

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

*ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA
DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1*

*Estudo para Escoamento do Potencial Eólico
da Região Central da Bahia*



Empresa de Pesquisa Energética

**Ministério de
Minas e Energia**





GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Edison Lobão

Secretário-Executivo do MME

Márcio Pereira Zimmerman

**Secretário de Planejamento e Desenvolvimento
Energético**

Altino Ventura Filho

Secretário de Energia Elétrica

Ildo Wilson Grüdtner

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis
Renováveis**

Marco Antônio Martins Almeida

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

Carlos Nogueira da Costa Júnior



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

Maurício Tiomno Tolmasquim

**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e
Ambientais**

Amílcar Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

José Carlos de Miranda Farias

**Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e
Biocombustíveis**

Elson Ronaldo Nunes

Diretor de Gestão Corporativa

Alvaro Henrique Matias Pereira

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

Sede

SAN – Quadra 1 – Bloco B – Sala 100-A
70041-903 - Brasília – DF

Escritório Central

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

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

*Estudo para Escoamento do
Potencial Eólico
da Região Central da Bahia*

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim
José Carlos de Miranda Farias
Amílcar Gonçalves Guerreiro

Coordenação Executiva

José Carlos de Miranda Farias

Equipe Técnica:

Maria de Fátima de Carvalho Gama
Marcelo Willian Henriques Szrajbman
Renato de Noronha Fernandes
Priscilla de Castro Guarini
Leandro Moda
Carolina Moreira Borges
Tiago Campos Rizzotto

Nº EPE-DEE-RE-160/2013-rev0

Data: 20 de Dezembro de 2013

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	8
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	8
1.2	OBJETIVOS GERAIS.....	15
1.3	ABORDAGEM ADOTADA.....	15
2	CONCLUSÕES.....	16
3	RECOMENDAÇÕES	19
4	DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS	22
4.1	CRITÉRIOS BÁSICOS.....	22
4.2	CASOS DE TRABALHO	22
4.3	LIMITES OPERATIVOS	22
4.3.1	Tensão.....	22
4.3.2	Carregamento	23
4.3.3	Fator de Potência	23
4.4	PARÂMETROS ECONÔMICOS.....	23
4.5	CENÁRIOS DE INTERCÂMBIO E GERAÇÃO	23
4.6	POTENCIAL EÓLICO CONSIDERADO.....	25
4.7	ALOCÇÃO DE NOVAS SUBESTAÇÕES.....	26
5	DIAGNÓSTICO DO SISTEMA	28
5.1	SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE	28
5.2	DESEMPENHO ELÉTRICO DA REDE BÁSICA	29
6	DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS	33
6.1	ALTERNATIVA 1.....	33
6.2	ALTERNATIVA 2.....	35
6.3	ALTERNATIVA 3.....	37
6.4	ALTERNATIVA 4.....	39
6.5	ALTERNATIVA 5.....	41
6.6	ALTERNATIVA 6.....	43
6.7	ALTERNATIVA 7.....	45
6.8	ALTERNATIVA 8.....	47
7	ANÁLISE DO DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE.....	50
7.1	ALTERNATIVA 8 (RECOMENDADA).....	50
7.2	ALTERNATIVA 1.....	72
7.3	ALTERNATIVA 2.....	90
7.4	ALTERNATIVA 3.....	96
7.5	ALTERNATIVA 4.....	106
7.6	ALTERNATIVA 5.....	112
7.7	ALTERNATIVA 6.....	118
7.8	ALTERNATIVA 7.....	124
8	ANÁLISE ECONÔMICA	135
9	ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO DE CARGA.....	137
9.1	ENERGIZAÇÃO DA LT 500 kV MORRO DO CHAPÉU II – OUROLÂNDIA (POR M. DO CHAPÉU)	137

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

9.2	ENERGIZAÇÃO DA LT 500 kV OUROLÂNDIA – GENTIO DO OURO II (POR OUROLÂNDIA)	138
9.3	ENERGIZAÇÃO DA LT 500 kV GENTIO DO OURO II – GILBUÉS II (POR GENTIO DO OURO II)	138
9.4	ENERGIZAÇÃO DA LT 500 kV GILBUÉS II – GENTIO DO OURO II (POR GILBUÉS II).....	139
9.5	ENERGIZAÇÃO DA LT 500 kV GENTIO DO OURO II - OUROLÂNDIA (POR GENTIO DO OURO II)	140
9.6	ENERGIZAÇÃO DA LT 500 kV OUROLÂNDIA – MORRO DO CHAPÉU II (POR OUROLÂNDIA)	141
9.7	SISTEMA PRÉ-REJEIÇÃO	142
9.8	REJEIÇÃO DA LT 500 kV OUROLÂNDIA – MORRO DO CHAPÉU II	142
9.9	REJEIÇÃO DA LT 500 kV GENTIO DO OURO II – OUROLÂNDIA	143
9.10	REJEIÇÃO DA LT 500 kV GILBUÉS II – GENTIO DO OURO II.....	144
10	ANÁLISE DO DESEMPENHO DINÂMICO.....	148
10.1	Ano 2018.....	148
10.1.1	Perda da LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II.....	148
10.1.2	Perda da LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia.....	151
10.1.3	Perda da LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II.....	155
11	ANÁLISE DE CURTO CIRCUITO.....	160
12	REFERÊNCIAS.....	161
13	EQUIPE TÉCNICA.....	162
14	ANEXO	163
14.1	PARÂMETROS DOS EQUIPAMENTOS DE REDE BÁSICA	163
14.2	ARRANJO DAS NOVAS SUBESTAÇÕES	166
14.3	PERDAS DAS ALTERNATIVAS	168
14.4	PLANO DE OBRAS E ESTIMATIVA DE CUSTOS	169
14.5	FICHAS PET.....	193
14.6	FICHAS PELP	203

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 – Montante (MW) vencedor no leilão A-5 2013 (b) por estado	8
Figura 1-2 – Montante (MW) vencedor no leilão A-3 2013 por estado	9
Figura 1-3 – Montante (MW) vencedor no leilão A-5 2013 (a) por estado	9
Figura 1-4 – Montante (MW) vencedor no leilão LER 2013 por estado	10
Figura 1-5 – Energia Eólica Contratada no Estado da Bahia - Ano 2018.....	11
Figura 1-6 – Obras Recomendadas pelo Relatório EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev2.....	12
Figura 1-7 – Obras recomendadas no Relatório EPE-DEE-DEA-RE-002-2013-rev2 – Ref.[1]	13
Figura 1-8 – Potencial Eólico da Bahia, conforme documento do Órgão Ambiental da Bahia	14
Figura 3-1 – Diagrama Unifilar da Alternativa 8 (recomendada).....	21
Figura 4-1 – Resumo dos casos considerados para levantamento das permanências dos intercâmbios.	24
Figura 4-2 – Potencial Eólico da Bahia por regiões	25
Figura 4-3 – Localização aproximada das SE 500/230 kV Gentio do Ouro II e SE 500/230 kV Ourolândia.....	26
Figura 5-1 – Sistema elétrico de transmissão da região central da Bahia – Ano 2018	28
Figura 5-2 – Geração Eólica Contratada na Região Central da Bahia com Previsão de Entrada até 2017	30
Figura 5-3 – Geração plena na região central da Bahia – Regime normal – Carga Leve NE Exportador – Ano 2018	31
Figura 5-4 – Geração plena na região central da Bahia – Contingência do autotransformador 500/230 kV Morro do Chapéu II	32
Figura 6-1 – Alternativa 1	34
Figura 6-2 – Alternativa 2	36
Figura 6-3 – Alternativa 3	38
Figura 6-4 – Alternativa 4	40
Figura 6-5 – Alternativa 5	42
Figura 6-6 – Alternativa 6	44
Figura 6-7 – Alternativa 7	46
Figura 6-8 – Alternativa 8	48
Figura 6-9 – Diagrama Unifilar da Alternativa 8 (recomendada).....	49
Figura 7-1 – Alternativa 8 – Regime Normal – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2018	53
Figura 7-2 – Alternativa 8 – Contingência LT 500kV Gilbués – Gentio do Ouro II – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2018	54
Figura 7-3 – Alternativa 8 – Contingência LT 500kV Morro do Chapéu - Sapeaçu – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2018	55
Figura 7-4 – Alternativa 8 – Regime Normal – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2018	56
Figura 7-5 – Alternativa 8 – Contingência LT 500 kV Gilbués – São João do Piauí – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2018	57
Figura 7-6 – Alternativa 8 – Contingência LT 500 kV Morro do Chapéu – Sapeaçu – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2018.....	58
Figura 7-7 – Alternativa 8 – Contingência LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2018.....	59
Figura 7-8 – Alternativa 8 – Regime Normal – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2021	61
Figura 7-9 – Alternativa 8 – Contingência LT 500kV Barreiras II – Gentio do Ouro II – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2021	62
Figura 7-10 – Alternativa 8 – Contingência LT 500kV Gentio do Ouro II – Ourolândia – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2021.....	63
Figura 7-11 – Alternativa 8 – Contingência LT 500kV Ourolândia – Juazeiro III – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2021	64
Figura 7-12 – Alternativa 8 – Regime Normal – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2021	65
Figura 7-13 – Alternativa 8 – Contingência LT 500kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2021.....	66
Figura 7-14 – Alternativa 8 – Contingência LT 500kV Ibicoara – Sapeaçu (C2) – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2021	67
Figura 7-15 – Alternativa 8 – Regime Normal – Carga Leve / NE Permanência – Ano 2021	68
Figura 7-16 – Alternativa 8 – Contingência dupla das linhas LTs 500 kV Ibicoara – Sapeaçu C1 e C2 – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2021	70

Figura 7-17 – Alternativa 8 – Contingência dupla das Linhas LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu e LT 500 kV Ibicoara – Sapeaçu (C2) – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2021.....	71
Figura 7-18 – Alternativa 1 – Regime Normal – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2018.....	74
Figura 7-19 – Alternativa 1 – Contingência LT 500kV Barreiras – Gentio do Ouro II – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2018.....	75
Figura 7-20 – Alternativa 1 – Contingência LT 500kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2018.....	76
Figura 7-21 – Alternativa 1 – Regime Normal – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2018.....	77
Figura 7-22 – Alternativa 1 – Contingência LT 500 kV Morro do Chapéu II - Sapeaçu – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2018.....	78
Figura 7-23 – Alternativa 1 – Contingência LT 500 kV Ourolândia - Morro do Chapéu II – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2018.....	79
Figura 7-24 – Alternativa 1 – Contingência LT 500 kV Gilbués – São João do Piauí – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2018.....	80
Figura 7-25 – Alternativa 1 – Regime Normal – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2021.....	82
Figura 7-26 – Alternativa 1 – Contingência LT 500kV Barreiras II – Gentio do Ouro II – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2021.....	83
Figura 7-27 – Alternativa 1 – Contingência LT 500kV Gentio do Ouro II – Ourolândia – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2021.....	84
Figura 7-28 – Alternativa 1 – Contingência LT 500kV Ourolândia – Juazeiro III – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2021.....	85
Figura 7-29 – Alternativa 1 – Regime Normal – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2021.....	86
Figura 7-30 – Alternativa 1 – Contingência LT 500kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2021.....	87
Figura 7-31 – Alternativa 1 – Contingência LT 500kV Ibicoara – Sapeaçu (C2) – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2021.....	88
Figura 7-32 – Alternativa 1 – Regime Normal – Carga Leve / NE Permanência – Ano 2021.....	89
Figura 7-33 – Alternativa 2 – Regime Normal – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2021.....	92
Figura 7-34 – Alternativa 2 – Contingência LT 500kV Barreiras II – Gentio do Ouro II – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2021.....	93
Figura 7-35 – Alternativa 2 – Regime Normal – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2021.....	94
Figura 7-36 – Alternativa 2 – Contingência LT 500 kV Gilbués – São João do Piauí – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2021.....	95
Figura 7-37 – Alternativa 3 – Regime Normal – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2018.....	98
Figura 7-38 – Alternativa 3 – Contingência LT 500kV Gilbués – Gentio do Ouro II – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2018.....	99
Figura 7-39 – Alternativa 3 – Regime Normal – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2018.....	100
Figura 7-40 – Alternativa 3 – Contingência LT 500 kV Gilbués – São João do Piauí – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2018.....	101
Figura 7-41 – Alternativa 3 – Regime Normal – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2021.....	102
Figura 7-42 – Alternativa 3 – Contingência LT 500kV Gilbués – Gentio do Ouro II – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2021.....	103
Figura 7-43 – Alternativa 3 – Regime Normal – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2021.....	104
Figura 7-44 – Alternativa 3 – Contingência LT 500 kV Ibicoara – Sapeaçu – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2021.....	105
Figura 7-45 – Alternativa 4 – Regime Normal – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2021.....	108
Figura 7-46 – Alternativa 4 – Contingência LT 500 kV Gilbués – Gentio do Ouro II – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2021.....	109
Figura 7-47 – Alternativa 4 – Regime Normal – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2021.....	110
Figura 7-48 – Alternativa 4 – Contingência LT 500 kV Gilbués – São João do Piauí – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2021.....	111
Figura 7-49 – Alternativa 5 – Regime Normal – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2021.....	114
Figura 7-50 – Alternativa 5 – Contingência LT 500kV Barreiras II – Gentio do Ouro II – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2021.....	115
Figura 7-51 – Alternativa 5 – Regime Normal – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2021.....	116

Figura 7-52 – Alternativa 5 – Contingência LT 500 kV Ibicoara – Sapeaçu – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2021	117
Figura 7-53 – Alternativa 6 – Regime Normal – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2021.....	120
Figura 7-54 – Alternativa 6 – Contingência LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2021.....	121
Figura 7-55 – Alternativa 6 – Regime Normal – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2021	122
Figura 7-56 – Alternativa 6 – Contingência LT 500 kV Gilbués – São João do Piauí – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2021	123
Figura 7-57 – Alternativa 7 – Regime Normal – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2018.....	126
Figura 7-58 – Alternativa 7 – Contingência LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2018.....	127
Figura 7-59 – Alternativa 7 – Regime Normal – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2018	128
Figura 7-60 – Alternativa 7 – Contingência LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2018.....	129
Figura 7-61 – Alternativa 7 – Regime Normal – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2021.....	130
Figura 7-62 – Alternativa 7 – Contingência LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2021.....	131
Figura 7-63 – Alternativa 7 – Regime Normal – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2021	132
Figura 7-64 – Alternativa 7 – Contingência LT 500 kV Ibicoara – Sapeaçu (C2) – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2021	133
Figura 8-1 – Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000)	136
Figura 9-1 – Sistema Pré-Energização da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Ourolândia à partir de M. Chapéu II	137
Figura 9-2 – Energização da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Ourolândia à partir de M. Chapéu II.....	137
Figura 9-3 – Sistema Pré-Energização da LT 500 kV Ourolândia – Gentio do Ouro II à partir de Ourolândia	138
Figura 9-4 – Energização da LT 500 kV Ourolândia – Gentio do Ouro II à partir de Ourolândia	138
Figura 9-5 – Sistema Pré-Energização da LT 500 kV Gentio do Ouro II – Gilbués II à partir de Gentio do Ouro II	139
Figura 9-6 – Energização da LT 500 kV Gentio do Ouro II – Gilbués II à partir de Gentio do Ouro II.....	139
Figura 9-7 – Energização completa do trecho Gilbués II – Gentio do Ouro II – Ourolândia – Morro do Chapéu II.....	139
Figura 9-8 – Sistema Pré-Energização da LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II à partir de Gilbués II	140
Figura 9-9 – Energização da LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II à partir de Gilbués II	140
Figura 9-10 – Sistema Pré-Energização da LT 500 kV Gentio do Ouro II - Ourolândia à partir de Gentio do Ouro II	140
Figura 9-11 – Energização da LT 500 kV Gentio do Ouro II - Ourolândia à partir de Gentio do Ouro II	141
Figura 9-12 – Sistema Pré-Energização da LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II à partir de Ourolândia	141
Figura 9-13 – Energização da LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II à partir de Ourolândia.....	141
Figura 9-14 – Energização completa do trecho Gilbués II – Gentio do Ouro II – Ourolândia – Morro do Chapéu II.....	142
Figura 9-15 – Sistema Pré-Rejeição – Cenário Nordeste Importador / Carga Pesada	142
Figura 9-16 – Rejeição LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II através de abertura em Morro do Chapéu II	143
Figura 9-17 – Rejeição LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II através de abertura em Ourolândia	143
Figura 9-18 – Rejeição LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia através de abertura em Ourolândia	144
Figura 9-19 – Rejeição LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia através de abertura em Gentio do Ouro II	144
Figura 9-20 – Rejeição LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II através de abertura em Gentio do Ouro II	145
Figura 9-21 – Rejeição LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II através de abertura em Gilbués	145
Figura 9-22 – Rejeição LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II através de abertura em Gilbués, sem a atuação do Compensador Estático de Gentio do Ouro II CE 500 kV -100/+200 Mvar	146
Figura 9-23 – Sistema Pré-Rejeição - Cenário Nordeste Permanência / Carga Leve	146
Figura 9-24 – Rejeição LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II através de abertura em Gilbués	147
Figura 10-1 – Comportamento da tensão na SE Gilbués, Gentio do Ouro II, Ourolândia, Morro do Chapéu II, Sapeaçu e Barreiras. Perda da LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II com defeito em Gilbués II.	148
Figura 10-2 – Potência reativa dos CEs de Gentio do Ouro II (0/209 Mvar) e Morro do Chapéu II (-75/150 Mvar). Perda da LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II com defeito em Gilbués II.	149
Figura 10-3 – Comportamento da tensão na SE Gilbués, Gentio do Ouro II, Ourolândia, Morro do Chapéu, Sapeaçu e Barreiras. Perda da LT 500 kV Gilbués – Gentio do Ouro II com defeito em Gentio do Ouro II.	150
Figura 10-4 – Potência reativa dos CEs de Gentio do Ouro II (-100/200 Mvar) e Morro do Chapéu II (-100/200 Mvar). Perda da LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II com defeito em Gentio do Ouro II.....	151
Figura 10-5 – Comportamento da tensão na SE Gilbués II, Gentio do Ouro II, Ourolândia, Morro do Chapéu II, Sapeaçu e Barreiras. Perda da LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia com defeito em Gentio do Ouro II.	152

Figura 10-6 – Potência reativa dos CEs de Gentio do Ouro II (-100/200 Mvar) e Morro do Chapéu II (-100/200 Mvar). Perda da LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia com defeito em Gentio do Ouro II.....	153
Figura 10-7 – Comportamento da tensão na SE Gilbués II, Gentio do Ouro II, Ourolândia, Morro do Chapéu II, Sapeaçu e Barreiras. Perda da LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia com defeito em Ourolândia.	154
Figura 10-8 – Potência reativa dos CEs de Gentio do Ouro II (-100/200 Mvar) e Morro do Chapéu II (-100/200 Mvar). Perda da LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia com defeito em Ourolândia.....	155
Figura 10-9 – Comportamento da tensão na SE Gilbués II, Gentio do Ouro II, Ourolândia, Morro do Chapéu II, Sapeaçu e Barreiras II. Perda da LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II com defeito em Ourolândia.	156
Figura 10-10 – Potência reativa dos CEs de Gentio do Ouro II (-100/200 Mvar) e Morro do Chapéu II (-100/200 Mvar). Perda da LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II com defeito em Ourolândia.	157
Figura 10-11 – Comportamento da tensão na SE Gilbués II, Gentio do Ouro II, Ourolândia, Morro do Chapéu II, Sapeaçu e Barreiras. Perda da LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II com defeito em Morro do Chapéu II.	158
Figura 10-12 – Potência reativa dos CEs de Gentio do Ouro II (-100/200 Mvar) e Morro do Chapéu II (-100/200 Mvar). Perda da LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II com defeito em Morro do Chapéu II.....	159
Figura 14-1 – Arranjo da Nova Subestação 500/230 kV Ourolândia	166
Figura 14-2 – Arranjo da Nova Subestação 500/230 kV Gentio do Ouro II	167

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1-1 – Potencial Eólico Considerado no Relatório EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev2	13
Tabela 2-1 – Comparação econômica das alternativas: investimento e perdas (R\$ x 1000)	18
Tabela 3-1 – Alternativa 8 - Principais obras em linhas de transmissão	19
Tabela 3-2 – Alternativa 8 - Principais obras em subestações de Rede Básica	19
Tabela 3-3 – Alternativa 8 – Reatores de Linha e de Barra Recomendados	20
Tabela 4-1 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão	23
Tabela 5-1 – Sistema elétrico de transmissão da região central da Bahia – Ano 2018	29
Tabela 7-1 – Compensação por Bancos de Capacitores Série - Alternativa 2	91
Tabela 7-2 – Compensação por Bancos de Capacitores Série - Alternativa 3	97
Tabela 7-3 – Compensação por Bancos de Capacitores Série - Alternativa 4	107
Tabela 7-4 – Compensação por Bancos de Capacitores Série - Alternativa 5	113
Tabela 7-5 – Compensação por Bancos de Capacitores Série - Alternativa 6	119
Tabela 7-6 – Compensação por Bancos de Capacitores Série - Alternativa 7	125
Tabela 8-1 – Comparação econômica das alternativas: investimento e perdas (R\$ x 1000)	135
Tabela 11-1 – Correntes de curto circuito referentes aos anos 2018 e 2021	160
Tabela 14-1 – Características Elétricas das Linhas de Transmissão – Alternativa Vencedora	163
Tabela 14-2 – Parâmetros Elétricos das Linhas de Transmissão – Alternativa Vencedora	163
Tabela 14-3- Parâmetros dos Transformadores Novos	165
Tabela 14-4 – Perdas Elétricas [MW]	168
Tabela 14-5 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 (R\$ x 1000) – 1 de 3	169
Tabela 14-6 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 (R\$ x 1000) – 2 de 3	170
Tabela 14-7 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 (R\$ x 1000) – 3 de 3	171
Tabela 14-8 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2 (R\$ x 1000) – 1 de 3	172
Tabela 14-9 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2 (R\$ x 1000) – 2 de 3	173
Tabela 14-10 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2 (R\$ x 1000) – 3 de 3	174
Tabela 14-11 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 3 (R\$ x 1000) – 1 de 3	175
Tabela 14-12 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 3 (R\$ x 1000) – 2 de 3	176
Tabela 14-13 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 3 (R\$ x 1000) – 3 de 3	177
Tabela 14-14 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 4 (R\$ x 1000) – 1 de 3	178
Tabela 14-15 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 4 (R\$ x 1000) – 2 de 3	179
Tabela 14-16 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 4 (R\$ x 1000) – 3 de 3	180
Tabela 14-17 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 5 (R\$ x 1000) – 1 de 3	181
Tabela 14-18 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 5 (R\$ x 1000) – 2 de 3	182
Tabela 14-19 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 5 (R\$ x 1000) – 3 de 3	183
Tabela 14-20 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 6 (R\$ x 1000) – 1 de 3	184
Tabela 14-21 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 6 (R\$ x 1000) – 2 de 3	185
Tabela 14-22 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 6 (R\$ x 1000) – 3 de 3	186
Tabela 14-23 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 7 (R\$ x 1000) – 1 de 3	187
Tabela 14-24 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 7 (R\$ x 1000) – 2 de 3	188
Tabela 14-25 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 7 (R\$ x 1000) – 3 de 3	189
Tabela 14-26 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 8 (R\$ x 1000) – 1 de 3	190
Tabela 14-27 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 8 (R\$ x 1000) – 2 de 3	191
Tabela 14-28 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 8 (R\$ x 1000) – 3 de 3	192

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

O crescimento do aproveitamento do potencial de energia eólica, com significativa predominância na região do Nordeste brasileiro, torna necessário o adequado dimensionamento da Rede Básica dessa região a fim de escoar a energia das usinas já licitadas e provimento de folga ao sistema elétrico de transmissão para conexão de novos empreendimentos.

Os Leilões LER 2013, A-5 2013 (a), A-3 2013 e A-5 2013 (b), por exemplo, realizados no 2º semestre de 2013, foram responsáveis pela contratação de 7.145,7 MW em potência instalada, dentre os quais 4.503,3 MW estão localizados na região Nordeste e 1.818,4 MW no estado da Bahia. Estes empreendimentos assinarão contratos de compra e venda de energia, válidos a partir de 1º de setembro de 2015 para os vencedores no leilão LER 2013, 1º de janeiro de 2016 para os vencedores do leilão A-3 2013, e 1º de janeiro de 2018, para os vencedores nos leilões A-5 2013 (a) e A-5 2013 (b). Da Figura 1-1 a Figura 1-4 são ilustrados os montantes, em MW, vencedores em cada leilão, discretizados por estado.

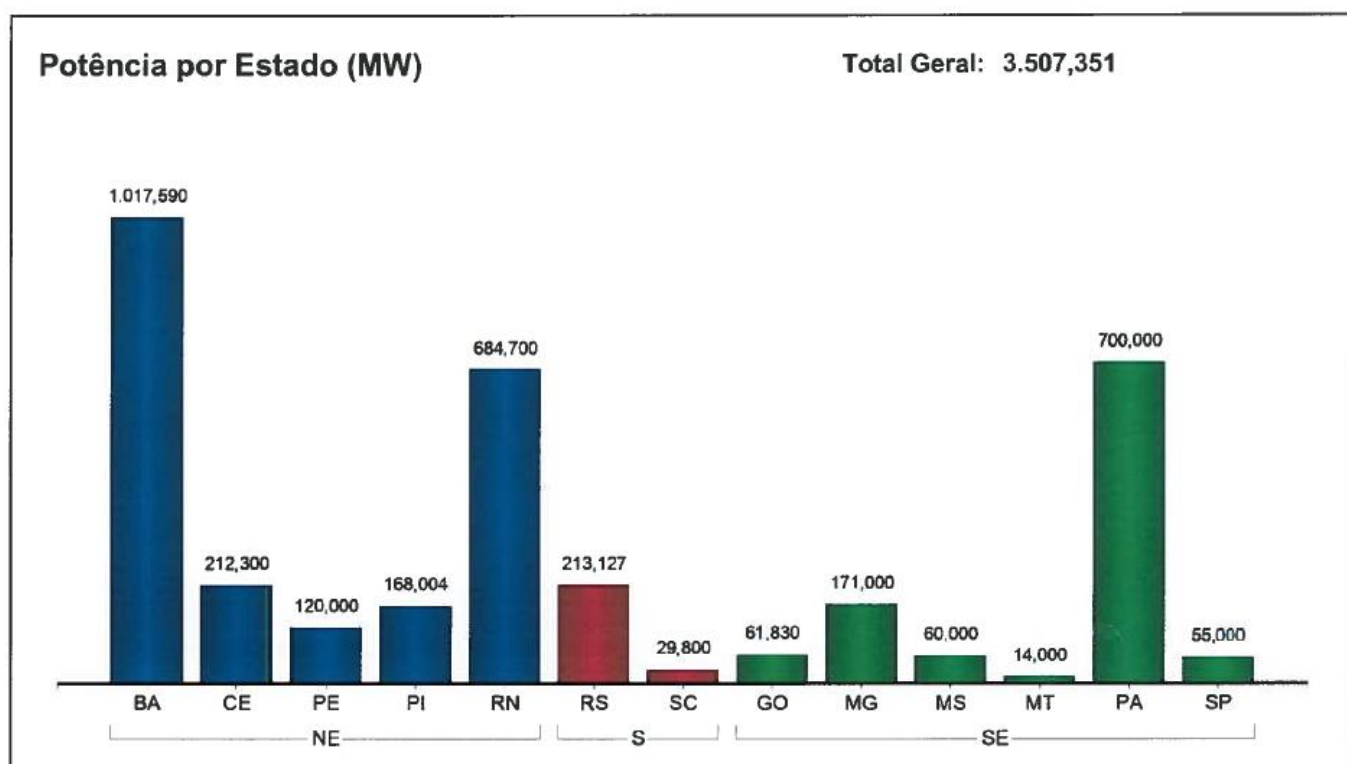


Figura 1-1 – Montante (MW) vencedor no leilão A-5 2013 (b) por estado

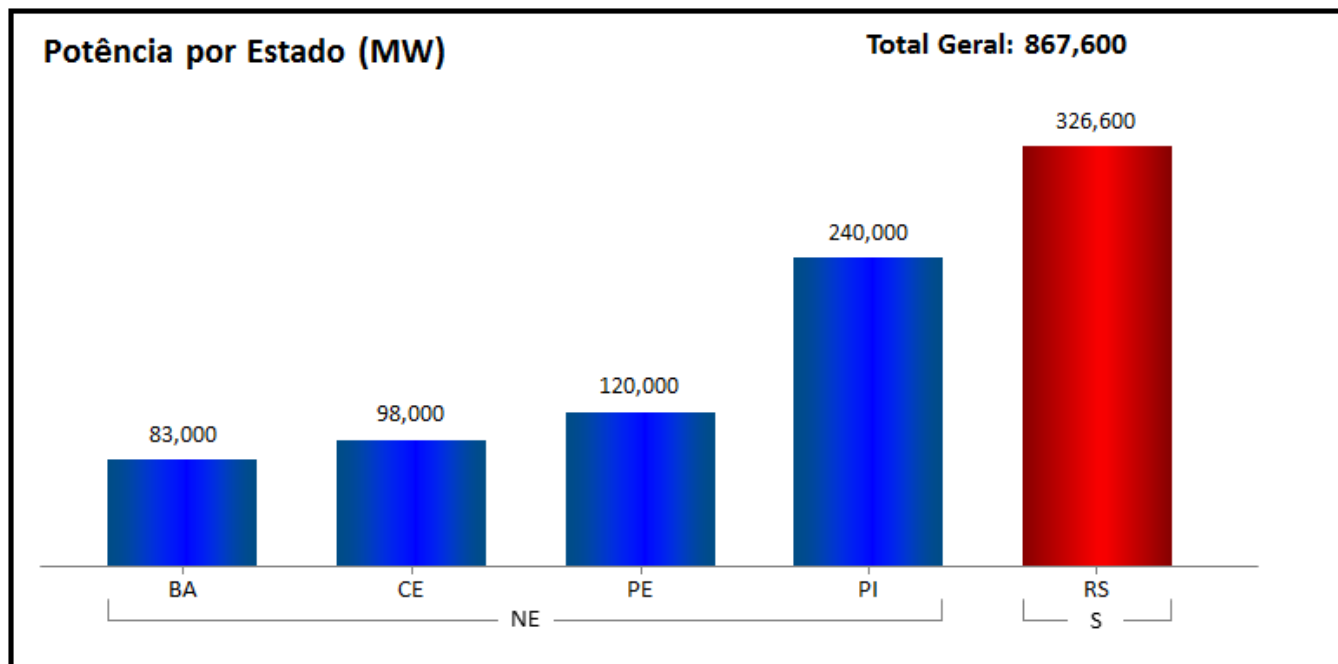


Figura 1-2 – Montante (MW) vencedor no leilão A-3 2013 por estado

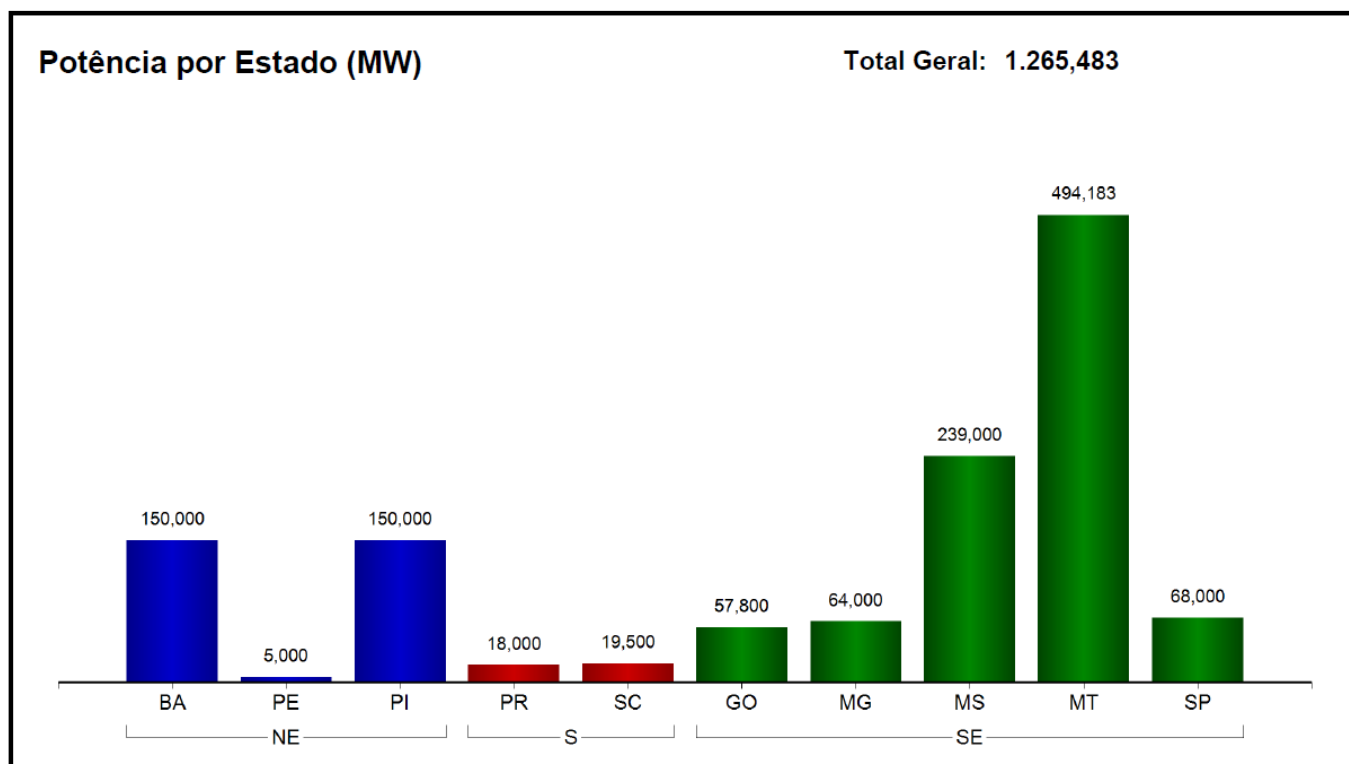


Figura 1-3 – Montante (MW) vencedor no leilão A-5 2013 (a) por estado

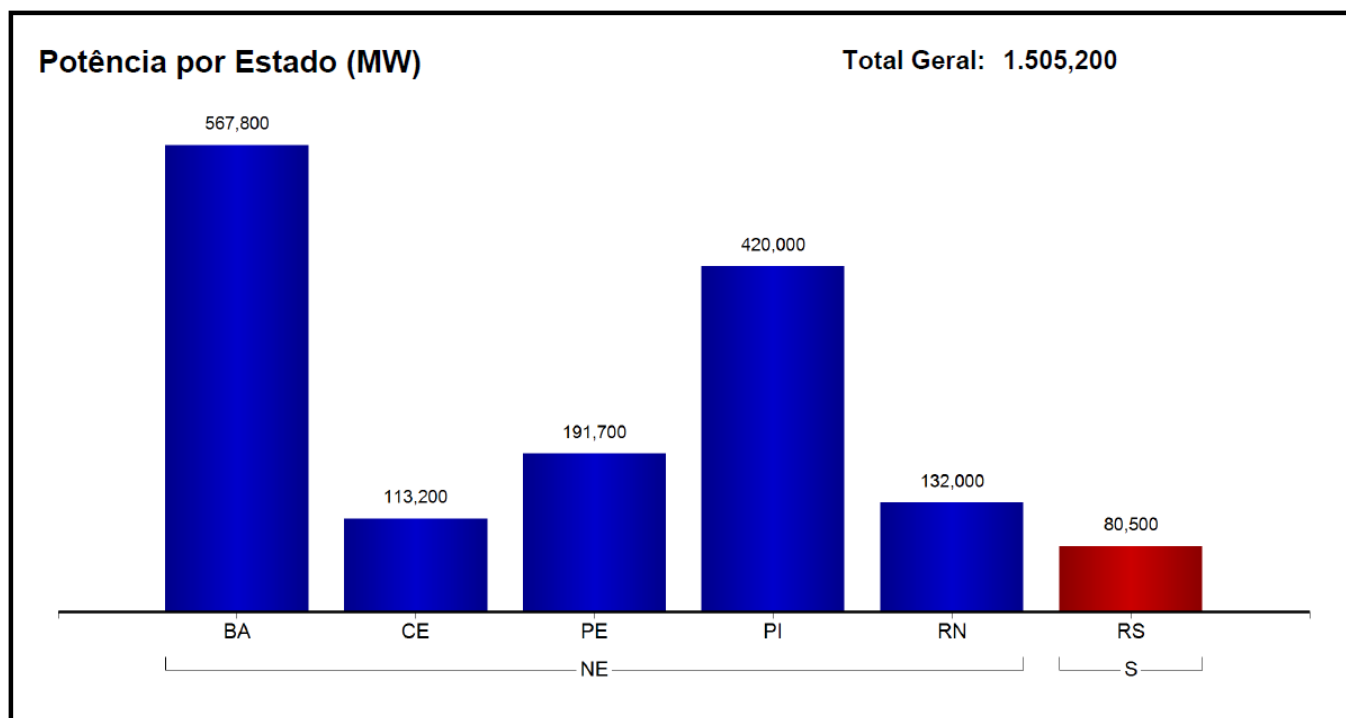


Figura 1-4 – Montante (MW) vencedor no leilão LER 2013 por estado

Do total de 1.818,4 MW de geração elétrica adicionado ao estado da Bahia através dos leilões de energia de 2013, aproximadamente 1.651,6 MW correspondem à geração eólica. Percebe-se, portanto, que houve um crescimento expressivo do parque eólico baiano em 2013 e que a tendência é que este aumento de geração eólica continue nos próximos anos, devido ao alto potencial ainda não explorado no estado.

O montante de energia eólica já contratada no Estado da Bahia, com data de entrada até janeiro de 2018, é ilustrado na Figura 1-5, onde são contabilizados mais de 3350 MW.

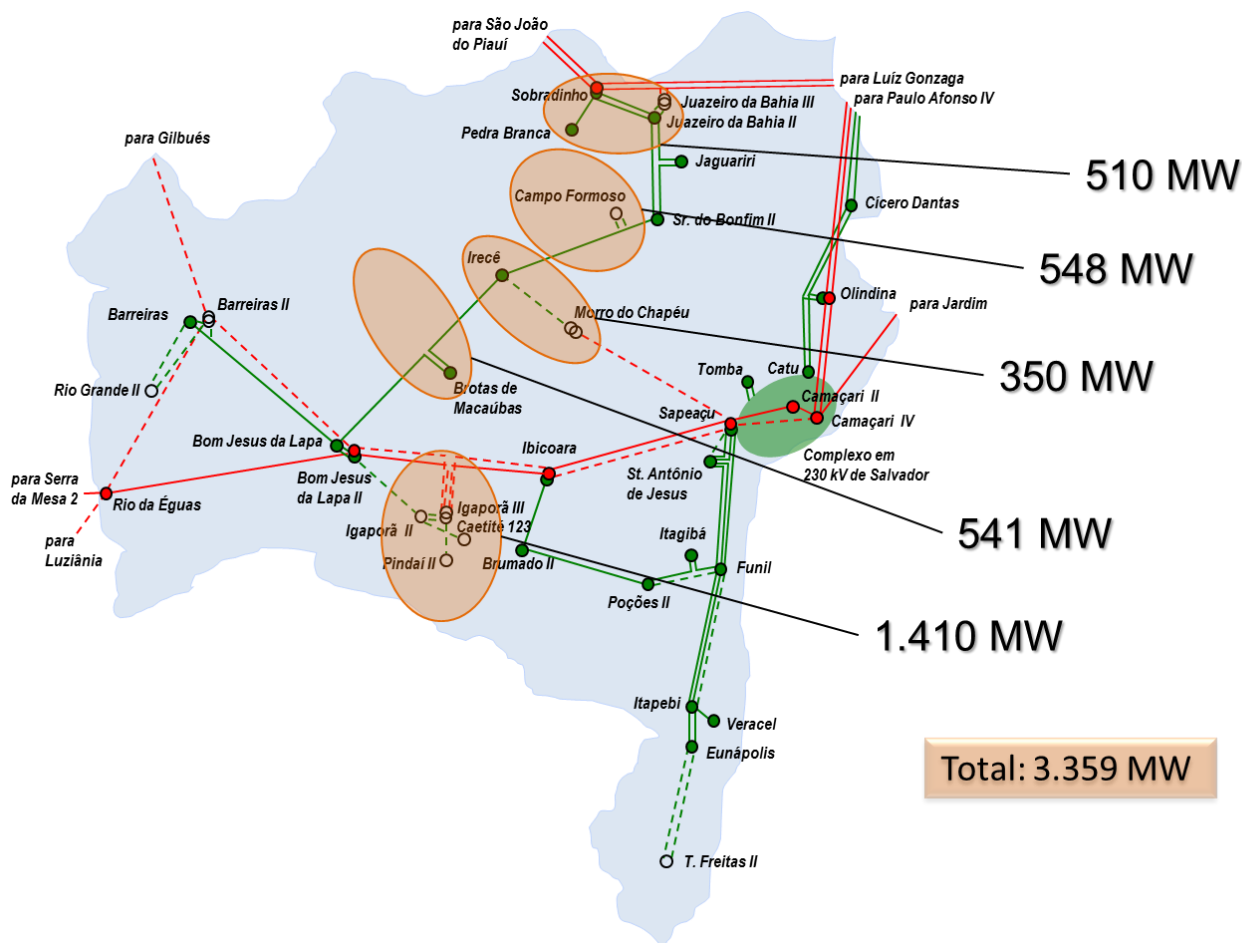


Figura 1-5 – Energia Eólica Contratada no Estado da Bahia - Ano 2018

De forma a possibilitar o escoamento do potencial eólico da Região Nordeste, o “Estudo para Dimensionamento das ICG referentes às Centrais Geradoras Eólicas do A-5 de 2011 e Reforços na Rede Básica nos Estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia” Ref.[1], de 19 de julho de 2013 recomendou a implantação de diversas obras na rede de transmissão do Nordeste.

Para o estado da Bahia, conforme ilustrado na Figura 1-6, recomendou-se a construção da SE 500 kV Morro do Chapéu II, a LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu e o seccionamento da LT 500 kV Bom Jesus da Lapa – Ibicoara C2 na SE Igaporã III. Esses reforços permitirão o escoamento da energia eólica de vários parques já contratados e localizados na região central e sul da Bahia, além de proporcionar folga para conexão de mais empreendimentos em Igaporã III.

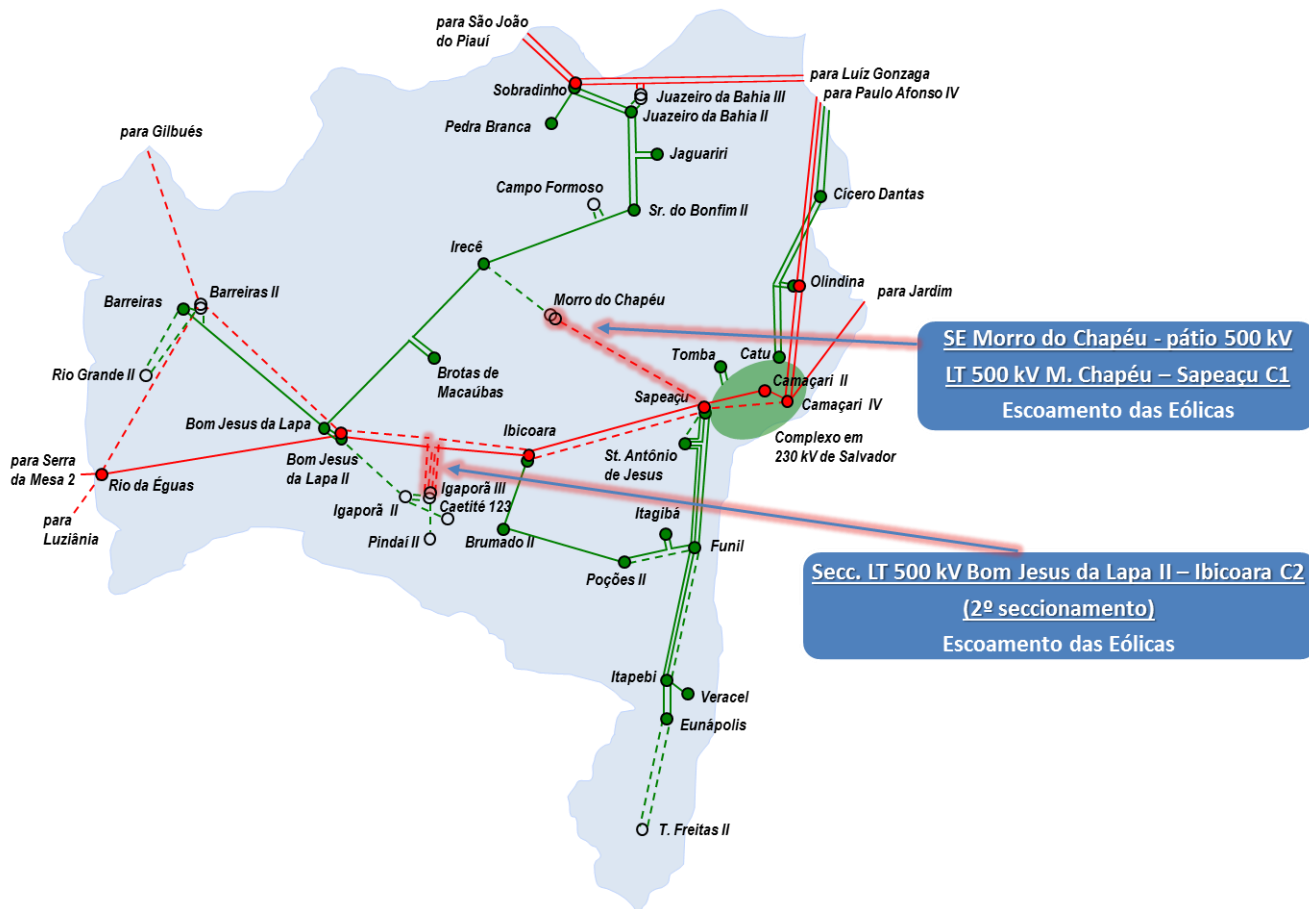


Figura 1-6 – Obras Recomendadas pelo Relatório EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev2

Quando o estudo Ref.[1] foi realizado, as estimativas apontavam para um potencial eólico na região central da Bahia de cerca de 4400 MW, conforme apresenta a Tabela 1-1. Para viabilizar o escoamento desses parques, avaliou-se a expansão da Rede Básica dessa região e foram recomendadas referencialmente as seguintes obras, apresentadas na Figura 1-7.

