associados estão apresentados no Anexo 18.3.

7 ESTUDO DE ALTERNATIVAS – REGIÃO SUL DA BAHIA

7.1 Descrição das alternativas

7.1.1 Alternativa A

A Alternativa A considera a implantação da nova SE 500 kV Medeiros Neto II, alimentada pela LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1, com 328 km de extensão e configuração 6 x 795 MCM e pela LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2, com 283 km de extensão e configuração 6 x 795 MCM conforme apresenta a Figura 7-1. Alternativa A conta ainda com um compensador síncrono (-180/+300) Mvar na nova SE Medeiros Neto II.

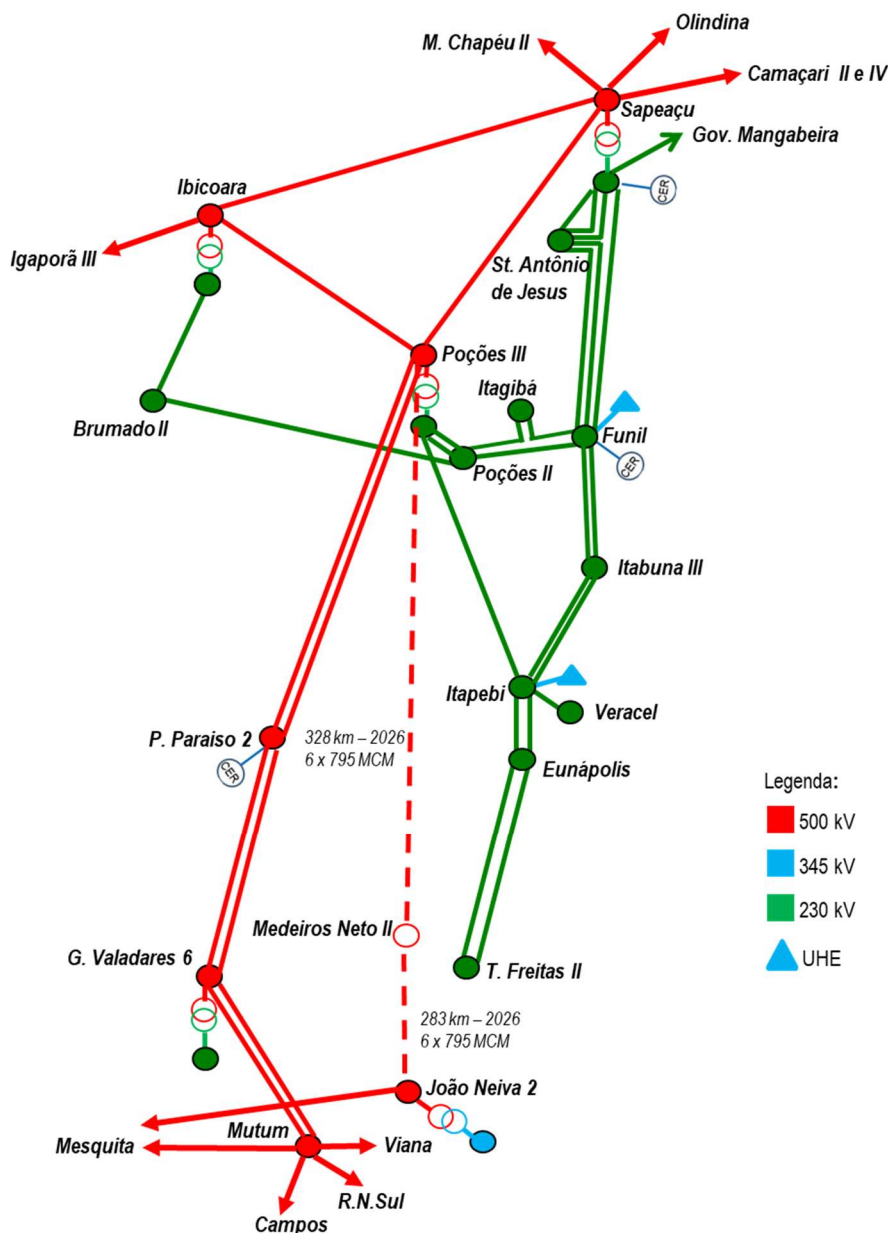


Figura 7-1 – Alternativa A

7.1.2 Alternativa B

A Alternativa B considera a implantação da nova SE 500 kV Medeiros Neto II, alimentada pela LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1, com 328 km de extensão e configuração 6 x 795 MCM e pela LT 500 kV Medeiros Neto II – Mutum, com 342 km de extensão e configuração 6 x 795 MCM conforme apresenta a Figura 7-2. Alternativa B conta ainda com um compensador síncrono (-180/+300) Mvar na nova SE Medeiros Neto II.

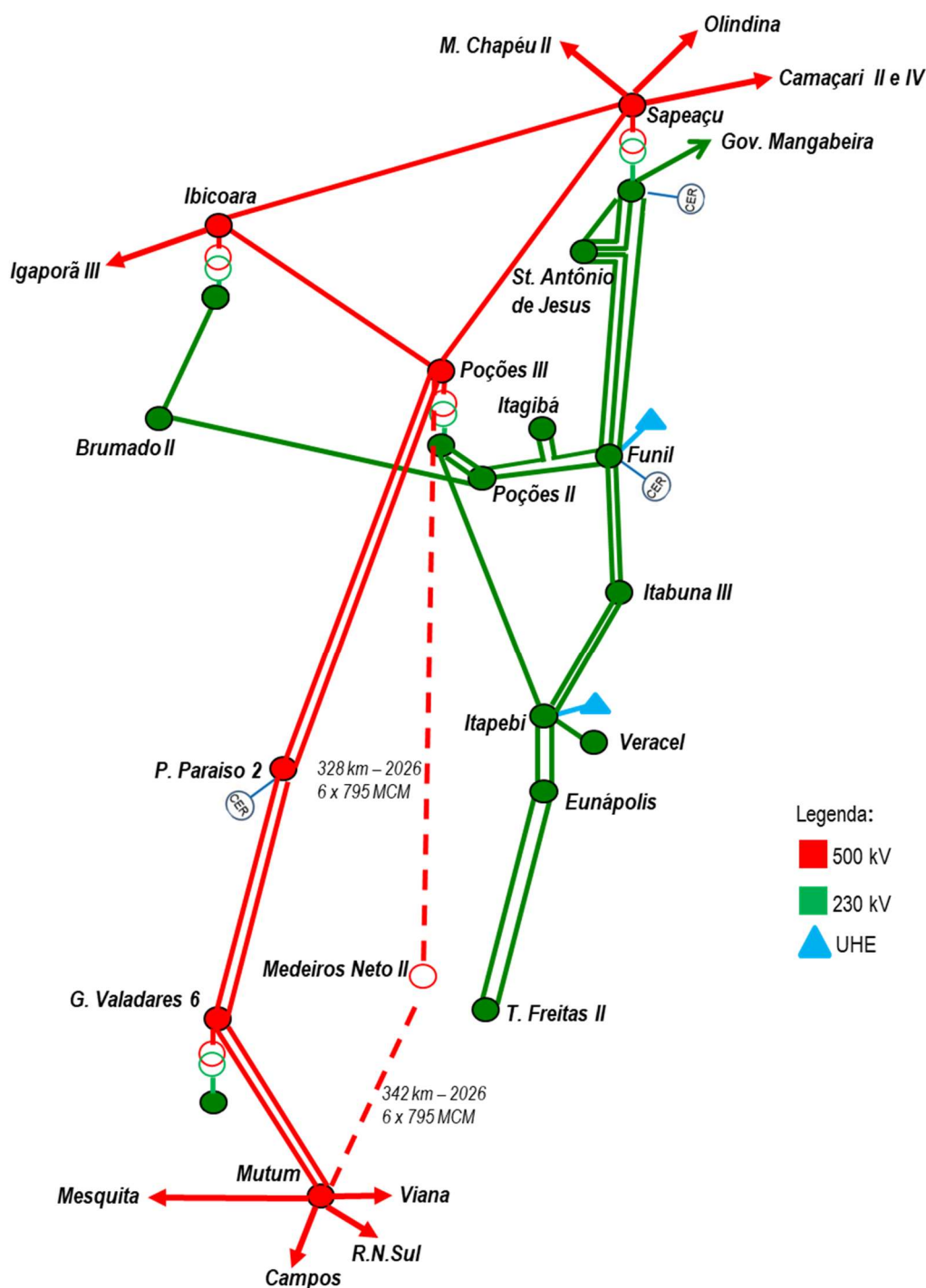


Figura 7-2 – Alternativa B

7.1.3 Alternativa C

A Alternativa C considera a implantação da LT 500 kV Poções III – Padre Paraíso 2 C3, com 334 km de extensão e configuração 6 x 795 MCM e da LT 500 kV Padre Paraíso 2 – Governador Valadares 6 C3, com 207 km de extensão e configuração 6 x 795 MCM conforme apresenta a Figura 7-3. A Alternativa C conta ainda com um compensador síncrono (-180/+300) Mvar na SE Poções III.

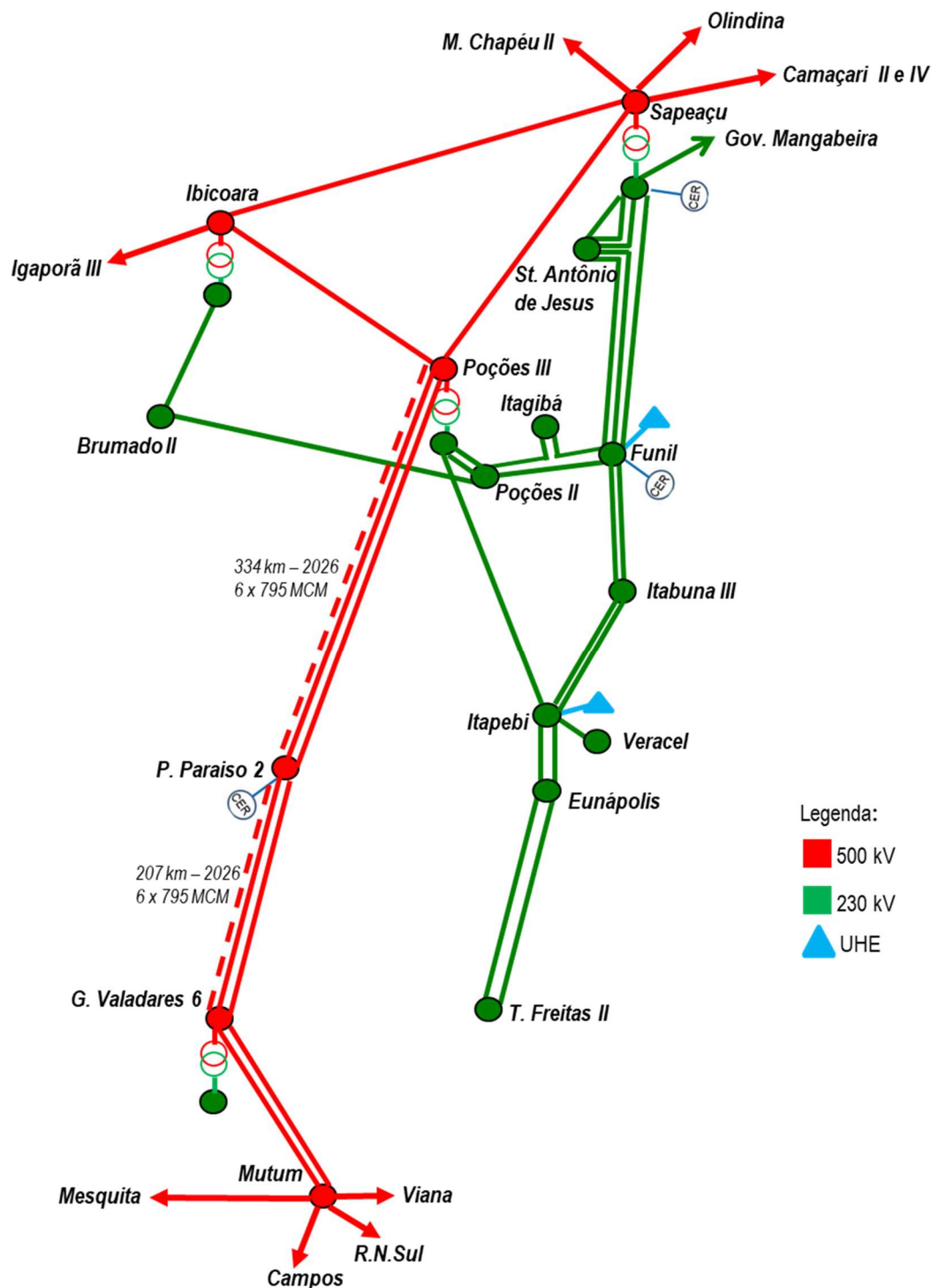


Figura 7-3 – Alternativa C

7.2 Desempenho das alternativas

7.2.1 Desempenho da Alternativa A

Conforme descrito no item 7.1.1, para aliviar o elevado carregamento no eixo 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu – Poções III, a Alternativa A considera a implantação da nova SE 500 kV Medeiros Neto II, alimentada pela LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1, com 328 km de extensão e configuração 6 x 795 MCM e pela LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2, com 283 km de extensão e configuração 6 x 795 MCM.

Os resultados das simulações de fluxo de potência em regime normal de operação, nos cenários 1 e 2 (mais críticos para o escoamento na região), patamares de carga Pesada, Média e Leve, anos 2026 e 2027, depois de inserido o novo eixo 500 kV Poções III – Medeiros Neto II – João Neiva 2 C1, são os mesmos apresentados da Figura 6-4 a Figura 6-15.

Da Figura 7-4 a Figura 7-7 são apresentadas as principais contingências nos eixos 500 kV Poções III – Medeiros Neto II – João Neiva 2 C1 e Poções III – Padre Paraíso 2 – Governador Valadares 6 nos anos 2026 e 2027, apenas para o Cenário 1, patamar de Carga Média, (mais crítico para o escoamento na região).

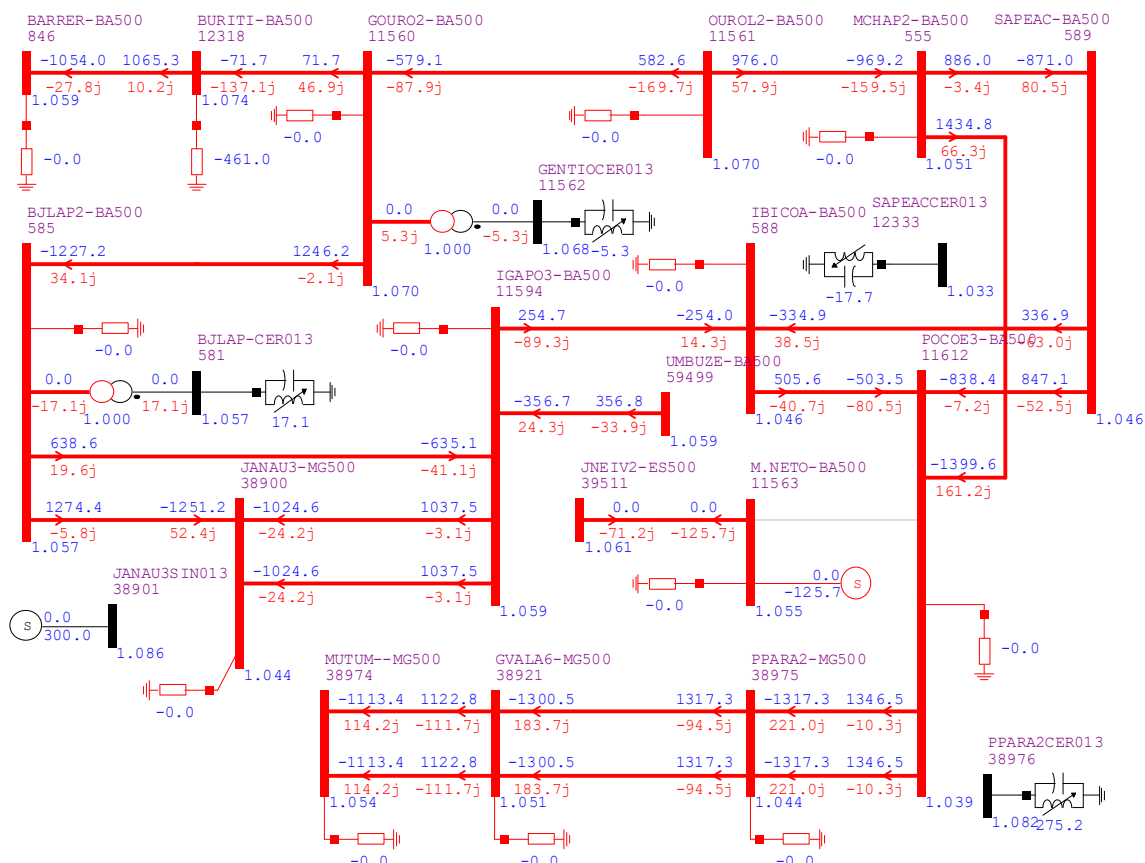


Figura 7-4 – Alternativa A – Contingência da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2026

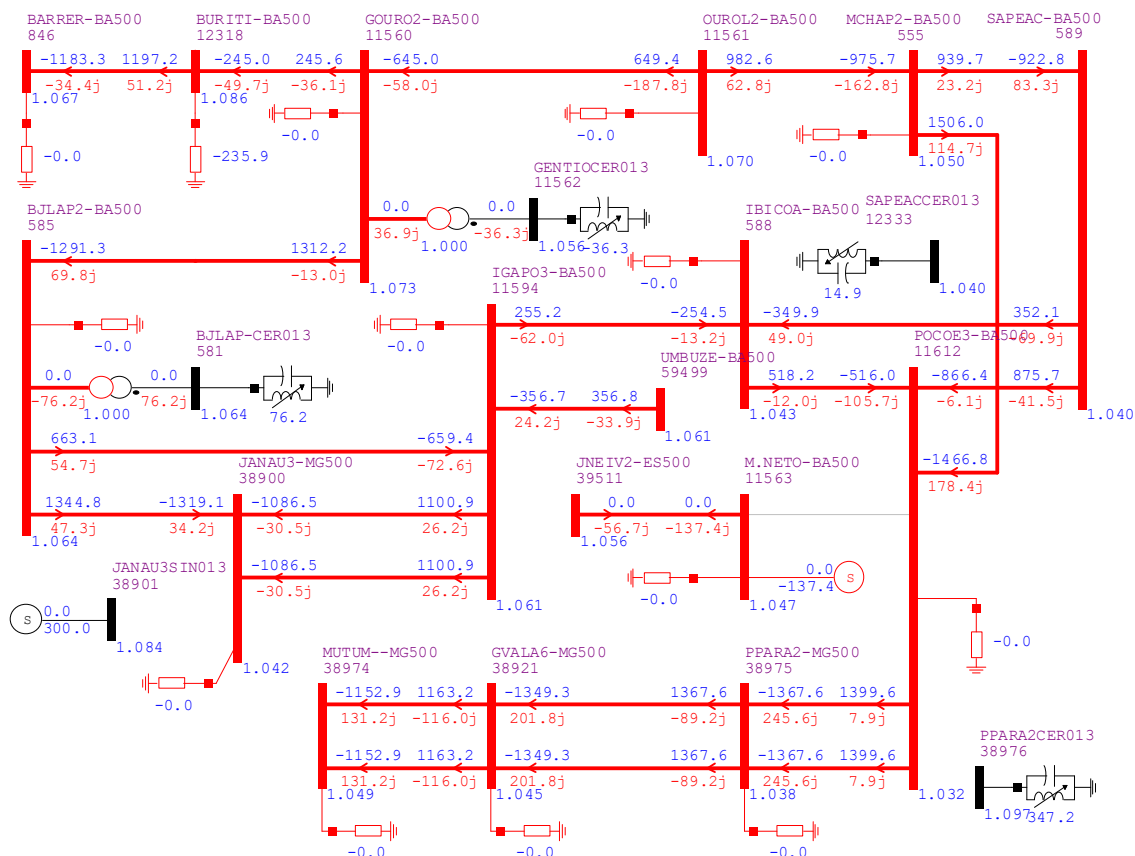


Figura 7-5 – Alternativa A – Contingência da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2027

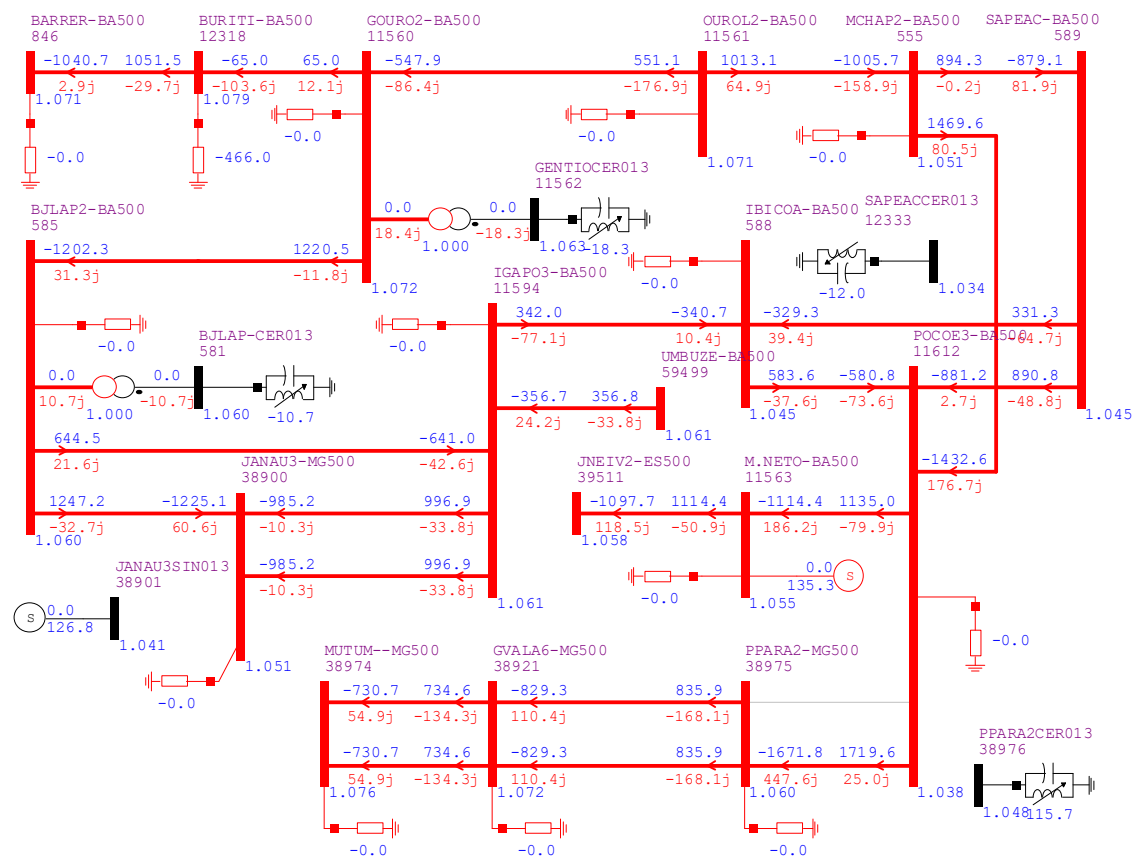


Figura 7-6 – Alternativa A – Contingência da LT 500 kV Poções III – Padre Paraíso 2 C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2026

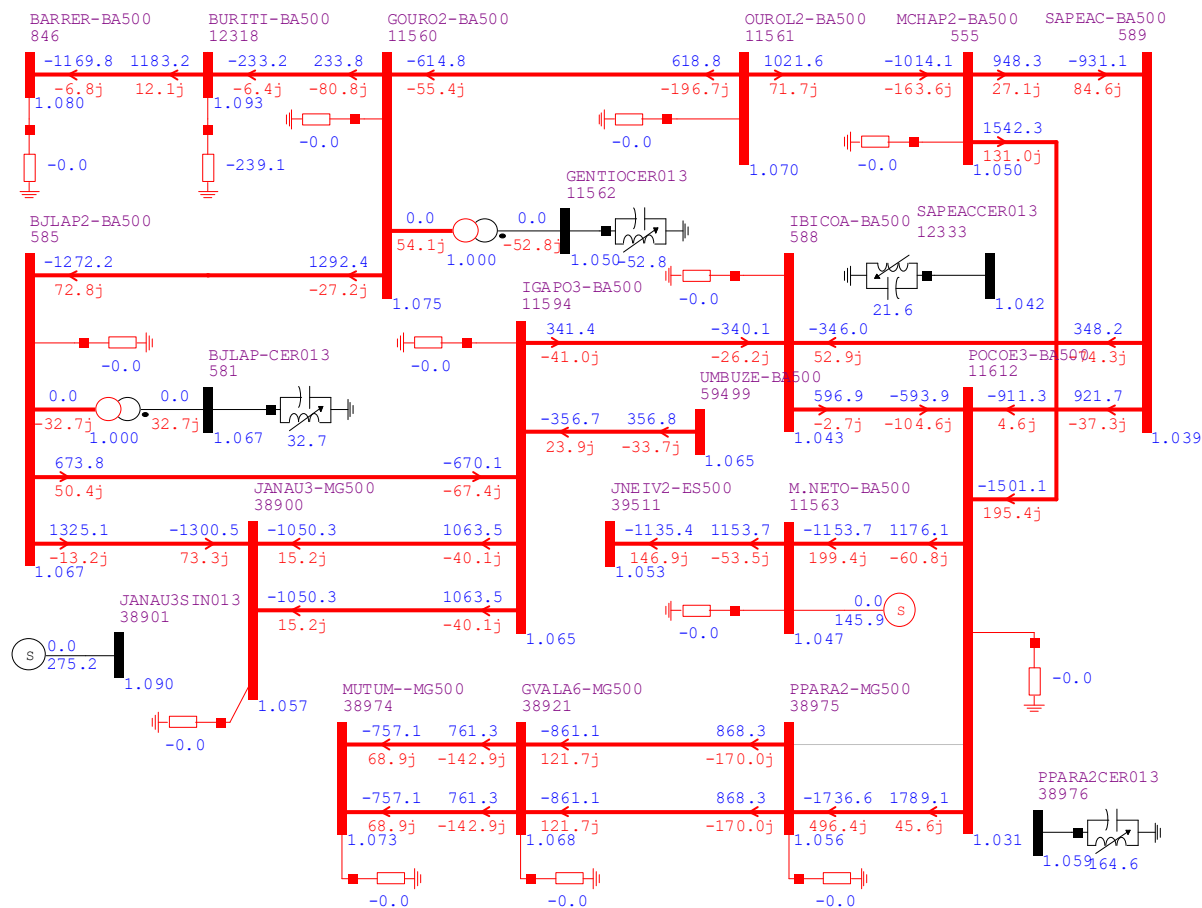


Figura 7-7 – Alternativa A – Contingência da LT 500 kV Poções III – Padre Paraíso 2 C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2027

7.2.2 Desempenho da Alternativa B

Conforme descrito no item 7.1.2, para aliviar o elevado carregamento no eixo 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu – Poções III, a Alternativa B considera a implantação da nova SE 500 kV Medeiros Neto II, alimentada pela LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1, com 329 km de extensão e configuração 6 x 795 MCM e pela LT 500 kV Medeiros Neto II – Mutum, com 342 km de extensão e configuração 6 x 795 MCM.

Da Figura 7-8 a Figura 7-19 são apresentados os resultados das simulações de fluxo de potência em regime normal de operação, nos cenários 1 e 2 (mais críticos para o escoamento na região), patamares de carga Pesada, Média e Leve, anos 2026 e 2027, depois de inserido o novo eixo 500 kV Poções III – Medeiros Neto II – Mutum C1.

Da Figura 7-20 a Figura 7-23 são apresentadas as principais contingências nos eixos 500 kV Poções III – Medeiros Neto II – Mutum C1 e Poções III – Padre Paraíso 2 – Governador Valadares 6 nos anos 2026 e 2027, apenas para o Cenário 1, patamar de Carga Média, (mais crítico para o escoamento na região).

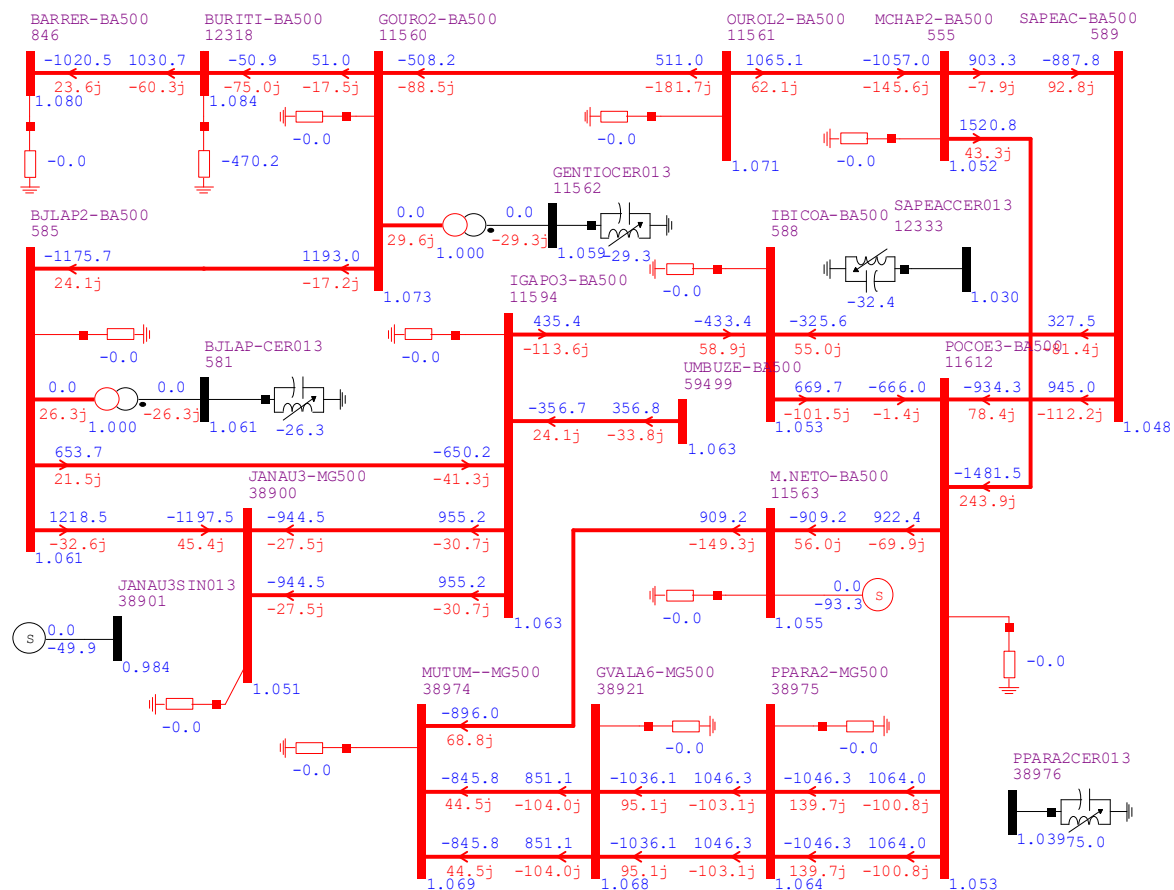


Figura 7-8 – Alternativa B – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2026

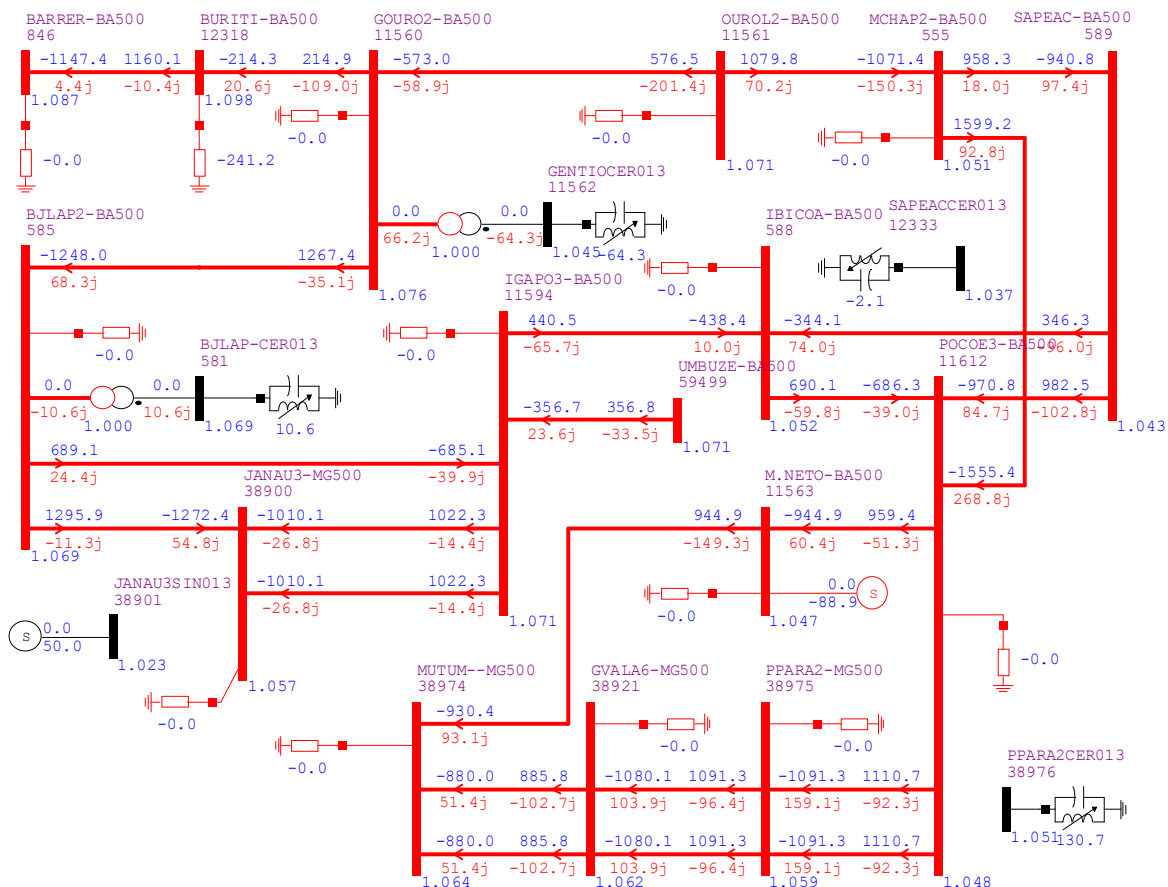


Figura 7-9 – Alternativa B – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2027

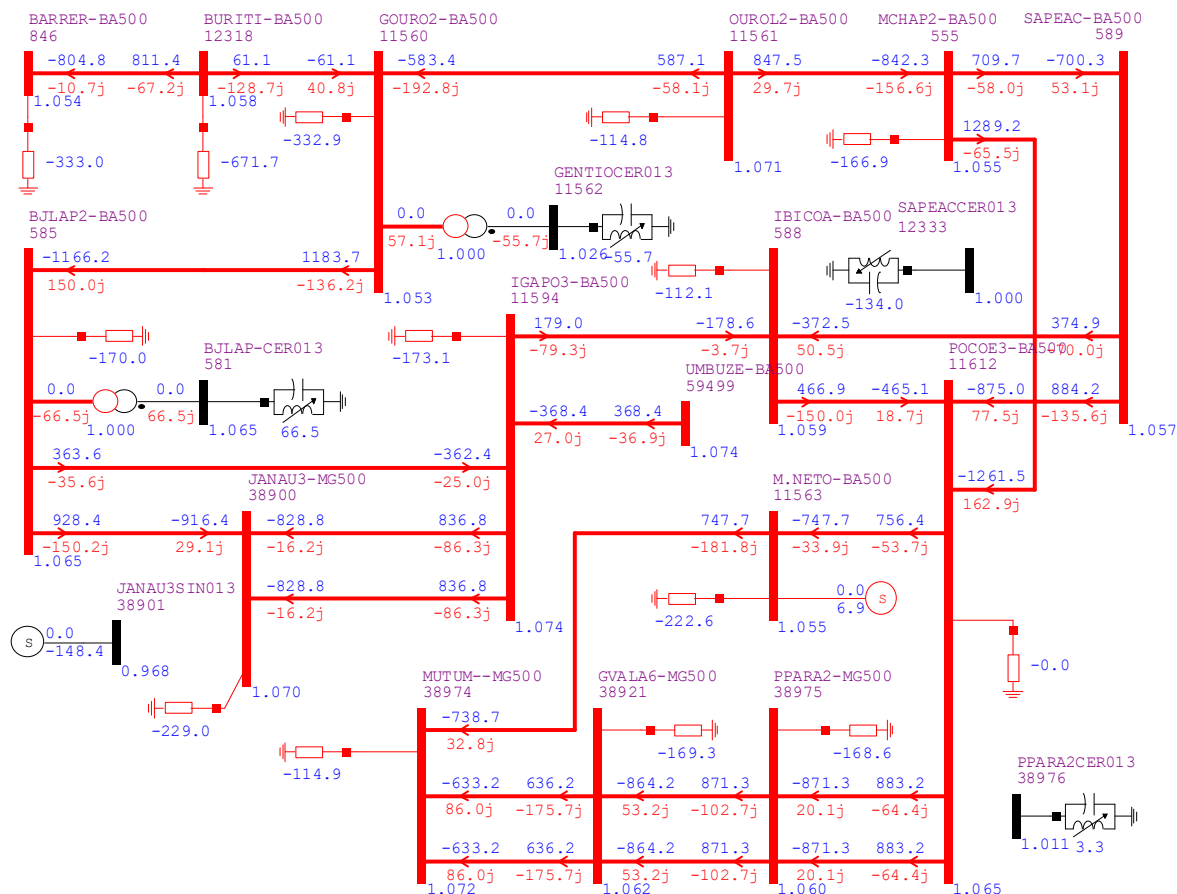


Figura 7-10 – Alternativa B – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 1 – Ano 2026

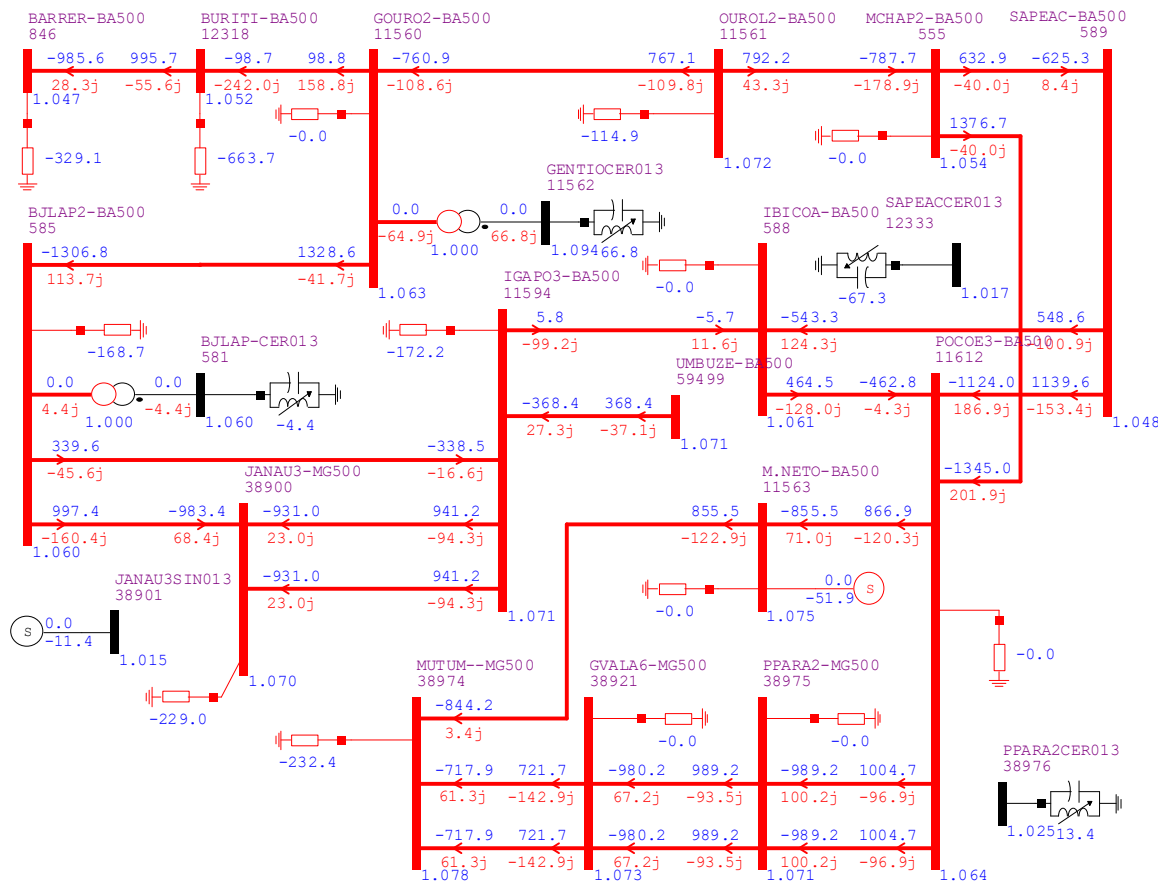


Figura 7-11 – Alternativa B – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 1 – Ano 2027

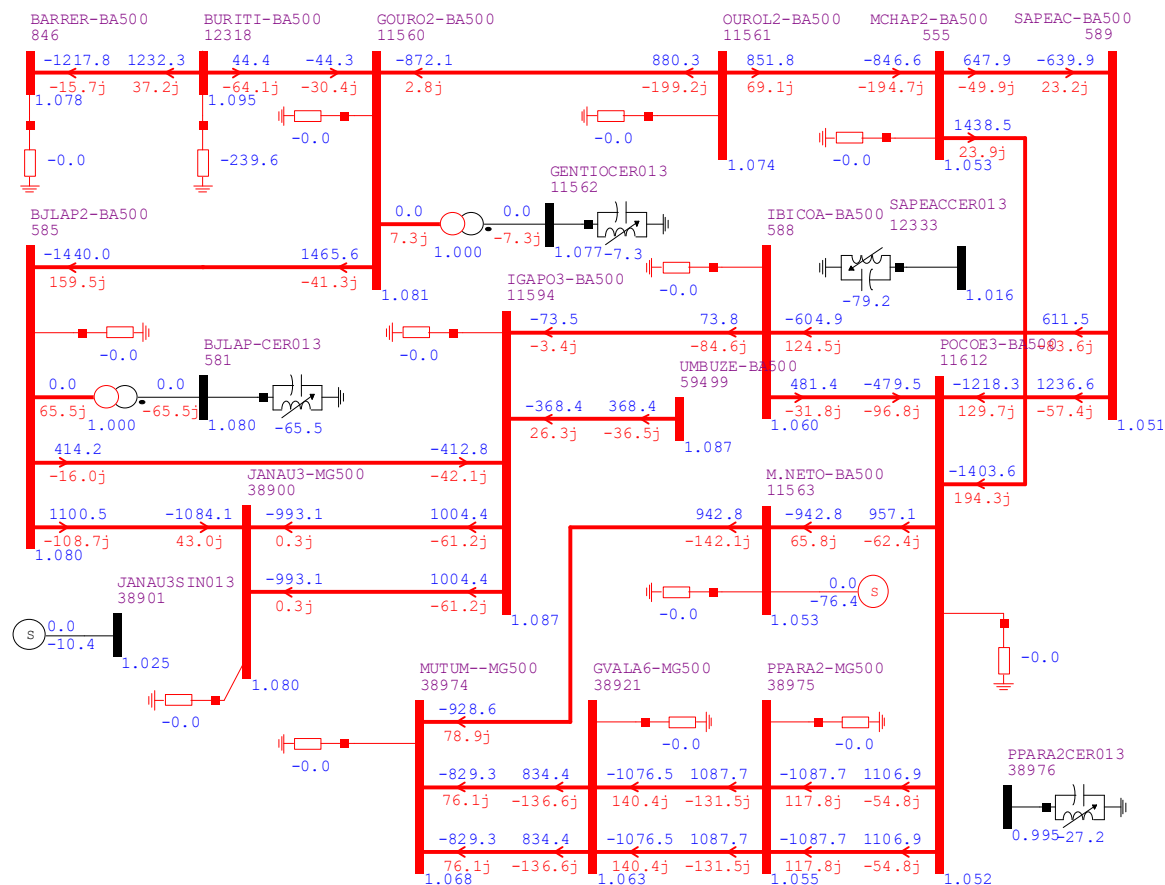


Figura 7-12 – Alternativa B – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 1 – Ano 2026

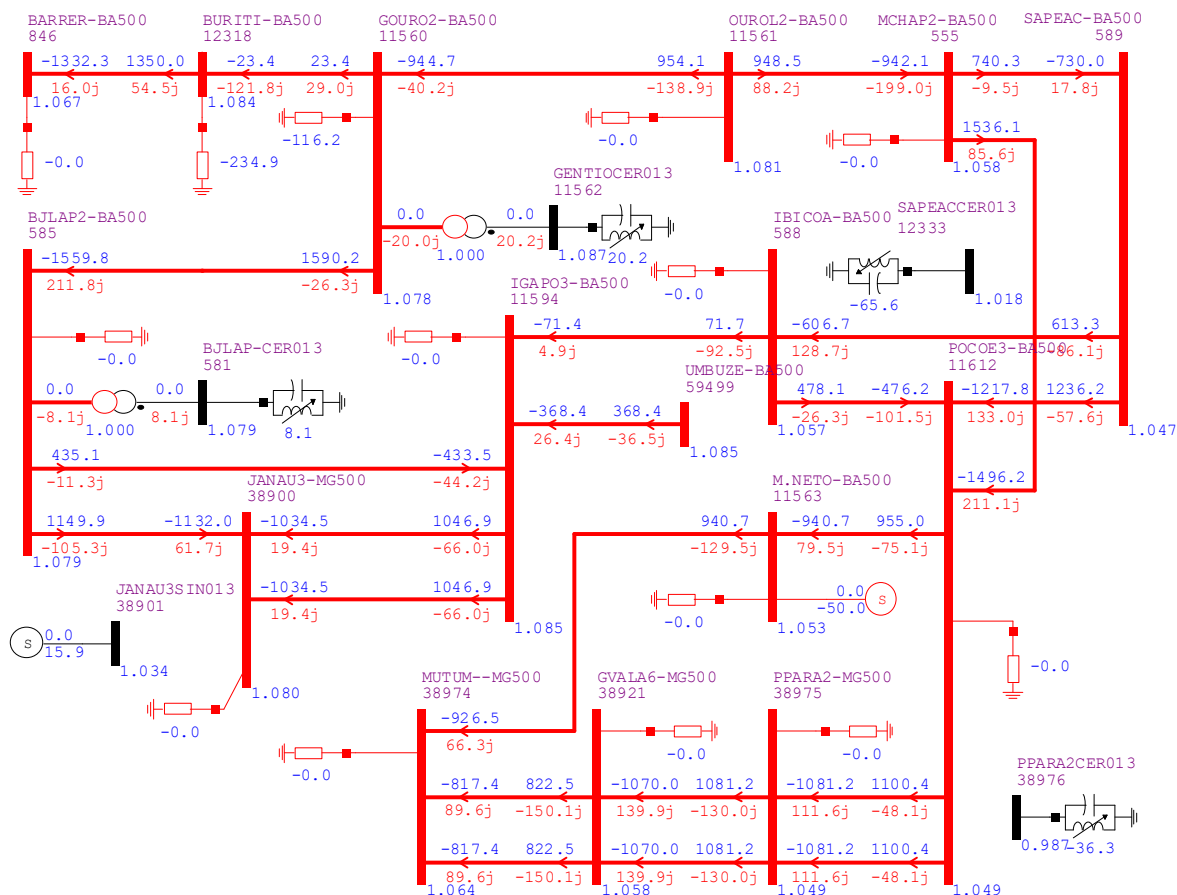


Figura 7-13 – Alternativa B – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 1 – Ano 2027

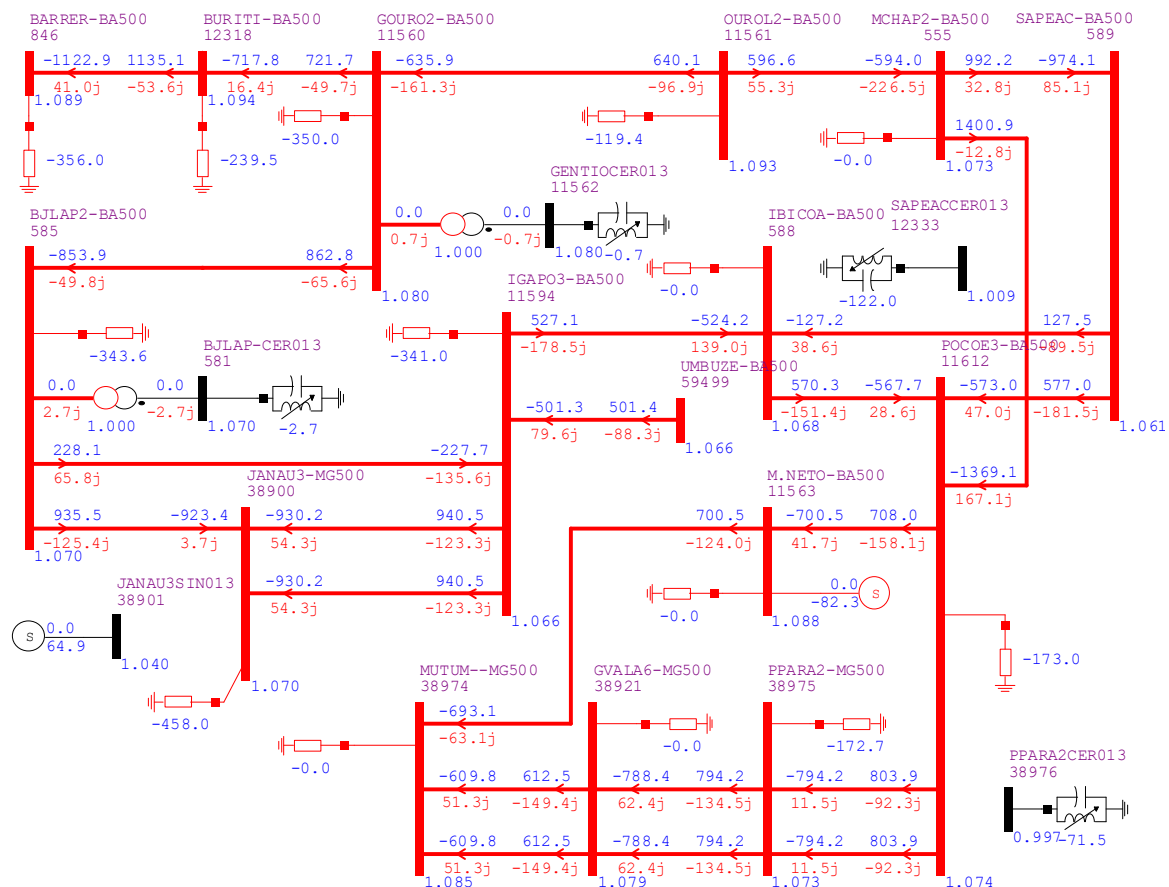


Figura 7-14 – Alternativa B – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 2 – Ano 2026

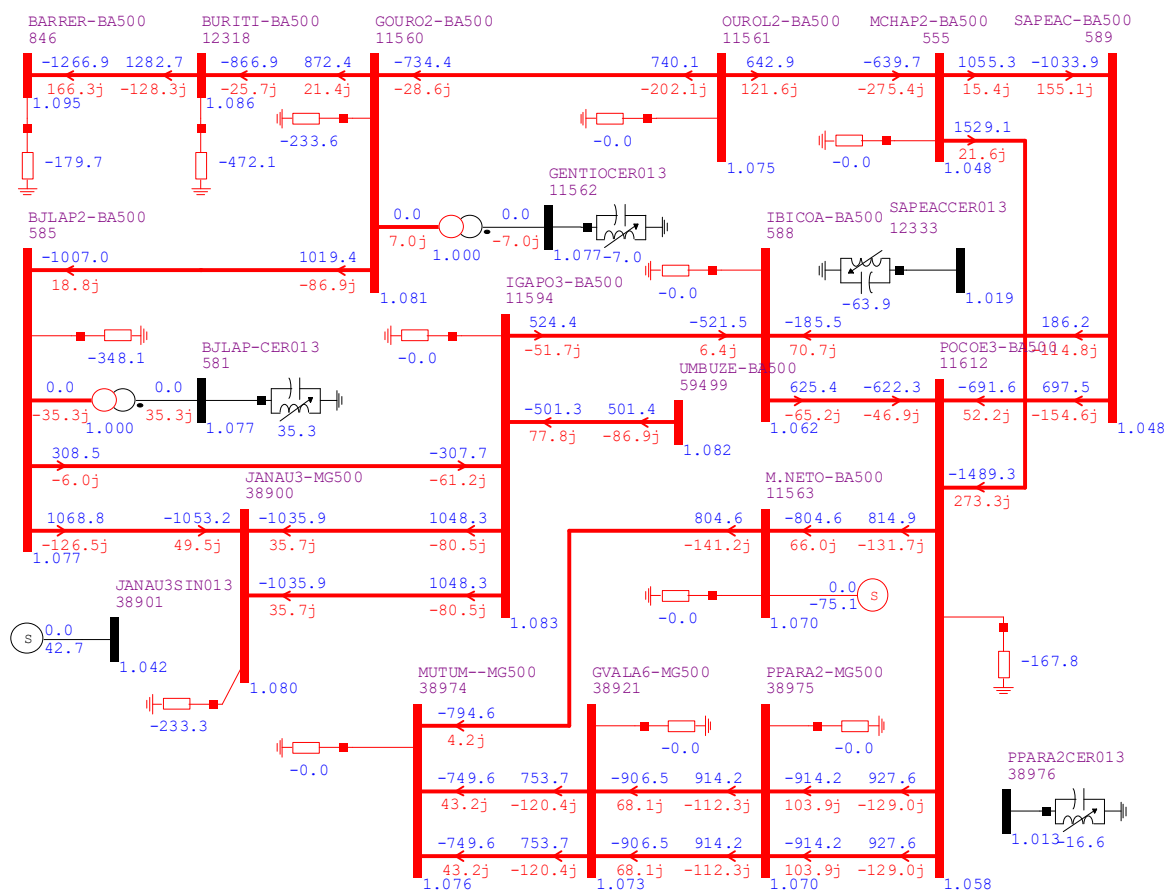


Figura 7-15 – Alternativa B – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 2 – Ano 2027