Tabela 1-1 – Potencial Eólico Considerado no Relatório EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev2

Região	Potencial (MW)
Casa Nova	254,4
Delfina	376
Sobradinho	102
Jacobina	312,7
Umburanas	565
Campo Formoso	352,6
Morro do Chapéu	548,3
Várzea Nova	461,0
Gentio do Ouro	703,6
Igaporã	343,4
Pindaí	309,6
Brumado	118,8
Total	4.447,0

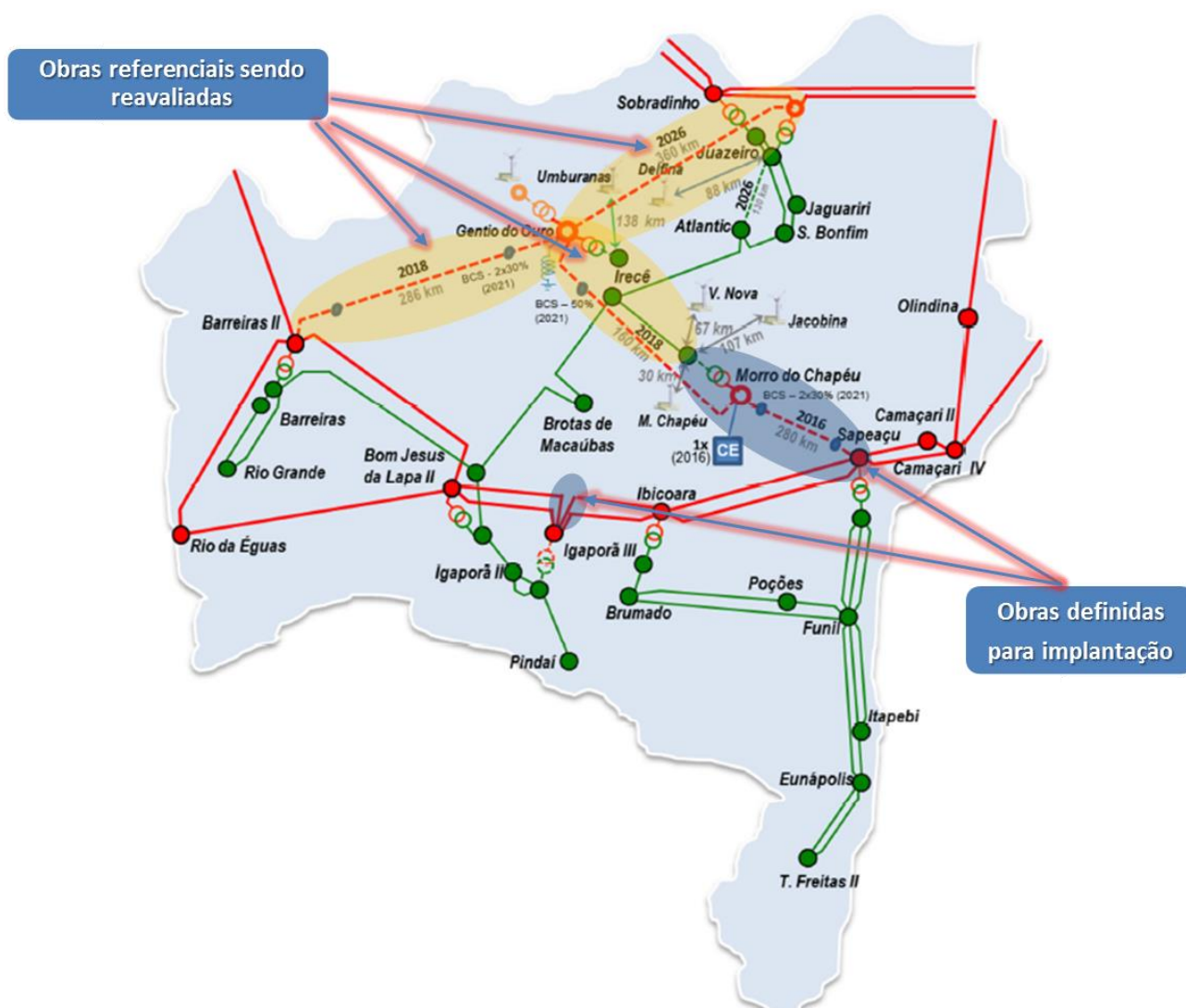


Figura 1-7 – Obras recomendadas no Relatório EPE-DEE-DEA-RE-002-2013-rev2 – Ref.[1]

Em iniciativa do Governo do Estado da Bahia, frente à perspectiva de existência de um elevado potencial eólico no estado, foram realizados estudos complementares aos apresentados pela EPE em [1]. Nesse estudo o potencial eólico foi reavaliado com auxílio do Órgão Ambiental da Bahia, onde foram contabilizados os empreendimentos com licenças prévias emitidas ou em análise. Assim, os valores foram corrigidos para aproximadamente 9.000 MW, distribuídos em 14 diferentes empresas, segundo apresenta Figura 1-8.

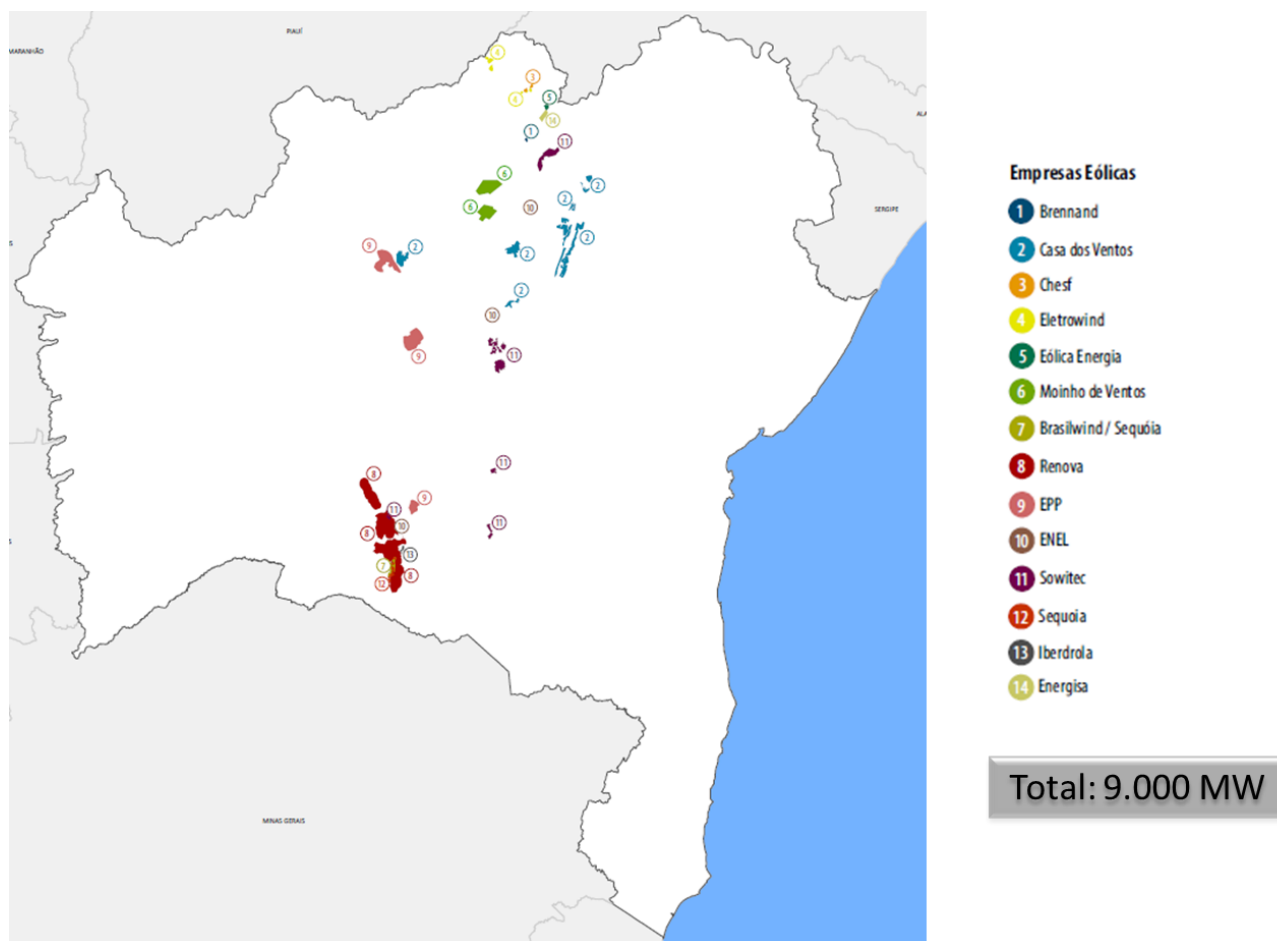


Figura 1-8 – Potencial Eólico da Bahia, conforme documento do Órgão Ambiental da Bahia

Dessa forma, torna-se oportuna a reavaliação das obras recomendadas em [1], de forma que o sistema de elétrico de transmissão da região central da Bahia esteja corretamente dimensionado para o escoamento do potencial eólico previsto para essa região.

1.2 Objetivos Gerais

O objetivo deste estudo é indicar a melhor alternativa de expansão estrutural da Rede Básica da região central da Bahia, visando o adequado escoamento dos futuros empreendimentos de geração eólica da região.

O estudo deve indicar, do ponto de vista técnico, econômico e ambiental, qual o melhor cronograma de obras a ser implantado no horizonte considerado, levando em conta as alternativas de expansão que garantam o escoamento dos potenciais eólicos frente ao grande crescimento deste tipo de fonte na região Nordeste.

1.3 Abordagem Adotada

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

2 CONCLUSÕES

Foram estudadas oito alternativas de expansão da Rede Básica da região central da Bahia, com novas linhas de transmissão em 500 kV e 230 kV. Todas as alternativas atendem aos critérios de planejamento e as premissas estabelecidas para esse estudo. O detalhamento das alternativas consta do item 6.

Todas as alternativas vislumbradas apresentam uma nova SE 500/230 kV no município de Ourolândia e uma nova SE 500/230 kV no município de Gentio do Ouro. Essas duas novas subestações serão responsáveis pela captação da energia eólica dos parques localizados na região central da Bahia e injeção no sistema de transmissão planejado em 500 kV. A rede em 230 kV, que é comum a todas as alternativas estudadas, apresenta uma nova LT 230 kV Gentio do Ouro II – Brotas de Macaúbas e um seccionamento em loop da LT 230 kV Irecê – Senhor do Bonfim no barramento de 230 kV da nova SE Ourolândia.

As alternativas 1, 2, 5 e 6 se caracterizam por construir em 2018 três novas linhas de transmissão em 500 kV, criando a nova rota SE Barreiras II – SE Gentio do Ouro II – SE Ourolândia – SE Morro do Chapéu II. Estas quatro alternativas se diferenciam a partir 2021. A Alternativa 1 apresenta a expansão do sistema em 2021 através da LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II C1 e a LT 500 kV Ourolândia – Juazeiro III C1. Por sua vez, a Alternativa 2 propõe em 2021 a construção da LT 500 kV Ourolândia – Olindina e compensação série em linhas de transmissão de 500 kV. A Alternativa 5 recomenda em 2021 a LT 500 kV Ourolândia – Juazeiro III C1 e compensação série em linhas de transmissão de 500 kV. Por fim, a Alternativa 6 apresenta em 2021 a LT 500 kV Ourolândia – Olindina C1 e compensação série em linhas de transmissão de 500 kV.

As alternativas 3, 4 e 8 se caracterizam por construir em 2018 três novas linhas de transmissão em 500 kV, criando a nova rota SE Gilbués II – SE Gentio do Ouro II – SE Ourolândia – SE Morro do Chapéu II. Essas três alternativas se diferenciam a partir de 2021. A Alternativa 3 apresenta a expansão do sistema em 2021 através da LT 500 kV Ourolândia – Juazeiro III C1 e compensação série em linhas de transmissão de 500 kV. A Alternativa 4 propõe em 2021 a construção da LT 500 kV Ourolândia – Olindina C1, e compensação série em linhas de transmissão de 500 kV. Por fim, a Alternativa 8 apresenta em 2021 a construção da LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II C1 e a LT 500 kV Ourolândia – Juazeiro III C1.

A Alternativa 7 propõe a construção em 2018 de três novas linhas de transmissão em 500 kV, criando a nova rota SE Juazeiro III – SE Ourolândia – SE Gentio do Ouro II – SE Morro do Chapéu II. Em 2021, apresenta a construção da LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II C1, além de compensação série em linhas de transmissão de 500 kV.

As avaliações efetuadas, observando-se o critério de mínimo custo global, apresentam as alternativas 1 e 8 como as duas mais econômicas, com uma diferença percentual de custos globais em torno de 0,5%, caracterizando empate técnico.

As alternativas 1 e 8 são bastante semelhantes, pois a única diferença entre elas é a inversão das datas de entrada em operação de duas linhas em 500 kV: na Alternativa 1, a LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II é recomendada para 2018 e a LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II para 2021, enquanto que na Alternativa 8 a LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II é recomendada para 2018 e a LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II para 2021.

As alternativas 1 e 8 quando comparadas às outras 6, além de serem as duas alternativas de menor custo global, apresentam a vantagem de implantar uma linha de transmissão em 500 kV a mais que as demais alternativas. Isto propicia melhor escoamento do fluxo de potência, menores perdas elétricas e maior confiabilidade para o sistema de transmissão. Além disso, estas duas alternativas dispensam a utilização de bancos de capacitores série. As demais alternativas (2 a 7), necessitam de bancos de capacitores série para otimizar a distribuição dos fluxos de potência e suportar as contingências mais severas.

A comparação das alternativas 1 e 8 apresenta uma vantagem importante para a Alternativa 8, devido ao cronograma de implantação das obras recomendadas. A LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II, recomendada em 2018 pela Alternativa 8, se mostra mais eficaz do que a LT 500 kV Barreiras – Gentio do Ouro II, recomendada em 2018 pela Alternativa 1 em cenários nos quais as usinas da região Norte estão com alta hidraulicidade e exportação elevada de energia para as regiões Nordeste e Sudeste. A possibilidade de expansão da interligação Norte/Nordeste/Sudeste para escoamento da energia hidráulica da região Norte e da energia eólica da região Nordeste, a partir de um novo eixo 500 kV que atravessasse a região central Bahia e se conecte à malha de 500 kV do estado de Minas Gerais indica a necessidade de implantação da LT 500 kV Gilbués – Gentio do Ouro II em 2018. Dessa forma, a Alternativa 8 melhor de se adequa a futuras expansões que ainda serão detalhadas para o aumento do intercâmbio energético entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste, sendo ela a alternativa recomendada no presente estudo.

A Alternativa 8, além de propor obras que possibilitarão o escoamento do potencial eólico na região central da Bahia, ainda possui o benefício de recomendar a implantação de linhas de transmissão 500 kV em uma rota paralela ao sistema de interligação Norte-Nordeste e Sudeste-Nordeste, no estado da Bahia, trazendo maior confiabilidade, melhor perfil de tensão e maior capacidade de transmissão em cenários de elevada exportação e importação de energia para a região Nordeste.

A análise econômica considerou o valor presente dos custos das alternativas, referidos a 2018, ano inicial do estudo, e utilizou o método dos rendimentos necessários com truncamento das séries

temporais em 2032. O custo de cada alternativa, por sua vez, foi calculado tomando-se por base os investimentos de cada alternativa e as perdas diferenciais em relação àquela que apresentou menores valores.

A Tabela 2-1 apresenta o resumo da comparação econômica das alternativas analisadas neste trabalho.

Tabela 2-1 – Comparação econômica das alternativas: investimento e perdas (R\$ x 1000)

Comparação Econômica (R\$x1000)					
Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1	1.185.649	61.081	1.246.730	100,0%	1º
Alternativa 2	1.196.590	98.386	1.294.976	103,9%	5º
Alternativa 3	1.174.954	119.516	1.294.470	103,8%	4º
Alternativa 4	1.234.507	61.398	1.295.905	103,9%	6º
Alternativa 5	1.132.460	139.941	1.272.400	102,1%	3º
Alternativa 6	1.221.482	75.277	1.296.759	104,0%	7º
Alternativa 7	1.131.865	218.936	1.350.801	108,3%	8º
Alternativa 8	1.199.503	53.489	1.252.993	100,5%	2º

O detalhamento da análise econômica é apresentado no item 8.

3 RECOMENDAÇÕES

Com base nas análises efetuadas recomenda-se:

1. Realizar estudos de expansão da interligação entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste, de forma a não restringir a implantação do potencial eólico na região Nordeste e/ou o despacho das usinas termoeletricas contratadas para conexão nesta região.
2. Reavaliar as obras indicadas para o ano 2021 considerando os leilões de energia e o cronograma de entrada em operação dos empreendimentos eólicos na Bahia.

Sob o ponto de vista técnico-econômico, recomenda-se a implantação da Alternativa 8, com o cronograma de obras conforme Tabela 3-1, Tabela 3-2, Tabela 3-3 e Figura 3-1.

Tabela 3-1 – Alternativa 8 - Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Tensão	Origem	Destino	Configuração	Distância
2018	500 kV	SE Gilbués II	SE Gentio do Ouro II	4x954 MCM – CS (C1)	356 km
	500 kV	SE Gentio do Ouro II	SE Ouroândia	4x954 MCM – CS (C1)	155 km
	500 kV	SE Ouroândia	SE Morro do Chapéu II	4x954 MCM – CS (C1)	117 km
	230 kV	SE Gentio do Ouro II	SE Brotas de Macaúbas	1x636 MCM – CS (C1)	131 km
	230 kV	SE Ouroândia	Secc. em loop (LT Senhor Bonfim/Irecê)	1x636 MCM – CS (C1)	52 km
2021	500 kV	SE Barreiras II	SE Gentio do Ouro II	4x954 MCM – CS (C1)	288 km
	500 kV	SE Ouroândia	SE Juazeiro III	4x954 MCM – CS (C1)	224 km
	500 kV	SE Juazeiro III	2º Secc. em loop (LT Sobradinho/L. Gonzaga)	4x636 MCM – CS (C1)	2 km

Tabela 3-2 – Alternativa 8 - Principais obras em subestações de Rede Básica

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2018	Gentio do Ouro II	500 kV	Novo pátio de subestação 500/230 kV	-
			2 ATR – 500/230 kV – M – 900 MVA (7x300 MVA) ⁽¹⁾	1º e 2º
			1 CE – 500 kV – (-100/+200) Mvar	1º
	Ouroândia	500 kV	Novo pátio de subestação 500/230 kV	-
			2 ATR – 500/230 kV – M – 900 MVA (7x300 MVA) ⁽¹⁾	1º e 2º
	Morro do Chapéu II	500 kV	1 ATR – 500/230 kV – M – 900 MVA (3x300 MVA) ⁽¹⁾	2º
2021	Igaporã III	500 kV	1 ATR – 500/230 kV – M – 750 MVA (3x250 MVA) ⁽¹⁾	4º
	Ouroândia	500 kV	1 ATR – 500/230 kV – M – 900 MVA (3x300 MVA) ⁽¹⁾	3º
	Igaporã III	500 kV	1 ATR – 500/230 kV – M – 750 MVA (3x250 MVA) ⁽¹⁾	5º

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

Tabela 3-3 – Alternativa 8 – Reatores de Linha e de Barra Recomendados

Ano	Tensão	Subestação	Equipamento	Nº
2018	500 kV	SE Gilbués II	Reator de Barra -200 Mvar – 3 x (-66,6 Mvar)	3º
	500 kV	SE Gilbués II	Reator de Linha -210 Mvar – 3+1 x (-70 Mvar) Ref. LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II	-
	500 kV	SE Gentio do Ouro II	2 Reatores de Barra -100 Mvar – 6+1 x (-33 Mvar)	1º e 2º
	500 kV	SE Gentio do Ouro II	Reator de Linha -210 Mvar – 3+1 x (-70 Mvar) Ref. LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II	-
	500 kV	SE Orolândia	Reator de Barra -100 Mvar – 3+1 x (-33 Mvar)	1º
	500 kV	SE Orolândia	Reator de Linha -150 Mvar – 3+1 x (-50 Mvar) Ref. LT 500 kV Gentio do Ouro II – Orolândia	-
	500 kV	SE M. Chapéu II	Reator de Linha -100 Mvar – 3+1 x (-33 Mvar) Ref. LT 500 kV Orolândia – Morro do Chapéu II	-
2021	500 kV	SE Barreiras II	Reator de Linha -150 Mvar – 3+1 x (-50 Mvar) Ref. LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II	-
	500 kV	SE Gentio do Ouro II	Reator de Linha -150 Mvar – 3+1 x (-50 Mvar) Ref. LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II	-
	500 kV	SE Orolândia	Reator de Linha -100 Mvar – 3+1 x (-33 Mvar) Ref. LT 500 kV Orolândia – Juazeiro III	-
	500 kV	SE Juazeiro III	Reator de Linha -100 Mvar – 3+1 x (-33 Mvar) Ref. LT 500 kV Orolândia – Juazeiro III	-



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, serão analisados os níveis de curto circuito da alternativa selecionada para a expansão do sistema, tanto em sua configuração inicial como no ano horizonte do estudo.

4.2 Casos de Trabalho

Considerou-se como referência para as simulações de fluxo de potência a base de dados correspondente ao Plano Decenal 2012-2021, com as atualizações pertinentes da topologia da rede, plano de geração e mercado.

4.3 Limites Operativos

4.3.1 Tensão

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

Os limites dos equipamentos de Rede Básica estão de acordo com o CPST. Os transformadores novos consideraram limite de emergência de 120%.

4.3.3 Fator de Potência

O fator de potência a ser respeitado na Rede Básica de Fronteira foi de 0,95.

4.4 Parâmetros Econômicos

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas foi utilizado o documento “Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2013, Ref. [4] e o método dos rendimentos necessários, com o truncamento das séries temporais no ano 2032. Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2018 com taxa de retorno de 8% ao ano.

Para cálculo de perdas elétricas simulou-se 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 108,00 R\$/MWh.

4.5 Cenários de Intercâmbio e Geração

Foram simulados três cenários de intercâmbio entre as regiões Norte/Nordeste/Sudeste, de forma a analisar as situações mais críticas da região, a saber:

- Nordeste Máximo Exportador (predominantemente eólico): Este cenário apresenta elevado carregamento das linhas de transmissão da região central da Bahia e tensões reduzidas, principalmente no patamar de Carga Leve. Neste cenário, respeitou-se o limite de exportação máxima da região Nordeste (6200 MW), geração mínima das usinas hidráulicas do rio São Francisco (1300 m³/s) e geração eólica em 100% da capacidade instalada.

- **Nordeste Máximo Importador:** Este cenário apresenta elevado carregamento das linhas de transmissão da região central da Bahia e tensões reduzidas, principalmente no patamar de Carga Pesada. Neste cenário, respeitou-se o limite de importação máxima da região Nordeste (9200 MW), geração mínima das usinas hidráulicas do rio São Francisco (1300 m³/s) e geração eólica em torno de 20% da capacidade instalada, no patamar de carga pesada, e 10% no patamar de carga leve.
- **Nordeste Permanência:** Este cenário apresenta baixo carregamento das linhas de transmissão da região central da Bahia e tensões elevadas, principalmente no patamar de carga Leve. Neste cenário, o intercâmbio Norte/Nordeste/Sudeste é reduzido e é verificado se o controle de tensão do sistema proposto está adequado.

A Figura 4-1 resume os três cenários de intercâmbio entre as regiões Norte/Nordeste/Sudeste.

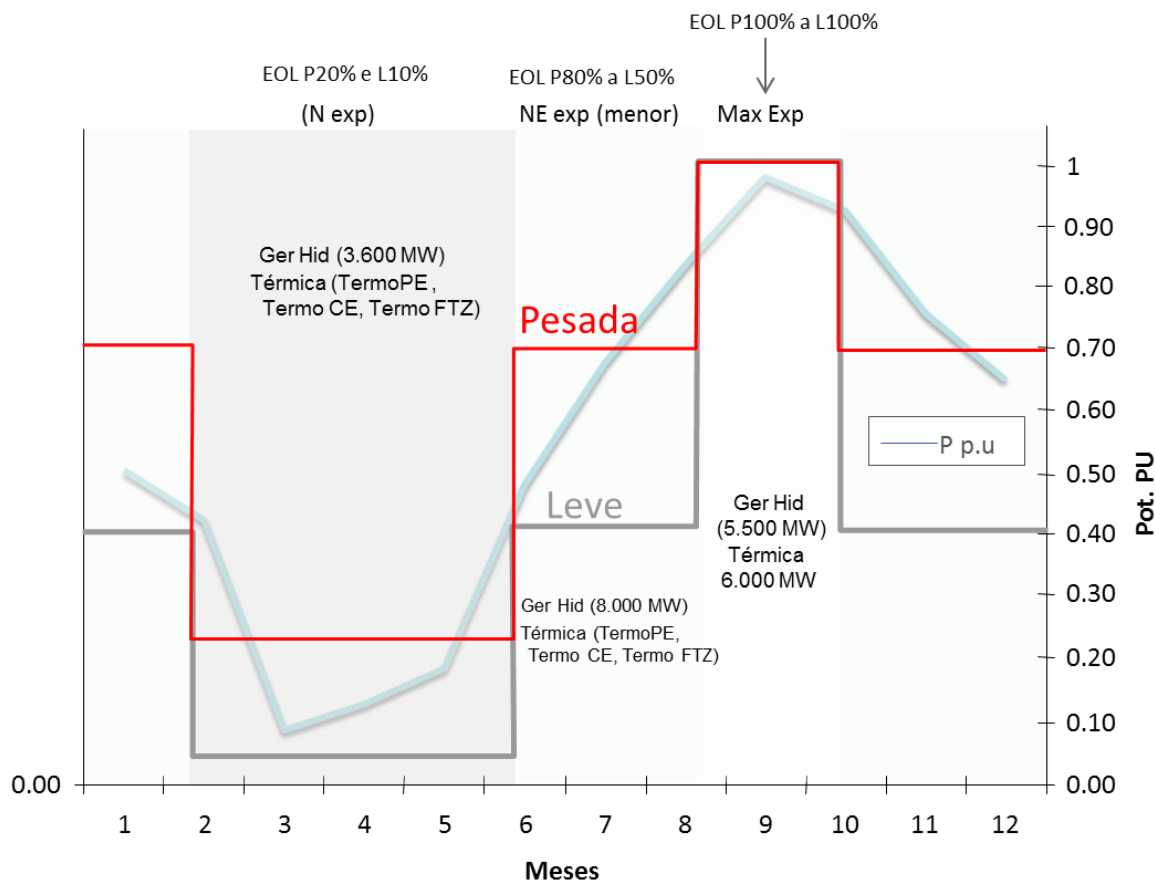


Figura 4-1 – Resumo dos casos considerados para levantamento das permanências dos intercâmbios.

4.6 Potencial Eólico Considerado

Considerou-se um potencial eólico de 9000 MW na Bahia, com a entrada em operação de 30% (2700 MW) em 2018 e 60% (5400 MW) em 2021. Não foi avaliada a implantação de 100% (9000 MW) do potencial eólico da Bahia devido à impossibilidade de conexão de todos os empreendimentos sem expansão das interligações regionais.

Para dimensionamento dos sistemas de transmissão, foi considerado o despacho de 100% da capacidade de geração das usinas eólicas alocadas na região Nordeste.

A partir do mapa eólico apresentado pela Figura 1-8, estimou-se a distribuição do potencial conforme apresenta a Figura 4-2. Vale ressaltar que essa distribuição foi adotada como premissa para se avaliar e dimensionar o sistema elétrico proposto, não sendo ela fixa, mas dependente dos resultados dos futuros leilões de energia e também dos empreendimentos que optarem pelo ambiente livre de contratação.

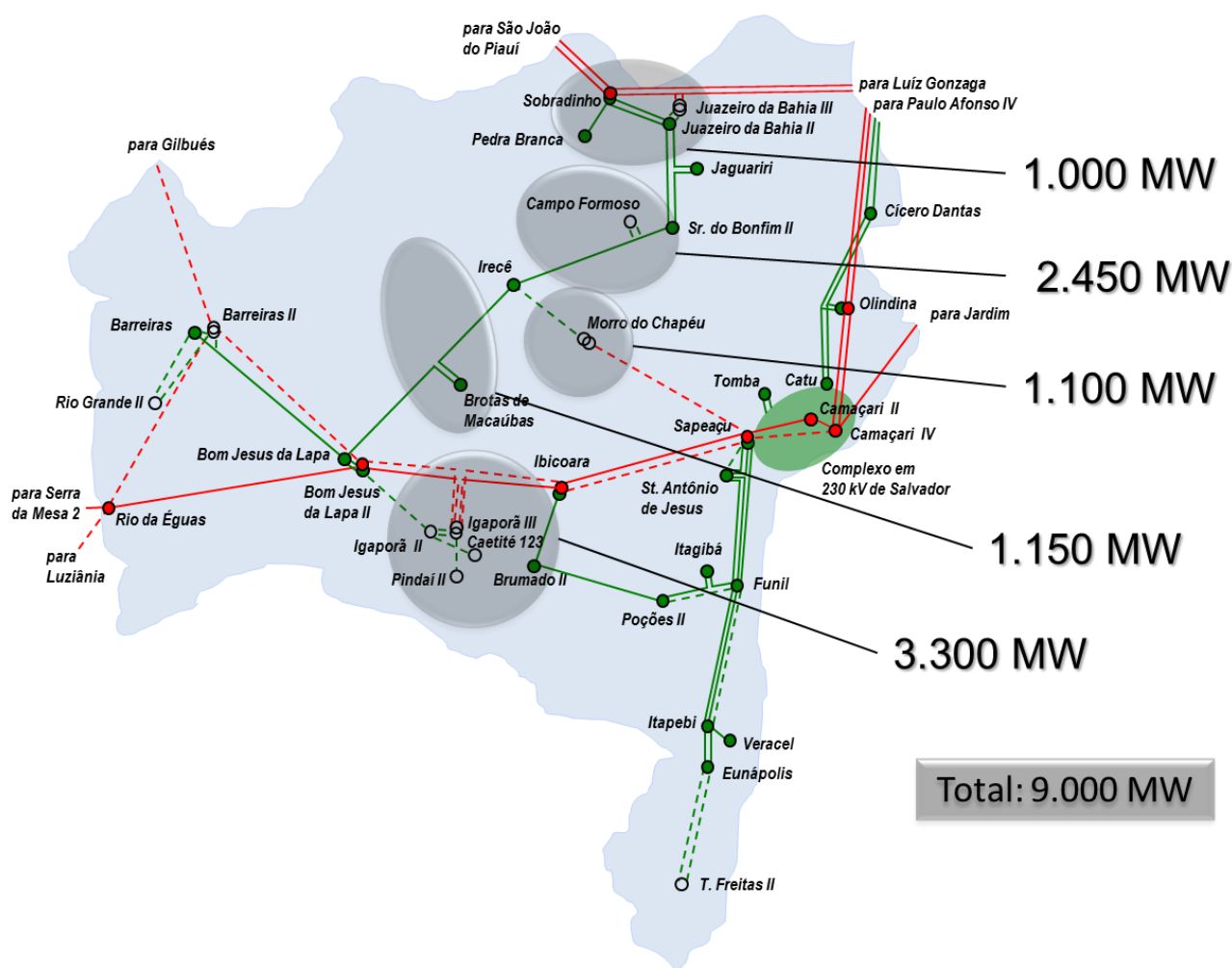


Figura 4-2 – Potencial Eólico da Bahia por regiões

4.7 Alocação de Novas Subestações

Conforme mapeado na Figura 1-8 e contabilizado na Figura 4-2, além dos polos de Igaporã e Sobradinho/Juazeiro, verificam-se outros três grandes núcleos com potencial eólico elevado, na região central da Bahia, que são:

- 1) Região no entorno do município de Morro do Chapéu;
- 2) Região que abrange os municípios de Gentio do Ouro, Xique-Xique, Itaguaçu da Bahia e Brotas de Macaúbas;
- 3) Região que abrange os municípios de Sento Sé, Campo Formoso, Umburanas, Ourolândia, Várzea Nova e Jacobina;

De acordo com essa distribuição geográfica e aos elevados montantes de geração envolvidos, considerou-se a implantação de duas novas subestações 500/230 kV, uma no município de Gentio do Ouro e outra no município de Ourolândia, conforme apresenta a Figura 4-3. A determinação da localização destas novas subestações foi baseada na análise ambiental, conforme apresentado na Nota Técnica anexa Ref [6].

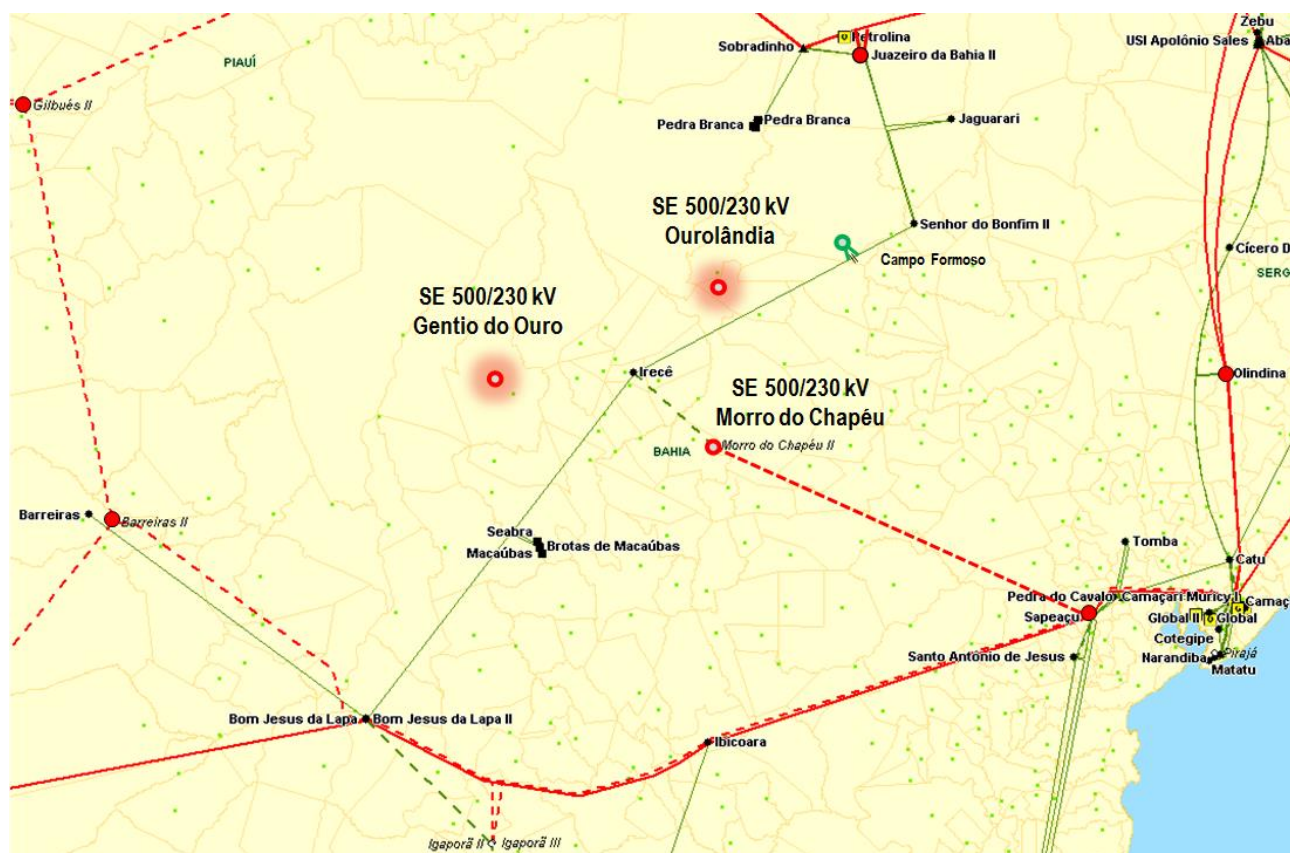


Figura 4-3 – Localização aproximada das SE 500/230 kV Gentio do Ouro II e SE 500/230 kV Ourolândia

As avaliações de fluxo de potência, considerando a conexão de empreendimentos eólicos da região central da Bahia em diversas subestações, apontam elevado carregamento na LT 500 kV Sobradinho – São João do Piauí C1 e C2, com valores próximos ao limite de emergência na contingência de um dos dois circuitos existentes. Cumpre notar que o carregamento nesse trecho aumenta à medida que parques eólicos se conectam nas subestações Sobradinho, Juazeiro II e Juazeiro III. Também é verificado elevado carregamento na LT 500 kV São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves devido a expressiva presença de geração eólica no estado do Rio Grande do Norte e no estado do Piauí, no seccionamento da LT 500 kV São João do Piauí – Milagres. Assim, recomenda-se que não seja realizada a conexão de geração eólica adicional nas subestações Sobradinho, Juazeiro II e Juazeiro III proveniente de parques localizados na região central da Bahia a fim de se postergar o esgotamento desse sistema e, consequentemente, a necessidade de reforços na rede de 500 kV da região de Sobradinho e São João do Piauí.

A solução de mínimo custo global, que dispensa quaisquer reforços no trecho Sobradinho – São João do Piauí, aponta a futura subestação SE 500/230 kV Ourolândia, localizada no município de Ourolândia, como ponto de conexão preferencial para empreendimentos localizados nos municípios de Sento Sé, Umburanas, Campo Formoso, Ourolândia, Várzea Nova, Jacobina e regiões limítrofes deste municípios, excetuando-se apenas os parques eólicos que farão acesso em rede de transmissão existente própria ou de forma compartilhada com outros empreendimentos existentes.

Recomenda-se também, sob o princípio da solução de mínimo custo global, a futura subestação 500/230 kV Gentio do Ouro II, localizada no município de Gentio do Ouro, como ponto de conexão preferencial para empreendimentos localizados nos municípios de Gentio do Ouro, Xique-Xique e Itaguaçu da Bahia e regiões limítrofes destes municípios e a futura subestação SE 500/230 kV Morro do Chapéu II, localizada no município de Cafarnaum, como ponto de conexão preferencial para empreendimentos localizados nos municípios de Morro do Chapéu, Cafarnaum, Mulungu do Morro, Bonito e regiões limítrofes destes municípios.

Esses dois novos pontos de Rede Básica (Gentio do Ouro II e Ourolândia) darão condições de conexão a todo o potencial eólico envolvido, sem a necessidade de construção de linhas de transmissão extensas, o que viabilizará futuros empreendimentos eólicos e contribuirá para diminuição das perdas elétricas nos sistemas de transmissão para o escoamento desta energia.

5 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA

5.1 Sistema Elétrico de Interesse

O sistema elétrico de transmissão da região central da Bahia consiste basicamente de uma rede em 230 kV que interliga as subestações de Senhor do Bonfim II, Campo Formoso, Irecê, Morro do Chapéu II e Brotas de Macaúbas, dentre as quais as subestações Morro do Chapéu II tem previsão de entrada em 2014 e Campo Formoso em 2016. As demais são subestações em operação.

Para a região central da Bahia, o relatório EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev2 Ref.[1], de julho de 2013, recomendou para 2016 a construção de um pátio 500 kV na SE Morro do Chapéu II, com um transformador 500/230 kV 900 MVA e um CER com range de -100/+200 Mvar conectado no barramento de 500 kV, além da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu CS 4x954 MCM. Dessa forma, o presente estudo leva em consideração a nova topologia prevista a partir do ano inicial.

O sistema de distribuição da COELBA é atendido a partir das subestações Senhor do Bonfim e Irecê, com transformações 230/138 kV e 230/69 kV. A Figura 5-1 e a Tabela 5-1 apresentam de forma resumida o sistema em questão, com as obras previstas para entrarem em operação até o ano de 2018.



Figura 5-1 – Sistema elétrico de transmissão da região central da Bahia – Ano 2018

Tabela 5-1 – Sistema elétrico de transmissão da região central da Bahia – Ano 2018

Linhas de Transmissão	Capacidade por circuito	MCM	Km
Morro do Chapéu II – Sapeaçu 500 kV (CS)	2598/3274 MVA	4 x 954	300
Juazeiro II – Jaguarari 230 kV (CS)	251/317 MVA	1 x 636	80,4
Juazeiro II – Senhor do Bonfim 230 kV (CS)	251/317 MVA	1 x 636	148,5
Jaguarari – Senhor do Bonfim 230 kV (CS)	251/317 MVA	1 x 636	87,2
Senhor do Bonfim – Campo Formoso 230 kV(CS)	251/317 MVA	1 x 636	63
Campo Formoso – Irecê 230 kV (CS)	251/317 MVA	1 x 636	177,5
Irecê – Morro do Chapéu II 230 kV (CS)	251/317 MVA	1 x 636	65
Irecê – Brotas de Macaúbas 230 kV (CS)	251/317 MVA	1 x 636	135
Brotas de Macaúbas – B. J. Lapa 230 kV (CS)	251/317 MVA	1 x 636	210
Transformadores	Capacidade por transformador	Tensão	Unidades
SE Morro do Chapéu II	900/1080 MVA	500/230 kV	1
SE Morro do Chapéu II	150/150 MVA	230/69 kV	1
SE Irecê	55/55 MVA	230/138 kV	2
SE Irecê	39/39 MVA	230/69 kV	3
SE Irecê	40/40 MVA	230/13,8 kV	1
SE Senhor do Bonfim	100/100 MVA	230/138 kV	2
SE Senhor do Bonfim	100/100 MVA	230/69 kV	2
SE Senhor do Bonfim	33/33 MVA	230/69 kV	1
SE Brotas de Macaúbas	100/100 MVA	230/34,5 kV	1

5.2 Desempenho Elétrico da Rede Básica

O sistema de transmissão 230 kV existente na região central da Bahia, inicialmente projetado para o atendimento às cargas desta região, atende perfeitamente ao mercado previsto. Entretanto, para escoar o potencial eólico em constante expansão, o sistema é inadequado, apontando para a necessidade de implantação de uma rede na tensão de 500 kV. O montante eólico já contratado para entrada em operação até 2017 é ilustrado na Figura 5-2.

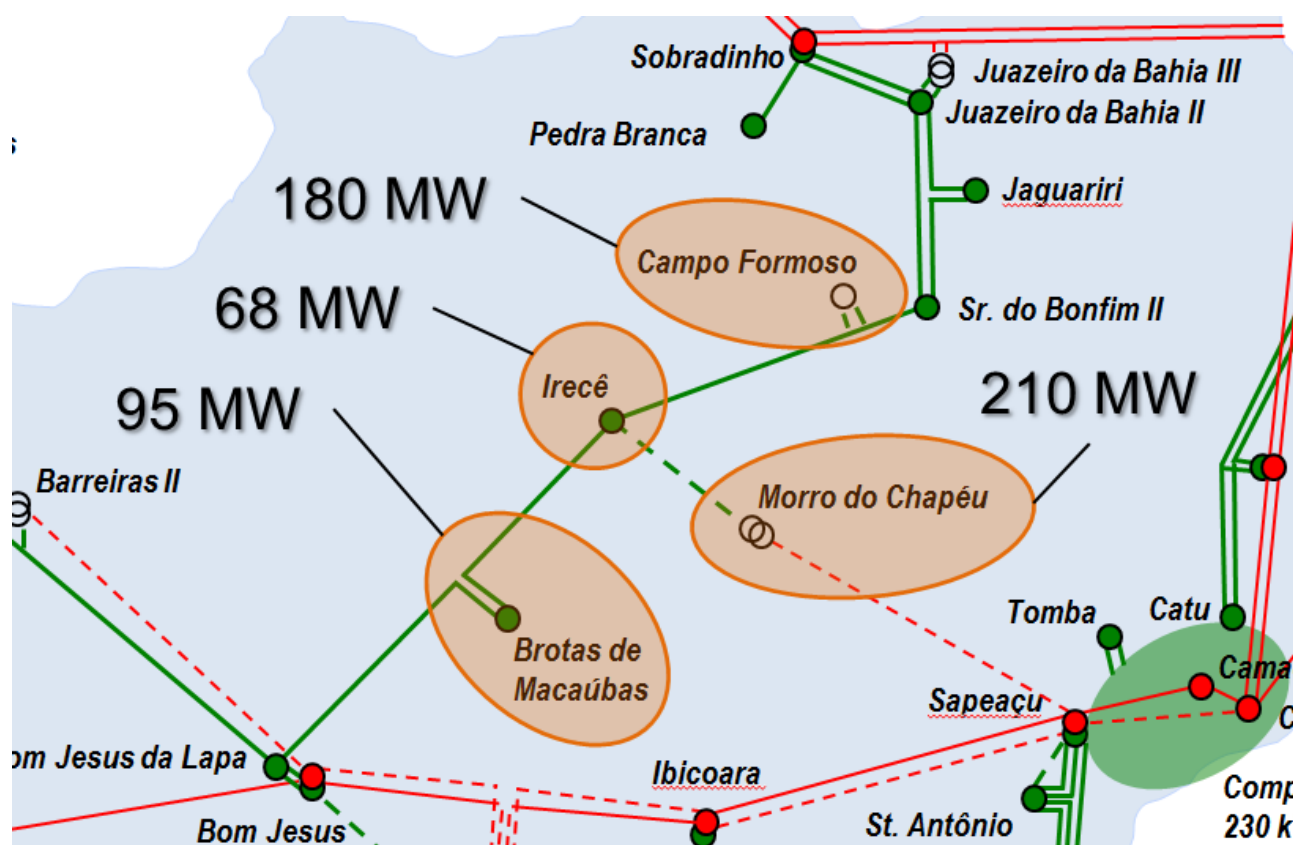


Figura 5-2 – Geração Eólica Contratada na Região Central da Bahia com Previsão de Entrada até 2017

A Figura 5-3 a seguir mostra o fluxo de potência no sistema elétrico da região central da Bahia no ano de 2018, patamar de carga leve, no cenário Nordeste Exportador, incluindo apenas os reforços já recomendados para esta região e considerando a geração dos parques eólicos contratados para entrada em operação até 2017 e um adicional de 4% do potencial da região central da Bahia, que corresponde a aproximadamente 188 MW de geração.