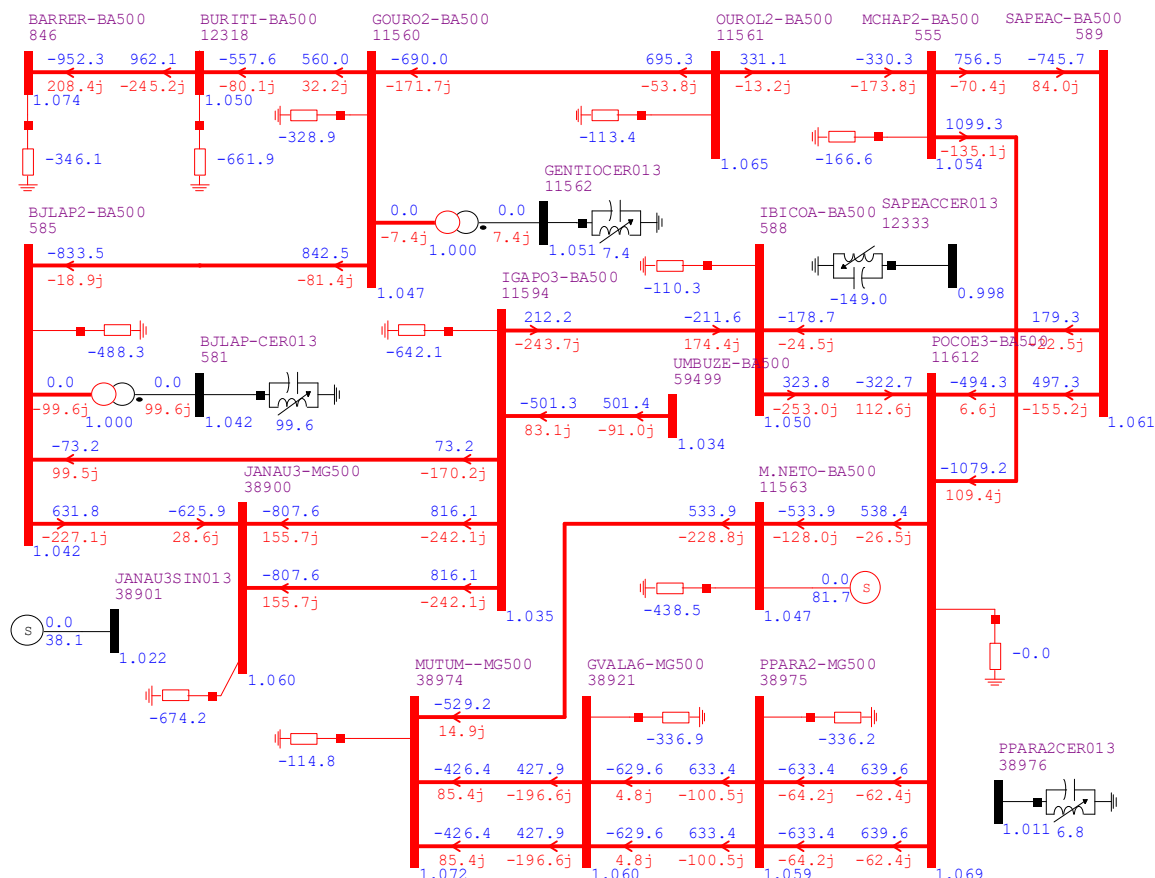


Figura 7-16 – Alternativa B – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 2 – Ano 2026

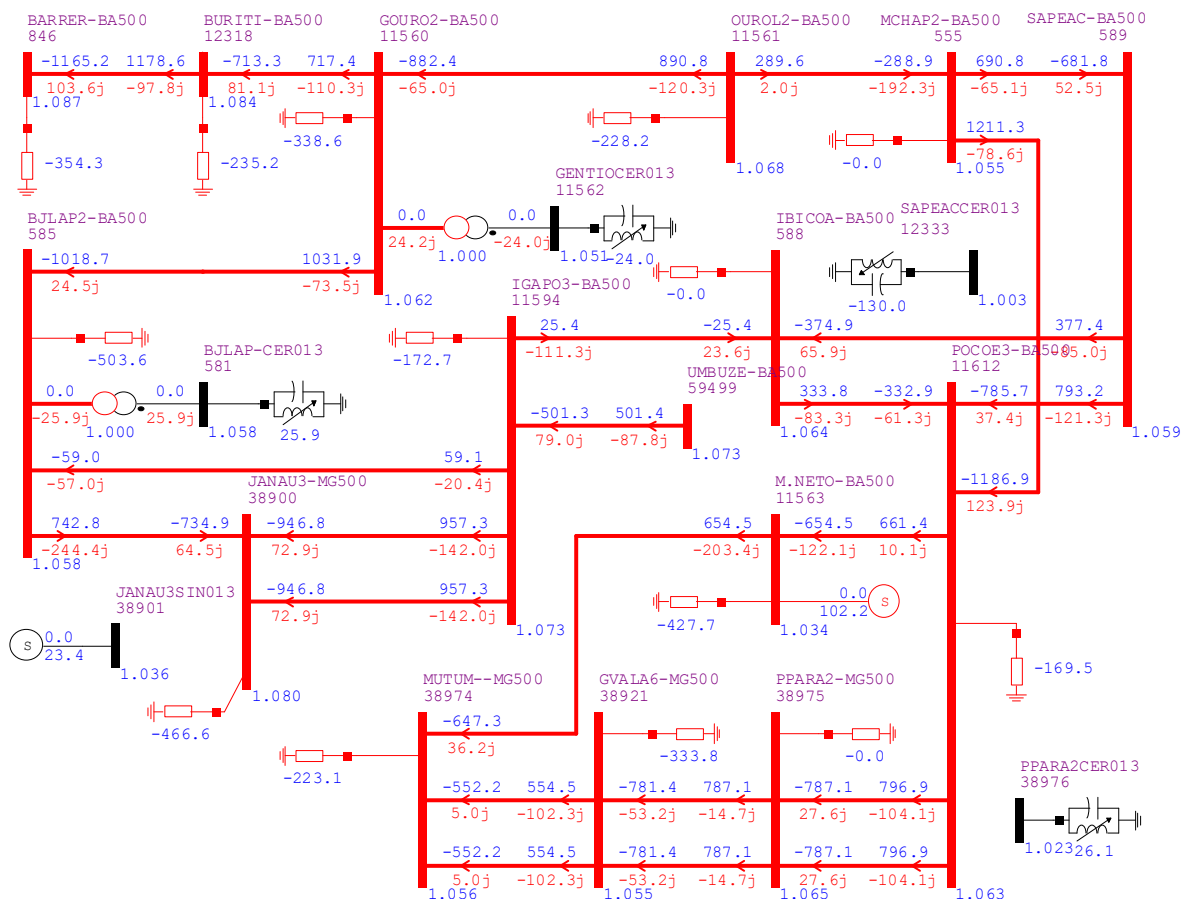


Figura 7-17 – Alternativa B – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 2 – Ano 2027

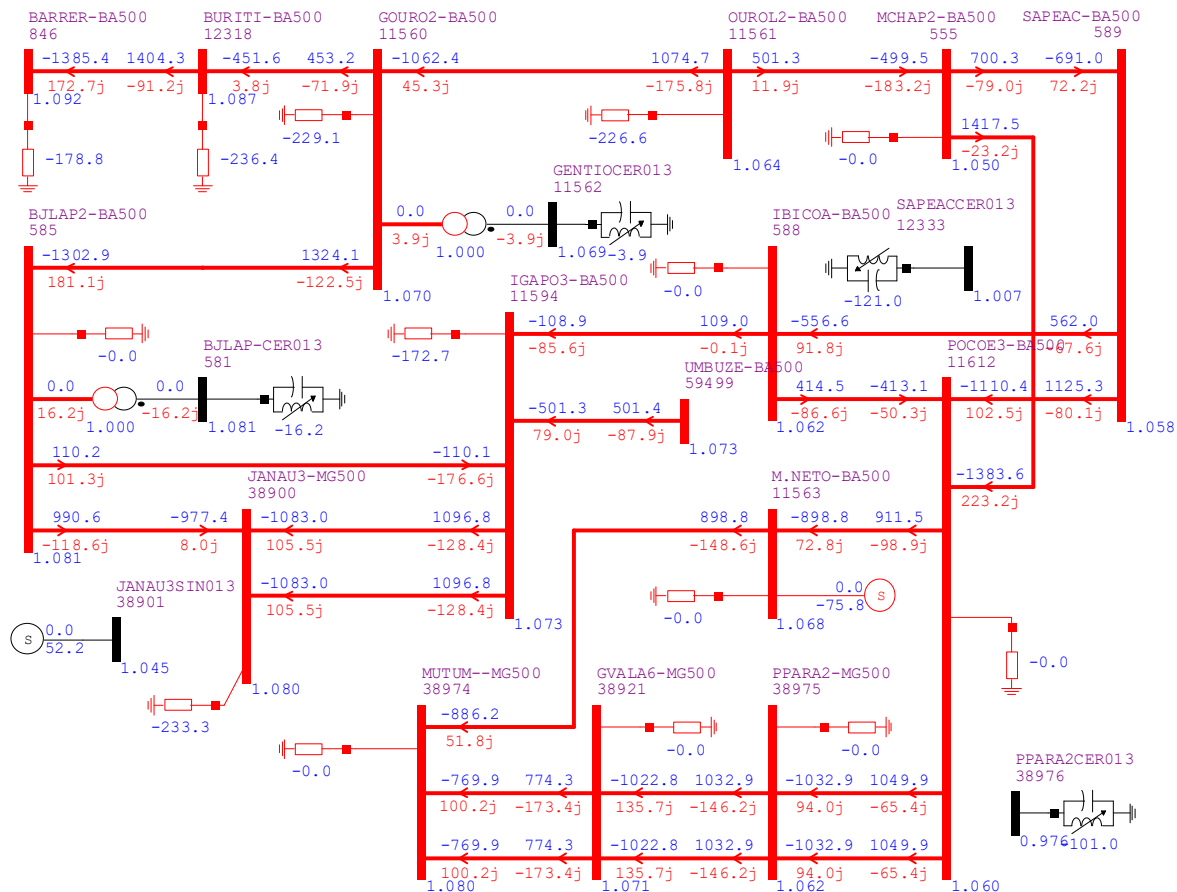


Figura 7-18 – Alternativa B – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 2 – Ano 2026

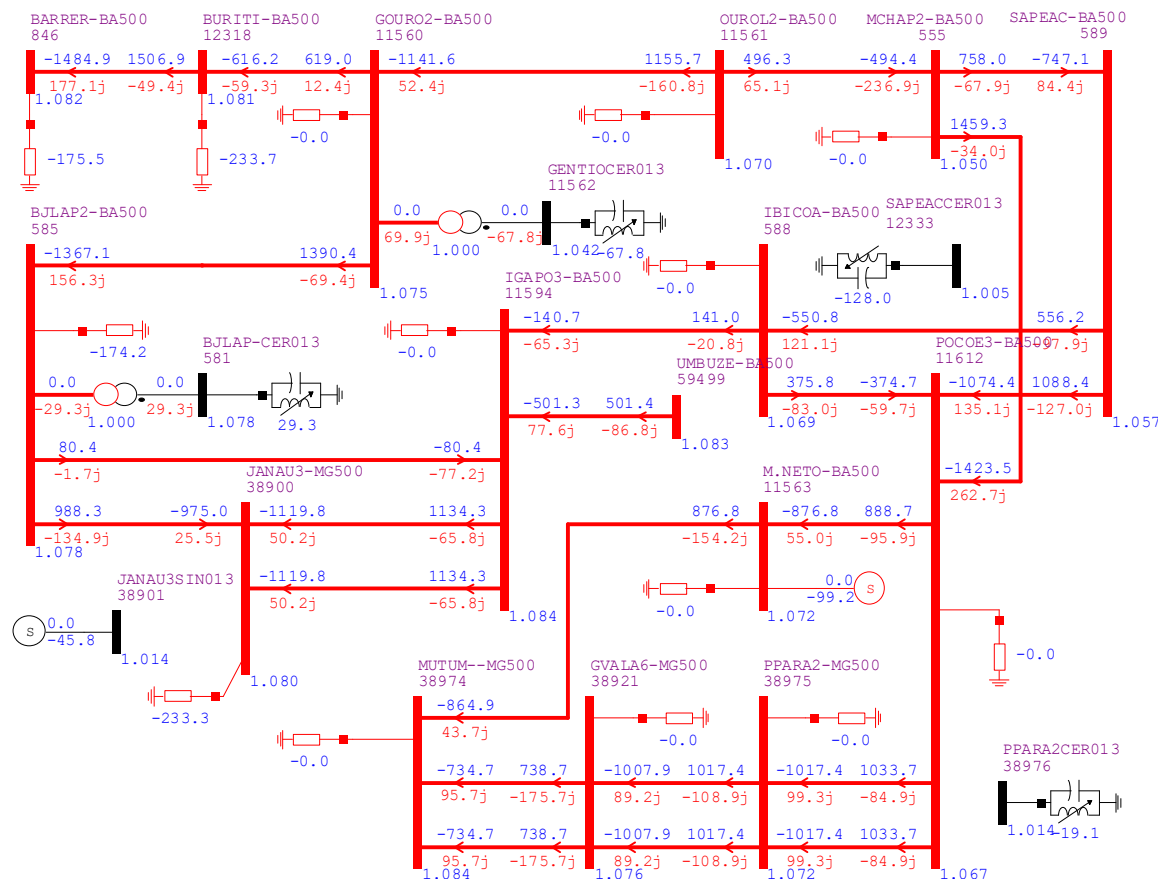


Figura 7-19 – Alternativa B – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 2 – Ano 2027

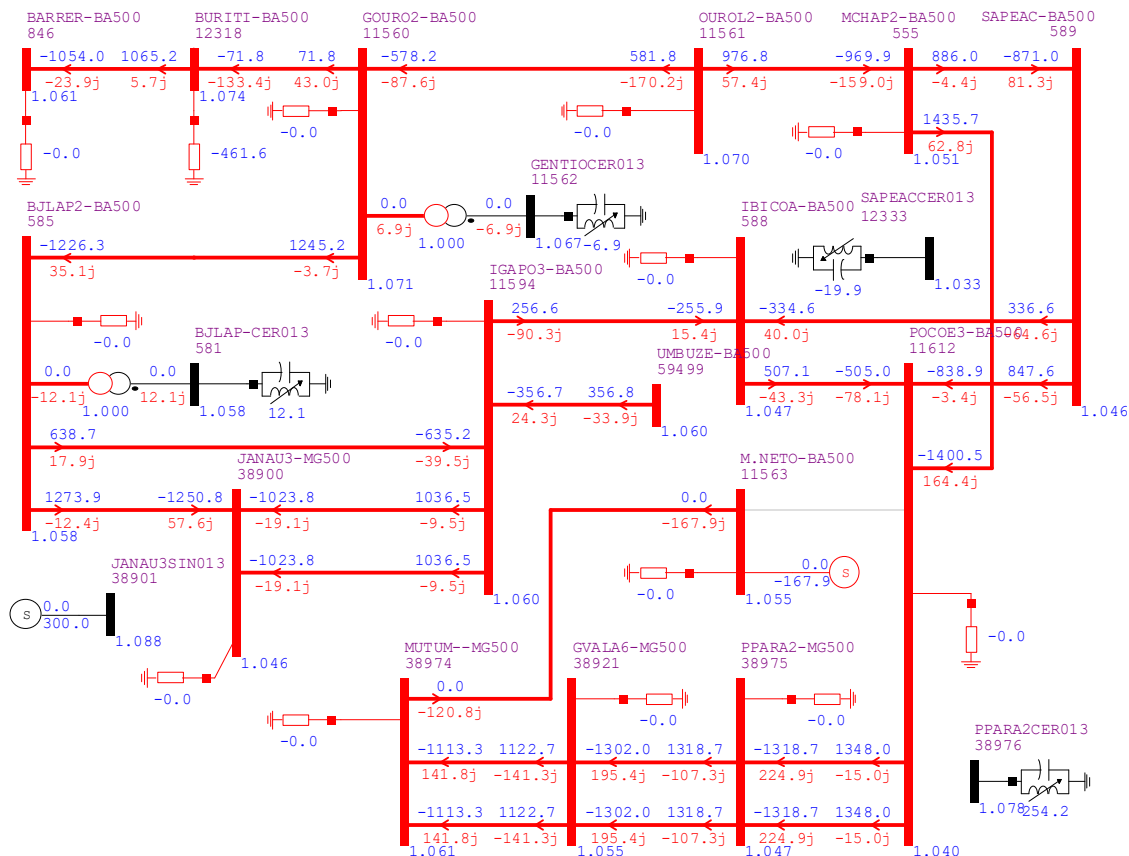


Figura 7-20 – Alternativa B – Contingência da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2026

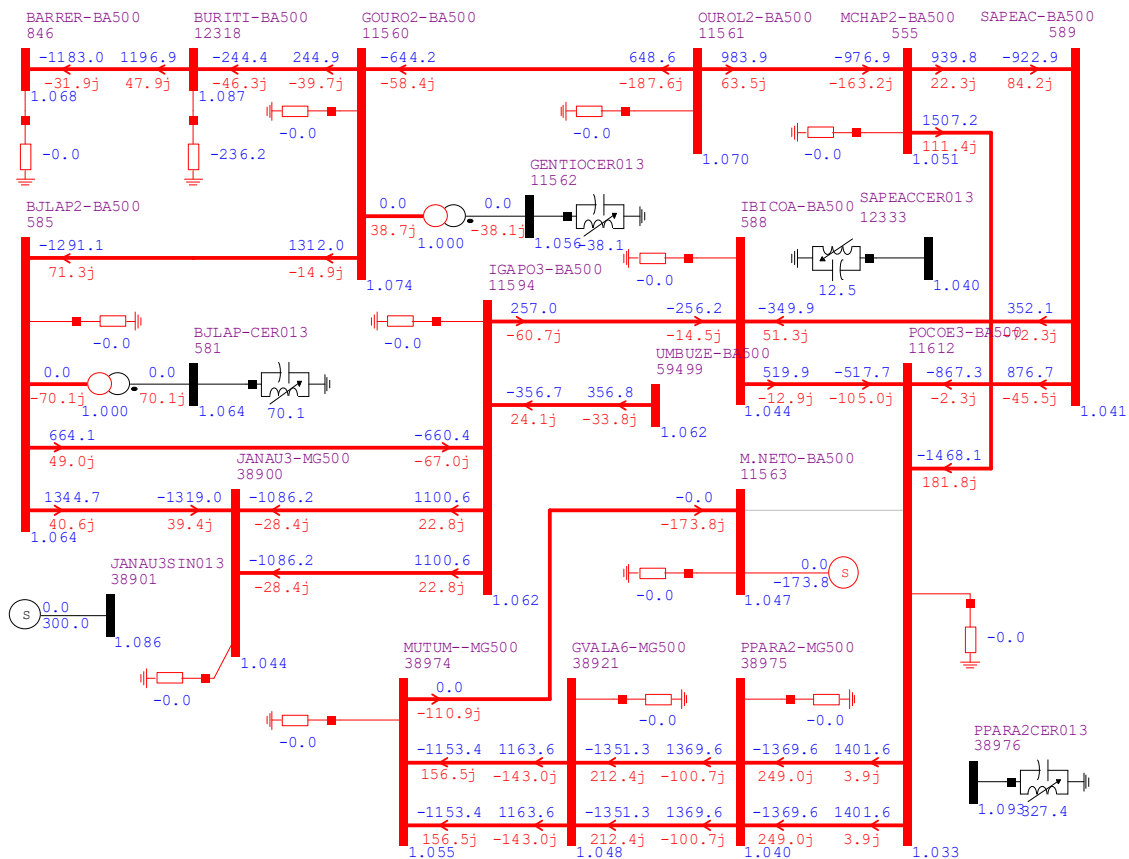


Figura 7-21 – Alternativa B – Contingência da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2027

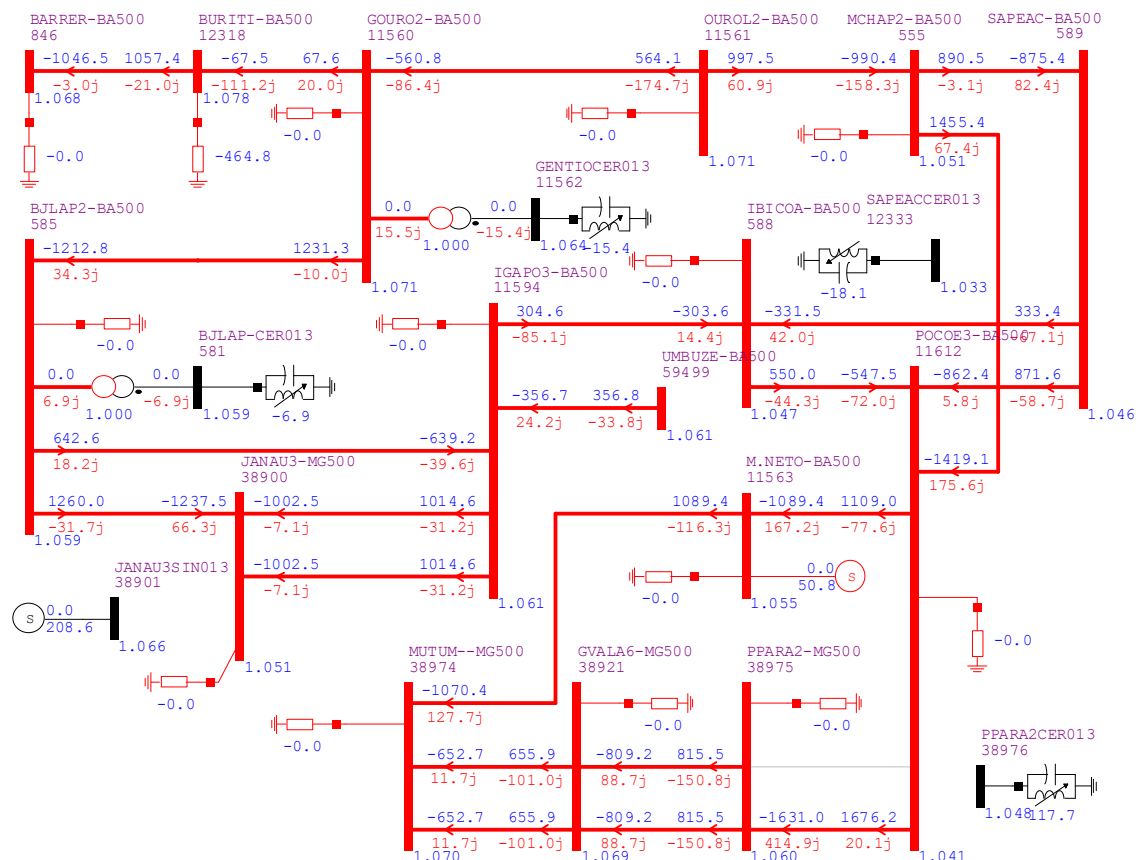


Figura 7-22 – Alternativa B – Contingência da LT 500 kV Poções III – Padre Paraíso II C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2026

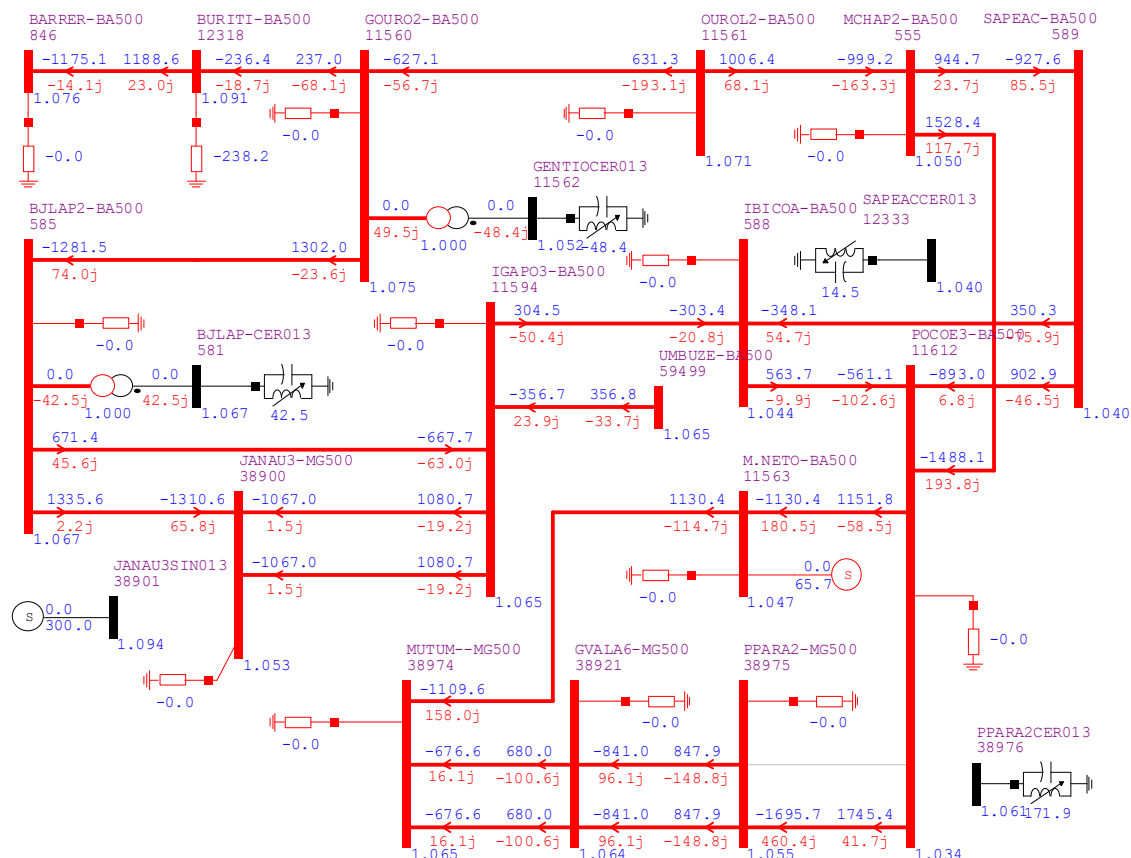


Figura 7-23 – Alternativa B – Contingência da LT 500 kV Poções III – Padre Paraíso II C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2027

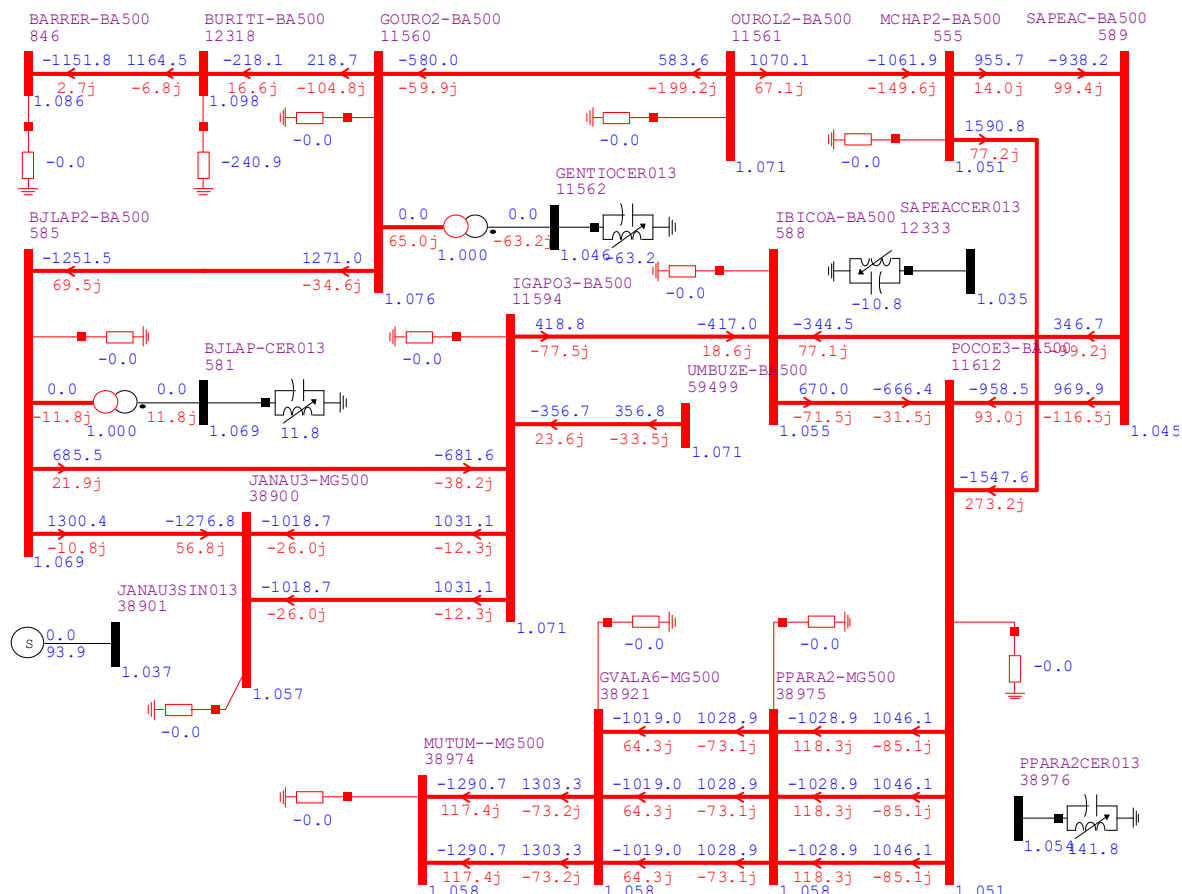


Figura 7-25 – Alternativa C – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2027

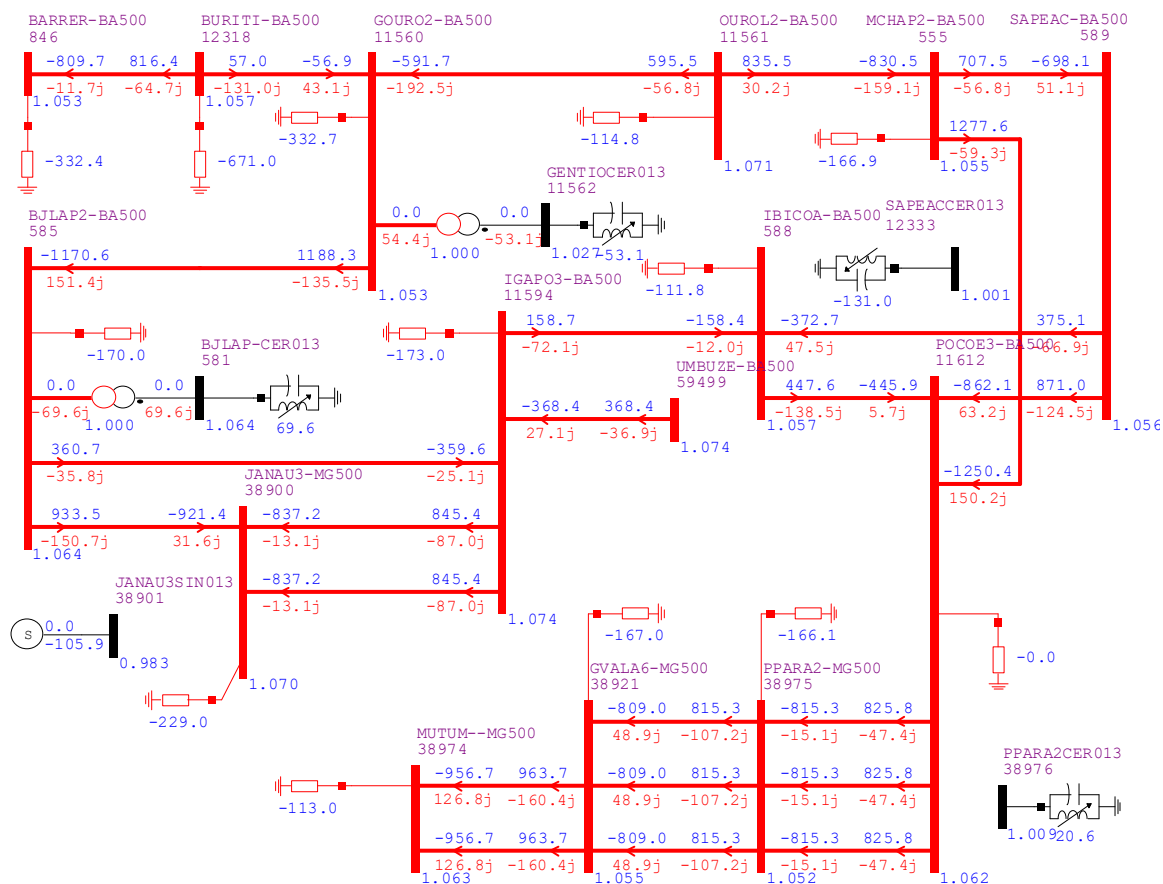


Figura 7-26 – Alternativa C – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 1 – Ano 2026

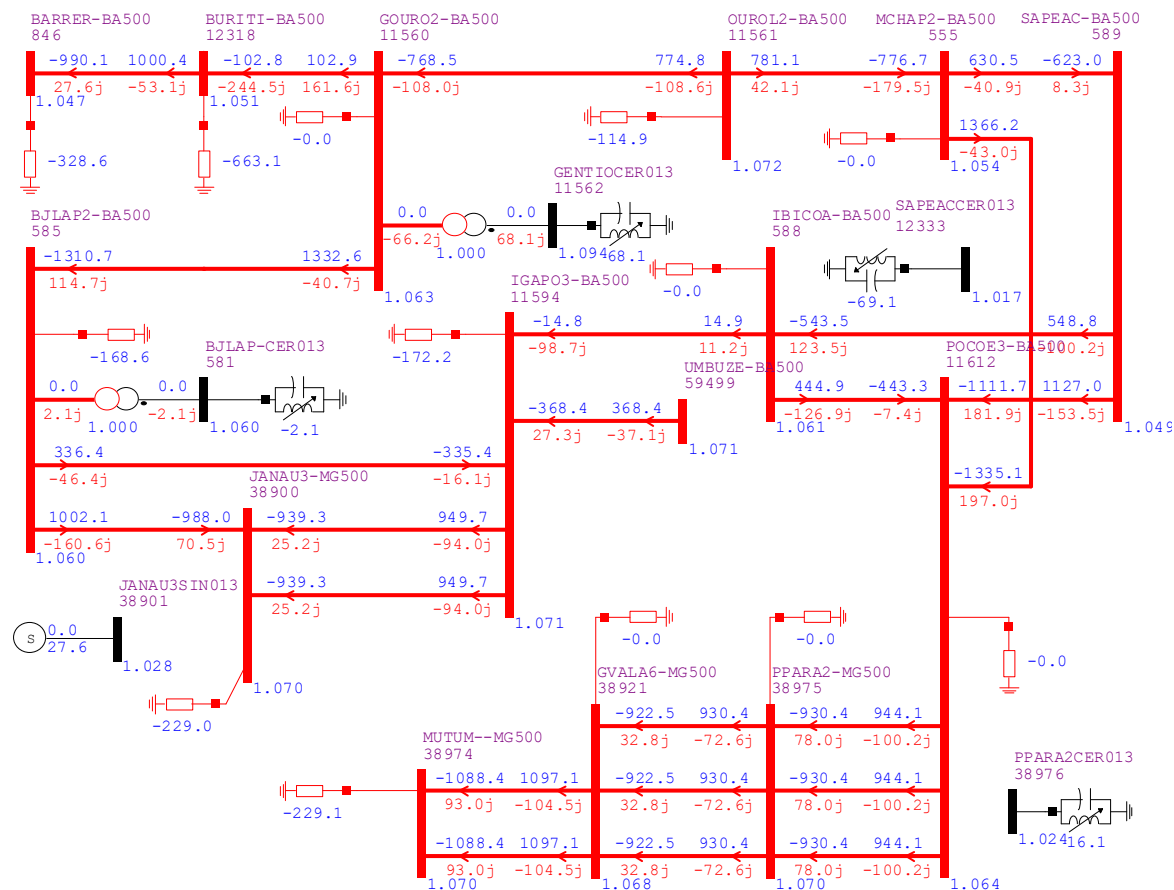


Figura 7-27 – Alternativa C – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 1 – Ano 2027

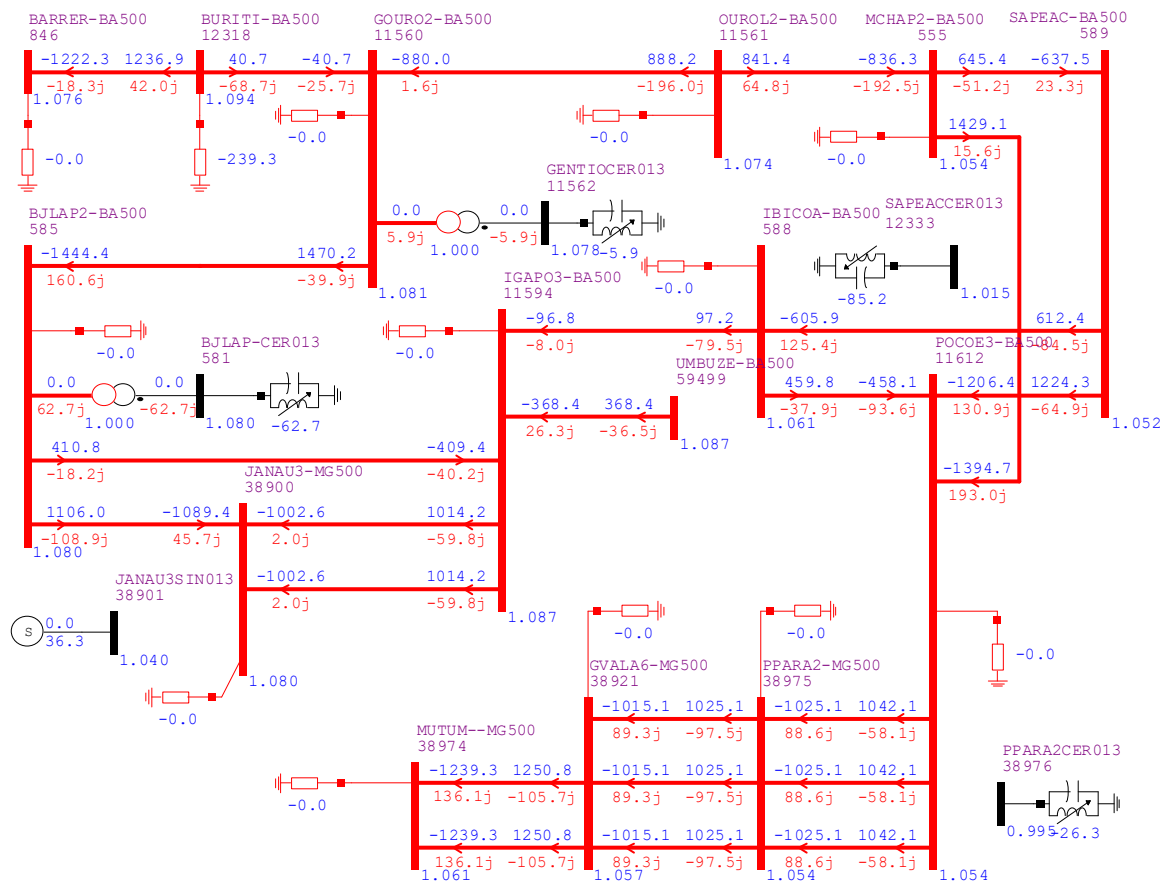


Figura 7-28 – Alternativa C – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 1 – Ano 2026

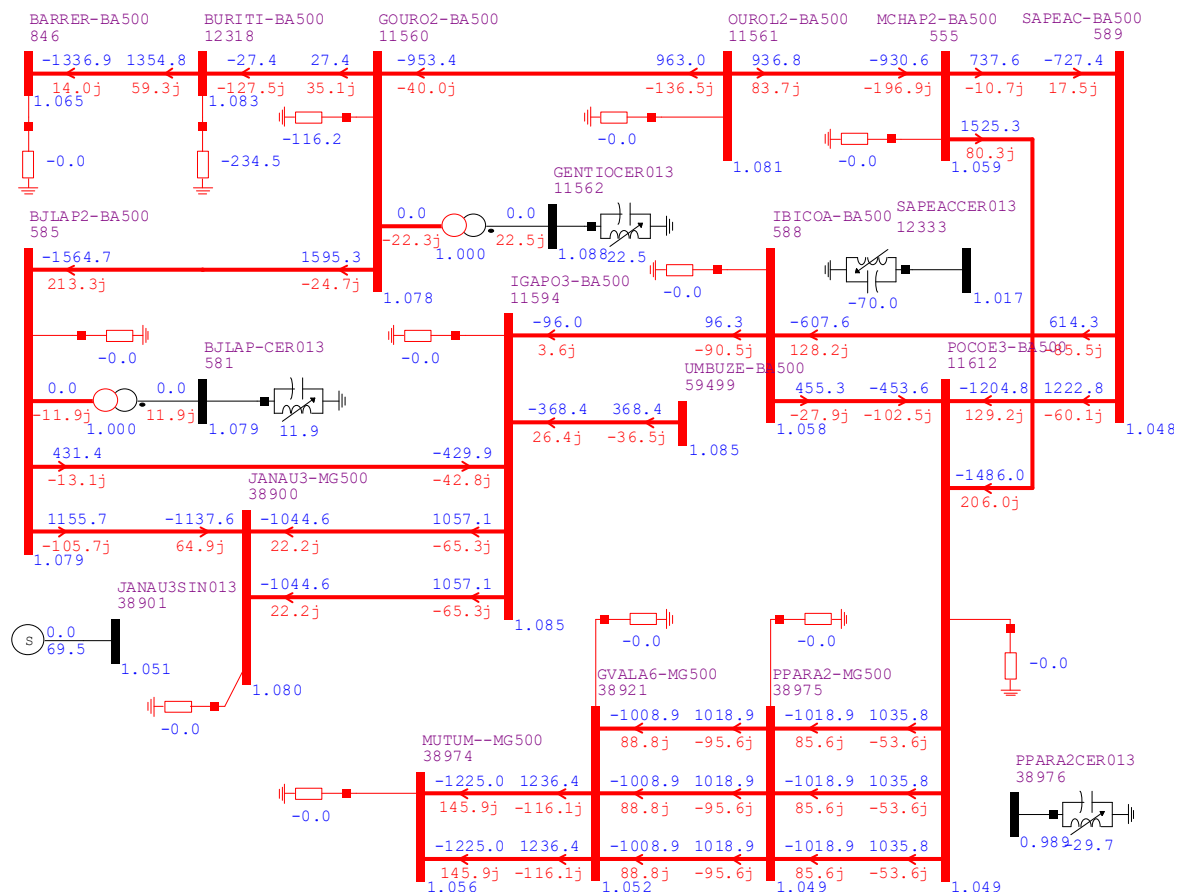


Figura 7-29 – Alternativa C – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 1 – Ano 2027

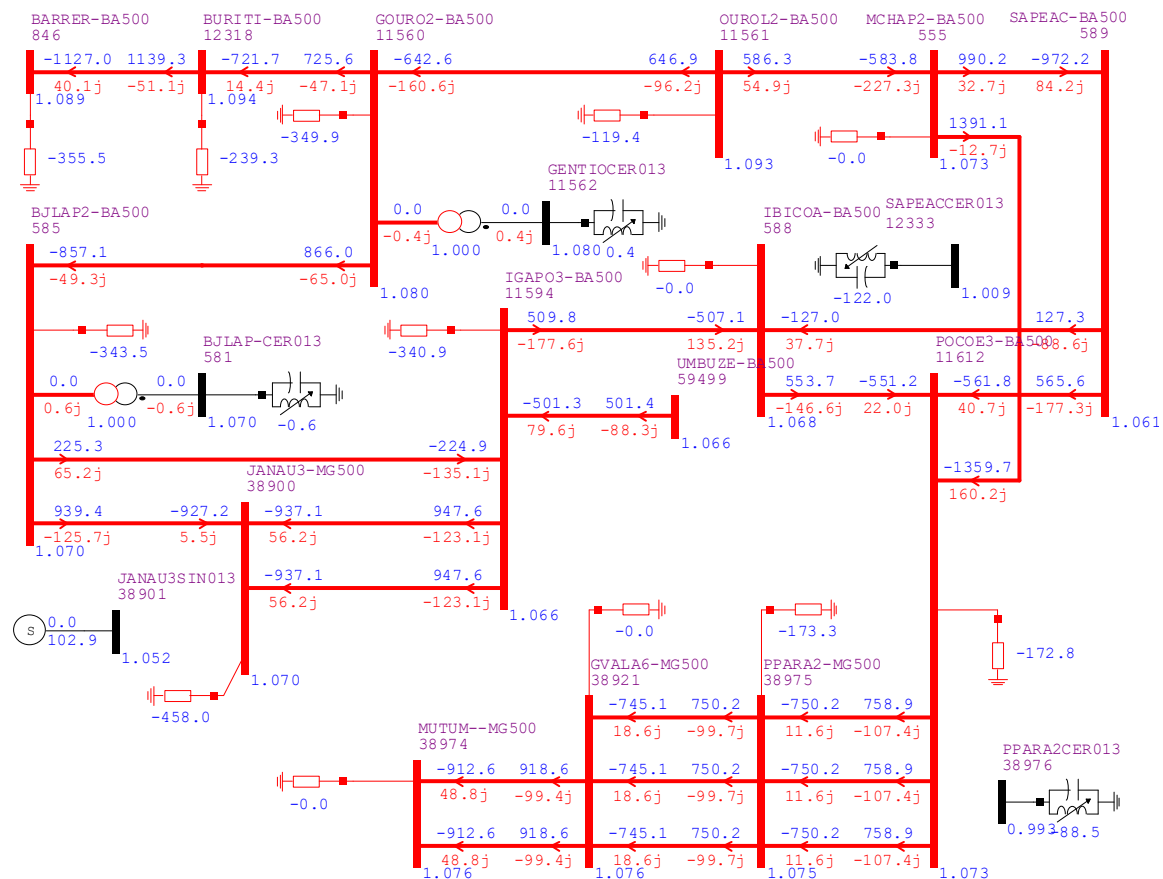


Figura 7-30 – Alternativa C – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 2 – Ano 2026

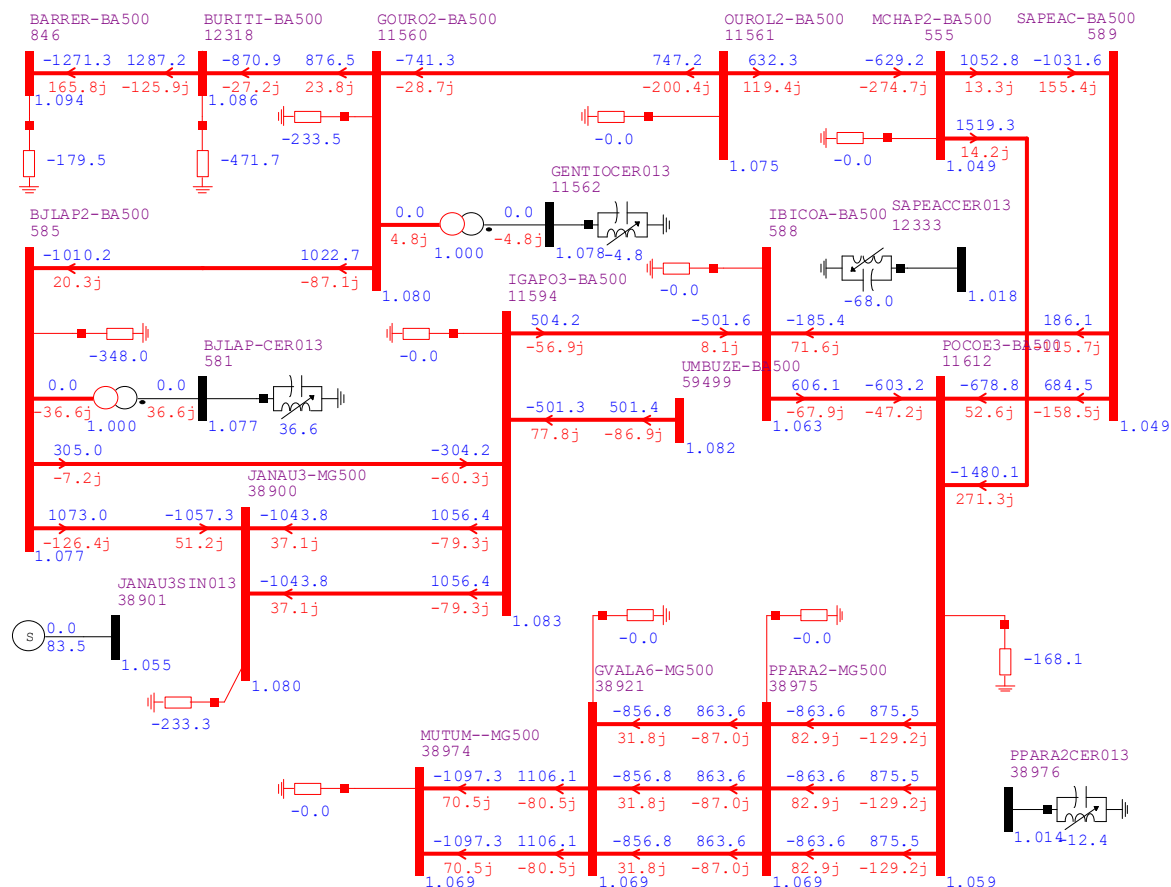


Figura 7-31 – Alternativa C – Regime Normal de Operação – Carga Média – Cenário 2 – Ano 2027

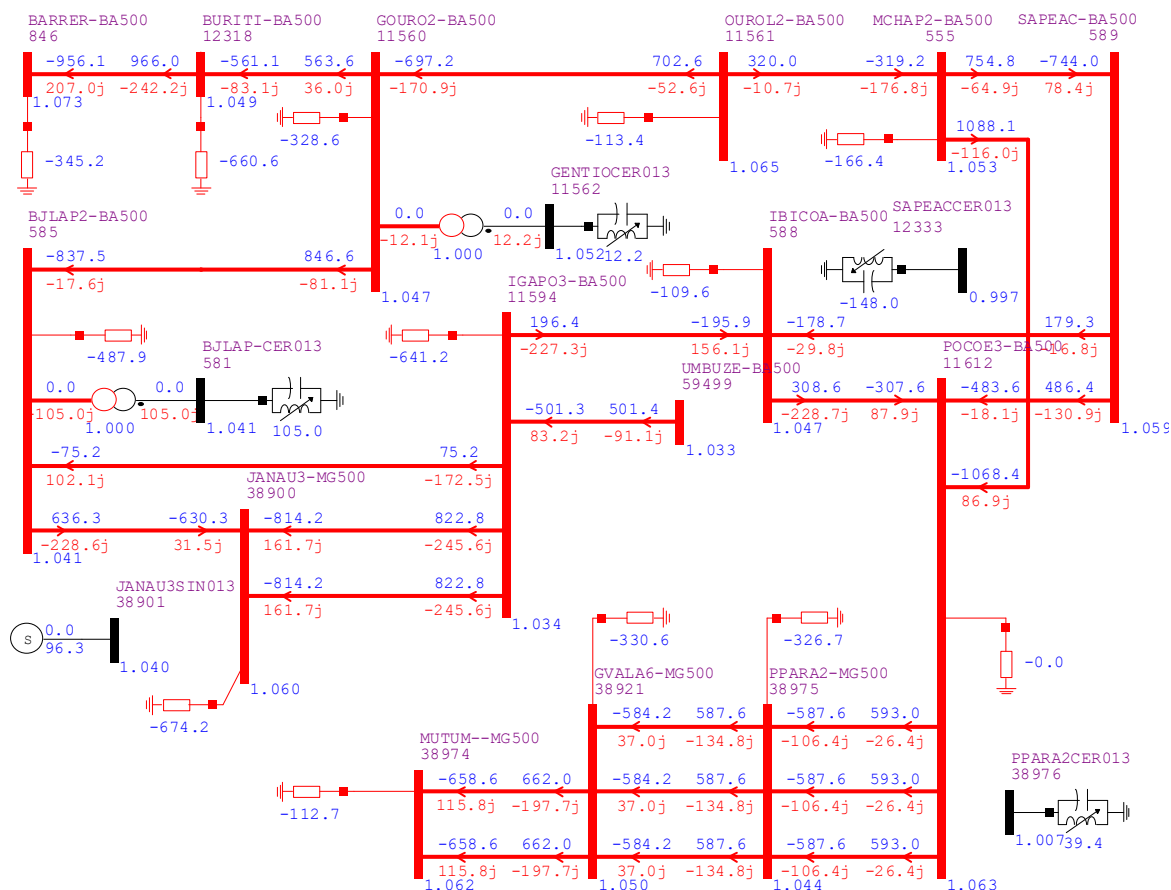


Figura 7-32 – Alternativa C – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 2 – Ano 2026