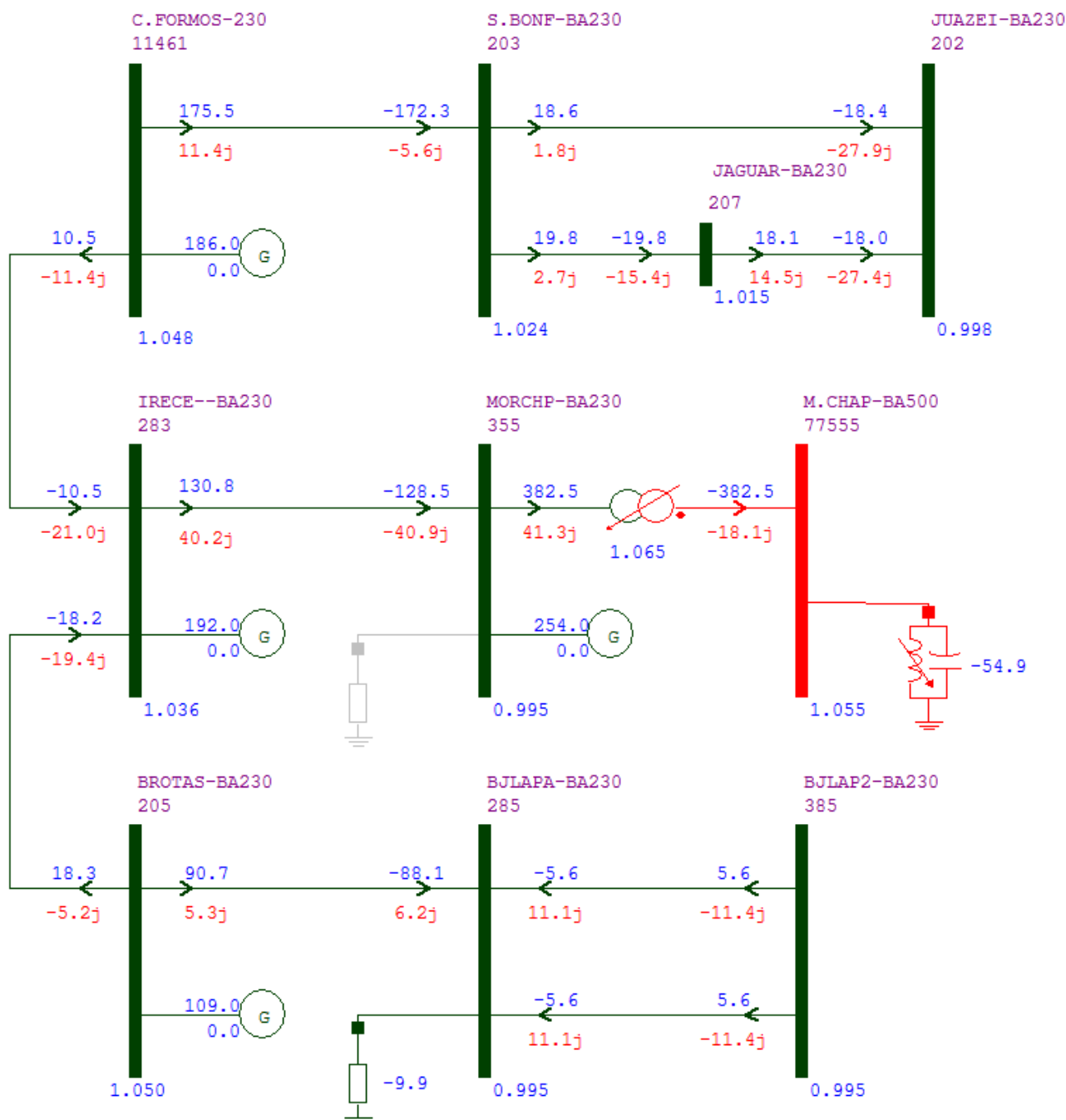


Figura 5-3 – Geração plena na região central da Bahia – Regime normal – Carga Leve NE Exportador – Ano 2018

A Figura 5-4 a seguir mostra o fluxo de potência durante a contingência do autotransformador 500/230 kV Morro do Chapéu II, que representa a contingência mais severa para o sistema remanescente, neste caso.

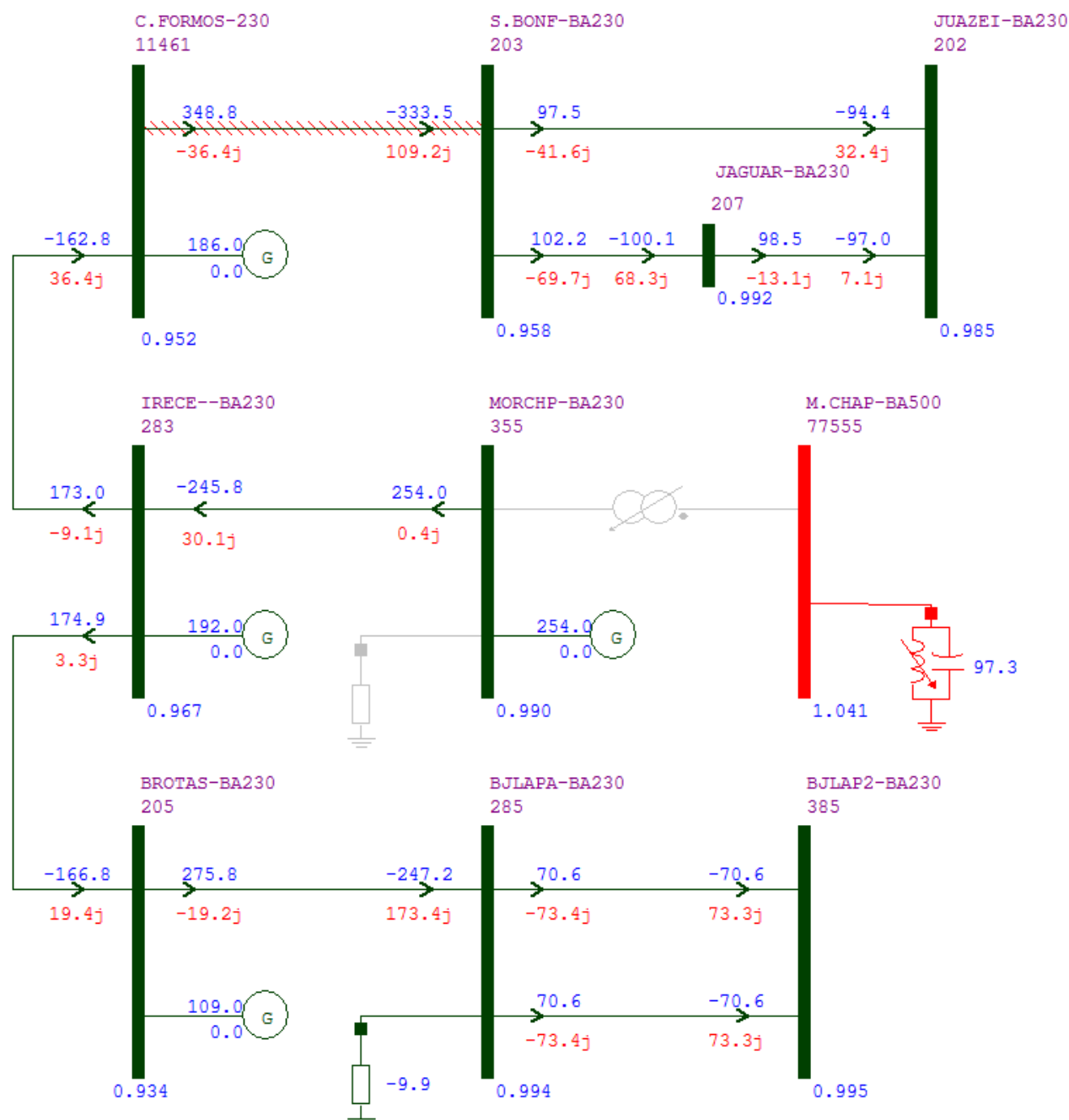


Figura 5-4 – Geração plena na região central da Bahia – Contingência do autotransformador 500/230 kV Morro do Chapéu II

Durante a contingência, a LT 230 kV Campo Formoso – Senhor do Bonfim entra em sobrecarga, configurando o esgotamento desse sistema para a entrada de novos empreendimentos de geração na região.

Torna-se clara a necessidade de reforços estruturais com vistas a escoar o potencial eólico na região central da Bahia mostrado na Figura 4-2. Para tanto, apresenta-se no item 6 oito alternativas de expansão da Rede Básica da região central da Bahia.

6 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS

6.1 Alternativa 1

A Alternativa 1 considera em 2018 a implantação de duas novas subestações nos municípios de Gentio do Ouro e Ourolândia respectivamente, com dois autotransformadores 500/230 kV de 900 MVA cada. Essa alternativa contempla ainda a construção em 2018 da LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II, LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia e LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II. Essa configuração permite o atendimento ao critério “N-1” para todas as novas subestações.

Para controlar as oscilações de tensão na rede de 500 kV provenientes da variação no despacho das usinas eólicas, variações do fator de potência no ponto de conexão e eventuais contingências de linhas de transmissão adjacentes, foi considerada a instalação de um compensador estático de reativos (-100/+200 Mvar) conectado no barramento de 500 kV da nova SE Gentio do Ouro II.

Para reforçar o sistema de transmissão em 230 kV, recomenda-se a implantação em 2018 de uma LT 230 kV Gentio do Ouro II - Brotas de Macaúbas e o seccionamento em loop da LT 230 kV Irecê - Campo Formoso no barramento de 230 kV da SE 500/230 kV Ourolândia.

Para 2021, é recomendada a construção da LT 500 kV Ourolândia – Juazeiro III e da LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II.

Para escoamento das usinas eólicas da região de Igaporã, recomenda-se a implantação do 4º e 5º autotransformadores 500/230 kV – 750 MVA nos anos 2018 e 2021 respectivamente.

A Figura 6-1 apresenta o diagrama esquemático da Alternativa 1.

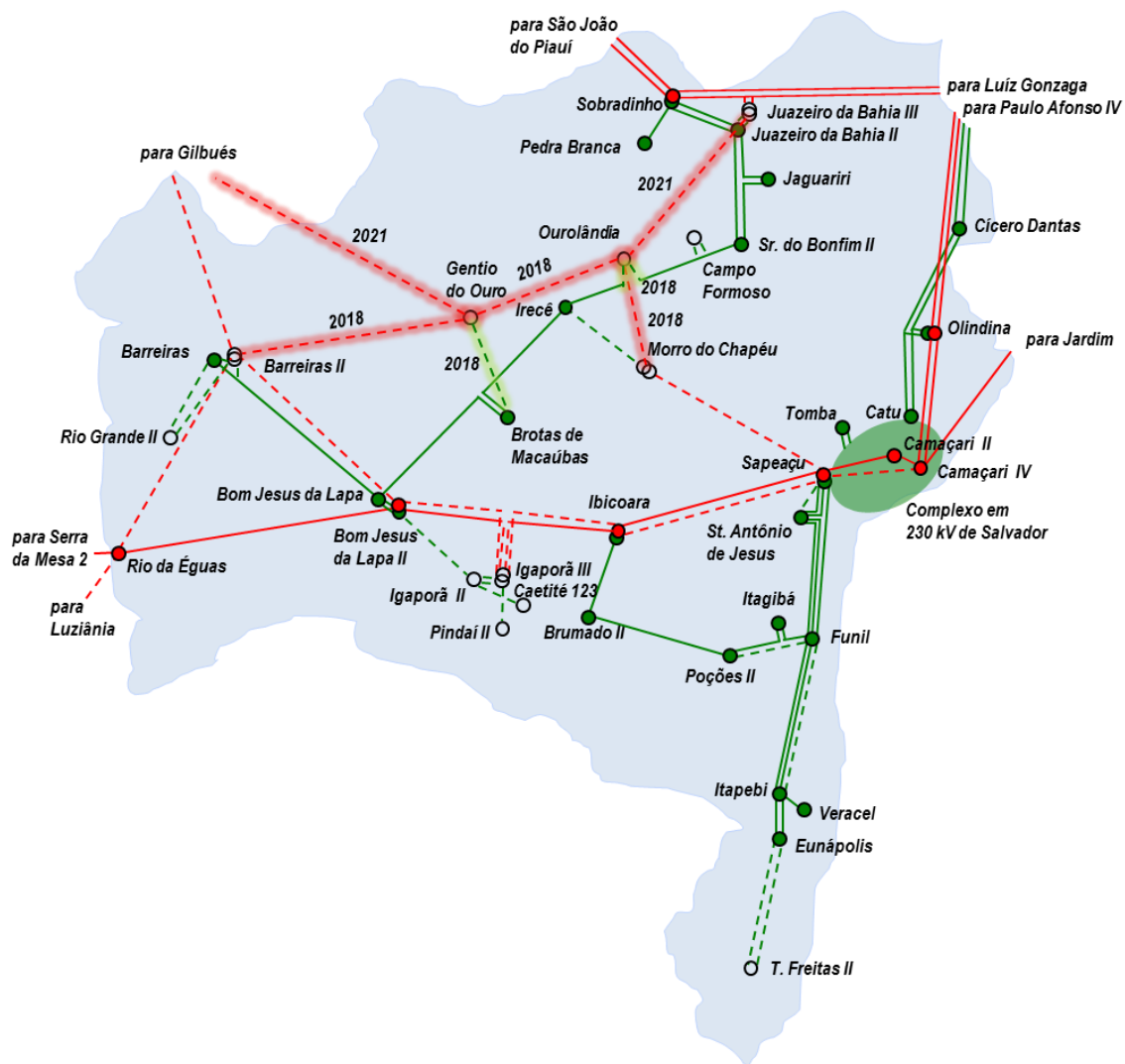


Figura 6-1 – Alternativa 1

6.2 Alternativa 2

A Alternativa 2 considera em 2018 a implantação de duas novas subestações nos municípios de Gentio do Ouro e Ourolândia respectivamente, com dois autotransformadores 500/230 kV de 900 MVA cada. Essa alternativa contempla ainda a construção em 2018 da LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II, LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia e LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II. Essa configuração permite o atendimento ao critério “N-1” para todas as novas subestações.

Para controlar as oscilações de tensão na rede de 500 kV provenientes da variação no despacho das usinas eólicas, variações do fator de potência no ponto de conexão e eventuais contingências de linhas de transmissão adjacentes, foi considerada a instalação de um compensador estático de reativos (-100/+200 Mvar) conectado no barramento de 500 kV da nova SE Gentio do Ouro II.

Para reforçar o sistema de transmissão em 230 kV, recomenda-se a implantação em 2018 de uma LT 230 kV Gentio do Ouro II-Brotas de Macaúbas e o seccionamento em loop da LT 230 kV Irecê - Campo Formoso no barramento de 230 kV da SE 500/230 kV Ourolândia.

Para 2021, é proposta a construção da LT 500 kV Ourolândia – Olindina, a inserção de um compensador estático de reativos (-100/+200 Mvar) conectado no barramento de 500kV da SE São João do Piauí. É recomendada também a inserção de bancos de capacitores série para as seguintes linhas, cada uma com o grau de compensação determinado: LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II (60%), LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia (50%), LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II (50%), LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu (65%), LT 500 kV Ourolândia – Olindina (65%).

Para escoamento das usinas eólicas da região de Igaporã, recomenda-se a implantação do 4º e 5º autotransformadores 500/230 kV – 750 MVA nos anos 2018 e 2021 respectivamente.

A Figura 6-2 apresenta o diagrama esquemático da Alternativa 2.

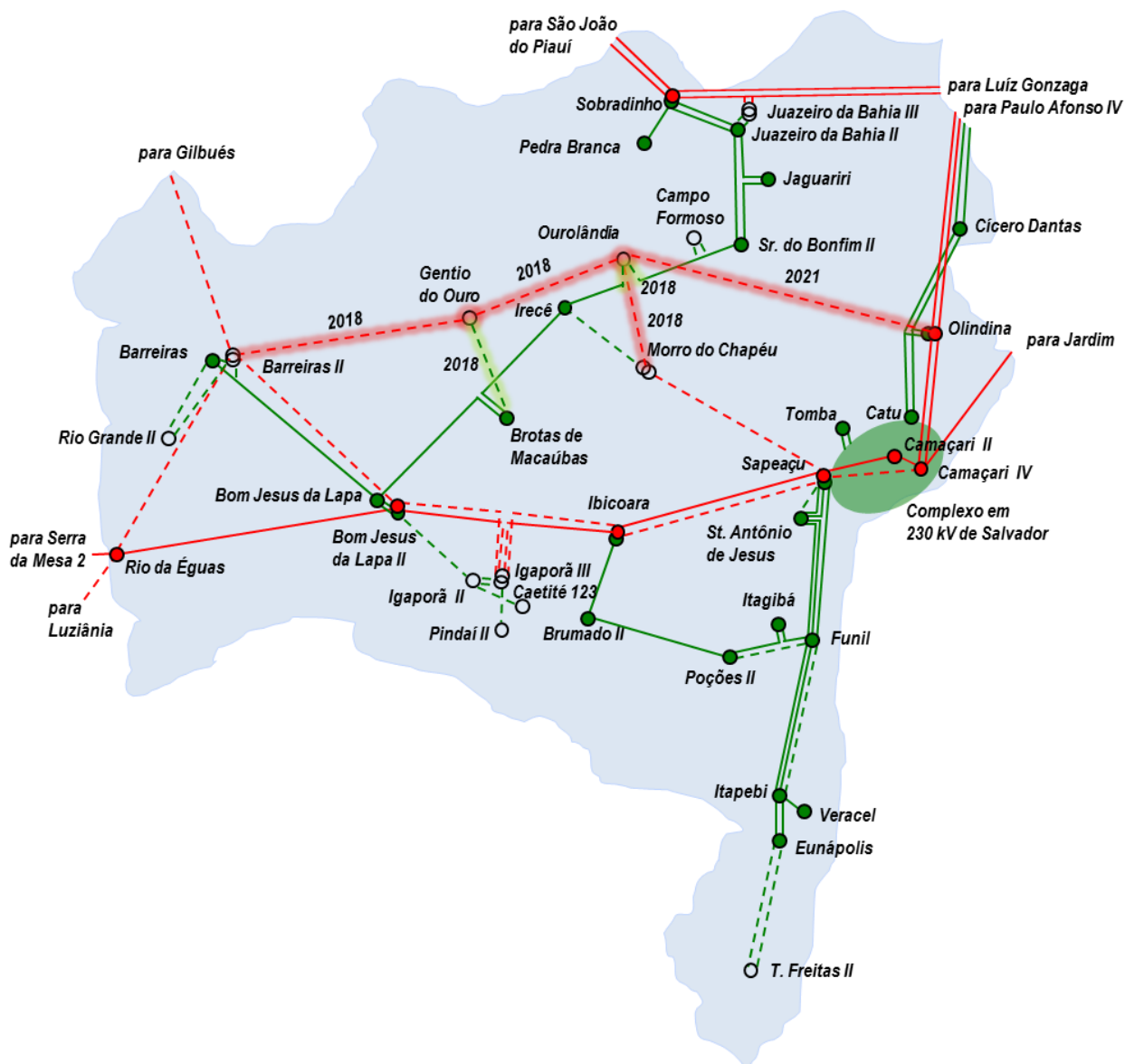


Figura 6-2 – Alternativa 2

6.3 Alternativa 3

A Alternativa 2 considera em 2018 a implantação de duas novas subestações nos municípios de Gentio do Ouro e Ourolândia respectivamente, com dois autotransformadores 500/230 kV de 900 MVA cada. Essa alternativa contempla ainda a construção em 2018 da LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II, LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia e LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II. Essa configuração permite o atendimento ao critério “N-1” para todas as novas subestações.

Para controlar as oscilações de tensão na rede de 500 kV provenientes da variação no despacho das usinas eólicas, variações do fator de potência no ponto de conexão e eventuais contingências de linhas de transmissão adjacentes, foi considerada a instalação de um compensador estático de reativos (-100/+200 Mvar) conectado no barramento de 500 kV da nova SE Gentio do Ouro II.

Para reforçar o sistema de transmissão em 230 kV, recomenda-se a implantação em 2018 de uma LT 230 kV Gentio do Ouro II - Brotas de Macaúbas e o seccionamento em loop da LT 230 kV Irecê - Campo Formoso no barramento de 230 kV da SE 500/230 kV Ourolândia.

Para 2021, é proposta a construção da LT 500 kV Ourolândia – Juazeiro III, a inserção de um compensador estático de reativos (-100/+200 Mvar) conectado no barramento de 500 kV da SE São João do Piauí. É recomendada também a inserção de bancos de capacitores série para as seguintes linhas, cada uma com o grau de compensação determinado: LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II (60%), LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia (50%), LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II (50%), LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu (65%), LT 500 kV Ourolândia – Juazeiro III (50%).

Para escoamento das usinas eólicas da região de Igaporã, recomenda-se a implantação do 4º e 5º autotransformadores 500/230 kV – 750 MVA nos anos 2018 e 2021 respectivamente.

A Figura 6-3 apresenta o diagrama esquemático da Alternativa 3.

6.4 Alternativa 4

A Alternativa 4 considera em 2018 a implantação de duas novas subestações nos municípios de Gentio do Ouro e Ourolândia respectivamente, com dois autotransformadores 500/230 kV de 900 MVA cada. Essa alternativa contempla ainda a construção em 2018 da LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II, LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia e LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II. Essa configuração permite o atendimento ao critério “N-1” para todas as novas subestações.

Para controlar as oscilações de tensão na rede de 500 kV provenientes da variação no despacho das usinas eólicas, variações do fator de potência no ponto de conexão e eventuais contingências de linhas de transmissão adjacentes, foi considerada a instalação de um compensador estático de reativos (-100/+200 Mvar) conectado ao barramento de 500 kV da nova SE Gentio do Ouro II.

Para reforçar o sistema de transmissão em 230 kV, recomenda-se a implantação em 2018 de uma LT 230 kV Gentio do Ouro II - Brotas de Macaúbas e o seccionamento em loop da LT 230 kV Irecê - Campo Formoso no barramento de 230 kV da SE 500/230 kV Ourolândia.

Para 2021, é proposta a construção da LT 500 kV Ourolândia – Olindina, a inserção de um compensador estático de reativos (-100/+200 Mvar) conectado no barramento de 500 kV da SE São João do Piauí. É recomendada também a inserção de bancos de capacitores série para as seguintes linhas, cada uma com o grau de compensação determinado: LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II (60%), LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia (50%), LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II (50%), LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu (65%), LT 500 kV Ourolândia – Olindina (65%).

Para escoamento das usinas eólicas da região de Igaporã, recomenda-se a implantação do 4º e 5º autotransformadores 500/230 kV – 750 MVA nos anos 2018 e 2021 respectivamente.

A Figura 6-4 apresenta o diagrama esquemático da Alternativa 4.

6.5 Alternativa 5

A Alternativa 5 considera em 2018 a implantação de duas novas subestações nos municípios de Gentio do Ouro e Ourolândia respectivamente, com dois autotransformadores 500/230 kV de 900 MVA cada. Essa alternativa contempla ainda a construção em 2018 da LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II, LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia e LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II. Essa configuração permite o atendimento ao critério “N-1” para todas as novas subestações.

Para controlar as oscilações de tensão na rede de 500 kV provenientes da variação no despacho das usinas eólicas, variações do fator de potência no ponto de conexão e eventuais contingências de linhas de transmissão adjacentes, foi considerada a instalação de um compensador estático de reativos (-100/+200 Mvar) conectado no barramento de 500 kV da nova SE Gentio do Ouro II.

Para reforçar o sistema de transmissão em 230 kV, recomenda-se a implantação em 2018 de uma LT 230 kV Gentio do Ouro II - Brotas de Macaúbas e o seccionamento em loop da LT 230 kV Irecê - Campo Formoso no barramento de 230 kV da SE 500/230 kV Ourolândia.

Para 2021, é proposta a construção da LT 500 kV Ourolândia – Juazeiro III, a inserção de um compensador estático de reativos (-100/+200 Mvar) conectado no barramento de 500 kV da SE São João do Piauí. É recomendada também a inserção de bancos de capacitores série para as seguintes linhas, cada uma com o grau de compensação determinado: LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II (50%), LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia (50%), LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II (50%), LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu (65%), LT 500 kV Ourolândia – Juazeiro III (50%).

Para escoamento das usinas eólicas da região de Igaporã, recomenda-se a implantação do 4º e 5º autotransformadores 500/230 kV – 750 MVA nos anos 2018 e 2021 respectivamente.

A Figura 6-5 apresenta o diagrama esquemático da Alternativa 5.

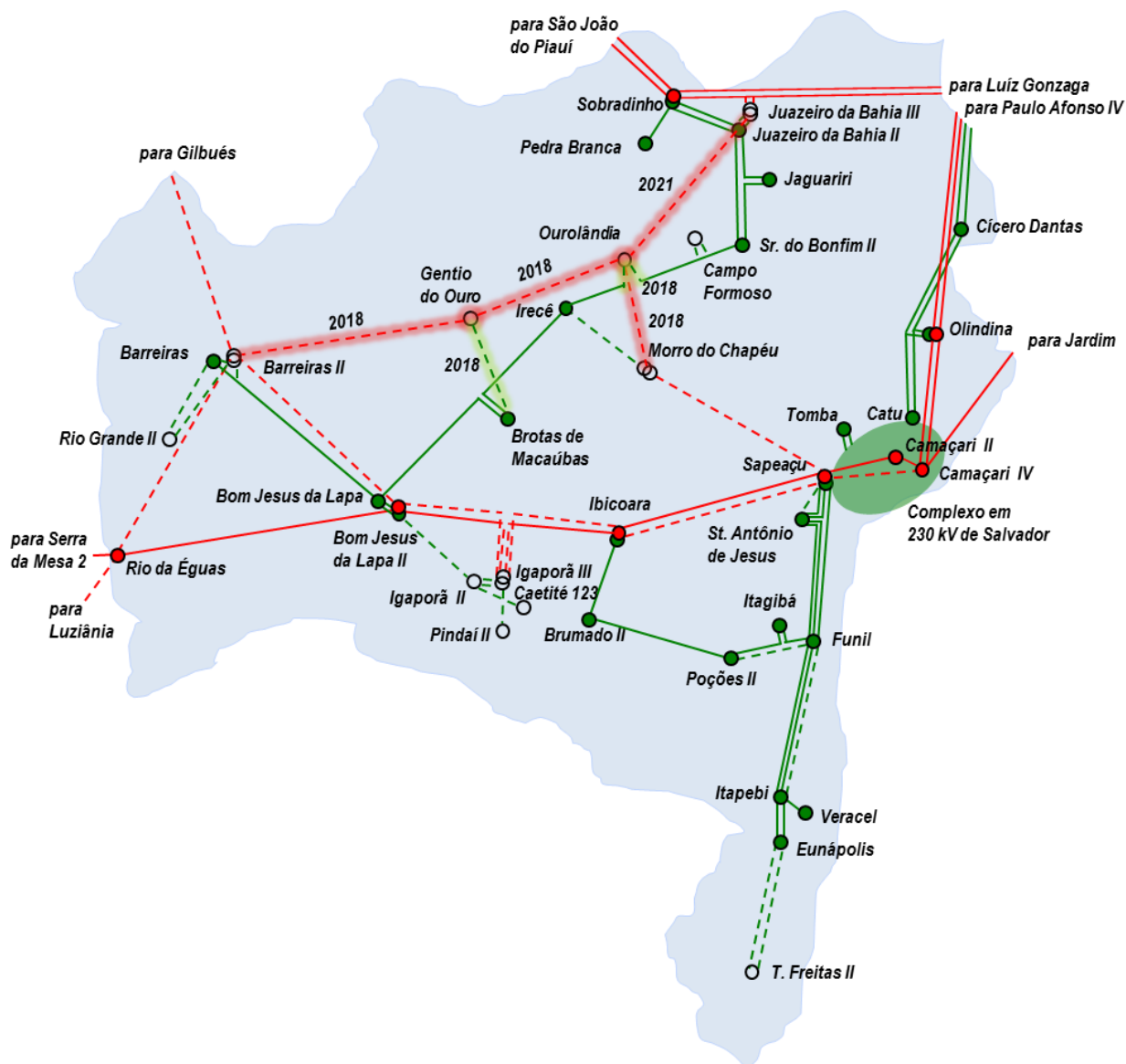


Figura 6-5 – Alternativa 5

6.6 Alternativa 6

A Alternativa 6 considera em 2018 a implantação de duas novas subestações nos municípios de Gentio do Ouro e Ourolândia respectivamente, com dois autotransformadores 500/230 kV de 900 MVA cada. Essa alternativa contempla ainda a construção em 2018 da LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II, LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia e LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II. Essa configuração permite o atendimento ao critério “N-1” para todas as novas subestações.

Para controlar as oscilações de tensão na rede de 500 kV provenientes da variação no despacho das usinas eólicas, variações do fator de potência no ponto de conexão e eventuais contingências de linhas de transmissão adjacentes, foi considerada a instalação de um compensador estático de reativos (-100/+200 Mvar) conectado no barramento de 500 kV da nova SE Gentio do Ouro II.

Para reforçar o sistema de transmissão em 230 kV, recomenda-se a implantação em 2018 de uma LT 230 kV Gentio do Ouro II - Brotas de Macaúbas e o seccionamento em loop da LT 230 kV Irecê - Campo Formoso no barramento de 230 kV da SE 500/230 kV Ourolândia.

Para 2021, é proposta a construção da LT 500 kV Ourolândia – Sapeaçu e a inserção de um compensador estático de reativos (-100/+200 Mvar) conectado no barramento de 500 kV da SE São João do Piauí. É recomendada também a inserção de bancos de capacitores série para as seguintes linhas, cada uma com o grau de compensação determinado: LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II (60%), LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia (50%), LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II (50%), LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu (65%), LT 500 kV Ourolândia – Sapeaçu (65%).

Para escoamento das usinas eólicas da região de Igaporã, recomenda-se a implantação do 4º e 5º autotransformadores 500/230 kV – 750 MVA nos anos 2018 e 2021 respectivamente.

A Figura 6-6 apresenta o diagrama esquemático da Alternativa 6.

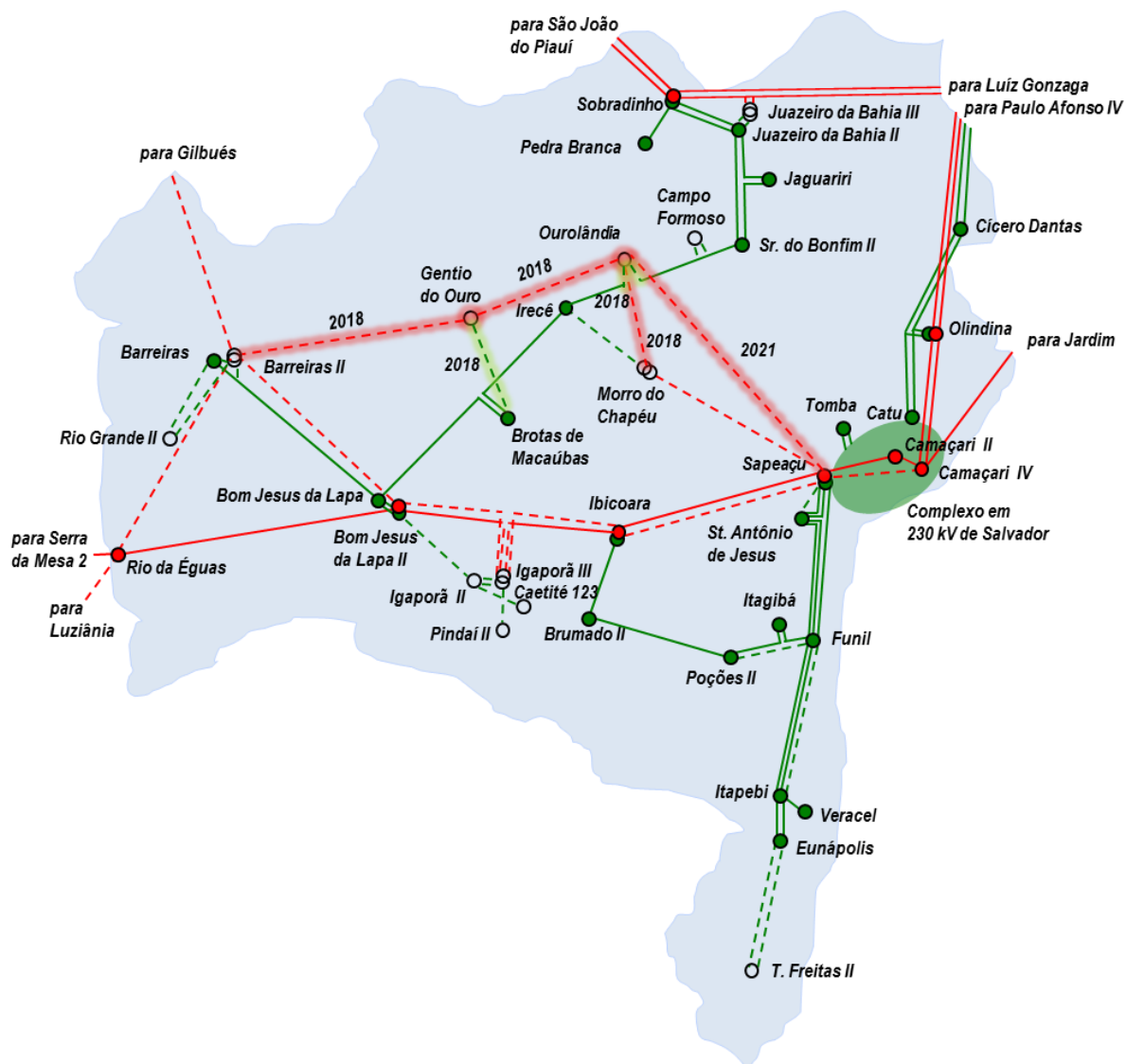


Figura 6-6 – Alternativa 6

6.7 Alternativa 7

A Alternativa 7 é inspirada na alternativa indicada pela Ref. [5] para expansão da Rede Básica na região Central da Bahia. Ela considera em 2018 a implantação de duas novas subestações nos municípios de Gentio do Ouro e Ourolândia respectivamente, com dois autotransformadores 500/230 kV de 900 MVA cada. Essa alternativa contempla ainda a construção em 2018 da LT 500 kV Gentio do Ouro II – Morro do Chapéu II, LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia e LT 500 kV Ourolândia – Juazeiro III. Essa configuração permite o atendimento ao critério “N-1” para todas as novas subestações.

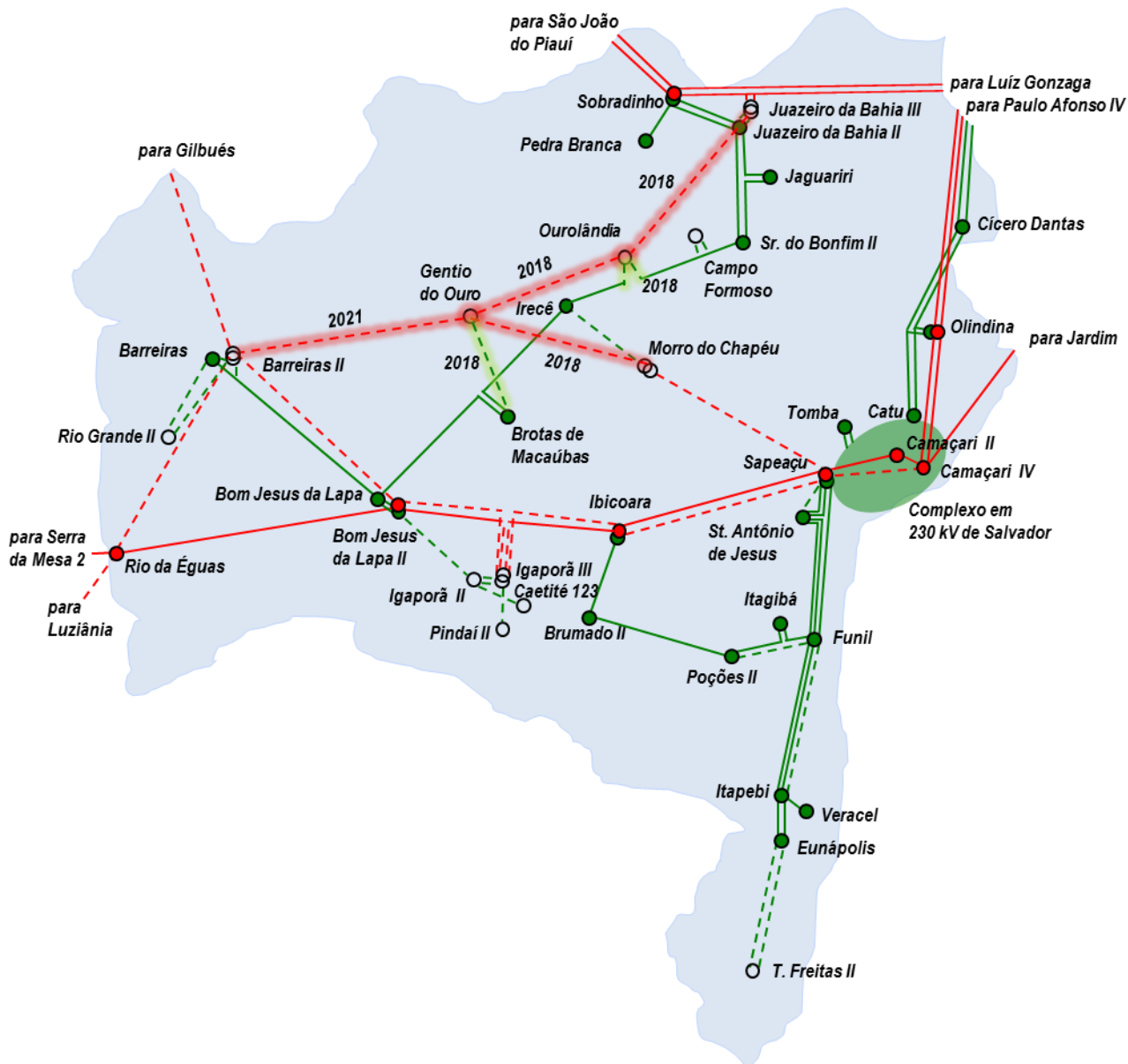
Para controlar as oscilações de tensão na rede de 500 kV provenientes da variação no despacho das usinas eólicas, variações do fator de potência no ponto de conexão e eventuais contingências de linhas de transmissão adjacentes, foi considerada a instalação de um compensador estático de reativos (-100/+200 Mvar) conectado no barramento de 500 kV da nova SE Gentio do Ouro II.

Para reforçar o sistema de transmissão em 230 kV, recomenda-se a implantação em 2018 de uma LT 230 kV Gentio do Ouro II - Brotas de Macaúbas e o seccionamento em loop da LT 230 kV Irecê - Campo Formoso no barramento de 230 kV da SE 500/230 kV Ourolândia.

Para 2021, é proposta a construção da LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II e a inserção de um compensador estático de reativos (-150/+300 Mvar) conectado no barramento de 500 kV da SE São João do Piauí. É recomendada também a inserção de bancos de capacitores série para as seguintes linhas, cada uma com o grau de compensação determinado: LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II (60%), LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia (50%), LT 500 kV Gentio do Ouro II – Morro do Chapéu II (50%), LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu (65%), LT 500 kV Ourolândia – Juazeiro III (50%).

Para escoamento das usinas eólicas da região de Igaporã, recomenda-se a implantação do 4º e 5º autotransformadores 500/230 kV – 750 MVA nos anos 2018 e 2021 respectivamente.

A Figura 6-7 apresenta o diagrama esquemático da Alternativa 7.



6.8 Alternativa 8

A Alternativa 8 considera em 2018 a implantação de duas novas subestações nos municípios de Gentio do Ouro e Ourolândia respectivamente, com dois autotransformadores 500/230 kV de 900 MVA cada. Essa alternativa contempla ainda a construção em 2018 da LT 500 kV Gilbués – Gentio do Ouro II, LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia e LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II. Essa configuração permite o atendimento ao critério “N-1” para todas as novas subestações.

Para controlar as oscilações de tensão na rede de 500 kV provenientes da variação no despacho das usinas eólicas, variações do fator de potência no ponto de conexão e eventuais contingências de linhas de transmissão adjacentes, foi considerada a instalação de um compensador estático de reativos (-100/+200 Mvar) conectado no barramento de 500 kV da nova SE Gentio do Ouro II.

Para reforçar o sistema de transmissão em 230 kV, recomenda-se a implantação em 2018 de uma LT 230 kV Gentio do Ouro II - Brotas de Macaúbas e o seccionamento em loop da LT 230 kV Irecê - Campo Formoso no barramento de 230 kV da SE 500/230 kV Ourolândia.

Para 2021, é recomendada a construção da LT 500 kV Ourolândia – Juazeiro III e da LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II.

Para escoamento das usinas eólicas da região de Igaporã, recomenda-se a implantação do 4º e 5º autotransformadores 500/230 kV – 750 MVA nos anos 2018 e 2021 respectivamente.

A Figura 6-8 apresenta o diagrama esquemático da Alternativa 8 e a Figura 6-9 apresenta o diagrama unifilar simplificado.

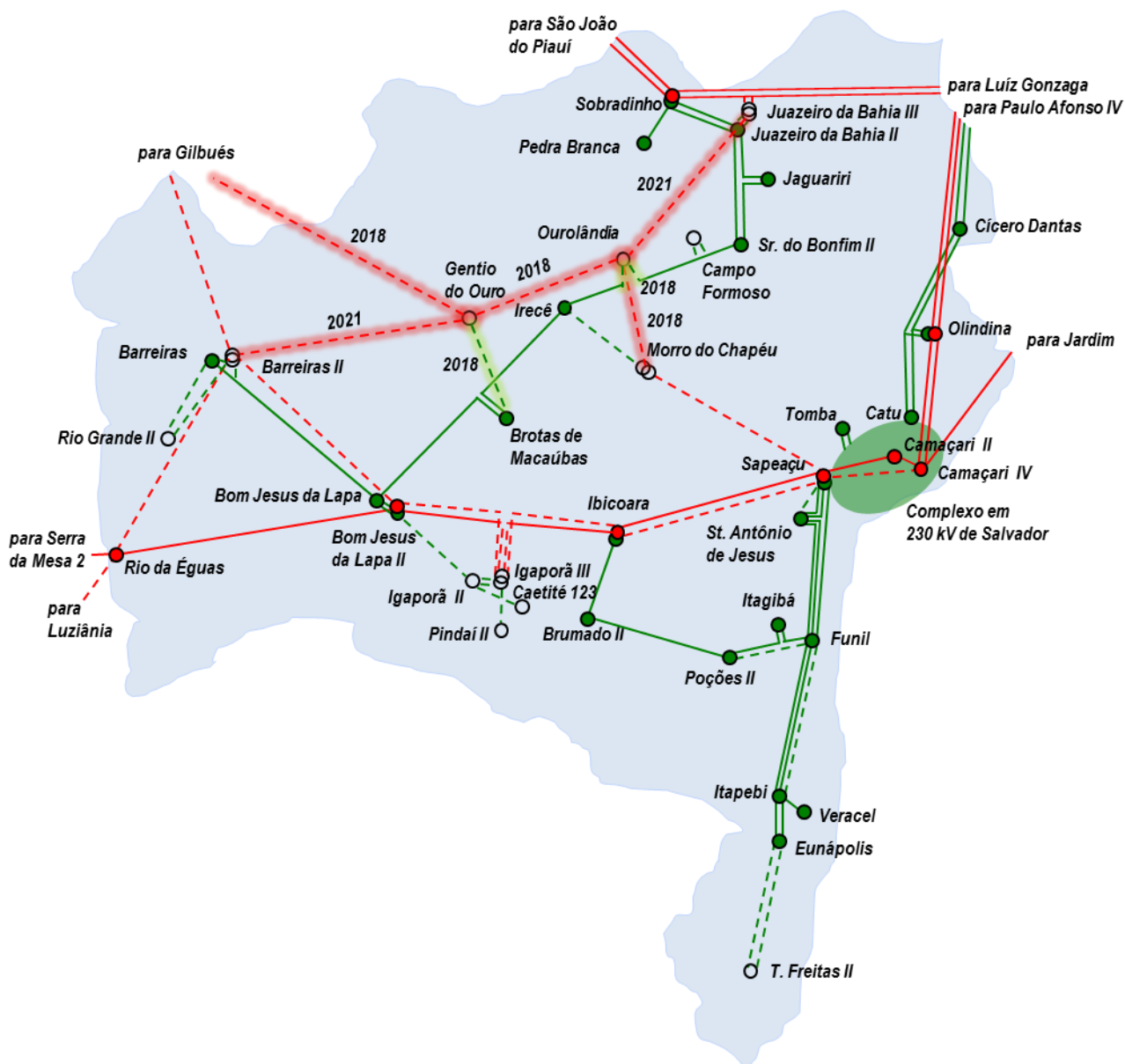


Figura 6-8 – Alternativa 8

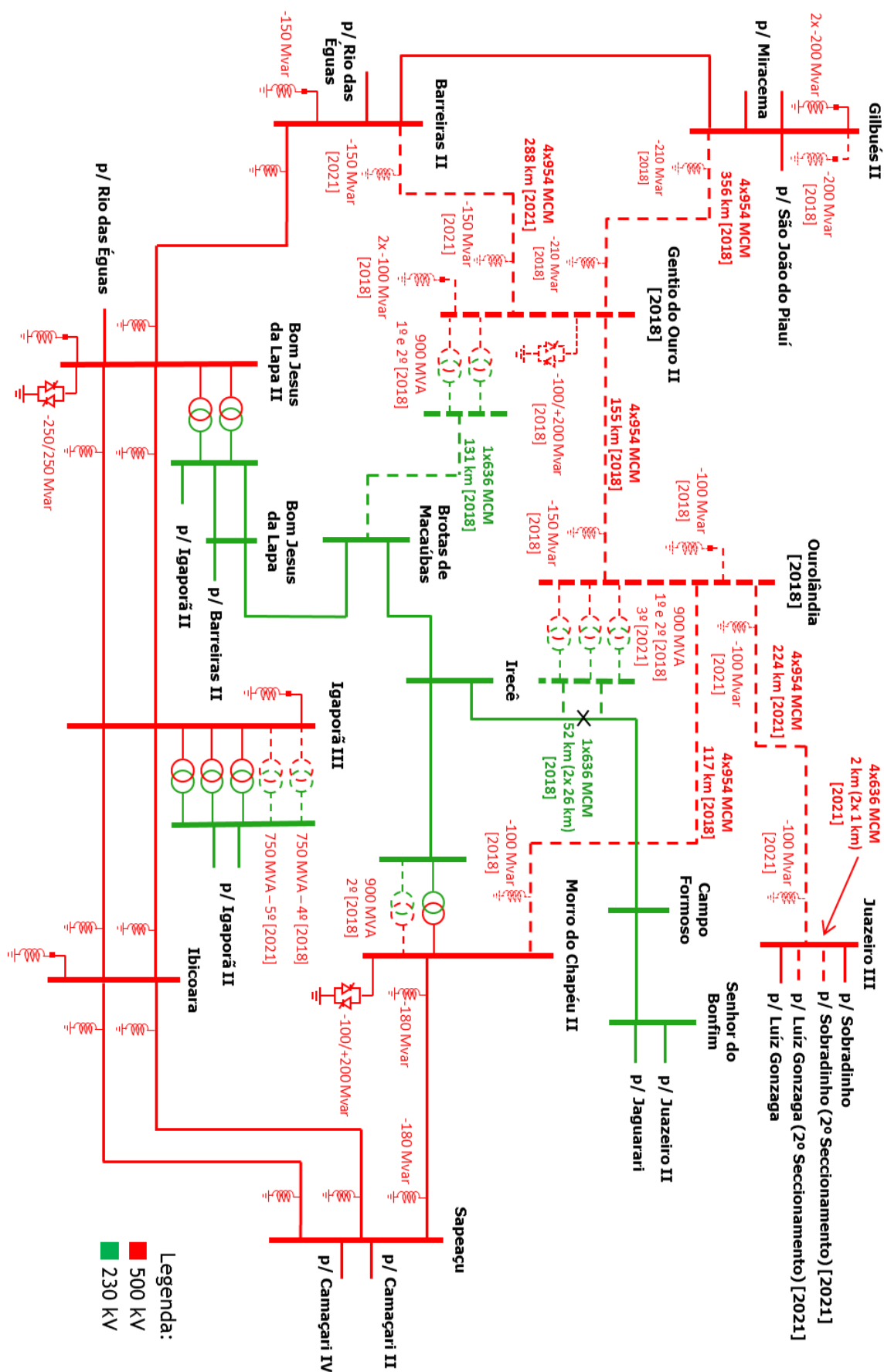


Figura 6-9 – Diagrama Unifilar da Alternativa 8 (recomendada)

7 ANÁLISE DO DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE

A seguir estão resumidos os resultados das simulações de fluxo de potência em regime normal de operação e as principais contingências.

7.1 Alternativa 8 (recomendada)

Como observado no item 5.2, o atual sistema de 230 kV da região central da Bahia é uma rede bastante extensa, com baixa capacidade de transmissão, apresenta pouco controle de tensão e, portanto, não possibilita a conexão de novos empreendimento de geração eólica.