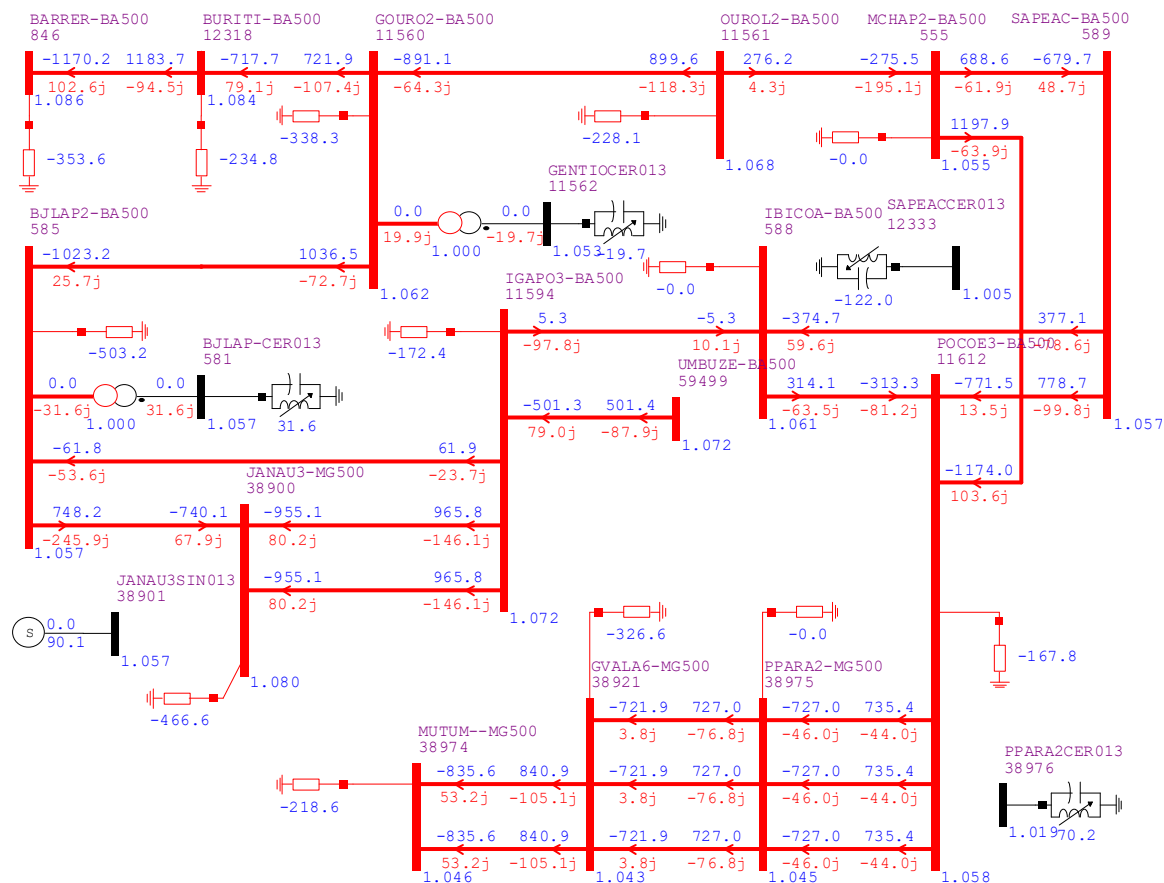


Figura 7-33 – Alternativa C – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 2 – Ano 2027

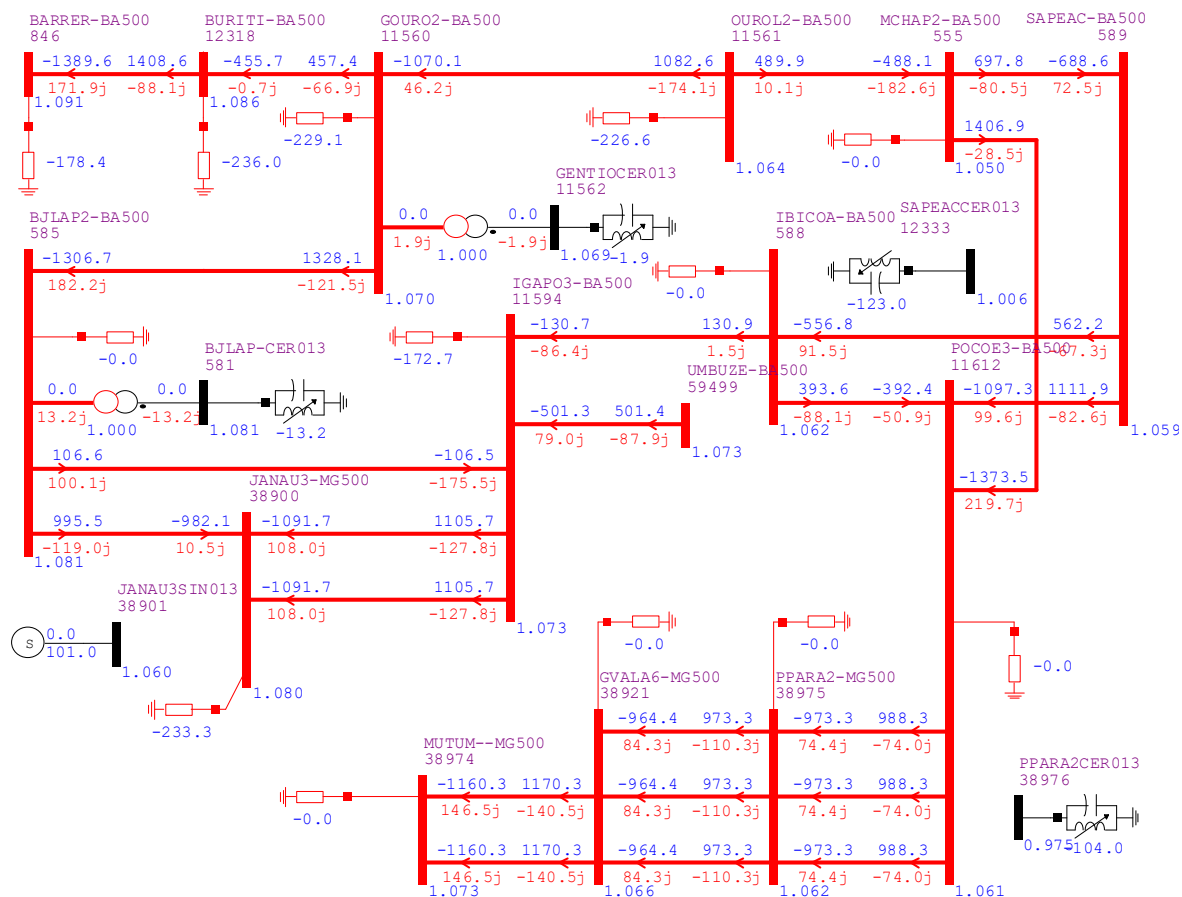


Figura 7-34 – Alternativa C – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 2 – Ano 2026

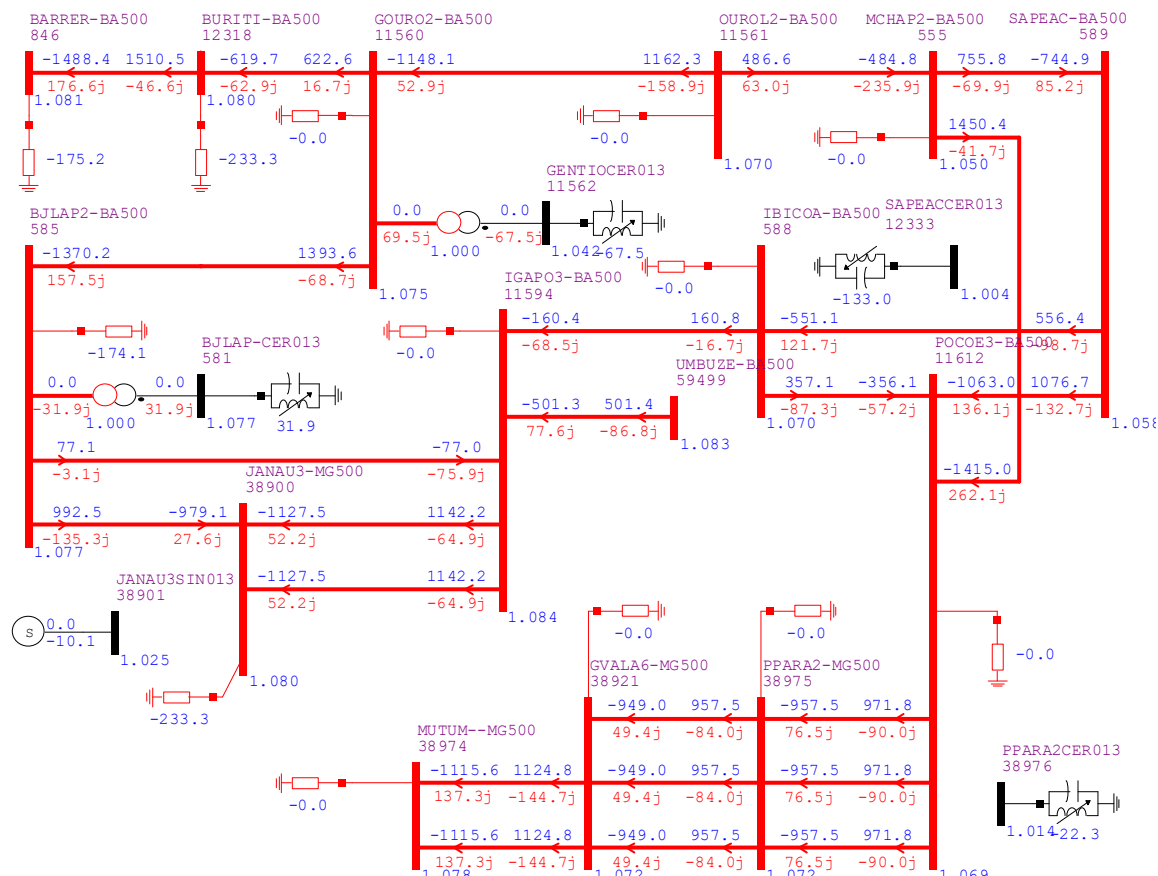


Figura 7-35 – Alternativa C – Regime Normal de Operação – Carga Leve – Cenário 2 – Ano 2027

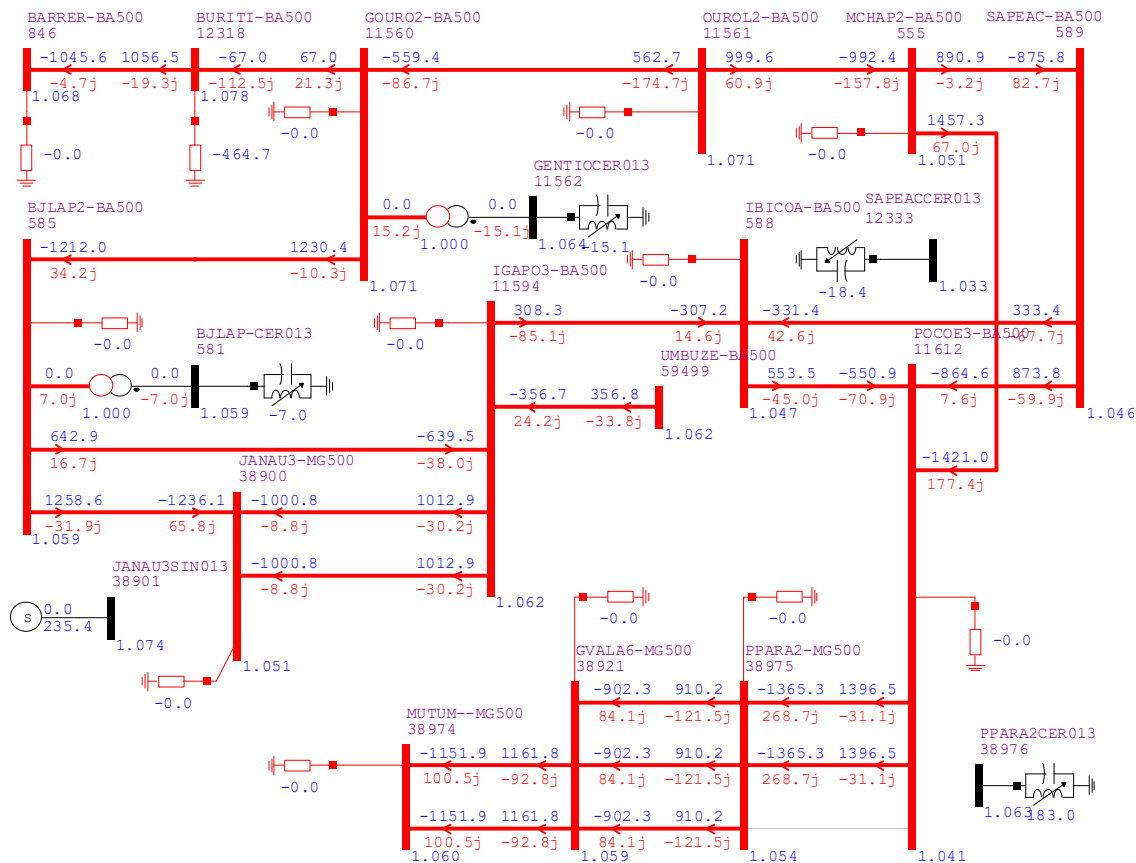


Figura 7-36 – Alternativa C – Contingência da LT 500 kV Poções III – Padre Paraíso 2 C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2026

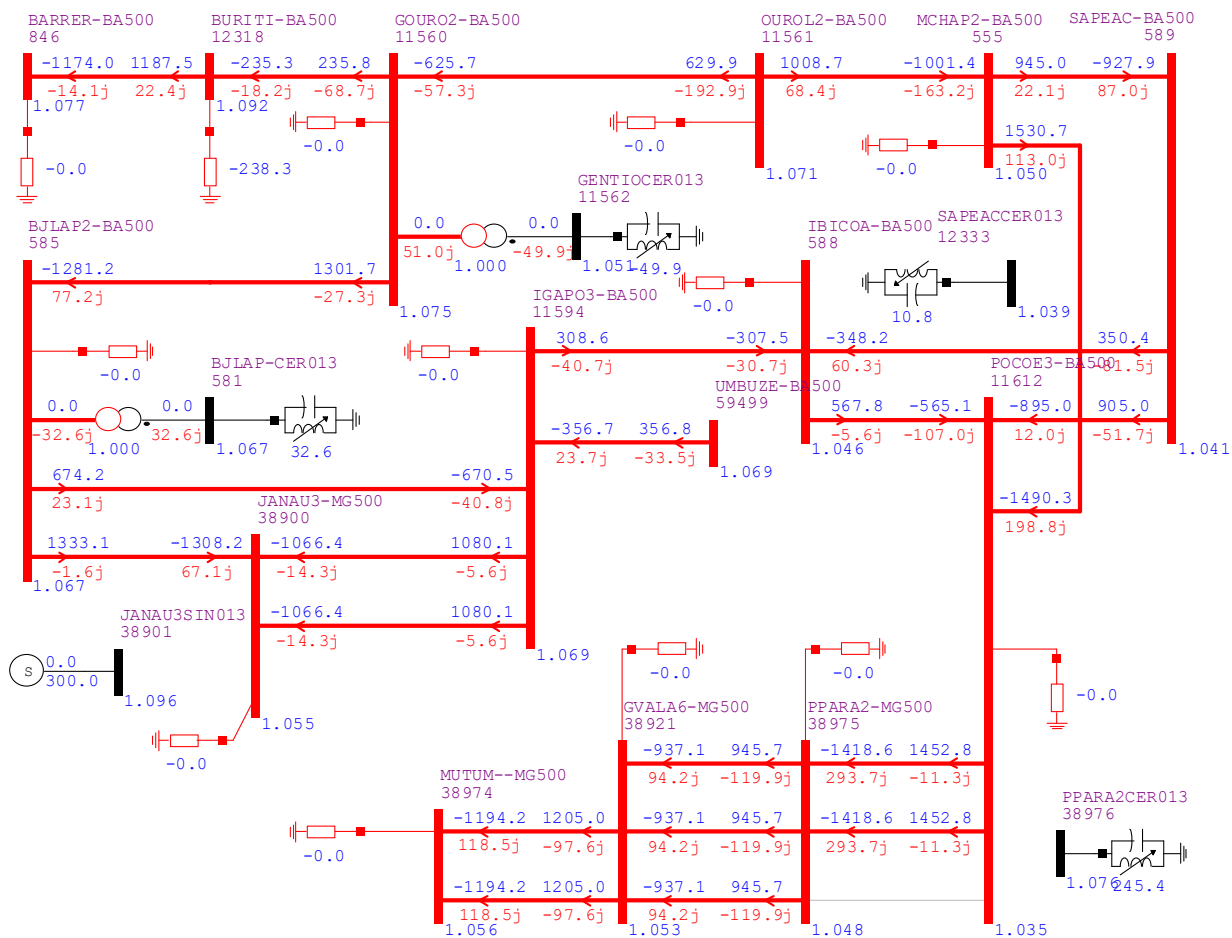


Figura 7-37 – Alternativa C – Contingência da LT 500 kV Poções III – Padre Paraíso 2 C1 – Carga Média – Cenário 1 – Ano 2027

7.3 Análise Econômica

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas foi utilizado o documento: “Base de Referência de Preços ANEEL – Junho de 2017”, Ref.[4]; e o método dos rendimentos necessários, com o truncamento das séries temporais no ano 2035.

Para valoração das perdas elétricas, utilizou-se custo de 233,95 R\$/MWh, calculado com base no custo marginal de expansão da geração informado pela EPE. Para ponderação das perdas, foram simulados os patamares de carga Pesada, Média e Leve, cenários 1, 2, 3 e 4, com 25% do tempo de permanência em cada cenário. O detalhamento das perdas elétricas em cada um dos cenários e patamares é apresentado no Anexo 18.4.

A Tabela 7-1 apresenta a comparação econômica das alternativas levando-se em consideração custos de investimentos (obras não comuns) e diferencial de perdas.

Tabela 7-1 – Comparação Econômica (R\$ x 1000)

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa A	659.759	0	659.759	100%	1º
Alternativa B	704.704	34.215	738.919	112%	2º
Alternativa C	583.207	167.108	750.315	114%	3º

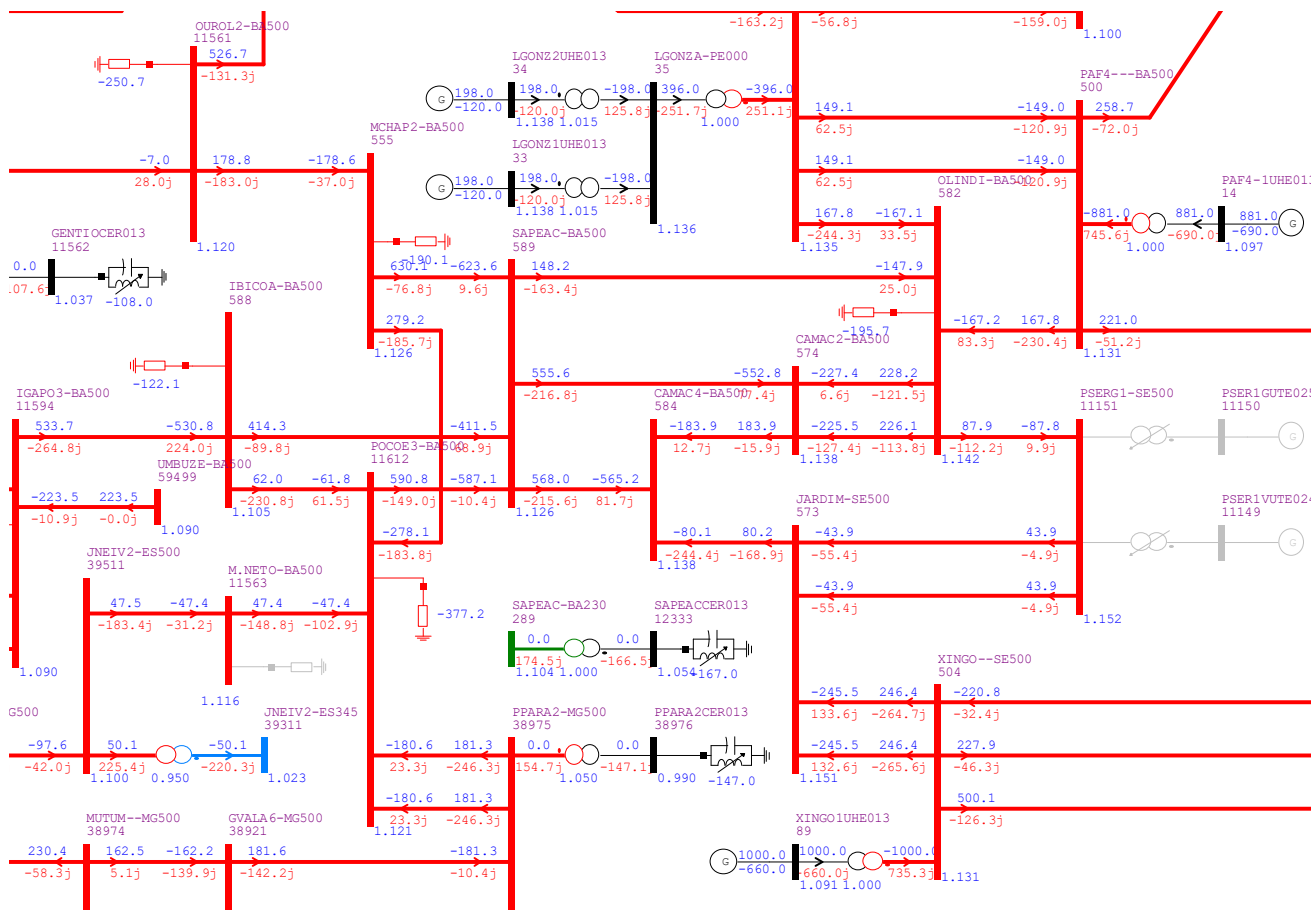
Sob o ponto de vista técnico e econômico, recomenda-se a implantação da Alternativa A, que é a alternativa de mínimo custo global na Região Sul da Bahia.

O plano de obras das alternativas e custos associados estão apresentados no Anexo 18.3.

8 ANÁLISE DA NECESSIDADE DE COMPENSAÇÃO REATIVA

Para o adequado dimensionamento da compensação reativa manobrável, foi utilizado o Cenário 4, patamar de carga leve, com carregamento reduzido das linhas de transmissão da região Nordeste.

O resultado das simulações apresenta sobretensão em regime normal de operação, acima de 1,1 pu em várias subestações de Rede Básica (Ourolândia II, Morro do Chapéu II, Ibicoara, Poções III, Medeiros Neto II, Jardim, Xingó, P. Afonso IV, L. Gonzaga, Olindina, Camaçari II, Camaçari IV, Juazeiro III e Porto de Sergipe), conforme apresenta a Figura 8-1. Verifica-se ainda que não há margem para controle de tensão com o recurso do *Tap* dos autotransformadores 500/230 kV, uma vez que tanto a tensão no lado de alta quanto no lado de baixa dos equipamentos encontra-se acima dos limites aceitáveis para cada nível de tensão.



Para corrigir o problema, foi alocada compensação reativa manobrável nos barramentos onde ela se mostrou mais efetiva, de acordo com a Tabela 8-1.

Tabela 8-1 – Compensação Reativa Manobrável na Região Nordeste

Subestação 500 kV	Compensação <i>shunt</i> existente ou planejada (Mvar)	Compensação <i>shunt</i> recomendada (Mvar)
Morro do Chapéu II	1x150	1x150
Poções III	2x150	1x150
Medeiros Neto II	-	2x200
Olindina	1x150	1x150
Juazeiro III	1x150	1x150

A Figura 8-2 apresenta a simulação do caso anterior com a compensação reativa manobrável indicada na Tabela 8-1.

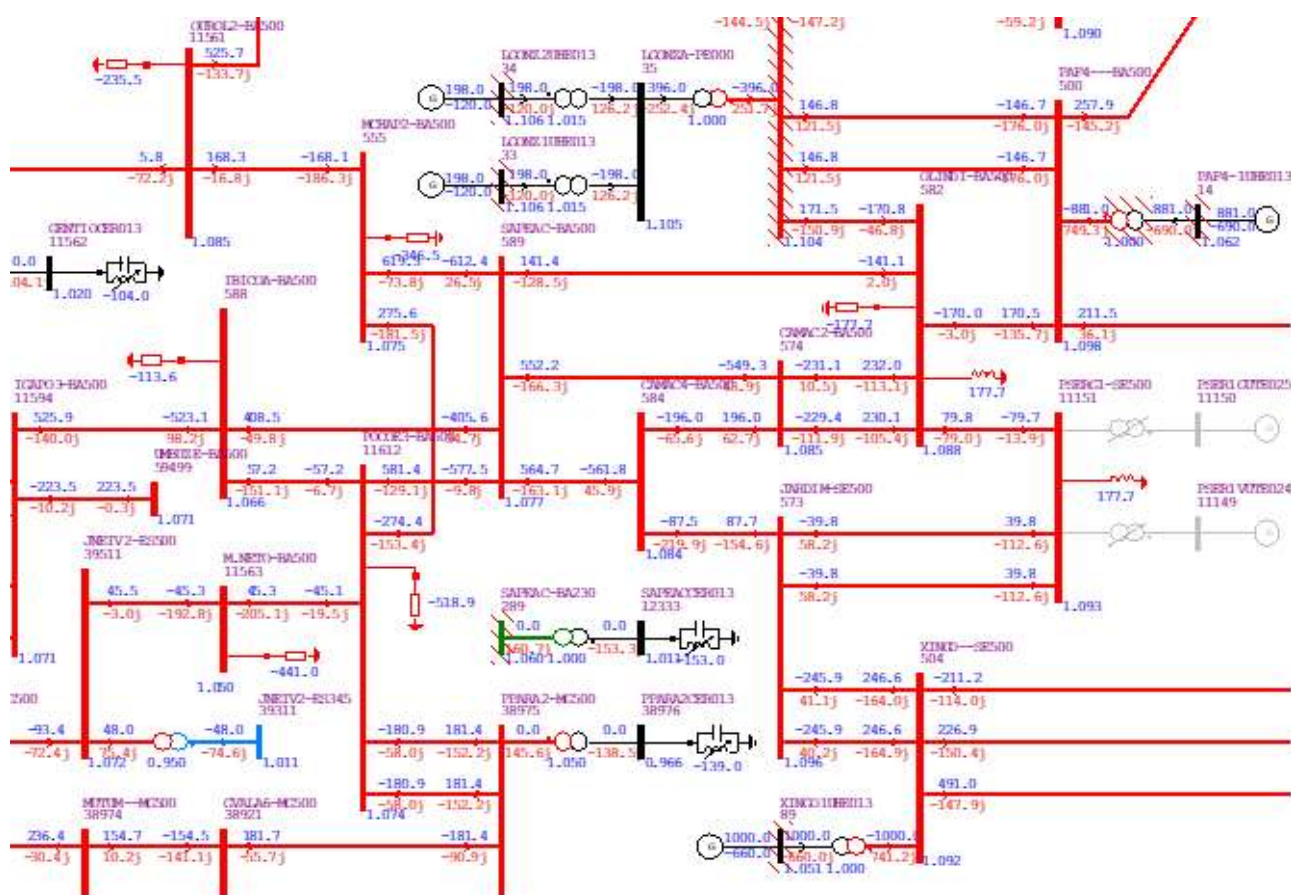


Figura 8-2 – Tensões na Área Sul da Região Nordeste (com reforços da Tabela 8-1) – Cenário 4 – Carga Leve

9 ANÁLISE DE SOBRETENSÕES À FREQUÊNCIA INDUSTRIAL 60 HZ

A seguir estão resumidos os resultados das simulações de energização e rejeição das novas linhas de transmissão indicadas neste relatório, referentes à Alternativa 1A (recomendada). Nas simulações de energização, utilizou-se o Cenário 4, patamar de Carga Leve. Este cenário possui os menores carregamentos nas linhas de transmissão da região, configurando-se como o mais crítico para controle de tensão e para energização.

A análise de rejeição de carga tem o objetivo de verificar os reflexos da abertura intempestiva das linhas de transmissão previstas.

Dessa forma, estas análises buscam verificar a existência de sobretensões acima da suportabilidade dos equipamentos associados quando de aberturas intempestivas em um dos terminais das linhas de transmissão devido a uma atuação da proteção ou falha humana.

Foi realizada a análise de rejeição no Cenário 1, patamar de Carga Média. Esta é a situação na qual o carregamento nas linhas de transmissão é mais elevado e os reatores de barra estão desligados, configurando-se condição mais adversa sob o ponto de vista de sobretensão.

As simulações de energização e rejeição confirmaram que os reatores de linha e de barra recomendados são adequados e o compensador síncrono da SE Medeiros Neto II é imprescindível para controle de tensão na rejeição, de forma que esta não supere 1.2 pu no terminal aberto da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1.

9.1 Energização da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1

Na simulação de energização, com reatores de linha de -190 Mvar em cada terminal da LT, considerou-se a tensão inicial de 1,063 pu na SE Morro do Chapéu II e 1,067 pu na SE Poções III, conforme apresenta a Figura 9-1.

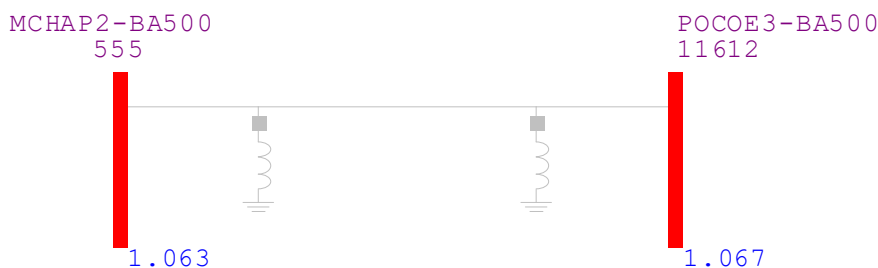


Figura 9-1 – Sistema Pré-Energização da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1

Energizando-se a LT 500 kV no sentido Morro do Chapéu II → Poções III, obteve-se 1,107 pu na SE Morro do Chapéu II e 1,169 pu no terminal aberto na SE Poções III. Energizando-se a LT no sentido Poções III → Morro do Chapéu II, obteve-se 1,103 pu na SE Poções III e 1,165 pu no

terminal aberto na SE Morro do Chapéu II. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-2 e Figura 9-3.

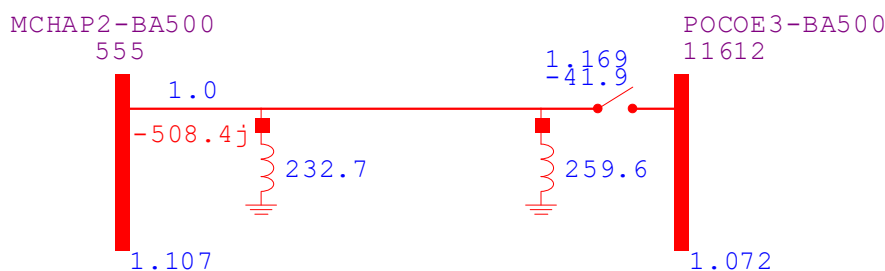


Figura 9-2 – Energização da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1 a partir de Morro do Chapéu II

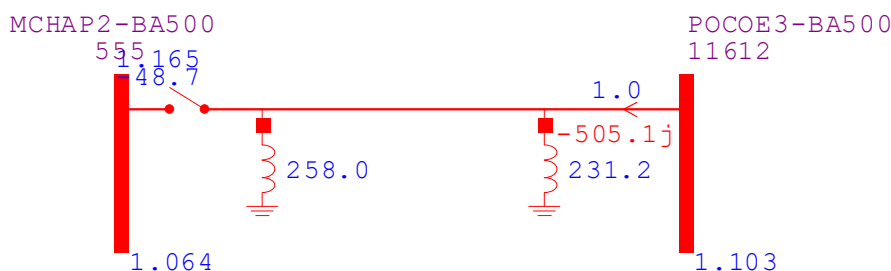


Figura 9-3 – Energização da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1 a partir de Poções III

9.2 Energização da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II – João Neiva 2 C1

Na simulação de energização, com reatores de linha de -250 Mvar em cada terminal da LT Poções III – Medeiros Neto 2, reatores de linha de -215 Mvar em cada terminal da LT Medeiros Neto II – João Neiva 2 e dois reatores de barra de -200 Mvar na SE Medeiros Neto II, considerou-se a tensão inicial de 1,079 pu na SE Poções III e 1,073 pu na SE João Neiva 2, conforme apresenta a Figura 9-4.

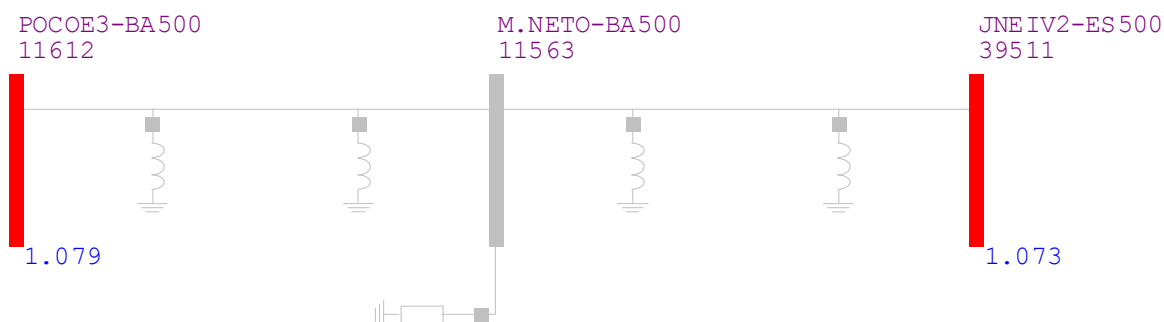


Figura 9-4 – Sistema Pré-Energização da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II – João Neiva 2 C1

Energizando-se a LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1 no sentido Poções III → Medeiros Neto II, obteve-se 1,105 pu na SE Poções III e 1,146 pu no terminal aberto na SE Medeiros Neto II, conforme apresenta a Figura 9-5.

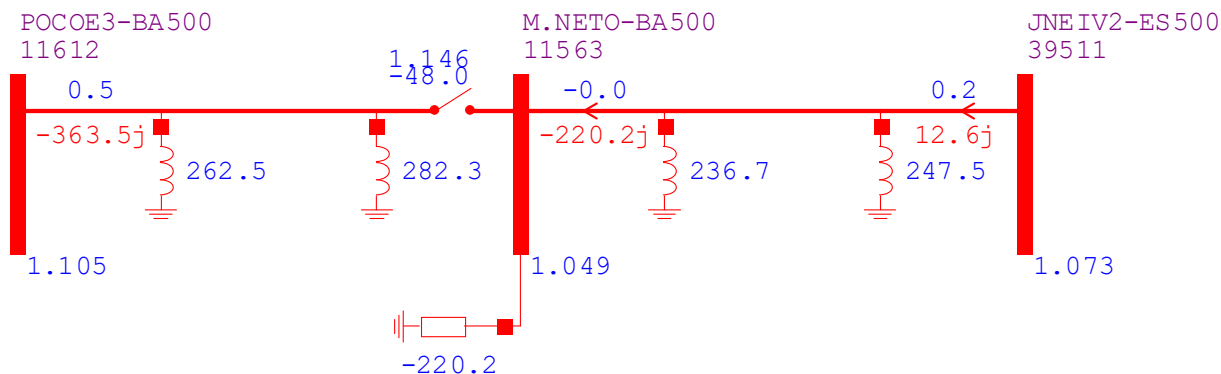


Figura 9-5 – Energização da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1 a partir de Poções III

Para energizar a LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2 no sentido Medeiros Neto II → João Neiva 2, considerou-se a tensão inicial de 1,072 pu na SE Poções III, 1,009 pu na SE Medeiros Neto II e 1,072 pu na SE João Neiva 2, conforme apresenta a Figura 9-6.

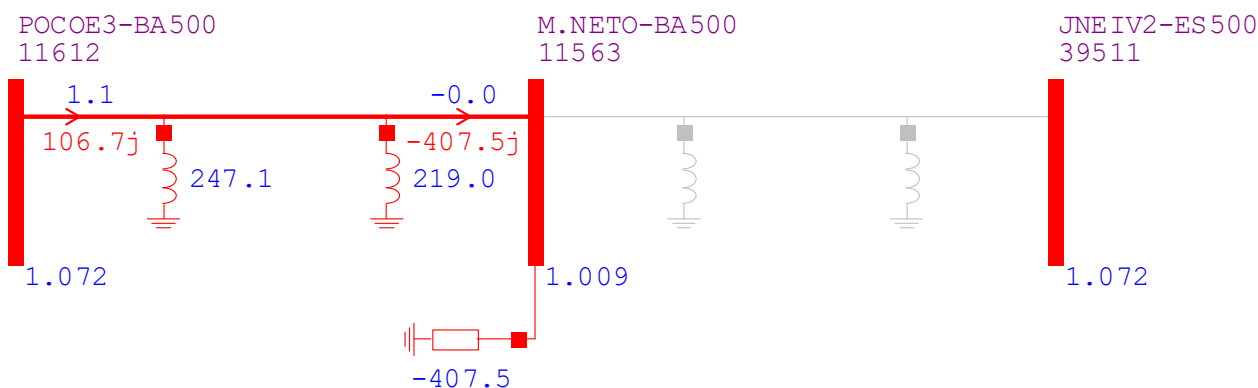


Figura 9-6 – Sistema Pré-Energização LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2 C1 a partir de Medeiros Neto II

Energizando-se a LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2 no sentido Medeiros Neto II → João Neiva 2, obteve-se 1,085 pu na SE Poções III, 1,068 na SE Medeiros Neto II e 1,073 pu no terminal aberto na SE João Neiva 2, conforme apresenta a Figura 9-7.

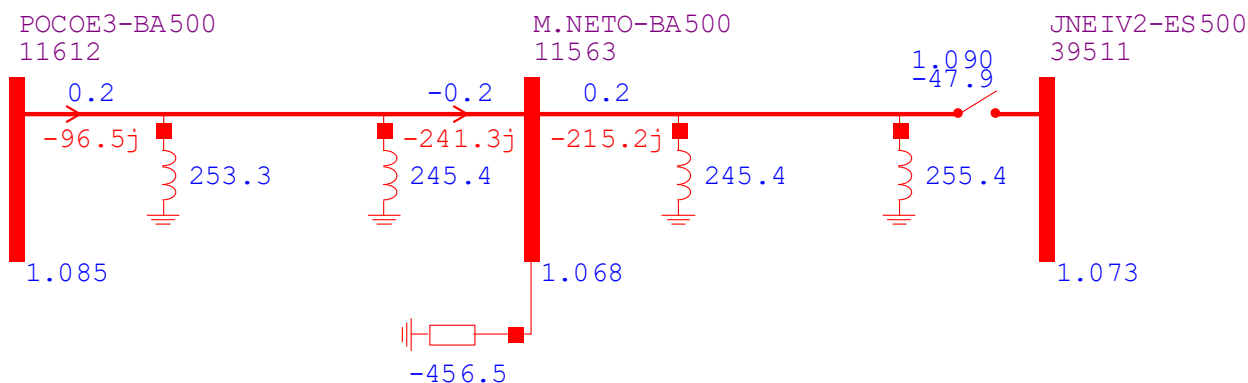


Figura 9-7 – Energização da LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2 C1 a partir de Medeiros Neto II

Energizando-se a LT 500 kV João Neiva 2 – Medeiros Neto II C1 no sentido João Neiva 2 → Medeiros Neto II, obteve-se 1,098 pu na SE João Neiva 2 e 1,120 pu no terminal aberto na SE Medeiros Neto II, conforme apresenta a Figura 9-8.

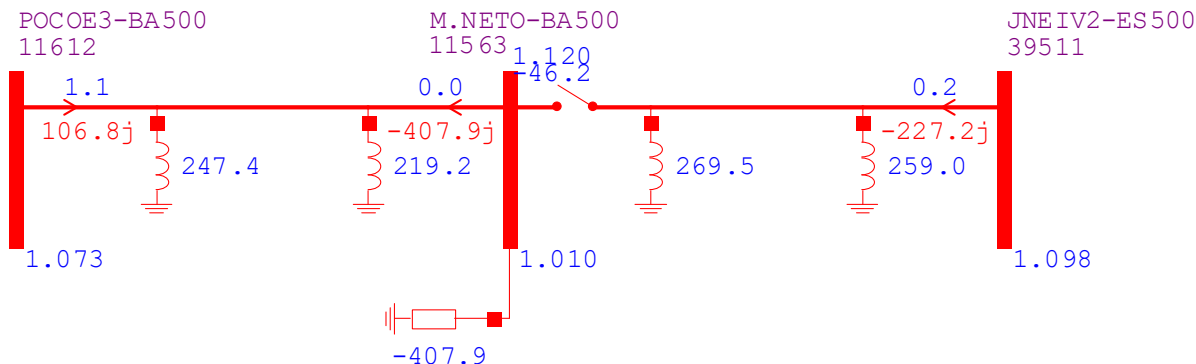


Figura 9-8 – Energização da LT 500 kV João Neiva 2 – Medeiros Neto II C1 a partir de João Neiva 2

Para energizar a LT 500 kV Medeiros Neto II – Poções III no sentido Medeiros Neto II → Poções III, considerou-se a tensão inicial de 1,078 pu na SE Poções III, 0,984 pu na SE Medeiros Neto II e 1,048 pu na SE João Neiva 2, conforme apresenta a Figura 9-9.

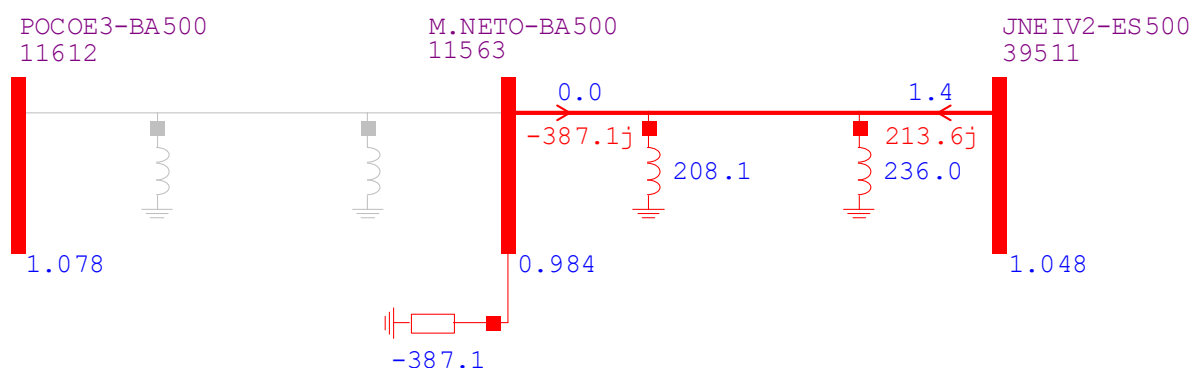


Figura 9-9 – Sistema Pré-Energização LT 500 kV Medeiros Neto II – Poções III C1 a partir de Medeiros Neto II

Energizando-se a LT 500 kV Medeiros Neto II – Poções III no sentido Medeiros Neto II → Poções III, obteve-se 1,084 pu na SE João Neiva 2, 1,082 na SE Medeiros Neto II e 1,122 pu no terminal aberto na SE Poções III, conforme apresenta a Figura 9-10.

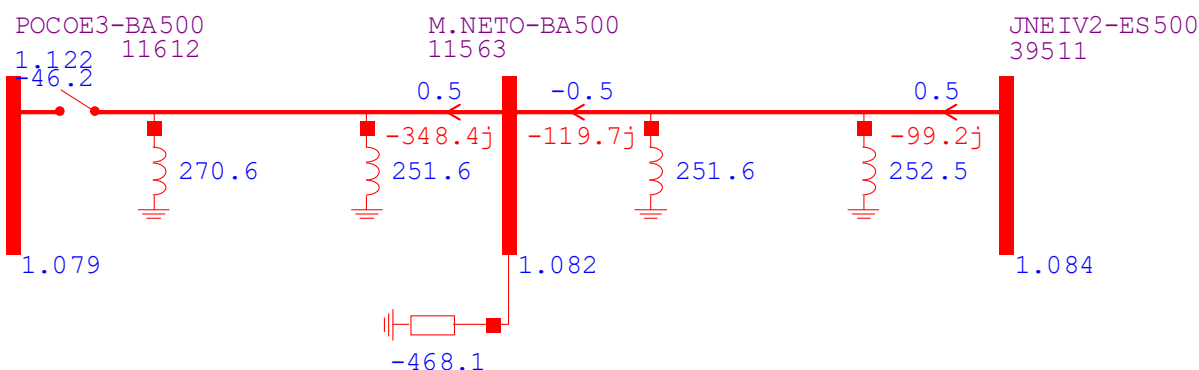


Figura 9-10 – Energização da LT 500 kV Medeiros Neto II – Poções III C1 a partir de Medeiros Neto II

Para evitar elevada variação de tensão na SE Medeiros Neto II, recomenda-se que a energização deste eixo seja feita preferencialmente das duas extremidades (Poções III e João Neiva 2) para a SE Medeiros Neto II.

9.3 Rejeição da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1

Na simulação de rejeição, considerou-se a tensão inicial de 1,054 pu na SE Morro do Chapéu II e 1,058 pu na SE Poções III, conforme apresenta a Figura 9-11.

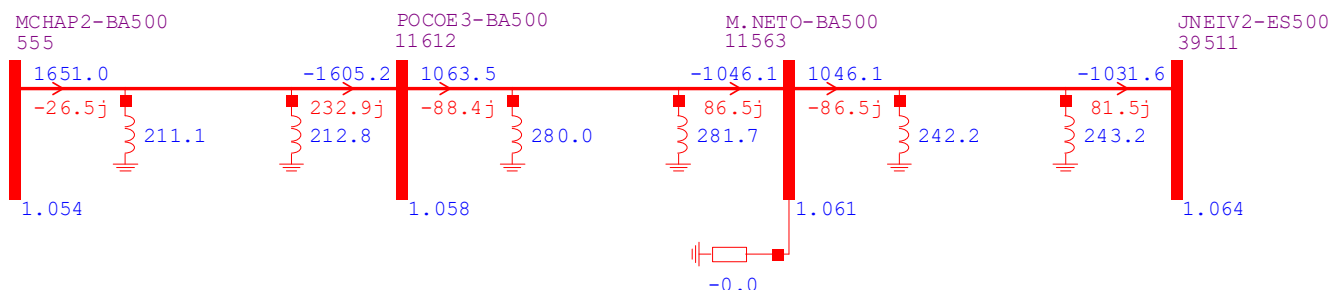


Figura 9-11 – Sistema Pré-Rejeição da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1

A abertura intempestiva da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1 resulta em 1,076 pu na SE Morro do Chapéu II e 1,136 pu no terminal aberto na SE Poções III, conforme apresenta a Figura 9-12.

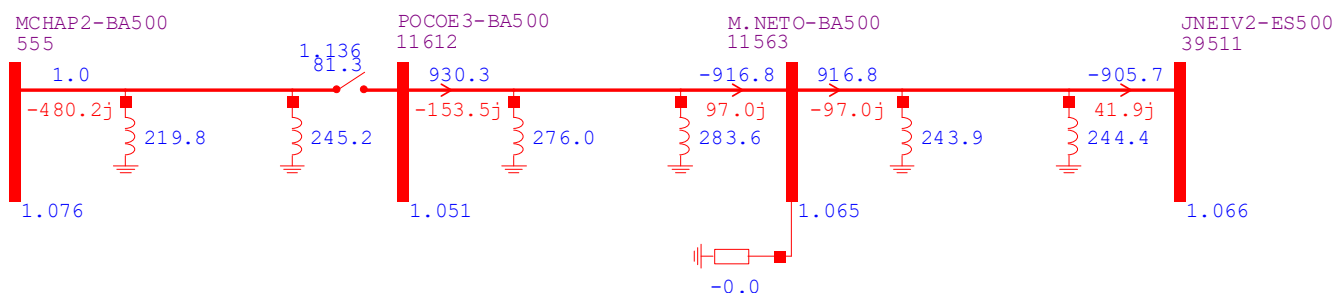


Figura 9-12 – Rejeição da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1, terminal de Poções III

A abertura intempestiva da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1 resulta em 1,081 pu na SE Poções III e 1,142 pu no terminal aberto na SE Morro do Chapéu II, conforme apresenta a Figura 9-13.

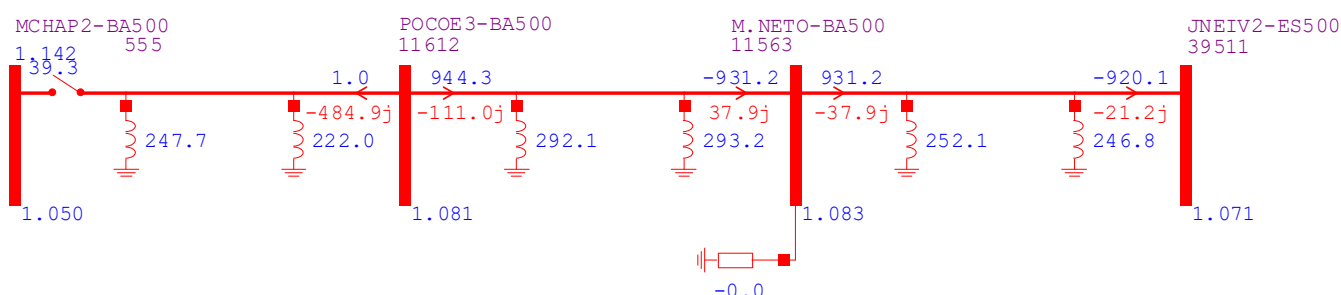


Figura 9-13 – Rejeição da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1, terminal de Morro do Chapéu II

9.4 Rejeição da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1

Na simulação de rejeição, considerou-se a tensão inicial de 1,057 pu na SE Medeiros Neto II e 1,056 pu na SE Poções III, conforme apresenta a Figura 9-14.

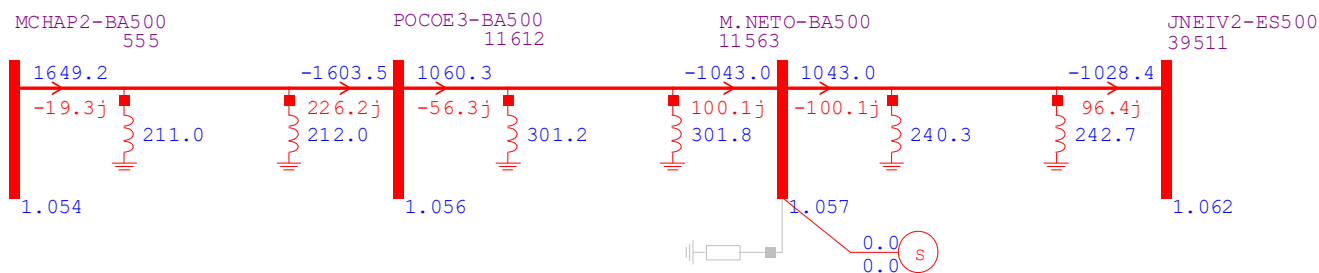


Figura 9-14 – Sistema Pré-Rejeição da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1

A abertura intempestiva da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1 resulta em 1,110 pu na SE Medeiros Neto II e 1,135 pu no terminal aberto na SE Poções III, conforme apresenta a Figura 9-15.

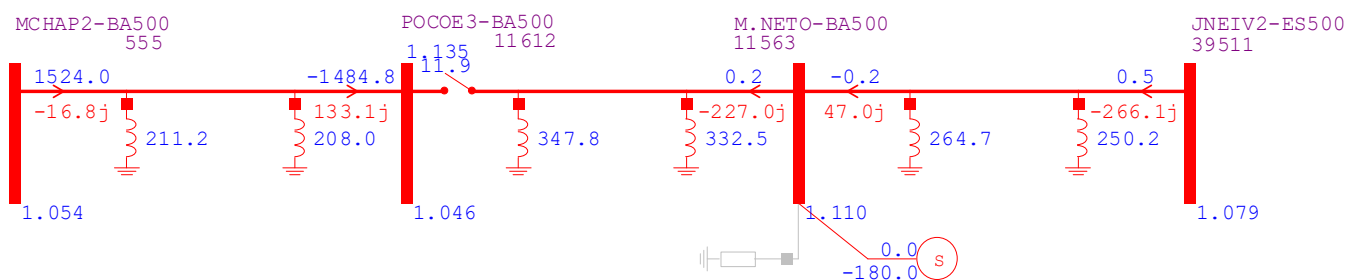


Figura 9-15 – Rejeição da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1, terminal de Poções III

A abertura intempestiva da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1 resulta em 1,059 pu na SE Poções III e 1,083 pu no terminal aberto na SE Medeiros Neto II, conforme apresenta a Figura 9-16.

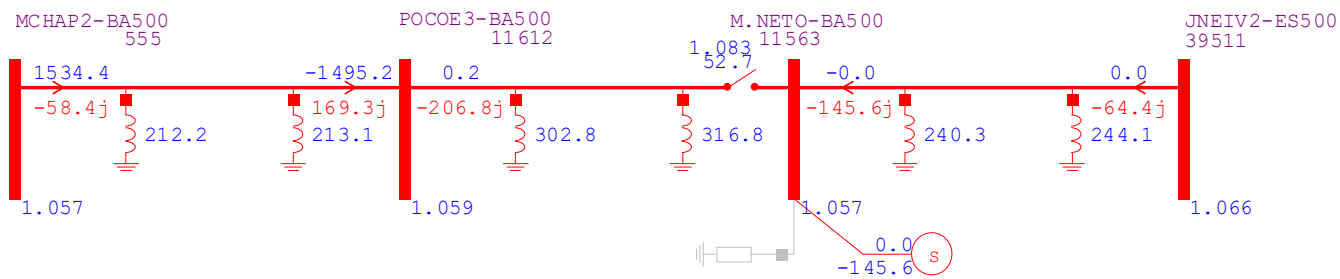


Figura 9-16 – Rejeição da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1, terminal de Morro do Chapéu II

9.5 Rejeição da LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2 C1

Na simulação de rejeição, considerou-se a tensão inicial de 1,057 pu na SE Medeiros Neto II e 1,062 pu na SE João Neiva 2, conforme apresenta a Figura 9-14.

A abertura intempestiva da LT 500 kV João Neiva 2 – Medeiros Neto II C1 resulta em 1,097 pu na SE Medeiros Neto II e 1,119 pu no terminal aberto na SE João Neiva 2, conforme apresenta a Figura 9-17.

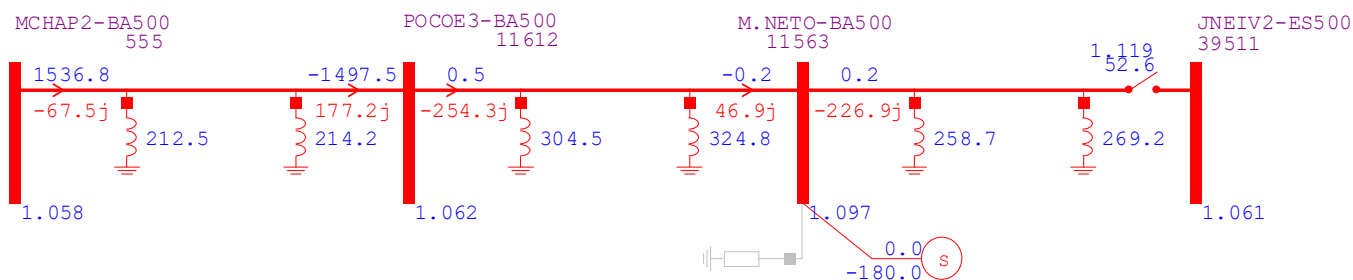


Figura 9-17 – Rejeição da LT 500 kV João Neiva 2 – Medeiros Neto II C1, terminal de João Neiva 2

A abertura intempestiva da LT 500 kV João Neiva 2 – Medeiros Neto II C1 resulta em 1,076 pu na SE João Neiva 2 e 1,098 pu no terminal aberto na SE Medeiros Neto II, conforme apresenta a Figura 9-18.

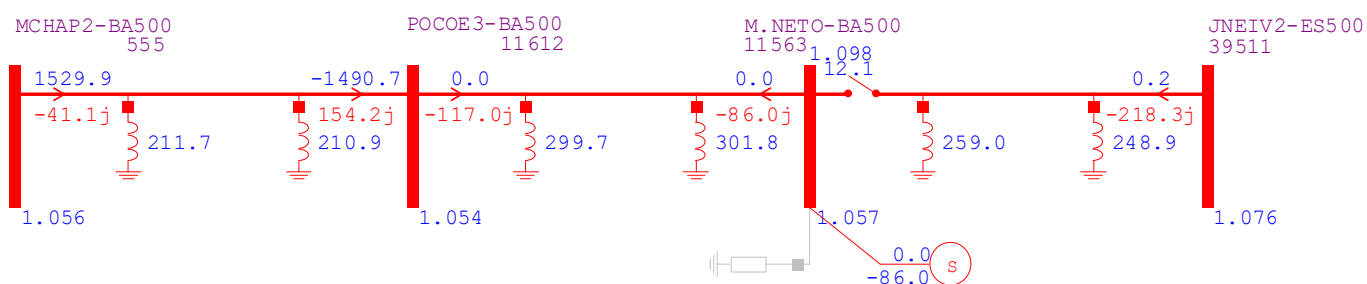


Figura 9-18 – Rejeição da LT 500 kV João Neiva 2 – Poções III C1, terminal de João Neiva 2

10 ANÁLISE DE CURTO CIRCUITO

O cálculo dos níveis de curto circuito foi efetuado considerando a implantação das obras referentes à Alternativa 1A (Alternativa 1 + Alternativa A), com base no sistema em regime subtransitório, com todas as máquinas sincronizadas, utilizando a base de dados referente ao PDE 2027.

O impacto nos níveis de curto-circuito das principais subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira estão apresentados na Tabela 10-1 e Tabela 10-2.

Tabela 10-1 – Correntes de Curto-Circuito Máximas (2027)

Subestação	Ano 2027			
	Curto Circuito Máximo			
	3Φ [kA]	X/R	1Φ [kA]	X/R
Morro do Chapéu II - 500 kV	13.78	8.6	13.64	10.71
Morro do Chapéu II - 230 kV	24.18	12.67	25.58	11.93
Poções III - 500 kV	17.57	11.92	12.80	7.36
Poções III - 230 kV	16.79	15.19	13.91	11.28
Medeiros Neto II - 500 kV	7.20	12.77	4.16	6.92
João Neiva 2 - 500 kV	9.36	13.63	7.45	10.30
João Neiva 2 - 345 kV	13.03	12.05	11.49	9.94
Gentio do Ouro II 500 kV	14.96	11.32	11.96	8.52
Gentio do Ouro II 230 kV	24.26	13.63	20.44	10.15
Ourolândia II 500 kV	15.32	9.51	10.23	5.64
Ourolândia II 230 kV	25.79	12.81	18.78	6.47
Igaporã III 500 kV	15.71	5.53	15.03	9.36
Igaporã III 230 kV	27.64	9.28	28.85	10.86
Bom Jesus da Lapa II 500 kV	16.05	9.91	15.39	10.48
Bom Jesus da Lapa II 230 kV	23.84	12.21	24.45	12.12
Juazeiro III 500 kV	23.21	10.12	20.45	8.78
Juazeiro III 230 kV	32.14	12.76	24.23	11.92

Tabela 10-2 – Correntes de Curto-Circuito Mínimas (2027)

Subestação	Ano 2027			
	Curto Circuito mínimo			
	3Φ [kA]	X/R	1Φ [kA]	X/R
Morro do Chapéu II - 500 kV	9.15	14.29	6.98	28.10
Morro do Chapéu II - 230 kV	15.84	16.57	13.62	28.89
Poções III - 500 kV	12.64	14.90	2.73	-47.69
Poções III - 230 kV	12.96	19.49	7.72	-30.44
Medeiros Neto II - 500 kV	5.92	14.77	0.74	-127.35
João Neiva 2 - 500 kV	7.84	15.40	2.67	29.33
João Neiva 2 - 345 kV	11.01	13.32	4.33	24.63
Gentio do Ouro II 500 kV	10.10	14.62	4.18	52.63
Gentio do Ouro II 230 kV	16.69	18.35	7.99	57.08
Ourolândia II 500 kV	10.06	14.45	1.88	-113.83
Ourolândia II 230 kV	16.99	16.96	4.28	-99.41
Igaporã III 500 kV	10.44	14.67	4.15	-55.50
Igaporã III 230 kV	17.56	18.38	9.69	-49.97
Bom Jesus da Lapa II 500 kV	10.65	14.14	5.30	42.72
Bom Jesus da Lapa II 230 kV	15.82	17.15	8.88	45.92
Juazeiro III 500 kV	14.37	11.07	2.17	127.00
Juazeiro III 230 kV	14.60	16.49	5.18	69.45

Não foram encontrados problemas de superação de equipamentos por nível de curto-circuito.

11 ANÁLISE DE RESSONÂNCIA E EXTINÇÃO DE ARCO SECUNDÁRIO

Neste capítulo, são apresentadas análises de ressonância e extinção de arco secundário, com vistas a verificar, em regime permanente, a viabilidade de implantação do religamento monopolar nas Linhas de Transmissão (LT) aéreas listadas abaixo:

- LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III, C1
- LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II, C1
- LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2, C1

Essas análises foram realizadas com o programa ATP e com uma ferramenta computacional dedicada para simulação paramétrica, desenvolvida pela Superintendência de Transmissão de Energia (STE) da EPE, considerando-se uma modelagem trifásica em regime permanente.

11.1 Procedimentos e Critérios de Análise

Diz-se que o religamento monopolar é viável se houver alta probabilidade de extinção do arco secundário em um tempo morto predefinido. Essa probabilidade deve ser verificada através do par de valores de tensão e corrente, no ponto de falta, tanto em regime permanente como em regime transitório. Não obstante, considerando um tempo morto de até 2 s, as análises em regime permanente possibilitam conclusões preliminares sobre a viabilidade da manobra. Estas análises têm como objetivo investigar a corrente de arco secundário e a tensão sustentada, sob abertura monopolar, para a faixa de frequência entre 55 Hz e 66 Hz Ref.[5][6]. A verificação da tensão de fase aberta é importante não só para a questão da extinção do arco secundário, mas também para assegurar que durante a manobra os equipamentos terminais da LT não ficarão expostos a sobretensões acima de seus limites.

De forma conservativa, as tensões nas barras terminais das LT devem ser ajustadas para os valores máximos de operação. Além disso, para maximizar a corrente de arco secundário, o fluxo de potência nas LT deve ser ajustado para a condição de maior carregamento. Nas simulações considera-se que a silhueta típica é usada em toda a extensão da LT. Por fim, deve-se adotar os seguintes limites para os parâmetros avaliados:

- Corrente de arco secundário não superior a 80 A Ref.[7]
- Tensão induzida na fase aberta não superior à tensão máxima de operação

11.2 LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1

Esta LT possui um comprimento estimado em cerca de 358 km, com reatores de 190 Mvar em cada terminal, resultando em um grau de compensação de aproximadamente 48%. Nas simulações considerou-se um fluxo de 2170 MW, maior valor verificado em contingência simples (N-1).

As curvas de nível da Figura 11-1 apresentam o caso mais severo da tensão de fase aberta. Observa-se que em toda a faixa de frequência a tensão induzida ficou abaixo do limite de 1,1 p.u. (317,5 kV).

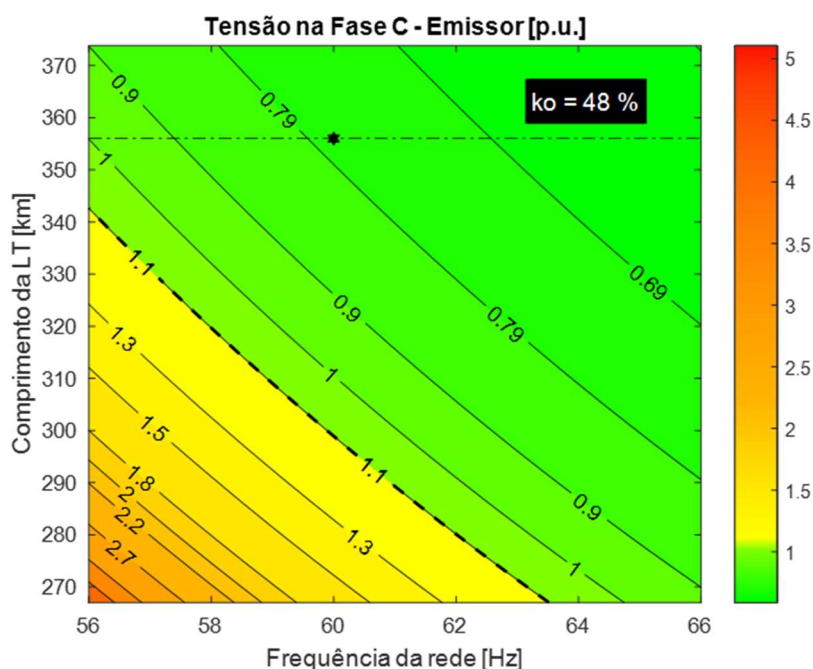


Figura 11-1 – LT 500 kV Morro do Chapéu II - Poções III, C1. Tensão induzida na fase aberta, no terminal Morro do Chapéu II, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados. Sensibilidade no comprimento

Os resultados da Tabela 11-1 indicam a necessidade de adoção de alguma medida para reduzir a corrente de arco secundário. Na Figura 11-2 pode-se verificar que nem mesmo um reator de neutro de 2000 Ω é capaz de limitar a corrente a 80 A.

Em princípio, uma solução alternativa seria aumentar o grau de compensação da LT. No entanto, esse aumento é bastante significativo, resultando numa compensação da ordem de 80%, conforme Figura 11-3. Este incremento de compensação, acima do valor indicado pelos estudos de rede, tende a piorar o desempenho em regime permanente do sistema, trazendo prejuízos ao controle de tensão, e, para que se tenha um desempenho satisfatório, pode levar a maiores investimentos futuros com compensação variável, por exemplo. Além disso, incertezas associadas a mudanças de comprimento e níveis de carregamento poderiam levar a necessidade de compensações ainda maiores. Diante do exposto, recomenda-se a não implantação da função de religamento monopolar nesta LT. Cumpre

ressaltar que, conforme conclusões do Capítulo 14, isso não deve resultar em prejuízos à segurança do sistema do ponto de vista de estabilidade transitória.

Tabela 11-1 – LT 500 kV Morro do Chapéu II - Poções III, C1. Corrente de arco secundário a 60 Hz com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados

Fase em falta	Local da falta		
	Morro do Chapéu II	½ LT	Poções III
A	222,1 A	206,6 A	213,6 A
B	195,9 A	198,1 A	186,0 A
C	223,4 A	208,2 A	211,3 A

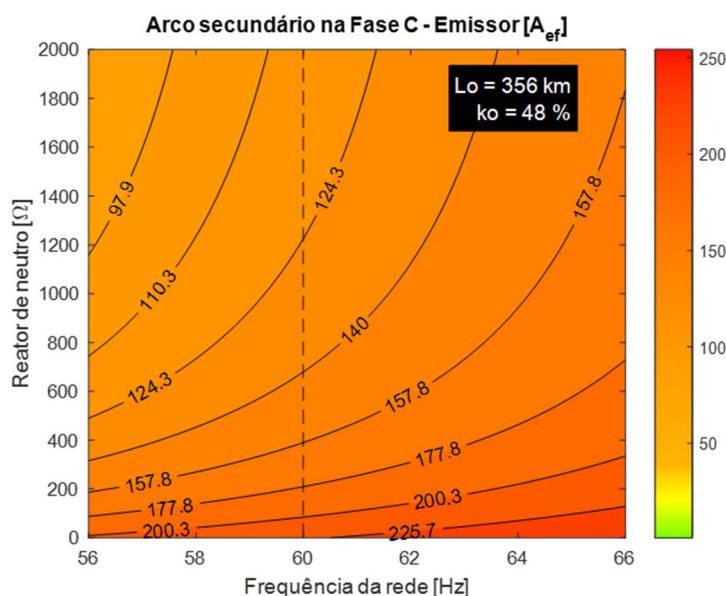
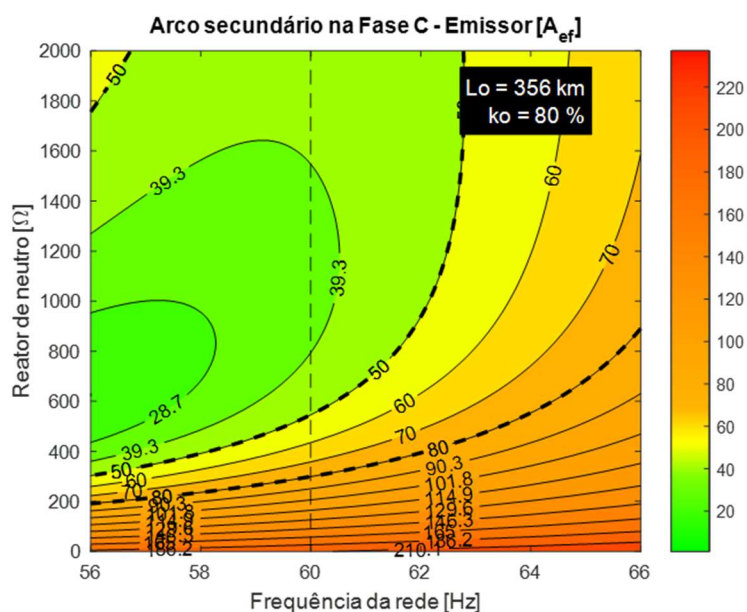


Figura 11-2 – LT 500 kV Morro do Chapéu II - Poções III, C1. Corrente de arco secundário, no terminal Morro do Chapéu II. Sensibilidade no reator de neutro



11.3 LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1

Esta LT possui um comprimento estimado em cerca de 328 km, com reatores de 250 Mvar em cada terminal, resultando em um grau de compensação de aproximadamente 69%. Nas simulações considerou-se um fluxo de 1670 MW, valor significativamente acima do maior fluxo verificado em contingência simples (N-1).

As curvas de nível da Figura 11-4 apresentam o caso mais severo da tensão de fase aberta. Observa-se que, em praticamente em toda a faixa de frequência, a tensão induzida ficou acima do limite de 1,1 p.u. (317,5 kV). Além disso, verifica-se uma condição de ressonância em torno de 56 Hz. Portanto, para evitar que os equipamentos terminais sejam submetidos a sobretensões elevadas durante a manobra de religamento monopolar, é fundamental a utilização de reator de neutro para limitar essa tensão.

Nesse sentido, a Figura 11-5 apresenta a condição onde os reatores em derivação são aterrados via reator de neutro de 250 Ω . Note que este valor é o mínimo necessário para manter a tensão abaixo do limite considerado em toda a faixa de frequência.

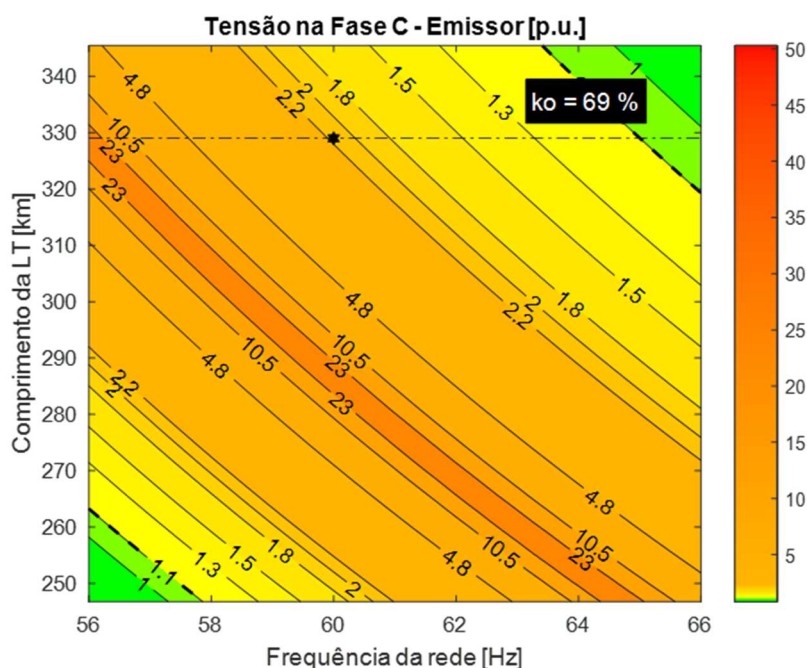


Figura 11-4 – LT 500 kV Poções III - Medeiros Neto II, C1. Tensão induzida na fase aberta, no terminal Poções III, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados. Sensibilidade no comprimento

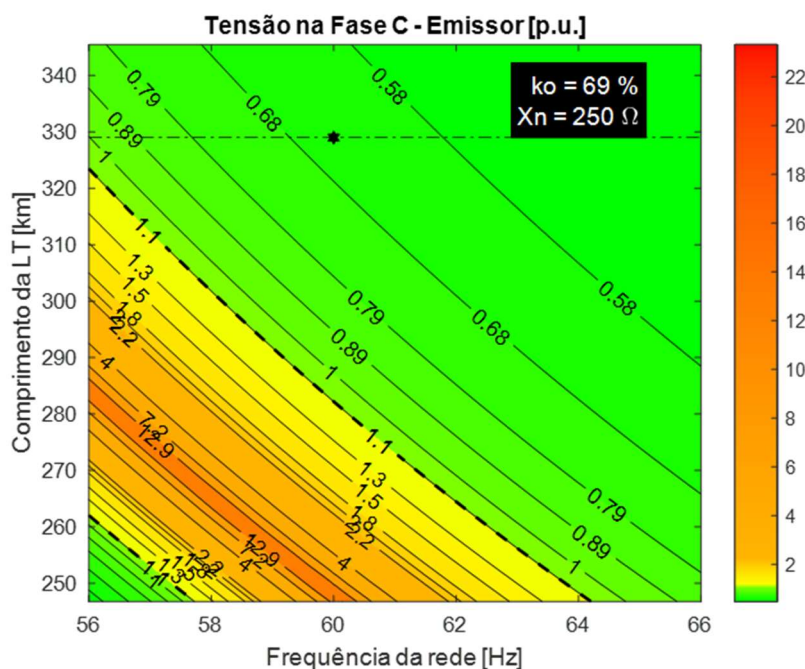


Figura 11-5 – LT 500 kV Poções III - Medeiros Neto II, C1. Tensão induzida na fase aberta, no terminal Poções III, com o reator de neutro de 250 Ω . Sensibilidade no comprimento

Os resultados da Tabela 11-2 indicam a necessidade de adoção de alguma medida para reduzir a corrente de arco secundário. Na Figura 11-6 pode-se verificar que para limitar a corrente a 80 A em toda a faixa de frequência seria necessário um reator de neutro de 1400 Ω .

Ressalta-se que a viabilidade de utilização de um reator de neutro dessa magnitude, juntamente com as especificações de isolamento do neutro, deverá ser analisada nos estudos de transitórios eletromagnéticos de manobra. Por outro lado, é importante destacar que a adoção de reatores de neutro com impedância menor que 1400 Ω implica na flexibilização dos critérios estabelecidos em [5]. Por fim, caso necessário, deverão ser indicadas as restrições para a viabilização da manobra, como por exemplo na faixa de frequência.

Tabela 11-2 – LT 500 kV Poções III - Medeiros Neto II, C1. Corrente de arco secundário a 60 Hz com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados

Fase em falta	Local da falta		
	Poções III	1/2 LT	Medeiros Neto II
A	192,3 A	186,3 A	191,8 A
B	175,2 A	172,9 A	174,2 A
C	192,3 A	186,2 A	190,9 A

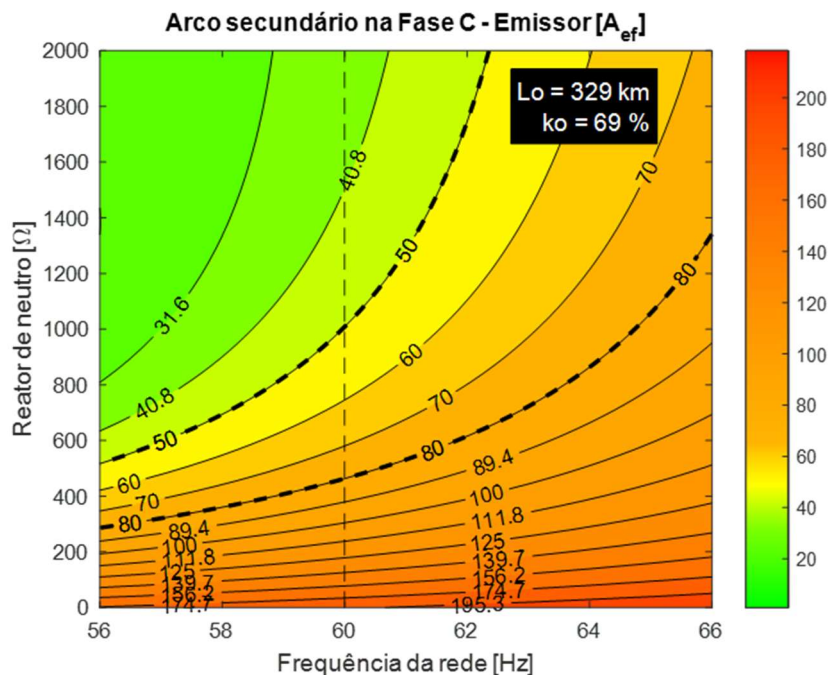


Figura 11-6 – LT 500 kV Poções III - Medeiros Neto II, C1. Corrente de arco secundário, no terminal Poções III. Sensibilidade no reator de neutro

11.4 LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2 C1

Esta LT possui um comprimento estimado em cerca de 283 km, com reatores de 215 Mvar em cada terminal, resultando em um grau de compensação de aproximadamente 70%. Nas simulações considerou-se um fluxo de 1670 MW, valor significativamente acima do maior fluxo verificado em contingência simples (N-1).

As curvas de nível da Figura 11-7 apresentam o caso mais severo da tensão de fase aberta. Observa-se que, em praticamente em toda a faixa de frequência, a tensão induzida ficou acima do limite de 1,1 p.u. (317,5 kV). Além disso, verifica-se uma condição de ressonância em torno de 56 Hz. Portanto, para evitar que os equipamentos terminais sejam submetidos à sobretensões elevadas durante a manobra de religamento monopolar, é fundamental a utilização de reator de neutro para limitar essa tensão. Nesse sentido, a Figura 11-8 apresenta a condição onde os reatores em derivação são aterrados via reator de neutro de 300 Ω . Note que este valor é o mínimo necessário para manter a tensão abaixo do limite considerado em toda a faixa de frequência.

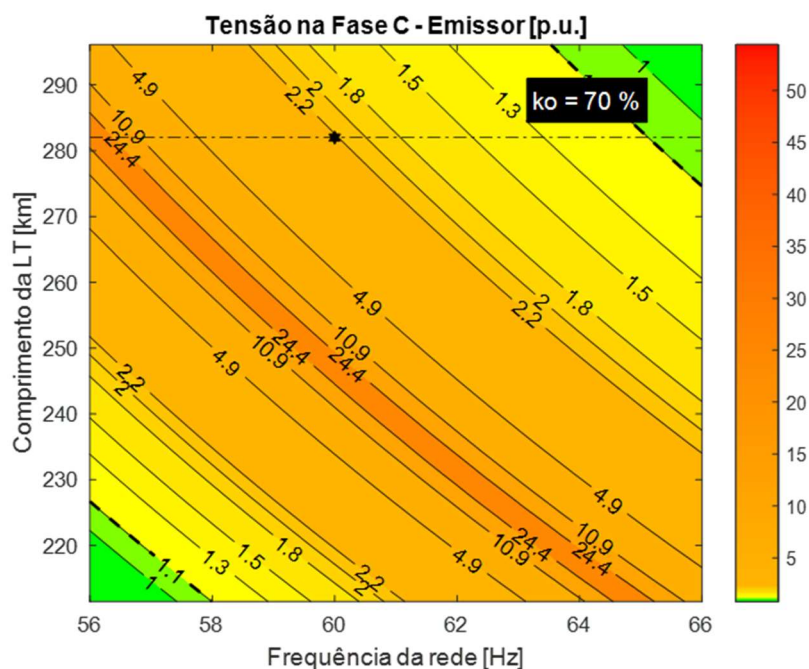


Figura 11-7 – LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2, C1. Tensão induzida na fase aberta, no terminal Medeiros Neto II, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados. Sensibilidade no comprimento

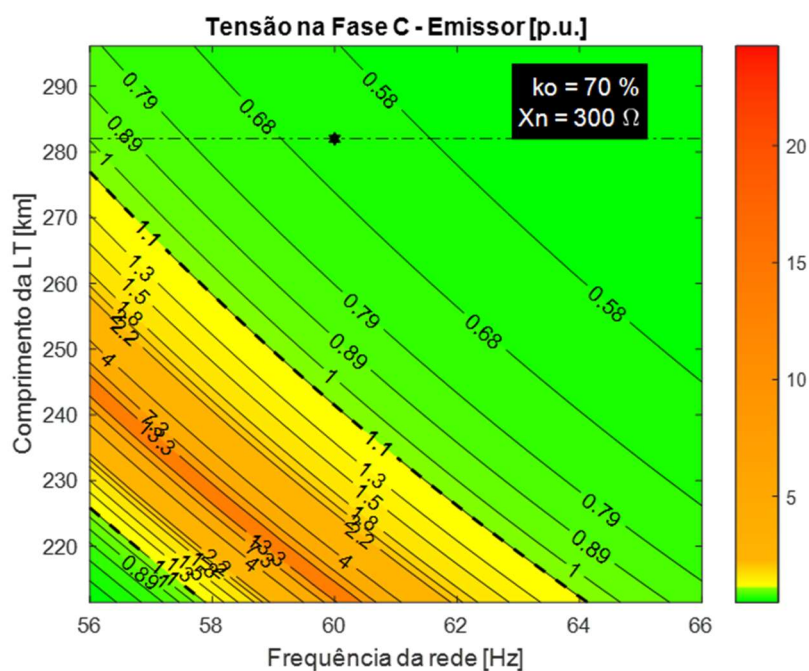


Figura 11-8 – LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2, C1. Tensão induzida na fase aberta, no terminal Medeiros Neto II, com o reator de neutro de 300 Ω . Sensibilidade no comprimento

Os resultados da Tabela 11-3 indicam a necessidade de adoção de alguma medida para reduzir a corrente de arco secundário. Na Figura 11-9 pode-se verificar que para limitar a corrente a 80 A em toda a faixa de frequência seria necessário um reator de neutro de 1000 Ω .

Ressalta-se que a viabilidade de utilização de um reator de neutro dessa magnitude, juntamente com as especificações de isolamento do neutro, deverá ser analisada nos estudos de transitórios eletromagnéticos de manobra. Por outro lado, é importante destacar que a adoção de reatores de neutro com impedância menor que 1000Ω implica na flexibilização dos critérios estabelecidos em [5]. Por fim, caso necessário, deverão ser indicadas as restrições para a viabilização da manobra, como por exemplo na faixa de frequência.

Tabela 11-3 – LT 500 kV Medeiros Neto II - João Neiva 2, C1. Corrente de arco secundário a 60 Hz com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados

Fase em falta	Local da falta		
	Medeiros Neto II	1/2 LT	João Neiva 2
A	165,4 A	160,4 A	163,2 A
B	150,5 A	150,5 A	152,8 A
C	165,3 A	160,2 A	162,3 A

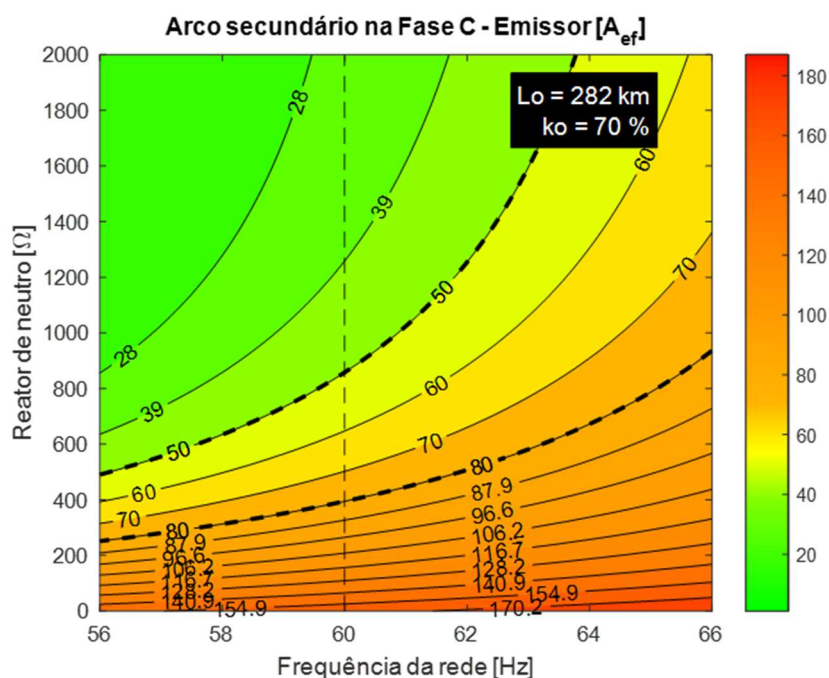


Figura 11-9 – LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2, C1. Corrente de arco secundário, no terminal Medeiros Neto II. Sensibilidade no reator de neutro

12 OTIMIZAÇÃO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS

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

- LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III, C1
- LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II, C1
- LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2, C1

Os resultados obtidos nas análises foram extraídos diretamente do programa ELEKTRA, desenvolvido pelo CEPEL Ref.[8].

12.1 Dados e Premissas

Os dados ambientais para a definição das capacidades de corrente estão dispostos na Tabela 12-1. A temperatura do ar corresponde à maior máxima média mensal registrada na estação de medição localizada em São Mateus/ES Ref.[9]. Similarmente, a densidade relativa do ar considerada nas análises elétricas visa a situação mais crítica ao longo do traçado das LT.

Tabela 12-1 – Dados do ambiente

Temperatura do ar – máxima média [°C]	33
Velocidade de vento para cálculo de temperatura dos cabos [m/s]	1
Radiação solar [W/m²]	1000
Densidade relativa do ar [p.u.]	0,87

Na Tabela 12-2 estão apresentados os parâmetros econômicos considerados nas análises de otimização. Os fluxos, fatores de carga e de perdas utilizados estão apresentados na Tabela 12-3. Já a Tabela 12-4 apresenta os carregamentos máximos verificados nos estudos de fluxo de potência em condição normal de operação e em emergência, decorrente de contingência no sistema, conforme resultados apresentados nos capítulos 6 e 7. Ressalta-se que estes valores foram tabelados por circuito.

Tabela 12-2 – Dados para avaliação econômica

Custo das perdas de energia [R\$/MWh]	234,00
Período [anos]	30
Taxa de desconto anual [%]	8
Banco de preços	Ref. ANEEL – 2017/06

Tabela 12-3 – Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas

Linha de Transmissão	Fluxo¹ [MVA]	Duração [Anos]	Fator de carga	Fator de perdas
LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III, C1	1656	1	0,62	0,51
	1744	29	0,64	0,52
LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II, C1	1087	1	0,62	0,51
	1129	29	0,62	0,51
LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2, C1	1060	1	0,60	0,51
	1104	29	0,60	0,50

⁽¹⁾ Fluxos verificados a tensão nominal

Tabela 12-4 – Dados do sistema – Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação

Linha de Transmissão	Fluxo [MVA]	
	Normal	Emergência
LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III, C1	1744	2170
LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II, C1	1129	1267
LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2, C1	1104	1245

⁽¹⁾ Fluxos verificados a tensão nominal

Foram adotadas estruturas estaiadas para todas as LT. Na Seção 12.4.2 constam as coordenadas finais, após a otimização, dos cabos na torre e flecha para a silhueta típica, com SIL (*Surge Impedance Loading*) da ordem de 1670 MW. Apesar de terem sido consideradas apenas estruturas estaiadas, cumpre destacar que existem propostas de estruturas autoportantes que atingem essa mesma ordem de SIL Ref.[10]. Por fim, considerou-se também cabos condutores tipo CAA e cabos para-raios tipo EAR e OPGW.

12.2 Critérios Para Análises Elétricas e Comparações Econômicas

Na definição das capacidades de corrente, os valores a serem especificados devem atender minimamente aos fluxos observados no estudo, em condição normal e emergência. Adicionalmente, deve-se adotar 65 °C como limite de temperatura nos cabos condutores em condição normal de operação e 90 °C em condição de emergência. Com relação aos níveis de emissão eletromagnética, estes devem observar os requisitos mínimos definidos em Ref.[11]. Essas restrições, juntamente com o balanço dos cabos, devem ser observadas de forma a definir uma estimativa inicial para a faixa de segurança e o conjunto de cabos condutores tecnicamente viáveis.

Configurações com custos totais, de instalação e perdas, com diferenças de até 5% são consideradas economicamente equivalentes. Como critério de desempate, deve-se buscar, preferencialmente, as soluções com os menores custos de instalação.

12.3 Avaliações Econômicas

12.3.1 Seleção dos cabos condutores

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções economicamente equivalentes dentre as soluções candidatas são aquelas apresentadas nas Tabela 12-5, Tabela 12-6 e Tabela 12-7. Com relação a LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III, C1, a configuração de menor custo total é a 6 x BLUEJAY (1113 MCM). Note, no entanto, que a configuração 6 x TERN (795 MCM) é a que apresenta o menor custo de instalação. Por outro lado, para as demais LT, a configuração 6 x TERN (795 MCM) apresenta o menor custo de instalação, reforçando a recomendação desta configuração para todas as LT.

Tabela 12-5 – Configurações com menor custo total - LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III, C1

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
TERN	6	1234,2	1844,6	3078,8	105,5%
RUDDY	6	1340,5	1634,4	2974,9	102,0%
RAIL	6	1400,2	1543,4	2943,7	100,9%
ORTOLAN	6	1497,9	1429,8	2927,7	100,3%
BLUEJAY	6	1584,1	1333,7	2917,8	100,0%
BUNTING	6	1772,8	1251,6	3024,4	103,7%
BITTERN	6	1868,3	1181,1	3049,5	104,5%

Tabela 12-6 – Configurações com menor custo total - LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II, C1

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
TERN	6	1234,0	792,7	2026,8	100,0%
RUDDY	6	1340,4	702,9	2043,3	100,8%
RAIL	6	1400,2	664,5	2064,6	101,9%
ORTOLAN	6	1497,8	616,2	2114,0	104,3%

Tabela 12-7 – Configurações com menor custo total - LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2, C1

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
TERN	6	1344,1	753,1	2097,2	100,0%
RUDDY	6	1448,1	668,0	2116,1	100,9%
RAIL	6	1509,8	631,3	2141,1	102,1%
ORTOLAN	6	1607,4	585,5	2192,9	104,6%

12.3.2 Otimização conjunta

De forma a validar a recomendação da configuração 6 x TERN (795 MCM) para todas as LT, realizou-se uma otimização conjunta considerando-se todos os trechos, com seus respectivos carregamentos e estruturas. Nesta otimização ponderou-se os custos de acordo com os comprimentos de cada trecho. Como pode se verificar na Tabela 12-8, a configuração de menor custo total é a 6 x RUDDY (900 MCM). Não obstante, a configuração 6 x TERN (795 MCM) apresenta o menor custo de instalação. Portanto, confirma-se a recomendação da configuração 1 x TERN (795 MCM) para todas as LT.

Tabela 12-8 – Configurações com menor custo total - Otimização conjunta

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
TERN	6	1266,2	1168,4	2434,6	101,1%
RUDDY	6	1371,8	1035,6	2407,5	100,0%
RAIL	6	1432,1	978,4	2410,5	100,1%
ORTOLAN	6	1529,8	906,8	2436,6	101,2%
BLUEJAY	6	1615,9	846,1	2462,0	102,3%

12.3.3 Análise de sensibilidade

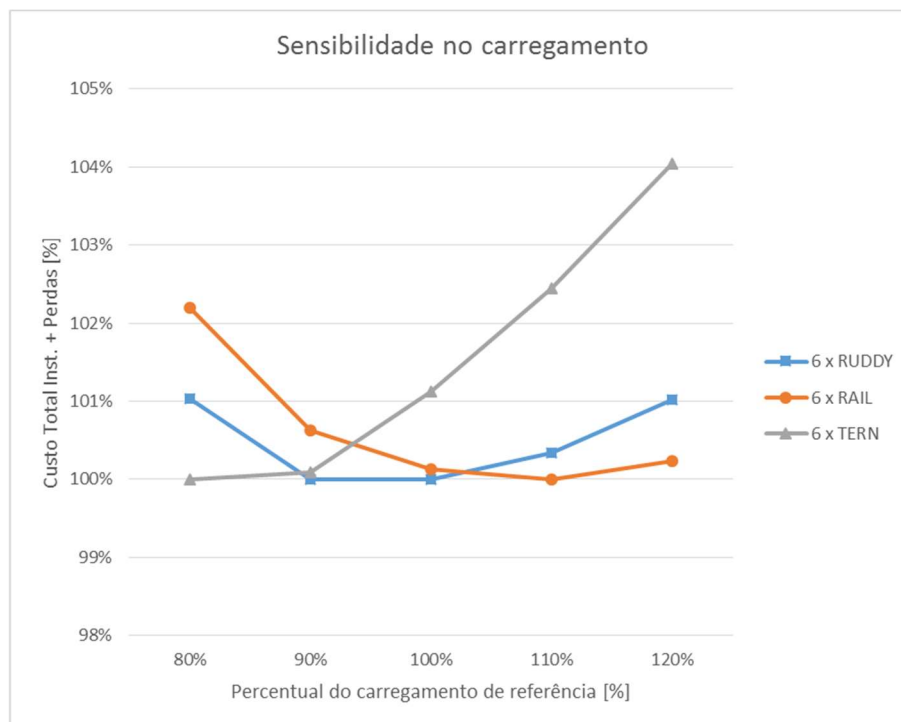


Figura 12-1 – Sensibilidade do carregamento no custo total da instalação

Com o intuito de verificar a robustez da solução recomendada, foi realizada uma análise paramétrica variando-se os carregamentos das linhas. Dado que as perdas elétricas têm relação quadrática com esses fluxos, tal incerteza poderia gerar uma solução pouca robusta do ponto de vista econômico.

A Figura 12-1 apresenta um gráfico em que é possível observar que, no limite, a solução recomendada ainda se mantém economicamente empatada com as demais, considerando-se uma tolerância de 5%. Dado que o custo de instalação da configuração 6 x TERN (795 MCM) é o menor dentre as demais relacionadas, pode-se concluir que a recomendação é economicamente robusta dentro de uma variação de até +/- 20% nos fluxos das linhas.

12.4 Características Técnicas das Soluções de Referência

12.4.1 Características elétricas

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades operativas especificadas estão sumarizados na Tabela 12-9.

Tabela 12-9 – Características elétricas básicas das LT 500 kV

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito ¹ [MVA]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg. ²	seq.	r [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]
Circuito Simples	CAA 6 x TERN (795 MCM)	3464	4330	+	0,0140	0,1917	8,6666
				0	0,3265	1,2147	3,1730
				mut.0	-	-	-

(1) Valor em MVA obtido para a tensão nominal

(2) Valor limitado pelos equipamentos terminais da LT.

A Figura 12-2, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos das LT. Com relação à faixa de segurança, esta foi estimada em 47,1 metros devido ao balanço dos cabos. Não obstante, foram realizadas análises de sensibilidade variando-se alguns parâmetros de cálculo e, por segurança, recomenda-se a adoção de uma largura de faixa de 50 metros.

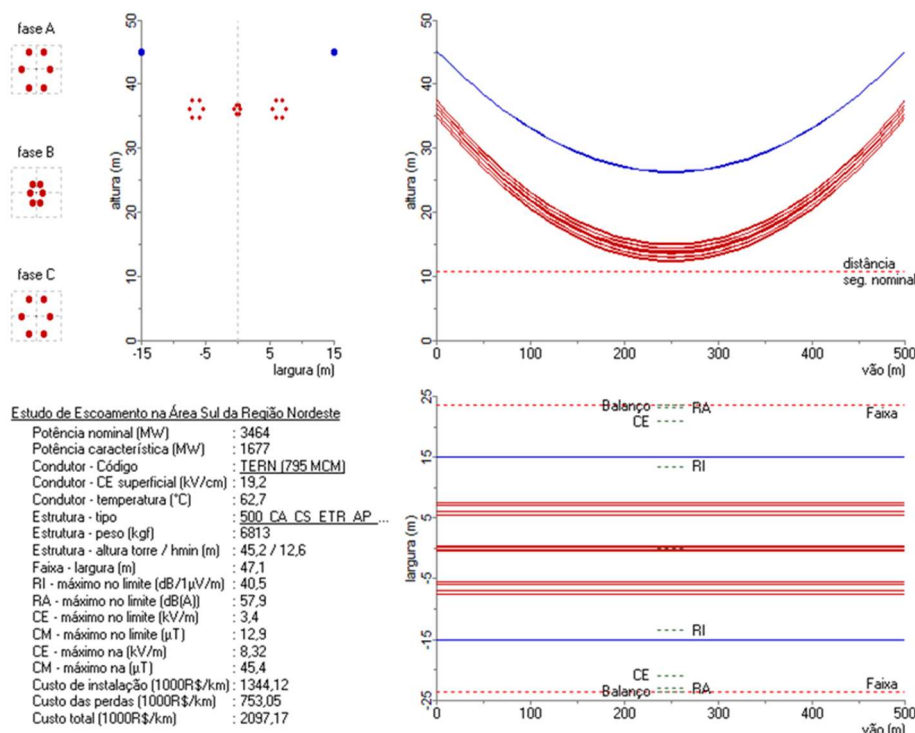


Figura 12-2 – Dados técnicos básicos das LT 500 kV

12.4.2 Características construtivas

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos feixes na torre e flechas estão apresentadas na Tabela 12-10. Tendo em vista que os feixes são elípticos, a Tabela 12-11 apresenta as coordenadas dos subcondutores para cada feixe.

Tabela 12-10 – Coordenadas do centro do feixe da silhueta típica das LT 500 kV

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A	-6,5	36,2	22,5
Feixe B	0	36,2	22,5
Feixe C	6,5	36,2	22,5
Para-raios 1	-15	45,2	18,9
Para-raios 2	15	45,2	18,9

Tabela 12-11 – Coordenadas do centro do feixe da silhueta típica das LT 500 kV

Subcondutor	Feixe A		Feixe B		Feixe C	
	X [m]	Y [m]	X [m]	Y [m]	X [m]	Y [m]
1	1,050	0,0	0,48	0,0	1,050	0,0
2	0,525	1,3	0,24	0,695	0,525	1,3
3	-0,525	1,3	-0,24	0,695	-0,525	1,3
4	-1,050	0,0	-0,48	0,0	-1,050	0,0
5	-0,525	-1,3	-0,24	-0,695	-0,525	-1,3
6	0,525	-1,3	0,24	-0,695	0,525	-1,3

13 AVALIAÇÃO DOS PARÂMETROS ELÉTRICOS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO DE SIL ELEVADO

Usualmente, a estrutura de torre típica representa um percentual elevado da quantidade de torres utilizadas em toda a extensão de uma LT. No entanto, considerando as soluções de projeto até então adotadas, devido a diversas questões, como relevo acidentado e restrições ambientais, esse percentual pode reduzir significativamente. Em termos práticos, isso acaba por alterar os parâmetros elétricos equivalentes da LT, podendo, a princípio, modificar as conclusões das análises realizadas. Nesse sentido, é necessário levar em consideração nos estudos elétricos eventuais modificações nesses parâmetros quando da implantação efetiva da LT. A solução de referência utilizada neste estudo possui uma silhueta típica estaiada com configuração 6 x TERN (795 MCM), resultando em um SIL da ordem de 1670 MW. Cumpre ressaltar que essa solução já foi recomendada em diversos projetos de linhas do SIN.

Na definição das alternativas, foram utilizados os parâmetros elétricos da solução de referência em toda a extensão das linhas de transmissão estudadas. Adicionalmente, por meio de análise de sensibilidade, investigou-se a pertinência da solução recomendada em situação na qual os parâmetros elétricos equivalentes representariam cerca de 95 % do SIL da silhueta de referência. Nas simulações realizadas verificou-se que o desempenho do sistema é considerado adequado mesmo nesta situação particular.

Na Figura 13-1 estão ilustradas as curvas de nível do SIL em função dos parâmetros de sequência positiva. Os pontos em verde e vermelho representam os pares de parâmetros utilizados para SILs de 100% e 95%, respectivamente. Ressalta-se que, quando da etapa de projeto, os desempenhos das linhas de transmissão e do sistema deverão ser avaliados novamente a partir da nova configuração de parâmetros equivalentes encontrada. Por fim, recomenda-se buscar obter um SIL médio o mais próximo possível do SIL da silhueta de referência.

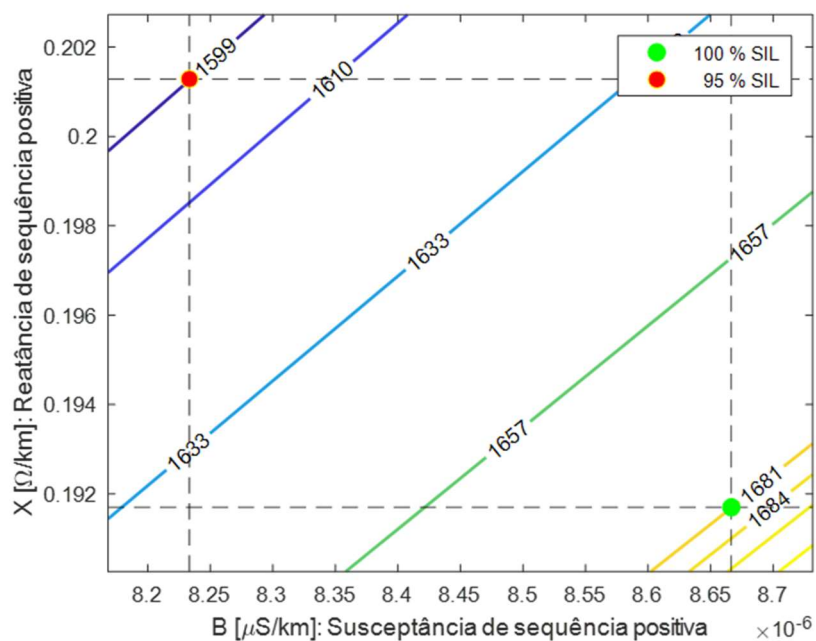


Figura 13-1 – Curvas de nível do SIL em função dos parâmetros elétricos equivalentes

14 DESEMPENHO DINÂMICO

Com o objetivo de avaliar a robustez do sistema elétrico junto às obras recomendadas para a Área Sul da região Nordeste, foi simulado em regime dinâmico o desempenho elétrico dessa rede de transmissão frente a perturbações simples e múltiplas.

O cenário mais adequado para esta avaliação é aquele em que as linhas de transmissão encontram-se mais carregadas, pois nesta condição avalia-se a estabilidade do sistema com a ausência de um equipamento que estava em pleno uso. Desta forma foi escolhido o Cenário 1, em que a produção de energia eólica alcança 10.657 MW e proporciona os maiores fluxos encontrados neste estudo.

Nos resultados apresentados a seguir assegura-se que a solução proposta atende ao critério de planejamento N-1, e também suporta perdas duplas na região estudada. A avaliação da capacidade de suportar perdas múltiplas teve como principal objetivo testar a segurança e robustez do sistema, servindo também para subsidiar a discussão sobre a necessidade de religamento monopolar nas novas linhas recomendadas nos trechos Morro do Chapéu II – Poções III – Medeiros Neto II – João Neiva II), descrita no Capítulo 11.

A perda simples das linhas de transmissão recomendadas neste relatório provoca impacto semelhante no sistema. Por isso, de forma a simplificar a apresentação dos resultados, demonstra-se na Figura 14-1, somente o resultado para a perda da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1.