Dessa forma, buscou-se uma solução que permitiria um excelente controle de tensão na rede 230 kV, redução do comprimento do radial existente e possibilidade de conexão de novos empreendimentos de geração eólica. Nesse sentido, são recomendadas as seguintes obras:

- LT 230 kV Gentio do Ouro II – Brotas de Macaúbas C1;
- O seccionamento em loop da linha de transmissão 230 kV Irecê – Senhor do Bonfim, se conectando na SE Ourolândia.

Com esses reforços, o novo sistema 230 kV da região central da Bahia apresentará controle de tensão distribuído nas subestações Bom Jesus da Lapa II, Gentio do Ouro II, Morro do Chapéu II, Ourolândia e Juazeiro III, condição favorável para o escoamento seguro da energia produzida pelos parques conectados nessa rede. Além disso, as novas “subestações coletoras” Gentio do Ouro II e Ourolândia, se ligando na rede de 230 kV, possibilitarão a captação da geração eólica conectada nas subestações 230 kV, o que elevará significativamente as margens desse sistema.

É importante ressaltar que se avaliou a possibilidade de se reforçar a rede 230 kV através da implantação de uma nova linha 230 kV Gentio do Ouro II – Irecê. Esta possibilidade, no entanto, foi descartada uma vez que a SE 230 kV Irecê se localiza próxima à SE 500/230 kV Morro do Chapéu II, que já realiza o papel de controle de tensão local e captação da geração eólica. Como na região de Brotas de Macaúbas existe um significativo potencial eólico cadastrado em leilão, além de potencial futuro (Figura 1-8), o reforço por esta subestação é mais efetivo, tendo a dupla função de aumentar a margem de escoamento nesse ponto de conexão e também de contribuir para o controle de tensão em uma subestação que possui maiores oscilações de tensão tanto em condição normal de operação, quanto em regime de contingência.

Para possibilitar o escoamento de futuros empreendimentos eólicos, a Alternativa 8 prevê ainda a implementação dos seguintes reforços em 2018:

- SE 500/230 kV Gentio do Ouro II (nova subestação), contendo:
 - 2 autotransformadores 500/230 kV 900 MVA (1º e 2º);
 - 2 reatores de barra 500 kV 100 Mvar (1º e 2º);
 - 1 compensador estático de reativos 500 kV (-100/+200) Mvar (1º);
- SE 500/230 kV Ourolândia (nova subestação), contendo:
 - 2 autotransformadores 500/230 kV 900 MVA (1º e 2º)
 - 1 reator de barra 500 kV 100 Mvar (1º);
- SE 500/230 kV Morro do Chapéu II: 1 autotransformador 500/230 kV 900 MVA (2º ATR);
- SE 500/230 kV Igaporã III: 1 autotransformador 500/230 kV 750 MVA (4º ATR);
- SE 500/230 kV Gilbués II: 1 reator de barra 500 kV 200 Mvar (3º);
- LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II CS (4x954 MCM) , incluindo:
 - 2 reatores de linha 500 kV 210 Mvar (um em cada extremidade da linha);
- LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia CS (4x954 MCM) C1, incluindo:
 - 1 reator de linha 500 kV 150 Mvar (instalado no terminal Ourolândia);
- LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II CS (4x954 MCM) C1, incluindo:
 - 1 reator de linha 500 kV 100 Mvar (instalado no terminal Morro do Chapéu II);

Para possibilitar o escoamento de futuros empreendimentos eólicos a partir do ano de 2021, a Alternativa 8 contempla nesse ano a construção de:

- LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II CS (4x954 MCM) C1, incluindo:
 - 2 reatores de linha 500 kV 150 Mvar (um em cada extremidade da linha);
- LT 500 kV Ourolândia – Juazeiro III CS (4x954 MCM) C1, incluindo:
 - 2 reatores de linha 500 kV 100 Mvar (um em cada extremidade da linha);
- Seccionamento em loop da LT 500 kV Sobradinho – Luiz Gonzaga C1 (4x636 MCM), se conectando na SE Juazeiro III 500/230 kV;

- SE 500/230 kV Ourolândia: 1 autotransformador 500/230 kV de 900 MVA (3º ATR);
- SE 500/230 kV Igaporã III: 1 autotransformador 500/230 kV 750 MVA (5º ATR).

Os cenários mais críticos de fluxo de potência para a Rede Básica da região central da Bahia são o cenário Nordeste Exportador, patamar de Carga Leve, com máxima geração eólica e o cenário Nordeste Importador, patamar de Carga Pesada, com geração eólica mínima.

As figuras a seguir ilustram os fluxos de potência em regime normal e as principais contingências, em diferentes cenários, para o ano de 2018.

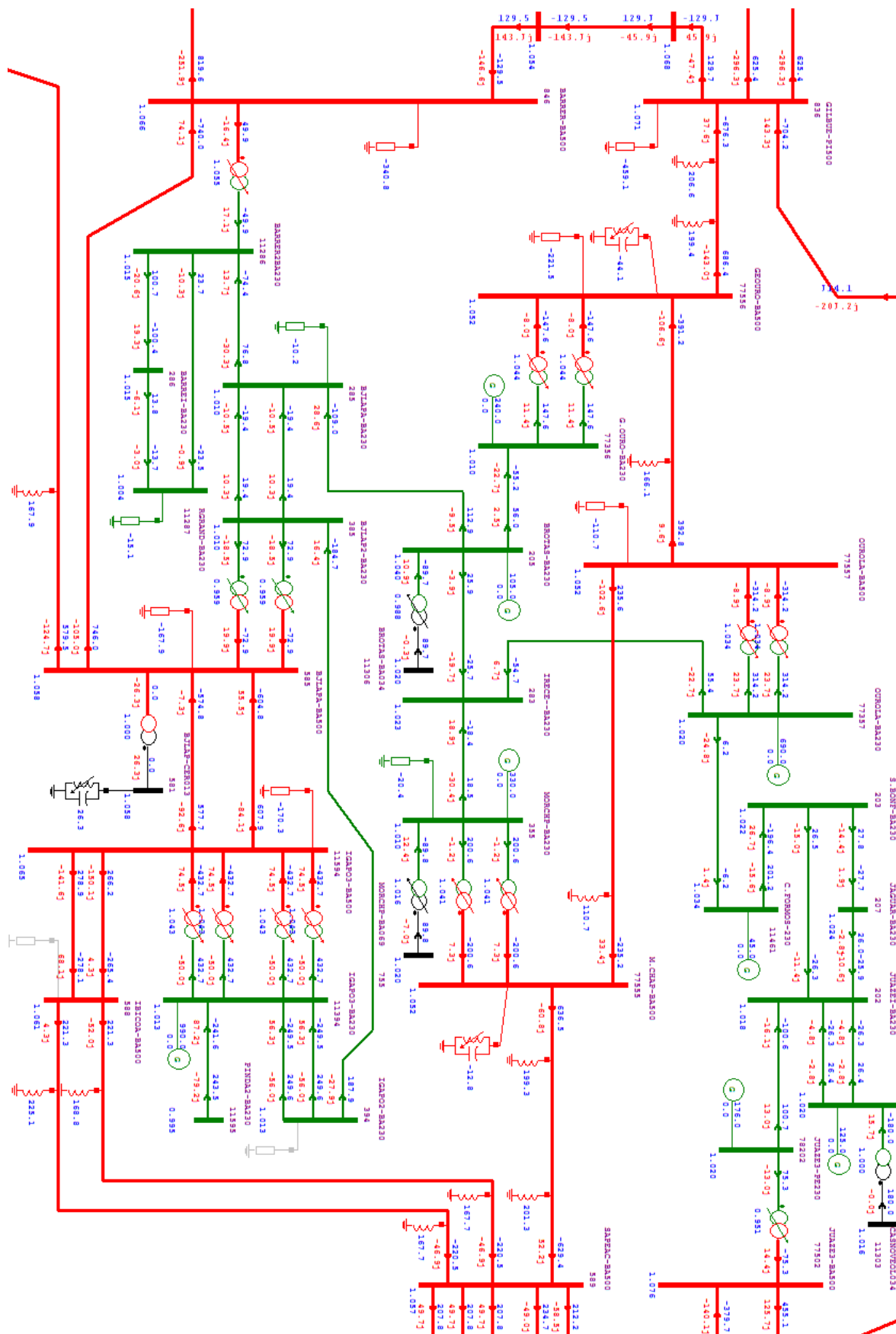


Figura 7-1 – Alternativa 8 – Regime Normal – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2018

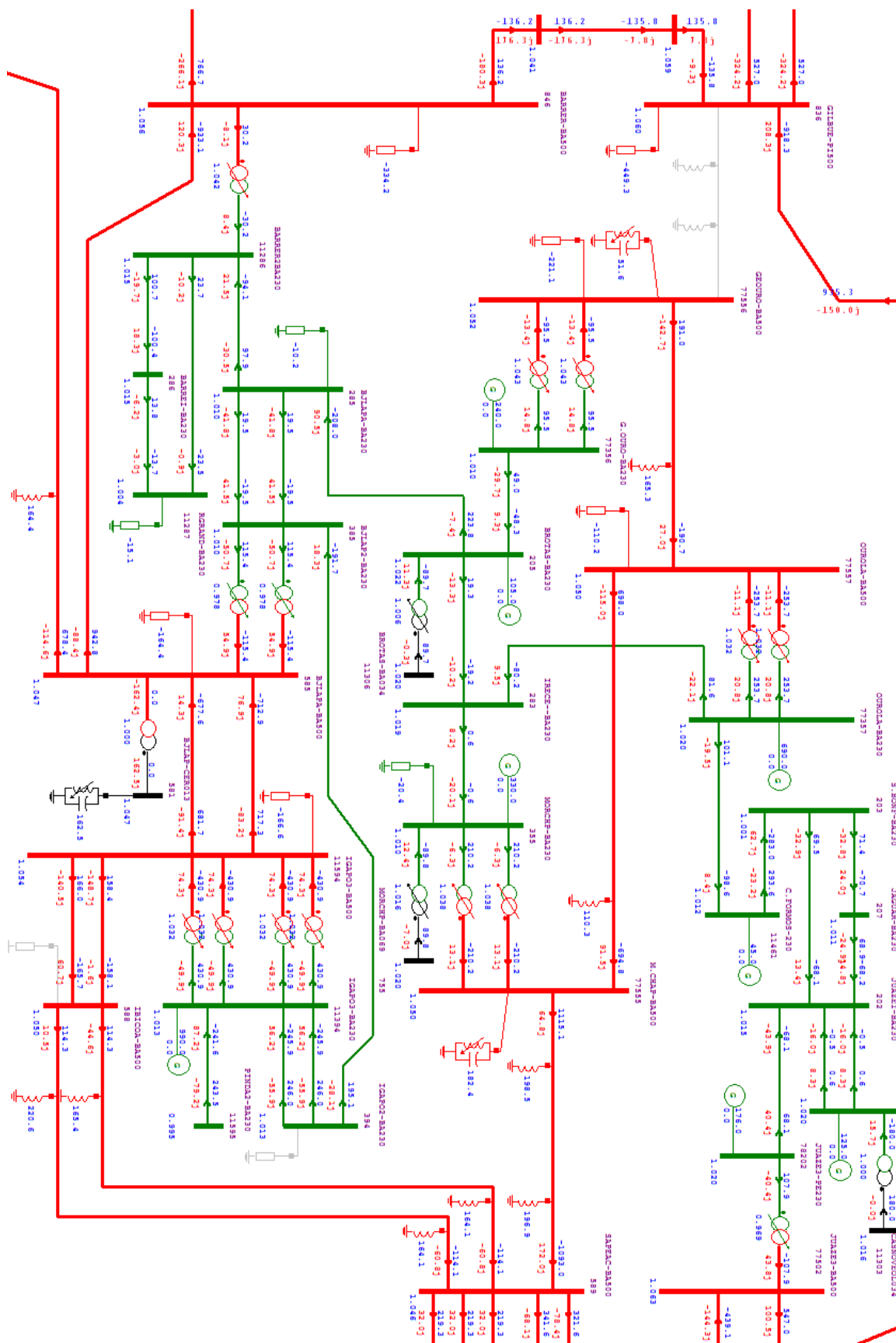


Figura 7-2 – Alternativa 8 – Contingência LT 500kV Gilbués – Gentio do Ouro II – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2018

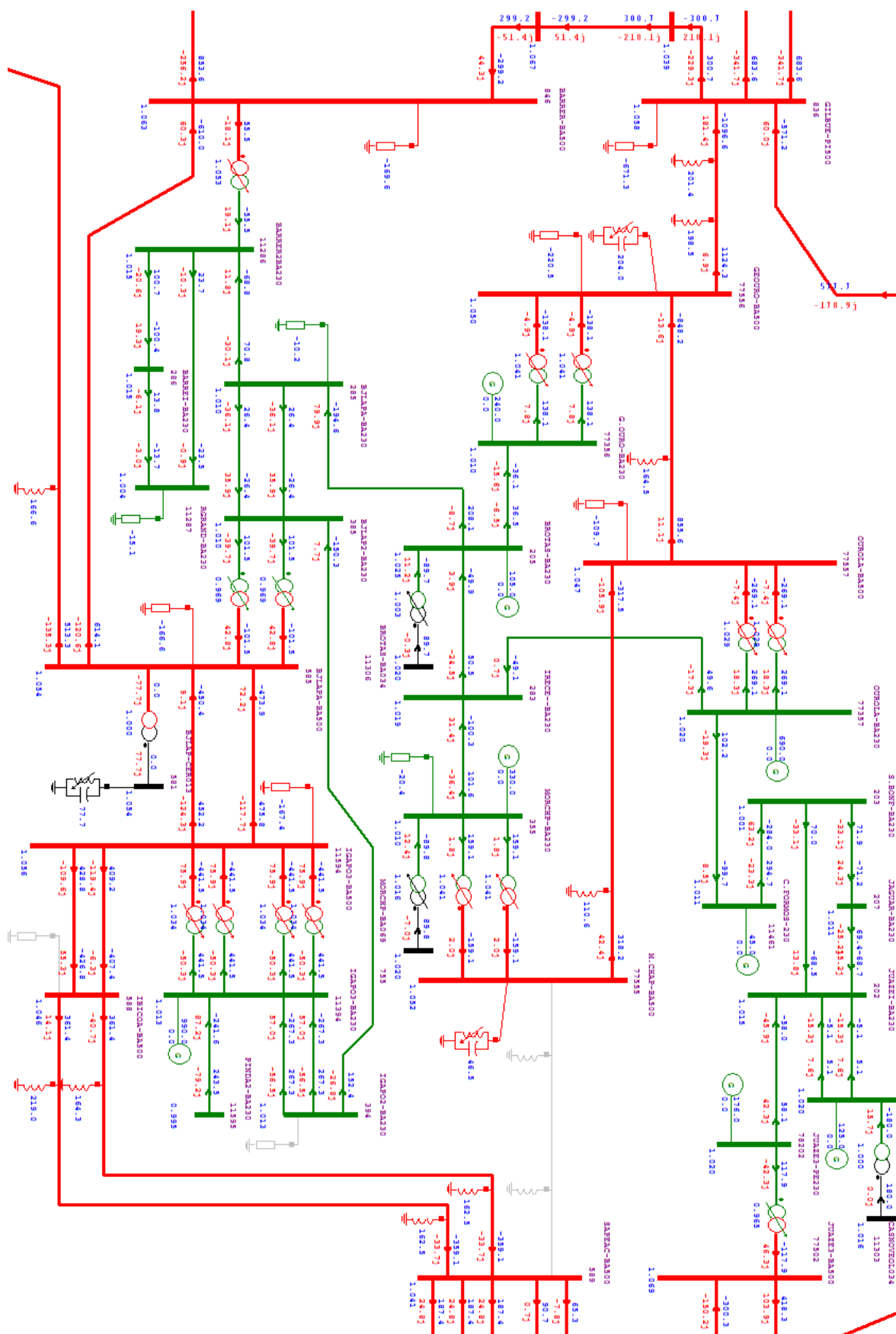
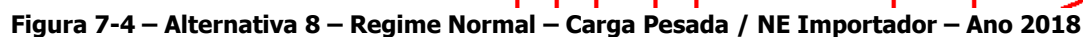


Figura 7-3 – Alternativa 8 – Contingência LT 500kV Morro do Chapéu - Sapeaçu – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2018







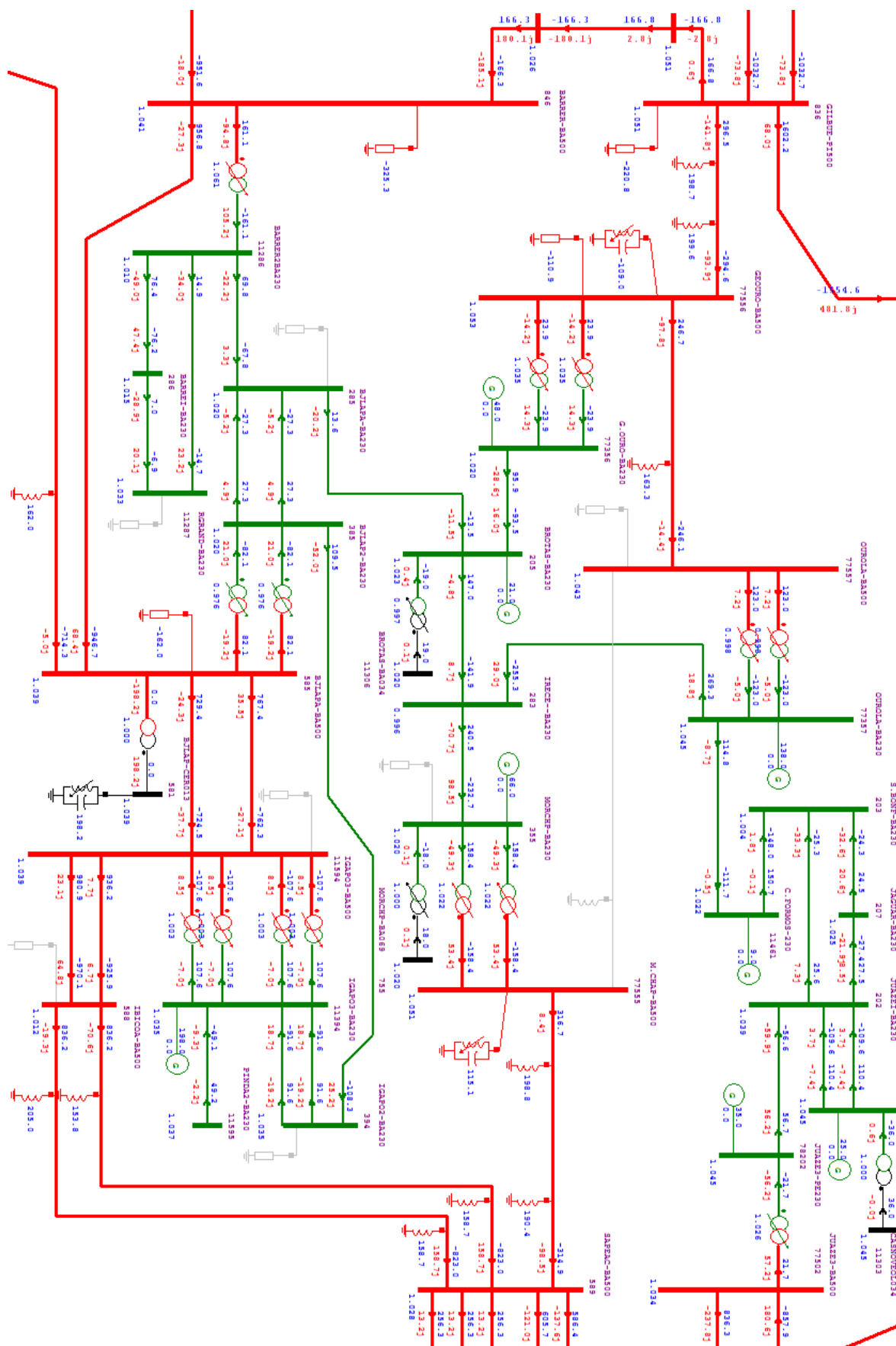


Figura 7-7 – Alternativa 8 – Contingência LT 500 kV Ouroilândia – Morro do Chapéu – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2018

Percebe-se que o sistema proposto apresenta um ótimo desempenho em regime normal de operação e também sob todas as principais contingências. Além disso, a inserção da nova rota Gilbués II – Gentio do Ouro II – Orolândia – Morro do Chapéu II auxilia em ambos cenários: NE importador e NE exportador.

A seguir serão ilustrados os fluxos de potência em regime normal e nas principais contingências, em diferentes cenários, para o ano de 2021.

















Percebe-se que o sistema proposto pela Alternativa 8 em 2021 é capaz de escoar o fluxo de potência durante regime normal de operação e também sob todas as principais contingências, inclusive no cenário mais crítico, NE Exportador - Carga Leve, com máxima geração eólica, ilustrado na Figura 7-9.

A Figura 7-15 ilustra o cenário Nordeste Permanência, em que o Nordeste está exportando energia, mas em menor intensidade. Tal cenário é caracterizado por carregamentos reduzidos no sistema de interligação Nordeste-Sudeste, o que configura um cenário crítico para controle de tensão e, portanto, importante para dimensionamento de reatores de linha e reatores de barra. Verifica-se que não há sobretensão em nenhuma barra do sistema em regime normal ou durante contingência de quaisquer reatores. Concluiu-se, também, que a contingência de quaisquer linhas de transmissão, neste cenário, não configura nenhuma adversidade.

O cenário NE Importador – Carga Pesada, ilustrado na Figura 7-12, mostra que o reforço proposto funciona também para suprir a demanda do Nordeste durante o período de importação de energia, o que consequentemente traz mais confiabilidade para o sistema de interligação Nordeste-Sudeste.

A Figura 7-16 e Figura 7-17 ilustram contingências duplas de linhas de 500 kV do sistema que atende a região metropolitana de Salvador. A Figura 7-16 mostra a contingência dupla das linhas LT 500 kV Ibicoara – Sapeaçu C1 e C2 no cenário Nordeste Importador/Carga Pesada, no ano 2021 e a Figura 7-17 mostra, no mesmo cenário, a contingência dupla das linhas LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu e LT 500 kV Ibicoara – Sapeaçu (C2). Pode-se ver que o sistema suporta contingências duplas de importantes linhas de 500 kV sem que haja corte de carga, o que comprova a dupla função de tais reforços como escoamento da energia eólica e de aumento da confiabilidade e redução de perdas durante importação de energia para o Nordeste.

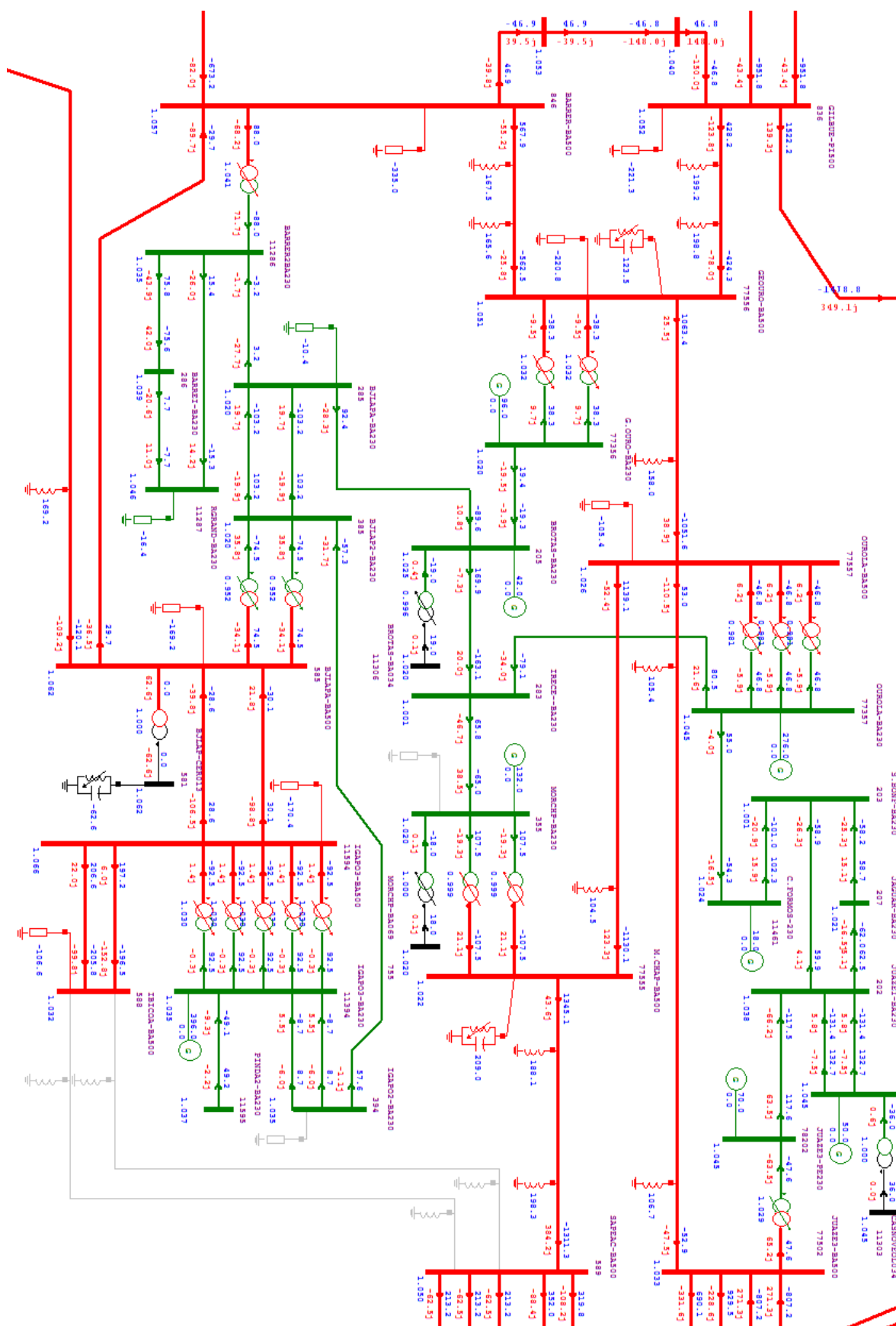


Figura 7-16 – Alternativa 8 – Contingência dupla das linhas LTs 500 kV Ibicoara – Sapeaçu C1 e C2 – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2021



7.2 Alternativa 1

Para possibilitar o escoamento de futuros empreendimentos eólicos, a Alternativa 1 contempla, em 2018, a construção de:

- SE 500/230 kV Gentio do Ouro II (nova subestação), contendo:
 - 2 autotransformadores 500/230 kV 900 MVA (1º e 2º);
 - 2 reatores de barra 500 kV 100 Mvar (1º e 2º);
 - 1 compensador estático de reativos 500 kV (-100/+200) Mvar (1º);
- SE 500/230 kV Ourolândia (nova subestação), contendo:
 - 2 autotransformadores 500/230 kV 900 MVA (1º e 2º);
 - 1 reator de barra 500 kV 100 Mvar (1º);
- SE 500/230 kV Morro do Chapéu II: 1 autotransformador 500/230 kV 900 MVA (2º ATR);
- SE 500/230 kV Igaporã III: 1 autotransformador 500/230 kV 750 MVA (4º ATR);
- SE 500/230 kV Barreiras II: 1 reator de barra 500 kV 150 Mvar (2º);
- LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II CS (4x954 MCM) C1, incluindo:
 - 2 reatores de linha 500 kV 150 Mvar (um em cada extremidade da linha);
- LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia CS (4x954 MCM) C1, incluindo:
 - 1 reator de linha 500 kV 150 Mvar (instalado no terminal Ourolândia);
- LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II CS (4x954 MCM) C1, incluindo:
 - 1 reator de linha 500 kV 100 Mvar (instalado no terminal Morro do Chapéu II);
- LT 230 kV Gentio do Ouro II – Brotas de Macaúbas (1x636 MCM) C1;
- Seccionamento em loop da LT 230 kV Irecê – Senhor do Bonfim (1x636 MCM), se conectando na SE Ourolândia 500/230 kV;

Para possibilitar o escoamento de futuros empreendimentos eólicos a partir do ano de 2021, a alternativa 1 contempla, em 2021, a construção de:

- LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II CS (4x954 MCM) C1, incluindo:
 - 2 reatores de linha 500 kV 210 Mvar (um em cada extremidade da linha);
- LT 500 kV Ourolândia – Juazeiro III CS (4x954 MCM) C1, incluindo:
 - 2 reatores de linha 500 kV 100 Mvar (um em cada extremidade da linha);
- Seccionamento em loop da LT 500 kV Sobradinho – Luís Gonzaga C1 (4x636 MCM), se conectando na SE Juazeiro III 500/230 kV;
- SE 500/230 Ourolândia: 1 autotransformador 500/230 kV de 900 MVA (3º ATR);
- SE 500/230 kV Igaporã III: 1 autotransformador 500/230 kV 750 MVA (5º ATR).

Os cenários mais críticos de fluxo de potência para a Rede Básica da região central da Bahia são o cenário Nordeste Exportador, patamar de Carga Leve, com máxima geração eólica e o cenário Nordeste Importador, patamar de Carga Pesada, com geração eólica mínima.

As figuras abaixo ilustram os fluxos de potência em regime normal e as principais contingências, em diferentes cenários, para o ano de 2018.



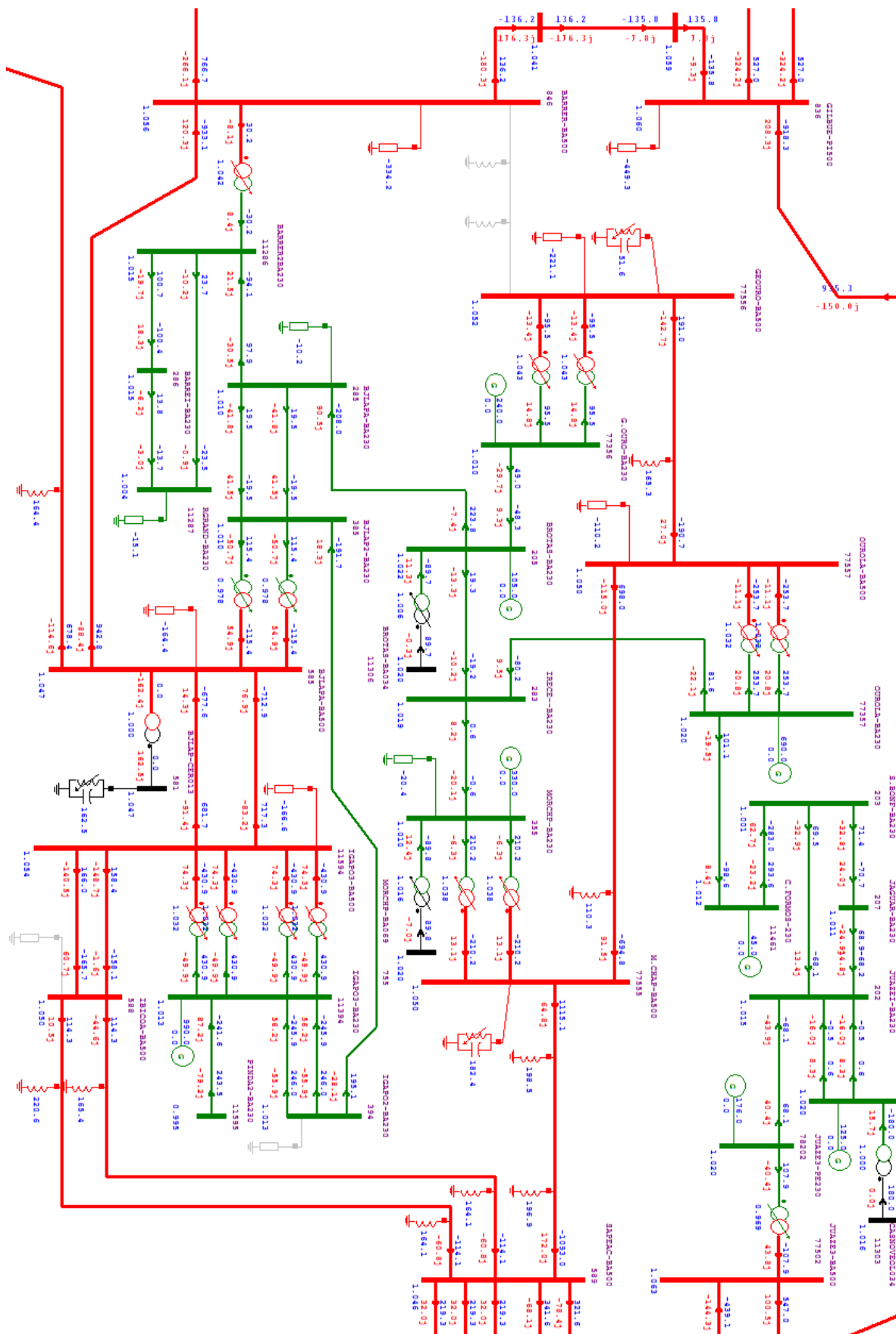


Figura 7-19 – Alternativa 1 – Contingência LT 500kV Barreiras – Gentio do Ouro II – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2018

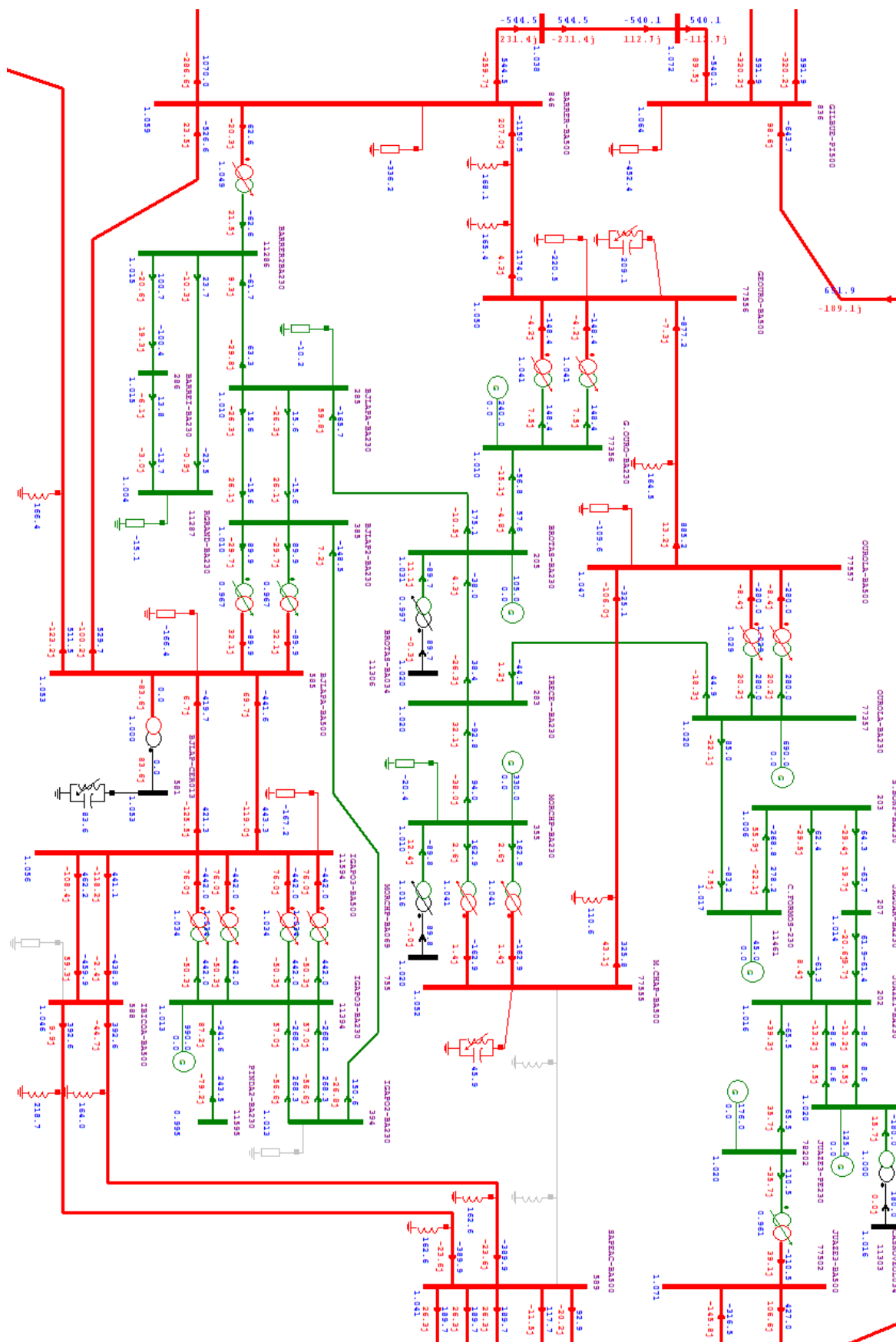
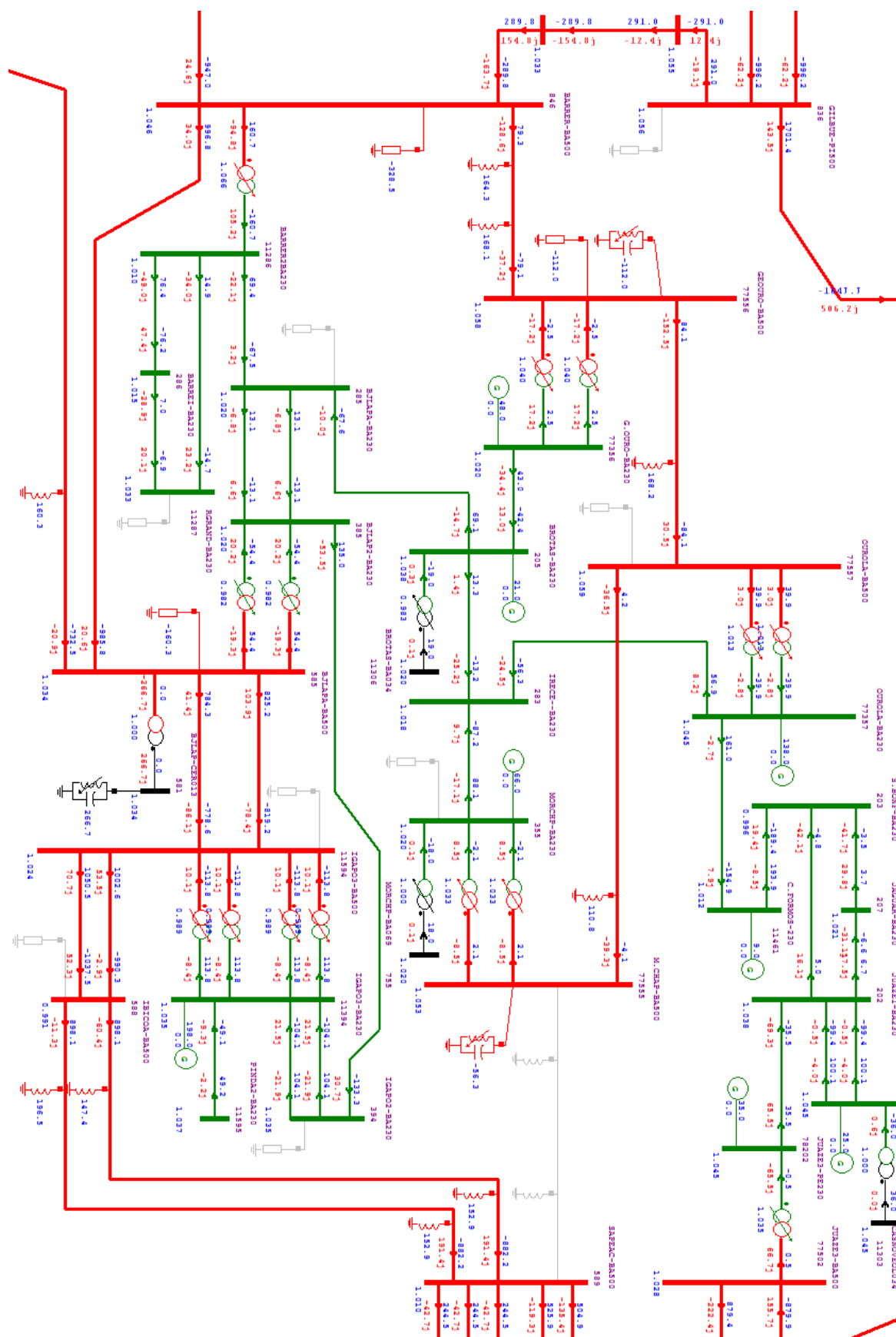


Figura 7-20 – Alternativa 1 – Contingência LT 500kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2018







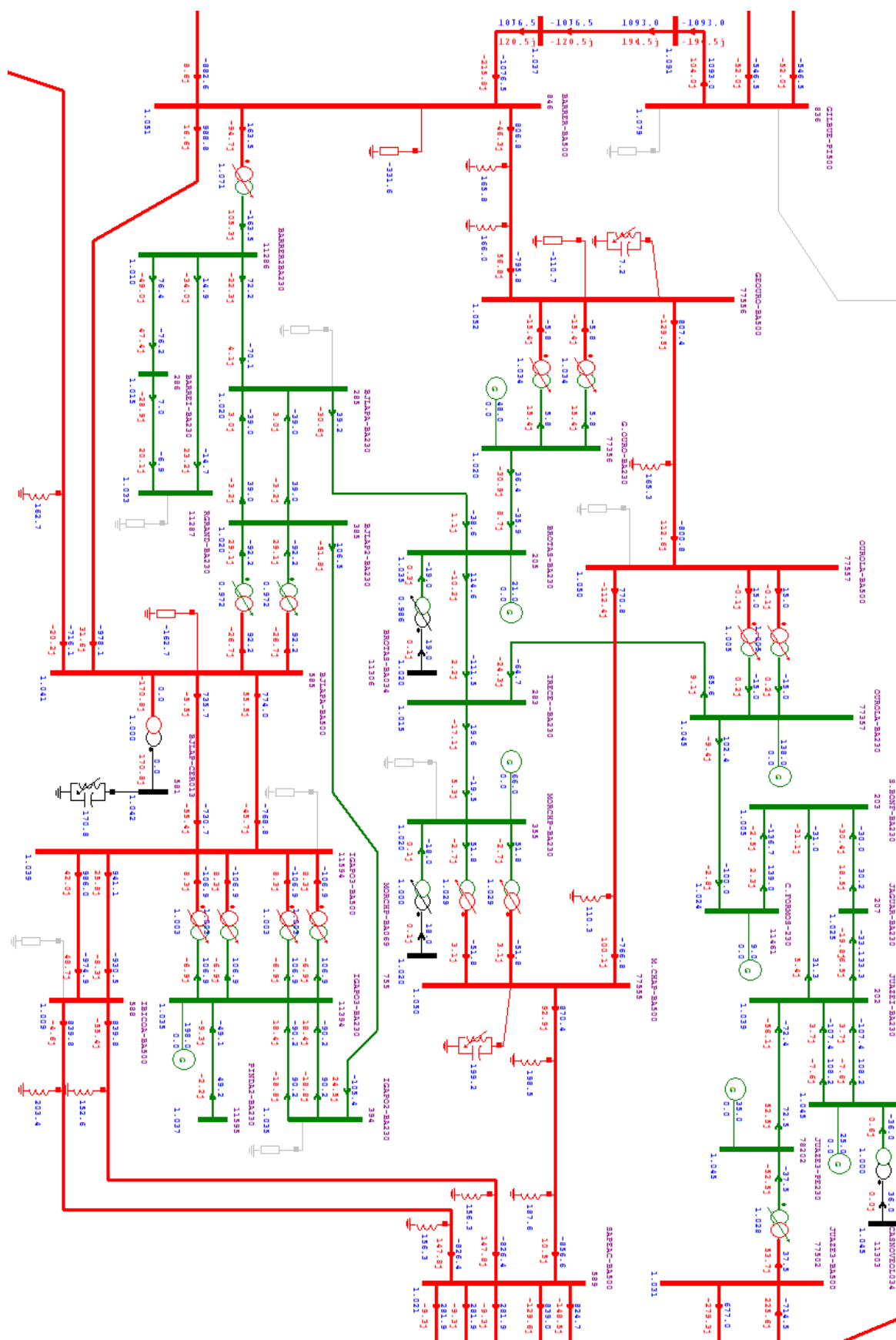


Figura 7-24 – Alternativa 1 – Contingência LT 500 kV Gilbués – São João do Piauí – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2018

Percebe-se que o sistema proposto foi capaz de suportar os fluxos elétricos durante regime normal de operação e também sob todas as principais contingências. Além disso, a inserção da nova rota Barreiras II – Gentio do Ouro II – Ourolândia – Morro do Chapéu II auxilia em ambos cenários: NE importador e NE exportador.

A seguir serão ilustrados os fluxos de potência em regime normal e nas principais contingências, em diferentes cenários, para o ano de 2021.