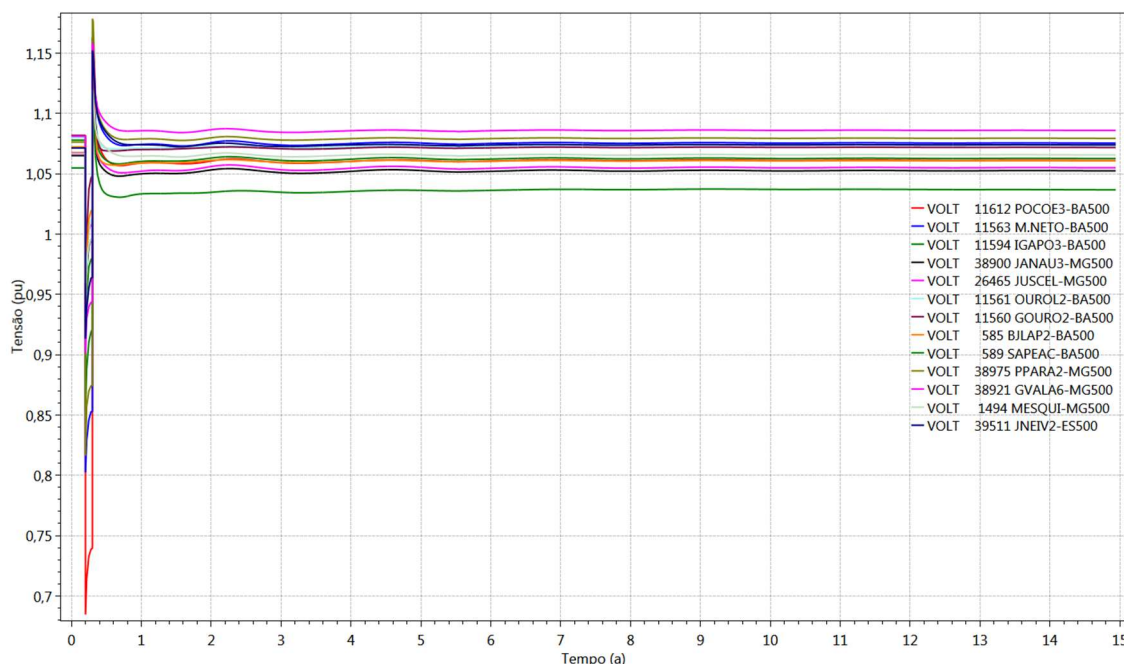


Figura 14-1 – Curto-circuito monofásico em Poções III com abertura da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III – Cenário 1 – Patamar de Carga Média – Ano 2026

A perda dupla, ainda que seja de linhas de transmissão em corredores diferentes, foi testada para demonstrar a robustez e segurança do sistema, conforme anteriormente mencionado. Ressalta-se que não foi implementada nenhuma medida operativa e, não obstante, o sistema suportou a perturbação de forma segura.

A primeira simulação de perda dupla refere-se ao desligamento da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu C1 e da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1. A Figura 14-2 apresenta o diagrama esquemático da rede de transmissão estudada para auxiliar na compreensão do evento simulado. Estão destacadas as duas linhas de transmissão que são desligadas após a ocorrência de um curto-circuito monofásico.

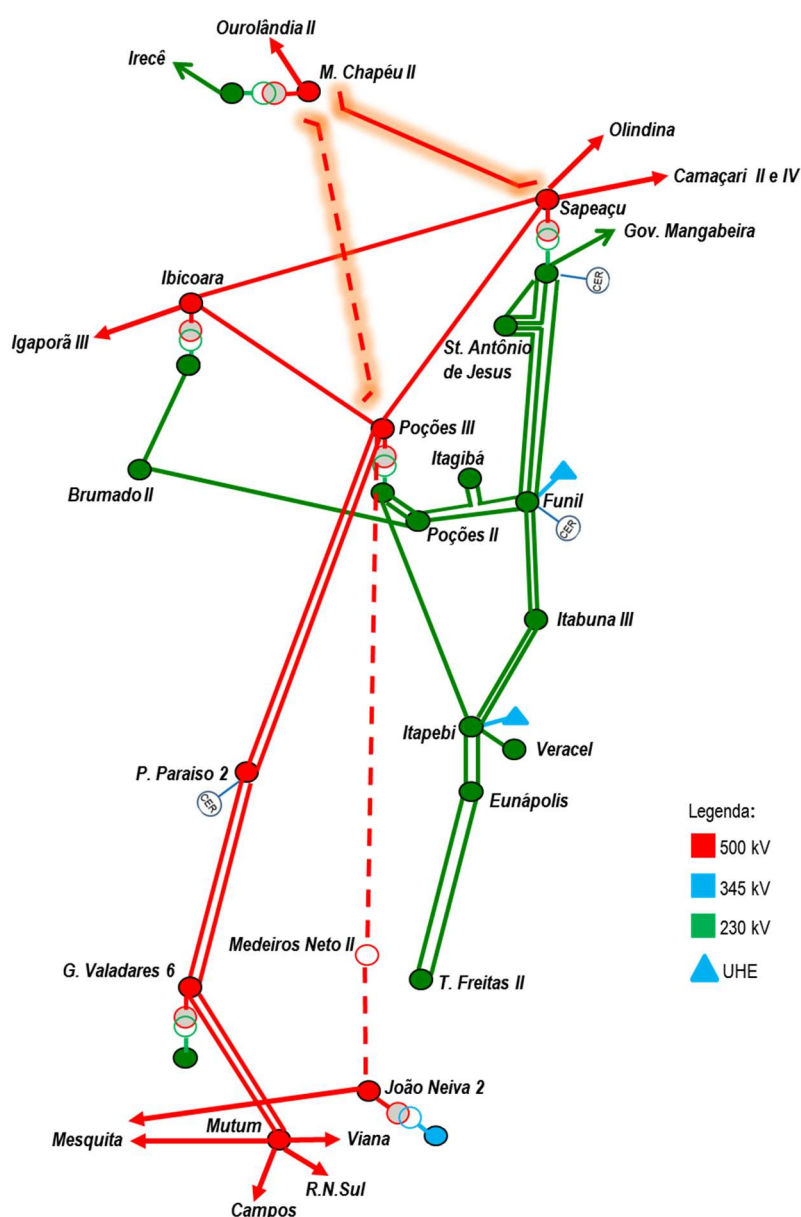


Figura 14-2 – Diagrama esquemático indicando a perda da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu e Morro do Chapéu II – Poções III

Na Figura 14-3 apresenta-se o desempenho do sistema durante a perda dupla, em que foi aplicado curto-circuito monofásico na SE Poções III e, ao eliminar a falta, foram abertas a LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu C1 e a LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1.

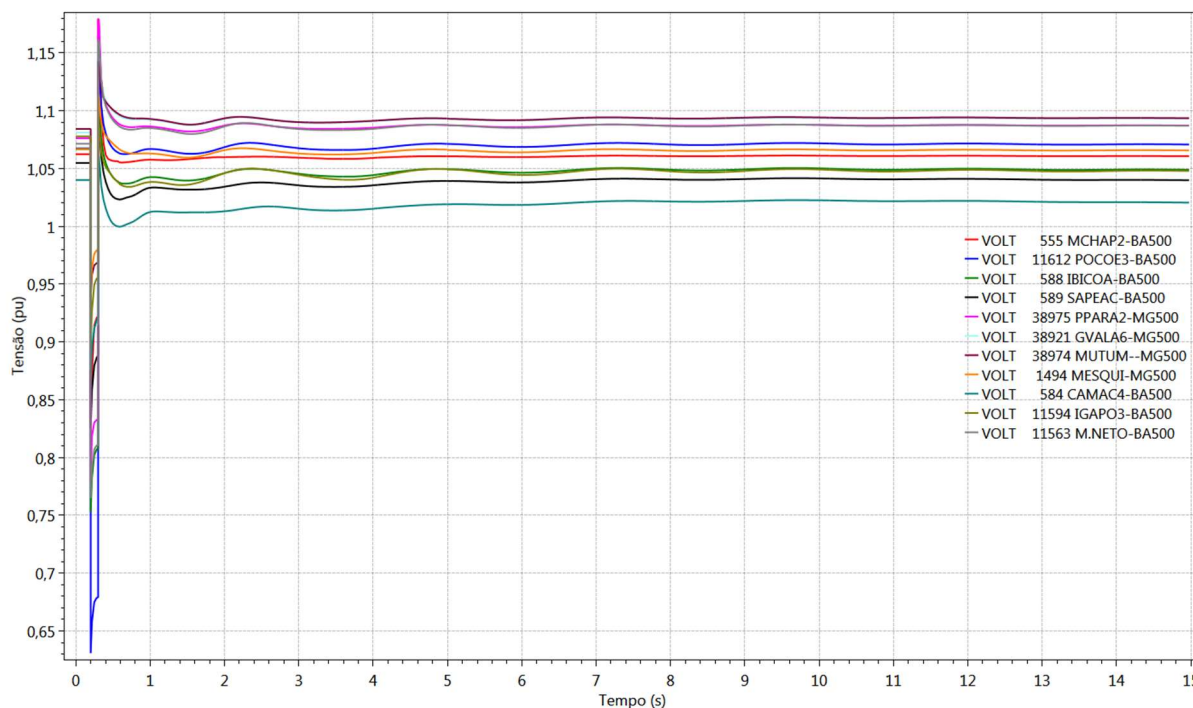


Figura 14-3 – Curto-circuito monofásico em Poções III com abertura da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu e Morro do Chapéu II – Poções III – Cenário 1 – Patamar de Carga Média – Ano 2026

Com o mesmo intuito, foi simulada a perda dupla envolvendo a LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1, recomendada neste relatório. Os dois circuitos da LT 500 kV Poções III – Padre Paraíso II, que são paralelos ao citado anteriormente, tem papel de auxiliar nesse tronco. Portanto, a ausência de dois destes circuitos citados acima poderia representar situação de risco à segurança do sistema. A Figura 14-4 apresenta o diagrama esquemático da rede transmissão e destaca as duas linhas de transmissão que foram desligadas durante o evento simulado.

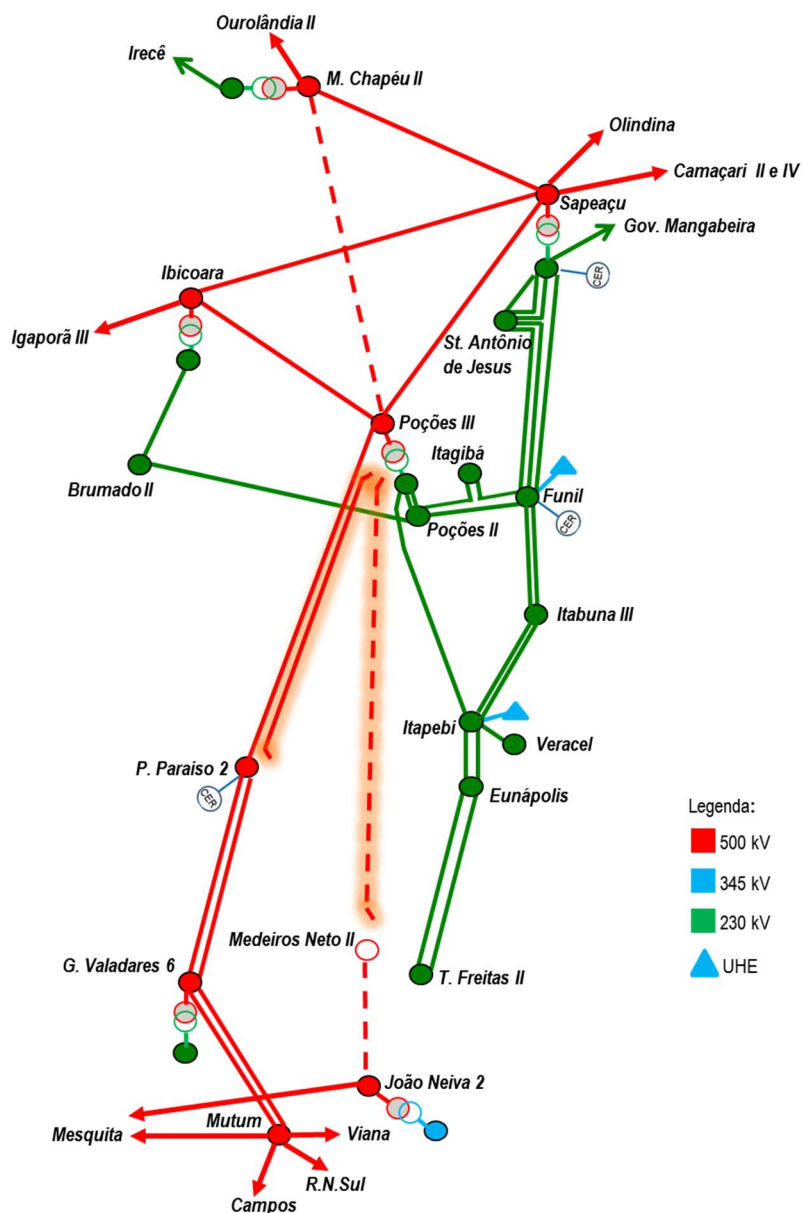


Figura 14-4 – Diagrama esquemático indicando a perda LT 500 kV Poções III – Padre Paraíso II e Poções III – Medeiros Neto II

O desempenho do sistema, apresentado na Figura 14-5, demonstra que sua robustez permite suportar essa perda dupla sem risco à segurança do sistema elétrico.

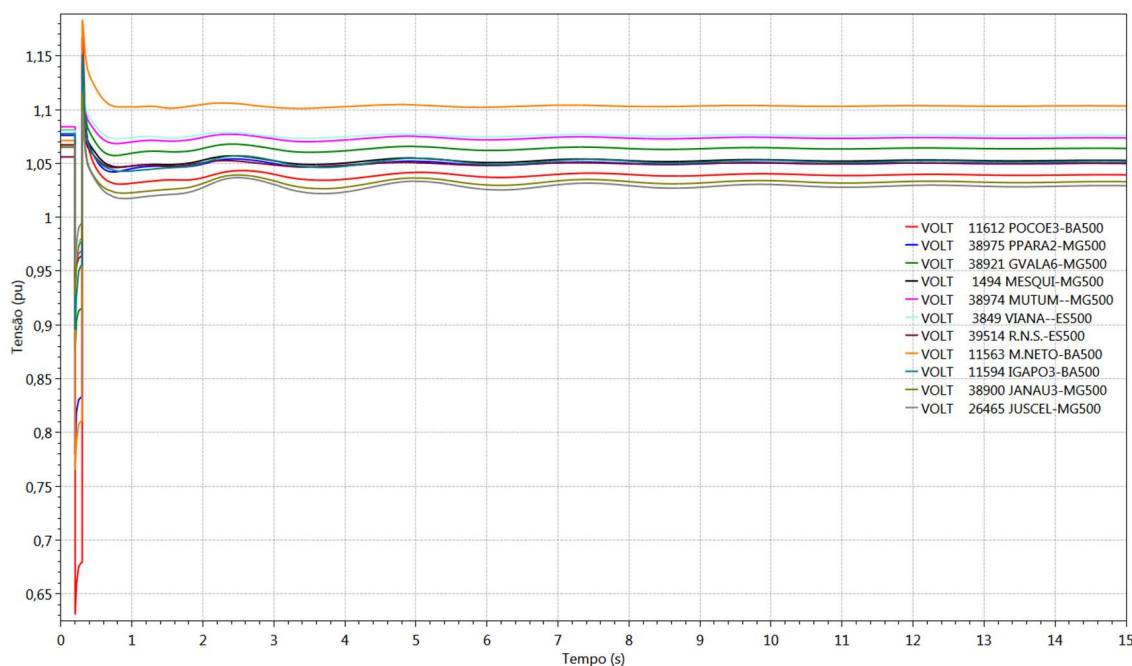


Figura 14-5 – Curto-circuito monofásico em Poções III com abertura da LT 500 kV Poções III – Padre Paraíso II e Poções III – Medeiros Neto II – Cenário 1 – Patamar de Carga Média – Ano 2026

Para as simulações de perda simples e perda dupla, na região em questão, também não foram observados desvios significantes na frequência das máquinas do SIN, inclusive nas usinas termelétricas da região. Em todas as perturbações estudadas, as oscilações foram bem amortecidas e nenhum critério de desempenho elétrico foi violado.

15 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL PRELIMINAR

As avaliações socioambientais preliminares referentes às novas instalações de Rede Básica recomendadas neste estudo foram objeto da Nota Técnica DEA 007/19 “Análise Socioambiental do Estudo para Escoamento na Área Sul da Região Nordeste - Relatório R1”, Ref.[6] a qual está incorporada ao final deste relatório.

16 REFERÊNCIAS

- [1]. "Plano Decenal de Expansão de Energia 2027", EPE/MME - 2018
- [2]. "Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica", EPE - Abril/2005;
- [3]. "Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão", CCPE/CTET - Janeiro/2001;
- [4]. "Base de Referência de Preços ANEEL" – Junho/2017;
- [5]. "Procedimentos de Rede – Submódulo 23.3 – Diretrizes e Critérios Para Estudos Elétricos" – ONS – 2016;
- [6]. "Diretrizes para a Elaboração de Projetos Básicos para Empreendimentos de Transmissão: Estudos elétricos, especificação das instalações, de equipamentos e de linhas de transmissão" – ONS – 2013;
- [7]. "Single-phase auto-reclosing in EHV Systems" – Haubrich, H.-J., Hosemann, G., Thomas, R., CIGRE 1974, paper 31-09, Paris, 1974
- [8]. http://www.cepel.br/pt_br/produtos/elektra-dimensionamento-custeio-e-otimizacao-de-lts-1.htm
- [9]. "Normal Climatológico do Brasil 1981-2010: Temperatura Máxima" - INMET. <http://www.inmet.gov.br/portal/>
- [10]. Nota Técnica. DLE-7614/18 "Proposição de Configurações de Linhas de Transmissão em 500 kV com Seis Condutores por Fase, com Elevada Capacidade de Transmissão e com Estruturas Autoportantes", CEPEL;
- [11]. "Procedimentos de Rede – Submódulo 2.4 – Requisitos Mínimos para Linhas de Transmissão" – ONS – 2016;
- [12]. Nota Técnica DEA 007/19 "Análise Socioambiental do Estudo para Escoamento na Área Sul da Região Nordeste", EPE – Julho/2019;
- [13]. Relatório EPE-DEE-RE-025/2020-rev0 "Estudo para Controle de Tensão e Suprimento ao Extremo Sul da Bahia", EPE – Abril/2020

17 EQUIPE TÉCNICA

Dourival de Souza Carvalho – EPE/STE

Fabiano Schmidt – EPE/STE

Igor Chaves – EPE/STE

Leandro Moda – EPE/STE

Luiz Felipe Froede Lorentz – EPE/STE

Marcelo Willian Henriques Szrajbman – EPE/STE

Sérgio Felipe Falcão Lima – EPE/STE

Tiago Campos Rizzotto – EPE/STE

Fernanda Dib da Silva de Almeida Ferreira – EPE/STE (estagiária)

Clayton Borges da Silva – EPE/SMA

Kátia Gisele Matosinho - EPE/SMA

Luciana Alvares da Silva – EPE/SMA

18 ANEXOS

18.1 Parâmetros dos Equipamentos

Linha de Transmissão Nova (LT)

Tabela 18-1 – Características Elétricas das Linhas de Transmissão – Alternativa Vencedora

Linha de transmissão	Tensão (kV)	Extensão (km)	Condutor			SIL (MW)
			Número por fase	Nome	Bitola (MCM)	
LT Morro do Chapéu II – Poções III C1	500	358	6	Tern	795	1.681
LT Poções III – Medeiros Neto II C1	500	328	6	Tern	795	1.681
LT Medeiros Neto II – João Neiva 2 C1	500	283	6	Tern	795	1.681

Tabela 18-2 - Parâmetros Elétricos das Linhas de Transmissão – Alternativa Vencedora

Linha de transmissão	km	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)	B1 (μS/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)	B0 (μS/km)	R1 (%)	X1 (%)	B1 (Mvar)	R0 (%)	X0 (%)	B0 (Mvar)
LT M. Chapéu II – Poções III C1	358	0,0140	0,1917	8,6666	0,3265	1,2147	3,1730	0,187	2,653	790,09	3,944	16,119	296,289
LT Poções III – M. Neto II C1	328	0,0140	0,1917	8,6666	0,3265	1,2147	3,1730	0,173	2,453	725,297	3,725	15,005	271,009
LT M. Neto II – João Neiva 2 C1	283	0,0140	0,1917	8,6666	0,3265	1,2147	3,1730	0,150	2,105	614,823	3,299	12,998	228,467

Tabela 18-3 – Carregamento Máximo das Linhas de Transmissão – Alternativa Vencedora

Linha de transmissão	Condutor (MCM)	Nível de Tensão (kV)	Máximo carregamento verificado em condição normal (MVA)	Contingência mais crítica	Máximo carregamento verificado em emergência (MVA)	Capacidade da LT em regime normal de operação/emergência (A)
LT M. Chapéu II – Poções III C1	6x795	500	1.744	LT 500 kV M. Chapéu II – Sapeaçu C1	2.170	4.000/5.000
LT Poções III – M. Neto II C1	6x795	500	1.129	LT 500 kV Poções III – P. Paraíso 2 C1	1.267	4.000/5.000
LT M. Neto II – João Neiva 2 C1	6x795	500	1.104	LT 500 kV Poções III – P. Paraíso 2 C1	1.245	4.000/5.000

Autotransformadores Novos (ATR)

Tabela 18-4 - Parâmetros dos Autotransformadores Novos

Subestação	Transformação	Unidade	Capacidade [MVA]	X (%) na base de 100 MVA	Ligação	Δ TAP
Morro do Chapéu II	500/230 kV	ATR3	900/1080	1,556	Y-Y	1,1/0,9
Gentio do Ouro II	500/230 kV	ATR3	900/1080	1,556	Y-Y	1,1/0,9
Ourolândia II	500/230 kV	ATR3	900/1080	1,556	Y-Y	1,1/0,9
Bom Jesus da Lapa II	500/230 kV	ATR3	300/360	2,85	Y-Y	1,1/0,9

18.2 Arranjo da Nova Subestação

Recomenda-se que a nova subestação 500 kV Medeiros Neto II seja construída de forma a permitir futuras expansões, conforme ilustra a Figura 18-1 (atualizada de acordo com o relatório Ref.[13]).

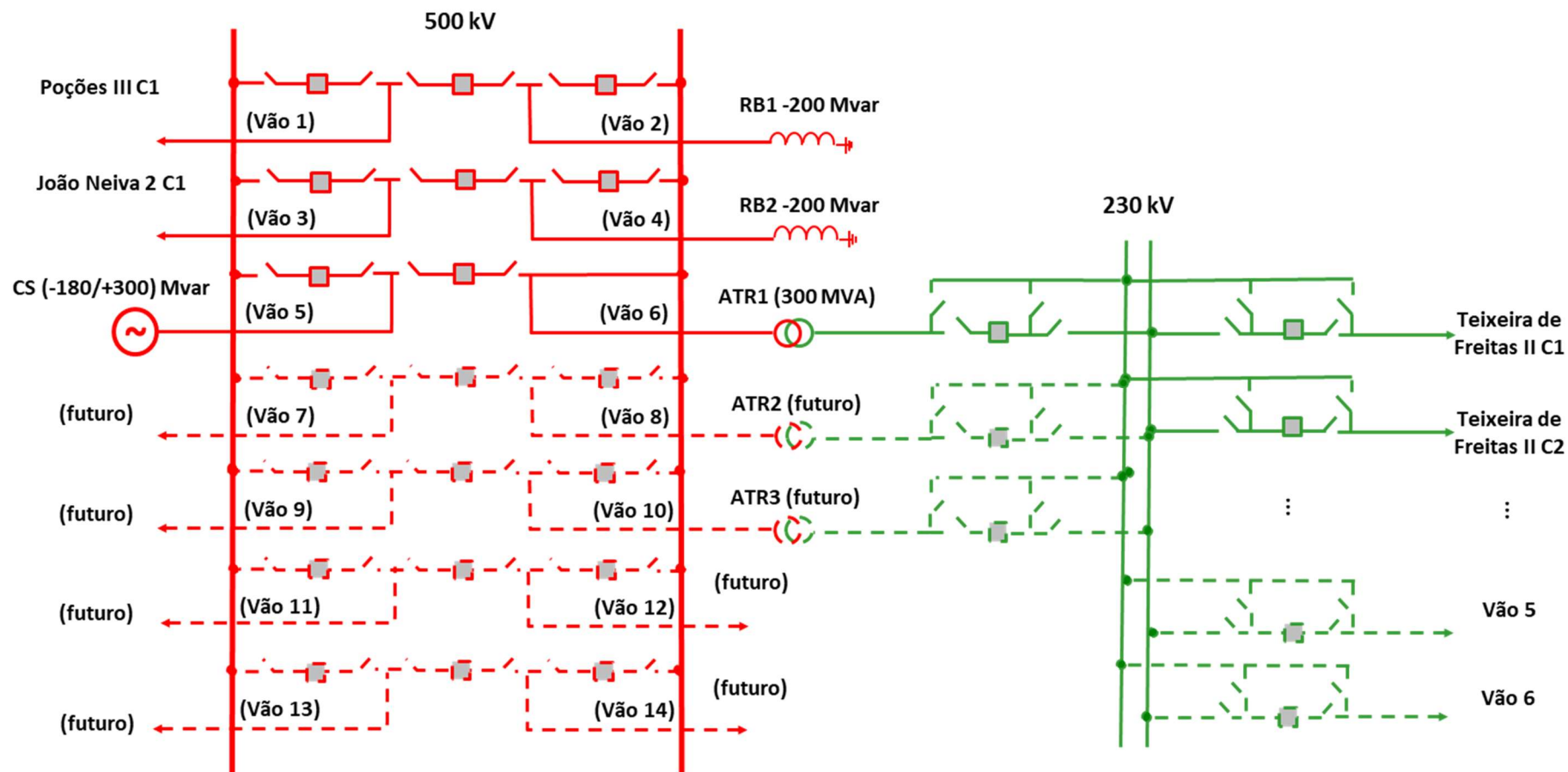


Figura 18-1 – Arranjo da Nova Subestação 500 kV Medeiros Neto II

18.3 Plano de Obras e Estimativa de Custos

Tabela 18-5 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 (R\$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						608.472,94	608.472,94	54.049,09	337.638,60
LT 500 kV MORRO DO CHAPÉU II - POÇÕES III, C1 (Nova)						608.472,94	608.472,94	54.049,09	337.638,60
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 358 km		2026	358	1,0	1415,60	506.784,80	506.784,80	45.016,39	281.212,36
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	POÇÕES III	2026	1	1,0	2130,82	2.130,82	2.130,82	189,28	1.182,38
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	MORRO DO CHAPÉU II	2026	1	1,0	2130,82	2.130,82	2.130,82	189,28	1.182,38
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	MORRO DO CHAPÉU II	2026	1	1,0	10495,15	10.495,15	10.495,15	932,26	5.823,71
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	POÇÕES III	2026	1	1,0	10495,15	10.495,15	10.495,15	932,26	5.823,71
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	POÇÕES III	2026	1	1,0	9697,13	9.697,13	9.697,13	861,37	5.380,89
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	MORRO DO CHAPÉU II	2026	1	1,0	9697,13	9.697,13	9.697,13	861,37	5.380,89
MIM - 500 kV	MORRO DO CHAPÉU II	2026	1	1,0	2075,15	2.075,15	2.075,15	184,33	1.151,49
MIM - 500 kV	POÇÕES III	2026	1	1,0	2075,15	2.075,15	2.075,15	184,33	1.151,49
MIG-A	MORRO DO CHAPÉU II	2026	1	1,0	2049,46	2.049,46	2.049,46	182,05	1.137,24
MIG-A	POÇÕES III	2026	1	1,0	2049,46	2.049,46	2.049,46	182,05	1.137,24
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 63,3 Mvar 1Φ	MORRO DO CHAPÉU II	2026	4	1,0	6099,09	24.396,36	24.396,36	2.167,07	13.537,42
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 63,3 Mvar 1Φ	POÇÕES III	2026	4	1,0	6099,09	24.396,36	24.396,36	2.167,07	13.537,42

Tabela 18-6 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2 (R\$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						878.942,82	878.942,82	78.074,23	487.720,99
LT 500 kV MORRO DO CHAPÉU II - SAPEAÇÚ, C2 (Nova)						435.440,78	435.440,78	38.679,09	241.623,92
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 300 km		2026	300,0	1,0	1155,08	346.524,00	346.524,00	30.780,84	192.284,44
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	SAPEAÇÚ	2026	1,0	1,0	2130,82	2.130,82	2.130,82	189,28	1.182,38
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	MORRO DO CHAPÉU II	2026	1,0	1,0	2130,82	2.130,82	2.130,82	189,28	1.182,38
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	MORRO DO CHAPÉU II	2026	1,0	1,0	10495,15	10.495,15	10.495,15	932,26	5.823,71
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	SAPEAÇÚ	2026	1,0	1,0	10495,15	10.495,15	10.495,15	932,26	5.823,71
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	SAPEAÇÚ	2026	1,0	1,0	9697,13	9.697,13	9.697,13	861,37	5.380,89
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	MORRO DO CHAPÉU II	2026	1,0	1,0	9697,13	9.697,13	9.697,13	861,37	5.380,89
MIM - 500 kV	MORRO DO CHAPÉU II	2026	1,0	1,0	2075,15	2.075,15	2.075,15	184,33	1.151,49
MIM - 500 kV	SAPEAÇÚ	2026	1,0	1,0	2075,15	2.075,15	2.075,15	184,33	1.151,49
MIG-A	MORRO DO CHAPÉU II	2026	1,0	1,0	2049,46	2.049,46	2.049,46	182,05	1.137,24
MIG-A	SAPEAÇÚ	2026	1,0	1,0	2049,46	2.049,46	2.049,46	182,05	1.137,24
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ	MORRO DO CHAPÉU II	2026	3,0	1,0	6003,56	18.010,68	18.010,68	1.599,84	9.994,04
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ	SAPEAÇÚ	2026	3,0	1,0	6003,56	18.010,68	18.010,68	1.599,84	9.994,04
LT 500 kV SAPEAÇÚ - POÇÕES III, C2 (Nova)						443.502,04	443.502,04	39.395,15	246.097,07
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 260 km		2026	260,0	1,0	1415,60	368.056,00	368.056,00	32.693,47	204.232,44
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	POÇÕES III	2026	1,0	1,0	2130,82	2.130,82	2.130,82	189,28	1.182,38
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	SAPEAÇÚ	2026	1,0	1,0	2130,82	2.130,82	2.130,82	189,28	1.182,38
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	SAPEAÇÚ	2026	1,0	1,0	10495,15	10.495,15	10.495,15	932,26	5.823,71
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	POÇÕES III	2026	1,0	1,0	10495,15	10.495,15	10.495,15	932,26	5.823,71
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	POÇÕES III	2026	1,0	1,0	9697,13	9.697,13	9.697,13	861,37	5.380,89
MIM - 500 kV	POÇÕES III	2026	1,0	1,0	2075,15	2.075,15	2.075,15	184,33	1.151,49
MIG-A	POÇÕES III	2026	1,0	1,0	2049,46	2.049,46	2.049,46	182,05	1.137,24
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 62 Mvar 1Φ	SAPEAÇÚ	2026	3,0	1,0	6062,06	18.186,18	18.186,18	1.615,43	10.091,42
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 62 Mvar 1Φ	POÇÕES III	2026	3,0	1,0	6062,06	18.186,18	18.186,18	1.615,43	10.091,42

Tabela 18-7 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 3 (R\$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						742.850,34	742.850,34	65.985,49	412.203,95
LT 500 kV MORRO DO CHAPÉU II - IBICOARA, C1 (Nova)						432.403,18	432.403,18	38.409,26	239.938,37
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 236 km		2026	236,0	1,0	1415,60	334.081,60	334.081,60	29.675,61	185.380,22
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	MORRO DO CHAPÉU II	2026	4,0	1,0	5678,27	22.713,08	22.713,08	2.017,54	12.603,37
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	IBICOARA	2026	4,0	1,0	5678,27	22.713,08	22.713,08	2.017,54	12.603,37
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	IBICOARA	2026	1,0	1,0	2130,82	2.130,82	2.130,82	189,28	1.182,38
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	MORRO DO CHAPÉU II	2026	1,0	1,0	2130,82	2.130,82	2.130,82	189,28	1.182,38
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	MORRO DO CHAPÉU II	2026	1,0	1,0	10495,15	10.495,15	10.495,15	932,26	5.823,71
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	IBICOARA	2026	1,0	1,0	10495,15	10.495,15	10.495,15	932,26	5.823,71
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	IBICOARA	2026	1,0	1,0	9697,13	9.697,13	9.697,13	861,37	5.380,89
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	MORRO DO CHAPÉU II	2026	1,0	1,0	9697,13	9.697,13	9.697,13	861,37	5.380,89
MIM - 500 kV	MORRO DO CHAPÉU II	2026	1,0	1,0	2075,15	2.075,15	2.075,15	184,33	1.151,49
MIM - 500 kV	IBICOARA	2026	1,0	1,0	2075,15	2.075,15	2.075,15	184,33	1.151,49
MIG-A	IBICOARA	2026	1,0	1,0	2049,46	2.049,46	2.049,46	182,05	1.137,24
MIG-A	MORRO DO CHAPÉU II	2026	1,0	1,0	2049,46	2.049,46	2.049,46	182,05	1.137,24
LT 500 kV IBICOARA - POÇÕES III, C2 (Nova)						310.447,16	310.447,16	27.576,22	172.265,58
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 165 km		2026	165,0	1,0	1415,60	233.574,00	233.574,00	20.747,78	129.609,05
CRL (Conexão de Reator de Linha Man.) 500 kV, Arranjo DJM	POÇÕES III	2026	1,0	1,0	5607,41	5.607,41	5.607,41	498,09	3.111,52
CRL (Conexão de Reator de Linha Man.) 500 kV, Arranjo DJM	IBICOARA	2026	1,0	1,0	5607,41	5.607,41	5.607,41	498,09	3.111,52
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	IBICOARA	2026	1,0	1,0	10495,15	10.495,15	10.495,15	932,26	5.823,71
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	POÇÕES III	2026	1,0	1,0	10495,15	10.495,15	10.495,15	932,26	5.823,71
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	POÇÕES III	2026	1,0	1,0	9697,13	9.697,13	9.697,13	861,37	5.380,89
MIM - 500 kV	POÇÕES III	2026	1,0	1,0	2075,15	2.075,15	2.075,15	184,33	1.151,49
MIG-A	POÇÕES III	2026	1,0	1,0	2049,46	2.049,46	2.049,46	182,05	1.137,24
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 37 Mvar 1Φ	IBICOARA	2026	3,0	1,0	5141,05	15.423,15	15.423,15	1.370,00	8.558,23
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 37 Mvar 1Φ	POÇÕES III	2026	3,0	1,0	5141,05	15.423,15	15.423,15	1.370,00	8.558,23

Tabela 18-8 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa A (R\$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual
						1.188.980,43	1.188.980,43	105.614,08
								659.759,32
LT 500 kV POÇÕES III - MEDEIROS NETO II, C1 (Nova)						554.052,62	554.052,62	49.215,07
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 328 km		2026	328	1,0	1415,60	464.316,80	464.316,80	41.244,07
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	POÇÕES III	2026	1	1,0	2130,82	2.130,82	2.130,82	189,28
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	TEIXEIRA DE FREITAS III	2026	1	1,0	2130,82	2.130,82	2.130,82	189,28
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	TEIXEIRA DE FREITAS III	2026	1	1,0	10495,15	10.495,15	10.495,15	932,26
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	POÇÕES III	2026	1	1,0	10495,15	10.495,15	10.495,15	932,26
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	TEIXEIRA DE FREITAS III	2026	1	1,0	9697,13	9.697,13	9.697,13	861,37
MIM - 500 kV	TEIXEIRA DE FREITAS III	2026	1	1,0	2075,15	2.075,15	2.075,15	184,33
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,3 Mvar 1Φ	POÇÕES III	2026	4,0	1,0	6588,95	26.355,80	26.355,80	2.341,12
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,3 Mvar 1Φ	MEDEIROS NETO II	2026	4,0	1,0	6588,95	26.355,80	26.355,80	2.341,12
LT 500 kV MEDEIROS NETO II - JOÃO NEIVA 2, C1 (Nova)						490.239,76	490.239,76	43.546,74
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 283 km		2026	283	1,0	1415,60	400.614,80	400.614,80	35.585,58
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	JOÃO NEIVA 2	2026	1	1,0	2130,82	2.130,82	2.130,82	189,28
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	TEIXEIRA DE FREITAS II	2026	1	1,0	2130,82	2.130,82	2.130,82	189,28
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	TEIXEIRA DE FREITAS II	2026	1	1,0	10495,15	10.495,15	10.495,15	932,26
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	JOÃO NEIVA 2	2026	1	1,0	10495,15	10.495,15	10.495,15	932,26
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	JOÃO NEIVA 2	2026	1	1,0	9697,13	9.697,13	9.697,13	861,37
MIM - 500 kV	JOÃO NEIVA 2	2026	1	1,0	2075,15	2.075,15	2.075,15	184,33
MIG-A	JOÃO NEIVA 2	2026	1	1,0	2049,46	2.049,46	2.049,46	182,05
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,6 Mvar 1Φ	MEDEIROS NETO II	2026	4	1,0	6318,91	25.275,64	25.275,64	2.245,17
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,6 Mvar 1Φ	JOÃO NEIVA 2	2026	4	1,0	6318,91	25.275,64	25.275,64	2.245,17
SE 500 kV MEDEIROS NETO II (Nova)						144.688,05	144.688,05	12.852,27
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			2		0,00	0,00	0,00	0,00
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 66,6 Mvar 1Φ		2026	7,0	1,0	6189,76	43.328,32	43.328,32	3.848,74
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8636,23	17.272,46	17.272,46	1.534,27
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-180/+300) Mvar		2026	1,0	1,0	49155,35	49.155,35	49.155,35	4.366,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	9697,13	19.394,26	19.394,26	1.722,74
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			1,0			0,00	0,00	0,00
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			2,0			0,00	0,00	0,00
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	4150,29	4.150,29	4.150,29	368,66
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	11387,37	11.387,37	11.387,37	1.011,51

Tabela 18-9 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa B (R\$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						1.269.978,03	1.269.978,03	112.808,89	704.704,48
LT 500 kV POÇÕES III - MEDEIROS NETO II, C1 (Nova)						554.052,62	554.052,62	49.215,07	307.441,04
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 328 km		2026	328,0	1,0	1415,60	464.316,80	464.316,80	41.244,07	257.647,08
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	POÇÕES III	2026	1,0	1,0	2130,82	2.130,82	2.130,82	189,28	1.182,38
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	TEIXEIRA DE FREITAS III	2026	1,0	1,0	2130,82	2.130,82	2.130,82	189,28	1.182,38
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	TEIXEIRA DE FREITAS III	2026	1,0	1,0	10495,15	10.495,15	10.495,15	932,26	5.823,71
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	POÇÕES III	2026	1,0	1,0	10495,15	10.495,15	10.495,15	932,26	5.823,71
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	TEIXEIRA DE FREITAS III	2026	1,0	1,0	9697,13	9.697,13	9.697,13	861,37	5.380,89
MIM - 500 kV	TEIXEIRA DE FREITAS III	2026	1,0	1,0	2075,15	2.075,15	2.075,15	184,33	1.151,49
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,3 Mvar 1Φ	POÇÕES III	2026	4,0	1,0	6588,95	26.355,80	26.355,80	2.341,12	14.624,70
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,3 Mvar 1Φ	MEDEIROS NETO II	2026	4,0	1,0	6588,95	26.355,80	26.355,80	2.341,12	14.624,70
LT 500 kV MEDEIROS NETO II - MUTUM, C1 (Nova)						571.237,36	571.237,36	50.741,55	316.976,77
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 342 km		2026	342,0	1,0	1415,60	484.135,20	484.135,20	43.004,49	268.644,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	TEIXEIRA DE FREITAS II	2026	4,0	1,0	6003,56	24.014,24	24.014,24	2.133,12	13.325,38
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	JOÃO NEIVA 2	2026	4,0	1,0	6003,56	24.014,24	24.014,24	2.133,12	13.325,38
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	JOÃO NEIVA 2	2026	1,0	1,0	2130,82	2.130,82	2.130,82	189,28	1.182,38
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	TEIXEIRA DE FREITAS II	2026	1,0	1,0	2130,82	2.130,82	2.130,82	189,28	1.182,38
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	TEIXEIRA DE FREITAS II	2026	1,0	1,0	10495,15	10.495,15	10.495,15	932,26	5.823,71
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	JOÃO NEIVA 2	2026	1,0	1,0	10495,15	10.495,15	10.495,15	932,26	5.823,71
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	JOÃO NEIVA 2	2026	1,0	1,0	9697,13	9.697,13	9.697,13	861,37	5.380,89
MIM - 500 kV	JOÃO NEIVA 2	2026	1,0	1,0	2075,15	2.075,15	2.075,15	184,33	1.151,49
MIG-A	JOÃO NEIVA 2	2026	1,0	1,0	2049,46	2.049,46	2.049,46	182,05	1.137,24
SE 500 kV MEDEIROS NETO II (Nova)						144.688,05	144.688,05	12.852,27	80.286,68
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			1,0		0,00	0,00	0,00	0,00	
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			2,0		0,00	0,00	0,00	0,00	
1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 66,6 Mvar 1Φ		2026	7,0	1,0	6189,76	43.328,32	43.328,32	3.848,74	24.042,67
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	8636,23	17.272,46	17.272,46	1.534,27	9.584,40
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			2,0			0,00	0,00	0,00	0,00
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	9697,13	19.394,26	19.394,26	1.722,74	10.761,78
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-180/+300) Mvar		2026	1,0	1,0	49155,35	49.155,35	49.155,35	4.366,34	27.276,06
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	4150,29	4.150,29	4.150,29	368,66	2.302,98
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	11387,37	11.387,37	11.387,37	1.011,51	6.318,79

Tabela 18-10 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa C (R\$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						1.051.022,35	1.051.022,35	93.359,62	583.207,07
LT 500 kV POÇÕES III - PADRE PARAÍSO 2, C3 (Nova)						565.699,92	565.699,92	50.249,67	313.904,07
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 334 km		2026	334,0	1,0	1415,60	472.810,40	472.810,40	41.998,53	262.360,14
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	PADRE PARAÍSO 2	2026	1,0	1,0	2130,82	2.130,82	2.130,82	189,28	1.182,38
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	POÇÕES III	2026	1,0	1,0	2130,82	2.130,82	2.130,82	189,28	1.182,38
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	POÇÕES III	2026	1,0	1,0	10495,15	10.495,15	10.495,15	932,26	5.823,71
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	PADRE PARAÍSO 2	2026	1,0	1,0	10495,15	10.495,15	10.495,15	932,26	5.823,71
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	PADRE PARAÍSO 2	2026	1,0	1,0	9697,13	9.697,13	9.697,13	861,37	5.380,89
MIM - 500 kV	PADRE PARAÍSO 2	2026	1,0	1,0	2075,15	2.075,15	2.075,15	184,33	1.151,49
MIG-A	PADRE PARAÍSO 2	2026	1,0	1,0	2049,46	2.049,46	2.049,46	182,05	1.137,24
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 90 Mvar 1Φ	POÇÕES III	2026	4,0	1,0	6726,98	26.907,92	26.907,92	2.390,16	14.931,07
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 90 Mvar 1Φ	PADRE PARAÍSO 2	2026	4,0	1,0	6726,98	26.907,92	26.907,92	2.390,16	14.931,07
LT 500 kV PADRA PARAÍSO 2 - GOVERNADOR VALADARES 6, C3 (Nova)						422.345,34	422.345,34	37.515,85	234.357,33
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 207 km		2026	207,0	1,0	1595,16	330.198,12	330.198,12	29.330,65	183.225,29
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	PADRA PARAÍSO 2	2026	4,0	1,0	5547,64	22.190,56	22.190,56	1.971,13	12.313,43
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	GOVERNADOR VALADARES 6	2026	4,0	1,0	5547,64	22.190,56	22.190,56	1.971,13	12.313,43
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	PADRA PARAÍSO 2	2026	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	10.382,43	922,24	5.761,16
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	GOVERNADOR VALADARES 6	2026	1,0	1,0	10382,43	10.382,43	10.382,43	922,24	5.761,16
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	GOVERNADOR VALADARES 6	2026	1,0	1,0	9541,00	9.541,00	9.541,00	847,50	5.294,25
CRL (Conexão de Reator de Linha Man.) 500 kV, Arranjo DJM	PADRA PARAÍSO 2	2026	1,0	1,0	5507,70	5.507,70	5.507,70	489,23	3.056,20
CRL (Conexão de Reator de Linha Man.) 500 kV, Arranjo DJM	GOVERNADOR VALADARES 6	2026	1,0	1,0	5507,70	5.507,70	5.507,70	489,23	3.056,20
MIM - 500 kV	GOVERNADOR VALADARES 6	2026	1,0	1,0	2180,48	2.180,48	2.180,48	193,69	1.209,94
MIG-A	PADRA PARAÍSO 2	2026	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	2.132,18	189,40	1.183,14
MIG-A	GOVERNADOR VALADARES 6	2026	1,0	1,0	2132,18	2.132,18	2.132,18	189,40	1.183,14
SE 500 kV POÇÕES III (Ampliação/Adequação)						62.977,09	62.977,09	5.594,09	34.945,67
Compensador Síncrono 69 kV, 1 x (-150/+300) Mvar		2026	1,0	1,0	49155,35	49.155,35	49.155,35	4.366,34	27.276,06
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	9697,13	9.697,13	9.697,13	861,37	5.380,89
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	2075,15	2.075,15	2.075,15	184,33	1.151,49
MIG-A		2026	1,0	1,0	2049,46	2.049,46	2.049,46	182,05	1.137,24

18.4 Perdas Elétricas das Alternativas

A seguir são apresentadas as tabelas com valor de geração da barra slack (Ilha Solteira) para contabilização do diferencial de perdas elétricas de cada alternativa.

Tabela 18-11 – Geração da Barra Slack [MW] – Região Central da Bahia

Ano	Cenário 1 - Pesada		
	ALT1	ALT2	ALT3
2026	2088,2	2116,5	2088,4
2027	1864,4	1893,7	1863,9
2028	1864,4	1893,7	1863,9
2029	1864,4	1893,7	1863,9
2030	1864,4	1893,7	1863,9
2031	1864,4	1893,7	1863,9
2032	1864,4	1893,7	1863,9
2033	1864,4	1893,7	1863,9
2034	1864,4	1893,7	1863,9
2035	1864,4	1893,7	1863,9

Ano	Cenário 1 - Média		
	ALT1	ALT2	ALT3
2026	1601,2	1644,7	1602,9
2027	2802,6	2844,9	2804,1
2028	2802,6	2844,9	2804,1
2029	2802,6	2844,9	2804,1
2030	2802,6	2844,9	2804,1
2031	2802,6	2844,9	2804,1
2032	2802,6	2844,9	2804,1
2033	2802,6	2844,9	2804,1
2034	2802,6	2844,9	2804,1
2035	2802,6	2844,9	2804,1

Ano	Cenário 1 - Leve		
	ALT1	ALT2	ALT3
2026	1164,3	1197,9	1162,8
2027	1570,0	1612,8	1566,8
2028	1570,0	1612,8	1566,8
2029	1570,0	1612,8	1566,8
2030	1570,0	1612,8	1566,8
2031	1570,0	1612,8	1566,8
2032	1570,0	1612,8	1566,8
2033	1570,0	1612,8	1566,8
2034	1570,0	1612,8	1566,8
2035	1570,0	1612,8	1566,8

Ano	Cenário 2 - Pesada		
	ALT1	ALT2	ALT3
2026	3353,4	3375,6	3353,0
2027	3119,9	3145,0	3118,6
2028	3119,9	3145,0	3118,6
2029	3119,9	3145,0	3118,6
2030	3119,9	3145,0	3118,6
2031	3119,9	3145,0	3118,6
2032	3119,9	3145,0	3118,6
2033	3119,9	3145,0	3118,6
2034	3119,9	3145,0	3118,6
2035	3119,9	3145,0	3118,6

Ano	Cenário 2 - Média		
	ALT1	ALT2	ALT3
2026	1815,9	1846,3	1817,4
2027	3935,1	3972,9	3936,6
2028	3935,1	3972,9	3936,6
2029	3935,1	3972,9	3936,6
2030	3935,1	3972,9	3936,6
2031	3935,1	3972,9	3936,6
2032	3935,1	3972,9	3936,6
2033	3935,1	3972,9	3936,6
2034	3935,1	3972,9	3936,6
2035	3935,1	3972,9	3936,6

Ano	Cenário 2 - Leve		
	ALT1	ALT2	ALT3
2026	1127,8	1159,4	1125,8
2027	-540,4	-506,6	-543,3
2028	-540,4	-506,6	-543,3
2029	-540,4	-506,6	-543,3
2030	-540,4	-506,6	-543,3
2031	-540,4	-506,6	-543,3
2032	-540,4	-506,6	-543,3
2033	-540,4	-506,6	-543,3
2034	-540,4	-506,6	-543,3
2035	-540,4	-506,6	-543,3

Ano	Cenário 3 - Pesada		
	ALT1	ALT2	ALT3
2026	4856,2	4834,6	4853,6
2027	3183,0	3163,0	3181,3
2028	3183,0	3163,0	3181,3
2029	3183,0	3163,0	3181,3
2030	3183,0	3163,0	3181,3
2031	3183,0	3163,0	3181,3
2032	3183,0	3163,0	3181,3
2033	3183,0	3163,0	3181,3
2034	3183,0	3163,0	3181,3
2035	3183,0	3163,0	3181,3

Ano	Cenário 3 - Média		
	ALT1	ALT2	ALT3
2026	3722,3	3711,6	3721,4
2027	4251,3	4239,6	4250,5
2028	4251,3	4239,6	4250,5
2029	4251,3	4239,6	4250,5
2030	4251,3	4239,6	4250,5
2031	4251,3	4239,6	4250,5
2032	4251,3	4239,6	4250,5
2033	4251,3	4239,6	4250,5
2034	4251,3	4239,6	4250,5
2035	4251,3	4239,6	4250,5

Ano	Cenário 3 - Leve		
	ALT1	ALT2	ALT3
2026	1830,4	1814,4	1829,8
2027	803,8	791,2	803,3
2028	803,8	791,2	803,3
2029	803,8	791,2	803,3
2030	803,8	791,2	803,3
2031	803,8	791,2	803,3
2032	803,8	791,2	803,3
2033	803,8	791,2	803,3
2034	803,8	791,2	803,3
2035	803,8	791,2	803,3

Ano	Cenário 4 - Pesada		
	ALT1	ALT2	ALT3
2026	496,4	491,0	495,9
2027	415,5	415,3	415,3
2028	415,5	415,3	415,3
2029	415,5	415,3	415,3
2030	415,5	415,3	415,3
2031	415,5	415,3	415,3
2032	415,5	415,3	415,3
2033	415,5	415,3	415,3
2034	415,5	415,3	415,3
2035	415,5	415,3	415,3

Ano	Cenário 4 - Média		
	ALT1	ALT2	ALT3
2026	2282,4	2278,7	2282,5
2027	1393,3	1390,6	1393,7
2028	1393,3	1390,6	1393,7
2029	1393,3	1390,6	1393,7
2030	1393,3	1390,6	1393,7
2031	1393,3	1390,6	1393,7
2032	1393,3	1390,6	1393,7
2033	1393,3	1390,6	1393,7
2034	1393,3	1390,6	1393,7
2035	1393,3	1390,6	1393,7

Ano	Cenário 4 - Leve		
	ALT1	ALT2	ALT3
2026	2182,5	2175,1	2182,2
2027	2753,8	2746,6	2753,6
2028	2753,8	2746,6	2753,6
2029	2753,8	2746,6	2753,6
2030	2753,8	2746,6	2753,6
2031	2753,8	2746,6	2753,6
2032	2753,8	2746,6	2753,6
2033	2753,8	2746,6	2753,6
2034	2753,8	2746,6	2753,6
2035	2753,8	2746,6	2753,6

Tabela 18-12 – Geração da Barra Slack [MW] – Região Sul da Bahia

Cenário 1 - Pesada			
Ano	ALTA	ALTB	ALTC
2026	2088,2	2094,9	2104,8
2027	1864,4	1872,3	1883,8
2028	1864,4	1872,3	1883,8
2029	1864,4	1872,3	1883,8
2030	1864,4	1872,3	1883,8
2031	1864,4	1872,3	1883,8
2032	1864,4	1872,3	1883,8
2033	1864,4	1872,3	1883,8
2034	1864,4	1872,3	1883,8
2035	1864,4	1872,3	1883,8

Cenário 1 - Média			
Ano	ALTA	ALTB	ALTC
2026	1601,2	1610,1	1630,4
2027	2802,6	2809,2	2828,5
2028	2802,6	2809,2	2828,5
2029	2802,6	2809,2	2828,5
2030	2802,6	2809,2	2828,5
2031	2802,6	2809,2	2828,5
2032	2802,6	2809,2	2828,5
2033	2802,6	2809,2	2828,5
2034	2802,6	2809,2	2828,5
2035	2802,6	2809,2	2828,5

Cenário 1 - Leve			
Ano	ALTA	ALTB	ALTC
2026	1164,3	1171,5	1188,3
2027	1570,0	1578,7	1595,6
2028	1570,0	1578,7	1595,6
2029	1570,0	1578,7	1595,6
2030	1570,0	1578,7	1595,6
2031	1570,0	1578,7	1595,6
2032	1570,0	1578,7	1595,6
2033	1570,0	1578,7	1595,6
2034	1570,0	1578,7	1595,6
2035	1570,0	1578,7	1595,6

Cenário 2 - Pesada			
Ano	ALTA	ALTB	ALTC
2026	3353,4	3359,9	3364,9
2027	3119,9	3128,6	3136,5
2028	3119,9	3128,6	3136,5
2029	3119,9	3128,6	3136,5
2030	3119,9	3128,6	3136,5
2031	3119,9	3128,6	3136,5
2032	3119,9	3128,6	3136,5
2033	3119,9	3128,6	3136,5
2034	3119,9	3128,6	3136,5
2035	3119,9	3128,6	3136,5

Cenário 2 - Média			
Ano	ALTA	ALTB	ALTC
2026	1815,9	1821,0	1829,0
2027	3935,1	3937,8	3950,9
2028	3935,1	3937,8	3950,9
2029	3935,1	3937,8	3950,9
2030	3935,1	3937,8	3950,9
2031	3935,1	3937,8	3950,9
2032	3935,1	3937,8	3950,9
2033	3935,1	3937,8	3950,9
2034	3935,1	3937,8	3950,9
2035	3935,1	3937,8	3950,9

Cenário 3 - Leve			
Ano	ALTA	ALTB	ALTC
2026	1127,8	1134,0	1146,6
2027	-540,4	-532,2	-521,7
2028	-540,4	-532,2	-521,7
2029	-540,4	-532,2	-521,7
2030	-540,4	-532,2	-521,7
2031	-540,4	-532,2	-521,7
2032	-540,4	-532,2	-521,7
2033	-540,4	-532,2	-521,7
2034	-540,4	-532,2	-521,7
2035	-540,4	-532,2	-521,7

Cenário 3 - Pesada			
Ano	ALTA	ALTB	ALTC
2026	4856,2	4847,0	4854,1
2027	3183,0	3168,2	3178,9
2028	3183,0	3168,2	3178,9
2029	3183,0	3168,2	3178,9
2030	3183,0	3168,2	3178,9
2031	3183,0	3168,2	3178,9
2032	3183,0	3168,2	3178,9
2033	3183,0	3168,2	3178,9
2034	3183,0	3168,2	3178,9
2035	3183,0	3168,2	3178,9

Cenário 2 - Média			
Ano	ALTA	ALTB	ALTC
2026	3722,3	3721,2	3721,4
2027	4251,3	4250,0	4250,5
2028	4251,3	4250,0	4250,5
2029	4251,3	4250,0	4250,5
2030	4251,3	4250,0	4250,5
2031	4251,3	4250,0	4250,5
2032	4251,3	4250,0	4250,5
2033	4251,3	4250,0	4250,5
2034	4251,3	4250,0	4250,5
2035	4251,3	4250,0	4250,5

Cenário 3 - Leve			
Ano	ALTA	ALTB	ALTC
2026	1830,4	1819,0	1826,7
2027	803,8	796,7	800,3
2028	803,8	796,7	800,3
2029	803,8	796,7	800,3
2030	803,8	796,7	800,3
2031	803,8	796,7	800,3
2032	803,8	796,7	800,3
2033	803,8	796,7	800,3
2034	803,8	796,7	800,3
2035	803,8	796,7	800,3

Cenário 4 - Pesada			
Ano	ALTA	ALTB	ALTC
2026	496,4	492,0	494,3
2027	415,5	413,5	414,7
2028	415,5	413,5	414,7
2029	415,5	413,5	414,7
2030	415,5	413,5	414,7
2031	415,5	413,5	414,7
2032	415,5	413,5	414,7
2033	415,5	413,5	414,7
2034	415,5	413,5	414,7
2035	415,5	413,5	414,7

Cenário 2 - Média			
Ano	ALTA	ALTB	ALTC
2026	2282,4	2283,0	2283,0
2027	1393,3	1394,5	1394,4
2028	1393,3	1394,5	1394,4
2029	1393,3	1394,5	1394,4
2030	1393,3	1394,5	1394,4
2031	1393,3	1394,5	1394,4
2032	1393,3	1394,5	1394,4
2033	1393,3	1394,5	1394,4
2034	1393,3	1394,5	1394,4
2035	1393,3	1394,5	1394,4

Cenário 3 - Leve			
Ano	ALTA	ALTB	ALTC
2026	2182,5	2181,5	2181,4
2027	2753,8	2753,5	2753,3
2028	2753,8	2753,5	2753,3
2029	2753,8	2753,5	2753,3
2030	2753,8	2753,5	2753,3
2031	2753,8	2753,5	2753,3
2032	2753,8	2753,5	2753,3
2033	2753,8	2753,5	2753,3
2034	2753,8	2753,5	2753,3
2035	2753,8	2753,5	2753,3

A seguir é apresentado o diferencial de perdas elétricas de cada alternativa, discretizado por ano, já ponderados os tempos de permanência nos patamares de carga Pesada, Média, Leve e nos 4 cenários de geração/intercâmbio considerados.