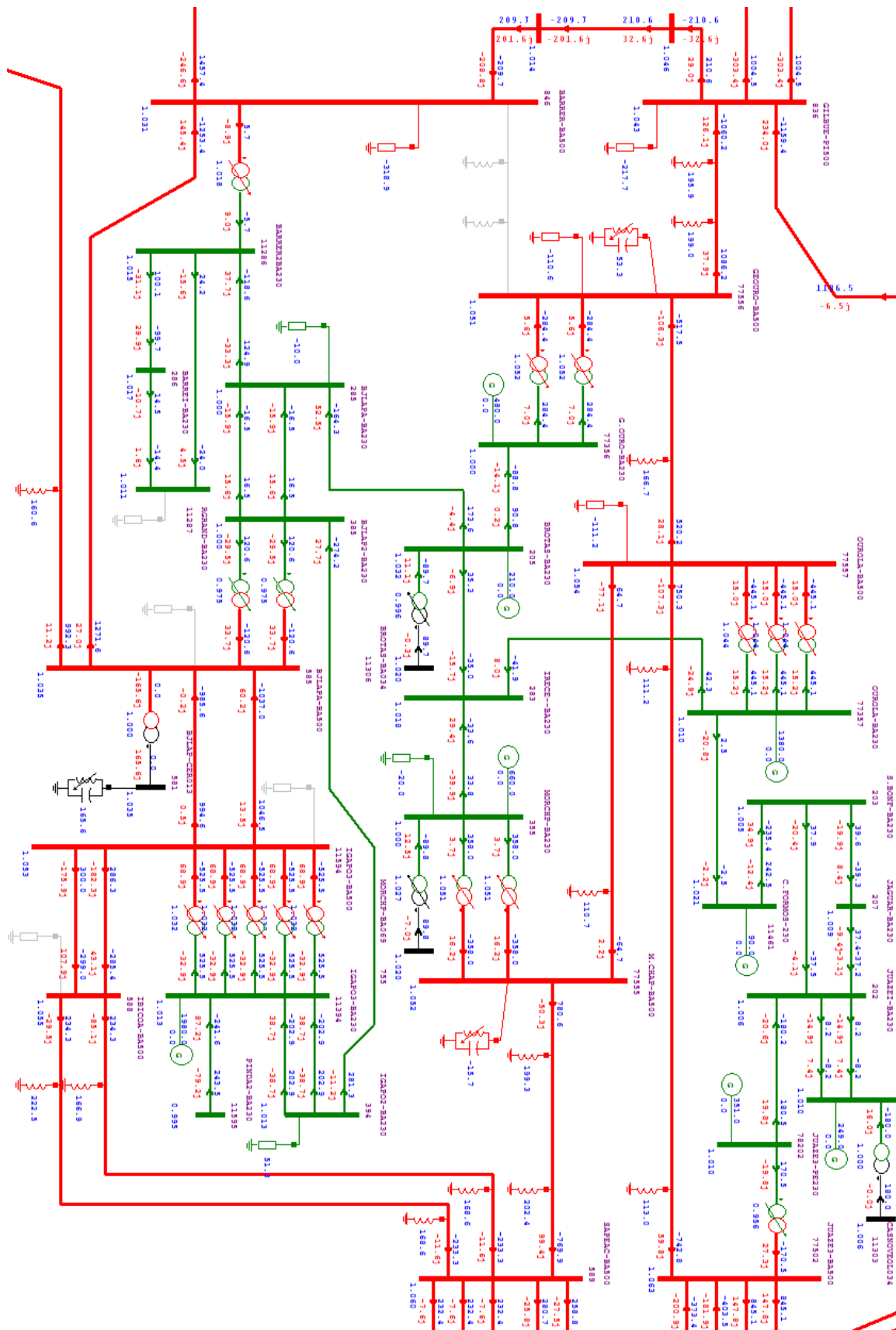


Figura 7-26 – Alternativa 1 – Contingência LT 500kV Barreiras II – Gentio do Ouro II – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2021

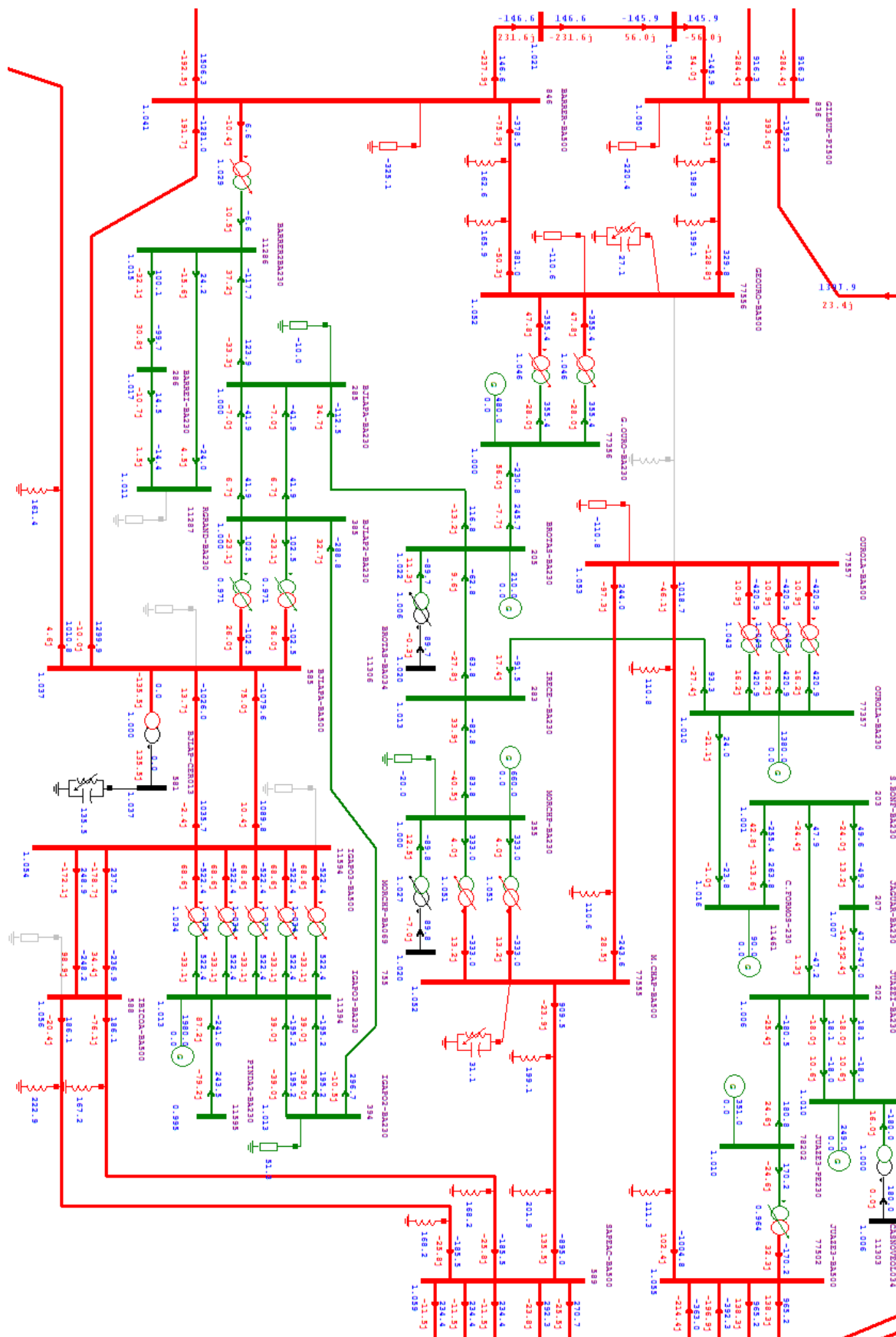


Figura 7-27 – Alternativa 1 – Contingência LT 500kV Gentio do Ouro II – Ouriolândia – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2021







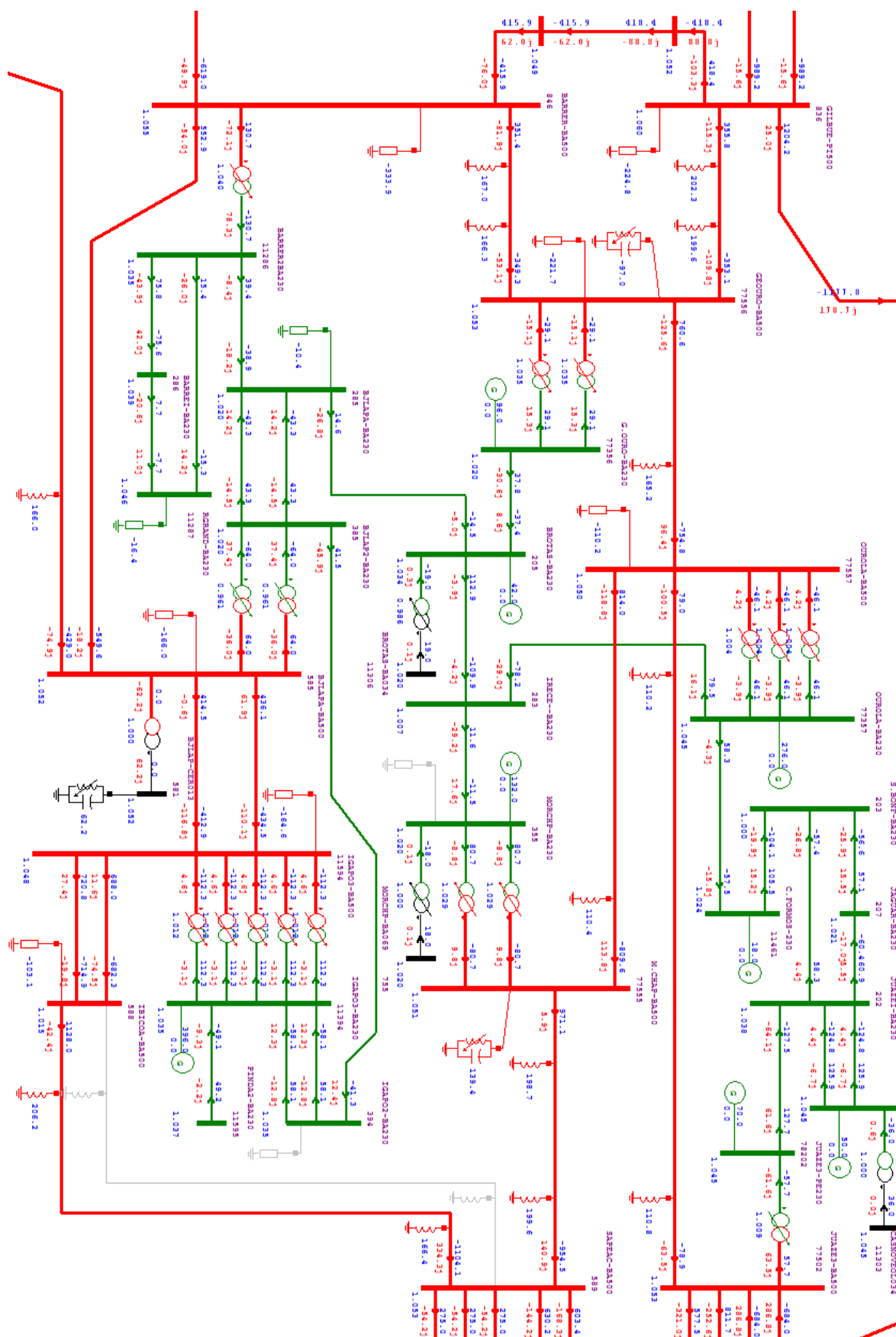


Figura 7-31 – Alternativa 1 – Contingência LT 500kV Ibicoara – Sapeaçu (C2) – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2021

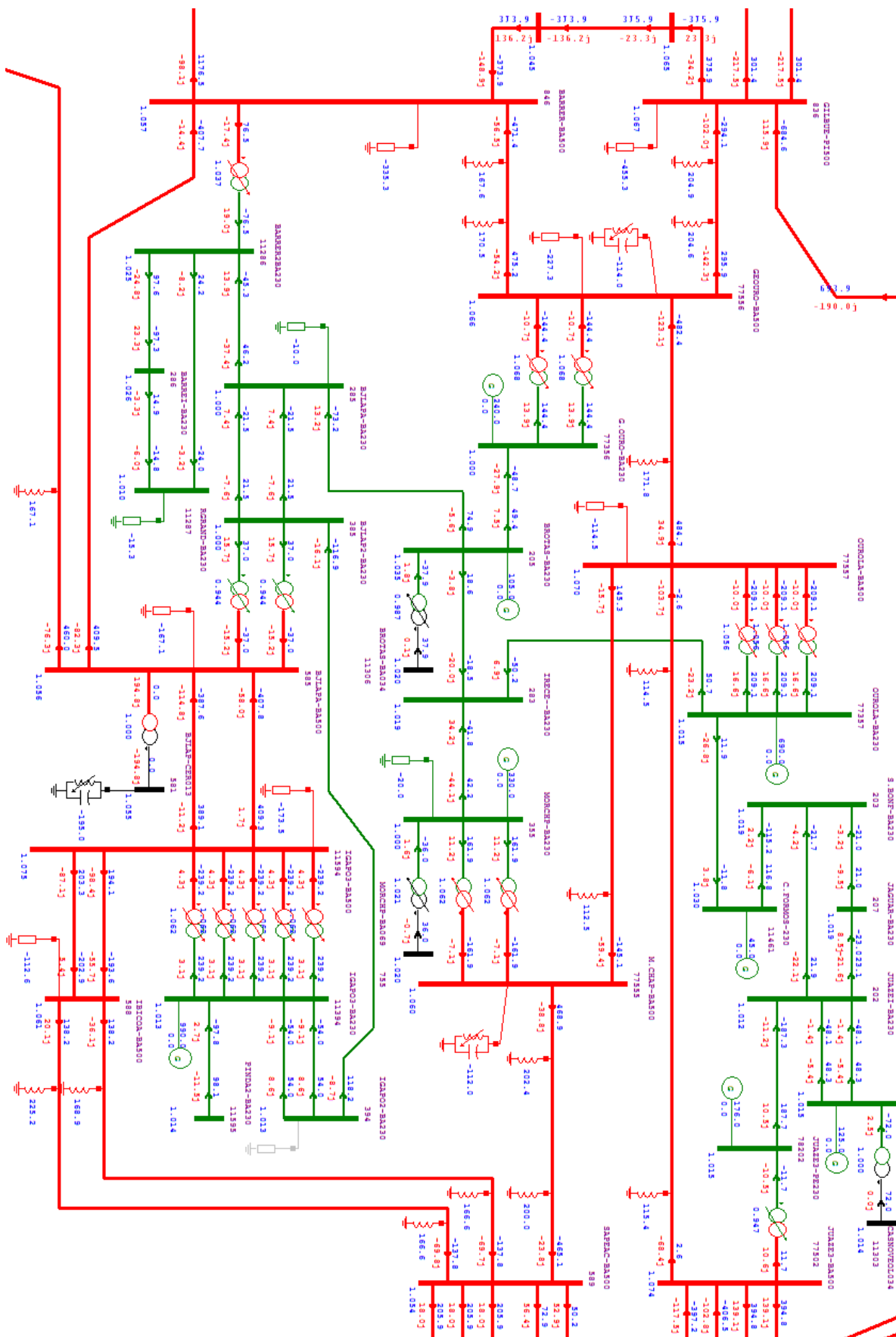


Figura 7-32 – Alternativa 1 – Regime Normal – Carga Leve / NE Permanência – Ano 2021

Percebe-se que o sistema proposto pela alternativa 1 pra 2021 é capaz de suportar os fluxos elétricos durante regime normal de operação e também sob todas as principais contingências, inclusive no cenário mais crítico, NE Exportador - Carga Leve, com máxima geração eólica, ilustrado na Figura 7-26.

7.3 Alternativa 2

Para possibilitar o escoamento de futuros empreendimentos eólicos, a Alternativa 2 é semelhante à Alternativa 1 em 2018 e prevê a construção dos seguintes reforços:

- SE 500/230 kV Gentio do Ouro II (nova subestação), contendo:
 - 2 autotransformadores 500/230 kV 900 MVA (1º e 2º);
 - 2 reatores de barra 500 kV 100 Mvar (1º e 2º);
 - 1 compensador estático de reativos 500 kV (-100/+200) Mvar (1º);
- SE 500/230 kV Ourolândia (nova subestação), contendo:
 - 2 autotransformadores 500/230 kV 900 MVA (1º e 2º);
 - 1 reator de barra 500 kV 100 Mvar (1º);
- SE 500/230 kV Morro do Chapéu II: 1 autotransformador 500/230 kV 900 MVA (2º ATR);
- SE 500/230 kV Igaporã III: 1 autotransformador 500/230 kV 750 MVA (4º ATR);
- SE 500/230 kV Barreiras II: 1 reator de barra 500 kV 150 Mvar (2º);
- LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II CS (4x954 MCM) C1, incluindo:
 - 2 reatores de linha 500 kV 150 Mvar (um em cada extremidade da linha);
- LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia CS (4x954 MCM) C1, incluindo:
 - 1 reator de linha 500 kV 150 Mvar (instalado no terminal Ourolândia);
- LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II CS (4x954 MCM) C1, incluindo:
 - 1 reator de linha 500 kV 100 Mvar (instalado no terminal Morro do Chapéu II);

- LT 230 kV Gentio do Ouro II – Brotas de Macaúbas (1x636 MCM) C1;
- Seccionamento em loop da LT 230 kV Irecê – Senhor do Bonfim (1x636 MCM), se conectando na SE Ouroândia 500/230 kV;

Para possibilitar o escoamento de futuros empreendimentos eólicos a partir do ano de 2021, a Alternativa 2 contempla, em 2021, a construção de:

- LT 500 kV Ouroândia – Olindina CS (4x954 MCM) , incluindo:
 - 2 reatores de linha 500 kV 180 Mvar (um em cada extremidade da linha);
- SE 500/230 Ouroândia: 1 autotransformador 500/230 kV de 900 MVA (3º ATR);
- SE 500/230 kV Igaporã III: 1 autotransformador 500/230 kV 750 MVA (5º ATR);
- SE 500 kV São João do Piauí: 1 compensador estático de reativos 500 kV (-150/+300) Mvar (1º);
- Bancos de capacitores série segundo a tabela abaixo:

Tabela 7-1 – Compensação por Bancos de Capacitores Série - Alternativa 2

LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II	60% (2x 30%)
LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ouroândia	50% (1x 50%)
LT 500 kV Ouroândia – Morro do Chapéu II	50% (1x 50%)
LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu	65% (2x 32,5%)
LT 500 kV Ouroândia – Olindina	65% (2x 32,5%)

Para o ano inicial, 2018, os fluxos de potência em regime normal e nas principais contingências, em diferentes cenários, são idênticos aos da Alternativa 1, ou seja, ilustrados da Figura 7-18 até Figura 7-24.

A seguir serão ilustrados os fluxos de potência para o ano de 2021.

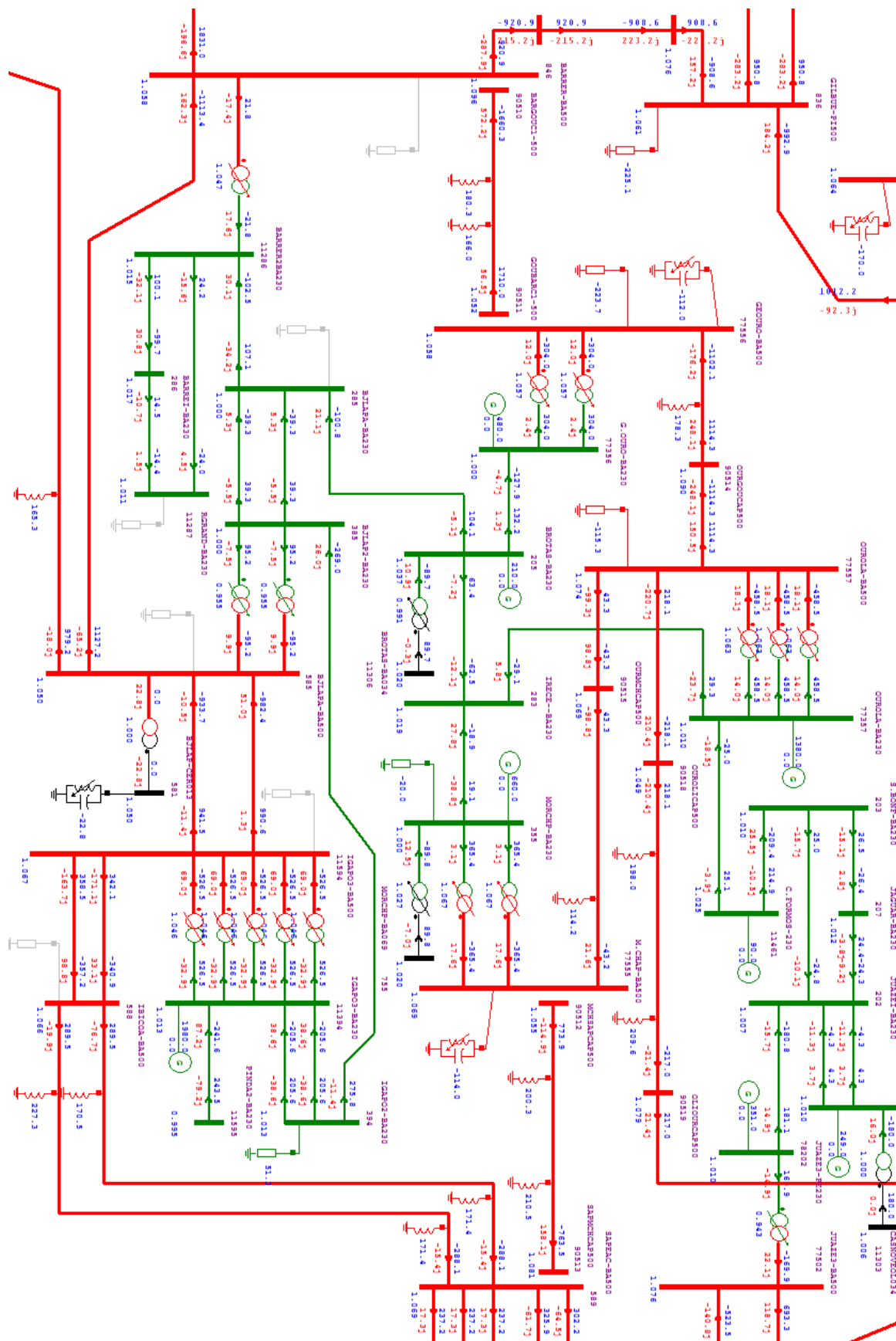


Figura 7-33 – Alternativa 2 – Regime Normal – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2021

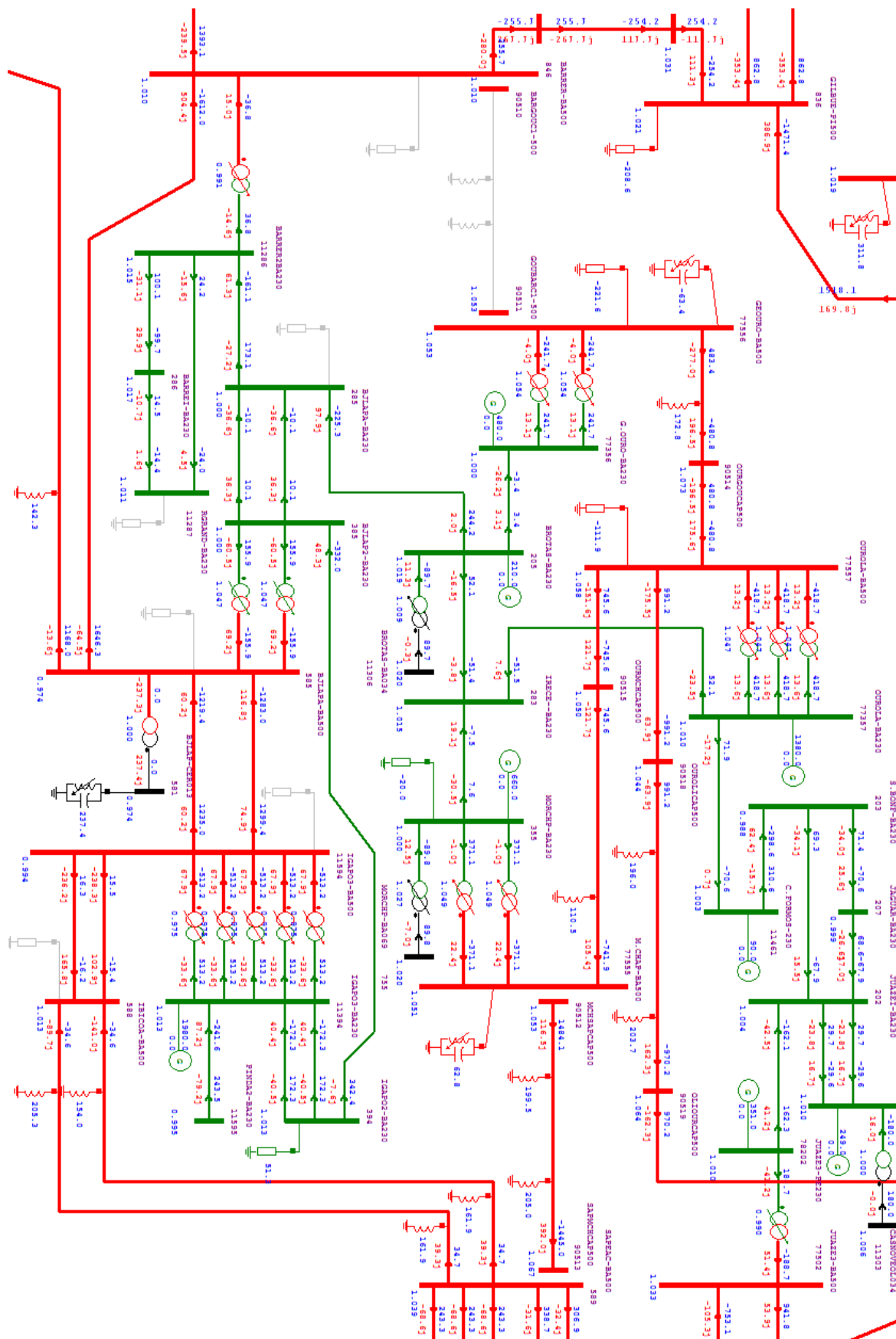


Figura 7-34 – Alternativa 2 – Contingência LT 500kV Barreiras II – Gentio do Ouro II – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2021



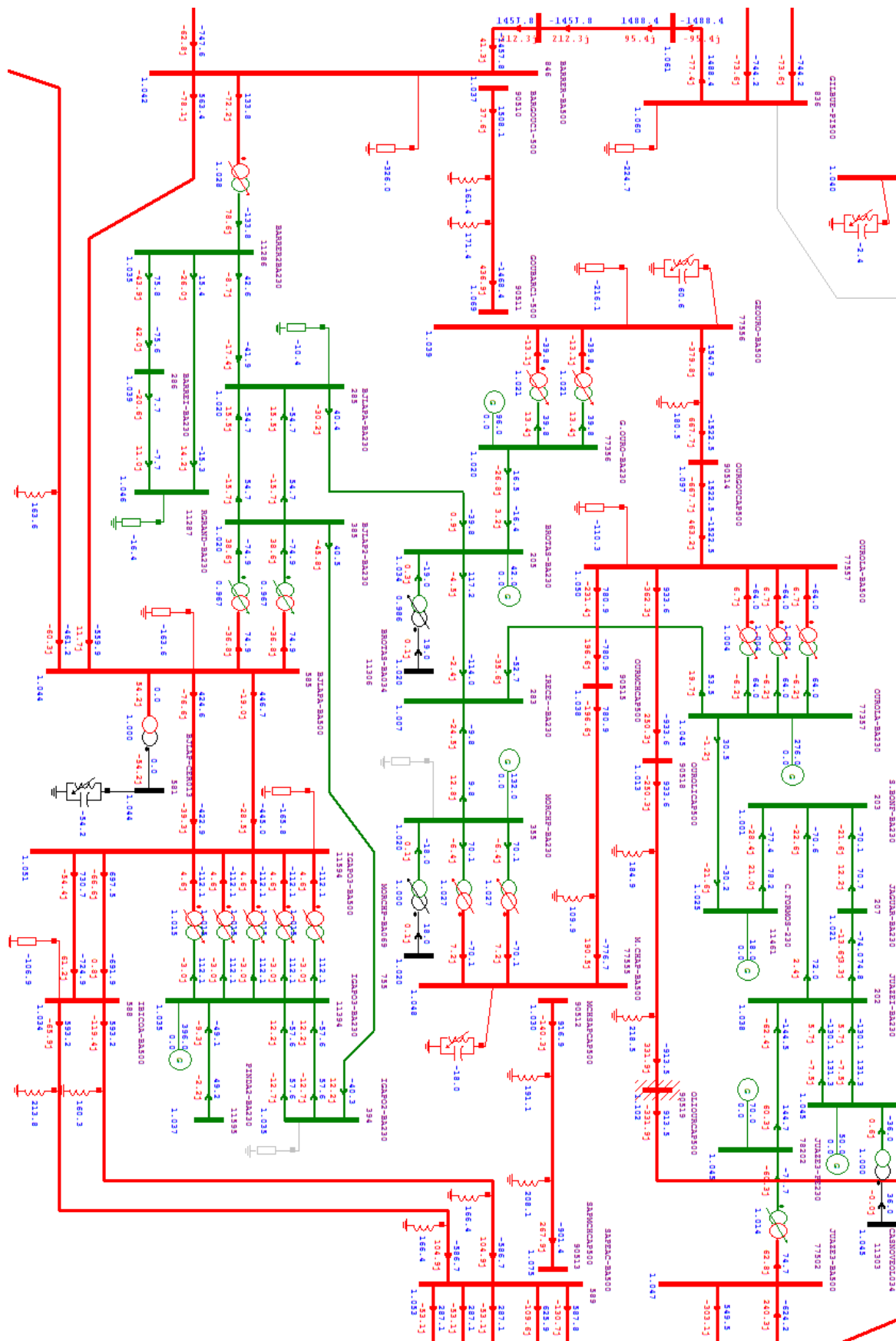


Figura 7-36 – Alternativa 2 – Contingência LT 500 kV Gilbués – São João do Piauí – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2021

Percebe-se que o sistema proposto pela Alternativa 2 para 2021 é capaz de suportar os fluxos elétricos durante regime normal de operação e também sob todas as principais contingências, inclusive no cenário mais crítico, NE Exportador - Carga Leve, com máxima geração eólica, ilustrado na Figura 7-34.

7.4 Alternativa 3

Para possibilitar o escoamento de futuros empreendimentos eólicos, a Alternativa 3 prevê a implementação dos seguintes reforços em 2018:

- SE 500/230 kV Gentio do Ouro II (nova subestação), contendo:
 - 2 autotransformadores 500/230 kV 900 MVA (1º e 2º);
 - 2 reatores de barra 500 kV 100 Mvar (1º e 2º);
 - 1 compensador estático de reativos 500 kV (-100/+200) Mvar (1º);
- SE 500/230 kV Ourolândia (nova subestação), contendo:
 - 2 autotransformadores 500/230 kV 900 MVA (1º e 2º)
 - 1 reator de barra 500 kV 100 Mvar (1º);
- SE 500/230 kV Morro do Chapéu II: 1 autotransformador 500/230 kV 900 MVA (2º ATR);
- SE 500/230 kV Igaporã III: 1 autotransformador 500/230 kV 750 MVA (4º ATR);
- SE 500/230 kV Gilbués II: 1 reator de barra 500 kV 200 Mvar (3º);
- LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II CS (4x954 MCM) , incluindo:
 - 2 reatores de linha 500 kV 210 Mvar (um em cada extremidade da linha);
- LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia CS (4x954 MCM) C1, incluindo:
 - 1 reator de linha 500 kV 150 Mvar (instalado no terminal Ourolândia);
- LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II CS (4x954 MCM) C1, incluindo:
 - 1 reator de linha 500 kV 100 Mvar (instalado no terminal Morro do Chapéu II);

- LT 230 kV Gentio do Ouro II – Brotas de Macaúbas (1x636 MCM);
- Seccionamento em loop da LT 230 kV Irecê – Senhor do Bonfim (1x636 MCM), se conectando na SE Ouroândia 500/230 kV;

Para possibilitar o escoamento de futuros empreendimentos eólicos a partir do ano de 2021, a alternativa 3 contempla, em 2021, a construção de:

- LT 500 kV Ouroândia – Juazeiro III CS (4x954 MCM) , incluindo:
 - 2 reatores de linha 500 kV 100 Mvar (um em cada extremidade da linha);
- SE 500/230 Ouroândia: 1 autotransformador 500/230 kV de 900 MVA (3º ATR);
- SE 500/230 kV Igaporã III: 1 autotransformador 500/230 kV 750 MVA (5º ATR);
- SE 500 kV São João do Piauí: 1 compensador estático de reativos 500 kV (-100/+200) Mvar (1º);
- Bancos de capacitores série segundo a tabela abaixo:

Tabela 7-2 – Compensação por Bancos de Capacitores Série - Alternativa 3

LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II	60% (2x 30%)
LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ouroândia	50% (1x 50%)
LT 500 kV Ouroândia – Morro do Chapéu II	50% (1x 50%)
LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu	65% (2x 32,5%)
LT 500 kV Ouroândia – Juazeiro III	50% (1x 50%)

Para o ano inicial, 2018, os fluxos de potência em regime normal e a contingência mais severa, nos cenários NE Exportador Carga Leve e NE Importador Carga Pesada, são ilustrados da Figura 7-37 até Figura 7-40. O fluxo de potência para o ano de 2021 é ilustrado da Figura 7-41 a Figura 7-44.

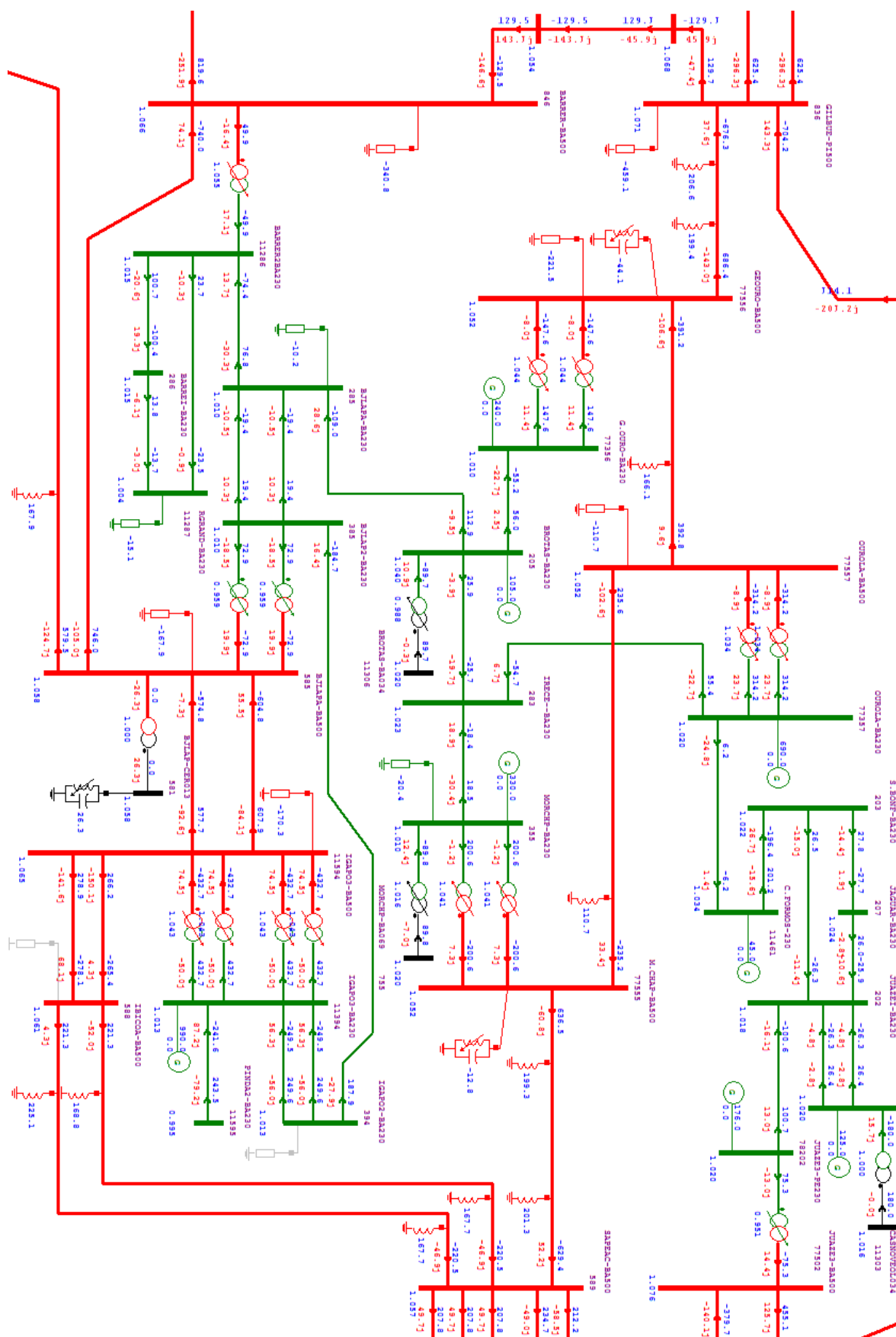


Figura 7-37 – Alternativa 3 – Regime Normal – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2018

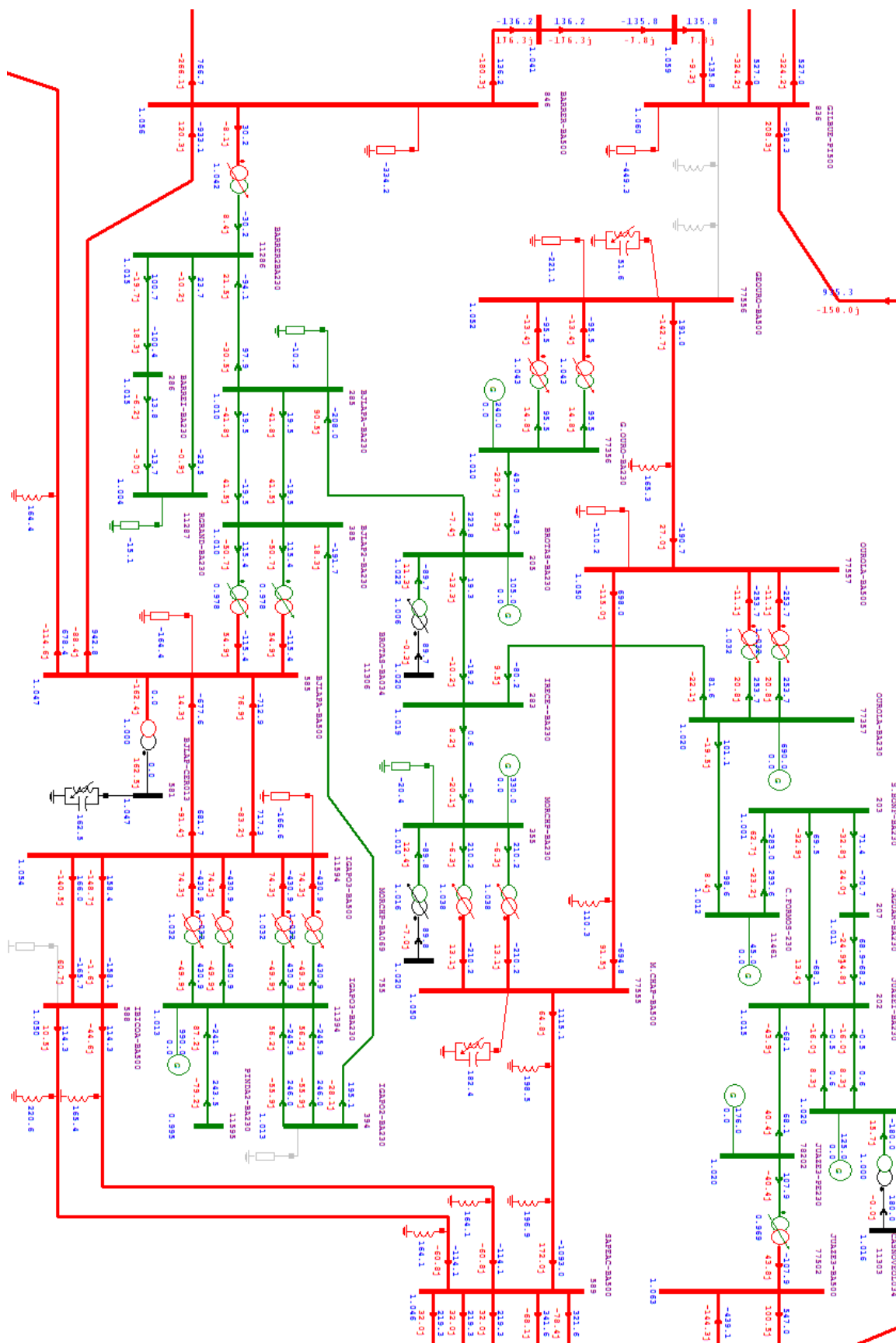
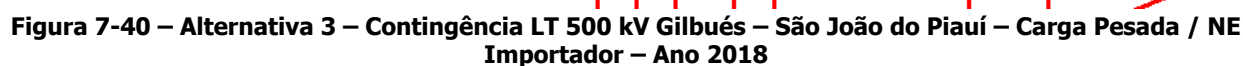


Figura 7-38 – Alternativa 3 – Contingência LT 500kV Gilbués – Gentio do Ouro II – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2018





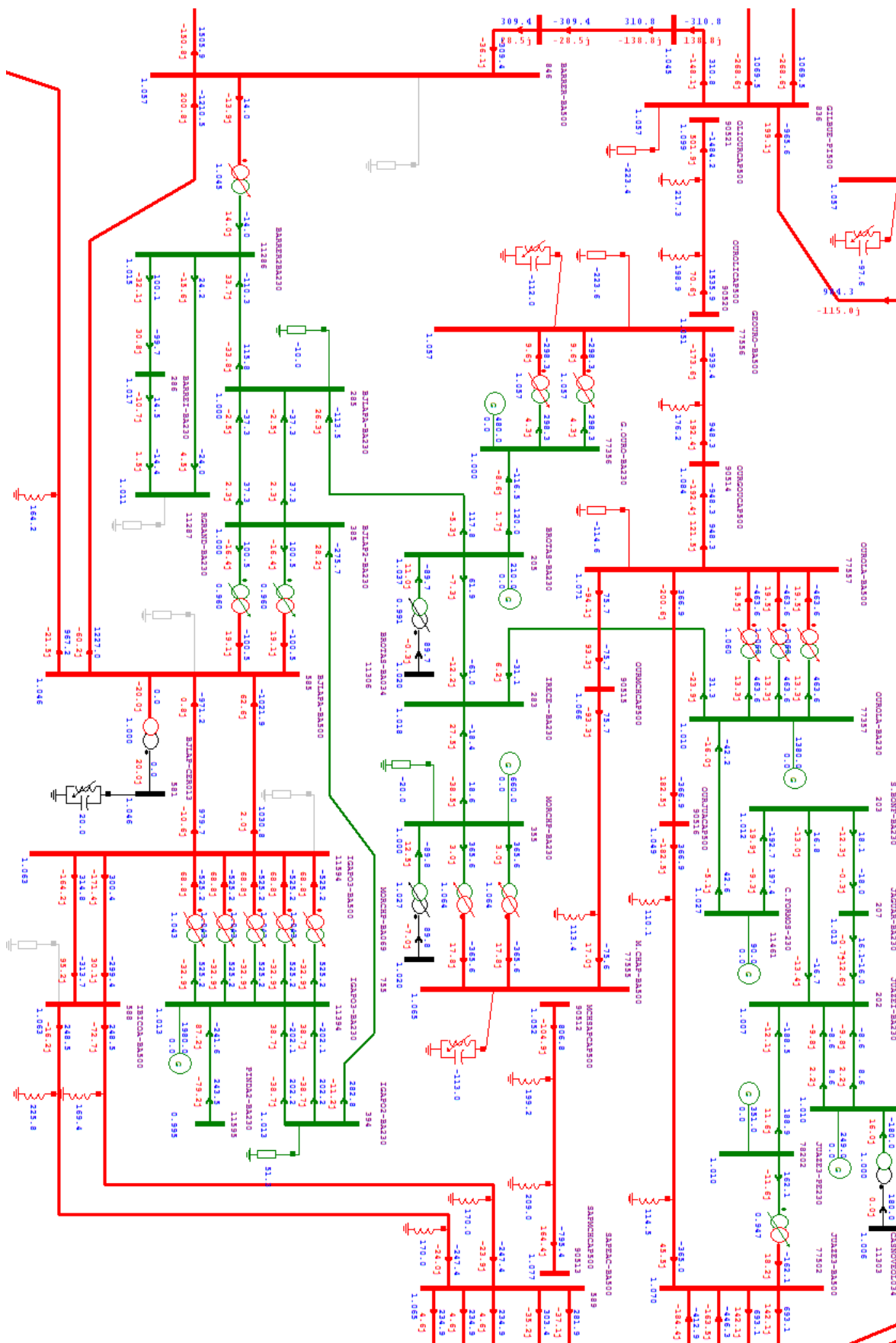


Figura 7-41 – Alternativa 3 – Regime Normal – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2021

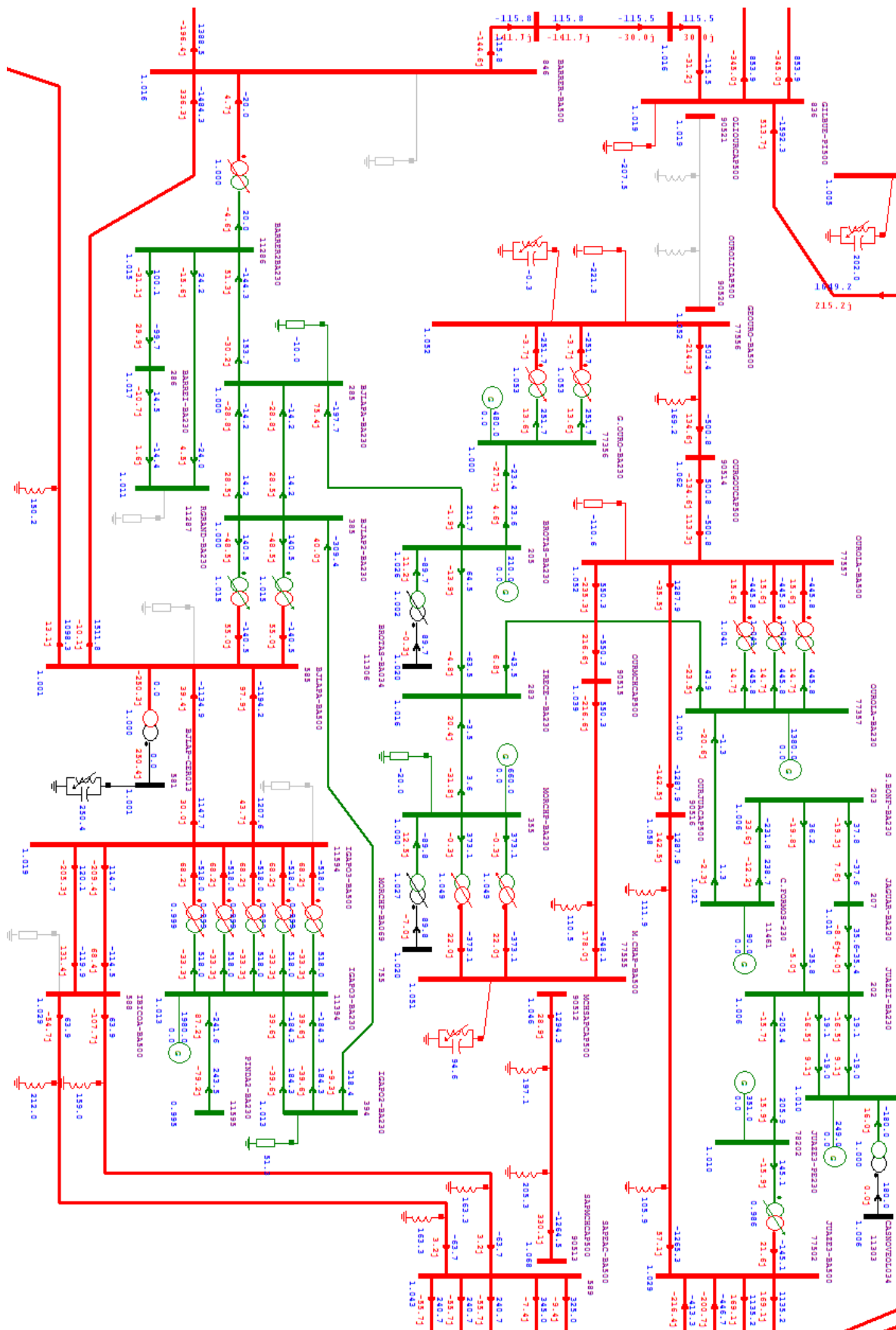


Figura 7-42 – Alternativa 3 – Contingência LT 500kV Gilbués – Gentio do Ouro II – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2021





Percebe-se que o sistema proposto pela alternativa 3 pra 2021 é capaz de suportar o fluxo de potência durante regime normal de operação e também sob todas as principais contingências, inclusive no cenário mais crítico, NE Exportador - Carga Leve, com máxima geração eólica, ilustrado na Figura 7-38.