Tabela 18-13 – Δ Perdas Elétricas [MW] – Região Central da Bahia

Ano	Δ Perdas (MW)		
	ALT1	ALT2	ALT3
2026	0,1	14,1	0,0
2027	0,3	17,0	0,0
2028	0,3	17,0	0,0
2029	0,3	17,0	0,0
2030	0,3	17,0	0,0
2031	0,3	17,0	0,0
2032	0,3	17,0	0,0
2033	0,3	17,0	0,0
2034	0,3	17,0	0,0
2035	0,3	17,0	0,0

Tabela 18-14 – Δ Perdas Elétricas [MW] – Região Sul da Bahia

Ano	Δ Perdas (MW)		
	ALTA	ALTB	ALTC
2026	0,0	2,2	10,9
2027	0,0	2,3	11,3
2028	0,0	2,3	11,3
2029	0,0	2,3	11,3
2030	0,0	2,3	11,3
2031	0,0	2,3	11,3
2032	0,0	2,3	11,3
2033	0,0	2,3	11,3
2034	0,0	2,3	11,3
2035	0,0	2,3	11,3

18.5 Fichas PET

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: BA
LT 500 kV POÇÕES III - MEDEIROS NETO II, C1 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 meses

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Sul da Região Nordeste

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

Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 328 km	464.316,80
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2.130,82
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2.130,82
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	10.495,15
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	10.495,15
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	9.697,13
MIM - 500 kV	2.075,15
Reator de Linha Fixo 500 kV, -250 Mvar, (3+1R) x 83,3 Mvar 1Φ	26.355,80
Reator de Linha Fixo 500 kV, -250 Mvar (3+1R) x 83,3 Mvar 1Φ	26.355,80

Total de Investimentos Previstos: 554.052,62

Situação atual:

Observações:

Escoamento de Geração na Área Sul da Região Nordeste

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-053/2019-REV1 – Estudo de Escoamento na Área Sul da Região Nordeste
- [2] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – JUNHO/2017.

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: BA
LT 500 kV MEDEIROS NETO II - JOÃO NEIVA 2, C1 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 meses

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Sul da Região Nordeste

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

Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 283 km	400.614,80
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2.130,82
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2.130,82
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	10.495,15
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	10.495,15
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	9.697,13
MIM - 500 kV	2.075,15
MIG-A	2.049,46
Reator de Linha Fixo 500 kV, -215 Mvar, (3+1R) x 71,6 Mvar 1Φ	25.275,64
Reator de Linha Fixo 500 kV, -215 Mvar, (3+1R) x 71,6 Mvar 1Φ	25.275,64

Total de Investimentos Previstos: 490.239,76

Situação atual:

Observações:

Escoamento de Geração na Área Sul da Região Nordeste

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-053/2019-REV1 – Estudo de Escoamento na Área Sul da Região Nordeste
- [2] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – JUNHO/2017.

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: SE 500 kV MEDEIROS NETO II (Nova)	UF: BA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 meses

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Sul da Região Nordeste.

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

1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 66,6 Mvar 1Φ	43.328,32
2 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	17.272,46
Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-180/+300) Mvar	49.155,35
2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	19.394,26
MIM - 500 kV	4.150,29
MIG (Terreno Rural)	11.387,37

Total de Investimentos Previstos: **144.688,05**

Situação atual:

Observações:

Escoamento de Geração na Área Sul da Região Nordeste

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-053/2019-REV1 – Estudo de Escoamento na Área Sul da Região Nordeste
- [2] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – JUNHO/2017.

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: BA
LT 500 kV MORRO DO CHAPÉU - POÇÕES III, C1 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 meses

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Sul da Região Nordeste

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

Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 358 km	506.784,80
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2.130,82
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2.130,82
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	10.495,15
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	10.495,15
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	9.697,13
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	9.697,13
Reator de Linha Fixo 500 kV, -190 Mvar (3+1R) x 66,6 Mvar 1Φ	24.396,36
Reator de Linha Fixo 500 kV, -190 Mvar (3+1R) x 66,6 Mvar 1Φ	24.396,36
MIM - 500 kV	2.075,15
MIG-A	2.049,46

Total de Investimentos Previstos: 608.472,94

Situação atual:

Observações:

Escoamento de Geração na Área Sul da Região Nordeste

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-053/2019-REV1 – Estudo de Escoamento na Área Sul da Região Nordeste
- [2] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – JUNHO/2017

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: SE 500/230 kV MORRO DO CHAPÉU II (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)	UF: BA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 meses

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Sul da Região Nordeste.

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

3º ATF 500/230 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	46.182,03
1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	9.249,64
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	3.504,27
2º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ	17.034,81
1 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	8.636,23
MIM - 230 kV	378,89
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	9.697,13
MIM - 500 kV	2.075,15

Total de Investimentos Previstos: 96.758,15

Situação atual:

Observações:

Escoamento de Geração na Área Sul da Região Nordeste

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-053/2019-REV1 – Estudo de Escoamento na Área Sul da Região Nordeste
- [2] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – JUNHO/2017

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: SE 500 kV POÇÕES III (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)	UF: BA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 meses

Justificativa:

Controle de Tensão na Área Sul da Região Nordeste

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

3º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ	17.034,81
1 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	8.636,23
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	9.697,13
MIM - 500 kV	2.075,15

Total de Investimentos Previstos: **37.443,32**

Situação atual:

Observações:

Controle de Tensão na Área Sul da Região Nordeste

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-053/2019-REV1 – Estudo de Escoamento na Área Sul da Região Nordeste
- [2] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – JUNHO/2017

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: SE 500/230 kV OUROLÂNDIA II (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)	UF: BA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 meses

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Sul da Região Nordeste

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

3° ATF 500/230 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	46.182,03
1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	9.249,64
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	3.504,27
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	9.697,13
MIM - 230 kV	378,89
MIM - 500 kV	2.075,15

Total de Investimentos Previstos:	71.087,11
--	------------------

Situação atual:

Observações:

Escoamento de Geração na Área Sul da Região Nordeste

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-053/2019-REV1 – Estudo de Escoamento na Área Sul da Região Nordeste
- [2] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – JUNHO/2017

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: SE 500/230 kV BOM JESUS DA LAPA II (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)	UF: BA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 meses

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Sul da Região Nordeste

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

3° ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	31.936,98
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	3.504,27
1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	9.249,64
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	9.697,13
MIM - 230 kV	378,89
MIM - 500 kV	2.075,15

Total de Investimentos Previstos: 56.842,06

Situação atual:

Observações:

Escoamento de Geração na Área Sul da Região Nordeste

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-053/2019-REV1 – Estudo de Escoamento na Área Sul da Região Nordeste
- [2] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – JUNHO/2017.

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: SE 500 kV JUAZEIRO III (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)	UF: BA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 meses

Justificativa:

Controle de Tensão na Área Sul da Região Nordeste

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

2º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ	17.034,81
1 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	8.636,23
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	9.697,13
MIM - 500 kV	2.075,15

Total de Investimentos Previstos: **37.443,32**

Situação atual:

Observações:

Controle de Tensão na Área Sul da Região Nordeste

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-053/2019-REV1 – Estudo de Escoamento na Área Sul da Região Nordeste
- [2] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – JUNHO/2017.

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: SE 500 kV OLINDINA (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)	UF: BA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 meses

Justificativa:

Controle de Tensão na Área Sul da Região Nordeste

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

2º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ	17.034,81
1 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	8.636,23
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	9.697,13
MIM - 500 kV	2.075,15

Total de Investimentos Previstos: **37.443,32**

Situação atual:

Observações:

Controle de Tensão na Área Sul da Região Nordeste

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-053/2019-REV1 – Estudo de Escoamento na Área Sul da Região Nordeste
- [2] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – JUNHO/2017

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: BA
SE 500/230 kV GENTIO DO OURO II (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2027
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 meses

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Sul da Região Nordeste

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

3° ATF 500/230 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	46.182,03
1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	9.249,64
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	3.504,27
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	9.697,13
MIM - 230 kV	378,89
MIM - 500 kV	2.075,15

Total de Investimentos Previstos: **71.087,11**

Situação atual:

Observações:

Escoamento de Geração na Área Sul da Região Nordeste

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-053/2019-REV1 – Estudo de Escoamento na Área Sul da Região Nordeste
- [2] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – JUNHO/2017

18.6 Tabelas de Comparação R1 x R2 e R1 x R4

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2 <i>Empreendimento: LT 500kV Morro do Chapéu II – Poções III C1</i>			
Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações R2	Justificativas em Caso de Alterações no R2
Comprimento do circuito (km)	358 km		
Condutor utilizado (tipo e número por fase)	6 x 795 - Tern		
Capacidade operativa de longa duração (A)	4.000		
Capacidade operativa de curta duração (A)	5.000		
Resistência de sequência positiva, 60 Hz, (Ω/km)	0,0140		
Reatância, 60 Hz (Ω/km)	0,3265		
Susceptância, 60 Hz ($\mu\text{S}/\text{km}$)	8,6666		
Cenário utilizado no cálculo do equivalente de rede	Cenário 1		
Fluxo máximo na linha considerado no estudo (MVA)	1.960		
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2 <i>Empreendimento: LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II</i>			
Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações R2	Justificativas em Caso de Alterações no R2
Comprimento do circuito (km)	328 km		
Condutor utilizado (tipo e número por fase)	6 x 795 - Tern		
Capacidade operativa de longa duração (A)	4.000		
Capacidade operativa de curta duração (A)	5.000		
Resistência de sequência positiva, 60 Hz, (Ω/km)	0,0140		
Reatância, 60 Hz (Ω/km)	0,3265		
Susceptância, 60 Hz ($\mu\text{S}/\text{km}$)	8,6666		
Cenário utilizado no cálculo do equivalente de rede	Cenário 1		
Fluxo máximo na linha considerado no estudo (MVA)	1.141		
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2			
<i>Empreendimento: LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2</i>			
Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações R2	Justificativas em Caso de Alterações no R2
Comprimento do circuito (km)	283 km		
Condutor utilizado (tipo e número por fase)	6 x 795 - Tern		
Capacidade operativa de longa duração (A)	4.000		
Capacidade operativa de curta duração (A)	5.000		
Resistência de sequência positiva, 60 Hz, (Ω/km)	0,0140		
Reatância, 60 Hz (Ω/km)	0,3265		
Susceptância, 60 Hz ($\mu\text{S}/\text{km}$)	8,6666		
Cenário utilizado no cálculo do equivalente de rede	Cenário 1		
Fluxo máximo na linha considerado no estudo (MVA)	1.103		
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4

Empreendimento: SE Medeiros Neto II 500 kV

Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R4	Justificativas em Caso de Alterações no R4
Área mínima do terreno da subestação (m ²)	182.700		
Quantitativo de <i>bays</i> planejados e futuros por nível de tensão	<i>Planejados:</i> Setor 500 kV: 2 EL + 2 CRB + 2 CRL + 1 CS + 3 IB <i>Futuros:</i> Setor 500 kV: 3 CT (500/230) + 4 EL + 2 CRB + 4 IB Setor 230 kV: 3 CT (500/230) + 9 EL		
Capacidade de interrupção simétrica nominal dos disjuntores (kA)	Setor de 500 kV: 50 kA		
OBSERVAÇÕES			

NOTA TÉCNICA DEA 007/19

Análise socioambiental do estudo para escoamento na Área Sul da Região Nordeste (Relatório R1)

Julho 2019



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



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



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME/SPE

Ministério de Minas e Energia
Ministro
Bento Albuquerque

Secretária Executiva
Marisete Fátima Dadald Pereira

**Secretário de Planejamento e
Desenvolvimento Energético**
Reive Barros dos Santos

Secretário de Energia Elétrica
Ricardo Cyrino

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Marcio Felix Carvalho Bezerra

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral
Alexandre Vidigal de Oliveira

NOTA TÉCNICA DEA 007/19

Análise socioambiental do estudo para escoamento na Área Sul da Região Nordeste (Relatório R1)



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 Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Erik Eduardo Rego

Diretoria 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" - Ministério de Minas e Energia -
Sala 744 - 7º andar - 70065-900 - Brasília - DF

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

Coordenação Geral
Giovani Vitória Machado

Coordenação Executiva
Elisângela Medeiros de Almeida

Equipe Técnica
Clayton Borges da Silva
Kátia Gisele Matosinho
Luciana Álvares da Silva

Nota Técnica DEA 007/19
Data: 30 de julho de 2019

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

SUMÁRIO

SIGLÁRIO.....	6
I. INTRODUÇÃO.....	8
2. PROCEDIMENTOS ADOTADOS.....	10
2.1. PROCEDIMENTOS PARA LOCALIZAÇÃO DA SUBESTAÇÃO E DEFINIÇÃO DOS CORREDORES DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO PLANEJADAS	10
2.2. BASE DE DADOS UTILIZADA	11
3. DESCRIÇÃO DA ÁREA DA SUBESTAÇÃO E DOS CORREDORES.....	12
3.1. SUBESTAÇÃO 500 kV MEDEIROS NETO II.....	12
3.2. CORREDOR DA LT 500 kV MORRO DO CHAPÉU II – POÇÕES III C1	15
3.3. CORREDOR DA LT 500 kV POÇÕES III – MEDEIROS NETO II C1.....	25
3.4. CORREDOR DA LT 500 kV MEDEIROS NETO II – JOÃO NEIVA 2 C1	35
4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	47
APÊNDICE A – TABELA DE COMPARAÇÃO DA LOCALIZAÇÃO DA SE 500 KV MEDEIROS NETO II	50
APÊNDICE B – TABELA DE COMPARAÇÃO DA DIRETRIZ DA LT 500 KV MORRO DO CHAPÉU II – POÇÕES III C1	51
APÊNDICE C – TABELA DE COMPARAÇÃO DA DIRETRIZ DA LT 500 KV POÇÕES III – MEDEIROS NETO II C1	53
APÊNDICE D – TABELA DE COMPARAÇÃO DA DIRETRIZ DA LT 500 KV MEDEIROS NETO II – JOÃO NEIVA 2 C1	55

SIGLÁRIO

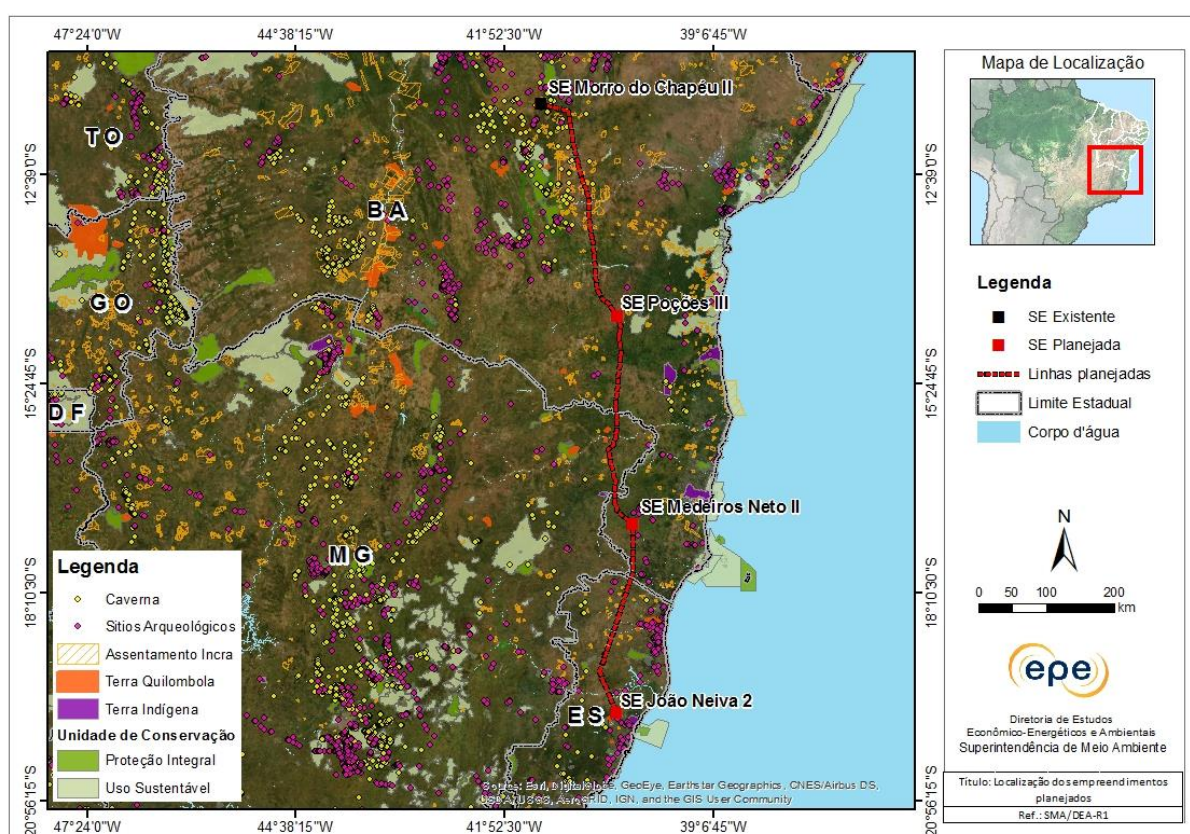
Ana	Agência Nacional de Águas
Anac	Agência Nacional de Aviação Civil
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANM	Agência Nacional de Mineração
APA	Área de Proteção Ambiental
APCB	Área Prioritária para Conservação da Biodiversidade
C1	Primeiro Circuito
C2	Segundo Circuito
CS	Circuito Simples
Cecav	Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas
CPRM	Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais
Decea	Departamento de Controle do Espaço Aéreo
Dnit	Departamento Nacional de Infraestrutura de Transportes
DUP	Declaração de Utilidade Pública
Eletrobras	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
Embrapa	Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FBDS	Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável
FCP	Fundação Cultural Palmares
Funai	Fundação Nacional do Índio
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMBio	Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade
Incra	Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária
Inema	Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos
Iphan	Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional
kV	Quilovolt
LT	Linha de Transmissão
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
NT	Nota Técnica
PA	Projeto de Assentamento
PAN	Plano de Ação Nacional para a Conservação do Patrimônio Espeleológico
Parest	Parque Estadual
Parna	Parque Nacional
RPPN	Reserva Particular do Patrimônio Natural

R1	Estudos de Viabilidade Técnico-Econômica e Socioambiental
R3	Definição da Diretriz de Traçado e Análise Socioambiental
R4	Caracterização da Rede Existente
SE	Subestação
Sigel	Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico
SIG	Sistema de Informações Geográficas
TI	Terra Indígena
TQ	Terra Quilombola
UC	Unidade de Conservação
UHE	Usina Hidrelétrica

I. INTRODUÇÃO

A presente nota técnica (NT) apresenta a análise socioambiental do conjunto de empreendimentos da alternativa de transmissão recomendada no “Estudo de escoamento na área sul da Região Nordeste”, realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em razão da necessidade de reforços para possibilitar o escoamento das usinas contratadas na área sul da Região Nordeste e aumento das margens para conexão de novos empreendimentos de geração.

A Figura 1 apresenta o traçado esquemático das linhas de transmissão planejadas e a localização proposta para a SE 500 kV Medeiros Neto II, com destaque para os principais aspectos socioambientais na região.



(Fonte: Cecav, 2018; EPE, 2019; ESRI-World Imagery, 2019; Funai, 2019; IBGE, 2009; Incra, 2019a e b; Iphan, 2018; MMA, 2019)

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

A seguir são apresentados os empreendimentos planejados e contemplados neste estudo (Tabela 1).

Tabela 1 - Empreendimentos planejados

Empreendimentos planejados	Tensão (kV)	Nº de circuitos	Extensão do eixo do corredor estudado (km)
LT Morro do Chapéu II – Poções III	500	C1	356
LT Poções III – Medeiros Neto II	500	C1	329
LT Medeiros Neto II – João Neiva 2	500	C1	282
SE Medeiros Neto II	500	-	-

A estrutura desta Nota Técnica contempla os procedimentos adotados na análise socioambiental (item 2); a análise socioambiental da área proposta para a SE 500 kV Medeiros Neto II e dos corredores das linhas de transmissão da alternativa selecionada, com as respectivas recomendações para o Relatório R3 (item 3); as Referências Bibliográficas (item 4); e, ao final, os Apêndices (ficha de verificação da localização da subestação e das diretrizes de traçados das LTs do Relatório R3 em relação ao proposto neste Relatório R1).

2. PROCEDIMENTOS ADOTADOS

2.1. Procedimentos para localização da subestação e definição dos corredores das linhas de transmissão planejadas

Inicialmente, com o auxílio de imagens do Google Earth Pro e de ferramentas de Sistema de Informações Geográficas (SIG), foram localizadas as subestações e as linhas de transmissão existentes na área de estudo, bem como levantada a área promissora para implantação da subestação planejada SE 500 kV Medeiros Neto II.

Na sequência, utilizando-se as bases cartográficas dos temas mais relevantes do ponto de vista socioambiental, foi definida a área para implantação da subestação e os traçados para as linhas de transmissão planejadas. A partir desses traçados, por meio do aplicativo ArcGIS 10.6.1, acrescentou-se uma faixa de 5 km para cada lado, resultando em corredores com 10 km de largura.

Ao delimitar a área da subestação planejada e os corredores, procurou-se desviá-los de locais com maior sensibilidade socioambiental da região, tais como terra indígena (TI), território quilombola (TQ), unidade de conservação (UC), caverna, sítio arqueológico, áreas com vegetação nativa preservada e áreas urbanas. Além disso, buscou-se proximidade com rodovias ou linhas de transmissão existentes, com o objetivo de reduzir a necessidade de abertura de vias de acesso na fase de implantação e operação dos empreendimentos. Essas informações foram tratadas em ambiente de SIG.

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

Ao final da descrição da área da subestação planejada e dos corredores, são apresentadas as principais recomendações para definição do local da subestação e das diretrizes de traçado das linhas de transmissão quando da elaboração do Relatório R3.

2.2. Base de Dados Utilizada

Para delimitação e descrição da área proposta para a nova subestação e dos corredores das linhas de transmissão e para elaboração das figuras e tabelas, foram consultadas e/ou utilizadas informações das seguintes bases de dados:

- Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira (MMA, 2007a).
- Aeródromos Públicos e Privados (Anac, 2018).
- Base Cartográfica Integrada do Brasil ao Milionésimo Digital, incluindo hidrografia, divisão territorial, áreas militares e sistema viário (IBGE, 2009).
- Cavidades Naturais Subterrâneas (Cecav, 2019).
- Comunidades Quilombolas Certificadas por município (FCP, 2019).
- Declividade em Percentual do Relevo Brasileiro (CPRM, 2010).
- Malha Viária (Dnit, 2015).
- Mapa de Pivôs Centrais de Irrigação (Ana, 2014).
- Mapeamento da Cobertura Vegetal Brasileira - escala 1:2.500.000 (IBGE, 2012).
- Mapeamento em Alta Resolução dos Biomas Brasileiros (FBDS, 2018).
- Patrimônio Arqueológico (Iphan, 2018 e 2019).
- Potencialidade de Ocorrência de Cavernas no Brasil - escala 1:2.500.000 (Cecav, 2012).
- Processos Minerários (ANM, 2019).
- Projetos de Assentamento (Incra, 2019a).
- Reserva Particular do Patrimônio Natural (ICMBio, 2019).
- Terras Indígenas (Funai, 2019).
- Territórios Quilombolas (Incra, 2019b).
- Traçado georreferenciado de linhas de transmissão e subestações existentes e planejadas (EPE, 2019).
- Unidades de Conservação Federais e Estaduais (MMA, 2019; Eletrobras, 2011).

3. DESCRIÇÃO DA ÁREA DA SUBESTAÇÃO E DOS CORREDORES

A área da subestação planejada e os corredores em estudo estão descritos individualmente, nos itens subsequentes e, para cada um deles, apresentam-se figuras e tabelas com as principais características socioambientais. Para definição da área da subestação planejada e dos traçados dos corredores foram adotados os procedimentos destacados no item 2 desta Nota Técnica.

3.1. Subestação 500 kV Medeiros Neto II

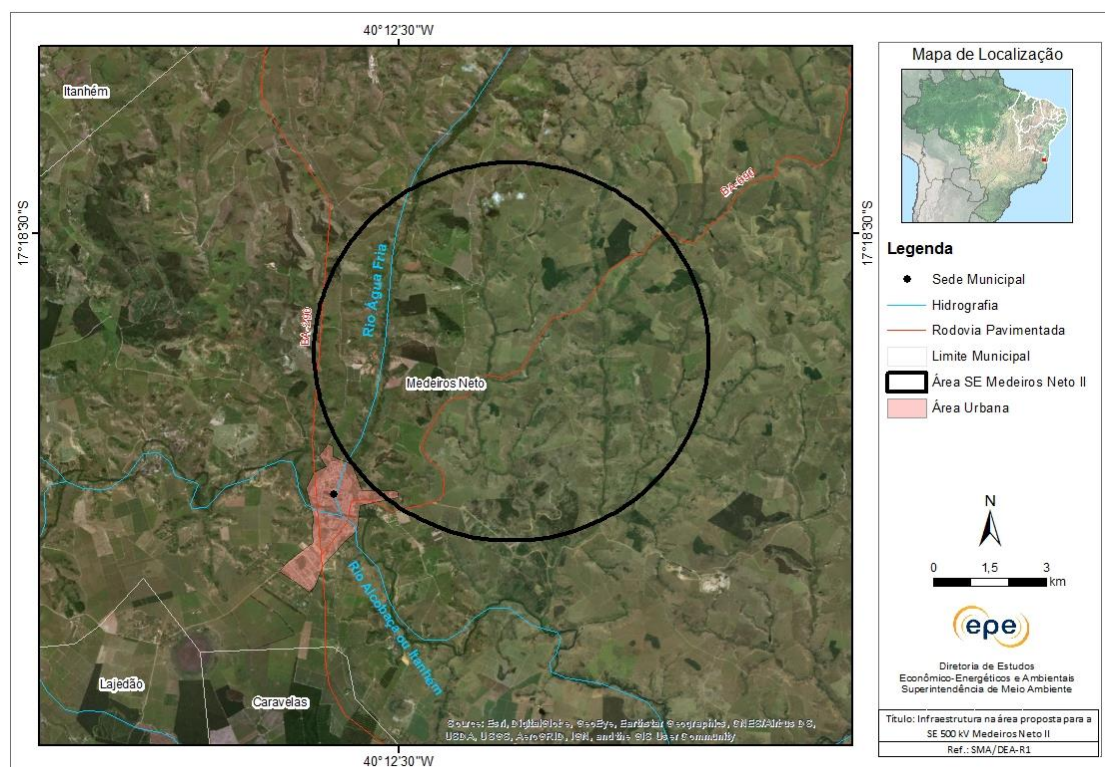
A nova SE 500 kV Medeiros Neto II está planejada para se interligar, por meio de um circuito simples de 500 kV, com a SE Poções III e a SE João Neiva 2; e, futuramente, para seccionar a LT 230 kV Teixeira de Freitas – Eunápolis.

Os principais fatores que subsidiaram a escolha do local da subestação foram: evitar áreas com plantio de cana de açúcar e reflorestamento com eucalipto, muito comuns na região; proximidade com a LT 230 kV Teixeira de Freitas – Eunápolis, que será seccionada; e escolha de uma área com mínima interferência do ponto de vista socioambiental.

A área mínima recomendada nos estudos elétricos para a SE 500 kV Medeiros Neto II, corresponde a aproximadamente 200.000 m². Nesse sentido, sugere-se avaliar in loco, quando da elaboração do Relatório R3, terrenos adequados para implantação da subestação que estejam localizados na área com raio de 5 km no entorno do ponto de coordenadas 17°20'11.12"S e 40°10'53.70"O (Figura 2). Vale destacar que essas coordenadas se referem ao ponto central da área de estudo proposta, que não deve ser confundida como sugestão de terreno para a alocação da subestação. Caso a localização da subestação seja indicada fora da área recomendada, deverá constar no Relatório R3 da SE 500 kV Medeiros Neto II justificativa fundamentada para tal.

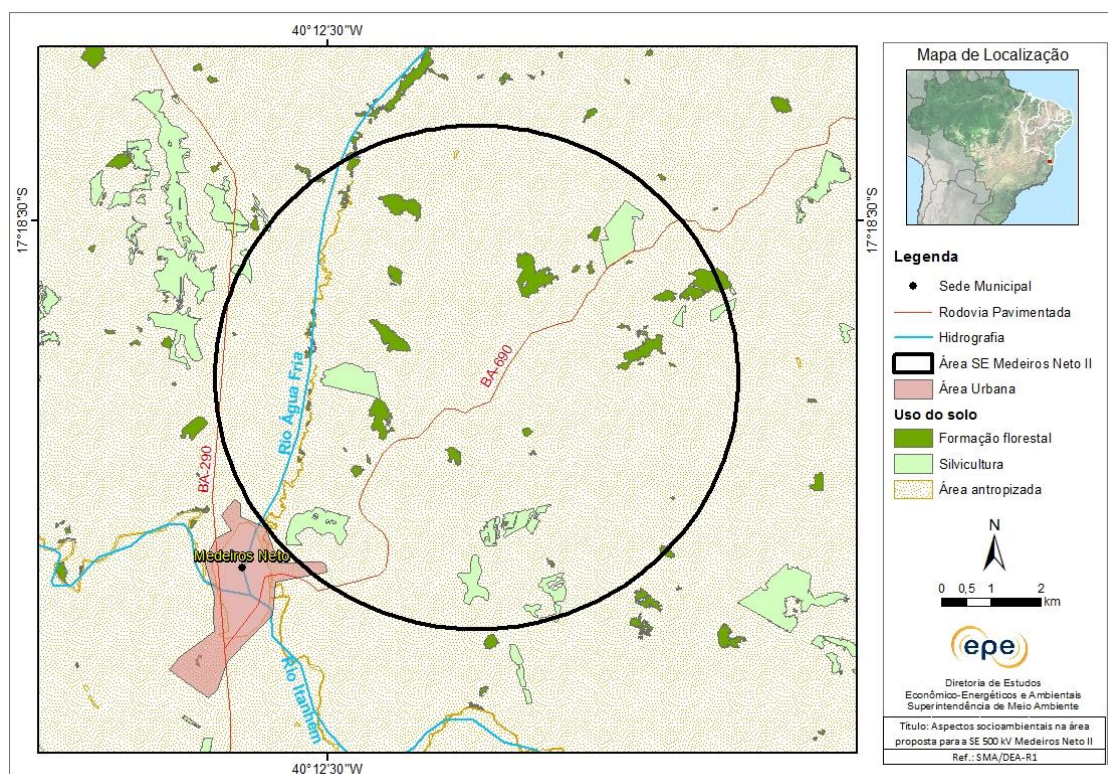
A área proposta para implantação da SE 500 kV Medeiros Neto II está inserida no município de Medeiros Neto, no estado da Bahia. O acesso rodoviário ocorre por meio das rodovias estaduais pavimentadas BA-290 e BA-690 e por estradas vicinais que atendem à zona rural de Medeiros Neto.

Na análise das imagens do *Google Earth Pro* e do mapa de uso do solo (FBDS, 2018), verifica-se a presença de poucos remanescentes de vegetação nativa do bioma Mata Atlântica, que ocorrem principalmente nos topos dos morros e ao longo do rio Água Fria (Figura 3). Em grande parte da área proposta para a SE 500 kV Medeiros Neto II já existe algum tipo de ocupação, como a pecuária, cultura de cana de açúcar e silvicultura.



(Fonte: Embrapa, 2017; EPE, 2019; ESRI-World Imagery, 2019; IBGE, 2016)

Figura 2 – Localização da área proposta para a SE 500 kV Medeiros Neto II



(Fonte: Embrapa, 2017; FBDS, 2018; IBGE, 2016)

Figura 3 – Uso do solo na área proposta para a SE 500 kV Medeiros Neto II

Segundo as bases de dados utilizadas, não há registro de unidade de conservação, terra indígena, terra quilombola, caverna, sítio arqueológico, projeto de assentamento do Incra e APCB na área proposta para a subestação. Vale destacar que a área sugerida para a subestação é classificada como de potencial médio para a ocorrência de cavidades subterrâneas, segundo o Mapa de Potencialidade de Ocorrência de Cavernas no Brasil (Cecav, 2012).

Em consulta à base de dados da ANM (2019), há registro de seis processos minerários na área, sendo um em fase requerimento de lavra e os outros para autorização e requerimento de pesquisa para a extração de granito.

O padrão geomorfológico na área proposta para a SE 500 kV Medeiros Neto II, que está inserida no planalto costeiro, é caracterizado por tabuleiros dissecados, planícies fluviais ou flúvio-lacustres, vales encaixados e superfícies aplainadas degradadas, com altitudes médias variando de 140 a 300 m (CPRM, 2010).

Recomendações para o Relatório R3 da SE 500 kV Medeiros Neto II

Deverão ser estudadas criteriosamente, durante a elaboração do Relatório R3, as opções de localização da SE 500 kV Medeiros Neto II, escolhendo-se a alternativa mais viável do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para indicação do local de implantação SE 500 kV Medeiros Neto II:

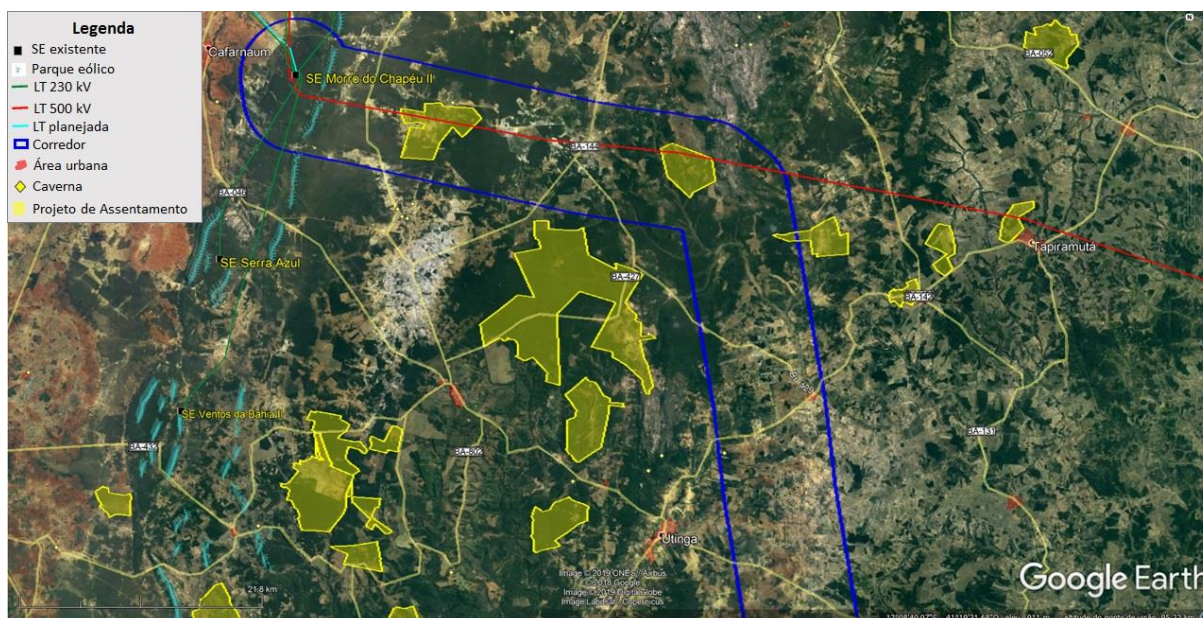
- Evitar interferência em vegetação nativa, principalmente em remanescentes de Mata Atlântica, tendo em vista que a área proposta engloba polígono de Floresta Ombrófila Densa, conforme disposto na Lei da Mata Atlântica - Lei nº 11.428/06 e Decreto nº 6.660/08.
- Obter informações junto à Prefeitura de Medeiros Neto sobre eventuais restrições adicionais em relação à área indicada, verificando possíveis interferências com a SE 500 kV Medeiros Neto II.
- Avaliar na área de estudo um terreno com aproximadamente 200.000 m² para implantação da SE 500 kV Medeiros Neto II, levando em consideração que essa subestação se interligará ao SIN por meio da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1 e a LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2 C1.
- Considerar o arranjo planejado no Relatório R4 para a SE 500 kV Medeiros Neto II, de forma a compatibilizar o espaço reservado para as linhas planejadas.

3.2. Corredor da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1

O corredor proposto para a LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1 foi elaborado com 10 km de largura e seu eixo possui cerca de 356 km de extensão. A linha de transmissão planejada será constituída de um circuito simples de 500 kV. Caso o traçado da diretriz seja indicado fora do corredor, deverá constar no Relatório R3 justificativa fundamentada para tal.

As principais inflexões no corredor foram para evitar travessia e/ou proximidade com o Parna da Chapada Diamantina; a TQ Iúna; a APA Marimbus/Iraquara devido à ocorrência de inúmeras cavernas; e em locais de relevante beleza cênica utilizadas para turismo e lazer na região.

A partir da SE 500/230 kV Morro do Chapéu II, subestação localizada no município de Cafarnaum - BA, o corredor segue inicialmente no sentido leste, paralelo à LT 500 kV Morro do Chapéu II - Sapeaçu C1, cruza a LT 230 kV Serra Azul - Morro do Chapéu II C1, a LT 230 kV Ventos da Bahia II - Morro do Chapéu II C1, os parques eólicos Boa Vista da Lagoinha e Primavera, e continua até o PA Baixa Grande. Na sequência, deflete à direita para evitar interferência em área com vegetação preservada ao sul do município de Morro do Chapéu (no PA Sohem) e segue no sentido sul até o município de Utinga (Figura 4). Nesse trecho, o corredor engloba os PAs Morrinhos e Baixa Grande e parte do PA Nascimento e Conquista; os sítios arqueológicos Pedra Solta, Olho D'Água 1 e Olho D'Água 2; e as cavernas Buraco do Alecrim e Gruta do Urubu, os quais poderão ser desviados pela diretriz da LT planejada.



(Fonte: Aneel, 2018; Cecav, 2019; Embrapa, 2017; EPE, 2019; Google Earth Pro, 2019 – imagem de 2018; Incra 2019a)

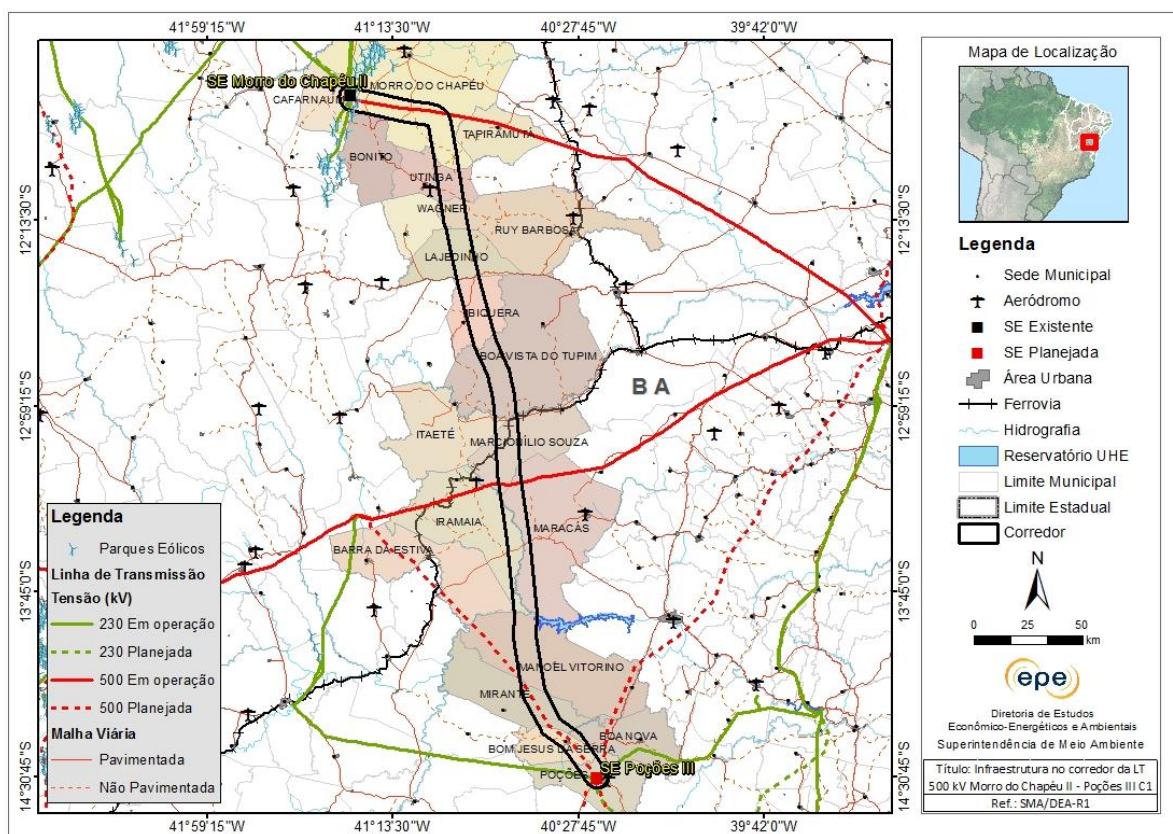
Figura 4 – Trecho norte do corredor da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1

Em seguida, o corredor continua no sentido sul, atravessa os municípios de Ruy Barbosa, Lajedinho e Ibiquera e, em Boa Vista do Tupim, faz ligeira inflexão para desviar da barragem Bandeira de Melo, cruza o rio Paraguaçu e parte do reservatório da UHE Pedra, a Ferrovia Centro-Atlântica, a LT 500 kV

Ibicoara - Sapeaçu C1 e segue no sentido sul até o cruzamento com o rio de Contas (Figura 5). Nesse trecho, o corredor engloba os PAs Santa Clara, Fazenda Munduri, Barra Verde, Reunidas Cambuí, Reunidas Santa Fé, Canabrava, Santa Fé, Segredo e Riachuelo, Anativa, Fazenda Conjunto Rancho Nevada e Khaeta.

Infraestrutura e Localização

O corredor da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1 está localizado integralmente no estado da Bahia e atravessa 20 municípios das mesorregiões Centro Norte e Centro Sul Baiano, conforme se observa na Figura 7 e Tabela 2.



(Fonte: Aneel, 2018; Embrapa, 2017; EPE, 2019; IBGE, 2009 e 2016)

Figura 7 – Infraestrutura e municípios no corredor da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1

Tabela 2 – Municípios atravessados pelo corredor da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1

UF	Mesorregião	Microrregião	Municípios
BA	Centro Norte Baiano	Irecê	Cafarnaum
		Itaberaba	Boa Vista do Tupim Ibiquera Lajedinho Ruy Barbosa Tapiramutá
		Jacobina	Morro do Chapéu
	Centro Sul Baiano	Jequié	Iramaia Maracás Marcionílio Souza
		Seabra	Barra da Estiva Bonito Itaeté Utinga Wagner
		Vitória da Conquista	Boa Nova Bom Jesus da Serra Manoel Vitorino Mirante Poções

As coordenadas das subestações no corredor são apresentadas na Tabela 3 a seguir.

Tabela 3 – Coordenadas da SE 500/230 kV Morro do Chapéu II e da SE 500/230 kV Poções III

Subestação	Situação	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Morro do Chapéu II	Existente	11°42'51.18" S	41°23'46.98" W	Cafarnaum	Bahia
Poções III	Planejada ¹	14°30'55.32"S	40°23'5.95" W	Poções	Bahia

¹ As coordenadas referem-se ao ponto central da área proposta para a subestação (DUP)

O corredor engloba as sedes municipais de Bom Jesus da Serra, Lajedinho e Poções, mas há espaço para a futura LT desviar. O apoio rodoviário na região é feito principalmente pelas rodovias BR-242, BR-116, BA-026, BA-030, BA-046, BA-142, BA-144, BA-245, BA-262, BA-407, BA-429, BA-640, e vias secundárias. De forma geral, as maiores deficiências da malha viária localizam-se no trecho sul do corredor. Em relação à malha ferroviária, no município de Marcionílio Souza, o corredor é interceptado pela Ferrovia Centro-Atlântica, que liga Salvador a Belo Horizonte.

Ao longo do corredor foi identificado um aeródromo localizado no município de Poções. Existem mais dois aeródromos próximos do corredor, sendo um em Utinga (cerca de 3,5 km de distância) e outro em Manoel Vitorino (no limite do corredor). Vale destacar que o aeródromo em Manoel Vitorino está localizado na Fazenda Reunidas Rio de Contas e não consta da base de dados consultada.

Nas proximidades da SE 500/230 kV Morro do Chapéu II, o corredor cruza a LT 230 kV Serra Azul - Morro do Chapéu II C1, LT 230 kV Ventos da Bahia II - Morro do Chapéu II C1 e LT 500 kV Morro do Chapéu II - Sapeaçu C1. Em Marcionílio Souza, cruza a LT 500 kV Ibicoara - Sapeaçu C1. No trecho norte do corredor, entre os municípios de Morro do Chapéu e Cafarnaum, situam-se os parques eólicos Boa Vista da Lagoinha e Primavera (Aneel, 2018).

Vegetação e Uso do Solo

O corredor da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1 está quase integralmente inserido no bioma Caatinga, com exceção dos municípios de Bom Jesus da Serra e Poções, que estão em área de transição com o bioma Mata Atlântica.

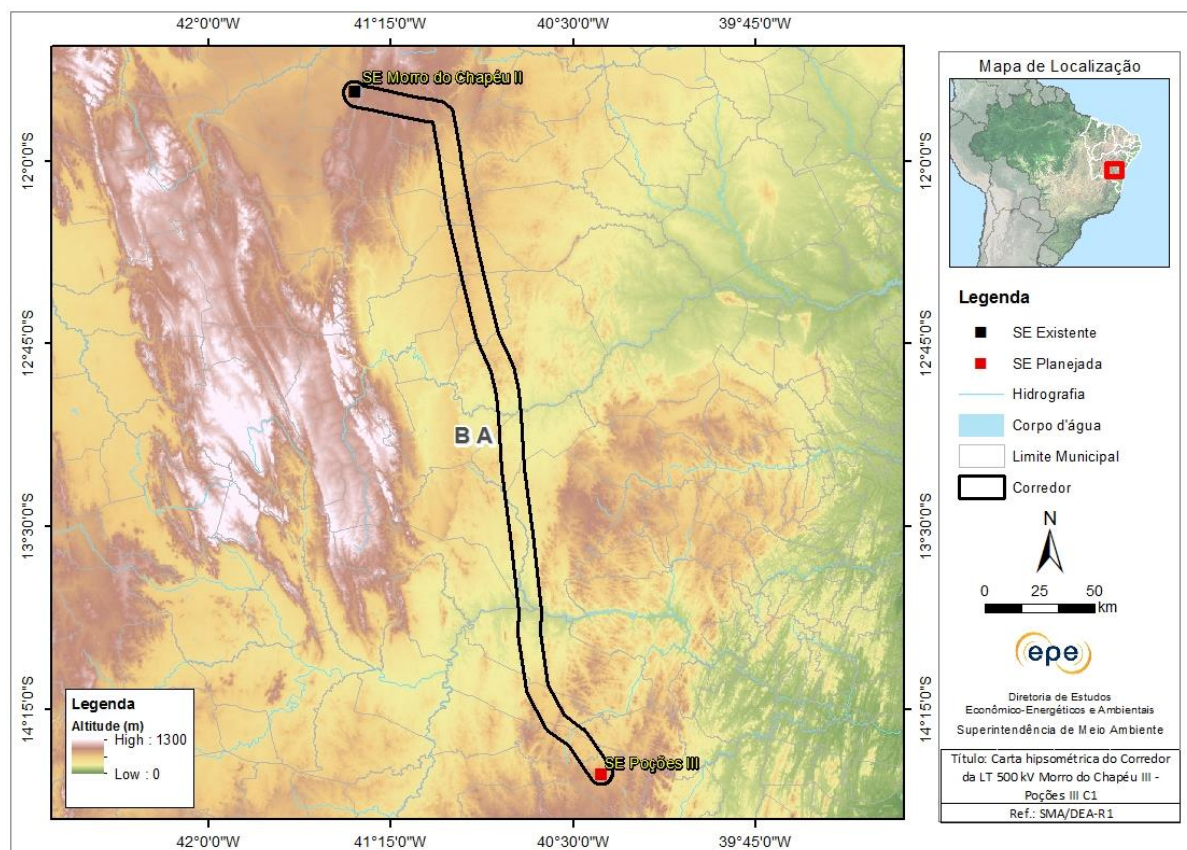
Entre a SE 500/230 kV Morro do Chapéu II e o município de Morro do Chapéu, o corredor atravessa trechos com remanescentes preservados de Savana Estépica, Floresta Estacional Semidecidual e áreas de tensão ecológica (IBGE, 2012). No centro-norte, o corredor engloba remanescentes de Savana Estépica e Floresta Estacional Semidecidual e, ao sul, Savana Estépica Arborizada, associados principalmente ao relevo ondulado.

O uso do solo nos municípios atravessados pelo corredor é predominantemente destinado à agropecuária, destacando-se culturas como café, sisal, feijão, milho, mamona, mandioca, banana e tomate (SEI, 2016).

Meio Físico e Processos Minerários

O corredor atravessa a unidade geomorfológica da Chapada Diamantina, passando pelas Depressões Periféricas e Interplanálticas e Planalto Sul Baiano (Inema, 2019). As unidades de relevo predominantes são as chapadas e platôs (entre Cafarnaum e Morro do Chapéu); planaltos e baixos platôs (entre Utinga e Lajedinho); morros e serras baixas (entre Lajedinho e Ibiquera); domínio montanhoso (em Boa Vista do Tupim); superfícies aplainadas degradadas (entre Marcionílio Souza e Manoel Vitorino); e morros e serras baixas (entre Manoel Vitorino e Poções) (CPRM, 2010).

As altitudes ao longo do corredor variam de 250 a 1.000 m, sendo que as áreas mais altas se localizam na porção norte, próximo à SE 500/230 kV Morro do Chapéu II. As maiores amplitudes altimétricas são observadas na descida da Chapada (cerca de 400m), no trecho norte do corredor; e na transição do domínio montanhoso, no município de Boa Vista do Tupim, até o cruzamento com o rio Paraguaçu (cerca de 500 m) (Figura 8).



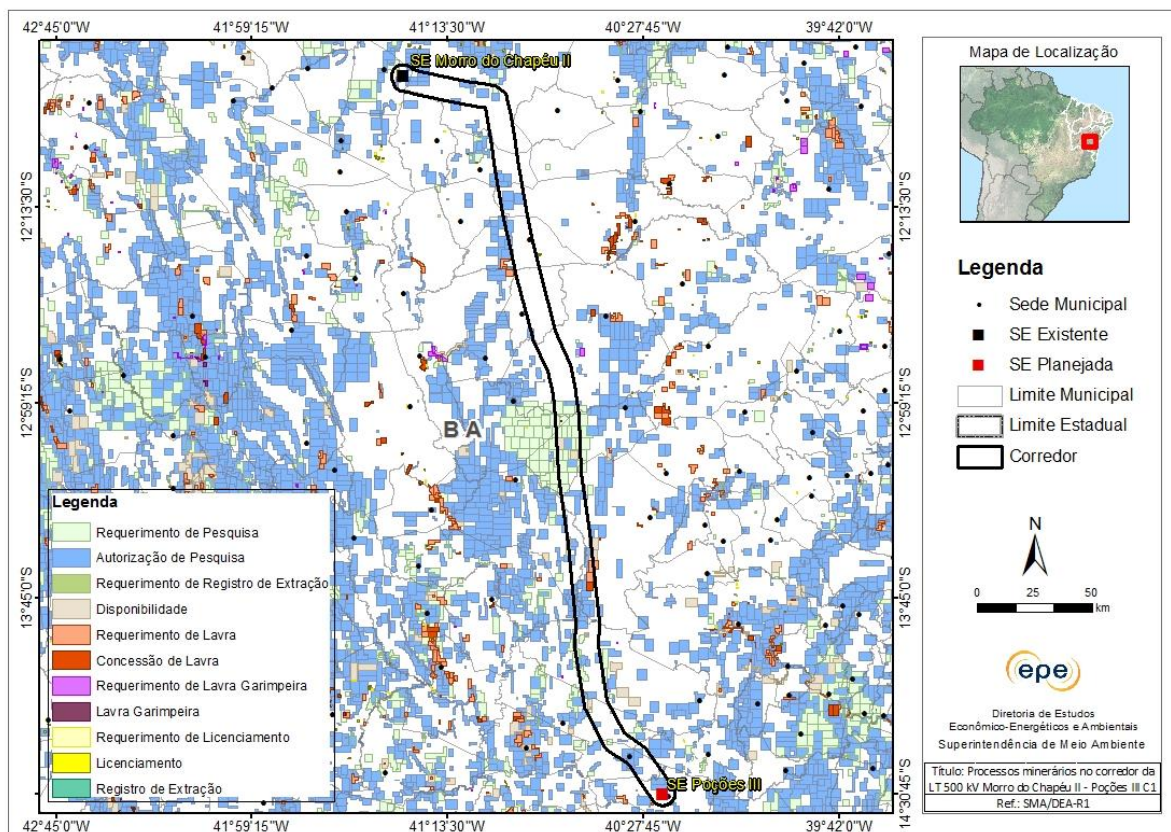
(Fonte: CPRM, 2010; EPE, 2019; IBGE, 2009 e 2016)

Figura 8 – Hipsometria no corredor da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1

No corredor predominam áreas classificadas como planas ou com declividade suave ondulada (3 a 8%), com exceção do domínio montanhoso no município de Boa Vista do Tupim, que varia de ondulado (8 a 20%) a forte ondulado (20 a 45%).

Em relação à hidrografia, entre Boa Vista do Tupim e Marcionílio Souza o corredor atravessa o rio Paraguaçu e abrange parte da Barragem Bandeira de Melo; e entre Maracás e Manoel Vitorino atravessa o rio de Contas e abrange parte do reservatório da UHE Pedra. Os cursos d'água presentes no corredor não oferecem complexidades no tocante a travessias.

De acordo com a ANM (2019), foram identificados 174 processos minerários no corredor, sendo que a maioria está em fase de autorização e requerimento de pesquisa para extração, principalmente, de ferro, granito, vanádio e quartzito. Destacam-se, também, processos em fases mais avançadas de requerimento e/ou concessão de lavra e licenciamento para extração de argila, ferro, gnaiss, granito e vanádio (Figura 9).

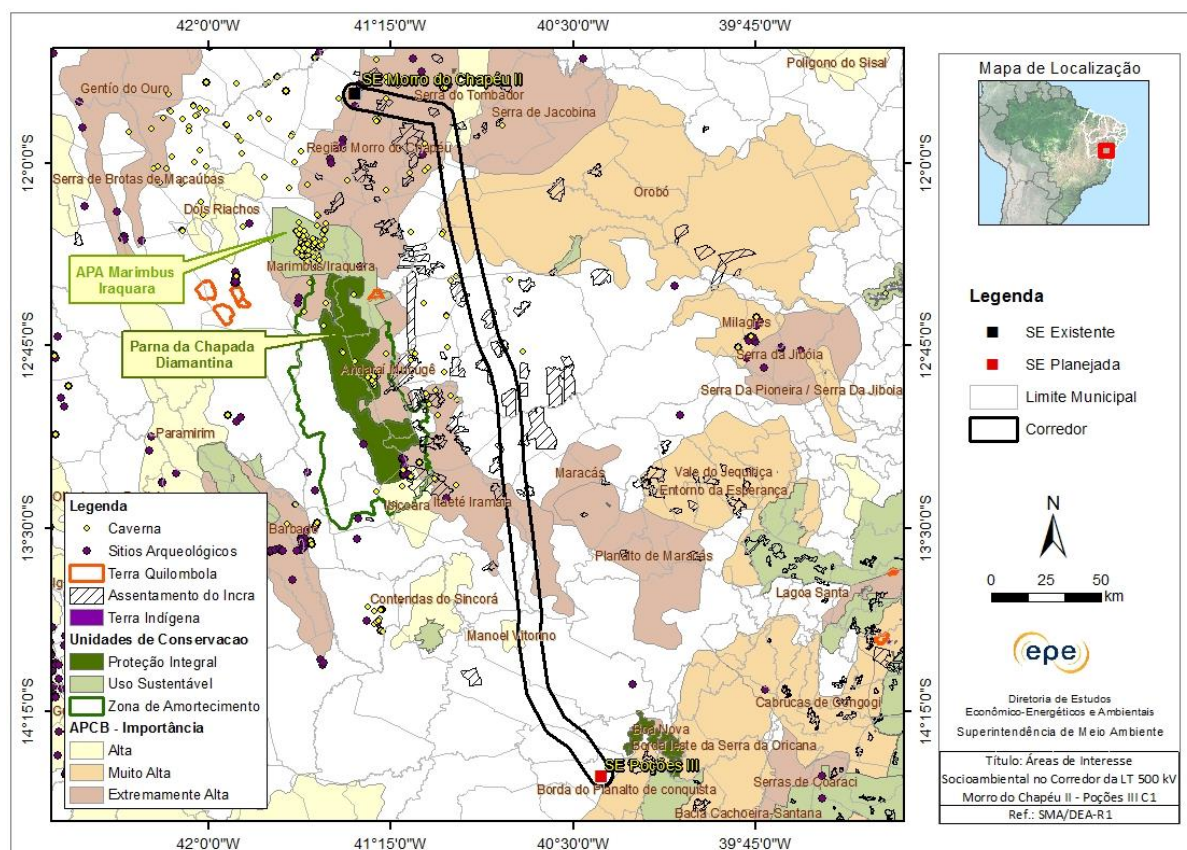


(Fonte: ANM, 2019; IBGE, 2016)

Figura 9 – Processos minerários no corredor da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1

Áreas com Restrições Legais e Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade

As áreas protegidas foram determinantes para definição do traçado do corredor, principalmente no trecho norte. Segundo a base de dados consultada, o corredor não se sobrepõe a terra indígena, território quilombola e unidade de conservação (Figura 10). No entanto, nos municípios de Morro do Chapéu e Utinga, o corredor engloba as cavernas Buraco do Alecrim e Gruta do Urubu, que poderão ser desviadas pela diretriz da LT planejada (Cecav, 2019). Vale destacar, também, a presença de áreas classificadas com potencial médio e/ou muito alto para a ocorrência de cavidades subterrâneas, principalmente no trecho norte do corredor, segundo o Mapa de Potencialidade de Ocorrência de Cavernas no Brasil (Cecav, 2012).



(Fonte: Cecav, 2019; ICMBio, 2019; Incra, 2019a e b; Iphan, 2018; MMA, 2007a, 2009 e 2019)

Figura 10 - Áreas de relevância socioambiental no corredor da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1

Segundo o Plano de Ação Nacional para a Conservação do Patrimônio Espeleológico - PAN Cavernas do São Francisco, que tem como objetivo a conservação do patrimônio espeleológico nas áreas cársticas da Bacia do Rio São Francisco, na região entre o Parna da Chapada Diamantina e o Paresto do Morro do Chapéu, ocorrem várias cavidades de grande extensão e beleza cênica, bem como, sítios arqueológicos de arte rupestre e cerâmicos (ICMBio, 2012).

O corredor abrange 14 projetos de assentamento (Incra, 2019a), mas há espaço dentro dos limites do corredor para evitar possíveis interferências da LT planejada nesses PAs (Figura 10 e Tabela 4).

O corredor estudado atravessa seis APCBs, com diferentes graus de importância e ações prioritárias, com possibilidades do traçado da futura LT desviar somente das APCBs Manoel Vitorino, Serra de Jacobina e Serra do Tombador (Figura 10). A importância e ação prioritária associadas a essas APCBs são apresentadas na Tabela 5 a seguir.

Tabela 4 – Projetos de assentamento no corredor da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1

Projeto de Assentamento	Município
Barra Verde Canabrava Reunidas Santa Fé	Boa Vista do Tupim
Fazenda Munduri Reunidas Cambuí Santa Clara	Ibiquera
Khaeta	Maracas
Anativa Fazenda Conjunto Rancho Nevada Santa Fé Segredo e Riachuelo	Marcionílio Souza
Baixa Grande Morrinhos Nasença e Conquista	Morro do Chapéu

Tabela 5 – APCBs no corredor da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1

Nome	Importância	Ação Prioritária
Itaeté Iramaia	Extremamente Alta	Recuperação
Manoel Vitorino	Insuficientemente Conhecida	Inventário
Orobó	Muito Alta	Recuperação
Região Morro do Chapéu	Extremamente Alta	Mosaico/Corredor
Serra de Jacobina	Extremamente Alta	Cria UC - PI
Serra do Tombador	Alta	Recuperação

Nos municípios de Bom Jesus da Serra, Morro do Chapéu e Poções há registro de comunidades quilombolas que podem estar sobrepostas pelo corredor (FCP, 2019). Como na base de dados da Fundação Palmares as comunidades são localizadas por município, não foi possível representá-las no mapa de Áreas de Relevância Socioambiental.

Em consulta à base de sítios arqueológicos georreferenciados (Iphan, 2018), verificou-se a ocorrência de três sítios no corredor, sendo dois localizados no município de Morro do Chapéu e um em Cafarnaum. Segundo Iphan (2019), há registro de sítios arqueológicos nos municípios de Barra da Estiva, Cafarnaum, Iramaia, Manoel Vitorino, Morro do Chapéu, Ruy Barbosa e Utinga que podem estar localizados dentro da área do corredor. Devido à ausência de informações sobre a localização dos sítios arqueológicos cadastrados pelo Iphan, esses não foram indicados no mapa de Áreas de Relevância Socioambiental.

Recomendações para o Relatório R3 da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1

Deverão ser estudadas, durante a elaboração do Relatório R3 da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1, as opções de traçado para a futura LT, escolhendo-se a alternativa mais viável do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para a definição da diretriz da LT planejada, quando da elaboração do referido relatório:

- Obter junto à Fundação Palmares e apresentar a localização de comunidades quilombolas e respectivos territórios nos municípios de Bom Jesus da Serra, Morro do Chapéu e Poções, que podem estar sobrepostas pelo corredor.
- Atentar para a presença de cavernas dentro do corredor e verificar a ocorrência de cavernas não cadastradas, tendo em vista que o corredor atravessa áreas classificadas com potencial médio e/ou muito alto para a ocorrência de cavidades subterrâneas.
- Estudar criteriosamente o traçado da futura linha de transmissão em áreas de relevante beleza cênica e em áreas utilizadas para turismo e lazer.
- Atentar para a presença de sítios arqueológicos no corredor.
- Atentar para a presença de APCBs no corredor, principalmente na Serra da Jacobina e Região Morro do Chapéu, tendo em vista que as ações prioritárias são para a criação de unidade de conservação de proteção integral e estabelecimento de mosaico/corredor, respectivamente.
- Evitar interferência em vegetação nativa, principalmente em remanescentes de Mata Atlântica, tendo em vista que nos municípios de Boa Vista do Tupim, Bom Jesus da Serra, Ibiquera, Lajedinho, Morro do Chapéu, Poções, Ruy Barbosa, Utinga e Wagner o corredor atravessa polígonos de Floresta Ombrófila Densa, Floresta Estacional Semidecidual e Floresta Estacional Decidual, conforme disposto na Lei da Mata Atlântica - Lei nº 11.428/06 e Decreto nº 6.660/08.
- Evitar a travessia em projetos de assentamento.
- Estudar criteriosamente o traçado da futura linha de transmissão na travessia dos rios de Paraguaçu e de Contas, devido à presença da barragem Bandeira de Melo e da UHE Pedra.
- Evitar sobreposição em processos minerários, e desviar daqueles que se encontram em estágio mais avançado.
- Considerar o arranjo planejado da SE 500/230 kV Morro do Chapéu II e SE 500/230 kV Poções III de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão.

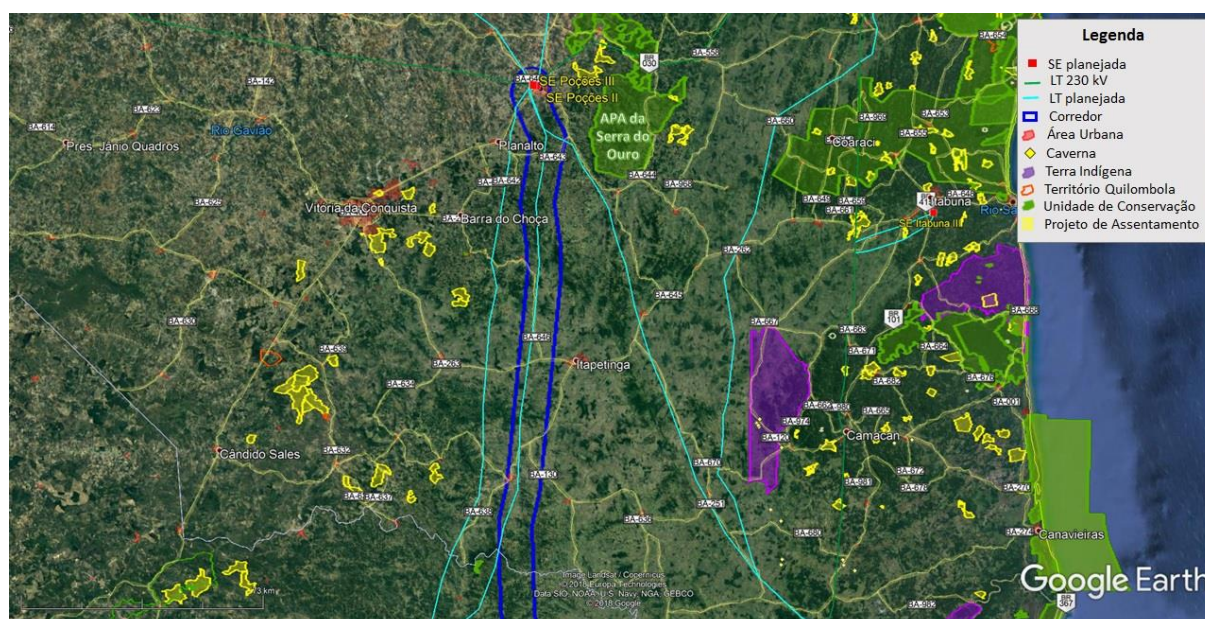
- Atentar para os possíveis cruzamentos com as linhas de transmissão existentes e planejadas e os parques eólicos.
- Atentar para a presença de aeródromos em Manoel Vitorino, Utinga e Poções, cujos cones de aproximação deverão ser observados ao se definir a diretriz da linha de transmissão.

3.3. Corredor da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1

O corredor proposto para a LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1 foi elaborado com 10 km de largura e seu eixo possui cerca de 329 km de extensão. A linha de transmissão planejada será constituída de um circuito simples de 500 kV. Caso o traçado da diretriz seja indicado fora do corredor, deverá constar no Relatório R3 justificativa fundamentada para tal.

As principais inflexões no corredor foram para manter afastamento da APA da Serra do Ouro (Poções – BA), da TQ Maroba dos Teixeira (Almenara – MG) e da TI Maxacali (Bertópolis – MG), para seguir em paralelo à LT 500 kV Poções III – Padre Paraíso 2 C2 (traçado da DUP) e para evitar travessia em áreas com relevo muito movimentado.

A partir da SE 500/230 kV Poções III, subestação localizada no município de Poções – BA, o corredor segue inicialmente no sentido sudeste, paralelo à LT 500 kV Poções III - Padre Paraíso 2 C2 (traçado da DUP), deflete à direita para afastar da APA da Serra do Ouro, cruza os rios Catolé Grande (em Caatiba) e Prado (na divisa entre Itapetinga e Maracani) e continua em paralelo a essa LT até o município de Maracani, ainda no estado da Bahia (Figura 11).

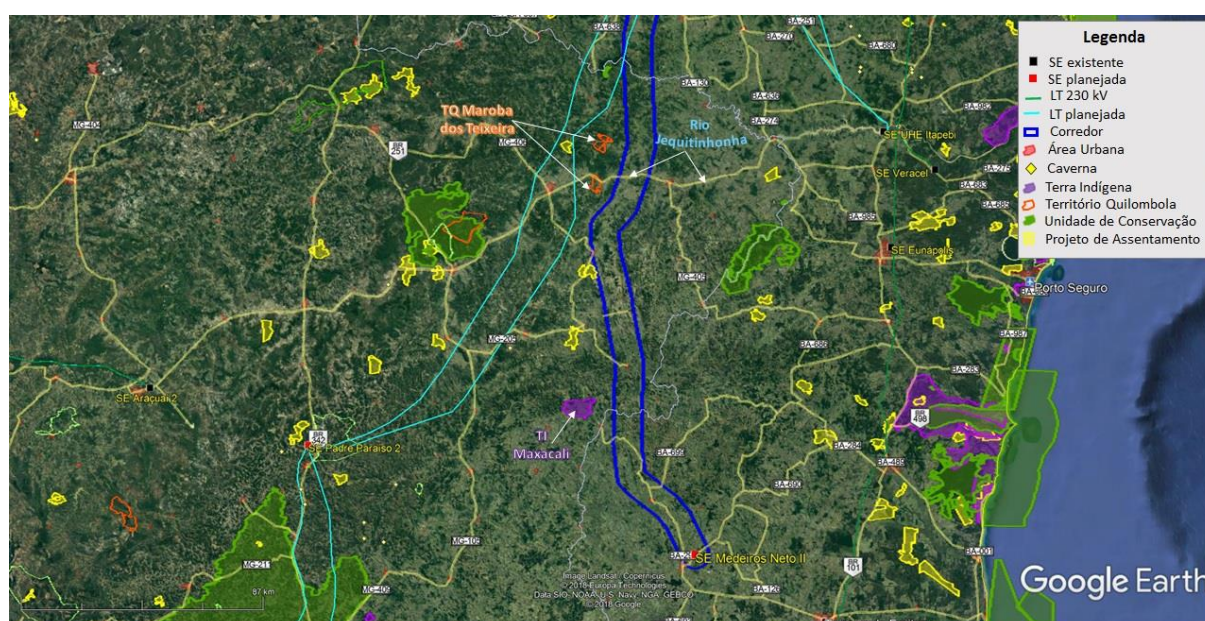


(Fonte: Cevav, 2019; Embrapa, 2017; EPE, 2019; Funai, 2019; Google Earth Pro, 2019 – imagem de 2019; ICMBio, 2019; Incri 2019a e b; MMA, 2019)

Figura 11 – Trecho inicial do corredor da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1

No município de Poções, o corredor engloba a área urbana e o aeródromo desse município, tendo em vista que a SE 500/230 kV Poções III está localizada ao lado dessa área. Em Itapetinga, o corredor dista cerca de 3 km do aeródromo.

Em Maiquinique, o corredor faz ligeira inflexão à esquerda, cruza o córrego do Salto, adentra no estado de Minas Gerais e segue no sentido sul atravessando os municípios de Jordânia e Bandeira. Em Jacinto, o corredor faz ligeira inflexão para manter o afastamento mínimo de 5 km da TQ Maroba dos Teixeira, conforme definido no Anexo I da Portaria Interministerial nº60, de 24/03/2015, cruza o rio Jequitinhonha e segue até o município de Rubim. Entre Jacinto e Rubim, o corredor deflete à esquerda para desviar de relevo montanhoso, atravessa o rio Jucuruçu e retorna ao estado da Bahia, em Itanhém. Entre Palmópolis e Bertópolis, o corredor mantém o afastamento mínimo de 5 km da TI Maxacali, conforme definido no Anexo I da Portaria Interministerial nº60, de 24/03/2015. Em seguida, deflete à esquerda e segue em paralelo à rodovia BA-292 rumo à área proposta para a SE 500/230 kV Medeiros Neto II (Figura 12).

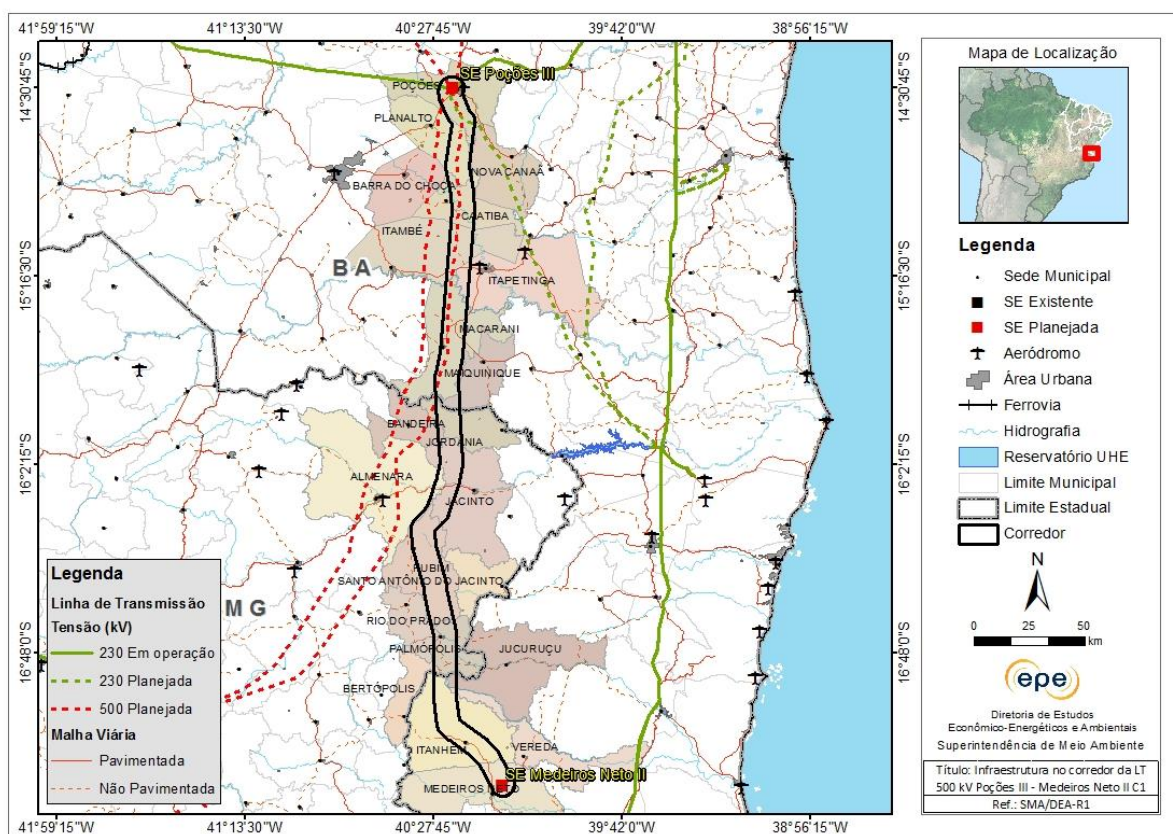


(Fonte: Cecav, 2019; Embrapa, 2017; EPE, 2019; Funai, 2019; Google Earth Pro, 2019 – imagens de 2017 e 2018; ICBio, 2019; Incra 2019a e b; MMA, 2019)

Figura 12 – Trecho final do corredor da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1

Infraestrutura e Localização

O corredor da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1 está localizado nos estados da Bahia e Minas Gerais e atravessa 22 municípios, sendo 13 das mesorregiões Centro Sul e Sul Baiano, e nove das mesorregiões Jequitinhonha e Vale do Mucuri em Minas Gerais, conforme se observa na Figura 13 e Tabela 6.



(Fonte: Embrapa, 2017; EPE, 2019; IBGE, 2009 e 2016)

Figura 13 – Infraestrutura e municípios no corredor da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1

Tabela 6 – Municípios atravessados pelo corredor da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1

UF	Mesorregião	Microrregião	Municípios
BA	Centro Sul Baiano	Itapetinga	Itambé Itapetinga Macarani Maiquinique
		Vitória da Conquista	Barra do Choça Caatiba Nova Canaã Planalto Poções
	Sul Baiano	Porto Seguro	Itanhém Jucuruçu Medeiros Neto Vereda
MG	Jequitinhonha	Almenara	Almenara Bandeira Jacinto Jordânia Palmópolis Rio do Prado Rubim Santo Antônio do Jacinto
	Vale do Mucuri	Nanuque	Bertópolis

As coordenadas das subestações no corredor são apresentadas na Tabela 7 a seguir.

Tabela 7 – Coordenadas da SE 500/230 kV Poções III e SE 500/230 kV Medeiros Neto II

Subestação	Situação	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Poções III	Planejada ¹	14°30'55.32"S	40°23'5.95" W	Poções	Bahia
Medeiros Neto II	Planejada ²	17°20'11.12"S	40°10'53.70"W	Medeiros Neto	Bahia

¹ As coordenadas referem-se ao ponto central da área proposta para a subestação (DUP)

² As coordenadas referem-se ao ponto central da área proposta para a subestação, o qual será definido no R3

O corredor engloba as sedes municipais de Poções, Macarani, Rubim, Palmópolis e Itanhém, mas há espaço para a futura LT desviar. O apoio rodoviário na região é feito principalmente pelas rodovias BA-262, BA-640, BR-116, BA-643, BA-646, BA-263, BA-130, BA-270, BR-251, BR-367, BA-290 e BA-699, e vias secundárias. Ao longo do corredor foi identificado um aeródromo localizado no município de Poções. Em Itapetinga, o corredor dista cerca de 3 km do aeródromo.

Vale destacar que na SE 500/230 kV Poções III estão planejadas várias linhas: LT 500 kV Ibicoara - Poções III C1, LT 500 kV Sapeaçu - Poções III C1, LT 500 kV Poções III - Padre Paraíso 2 C1 e C2 (DUP); e LT 230 kV Poções III - Itapebi C1 (R1).

Vegetação e Uso do Solo

O corredor da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1 está integralmente inserido no bioma Mata Atlântica e atravessa polígonos de Floresta Ombrófila Densa, Floresta Estacional Semidecidual e Floresta Estacional Decidual, conforme disposto na Lei da Mata Atlântica - Lei nº 11.428/06 e Decreto nº 6.660/08.

Entre a SE 500/230 kV Poções III e o município de Planalto, o corredor atravessa trechos com remanescentes de vegetação da fitofisionomia Contato Savana-Estépica/Floresta Estacional, típica da transição entre os biomas Caatinga e Mata Atlântica (IBGE, 2012). A norte (em Caatiba) e ao sul (entre Itanhém e Medeiros Neto), o corredor engloba remanescentes de Floresta Ombrófila Densa; no restante do corredor predominam remanescentes de Floresta Estacional Semidecidual e Floresta Estacional Decidual. Em Planalto, Poções, Itanhém e Medeiros Neto o corredor engloba áreas de reflorestamento.

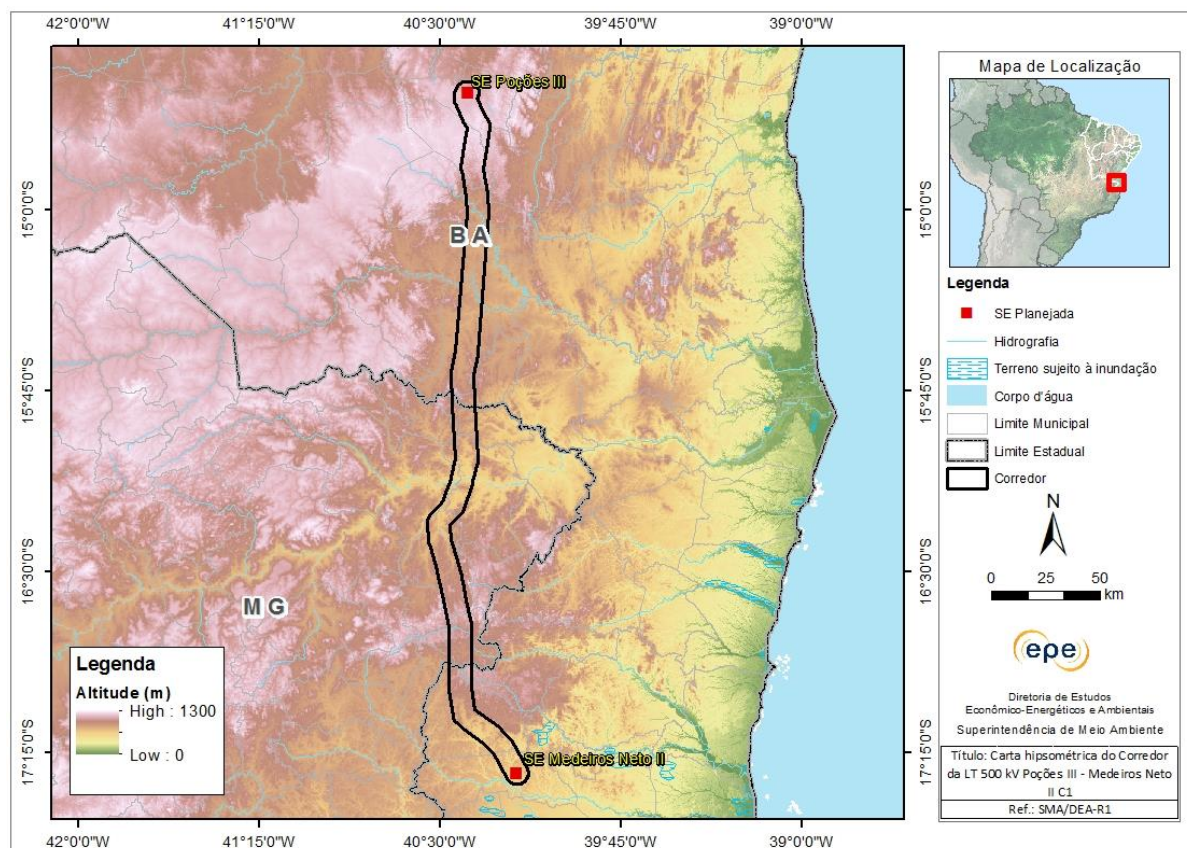
O uso do solo ao longo do corredor é predominantemente destinado à pecuária. As principais culturas em área plantada nos municípios atravessados pelo corredor são o café, cana de açúcar, feijão, cacau, milho, banana e mandioca (SEI, 2016).

Meio Físico e Processos Minerários

O corredor atravessa a unidade geomorfológica da Chapada Diamantina, passando pelos Planaltos Sul-Baiano, Pré-Litorâneo e Costeiro (Inema, 2019). As unidades de relevo predominantes são as chapadas e platôs (entre Poções e Planalto); morros e serras baixas (no município de Planalto e entre Jacinto e Rubim e Itanhém e Jucuruçu); domínio montanhoso (no município de Caatiba e entre Maracani e Jacinto e Rubim e Palmópolis); superfícies aplainadas degradadas (entre Itambé e Maracani e Jacinto e Rubim); e colinas amplas e suaves (em Itanhém) (CPRM, 2010).

As altitudes ao longo do corredor variam de 150 a 1.100 m, sendo que as áreas mais altas se localizam na porção norte, entre Poções e Planalto. As maiores amplitudes altimétricas são observadas na descida da Chapada (cerca de 400m), no trecho norte do corredor; e na transição do domínio montanhoso entre Caatiba e Itambé (cerca de 200m), Rubim e Palmópolis (cerca de 400m) e Palmópolis e Itanhém (cerca de 400m) (Figura 14).

Entre Poções e Planalto, Itambé e Maracani e em Jacinto predominam áreas classificadas com declividade plana (0 a 3%) ou suave ondulada (3 a 8%). No restante do corredor varia de ondulado (8 a 20%) a forte ondulado (20 a 45%).

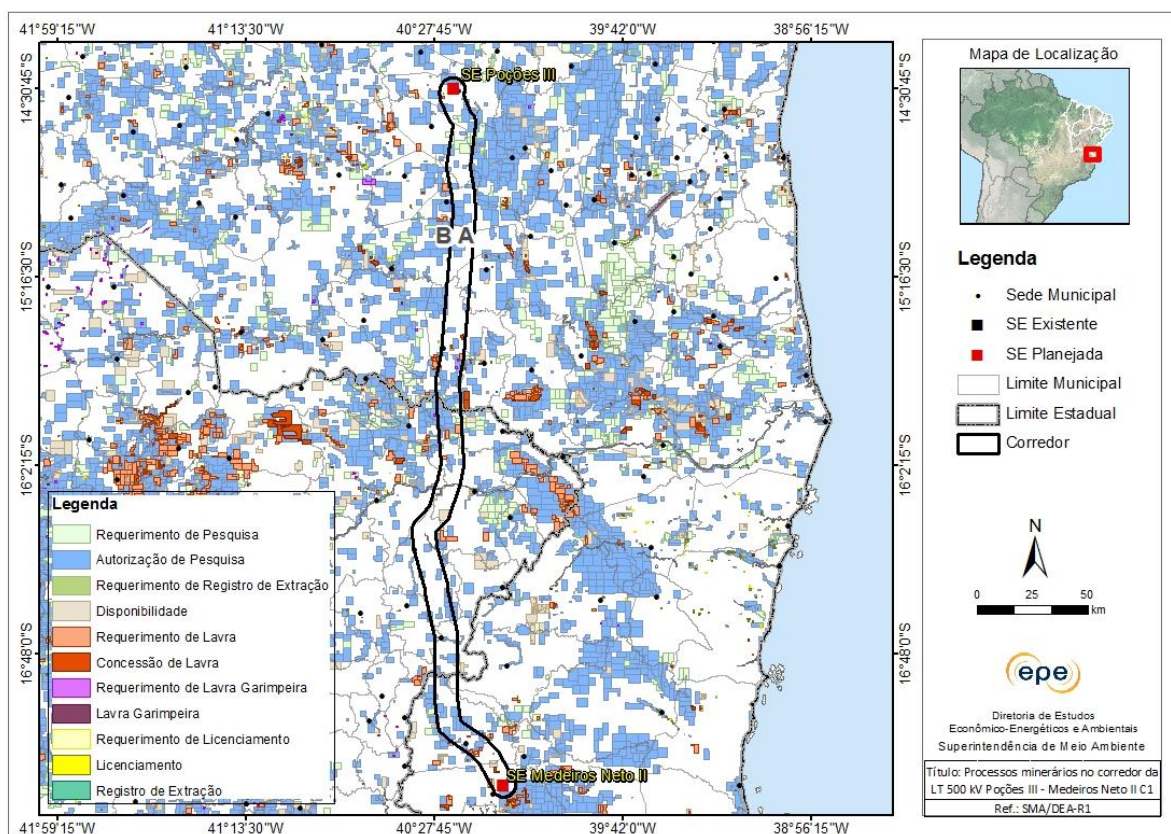


(Fonte: CPRM, 2010; EPE, 2019; IBGE, 2009 e 2016)

Figura 14 – Hipsometria no corredor da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1

Em relação à hidrografia, em Caatiba o corredor atravessa o rio Catolé Grande; entre Itambé e Maracani atravessa o rio Prado; entre Jacinto e Almenara, o rio Jequitinhonha; e em Palmópolis, o rio Jucuruçu. Com exceção do rio Jequitinhonha, cuja travessia é de cerca de 400 m, os cursos d'água presentes no corredor não oferecem complexidades no tocante a travessias.

De acordo com a ANM (2019), foram identificados 182 processos minerários no corredor, sendo 132 na Bahia e 50 em Minas Gerais. A maioria desses processos está em fase de autorização de pesquisa para extração, principalmente, de granito, grafita, areia, ferro e níquel. Destacam-se, também, processos em fases mais avançadas de requerimento de lavra para extração de granito (Figura 15).



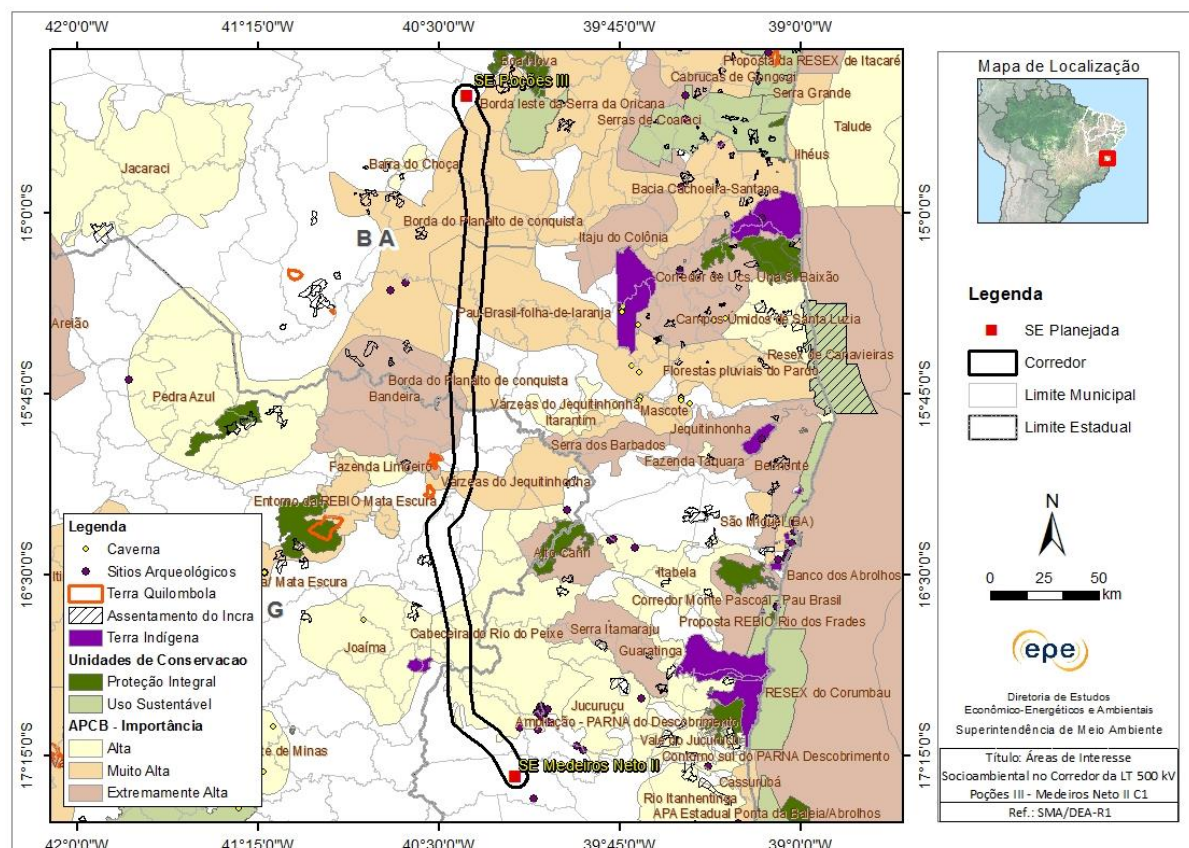
(Fonte: ANM, 2019; IBGE, 2016)

Figura 15 – Processos minerários no corredor da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1

Áreas com Restrições Legais e Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade

Segundo a base de dados consultada, o corredor não se sobrepõe a terra indígena, território quilombola, unidade de conservação, caverna, sítio arqueológico e projeto de assentamento (Figura 16).

Vale destacar a presença de áreas com potencial médio para a ocorrência de cavidades subterrâneas entre os municípios de Macarani e Jacinto (centro do corredor) e Palmópolis e Medeiros Neto (sul do corredor); e potencial alto em Itanhém, segundo o Mapa de Potencialidade de Ocorrência de Cavernas no Brasil (Cecav, 2012).



(Fonte: Cecav, 2019; ICMBio, 2019; Incra, 2019a e b; Iphan, 2018; MMA, 2007a, 2009 e 2019)

Figura 16 - Áreas de relevância socioambiental no corredor da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1

Destaca-se entre Jacinto e Rubim, a presença de serras com relevante beleza cênica e sítios arqueológicos, importante monumento geológico do Vale do Jequitinhonha, região em que foi proposta a criação do Parest da Pedra Misteriosa, cujo projeto de lei foi arquivado em 2017 (ALMG, 2017). A área também é utilizada para escaladas e caminhadas.

O corredor estudado atravessa cinco APCBs, com diferentes graus de importância e ações prioritárias, sem possibilidades do traçado da futura LT desviar (Figura 16). A importância e ação prioritária associadas a essas APCBs são apresentadas na Tabela 8 a seguir.

Tabela 8 – APCBs no corredor da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1

Nome	Importância	Ação Prioritária
Borda do Planalto de conquista	Muito Alta	Mosaico/Corredor
Bandeira	Extremamente Alta	Cria UC (Proteção integral)
Pau-Brasil-folha-de-laranja	Muito Alta	Mosaico/Corredor
Várzeas do Jequitinhonha	Muito Alta	Cria UC (Categoria indefinida)
Cabeceira do Rio do Peixe	Insuficientemente Conhecida	Mosaico/Corredor

Nos municípios de Itambé, Itanhém, Poções e Planalto, no estado da Bahia, e Almenara, em Minas Gerais, há registro de comunidades quilombolas que podem estar sobrepostas pelo corredor (FCP, 2019). Como na base de dados da Fundação Palmares as comunidades são localizadas por município, não foi possível representá-las no mapa de Áreas de Relevância Socioambiental.

No corredor não há registro de sítios arqueológicos georreferenciados (Iphan, 2018). Em consulta ao Iphan (2019), há registro de sítios arqueológicos nos municípios de Itapetinga, Jucuruçu, Macarani, Maiquinique, Medeiros Neto e Vereda, na Bahia, que podem estar localizados dentro da área do corredor. Devido à ausência de informações sobre a localização dos sítios arqueológicos cadastrados pelo Iphan, esses não foram indicados no mapa de Áreas de Relevância Socioambiental.

Recomendações para o Relatório R3 da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1

Deverão ser estudadas, durante a elaboração do Relatório R3 da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1, as opções de traçado para a futura LT, escolhendo-se a alternativa mais viável do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para a definição da diretriz da LT planejada, quando da elaboração do referido relatório:

- Manter o afastamento mínimo de 5 km da TI Maxacali, conforme definido no Anexo I da Portaria Interministerial nº60, de 24/03/2015.
- Manter o afastamento mínimo de 5 km da TQ Maroba dos Teixeira, conforme definido no Anexo I da Portaria Interministerial nº60, de 24/03/2015.
- Obter junto à Fundação Palmares e apresentar em mapa a localização de comunidades quilombolas e respectivos territórios nos municípios de Itambé, Itanhém, Poções e Planalto, no estado da Bahia, e Almenara, em Minas Gerais, que podem estar sobrepostas pelo corredor.
- Verificar a ocorrência de cavernas não cadastradas, tendo em vista a presença de áreas com potencial médio para a ocorrência de cavidades subterrâneas entre os municípios de Macarani e Jacinto e Palmópolis e Medeiros Neto; e potencial alto, em Itanhém.
- Estudar criteriosamente o traçado da futura linha de transmissão em áreas de relevante beleza cênica e em áreas utilizadas para turismo e lazer.
- Atentar para a presença de sítios arqueológicos nos municípios de Itapetinga, Jucuruçu, Macarani, Maiquinique, Medeiros Neto e Vereda, na Bahia, que podem estar localizados dentro da área do corredor.

- Atentar para a presença de APCBs no corredor, principalmente na APCB Bandeira, entre os municípios de Maracani e Jacinto; e na APCB Várzeas do Jequitinhonha, em Jacinto, tendo em vista que as ações prioritárias são para a criação de unidade de conservação.
- Evitar interferência em vegetação nativa, principalmente em remanescentes de Mata Atlântica, tendo em vista que o corredor atravessa polígonos de Floresta Ombrófila Densa, Floresta Estacional Semidecidual e Floresta Estacional Decidual, conforme disposto na Lei da Mata Atlântica - Lei nº 11.428/06 e Decreto nº 6.660/08.
- Atentar para a presença de áreas com plantio de cana de açúcar e silvicultura no corredor.
- Desviar das sedes municipais de Poções, Macarani, Palmópolis, Medeiros Neto e Itanhém.
- Evitar sobreposição com as áreas dos processos minerários abrangidos pelo corredor, e desviar daqueles que se encontram em estágio mais avançado.
- Considerar o arranjo planejado da SE 500/230 kV Poções III e da SE 500/230 kV Medeiros Neto II de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão.
- Atentar para os possíveis cruzamentos com as linhas de transmissão existentes e planejadas na saída da SE 500/230 kV Poções III.
- Avaliar a possibilidade de seguir em paralelo à LT 500 kV Poções III - Padre Paraíso 2 C2, principalmente entre os municípios de Poções e Maracani.
- Atentar para a presença de aeródromos em Poções e Itapetinga, cujos cones de aproximação deverão ser observados ao se definir a diretriz da linha de transmissão.

3.4. Corredor da LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2 C1

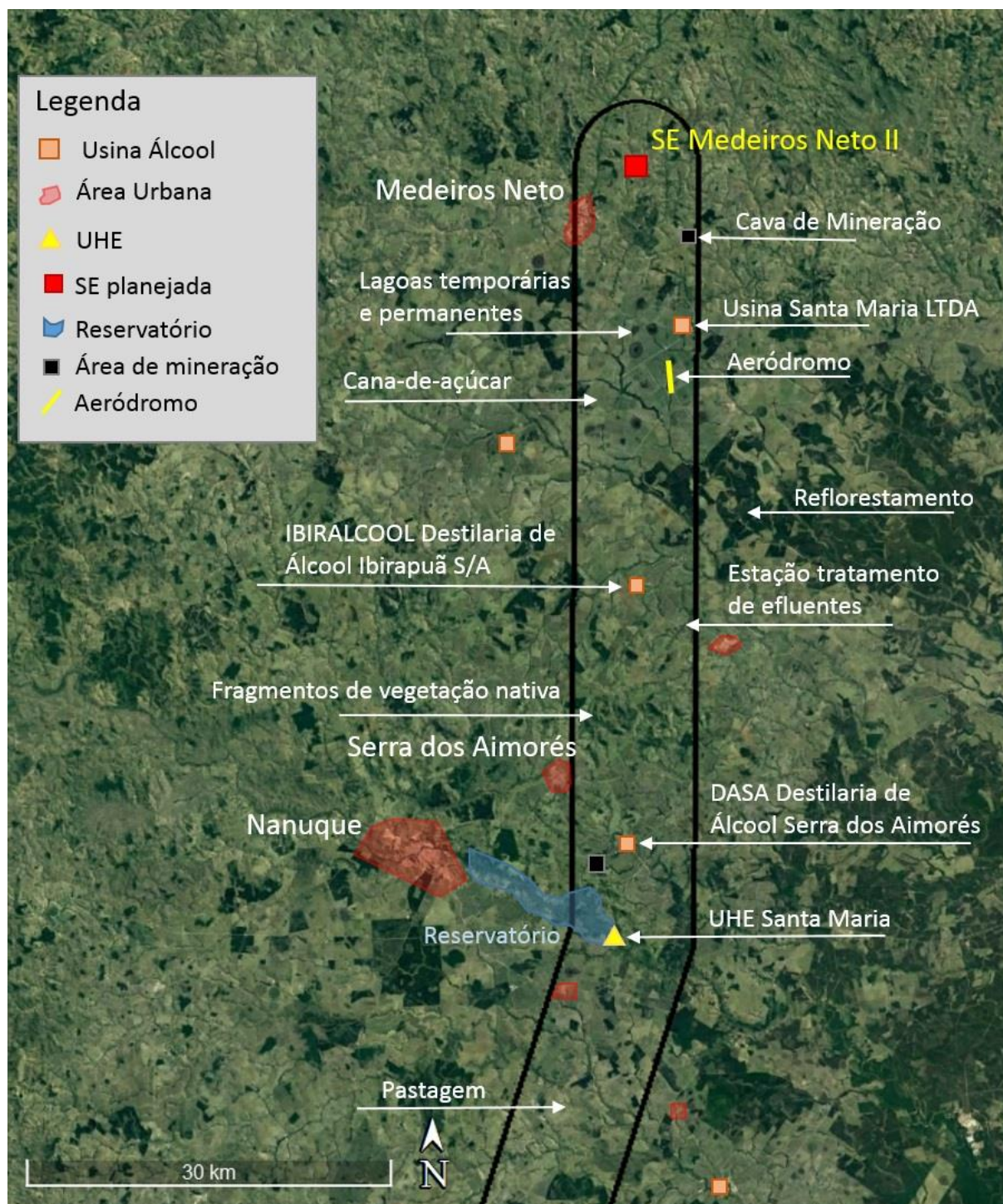
O corredor proposto para a LT 500 kV Medeiros Neto II - João Neiva 2 C1 foi elaborado com 10 km de largura e seu eixo possui cerca de 282 km de extensão passando pelos estados da Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo. A linha de transmissão planejada será constituída de um circuito simples de 500 kV. Caso o traçado da diretriz seja indicado fora do corredor, deverá constar no Relatório R3 justificativa fundamentada para tal.

As principais inflexões no corredor foram motivadas para minimizar interferência na UHE Santa Clara (entre Nanuque – MG e Mucuri – BA); em áreas de ocorrência de pivôs de irrigação no município de Pinheiros-ES; buscar paralelismo à LT 230 kV Mascarenhas – Verona C1; evitar passagem sobre área de relevo movimentado em Governador Lindenberg e Linhares – ES; e minimizar a passagem sobre área de produção cafeeira no estado do Espírito Santo.

A partir da Subestação 500 kV Medeiros Neto II, planejada no município de Medeiros Neto – BA, o corredor segue no sentido sul até as proximidades da área urbana de Serra dos Aimorés-MG onde deflete para sudoeste e avança por cerca de 160 km. Nesse trajeto o corredor acompanha trecho da LT 230 kV Mascarenhas – Verona C1 até as proximidades da rodovia estadual ES-245, ponto em que converge na direção sul sudeste até a subestação João Neiva 2 (Figura 17).