7.5 Alternativa 4

Para possibilitar o escoamento de futuros empreendimentos eólicos, a Alternativa 4 é semelhante à Alternativa 3 em 2018 e prevê a construção dos seguintes reforços:

- SE 500/230 kV Gentio do Ouro II (nova subestação), contendo:
 - 2 autotransformadores 500/230 kV 900 MVA (1º e 2º);
 - 2 reatores de barra 500 kV 100 Mvar (1º e 2º);
 - 1 compensador estático de reativos 500 kV (-100/+200) Mvar (1º);
- SE 500/230 kV Ourolândia (nova subestação), contendo:
 - 2 autotransformadores 500/230 kV 900 MVA (1º e 2º)
 - 1 reator de barra 500 kV 100 Mvar (1º);
- SE 500/230 kV Morro do Chapéu II: 1 autotransformador 500/230 kV 900 MVA (2º ATR);
- SE 500/230 kV Igaporã III: 1 autotransformador 500/230 kV 750 MVA (4º ATR);
- SE 500/230 kV Gilbués II: 1 reator de barra 500 kV 200 Mvar (3º);
- LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II CS (4x954 MCM) , incluindo:
 - 2 reatores de linha 500 kV 210 Mvar (um em cada extremidade da linha);
- LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia CS (4x954 MCM) C1, incluindo:
 - 1 reator de linha 500 kV 150 Mvar (instalado no terminal Ourolândia);
- LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II CS (4x954 MCM) C1, incluindo:
 - 1 reator de linha 500 kV 100 Mvar (instalado no terminal Morro do Chapéu II);

- LT 230 kV Gentio do Ouro II – Brotas de Macaúbas (1x636 MCM);
- Seccionamento em loop da LT 230 kV Irecê – Senhor do Bonfim (1x636 MCM), se conectando na SE Ouroândia 500/230 kV;

Para possibilitar o escoamento de futuros empreendimentos eólicos a partir do ano de 2021, a alternativa 4 contempla, em 2021, a construção de:

- LT 500 kV Ouroândia – Olindina CS (4x954 MCM) , incluindo:
 - 2 reatores de linha 500 kV 180 Mvar (um em cada extremidade da linha);
- SE 500/230 Ouroândia: 1 autotransformador 500/230 kV de 900 MVA (3º ATR);
- SE 500/230 kV Igaporã III: 1 autotransformador 500/230 kV 750 MVA (5º ATR);
- SE 500 kV São João do Piauí: 1 compensador estático de reativos 500 kV (-150/+300) Mvar (1º);
- Bancos de capacitores série segundo a tabela abaixo:

Tabela 7-3 – Compensação por Bancos de Capacitores Série - Alternativa 4

LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II	60% (2x 30%)
LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ouroândia	50% (1x 50%)
LT 500 kV Ouroândia – Morro do Chapéu II	50% (1x 50%)
LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu	65% (2x 32,5%)
LT 500 kV Ouroândia – Olindina	65% (2x 32,5%)

Para o ano inicial, 2018, os fluxos de potência em regime normal e nas principais contingências, em diferentes cenários, são idênticos aos da Alternativa 3, ou seja, ilustrados da Figura 7-37 até Figura 7-40.

A seguir serão ilustrados os fluxos de potência para o ano de 2021.

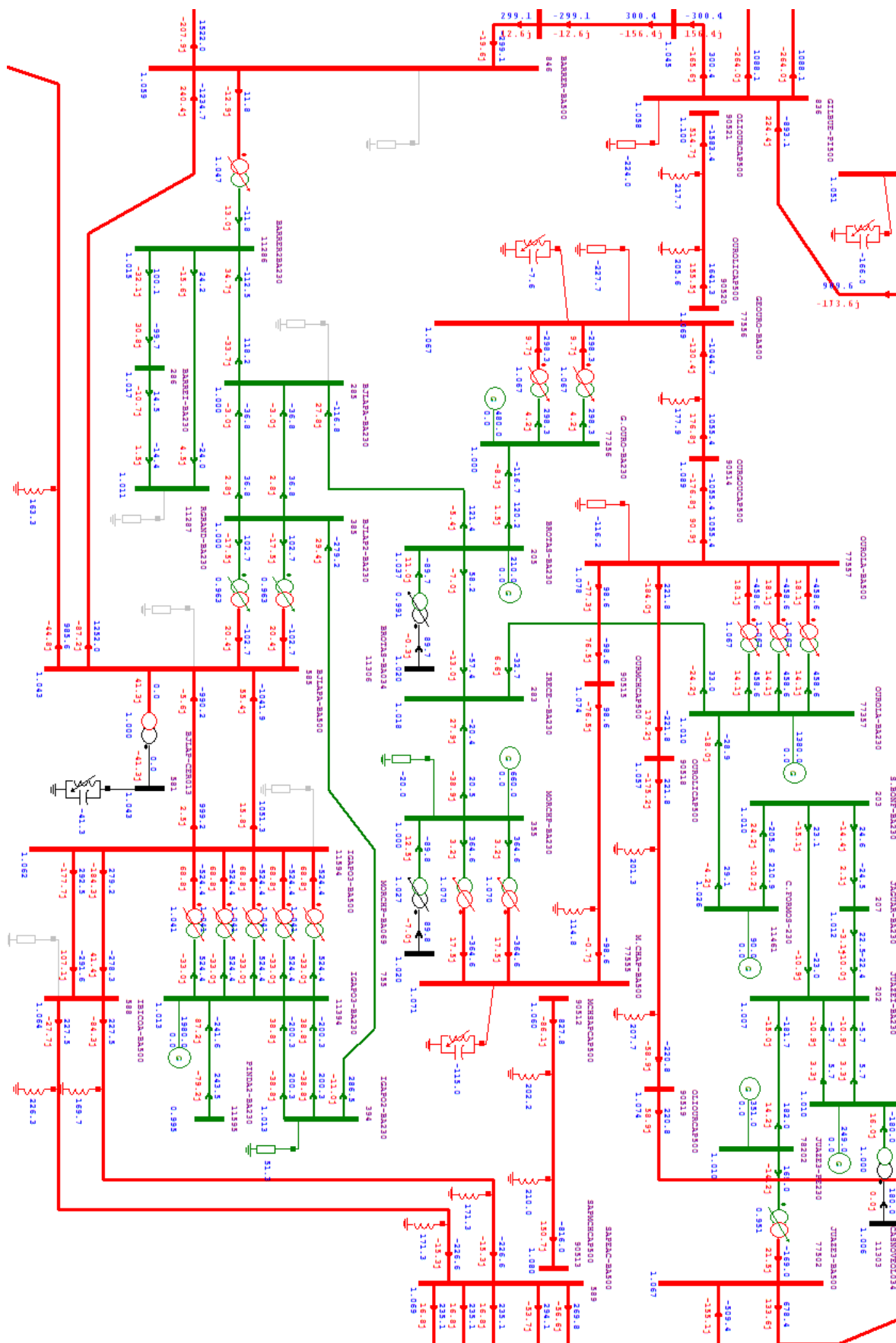
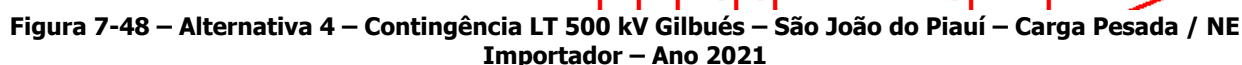


Figura 7-45 – Alternativa 4 – Regime Normal – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2021







Percebe-se que o sistema proposto pela alternativa 4 pra 2021 é capaz de escoar o fluxo de potência durante regime normal de operação e também sob todas as principais contingências, inclusive no cenário mais crítico, NE Exportador - Carga Leve, com máxima geração eólica, ilustrado na Figura 7-46.

7.6 Alternativa 5

Para possibilitar o escoamento de futuros empreendimentos eólicos, a Alternativa 5 é semelhante à Alternativa 1 em 2018 e prevê a construção dos seguintes reforços:

- SE 500/230 kV Gentio do Ouro II (nova subestação), contendo:
 - 2 autotransformadores 500/230 kV 900 MVA (1º e 2º);
 - 2 reatores de barra 500 kV 100 Mvar (1º e 2º);
 - 1 compensador estático de reativos 500 kV (-100/+200) Mvar (1º);
- SE 500/230 kV Ourolândia (nova subestação), contendo:
 - 2 autotransformadores 500/230 kV 900 MVA (1º e 2º);
 - 1 reator de barra 500 kV 100 Mvar (1º);
- SE 500/230 kV Morro do Chapéu II: 1 autotransformador 500/230 kV 900 MVA (2º ATR);
- SE 500/230 kV Igaporã III: 1 autotransformador 500/230 kV 750 MVA (4º ATR);
- SE 500/230 kV Barreiras II: 1 reator de barra 500 kV 150 Mvar (2º);
- LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II CS (4x954 MCM) C1, incluindo:
 - 2 reatores de linha 500 kV 150 Mvar (um em cada extremidade da linha);
- LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia CS (4x954 MCM) C1, incluindo:
 - 1 reator de linha 500 kV 150 Mvar (instalado no terminal Ourolândia);
- LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II CS (4x954 MCM) C1, incluindo:
 - 1 reator de linha 500 kV 100 Mvar (instalado no terminal Morro do Chapéu II);

- LT 230 kV Gentio do Ouro II – Brotas de Macaúbas (1x636 MCM) C1;
- Seccionamento em loop da LT 230 kV Irecê – Senhor do Bonfim (1x636 MCM), se conectando na SE Ourolândia 500/230 kV;

Para possibilitar o escoamento de futuros empreendimentos eólicos a partir do ano de 2021, a alternativa 5 contempla, em 2021, a construção de:

- LT 500 kV Ourolândia – Juazeiro III CS (4x954 MCM) , incluindo:
 - 2 reatores de linha 500 kV 100 Mvar (um em cada extremidade da linha);
- SE 500/230 Ourolândia: 1 autotransformador 500/230 kV de 900 MVA (3º ATR);
- SE 500/230 kV Igaporã III: 1 autotransformador 500/230 kV 750 MVA (5º ATR);
- SE 500 kV São João do Piauí: 1 compensador estático de reativos 500 kV (-100/+200) Mvar (1º);
- Bancos de capacitores série segundo a tabela abaixo:

Tabela 7-4 – Compensação por Bancos de Capacitores Série - Alternativa 5

LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II	60% (2x 30%)
LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia	50% (1x 50%)
LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II	50% (1x 50%)
LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu	65% (2x 32,5%)
LT 500 kV Ourolândia – Juazeiro III	50% (1x 50%)

Para o ano inicial, 2018, os fluxos de potência em regime normal e nas principais contingências, em diferentes cenários, são idênticos aos da Alternativa 1, ou seja, ilustrados da Figura 7-18 até Figura 7-24.

A seguir serão ilustrados os fluxos de potência para o ano de 2021.







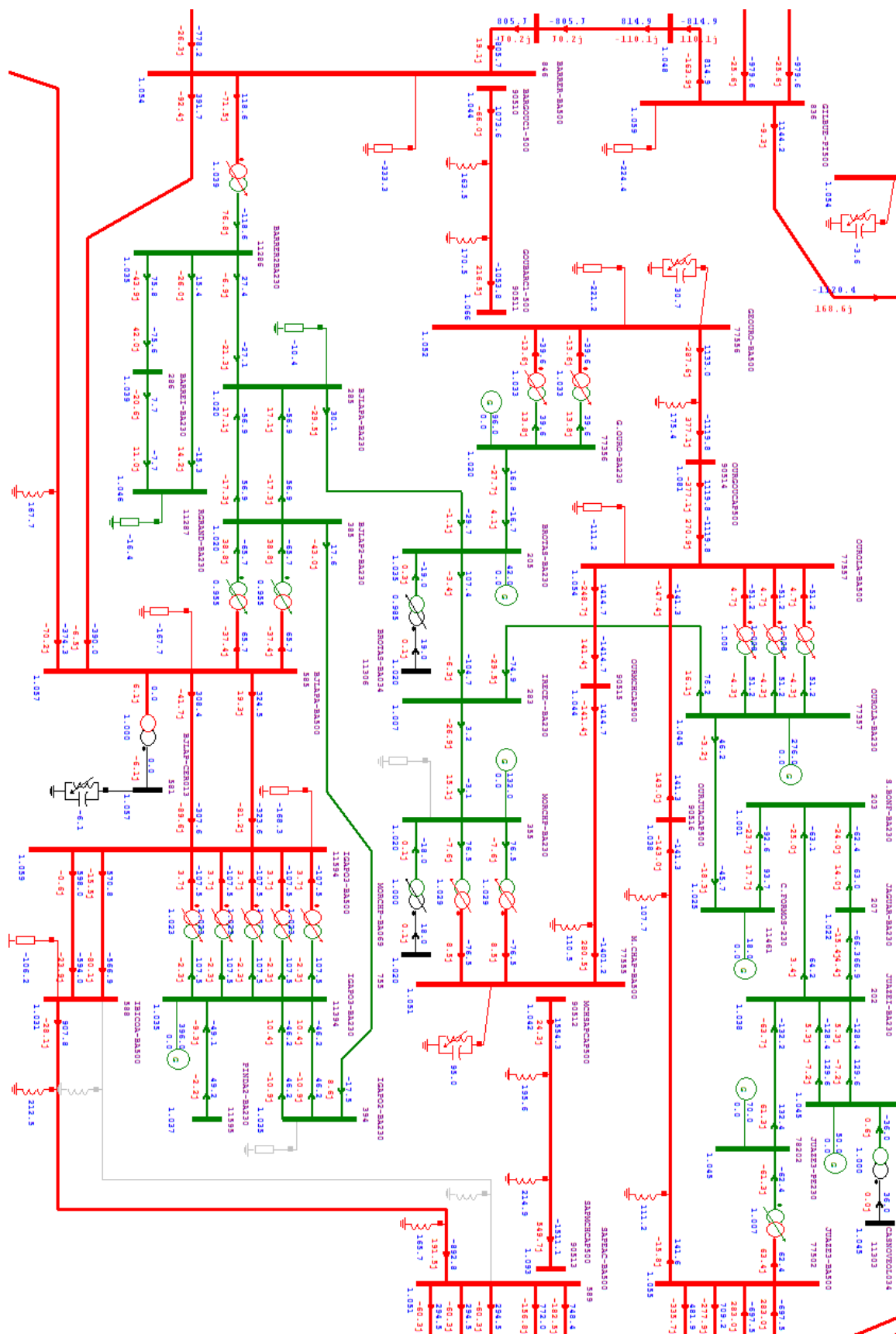


Figura 7-52 – Alternativa 5 – Contingência LT 500 kV Iboara – Sapeaçu – Carga Pesada / NE Importador – Ano 2021

Percebe-se que o sistema proposto pela alternativa 5 pra 2021 é capaz de escoar o fluxo de potência durante regime normal de operação e também sob todas as principais contingências, inclusive no cenário mais crítico, NE Exportador - Carga Leve, com máxima geração eólica, ilustrado na Figura 7-50.

7.7 Alternativa 6

Para possibilitar o escoamento de futuros empreendimentos eólicos, a Alternativa 6 é semelhante a Alternativa 1 em 2018 e prevê a construção dos seguintes reforços:

- SE 500/230 kV Gentio do Ouro II (nova subestação), contendo:
 - 2 autotransformadores 500/230 kV 900 MVA (1º e 2º);
 - 2 reatores de barra 500 kV 100 Mvar (1º e 2º);
 - 1 compensador estático de reativos 500 kV (-100/+200) Mvar (1º);
- SE 500/230 kV Ourolândia (nova subestação), contendo:
 - 2 autotransformadores 500/230 kV 900 MVA (1º e 2º);
 - 1 reator de barra 500 kV 100 Mvar (1º);
- SE 500/230 kV Morro do Chapéu II: 1 autotransformador 500/230 kV 900 MVA (2º ATR);
- SE 500/230 kV Igaporã III: 1 autotransformador 500/230 kV 750 MVA (4º ATR);
- SE 500/230 kV Barreiras II: 1 reator de barra 500 kV 150 Mvar (2º);
- LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II CS (4x954 MCM) C1, incluindo:
 - 2 reatores de linha 500 kV 150 Mvar (um em cada extremidade da linha);
- LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia CS (4x954 MCM) C1, incluindo:
 - 1 reator de linha 500 kV 150 Mvar (instalado no terminal Ourolândia);
- LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II CS (4x954 MCM) C1, incluindo:
 - 1 reator de linha 500 kV 100 Mvar (instalado no terminal Morro do Chapéu II);

- LT 230 kV Gentio do Ouro II – Brotas de Macaúbas (1x636 MCM) C1;
- Seccionamento em loop da LT 230 kV Irecê – Senhor do Bonfim (1x636 MCM), se conectando na SE Ouroândia 500/230 kV;

Para possibilitar o escoamento de futuros empreendimentos eólicos a partir do ano de 2021, a alternativa 6 contempla, em 2021, a construção de:

- LT 500 kV Ouroândia – Sapeaçu CS (4x954 MCM) , incluindo:
 - 2 reatores de linha 500 kV 180 Mvar (um em cada extremidade da linha);
- SE 500/230 Ouroândia: 1 autotransformador 500/230 kV de 900 MVA (3º ATR);
- SE 500/230 kV Igaporã III, contendo:
 - 1 autotransformador 500/230 kV 750 MVA (5º ATR);
 - 1 compensador estático de reativos 500 kV (-150/+300) Mvar (1º);
- SE 500 kV São João do Piauí: 1 compensador estático de reativos 500 kV (-100/+200) Mvar (1º);
- Bancos de capacitores série segundo a tabela abaixo:

Tabela 7-5 – Compensação por Bancos de Capacitores Série - Alternativa 6

LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II	60% (2x 30%)
LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ouroândia	50% (1x 50%)
LT 500 kV Ouroândia – Morro do Chapéu II	50% (1x 50%)
LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu	65% (2x 32,5%)
LT 500 kV Ouroândia – Sapeaçu	65% (2x 32,5%)

Para o ano inicial, 2018, os fluxos de potência em regime normal e nas principais contingências, em diferentes cenários, são idênticos aos da alternativa 1, ou seja, ilustrados da Figura 7-18 até Figura 7-24.

A seguir serão ilustrados os fluxos de potência para o ano de 2021.

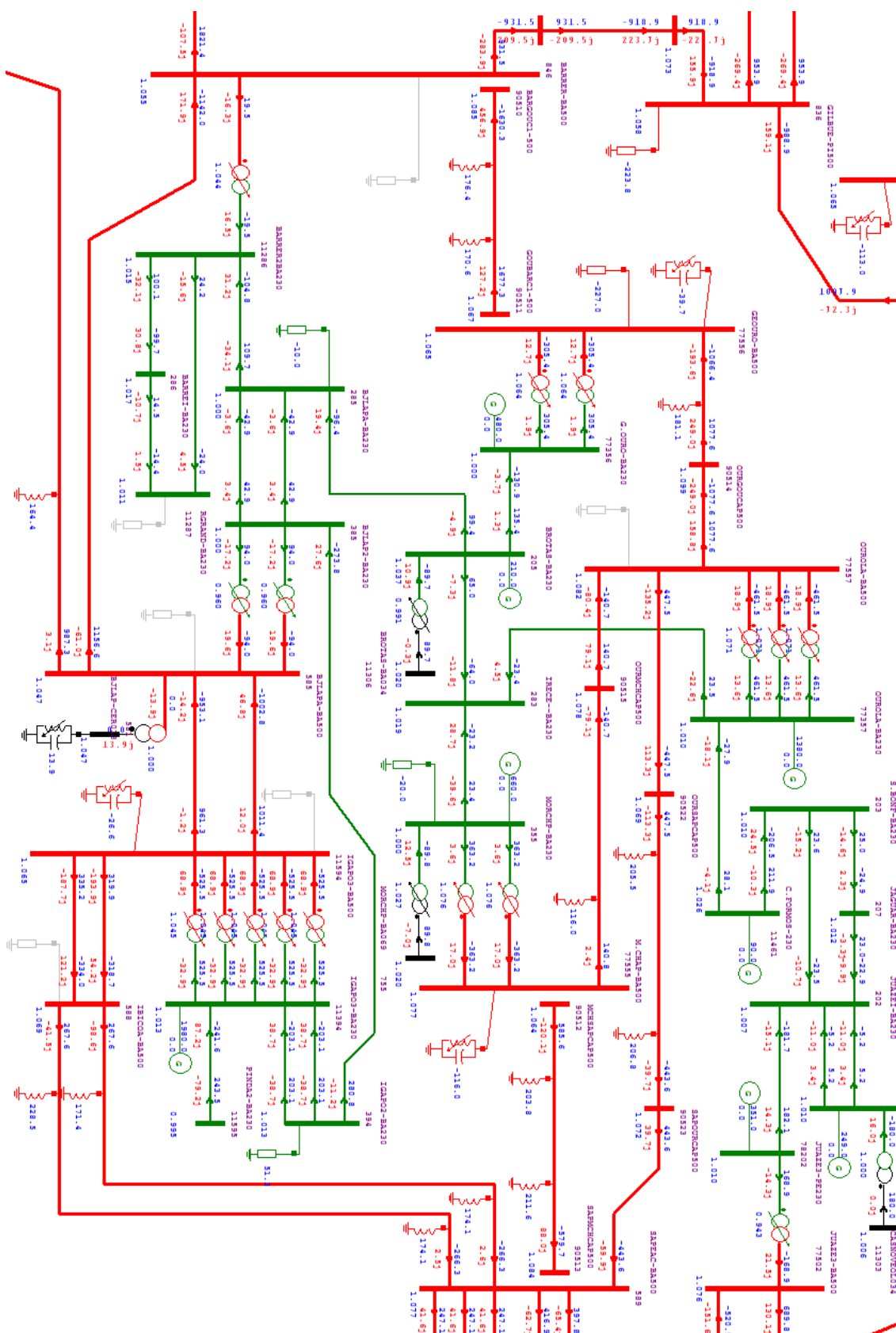


Figura 7-53 – Alternativa 6 – Regime Normal – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2021

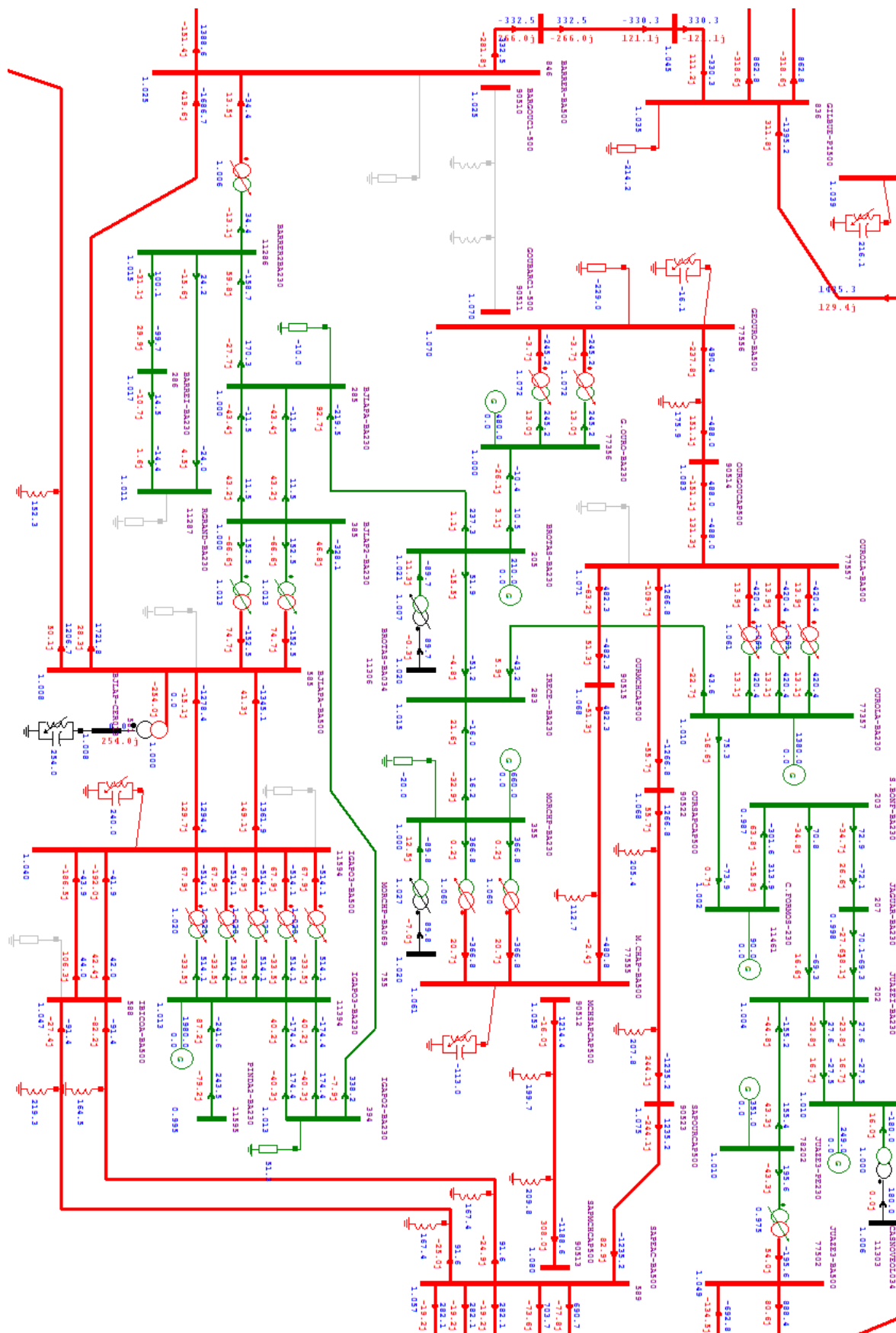
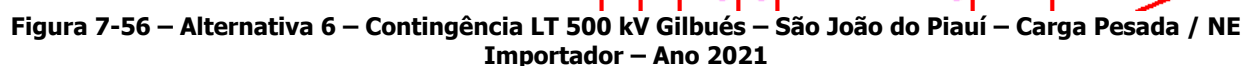


Figura 7-54 – Alternativa 6 – Contingência LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2021





Percebe-se que o sistema proposto pela alternativa 6 pra 2021 é capaz de suportar os fluxos elétricos durante regime normal de operação e também sob todas as principais contingências, inclusive no cenário mais crítico, NE Exportador - Carga Leve, com máxima geração eólica, ilustrado na Figura 7-54.

7.8 Alternativa 7

Para possibilitar o escoamento de futuros empreendimentos eólicos, a Alternativa 7 prevê a construção dos seguintes reforços em 2018:

- SE 500/230 kV Gentio do Ouro II (nova subestação), contendo:
 - 2 autotransformadores 500/230 kV 900 MVA (1º e 2º);
 - 2 reatores de barra 500 kV 100 Mvar (1º e 2º);
 - 1 compensador estático de reativos 500 kV (-100/+200) Mvar (1º);
- SE 500/230 kV Ourolândia (nova subestação), contendo:
 - 2 autotransformadores 500/230 kV 900 MVA (1º e 2º);
 - 1 reator de barra 500 kV 100 Mvar (1º);
- SE 500/230 kV Morro do Chapéu II: 1 autotransformador 500/230 kV 900 MVA (2º ATR);
- SE 500/230 kV Igaporã III: 1 autotransformador 500/230 kV 750 MVA (4º ATR);
- SE 500/230 kV Juazeiro III: 1 reator de barra 500 kV 150 Mvar (1º);
- LT 500 kV Ourolândia – Juazeiro III CS (4x954 MCM) , incluindo:
 - 2 reatores de linha 500 kV 100 Mvar (um em cada extremidade da linha);
- LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia CS (4x954 MCM) C1, incluindo:
 - 1 reator de linha 500 kV 150 Mvar (instalado no terminal Ourolândia);
- LT 500 kV Gentio do Ouro II – Morro do Chapéu II CS (4x954 MCM) C1, incluindo:
 - 1 reator de linha 500 kV 150 Mvar (instalado no terminal Morro do Chapéu II);

- LT 230 kV Gentio do Ouro II – Brotas de Macaúbas (1x636 MCM);
- Seccionamento em loop da LT 230 kV Irecê – Senhor do Bonfim (1x636 MCM), se conectando na SE Ourolândia 500/230 kV;

Para possibilitar o escoamento de futuros empreendimentos eólicos a partir do ano de 2021, a alternativa 7 contempla, em 2021, a construção de:

- LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II CS (4x954 MCM) C1, incluindo:
 - 2 reatores de linha 500 kV 150 Mvar (um em cada extremidade da linha);
- SE 500/230 Ourolândia: 1 autotransformador 500/230 kV de 900 MVA (3º ATR);
- SE 500/230 kV Igaporã III: 1 autotransformador 500/230 kV 750 MVA (5º ATR);
- SE 500 kV São João do Piauí: 1 compensador estático de reativos 500 kV (-150/+300) Mvar (1º);
- Bancos de capacitores série segundo a tabela abaixo:

Tabela 7-6 – Compensação por Bancos de Capacitores Série - Alternativa 7

LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II	60% (2x 30%)
LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia	50% (1x 50%)
LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II	50% (1x 50%)
LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu	65% (2x 32,5%)
LT 500 kV Ourolândia – Juazeiro III	50% (1x 50%)

Para o ano inicial, 2018, os fluxos de potência em regime normal e a contingência mais severa, nos cenários NE Exportador Carga Leve e NE Importador Carga Pesada, são ilustrados da Figura 7-57 até Figura 7-60. O fluxo de potência para o ano de 2021 é ilustrado da Figura 7-61 a Figura 7-64.



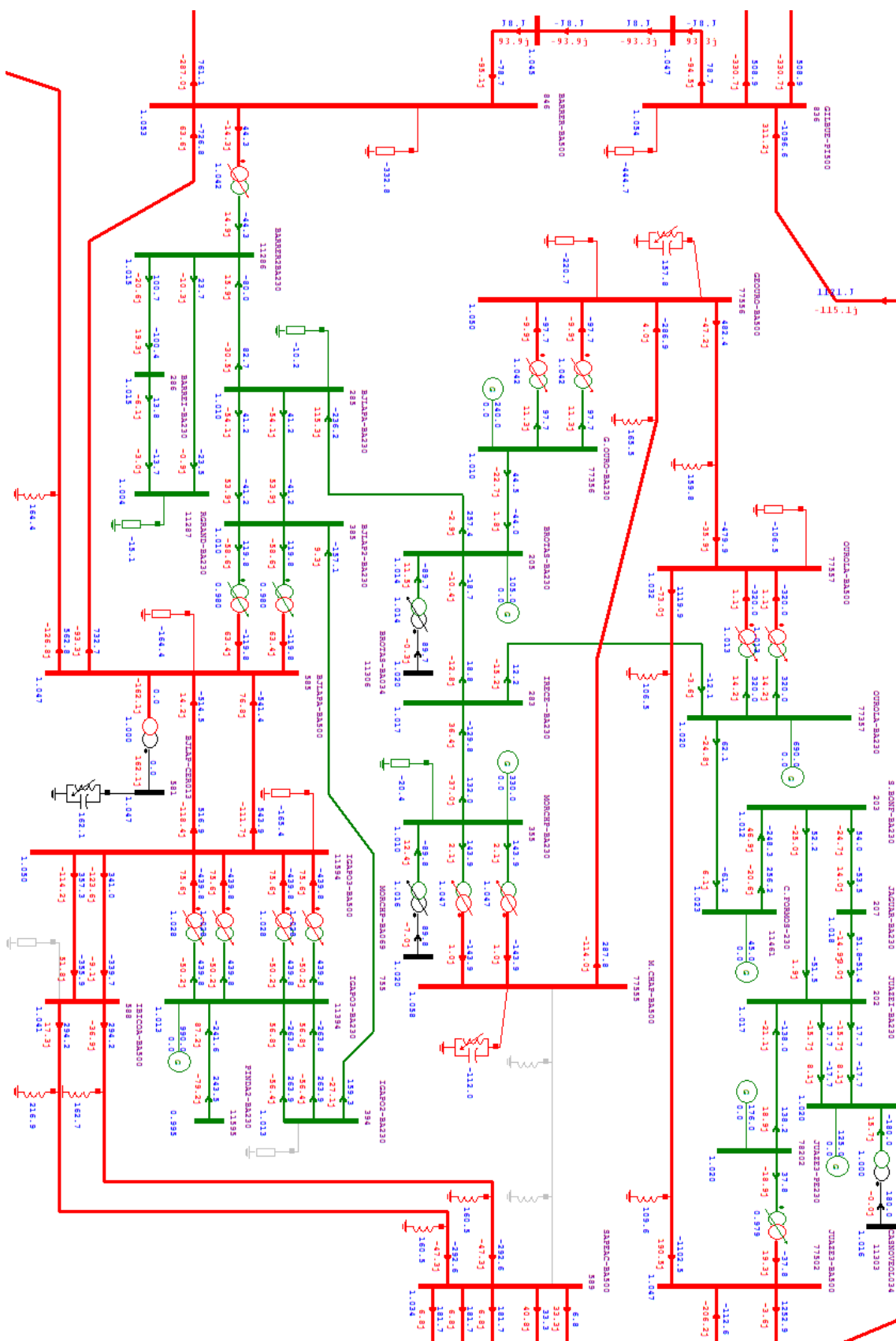


Figura 7-58 – Alternativa 7 – Contingência LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2018





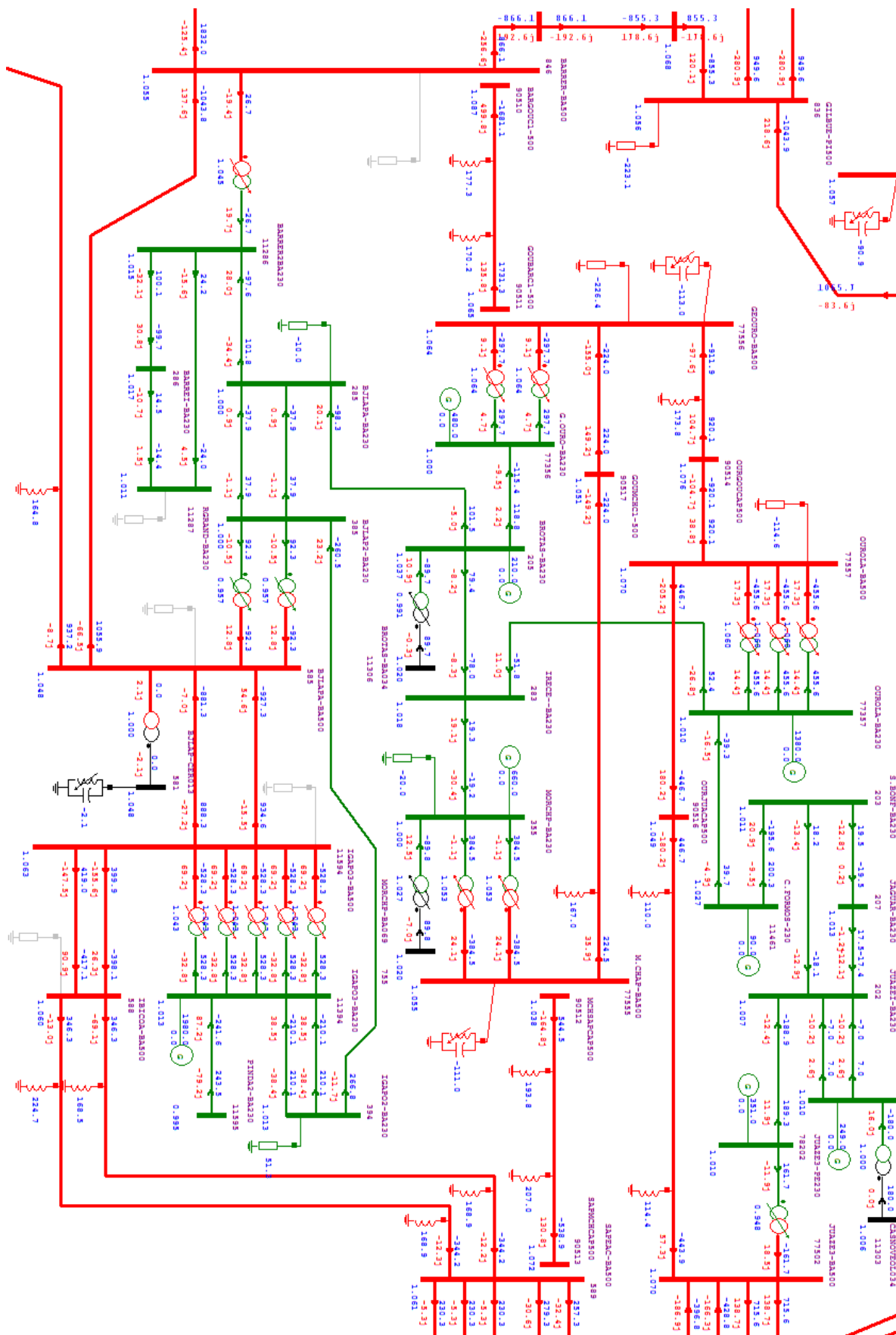


Figura 7-61 – Alternativa 7 – Regime Normal – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2021

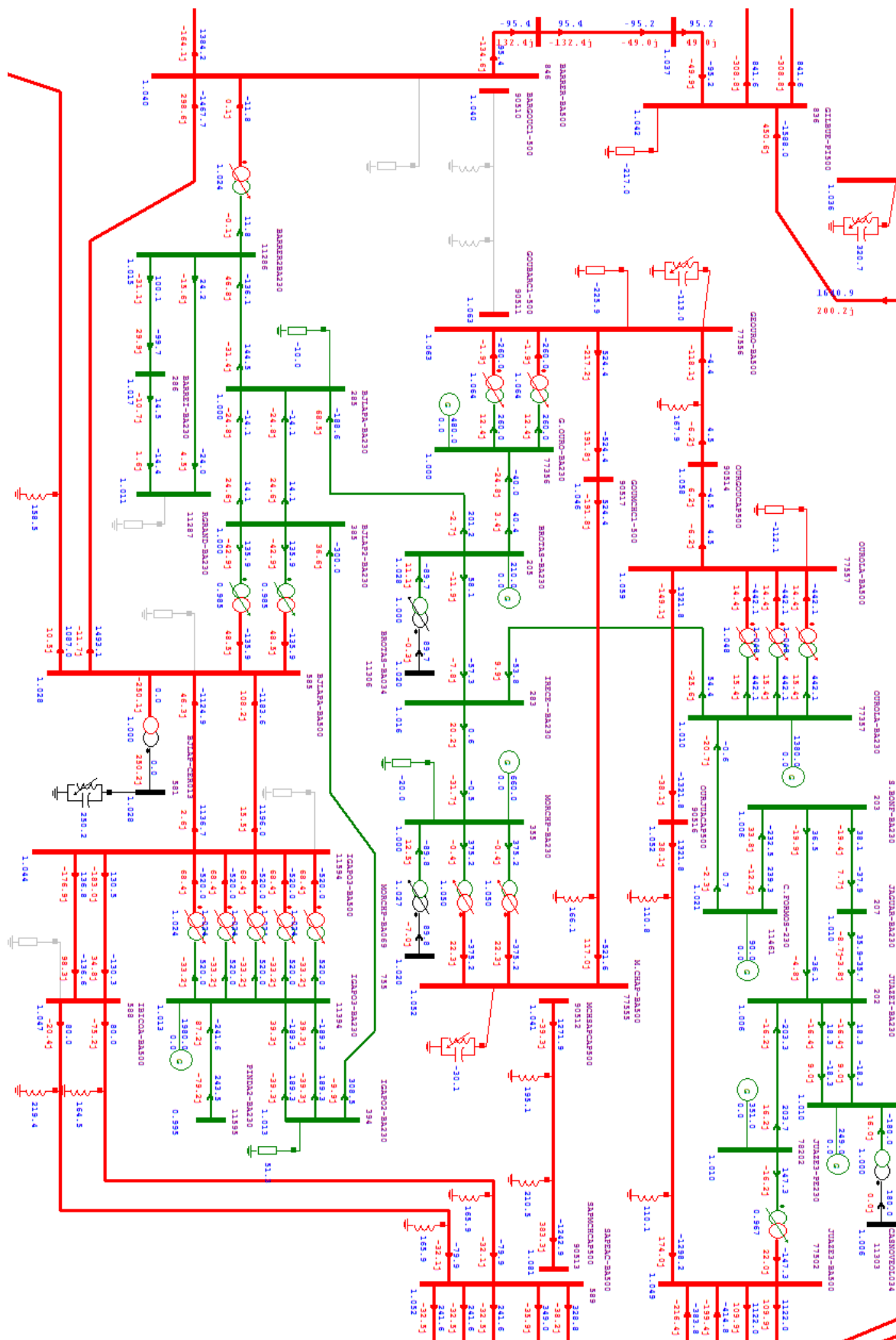


Figura 7-62 – Alternativa 7 – Contingência LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II – Carga Leve / NE Exportador – Ano 2021





Percebe-se que o sistema proposto pela alternativa 7 pra 2021 é capaz de escoar o fluxo de potência durante regime normal de operação e também sob todas as principais contingências, inclusive no cenário mais crítico, NE Exportador - Carga Leve, com máxima geração eólica, ilustrado na Figura 7-62.

8 ANÁLISE ECONÔMICA

Os custos utilizados na análise econômica comparativa das alternativas são os que constam no documento "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2013", Ref.[4].

Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2018 com taxa de retorno de 8% ao ano. Ressalta-se que esses valores são utilizados apenas para comparação de alternativas, não servindo como base para orçamentos.

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

Os custos referentes ao diferencial de perdas elétricas de cada alternativa, em relação àquela de menores perdas, foram estimados considerando: patamar de carga pesada e leve; custo de perdas 108,00 R\$/MWh e taxa de retorno de 8% ao ano, referidos a 2018.

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

Tabela 8-1 – Comparação econômica das alternativas: investimento e perdas (R\$ x 1000)

Comparação Econômica (R\$x1000)					
Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1	1.185.649	61.081	1.246.730	100,0%	1º
Alternativa 2	1.196.590	98.386	1.294.976	103,9%	5º
Alternativa 3	1.174.954	119.516	1.294.470	103,8%	4º
Alternativa 4	1.234.507	61.398	1.295.905	103,9%	6º
Alternativa 5	1.132.460	139.941	1.272.400	102,1%	3º
Alternativa 6	1.221.482	75.277	1.296.759	104,0%	7º
Alternativa 7	1.131.865	218.936	1.350.801	108,3%	8º
Alternativa 8	1.199.503	53.489	1.252.993	100,5%	2º

A Figura 8-1 apresenta a comparação econômica das alternativas de forma gráfica.

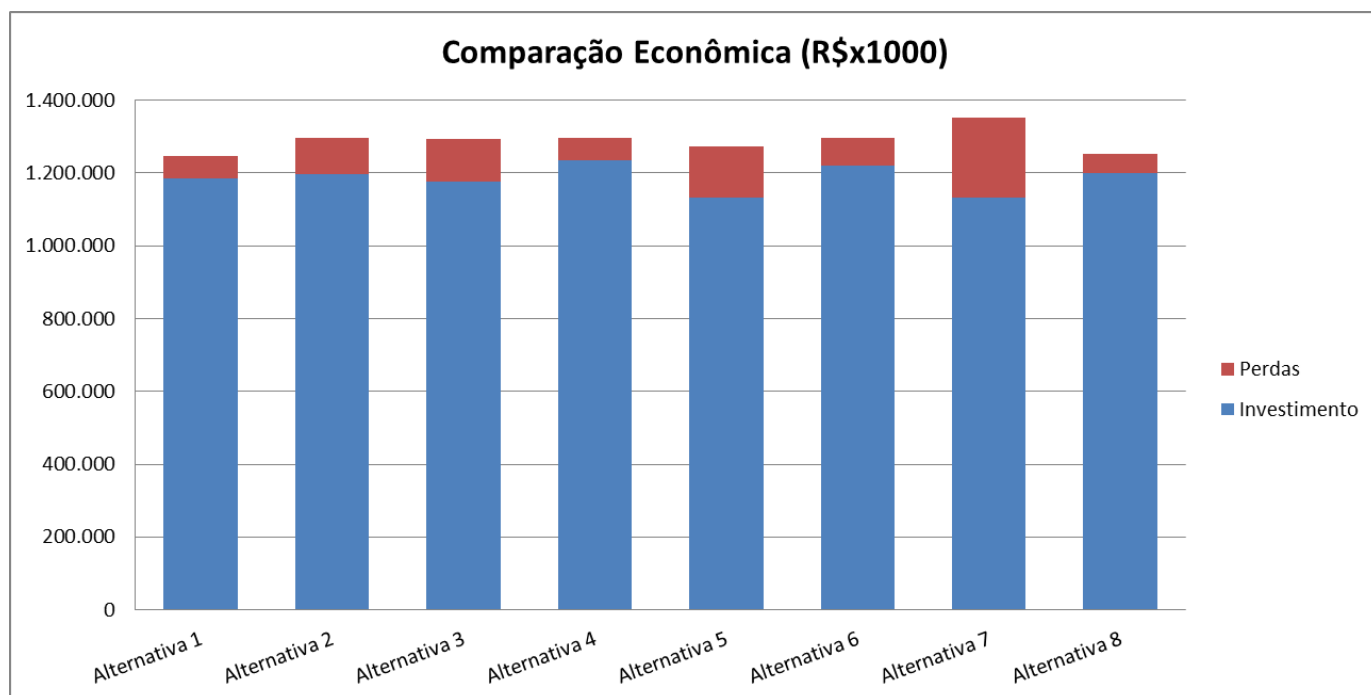


Figura 8-1 – Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000)

As avaliações efetuadas, observando-se o critério de mínimo custo global, apresentam as alternativas 1 e 8 como as mais econômicas, com uma diferença percentual de custos globais menor do que 1%, caracterizando empate técnico.

A comparação das alternativas 1 e 8 apresenta uma vantagem importante para a Alternativa 8, devido ao cronograma de implantação das obras recomendadas. A LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II, recomendada em 2018 pela Alternativa 8, se mostra mais eficaz do que a LT 500 kV Barreiras – Gentio do Ouro II, recomendada em 2018 pela Alternativa 1 em cenários nos quais as usinas da região Norte estão com alta hidraulicidade e exportação elevada de energia para as regiões Nordeste e Sudeste. A possibilidade de expansão da interligação Norte/Nordeste/Sudeste para escoamento da energia hidráulica da região Norte e da energia eólica da região Nordeste, a partir de um novo eixo 500 kV que atravessasse a região central Bahia e se conecte à malha de 500 kV do estado de Minas Gerais indicaria a necessidade de implantação da LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II em 2018. Dessa forma, a Alternativa 8 melhor se adequa a futuras expansões que ainda serão melhor detalhadas para o aumento do intercâmbio energético entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste, sendo ela a alternativa recomendada no presente estudo.

9 ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO DE CARGA

A seguir estão resumidos os resultados das simulações de energização e rejeição de carga envolvendo novas linhas de transmissão indicadas nesse relatório, referentes à Alternativa 8 (recomendada) com data de entrada para 2018. Utilizou-se o cenário de Nordeste Permanência – Carga Leve para simulações de energização, uma vez que esse cenário se caracteriza por possuir menores carregamentos nas linhas e, portanto, configura um cenário crítico para controle de tensão e para energização. As energizações foram realizadas tentando manter a tensão em aproximadamente 1,1 pu no terminal a partir do qual a linha será energizada.

9.1 Energização da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Ourolândia (por M. do Chapéu)

Na simulação, energizando a linha de transmissão no sentido Morro do Chapéu II → Ourolândia, com tensão inicial de 1,080 pu na SE Morro do Chapéu II, obteve-se 1,085 pu na SE Morro do Chapéu II e 1,096 pu no terminal aberto na SE Ourolândia. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-1 e Figura 9-2.