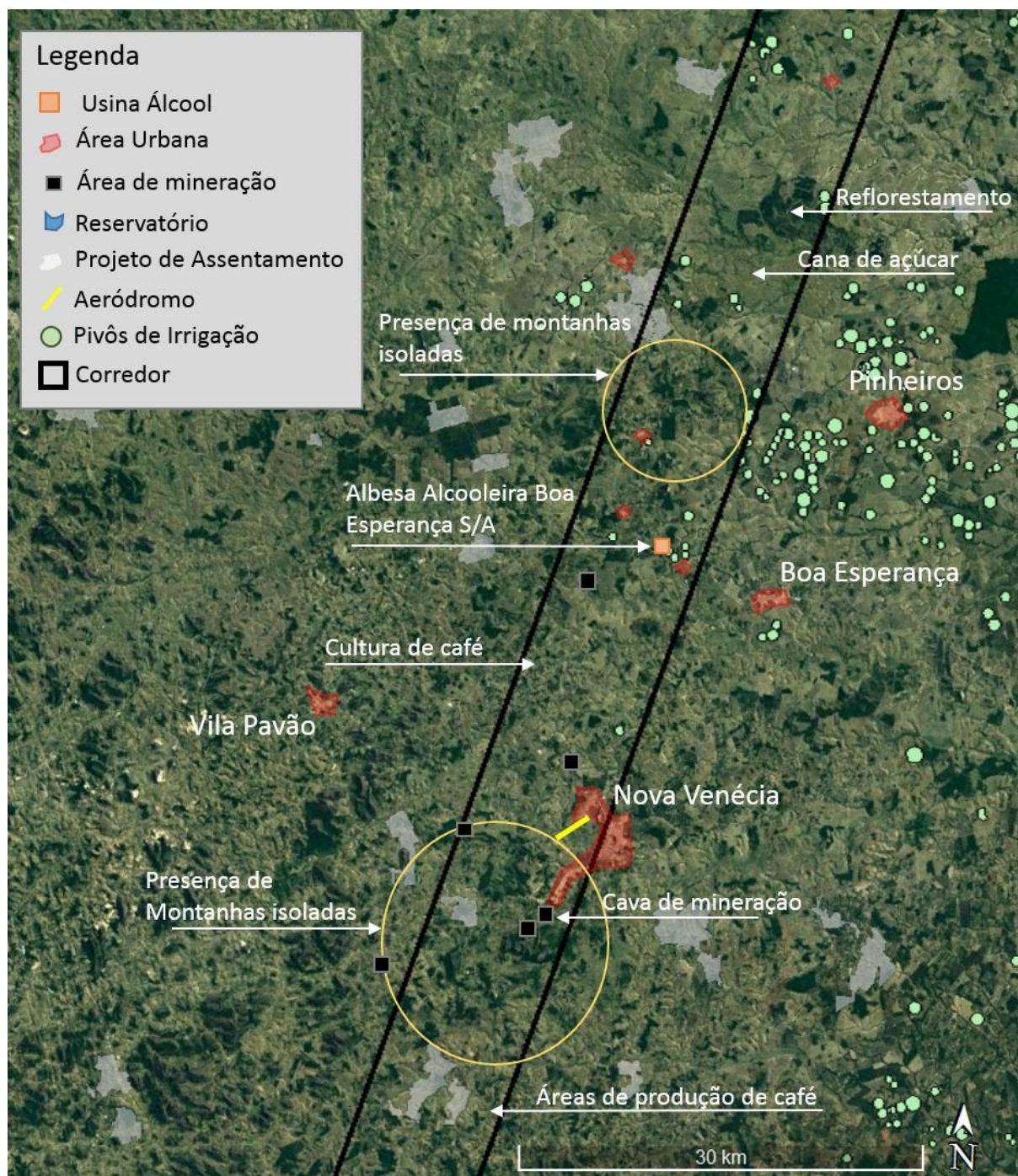
O uso e ocupação do solo apresenta características distintas ao longo do corredor. Da localização da SE Medeiros Neto II até o rio Alcobaça, o corredor avança em área de pastagem com resquícios de vegetação nativa e pequenas áreas de reflorestamento. A partir desse rio, o corredor avança sobre áreas de cultivo de cana de açúcar entremeado por áreas de pastagem e reflorestamento. Destaca-se neste trecho a existência de três usinas de álcool dentro da área do corredor e outras usinas nas proximidades (Figura 18).

O padrão de ocupação do solo, formado pelo mosaico cana de açúcar, reflorestamento e pastagem se desenvolve até o município de Pinheiros-ES, a partir do qual se observa maior diversidade do uso do solo com presença de projetos de assentamento, pequenas propriedades dedicadas a agricultura familiar, culturas de café, reflorestamento, áreas de pastagem e pivôs de irrigação isolados. À medida que o corredor avança no sentido sul observa-se redução de áreas de cultivo de cana-de-açúcar, redução do tamanho das propriedades e aumento de áreas com cultivo de café.



(Fonte: ANA, 2014; Aneel, 2018; Embrapa, 2017; EPE, 2019; Google Earth Pro, 2019 – imagem de 2018)

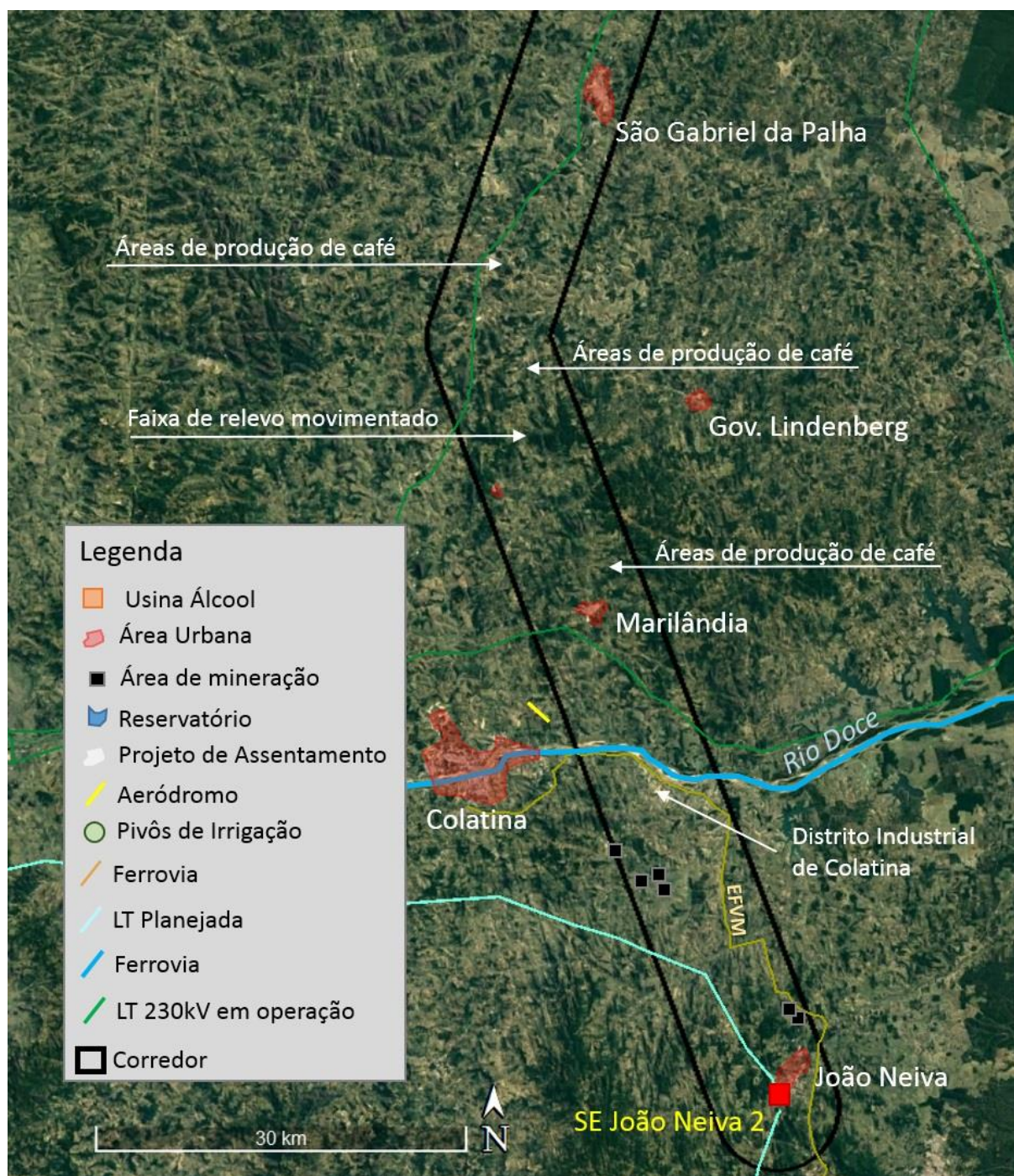
Figura 17 – Trecho norte do corredor da LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2 C1



(Fonte: ANA, 2014; Aneel, 2018; Embrapa, 2017; EPE, 2019; Google Earth Pro, 2019 – imagem de 2018)

Figura 18 – Trecho intermediário da LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2 C1

A partir de São Domingos do Norte e Novo Brasil o corredor converge diretamente na direção de João Neiva cruzando o rio Doce, travessia com aproximadamente 600 m de vão (Figura 19). A partir do rio Doce se observa novamente o predomínio de áreas de pastagem associadas à cafeicultura e reflorestamentos.

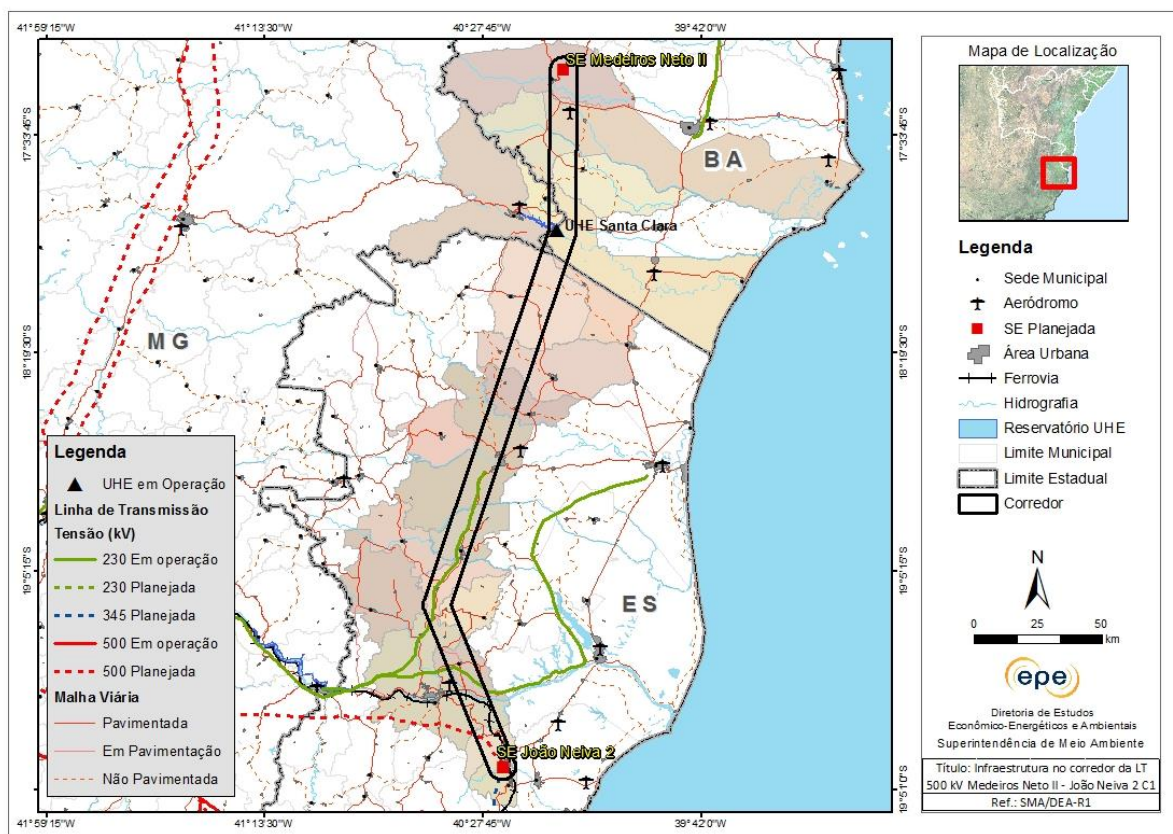


(Fonte: Aneel, 2018; Embrapa, 2017; EPE, 2019; Google Earth Pro, 2019 – imagem de 2018)

Figura 19 – Trecho final do corredor da LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2 C1

Infraestrutura e Localização

O corredor da LT 500 kV Medeiros Neto II - João Neiva 2 C1 está inserido nos estados da Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo e atravessa 24 municípios sendo seis na mesorregião sul da Bahia; dois no Vale do Mucuri em Minas Gerais; e 16 no estado do Espírito Santo sendo 10 na mesorregião Noroeste Espírito-Santense e seis na mesorregião Litoral Norte Espírito-santense, conforme se observa na Figura 20 e Tabela 9.



(Fonte: Embrapa, 2017; EPE, 2019; IBGE, 2009 e 2016)

Figura 20 – Infraestrutura e municípios no corredor da LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2 C1

Tabela 9 – Municípios atravessados pelo corredor da LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2 C1

UF	Mesorregião	Microrregião	Municípios
BA	Sul Baiano	Porto Seguro	Caravelas Ibirapuã Itanhém Lajedão Medeiros Neto Mucuri
MG	Vale do Mucuri	Nanuque	Nanuque Serra dos Aimorés
ES	Noroeste Espírito-Santense	Nova Venécia	Águia Branca Boa Esperança Nova Venécia São Gabriel da Palha Vila Pavão
		Colatina	Colatina Governador Lindenberg Marilândia Pancas São Domingos do Norte
	Litoral Norte Espírito-Santense	Linhares	Ibiraçu João Neiva Linhares
		Montanha	Montanha Pinheiros
		São Mateus	Pedro Canário

As coordenadas das subestações no corredor são apresentadas na Tabela 10 a seguir.

Tabela 10 – Coordenadas da SE 500/230 kV Medeiros Neto II e SE 500/345 kV João Neiva 2

Subestação	Situação	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Medeiros Neto II	Planejada	17°20'11.12"S	40°10'53.70"W	Medeiros Neto	Bahia
João Neiva 2	Licitada	19°46'21.24"S	40°23'33.06"O	João Neiva	Espírito Santo

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

O corredor engloba as sedes municipais de Medeiros Neto, Serra dos Aimorés, Nova Venécia, São Gabriel da Palha, São Domingos do Norte, Marilândia e João Neiva além de diversas vilas e povoados, todas com possibilidade de desvio. O corredor apresenta bom apoio viário, servido pelas rodovias BA-126, BA-290, BA-690, BA-693 no trecho norte do corredor. Na faixa central o corredor é servido pelas rodovias BR-342, BR-418, e rodovias estaduais ES-080, ES-130, ES-137, ES-209, ES-313, ES-315 e ES-428, no trecho sul pelas rodovias BR-101, BR-259, ES-080, RS-245, ES-356, ES-360 e ES-436 além de vias secundárias. Ao longo do corredor foram identificados um aeródromo localizado na zona rural no município de Caravelas-BA, e o aeroporto de Nova Venécia localizado na região noroeste da cidade. Em Colatina-ES, o corredor dista cerca de 1200 m do aeródromo.

Foram identificadas quatro usinas de Etanol no corredor, a Usina Santa Maria, localizada no município de Caravelas-BA, a Usina de Álcool Bahia Etanol situada no município de Ibirapuã, a Destilaria de Álcool Serra dos Aimorés-SA em Serra dos Aimorés e a Albesa Alcooleira Boa Esperança no município de Boa Esperança.

O corredor cruza a Estrada de Ferro Vitória Minas às margens do rio Doce, nos municípios de Colatina, João Neiva e Ibiraçu-ES. Nesse trecho o corredor passa sobre o distrito industrial de Colatina, local onde está situado o Porto Seco de Colatina.

O corredor acompanha parcialmente a linha de transmissão LT 230 kV Mascarenhas - Verona C1 por aproximadamente 60km e cruza a LT 230 kV Linhares - Mascarenhas C1 no município de Marilândia.

Destaca-se que o corredor abrange duas linhas de transmissão planejadas que chegam à SE João Neiva 2, a LT 500 kV Mesquita - João Neiva 2 C1 (DUP) e a LT 345 kV Viana 2 - João Neiva 2 C1 (DUP).

Ao longo do corredor e em especial na sua faixa centro-sul são observadas diversas áreas de mineração, principalmente para extração de granito.

Vegetação e Uso do Solo

O corredor da LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2 C1 está integralmente inserido no bioma Mata Atlântica e atravessa polígonos de Floresta Ombrófila Densa e Floresta Estacional Semidecidual, conforme disposto na Lei da Mata Atlântica - Lei nº 11.428/06 e Decreto nº 6.660/08.

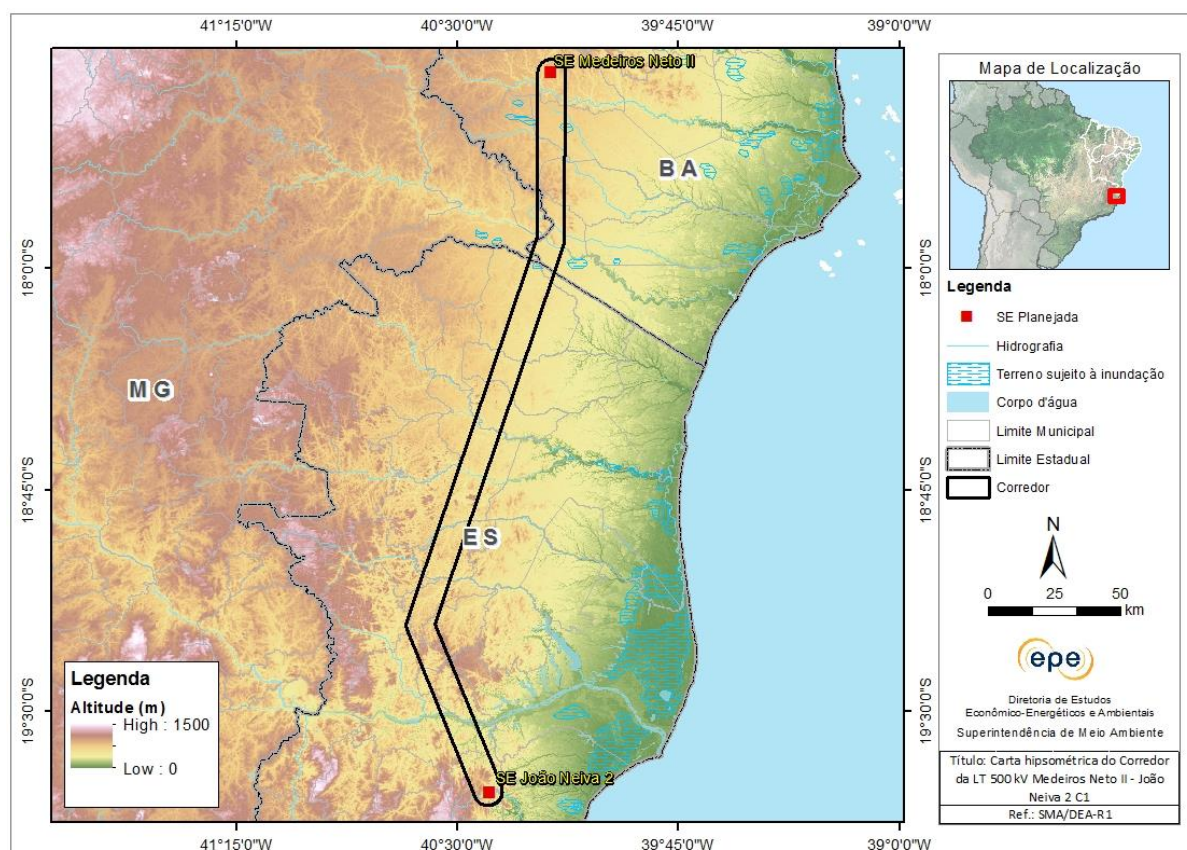
O trecho sul do corredor atravessa diversos fragmentos de vegetação nativa entre os municípios de São Domingos do Norte e Marilândia – ES, em especial próximas de áreas de relevo movimentado, onde também se observam diversos afloramentos rochosos.

Meio Físico e Processos Minerários

Predomina, na metade norte do corredor, áreas majoritariamente planas compostas por tabuleiros e tabuleiros dissecados ou com declividade suave ondulada (0 a 3°) e recortados por vales encaixados onde se apresentam maiores declividades. Observa-se, também, a presença de montanhas (inselbergs) isoladas na faixa intermediária do corredor. No trecho sul o corredor apresenta relevo mais movimentado com domínio de morros e serras baixas caracterizando uma transição para faixas mais montanhosas sobretudo nos municípios de Colatina, Marilândia, Governador Lindenberg e João Neiva, onde são registradas declividades de 25 a 45° (CPRM, 2010).

As altitudes ao longo no corredor variam de 30 a 250 m com elevações isoladas que atingem até 800m no topo das montanhas que se localizam sobretudo na metade sul do corredor. As amplitudes altimétricas no trecho norte variam de 20 a 50 m com amplitudes maiores nos vales dos rios. No trecho sul, na transição para o domínio montanhoso, as amplitudes altimétricas variam de 30 a 80 m a áreas com amplitudes de mais de 300m com presença de montanhas (inselbergs) nos municípios de Marilândia, Governador Lindenberg e João Neiva (Figura 21).

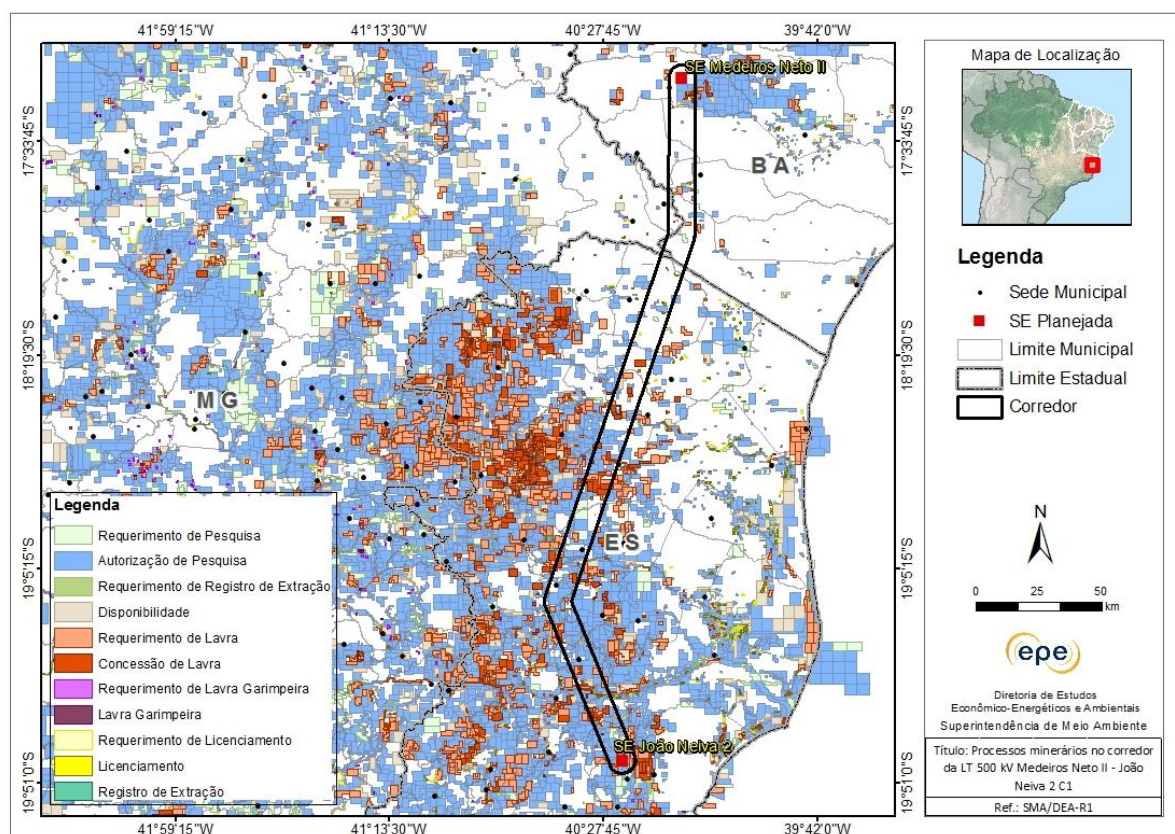
Dois cruzamentos de rio devem ser destacados: ao cruzar o rio Mucuri, no estado da Bahia, o corredor passa sobre a UHE Santa Clara e parte de seu reservatório, e no trecho sul o corredor cruza o rio Doce, onde se observa vão de 600 a 800 m.



(Fonte: CPRM, 2010; EPE, 2019; IBGE, 2009 e 2016)

Figura 21 – Hipsometria no corredor da LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2 C1

De acordo com a ANM (2019), foram identificados 457 processos minerários no corredor, sendo 33 no estado da Bahia, 4 em Minas Gerais e 420 no Espírito Santo. A maioria desses processos está em fase de autorização de pesquisa. Os processos se referem principalmente à extração de granito, argila, areia, caulim e fosfatos. Destaca-se a existência de 12 processos para extração de ouro ou minério de ouro em fase de requerimento ou autorização de pesquisa localizados majoritariamente nas proximidades do rio Doce, trecho sul do corredor.



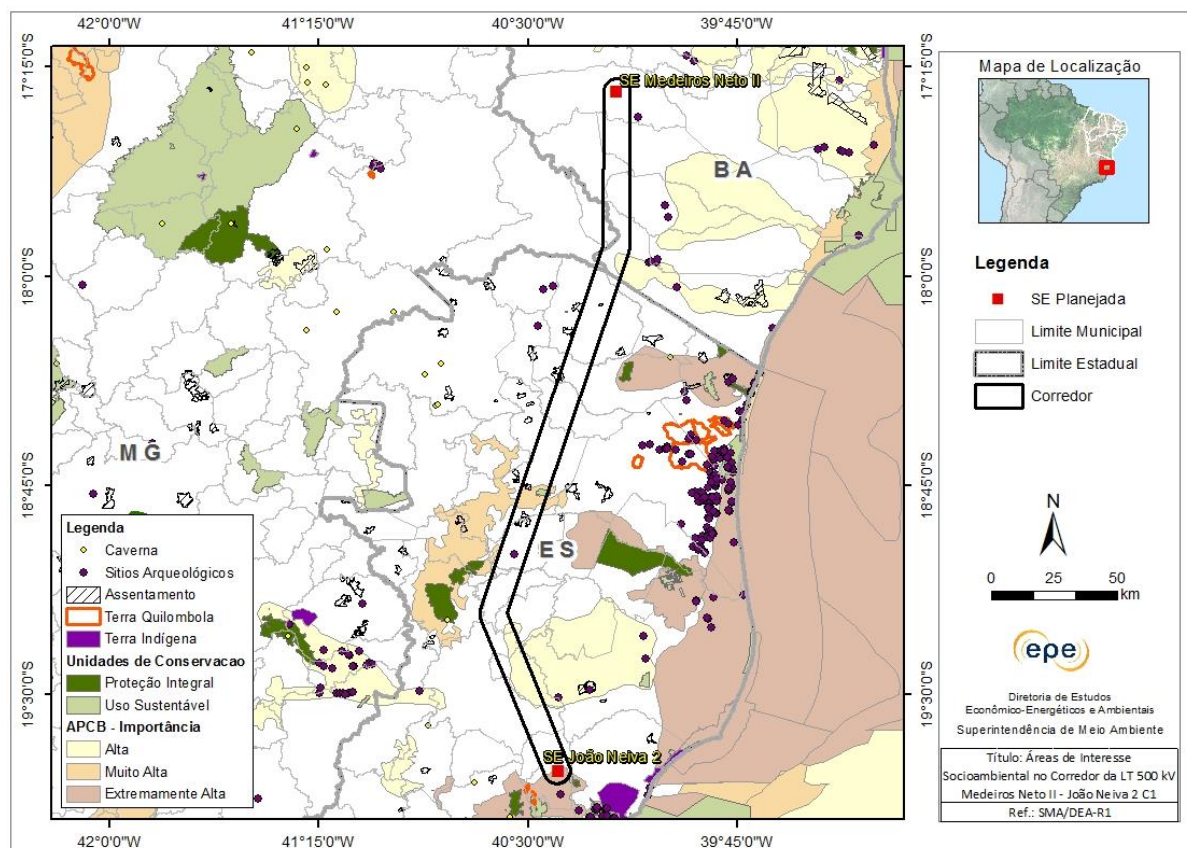
(Fonte: ANM, 2019; IBGE, 2016)

Figura 22 – Processos minerários no corredor da LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2 C1

Áreas com Restrições Legais e Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade

Segundo a base de dados consultada, o corredor não se sobrepõe a terra indígena e território quilombola (Figura 23). Em Nova Venécia, o corredor engloba a APA Pedra do Elefante, mas há espaço para a futura LT desviar. Essa APA possui afloramento rochoso de granito utilizado para o ecoturismo e esportes de aventura.

O corredor se sobrepõe a oito projetos de assentamento, no estado do Espírito Santo. São eles os PAs Adriano Machado e São Sebastião, no município de Montanha; PAs Olinda II e Maria Olinda, em Pinheiros; PAs Pip-Nuck, Rodeio e Córrego do Augusto, em Nova Venécia; e PA São Gabriel da Palha, no município de São Gabriel da Palha, todos passíveis de desvio.



(Fonte: Cecav, 2019; ICMBio, 2019; Incra, 2019a e b; Iphan, 2018; MMA, 2007a, 2009 e 2019)

Figura 23 - Áreas de relevância socioambiental no corredor da LT 500kV Medeiros Neto II - João Neiva 2 C1

No município de João Neiva – ES, o corredor engloba a caverna Abrigo C2, localizada ao lado da SE João Neiva 2. De acordo com o Mapa de Potencialidade de Ocorrência de Cavernas no Brasil (Cecav, 2012), o trecho norte do corredor apresenta média potencialidade de ocorrência de cavernas. A metade sul do corredor se desenvolve em áreas de potencial muito alto de ocorrência de cavernas, coincidindo com as áreas de relevo montanhoso.

O corredor estudado atravessa quatro APCBs (Figura 23). As ações prioritárias associadas a essas APCBs são apresentadas na Tabela 11 a seguir.

Tabela 11 – APCBs no corredor da LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2 C1

Nome	Importância	Ação Prioritária
Região dos Pontões	Muito Alta	Inventário
Complexo Lagunar	Alta	Inventário
Rio Mucuri	Extremamente Alta	Mosaico/Corredor
Região Serrana	Extremamente Alta	Cria UC (Categoria indefinida)

A partir de consulta da base de dados georreferenciada não foi observada sobreposição de comunidades quilombolas ao longo do corredor em estudo. Todavia, por meio de consulta aos dados da Fundação Palmares observa-se o registro de comunidades quilombolas nos municípios de Caravelas (TQs Volta Miúda, Naiá, Mutum), Ibirapuã (TQ Vila Juazeiro) no estado da Bahia; Montanha

(TQ Santa Luzia), Linhares (TQ Degredo) e Ibiraçu (TQ São Pedro) no estado do Espírito Santo. De acordo com as certidões expedidas pela Fundação Palmares, esses municípios apresentam comunidades quilombolas que podem estar sobrepostas pelo corredor (FCP, 2019). Tendo em vista que essas informações são disponibilizadas por município, não foi possível representá-las no mapa de Áreas de Relevância Socioambiental.

Em consulta à base de sítios arqueológicos georreferenciados (Iphan, 2018), o corredor se sobrepõe ao sítio histórico Albertinho Pinaffo no município de São Gabriel da Palha - ES. Em consulta à base de dados não georreferenciada do Iphan (2019), há registro de sítios arqueológicos nos municípios de Medeiros Neto e Mucuri, na Bahia; Boa Esperança, São Gabriel da Palha, Nova Venécia, Pancas, Marilândia, Colatina, São Domingos do Norte, Ibiraçu, Linhares e Pinheiros no estado do Espírito Santo, que podem estar localizados dentro da área do corredor. Devido à ausência de informações sobre a localização dos sítios arqueológicos cadastrados pelo Iphan, esses não foram indicados no mapa de Áreas de Relevância Socioambiental.

Recomendações para o Relatório R3 da LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2 C1

Deverão ser estudadas, durante a elaboração do Relatório R3 da LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2 C1, as opções de traçado para a futura LT, escolhendo-se a alternativa mais viável do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para a definição da diretriz da LT planejada, quando da elaboração do referido relatório:

- Evitar interferência na APA Pedra do Elefante, em Nova Venécia – ES.
- Obter junto à Fundação Palmares e apresentar em mapa a localização das comunidades quilombolas e respectivos territórios presentes nos municípios de Caravelas e Ibirapuã no estado da Bahia; e Montanha, Linhares e Ibiraçu no estado do Espírito Santo, atravessados pelo corredor.
- Atentar para a possibilidade de cavernas dentro do corredor e verificar a ocorrência de cavernas não cadastradas, tendo em vista que o corredor atravessa áreas classificadas com potencial médio e/ou muito alto para a ocorrência de cavidades subterrâneas.
- Atentar para a presença de sítios arqueológicos no corredor que não fazem parte da base de dados georreferenciada do Iphan.
- Estudar criteriosamente o traçado da futura linha de transmissão em áreas de relevante beleza cênica e em áreas utilizadas para turismo e lazer.

- Evitar interferência em vegetação nativa, principalmente em remanescentes de Mata Atlântica, tendo em vista que o corredor está inteiramente inserido no polígono compreendido pela Lei da Mata Atlântica - Lei nº 11.428/06 regulamentada pelo Decreto nº 6.660/08 - que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa do bioma Mata Atlântica. A referida lei estabelece que novos empreendimentos que impliquem corte ou supressão de vegetação do bioma Mata Atlântica deverão ser implantados, preferencialmente, em áreas já substancialmente alteradas ou degradadas.
- Evitar a travessia em projetos de assentamento.
- Atentar para a presença de áreas com plantio de cana de açúcar, cafeicultura, silvicultura e pivôs de irrigação no corredor.
- Atentar para a presença de usinas alcooleiras no corredor.
- Estudar criteriosamente o traçado da futura linha de transmissão na travessia do rio Doce devido à sua extensão (cerca de 600 a 800 m), e do rio Mucuri devido à passagem do corredor sobre a represa da UHE Santa Clara.
- Evitar sobreposição com as áreas dos processos minerários abrangidos pelo corredor, e desviar daqueles que se encontram em estágio mais avançado.
- Atentar para a presença do aeródromo Caravelas/Destilaria Medasa no interior do corredor e a proximidade do corredor com o aeródromo de Colatina e aeroporto de Nova Venécia, cujos cones de aproximação deverão ser observados ao se definir a diretriz da linha de transmissão.

4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMG. Assembleia Legislativa de Minas Gerais, 2017. Projeto de Lei - PL 3176/2016 - Cria o Parque Estadual da Pedra Misteriosa e dá outras providências. Disponível em: https://www.almg.gov.br/atividade_parlamentar/tramitacao_projetos/interna.html?t=PL&n=3176&a=2016&aba=js_tabTramitacao. Acesso em: junho de 2019.

Ana. Agência Nacional de Águas, 2014. Mapeamento da área e do número de equipamentos de irrigação por pivô central no Brasil em 2014. Disponível em: <http://metadados.ana.gov.br/geonetwork/srv/pt/main.home>. Acesso em: dezembro de 2016.

Anac. Agência Nacional de Aviação Civil, 2018. Cadastro de Aeródromos públicos e privados. Disponível em: <http://www.anac.gov.br/assuntos/setor-regulado/aerodromos/cadastro-de-aerodromos-civis>. Acesso em: maio de 2019.

Aneel. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2018. Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico – SIGEL. Disponível em: <http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html>. Acesso em: março de 2018.

ANM. Agência Nacional de Mineração, 2019. Processos Minerários (arquivos vetoriais). Disponível em: <http://www.anm.gov.br/assuntos/ao-minerador/sigmine>. Acesso em: maio de 2019.

Cecav. Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas, 2012. Mapa de potencialidade de ocorrência de cavernas no Brasil, na escala 1:2.500.000. Disponível em: <http://www4.icmbio.gov.br/cecav/projetos-e-atividades/potencialidade-de-ocorrencia-de-cavernas.html>. Acesso em: junho de 2012.

_____. Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas, 2019. Cavidades Naturais Subterrâneas Brasileiras. Cadastro Nacional de Informações Espeleológicas (CANIE). Disponível em: <http://www.icmbio.gov.br/cecav/canie.html>. Acesso em: julho de 2019.

CPRM. Serviço Geológico Brasileiro, 2010. Mapas de Geodiversidade Estaduais. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/Gestao-Territorial/Geodiversidade/Mapas-de-Geodiversidade-Estaduais-1339.html>. Acesso em: fevereiro de 2018.

Decea. Departamento de Controle do Espaço Aéreo, 2015. Portaria nº 184 do DECEA, de 13 de julho de 2015. ICA 63-19 - Critérios de Análise Técnica da Área de Aeródromos (AGA). Disponível em: <https://publicacoes.decea.gov.br/?i=publicacao&id=4176>. Acesso em: setembro de 2018.

Dnit. Departamento Nacional de Infraestrutura dos Transportes, 2015. Base Cartográfica de malha viária. Disponível em: <http://www.dnit.gov.br/mapas-multimodais/shapefiles>. Acesso em: fevereiro de 2015.

Eletrobras. Centrais Elétricas Brasileiras, 2011. Mapoteca de Unidades de Conservação. [DE/EG/EGA]. Rio de Janeiro: versão: fevereiro de 2011.

Embrapa. Empresa de Pesquisa Agropecuária, 2017. Identificação, mapeamento e quantificação das áreas urbanas do Brasil. Campinas, Comunicado Técnico 4, maio de 2017. Disponível em: http://www.sgte.embrapa.br/produtos/dados/COT04_Areas_Urbanas_Brasil.zip. Acesso em: julho de 2017.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2019. Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro - Web Map EPE. Disponível em: <https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe/>. Acesso em: junho de 2019.

ESRI. Environmental Systems Research Institute. Arcgis Desktop 10.6.1. Disponível em: <https://www.esri.com/en-us/home>. Acesso em: junho de 2019.

FBDS. Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável, 2018. Mapeamento em Alta Resolução dos Biomas Brasileiros. Disponível em: <http://geo.fbds.org.br/>. Acesso em: junho de 2019.

FCP. Fundação Cultural Palmares, 2019. Comunidades Remanescentes de Quilombos (Atualizada até a Portaria Nº 88/2019, de 13/05/2019). Disponível em: http://www.palmares.gov.br/?page_id=37551. Acesso em: junho de 2019.

Funai. Fundação Nacional do Índio, 2019. Delimitação das Terras Indígenas do Brasil. Disponível em: <http://www.funai.gov.br/index.php/shape>. Acesso em: março de 2019.

Google. Google Earth Pro 7.3.2.5776. Disponível em: <https://www.google.com/earth/>. Acesso em: março de 2019.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2009. Base Cartográfica Integrada ao Milionésimo. Disponível em: www.ibge.gov.br Acesso em: novembro de 2017.

_____. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2012. Mapeamento da Cobertura Vegetal Brasileira – escala 1:250.000. Disponível em: http://geoftp.ibge.gov.br/informacoes_ambientais/vegetacao/vetores/escala_250_mil/brasil/. Acesso em: setembro de 2018.

_____. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2016. Base dos Municípios Brasileiros. Disponível em: ftp://geoftp.ibge.gov.br/organizacao_do_territorio/malhas_territoriais/malhas_municipais/municipio_2016/Brasil/BR/. Acesso em: julho de 2017.

ICMBio. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, 2018. Base de dados do Sistema Informatizado de Monitoria de Reservas Particulares do Patrimônio Natural – SIMRPPN. Disponível em: <http://sistemas.icmbio.gov.br/simrppn/publico/>. Acesso: maio de 2019.

_____. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, 2012. Plano de ação nacional para a conservação do patrimônio espeleológico nas áreas cársticas da Bacia do Rio São Francisco. Brasília: ICMBio, 2012. 140p. (Série Espécies Ameaçadas, 27). Disponível em: http://www.icmbio.gov.br/portal/images/stories/docs-plano-de-acao/pan-cavernas/livro_cavernas.pdf. Acesso em: abril de 2019.

Incrá. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2019a. Projetos de Assentamento. Disponível em: <http://acervofundiario.incrá.gov.br/acervo/acv.php>. Acesso em: março de 2019.

_____. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2019b. Terras Quilombolas. Disponível em: <http://acervofundiario.incrá.gov.br/acervo/acv.php>. Acesso em: março de 2019.

Inema. Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos da Bahia. GeoBahia - Módulo de Análise Preliminar (MAP), 2019. Disponível em: <http://novogeobahia.inema.ba.gov.br/geobahia/>. Acesso em: junho de 2019.

Iphan. Instituto Nacional do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2018. Sítios Arqueológicos Georreferenciados. Disponível em: <http://portal.iphan.gov.br/cna/pagina/detalhes/1227>. Acesso em: dezembro de 2018.

_____. Instituto Nacional do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2019. Sistema de Gerenciamento do Patrimônio Arqueológico. Disponível em: <http://portal.iphan.gov.br/pagina/detalhes/1699/>. Acesso em: maio de 2019.

MMA. Ministério do Meio Ambiente, 2007a. Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira – Probio. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso: agosto de 2012.

_____. Ministério do Meio Ambiente, 2019. Unidades de Conservação Federais e Estaduais. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso em: julho de 2019.

SEI. Superintendência de Estudos Econômicos e Sociais da Bahia, 2016. Sistema de Dados Estatísticos. Disponível em: http://www.sei.ba.gov.br/side/frame_tabela.wsp?tmp.tabela=t50&tmp.volta=sg3. Acesso em: junho de 2019.

APÊNDICE A – TABELA DE COMPARAÇÃO DA LOCALIZAÇÃO DA SE 500 KV MEDEIROS NETO II

SE 500 kV MEDEIROS NETO II	
Tabela 1 - Comparação da localização da SE (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da localização da SE (R3) com o proposto no Relatório R1	
No caso de localização da SE Medeiros Neto II em local diferente do indicado no Relatório R1, indicar justificativa (s):	
1. Anexar mapa indicando a localização proposta para a SE Medeiros Neto II no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram essa localização. 2. Coordenadas da localização proposta para a SE Medeiros Neto II: 3. Anexar arquivo Kmz da localização da subestação.	
Pontos notáveis verificados no Relatório R3, não identificados no Relatório R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
1. Evitar interferência em vegetação nativa, principalmente em remanescentes de Mata Atlântica, tendo em vista que a área proposta engloba polígono de Floresta Ombrófila Densa, conforme disposto na Lei da Mata Atlântica - Lei nº 11.428/06 e Decreto nº 6.660/08.	
2. Obter informações junto à Prefeitura de Medeiros Neto sobre eventuais restrições adicionais em relação à área indicada, verificando possíveis interferências com a SE 500 kV Medeiros Neto II.	
3. Avaliar na área de estudo um terreno com aproximadamente 200.000 m ² para implantação da SE 500 kV Medeiros Neto II, levando em consideração que essa subestação se interligará ao SIN por meio da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1 e a LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2 C1.	
4. Considerar o arranjo planejado no Relatório R4 para a SE 500 kV Medeiros Neto II, de forma a compatibilizar o espaço reservado para as linhas planejadas.	

APÊNDICE B – TABELA DE COMPARAÇÃO DA DIRETRIZ DA LT 500 KV MORRO DO CHAPÉU II – POÇÕES III C1

LT 500 kV MORRO DO CHAPÉU II – POÇÕES III C1	
Tabela 1 - Comparação da diretriz da LT (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da diretriz da linha de transmissão (R3) com o corredor estudado no R1	
Extensão do eixo do corredor (R1): 356 km	Extensão da diretriz da LT (R3):
Variação da extensão e principal (ais) motivos:	
A diretriz está inteiramente inserida no corredor?	
No caso de não inserção da diretriz do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e a diretriz proposta no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a diretriz. 2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML e <i>shapefile</i>).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
1. Obter junto à Fundação Palmares e apresentar a localização de comunidades quilombolas e respectivos territórios nos municípios de Bom Jesus da Serra, Morro do Chapéu e Poções, que podem estar sobrepostas pelo corredor.	
2. Atentar para a presença de cavernas dentro do corredor e verificar a ocorrência de cavernas não cadastradas, tendo em vista que o corredor atravessa áreas classificadas com potencial médio e/ou muito alto para a ocorrência de cavidades subterrâneas.	
3. Estudar criteriosamente o traçado da futura linha de transmissão em áreas de relevante beleza cênica e em áreas utilizadas para turismo e lazer.	
4. Atentar para a presença de sítios arqueológicos no corredor.	

5. Atentar para a presença de APCBs no corredor, principalmente na Serra da Jacobina e Região Morro do Chapéu, tendo em vista que as ações prioritárias são para a criação de unidade de conservação de proteção integral e estabelecimento de mosaico/corredor, respectivamente.	
6. Evitar interferência em vegetação nativa, principalmente em remanescentes de Mata Atlântica, tendo em vista que nos municípios de Boa vista do Tupim, Bom Jesus da Serra, Ibiquera, Lajedinho, Morro do Chapéu, Poções, Ruy Barbosa, Utinga e Wagner o corredor atravessa polígonos de Floresta Ombrófila Densa, Floresta Estacional Semidecidual e Floresta Estacional Decidual, conforme disposto na Lei da Mata Atlântica - Lei nº 11.428/06 e Decreto nº 6.660/08.	
7. Evitar a travessia em projetos de assentamento.	
8. Estudar criteriosamente o traçado da futura linha de transmissão na travessia dos rios de Paraguaçu e de Contas, devido à presença da barragem Bandeira de Melo e da UHE Pedra.	
9. Evitar sobreposição em processos minerários, e desviar daqueles que se encontram em estágio mais avançado.	
10. Considerar o arranjo planejado da SE 500/230 kV Morro do Chapéu II e SE 500/230 kV Poções III de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão.	
11. Atentar para os possíveis cruzamentos com as linhas de transmissão existentes e planejadas e os parques eólicos.	
12. Atentar para a presença de aeródromos em Manoel Vitorino, Utinga e Poções, cujos cones de aproximação deverão ser observados ao se definir a diretriz da linha de transmissão.	

APÊNDICE C – TABELA DE COMPARAÇÃO DA DIRETRIZ DA LT 500 KV POÇÕES III – MEDEIROS NETO II C1

LT 500 kV POÇÕES III – MEDEIROS NETO II C1	
Tabela 1 - Comparação da diretriz da LT (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da diretriz da linha de transmissão (R3) com o corredor estudado no R1	
Extensão do eixo do corredor (R1): 329 km	Extensão da diretriz da LT (R3):
Variação da extensão e principal (ais) motivos:	
A diretriz está inteiramente inserida no corredor?	
No caso de não inserção da diretriz do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e a diretriz proposta no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a diretriz. 2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML e <i>shapefile</i>).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
1. Manter o afastamento mínimo de 5 km da TI Maxacali, conforme definido no Anexo I da Portaria Interministerial nº60, de 24/03/2015	
2. Manter o afastamento mínimo de 5 km da TQ Maroba dos Teixeira, conforme definido no Anexo I da Portaria Interministerial nº60, de 24/03/2015.	
3. Obter junto à Fundação Palmares e apresentar em mapa a localização de comunidades quilombolas e respectivos territórios nos municípios de Itambé, Itanhém, Poções e Planalto, no estado da Bahia, e Almenara, em Minas Gerais, que podem estar sobrepostas pelo corredor.	
4. Verificar a ocorrência de cavernas não cadastradas, tendo em vista a presença de áreas com potencial médio para a ocorrência de cavidades subterrâneas entre os municípios de Macarani e Jacinto e Palmópolis e Medeiros Neto; e potencial alto, em Itanhém.	

5. Estudar criteriosamente o traçado da futura linha de transmissão em áreas de relevante beleza cênica e em áreas utilizadas para turismo e lazer.	
6. Atentar para a presença de sítios arqueológicos nos municípios de Itapetinga, Jucuruçu, Macarani, Maiquinique, Medeiros Neto e Vereda, na Bahia, que podem estar localizados dentro da área do corredor.	
7. Atentar para a presença de APCBs no corredor, principalmente na APCB Bandeira, entre os municípios de Maracani e Jacinto; e na APCB Várzeas do Jequitinhonha, em Jacinto, tendo em vista que as ações prioritárias são para a criação de unidade de conservação.	
8. Evitar interferência em vegetação nativa, principalmente em remanescentes de Mata Atlântica, tendo em vista que o corredor atravessa polígonos de Floresta Ombrófila Densa, Floresta Estacional Semidecidual e Floresta Estacional Decidual, conforme disposto na Lei da Mata Atlântica - Lei nº 11.428/06 e Decreto nº 6.660/08.	
9. Atentar para a presença de áreas com plantio de cana de açúcar e silvicultura no corredor.	
10. Desviar das sedes municipais de Poções, Macarani, Palmópolis, Medeiros Neto e Itanhém.	
11. Evitar sobreposição com as áreas dos processos minerários abrangidos pelo corredor, e desviar daqueles que se encontram em estágio mais avançado.	
12. Considerar o arranjo planejado da SE 500/230 kV Poções III e da SE 500/230 kV Medeiros Neto II de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão.	
13. Atentar para os possíveis cruzamentos com as linhas de transmissão existentes e planejadas na saída da SE 500/230 kV Poções III.	
14. Avaliar a possibilidade de seguir em paralelo à LT 500 kV Poções III - Padre Paraíso 2 C2, principalmente entre os municípios de Poções e Maracani.	
15. Atentar para a presença de aeródromos em Poções e Itapetinga, cujos cones de aproximação deverão ser observados ao se definir a diretriz da linha de transmissão.	

APÊNDICE D – TABELA DE COMPARAÇÃO DA DIRETRIZ DA LT 500 KV MEDEIROS NETO II – JOÃO NEIVA 2 C1

LT 5000 kV MEDEIROS NETO II – JOÃO NEIVA 2 C1	
Tabela 1 - Comparação da diretriz da LT (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da diretriz da linha de transmissão (R3) com o corredor estudado no R1	
Extensão do eixo do corredor (R1): 282 km	Extensão da diretriz da LT (R3):
Variação da extensão e principal (ais) motivos:	
A diretriz está inteiramente inserida no corredor?	
No caso de não inserção da diretriz do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e a diretriz proposta no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a diretriz. 2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML e <i>shapefile</i>).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
1. Evitar interferência na APA Pedra do Elefante, em Nova Venécia – ES.	
2. Obter junto à Fundação Palmares e apresentar em mapa a localização das comunidades quilombolas e respectivos territórios presentes nos municípios de Caravelas e Ibirapuã no estado da Bahia; e Montanha, Linhares e Ibirapuã no estado do Espírito Santo, atravessados pelo corredor.	
3. Atentar para a possibilidade de cavernas dentro do corredor e verificar a ocorrência de cavernas não cadastradas, tendo em vista que o corredor atravessa áreas classificadas com potencial médio e/ou muito alto para a ocorrência de cavidades subterrâneas.	
4. Atentar para a presença de sítios arqueológicos no corredor que não fazem parte da base de dados georreferenciada do Iphan.	

5. Estudar criteriosamente o traçado da futura linha de transmissão em áreas de relevante beleza cênica e em áreas utilizadas para turismo e lazer.	
6. Evitar interferência em vegetação nativa, principalmente em remanescentes de Mata Atlântica, tendo em vista que o corredor está inteiramente inserido no polígono compreendido pela Lei da Mata Atlântica - Lei nº 11.428/06 regulamentada pelo Decreto nº 6.660/08 - que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa do bioma Mata Atlântica. A referida lei estabelece que novos empreendimentos que impliquem corte ou supressão de vegetação do bioma Mata Atlântica deverão ser implantados, preferencialmente, em áreas já substancialmente alteradas ou degradadas.	
7. Evitar a travessia em projetos de assentamento.	
8. Atentar para a presença de áreas com plantio de cana de açúcar, cafeicultura, silvicultura e pivôs de irrigação no corredor.	
9. Atentar para a presença de usinas alcooleiras no corredor.	
10. Estudar criteriosamente o traçado da futura linha de transmissão na travessia do rio Doce devido à sua extensão (cerca de 600 a 800 m), e do rio Mucuri devido à passagem do corredor sobre a represa da UHE Santa Clara.	
11. Evitar sobreposição com as áreas dos processos minerários abrangidos pelo corredor, e desviar daqueles que se encontram em estágio mais avançado.	
12. Atentar para a presença do aeródromo Caravelas/Destilaria Medasa no interior do corredor e a proximidade do corredor com o aeródromo de Colatina e aeroporto de Nova Venécia, cujos cones de aproximação deverão ser observados ao se definir a diretriz da linha de transmissão.	