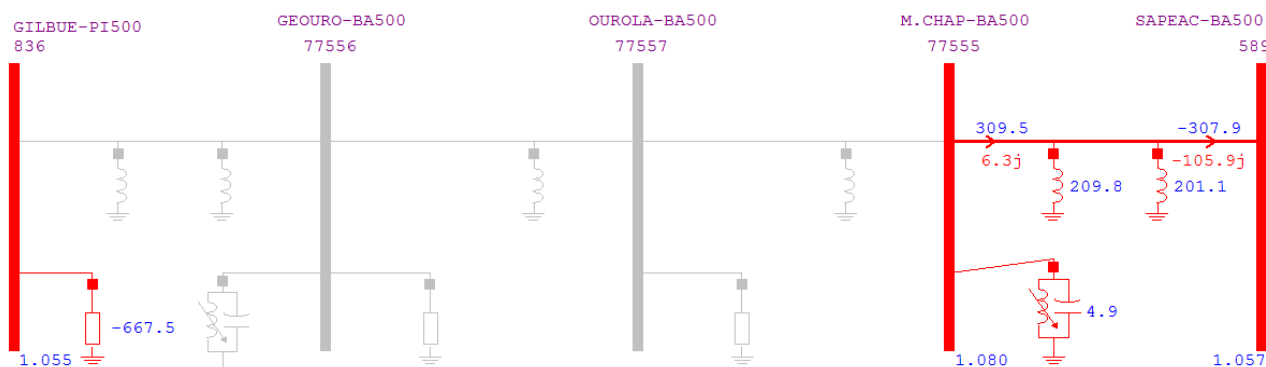


Figura 9-1 – Sistema Pré-Energização da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Ourolândia à partir de M. Chapéu II

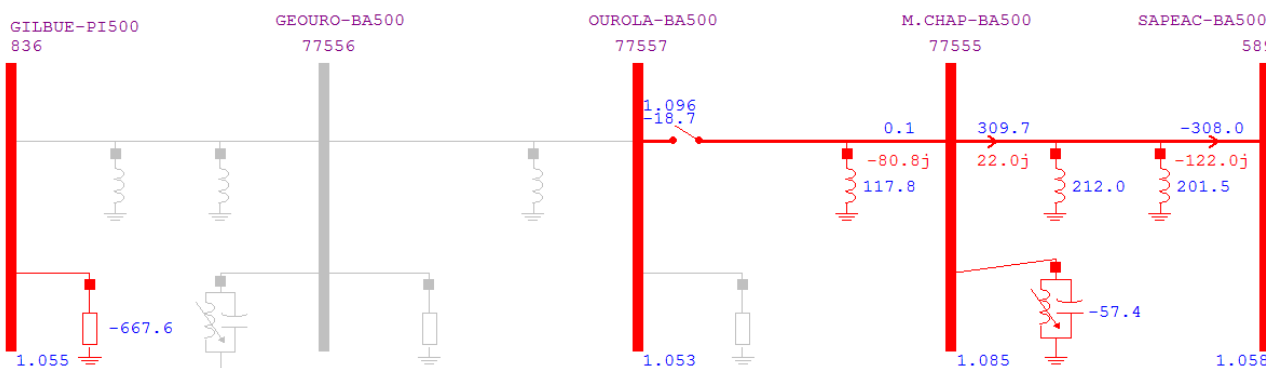


Figura 9-2 – Energização da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Ourolândia à partir de M. Chapéu II

9.2 Energização da LT 500 kV Ourolândia – Gentio do Ouro II (por Ourolândia)

Na simulação, energizando a linha de transmissão no sentido Ourolândia → Gentio do Ouro II, com tensão inicial de 1,099 pu na SE Ourolândia, obteve-se 1,140 pu na SE Ourolândia e 1,167 pu no terminal aberto na SE Gentio do Ouro II. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-3 e Figura 9-4.

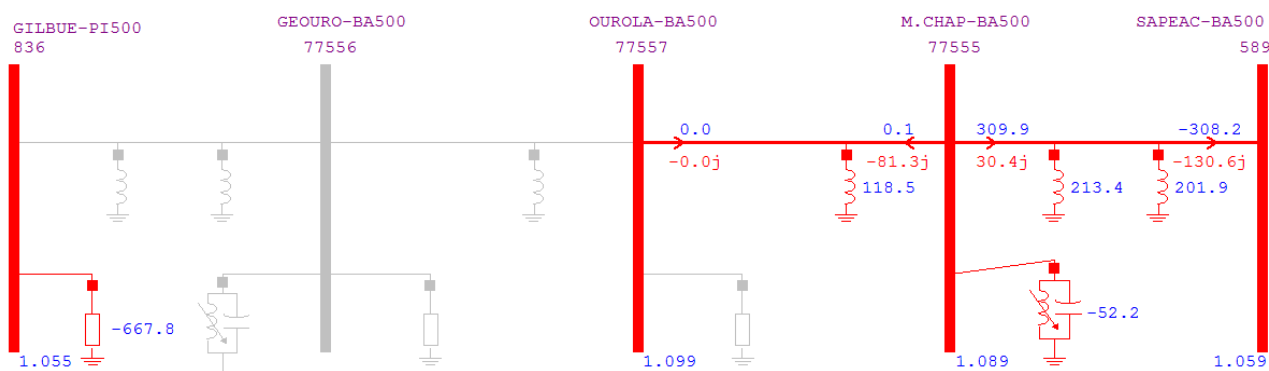


Figura 9-3 – Sistema Pré-Energização da LT 500 kV Ourolândia – Gentio do Ouro II à partir de Ourolândia

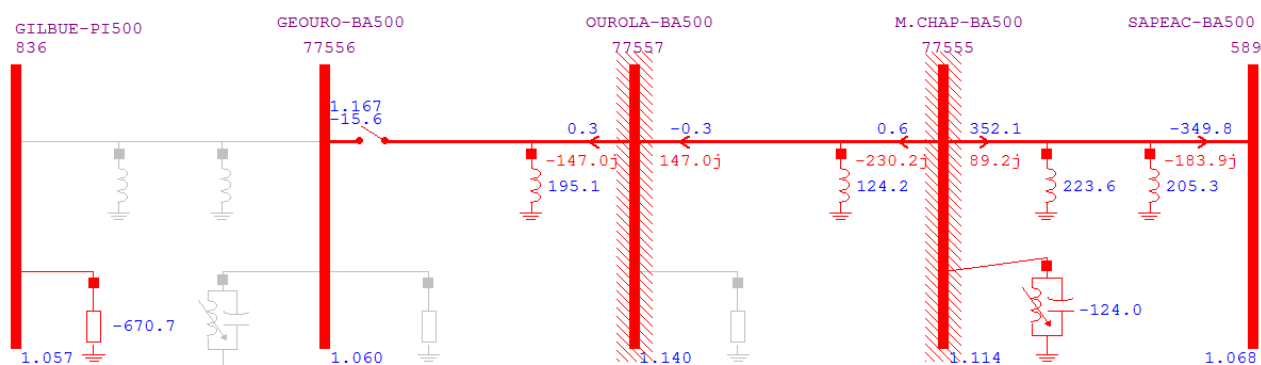


Figura 9-4 – Energização da LT 500 kV Ourolândia – Gentio do Ouro II à partir de Ourolândia

9.3 Energização da LT 500 kV Gentio do Ouro II – Gilbués II (por Gentio do Ouro II)

Na simulação, energizando a linha de transmissão no sentido Gentio do Ouro II → Gilbués II, com tensão inicial de 1,080 pu na SE Gentio do Ouro II, obteve-se 1,119 pu na SE Gentio do Ouro II e 1,160 pu no terminal aberto na SE Gilbués II. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-5 e Figura 9-6. O sistema totalmente energizado é apresentado na Figura 9-7.

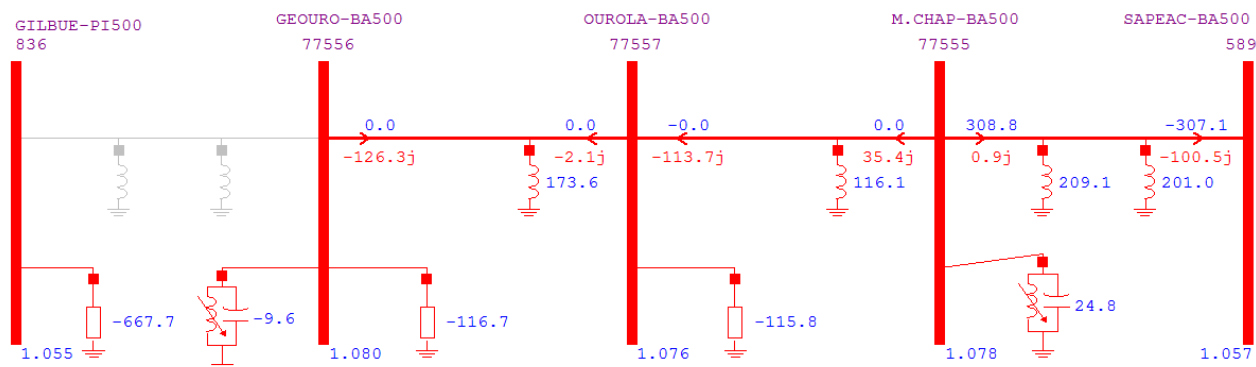


Figura 9-5 – Sistema Pré-Energização da LT 500 kV Gentio do Ouro II – Gilbués II à partir de Gentio do Ouro II

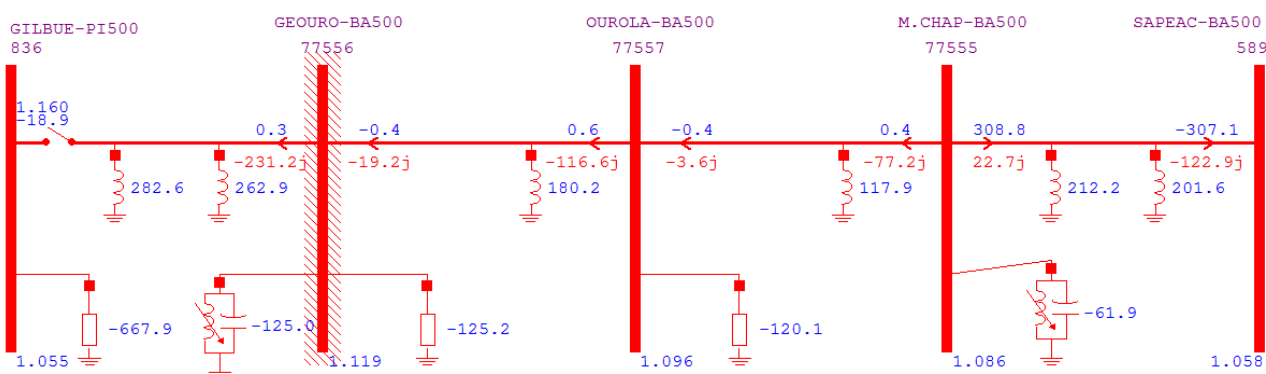


Figura 9-6 – Energização da LT 500 kV Gentio do Ouro II – Gilbués II à partir de Gentio do Ouro II

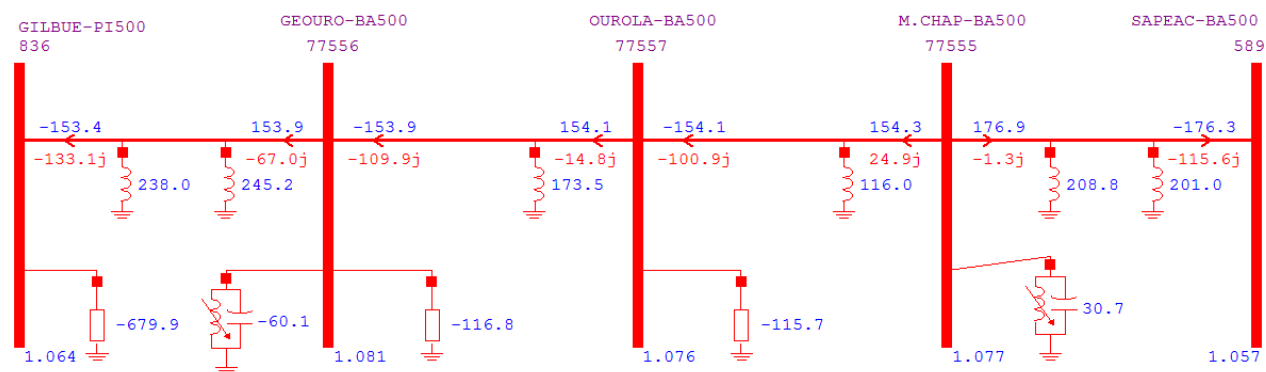


Figura 9-7 – Energização completa do trecho Gilbués II – Gentio do Ouro II – Ourolândia – Morro do Chapéu II

9.4 Energização da LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II (por Gilbués II)

Na simulação, energizando a linha de transmissão no sentido Gilbués II → Gentio do Ouro II, com tensão inicial de 1,082 pu na SE Gilbués II, obteve-se 1,094 pu na SE Gilbués II e 1,135 pu no terminal aberto na SE Gentio do Ouro II. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-8 e Figura 9-9.

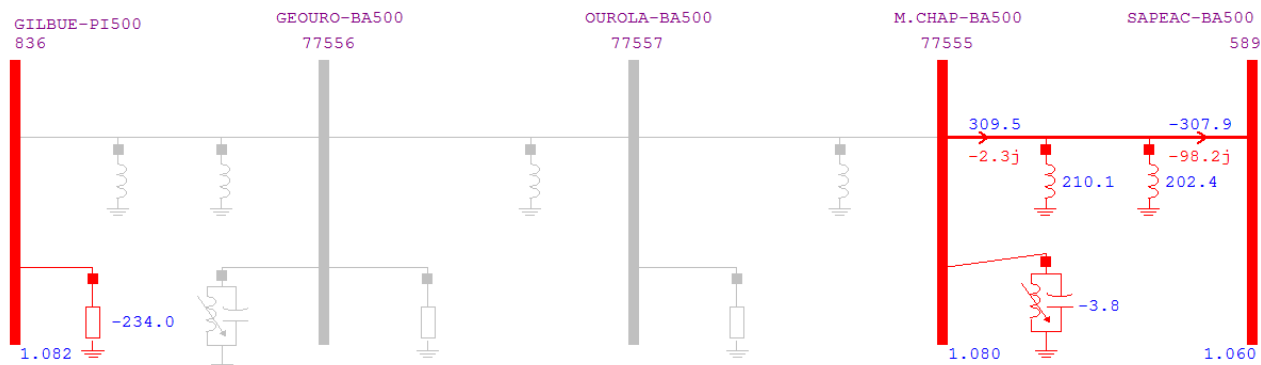


Figura 9-8 – Sistema Pré-Energização da LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II à partir de Gilbués II

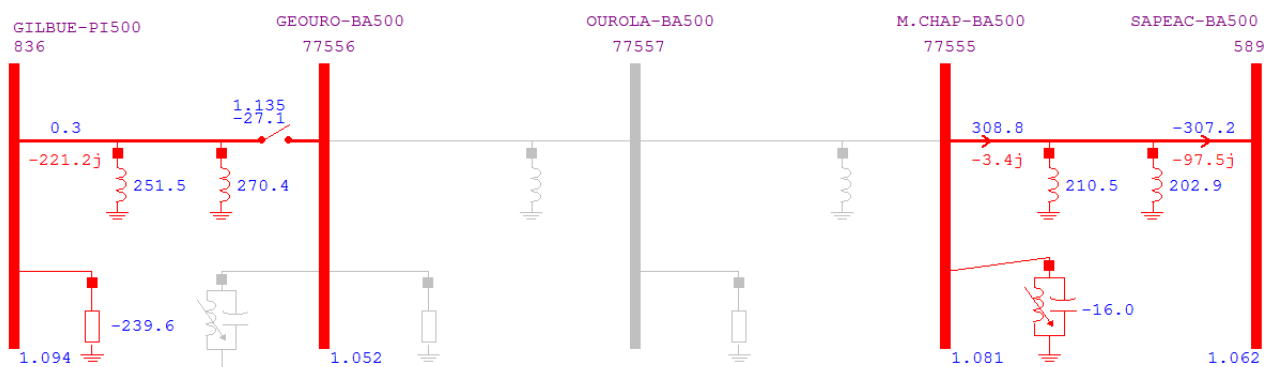


Figura 9-9 - Energização da LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II à partir de Gilbués II

9.5 Energização da LT 500 kV Gentio do Ouro II - Ourolândia (por Gentio do Ouro II)

Na simulação, energizando a linha de transmissão no sentido Gentio do Ouro II → Ourolândia, com tensão inicial de 1,080 pu na SE Gentio do Ouro II, obteve-se 1,088 pu na SE Gentio do Ouro II e 1,084 pu no terminal aberto na SE Ourolândia. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-10 e Figura 9-11.

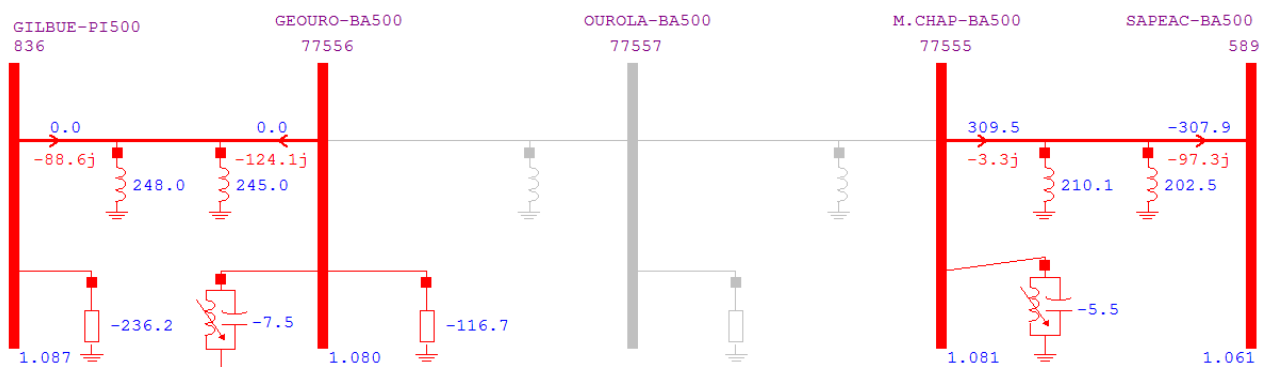


Figura 9-10 – Sistema Pré-Energização da LT 500 kV Gentio do Ouro II - Ourolândia à partir de Gentio do Ouro II

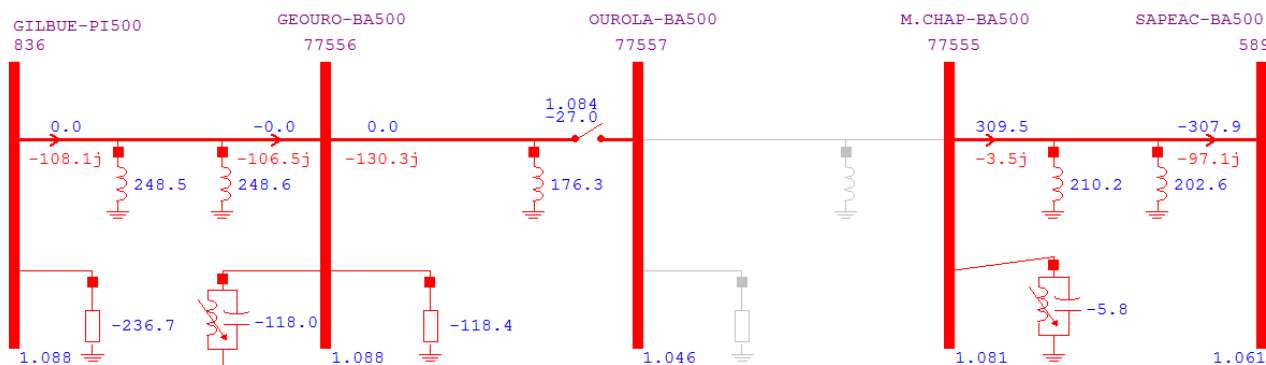


Figura 9-11 - Energização da LT 500 kV Gentio do Ouro II - Ourolândia à partir de Gentio do Ouro II

9.6 Energização da LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II (por Ourolândia)

Na simulação, energizando a linha de transmissão no sentido Ourolândia → Morro do Chapéu II, com tensão inicial de 1,080 pu na SE Ourolândia, obteve-se 1,094 pu na SE Ourolândia e 1,092 pu no terminal aberto na SE Morro do Chapéu II. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-12 e Figura 9-13. O sistema totalmente energizado é apresentado na Figura 9-14.

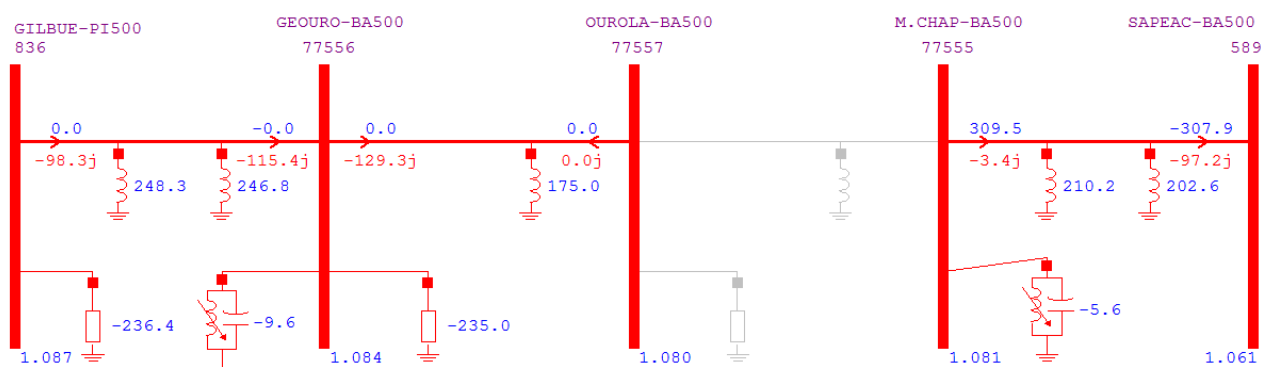


Figura 9-12 – Sistema Pré-Energização da LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II à partir de Ourolândia

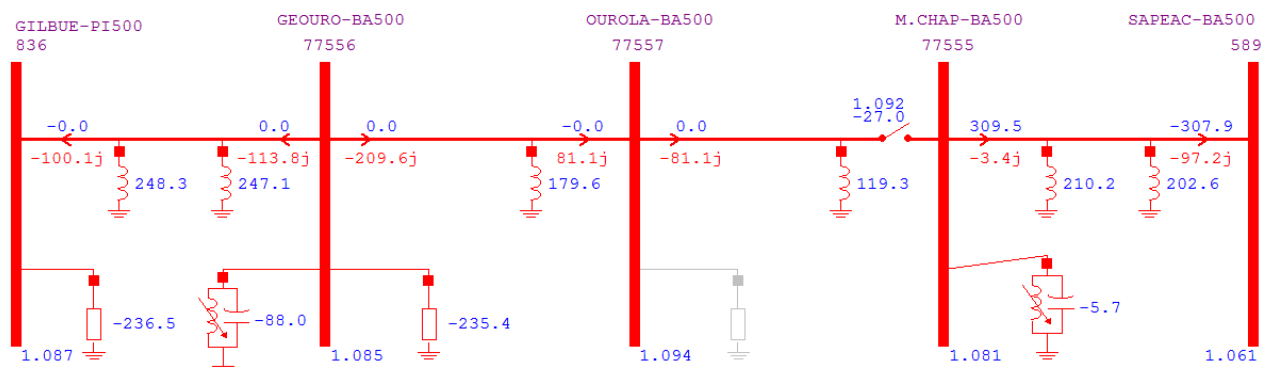


Figura 9-13 - Energização da LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II à partir de Ourolândia

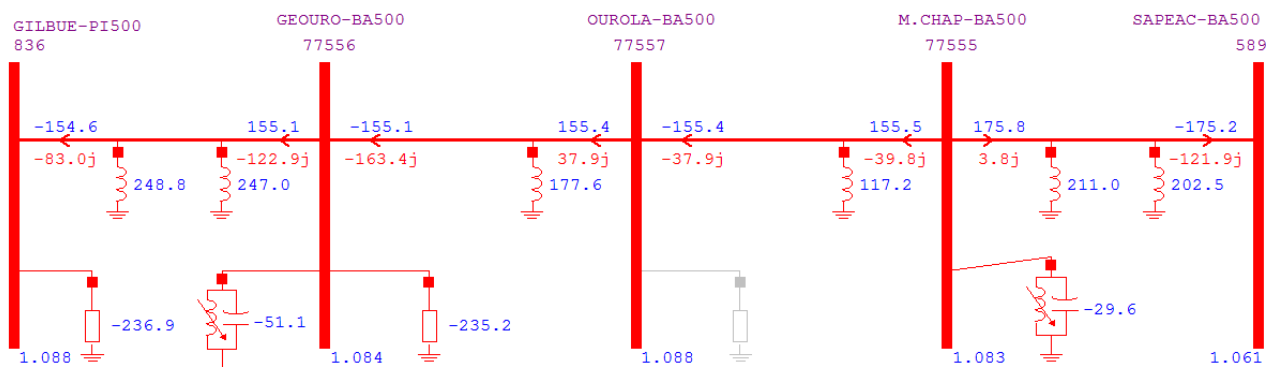


Figura 9-14 – Energização completa do trecho Gilbués II – Gentio do Ouro II – Ourolândia – Morro do Chapéu II

9.7 Sistema Pré-Rejeição

A seguir estão resumidos os resultados das simulações de rejeição de carga envolvendo as novas linhas de transmissão indicadas nesse relatório, referentes à Alternativa 8 (recomendada) com data de entrada para 2018. Utilizou-se o cenário de Nordeste Importador – Carga Pesada para simulações de rejeição, uma vez que esse cenário se caracteriza por possuir maiores carregamentos nas linhas e a maioria dos reatores de barra poderá estar desligada para evitar subtensão, o que configura um cenário crítico para controle de tensão durante rejeições. As rejeições foram realizadas tentando manter tensão elevada, maior que 1,05 pu, no terminal oposto ao terminal onde haverá a rejeição, que configura situação mais estressante na análise de rejeições.

A condição pré-rejeição utilizada para todas as rejeições é apresentada na Figura 9-15.

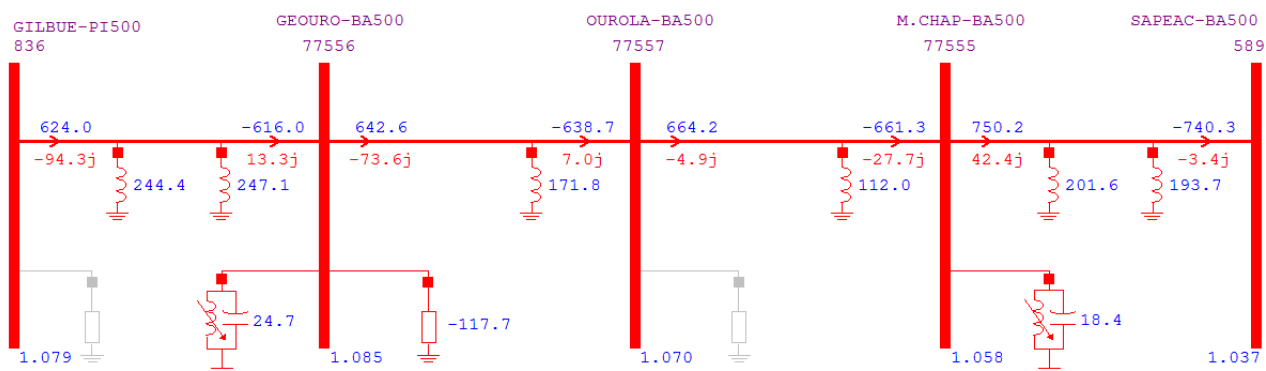


Figura 9-15 – Sistema Pré-Rejeição – Cenário Nordeste Importador / Carga Pesada

9.8 Rejeição da LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II

Na abertura da LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II, com tensões de 1,070 pu na SE Ourolândia e 1,058 pu na SE Morro do Chapéu II, antes da abertura intempestiva do disjuntor do terminal Morro do Chapéu II, obteve-se tensões de 1,089 pu na SE Ourolândia e 1,087 pu no

terminal aberto de Morro do Chapéu II. Na rejeição da mesma linha e com as mesmas condições pré-rejeição, durante abertura intempestiva do disjuntor do terminal Ourolândia, obteve-se tensões de 1,057 pu em Morro do Chapéu II e 1,067 pu no terminal aberto de Ourolândia. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-16 e Figura 9-17.

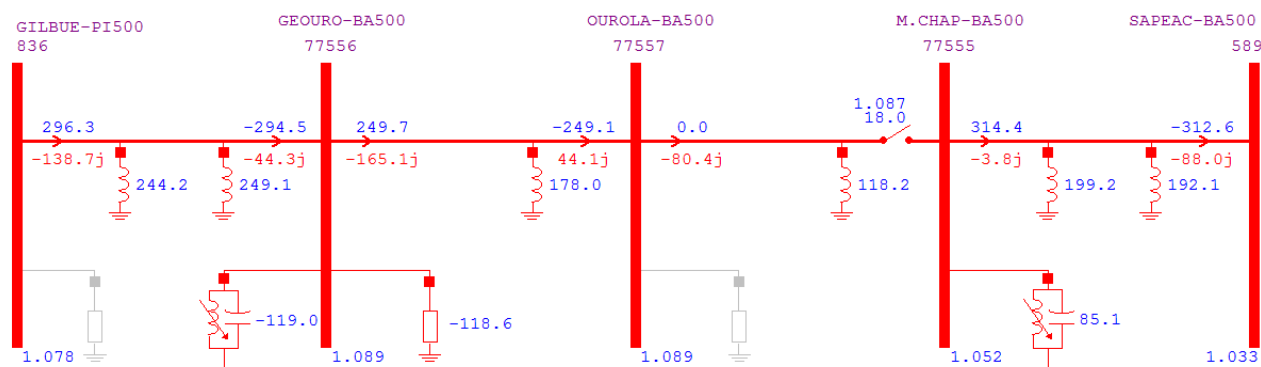


Figura 9-16 – Rejeição LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II através de abertura em Morro do Chapéu II

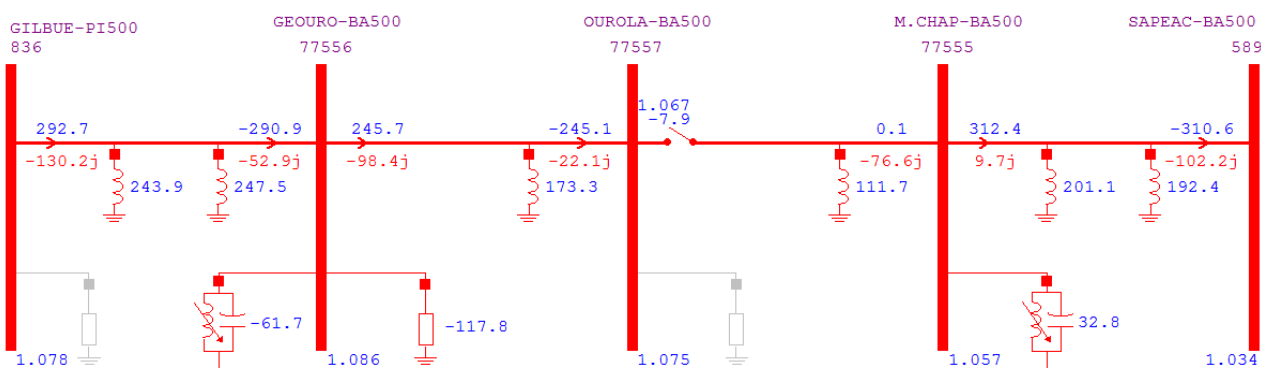


Figura 9-17 – Rejeição LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II através de abertura em Ourolândia

Conclui-se que a energização da LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II e a abertura intempestiva da linha não apresentam sobretensões proibitivas no sistema, atendendo os critérios de planejamento, sem a necessidade de reforços adicionais.

9.9 Rejeição da LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia

Na abertura da LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia, com tensões de 1,085 pu na SE Gentio do Ouro II e 1,070 pu na SE Ourolândia, antes da abertura intempestiva do disjuntor do terminal Ourolândia, obteve-se tensões de 1,086 pu na SE Gentio do Ouro II e 1,082 pu no terminal aberto de Ourolândia. Na abertura desta linha e com as mesmas condições pré-rejeição, durante abertura intempestiva do disjuntor do terminal Gentio do Ouro II, obteve-se tensões de 1,086 pu em Ourolândia e 1,112 pu no terminal aberto de Gentio do Ouro II. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-18 e Figura 9-19.

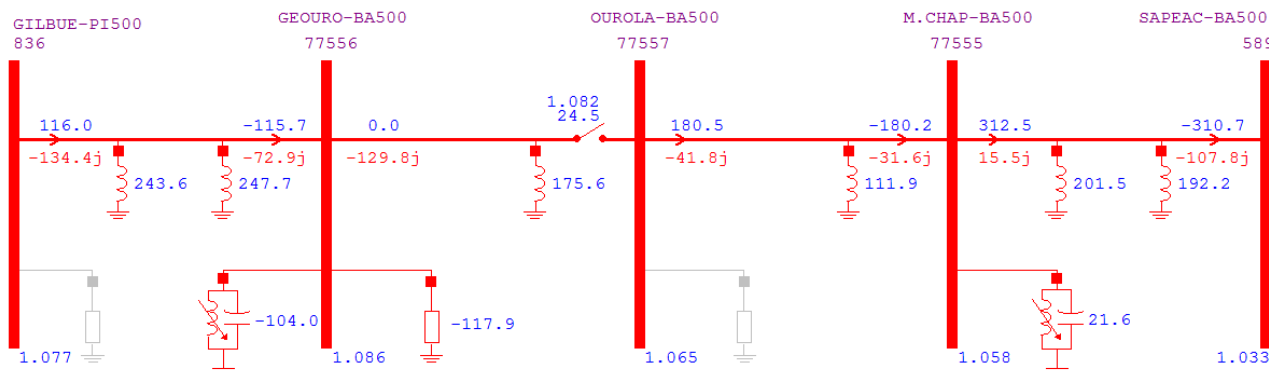


Figura 9-18 – Rejeição LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia através de abertura em Ourolândia

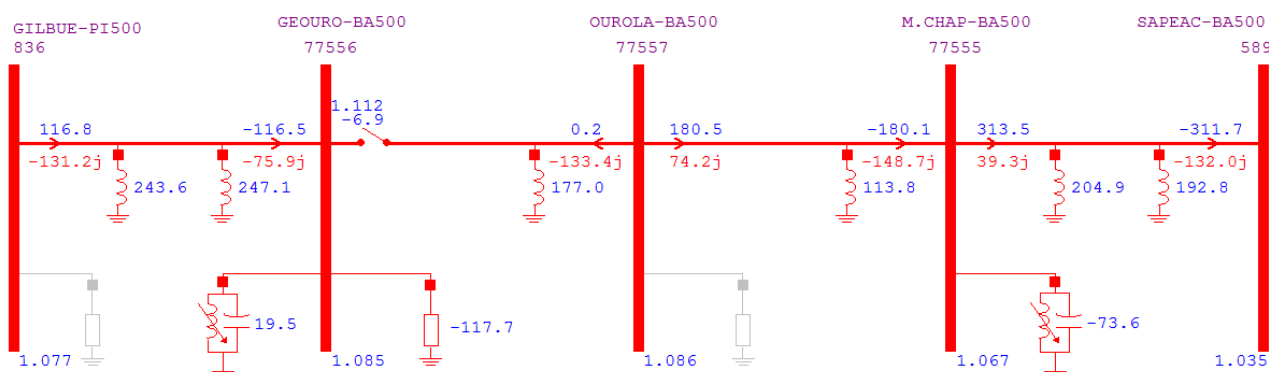


Figura 9-19 – Rejeição LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia através de abertura em Gentio do Ouro II

Conclui-se que a energização e a rejeição da LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia não apresenta sobretensão no sistema, atendendo os critérios de planejamento, sem a necessidade de reforços adicionais.

9.10 Rejeição da LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II

Na abertura da LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II, com tensões de 1,079 pu na SE Gilbués II e 1,085 pu na SE Gentio do Ouro II, antes da abertura intempestiva do disjuntor do terminal Gentio do Ouro II, obteve-se tensões de 1,082 pu na SE Gilbués II e 1,122 pu no terminal aberto de Gentio do Ouro II. Na abertura desta linha e com as mesmas condições pré-rejeição, durante abertura intempestiva do disjuntor do terminal Gilbués II, obteve-se tensões de 1,111 pu em Gentio do Ouro II e 1,152 pu no terminal aberto de Gilbués II. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-20 e Figura 9-21.

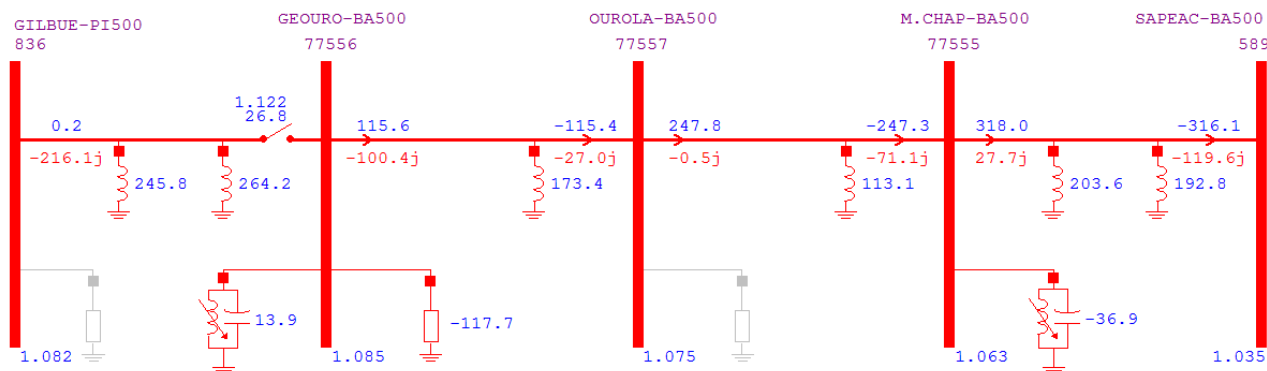


Figura 9-20 – Rejeição LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II através de abertura em Gentio do Ouro II

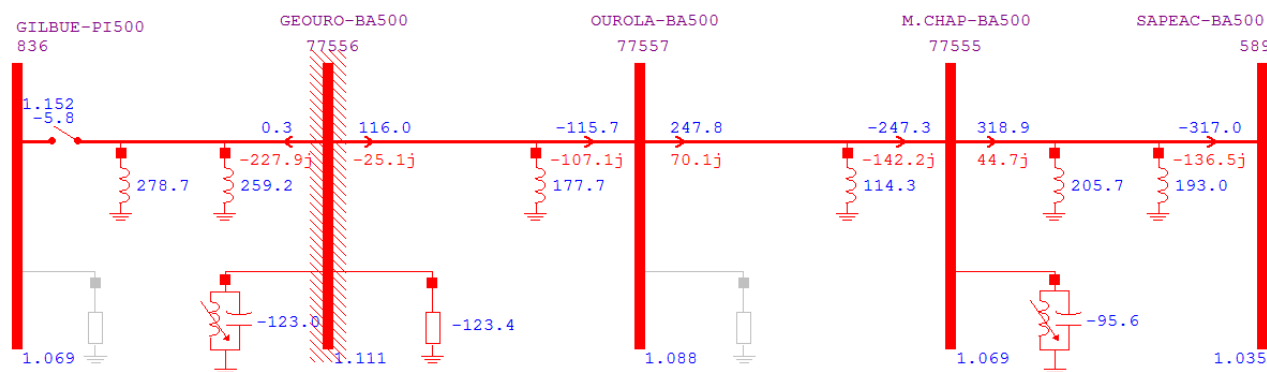


Figura 9-21 – Rejeição LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II através de abertura em Gilbués

Conclui-se que a energização e a rejeição da LT 500 kV Gilbués – Gentio do Ouro II não apresenta sobretensão no sistema, atendendo os critérios de planejamento. Percebe-se também que a faixa negativa do compensador estático de Gentio do Ouro II (CER 500 kV -100/+200 Mvar), foi completamente utilizada neste cenário, o que manteve a tensão no terminal aberto de Gilbués abaixo do patamar máximo de 1,2 pu durante rejeições.

A Figura 9-23 ilustra a mesma rejeição, porém sem a atuação do compensador estático de Gentio do Ouro II. Percebe-se que houve tensão acima de 1,20 pu em Gilbués II e houve variação maior que 10% da tensão em Gentio do Ouro II, o que justifica a necessidade deste equipamento para a segurança operacional do sistema elétrico proposto.

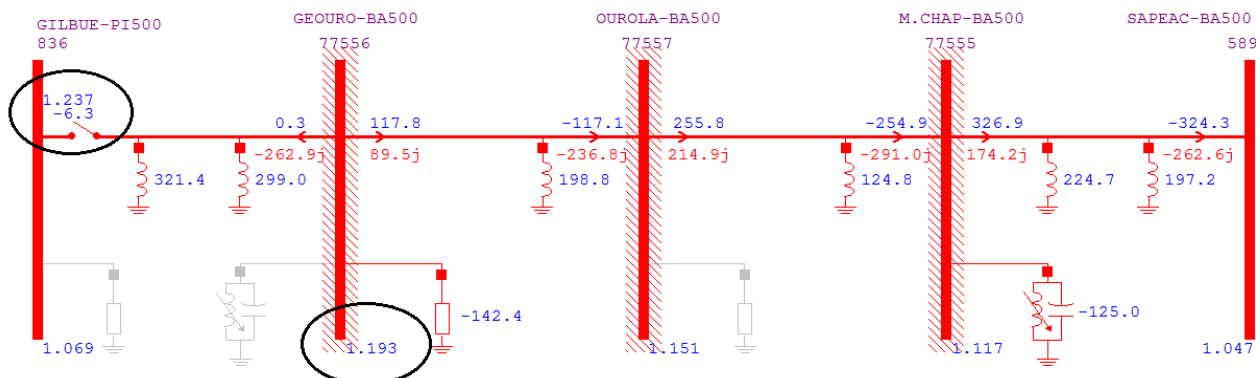


Figura 9-22 – Rejeição LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II através de abertura em Gilbués, sem a atuação do Compensador Estático de Gentio do Ouro II CE 500 kV -100/+200 Mvar

Como a rejeição apresentada na Figura 9-21 foi a mais severa dentre as apresentadas, é pertinente demonstrar que este sistema também suportará esta mesma rejeição durante um cenário de fluxos reduzidos. Portanto, a seguir é simulada a rejeição da mesma linha, LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II através da abertura intempestiva do disjuntor do terminal Gilbués II, durante o cenário Nordeste Permanência – Carga Leve, que é caracterizado por fluxos elétricos menores.

A condição pré-rejeição utilizada para esta rejeição é apresentada na Figura 9-23.

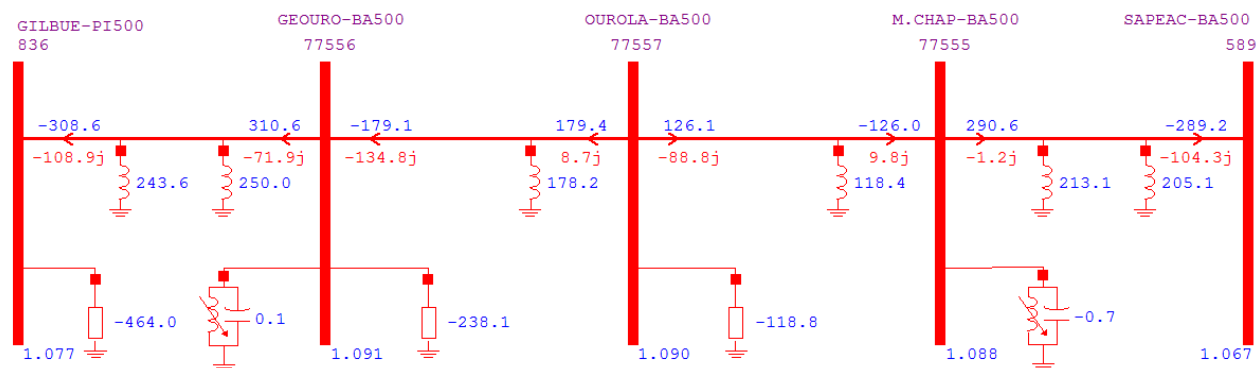


Figura 9-23 – Sistema Pré-Rejeição - Cenário Nordeste Permanência / Carga Leve

Na rejeição da LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II, com tensões de 1,077 pu na SE Gilbués II e 1,091 pu na SE Gentio do Ouro II, antes da abertura intempestiva do disjuntor do terminal Gentio do Ouro II, obteve-se tensões de 1,107 pu na SE Gentio do Ouro II e 1,148 pu no terminal aberto de Gilbués II.

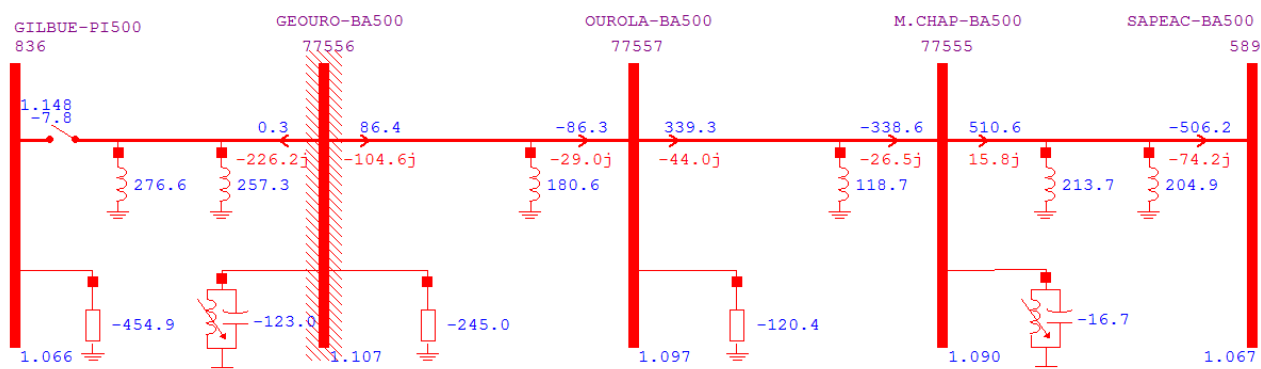


Figura 9-24 – Rejeição LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II através de abertura em Gilbués

Conclui-se que a energização e a rejeição da LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II não apresenta sobretensão no sistema, sem a necessidade de reforços adicionais, atendendo os critérios de planejamento, tanto no cenário Nordeste Importador – Carga Pesada, com fluxos elétricos altos nas linhas, quanto no cenário Nordeste Permanência – Carga Leve, com fluxos reduzidos nas linhas.

10 ANÁLISE DO DESEMPENHO DINÂMICO

As análises de desempenho dinâmico têm por objetivo apresentar o comportamento do sistema de transmissão proposto frente às perturbações na rede elétrica considerando os intercâmbios de recebimento do Nordeste elevado (2018) e frente à possibilidade de escoar os futuros empreendimentos de geração eólica da região central da Bahia.

10.1 Ano 2018

10.1.1 Perda da LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II

A perda da LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II, para um defeito fase-terra na SE 500 kV Gilbués II, não acarreta em sobretensão em nenhuma subestação próxima. A Figura 10-1 apresenta o comportamento das tensões nas subestações de 500 kV mais afetadas.

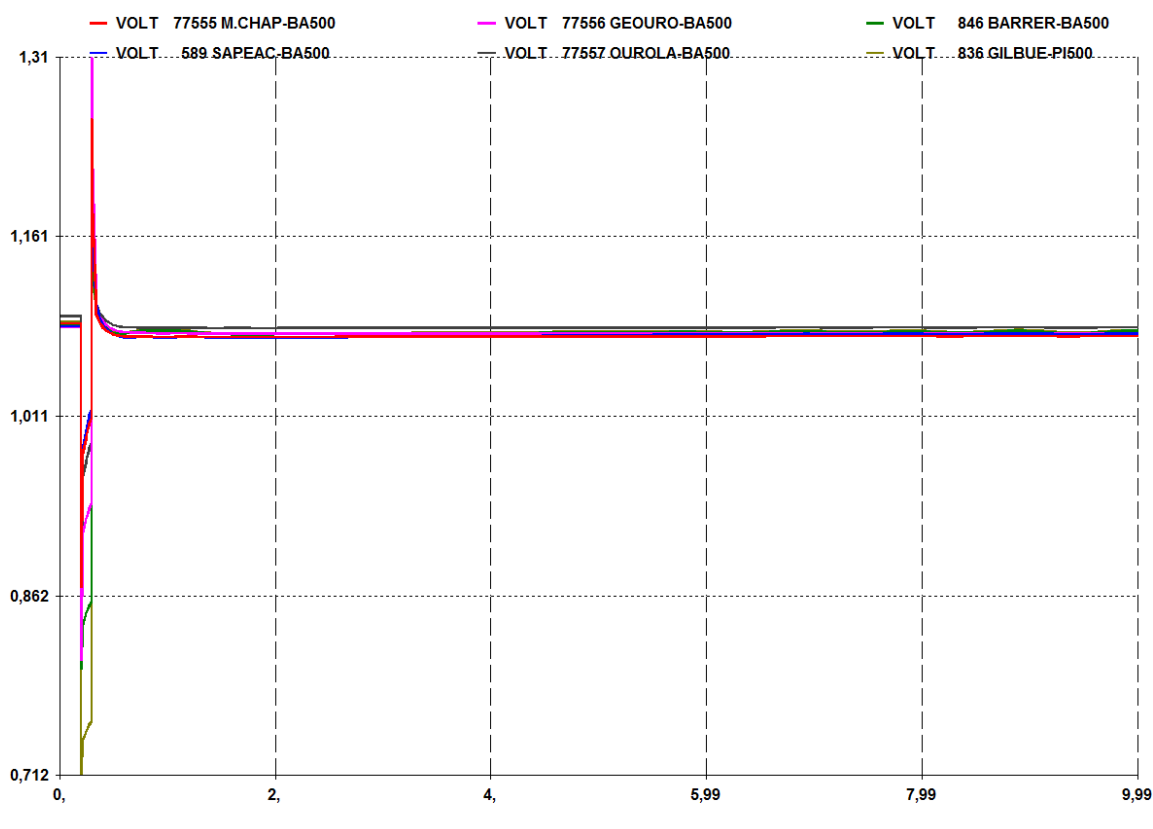


Figura 10-1 – Comportamento da tensão na SE Gilbués, Gentio do Ouro II, Ourolândia, Morro do Chapéu II, Sapeçu e Barreiras. Perda da LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II com defeito em Gilbués II.

A Figura 10-2 apresenta a potência reativa com que os compensadores estáticos contribuem nessa emergência. Observa-se o defeito ocorrendo em Gilbués II e não há atuação da lógica de subtensão dos compensadores estáticos de Gentio do Ouro II e Morro do Chapéu II.

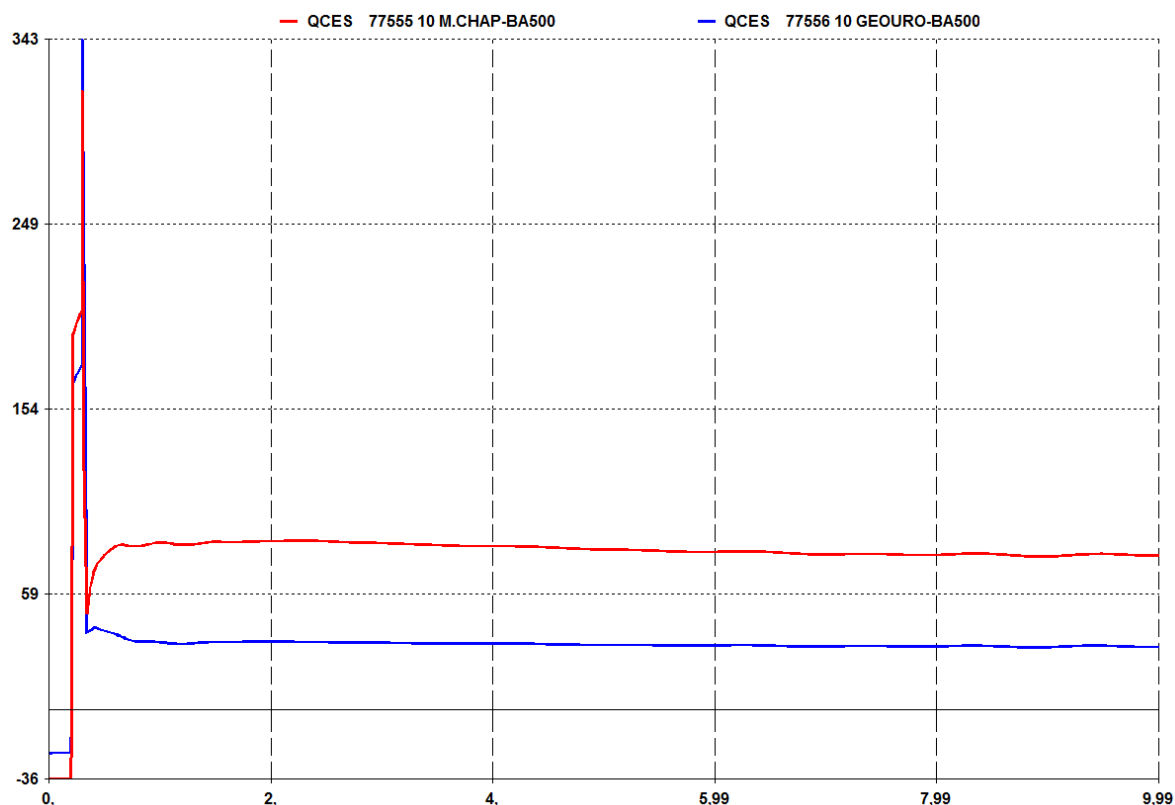


Figura 10-2 – Potência reativa dos CEs de Gentio do Ouro II (0/209 Mvar) e Morro do Chapéu II (-75/150 Mvar). Perda da LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II com defeito em Gilbués II.

A perda da LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II, para um defeito fase-terra na SE 500 kV Gentio do Ouro II, também não ocasiona sobretensão em nenhuma subestação próxima. A Figura 10-3 apresenta o comportamento das tensões nas subestações de 500 kV mais afetadas.

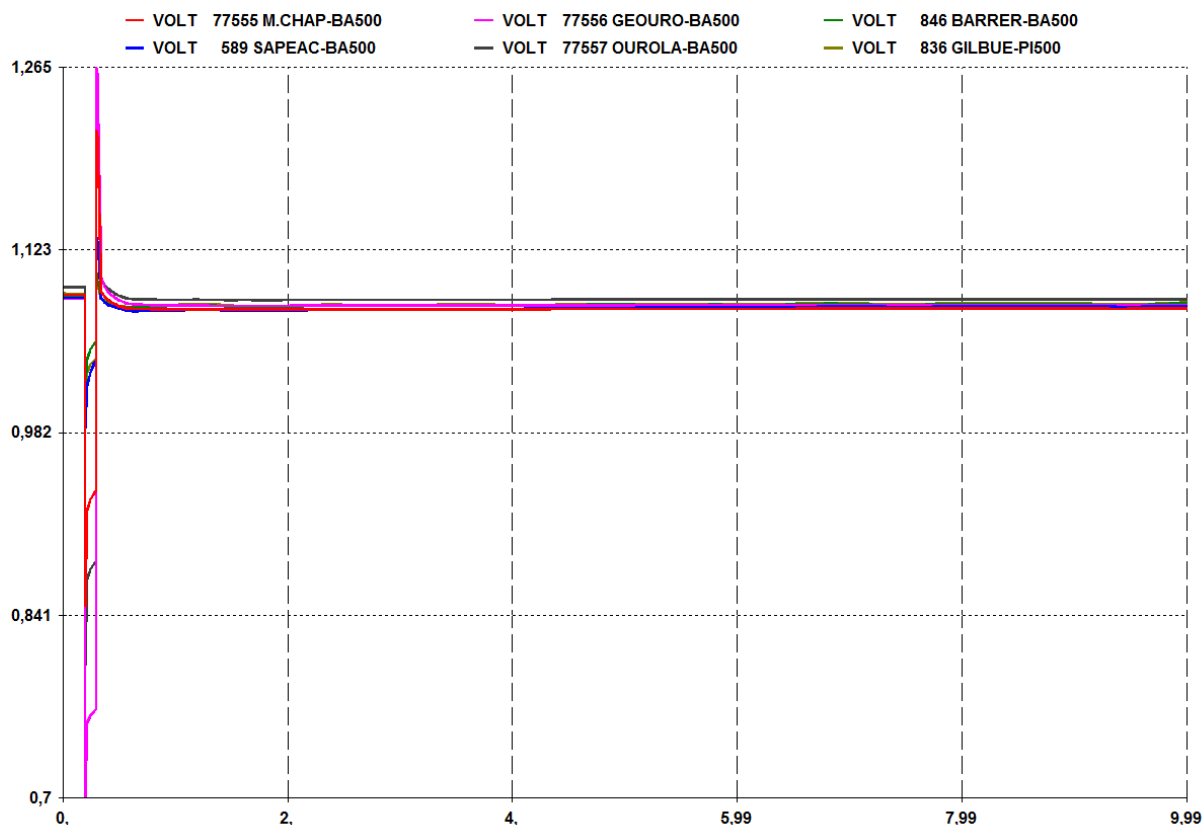


Figura 10-3 – Comportamento da tensão na SE Gilbués, Gentio do Ouro II, Ourolândia, Morro do Chapéu, Sapeaçu e Barreiras. Perda da LT 500 kV Gilbués – Gentio do Ouro II com defeito em Gentio do Ouro II.

A Figura 10-4 apresenta a potência reativa com que os compensadores estáticos contribuem nessa emergência. Observa-se o defeito ocorrendo em Gentio do Ouro II e não há atuação da lógica de subtensão dos compensadores estáticos de Gentio do Ouro II e Morro do Chapéu II.

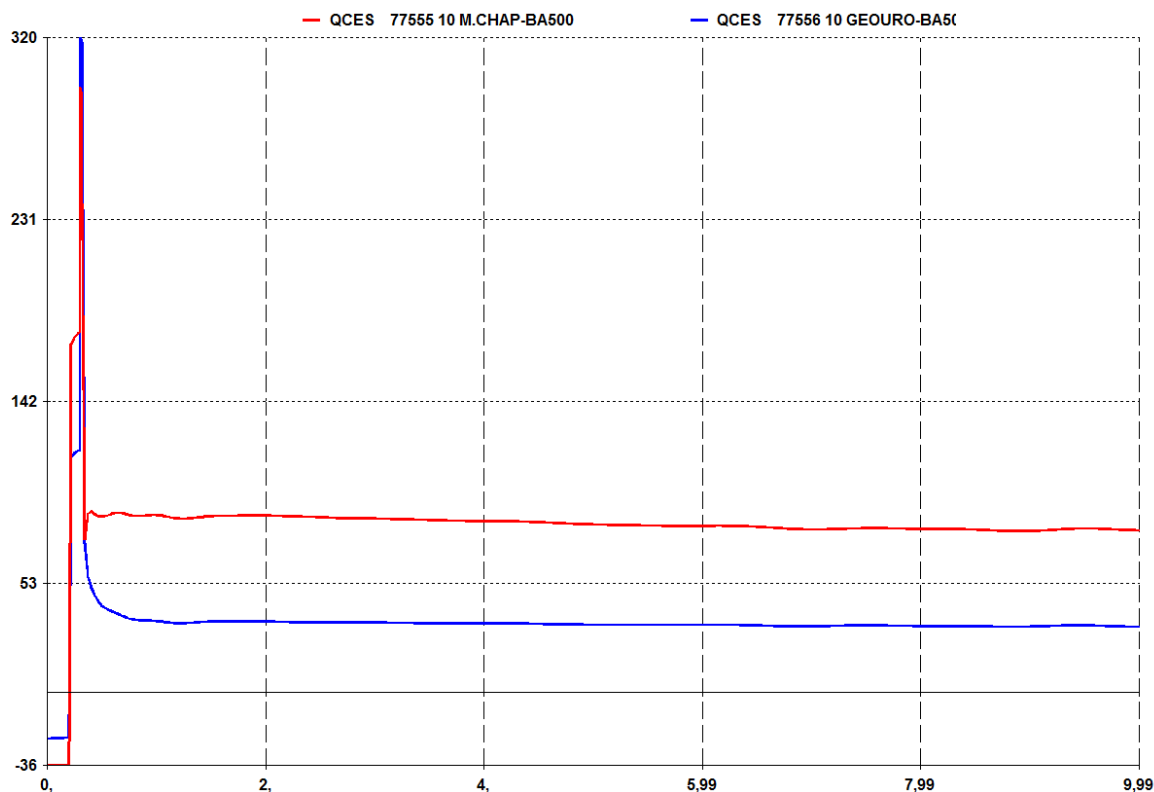


Figura 10-4 – Potência reativa dos CEs de Gentio do Ouro II (-100/200 Mvar) e Morro do Chapéu II (-100/200 Mvar). Perda da LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II com defeito em Gentio do Ouro II.

A perda deste trecho não impacta o sistema a ponto de violar os critérios estabelecidos.

10.1.2 Perda da LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia

A perda da LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia, para um defeito fase-terra na SE 500 kV Gentio do Ouro II, acarreta sobretensão sustentada de 1,103 na SE 500 KV Ourolândia, que é apresentado na Figura 10-5 pelo comportamento das tensões nas subestações de 500 kV mais afetadas.

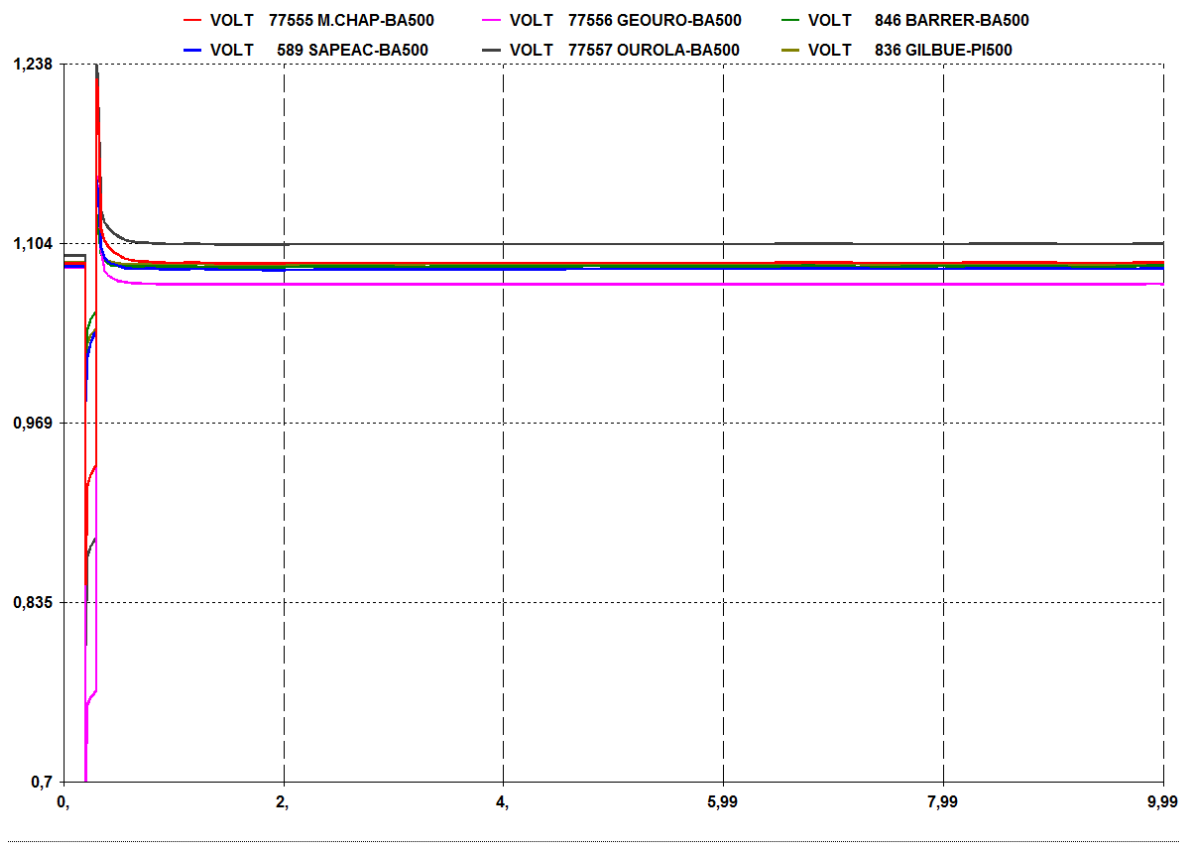


Figura 10-5 – Comportamento da tensão na SE Gilbués II, Gentio do Ouro II, Ourolândia, Morro do Chapéu II, Sapeaçu e Barreiras. Perda da LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia com defeito em Gentio do Ouro II.

A Figura 10-6 apresenta a potência reativa com que os compensadores estáticos contribuem nessa emergência. Observa-se o defeito ocorrendo em Gentio do Ouro II e não há atuação da lógica de subtensão dos compensadores estáticos de Gentio do Ouro II e Morro do Chapéu II.

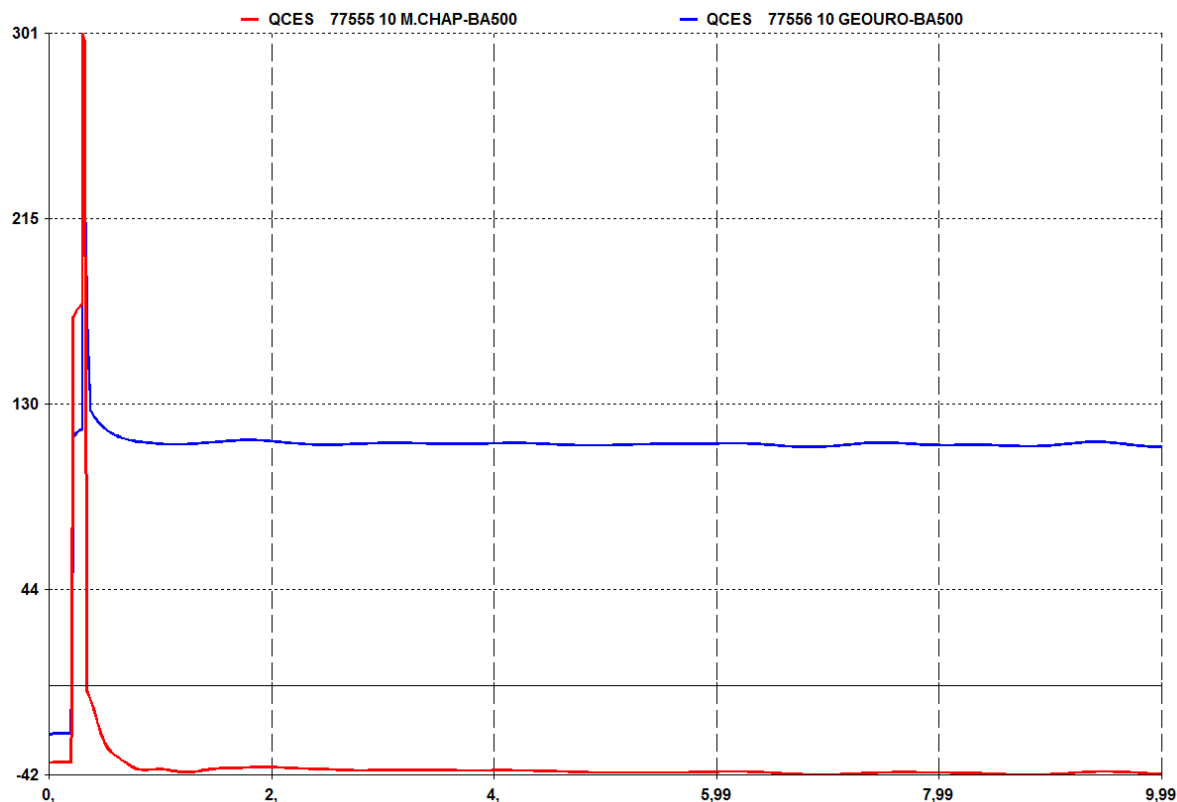


Figura 10-6 – Potência reativa dos CEs de Gentio do Ouro II (-100/200 Mvar) e Morro do Chapéu II (-100/200 Mvar). Perda da LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia com defeito em Gentio do Ouro II.

A perda da LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia, para um defeito fase-terra na SE 500 kV Ourolândia, também acarreta sobretensão sustentada de 1,103 na SE 500 KV Ourolândia, que é apresentada na Figura 10-7 pelo comportamento das tensões nas subestações de 500 kV mais afetadas.

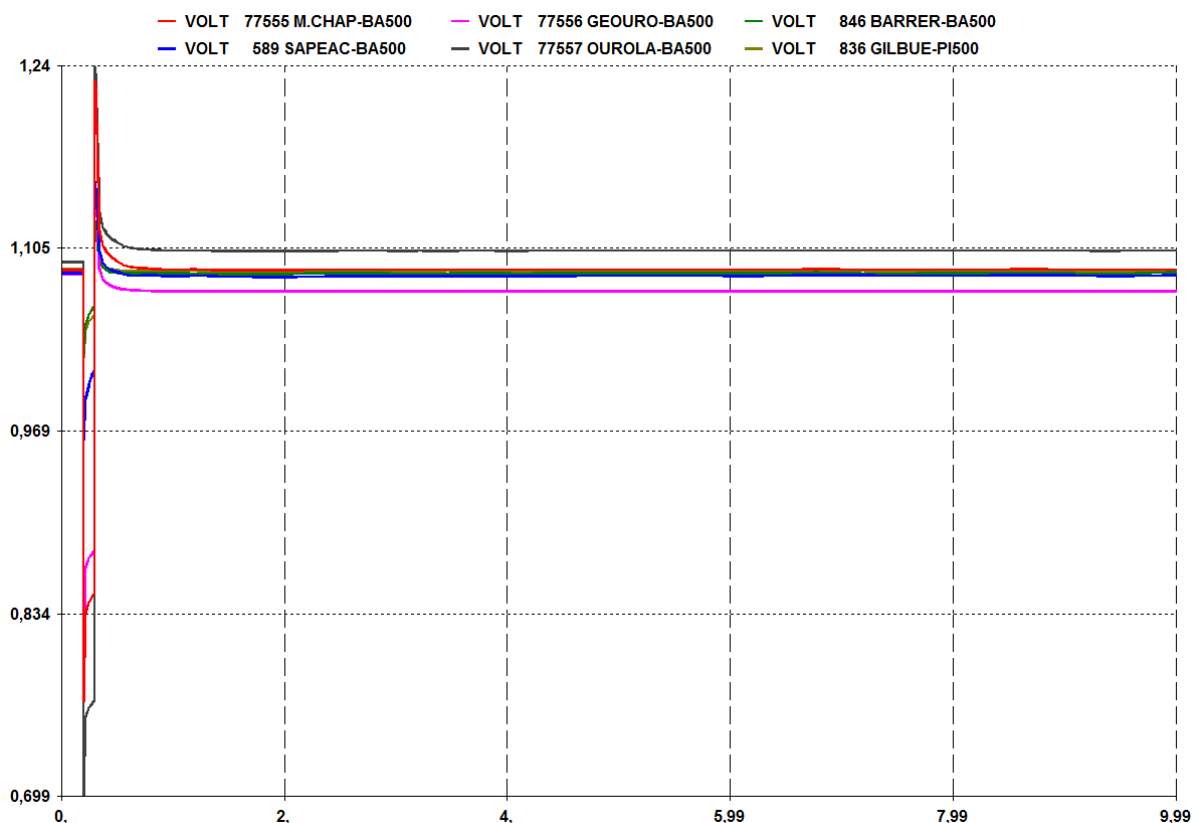


Figura 10-7 – Comportamento da tensão na SE Gilbués II, Gentio do Ouro II, Ourolândia, Morro do Chapéu II, Sapeaçu e Barreiras. Perda da LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia com defeito em Ourolândia.

A Figura 10-8 apresenta a potência reativa com que os compensadores estáticos contribuem nessa emergência. Observa-se o defeito ocorrendo em Ourolândia e não há atuação da lógica de subtensão dos compensadores estáticos de Gentio do Ouro II e Morro do Chapéu II.

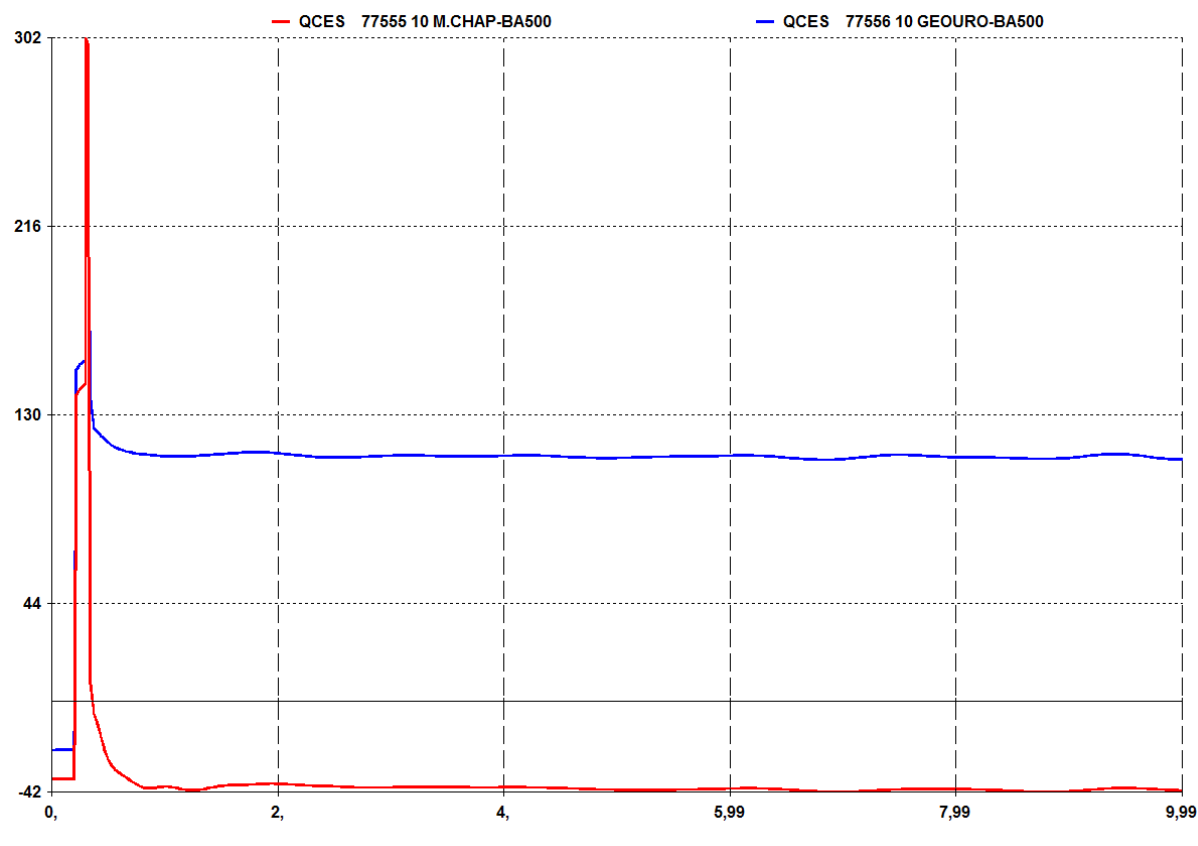


Figura 10-8 – Potência reativa dos CEs de Gentio do Ouro II (-100/200 Mvar) e Morro do Chapéu II (-100/200 Mvar). Perda da LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia com defeito em Ourolândia.

A perda deste trecho não impacta o sistema a ponto de violar os critérios estabelecidos.

10.1.3 Perda da LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II

A perda da LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II, para um defeito fase-terra na SE 500 kV Ourolândia, não acarreta em sobretensão em nenhuma subestação próxima. A Figura 10-9 apresenta o comportamento das tensões nas subestações de 500 kV mais afetadas.

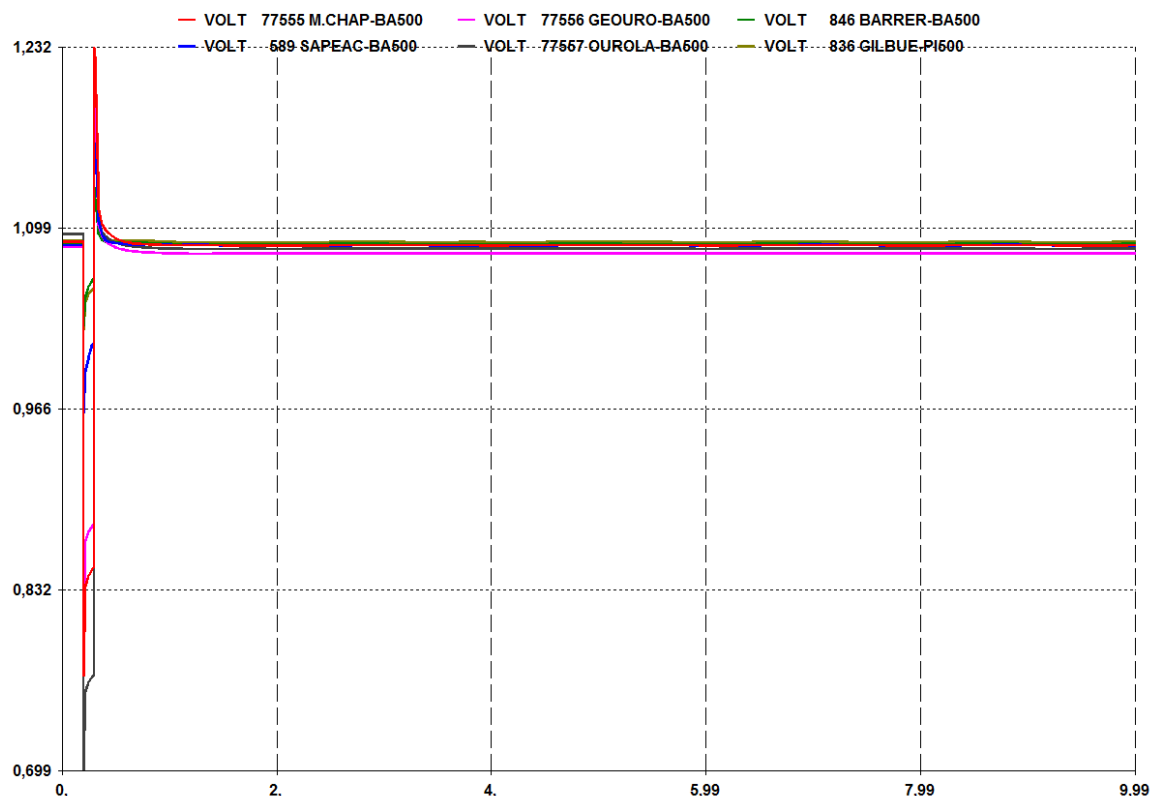


Figura 10-9 – Comportamento da tensão na SE Gilbués II, Gentio do Ouro II, Ourolândia, Morro do Chapéu II, Sapeaçu e Barreiras II. Perda da LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II com defeito em Ourolândia.

A Figura 10-8 apresenta a potência reativa com que os compensadores estáticos contribuem nessa emergência. Observa-se o defeito ocorrendo em Ourolândia e não há atuação da lógica de subtensão dos compensadores estáticos de Gentio do Ouro II e Morro do Chapéu II.

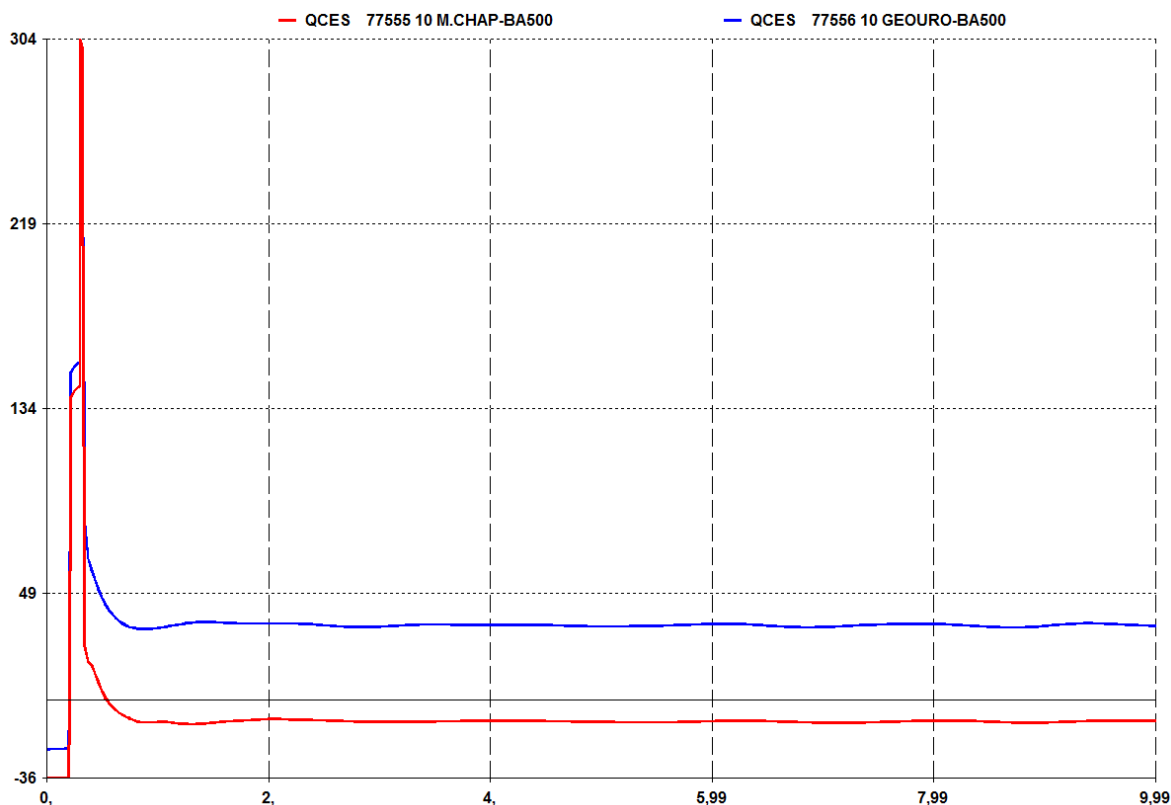


Figura 10-10 – Potência reativa dos CEs de Gentio do Ouro II (-100/200 Mvar) e Morro do Chapéu II (-100/200 Mvar). Perda da LT 500 kV Ouroelândia – Morro do Chapéu II com defeito em Ouroelândia.

A perda da LT 500 kV Ouroelândia – Morro do Chapéu II, para um defeito fase-terra na SE 500 kV Morro do Chapéu II, também não acarreta em sobretensão em nenhuma subestação próxima. A Figura 10-11 apresenta o comportamento das tensões nas subestações de 500 kV mais afetadas.

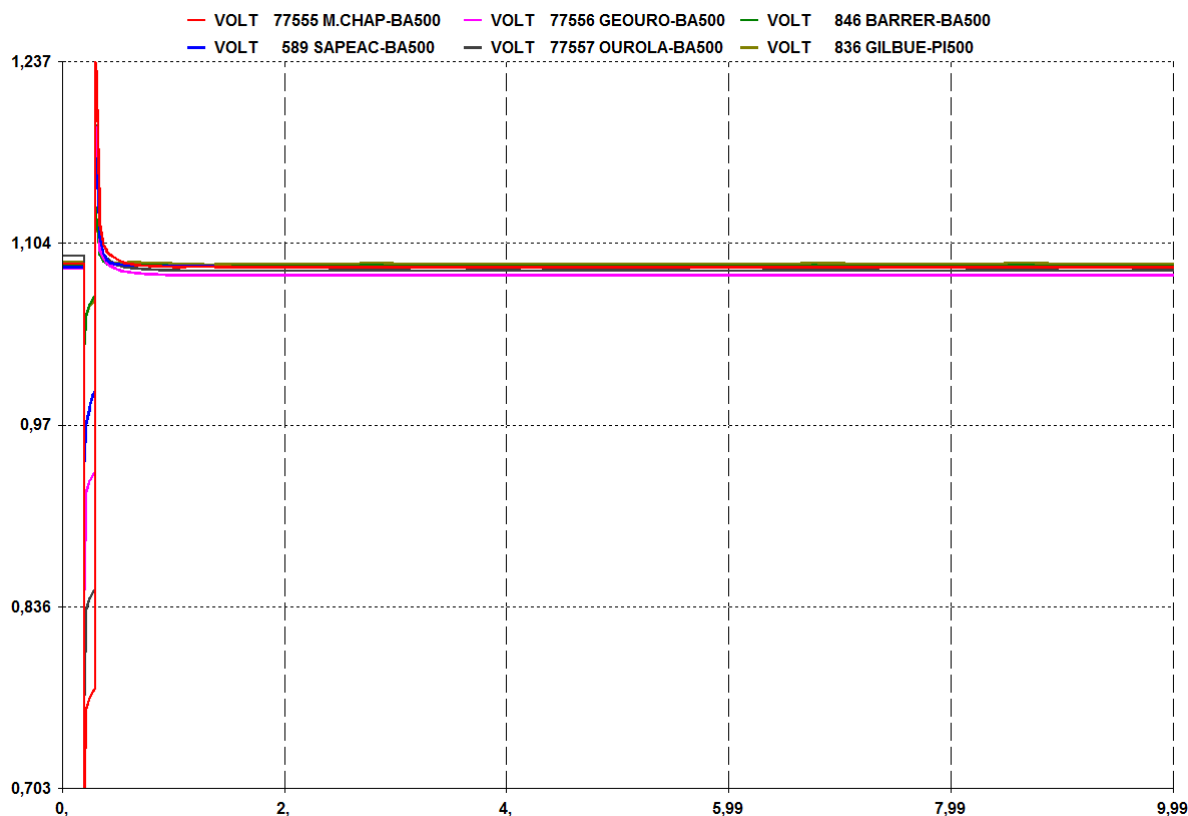


Figura 10-11 – Comportamento da tensão na SE Gilbués II, Gentio do Ouro II, Ourolândia, Morro do Chapéu II, Sapeaçu e Barreiras. Perda da LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II com defeito em Morro do Chapéu II.

A Figura 10-12 apresenta a potência reativa com que os compensadores estáticos contribuem nessa emergência. Observa-se o defeito ocorrendo em Morro do Chapéu II e não há atuação da lógica de subtensão dos compensadores estáticos de Gentio do Ouro II e Morro do Chapéu II.

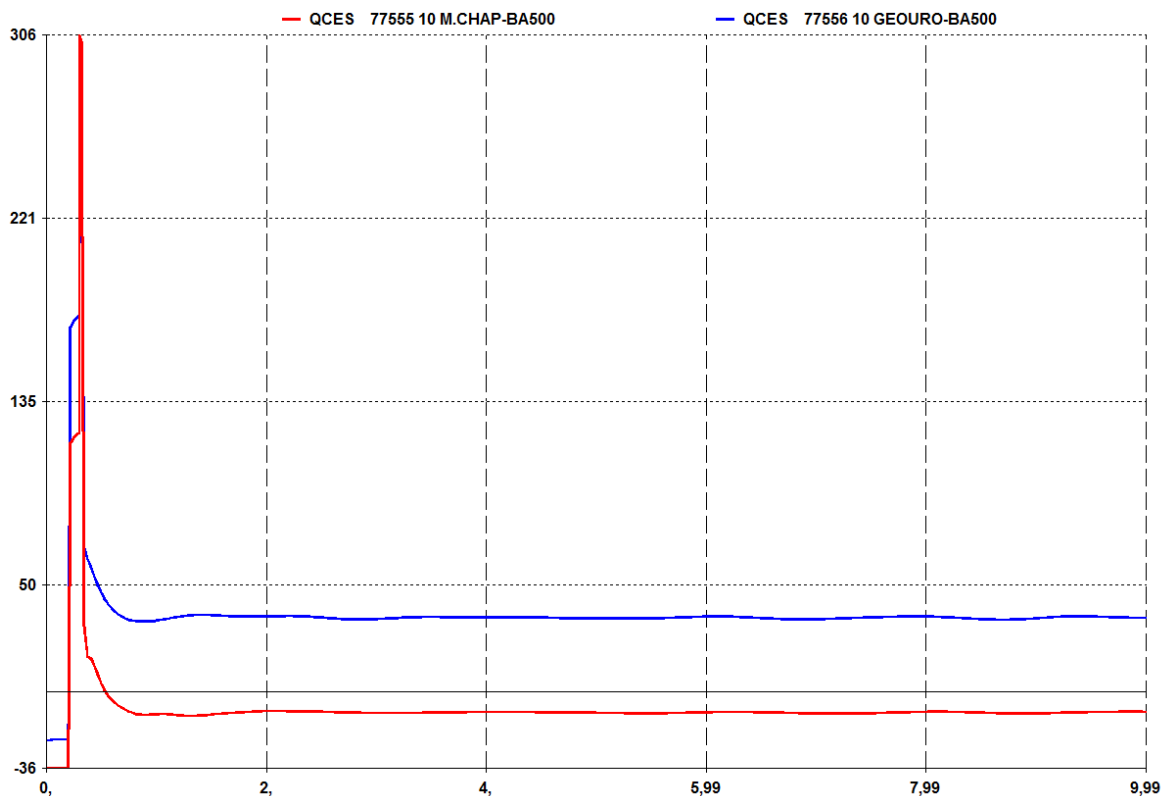


Figura 10-12 – Potência reativa dos CEs de Gentio do Ouro II (-100/200 Mvar) e Morro do Chapéu II (-100/200 Mvar). Perda da LT 500 kV Ouriolândia – Morro do Chapéu II com defeito em Morro do Chapéu II.

A perda deste trecho não impacta o sistema a ponto de violar os critérios estabelecidos.

11 ANÁLISE DE CURTO CIRCUITO

O cálculo dos níveis de curto circuito foi efetuado considerando o sistema em regime subtransitário, com todas as máquinas sincronizadas, utilizando a base de dados referente ao PDE 2012-2021.

Os valores referentes às correntes de curto circuito para as principais subestações de Rede Básica são apresentados na Tabela 11-1, para os anos de 2018 e 2021.

Tabela 11-1 – Correntes de curto circuito referentes aos anos 2018 e 2021

Número Barra	Identificação		2018 sem obras				2018 com obras				2021 com obras				Disjuntor (kA)
	Subestação	Tensão	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	
537	S.J.PI-PI500	500	23,74	10,19	14,58	6,95	23,85	10,23	14,63	6,94	24,35	10,09	15,12	7,01	40,0
836	GILBUE-PI500	500	18,02	8,67	8,64	6,21	18,99	8,97	9,98	6,66	19,18	9,01	10,08	6,64	ND
846	BARRER-BA500	500	14,70	7,84	8,45	5,97	14,89	7,83	8,56	5,91	16,04	8,35	9,62	6,15	ND
587	R. EGUA-BA500	500	15,03	8,35	8,14	5,88	15,11	8,33	8,16	5,86	15,60	8,46	8,31	5,85	40,0
585	BJLAPA-BA500	500	10,22	13,06	15,26	13,11	10,24	12,99	15,29	13,05	10,43	13,38	15,57	13,44	40,0
77556	G.OURO-BA500	500					4,83	13,17	3,21	7,29	8,31	13,74	5,15	6,85	ND
77557	OUROLA-BA500	500					4,87	13,08	3,65	7,81	9,16	14,33	6,15	6,94	ND
77555	MORCHP-BA500	500	3,63	13,88	3,37	12,10	5,21	14,08	4,61	11,35	7,31	14,90	5,79	10,42	ND
77502	JUAZE3-BA500	500	13,02	12,27	10,01	9,07	13,04	12,25	10,02	9,06	18,78	12,46	15,15	9,41	ND
589	SAPEAC-BA500	500	13,72	14,86	12,64	10,01	14,39	15,01	13,04	9,90	14,92	15,20	13,33	9,85	40,0
506	SOBRAD-BA500	500	20,24	10,64	19,47	12,93	20,29	10,63	19,50	12,92	21,50	11,09	20,51	13,09	40,0
505	L.GONZ-PE500	500	32,10	19,67	31,44	16,85	32,10	19,66	31,44	16,84	32,31	19,77	31,61	16,88	50,0
11594	IGAPO3-BA500	500	9,97	15,23	9,87	11,50	9,99	15,14	9,89	11,46	10,15	15,38	10,06	11,57	ND
283	IRECE--BA230	230	4,05	6,78	4,66	7,72	4,90	6,78	5,45	7,71	5,62	6,31	6,05	7,26	26,3
355	MORCHP-BA230	230	6,98	14,69	6,97	13,07	9,03	16,59	8,81	13,64	11,61	18,26	10,59	13,22	ND
11461	C.FORM-BA230	230	2,73	5,69	2,05	4,73	3,33	5,64	2,39	4,59	3,46	5,50	2,45	4,51	ND
203	S.BONF-BA230	230	3,81	6,20	4,30	7,36	4,15	6,08	4,60	7,26	4,20	6,01	4,64	7,19	40,0
205	BROTAS-BA230	230	3,12	7,47	2,13	4,19	4,52	7,05	3,00	4,26	4,80	6,70	3,11	4,14	ND
285	BJLAPA-BA230	230	12,41	15,73	14,38	15,98	12,52	15,27	14,49	15,57	12,64	15,47	14,59	15,73	31,5
385	BJLAP2-BA230	230	12,57	15,68	14,98	18,06	12,68	15,23	15,09	17,55	12,80	15,44	15,20	17,79	ND
77356	G.OURO-BA230	230					8,32	15,31	5,95	8,30	12,16	18,32	8,61	8,63	ND
77357	OUROLA-BA230	230					8,67	13,85	6,83	8,53	14,86	16,97	10,96	8,18	ND
78202	JUAZE3-PE230	230	11,68	14,73	10,80	12,72	11,77	14,49	10,84	12,60	12,30	15,81	11,62	14,47	ND
202	JUAZEI-BA230	230	12,31	11,10	12,77	11,80	12,46	10,89	12,88	11,64	12,80	11,30	13,22	11,98	40,0
206	SOBRAD-BA230	230	18,91	22,57	19,31	24,23	18,98	22,14	19,36	23,89	19,37	23,49	19,70	24,74	40,0
11286	BARRER2BA230	230	7,81	21,68	7,51	13,28	7,83	21,81	7,54	13,30	7,95	23,44	7,76	14,47	ND
11394	IGAPO3-BA230	230	19,26	17,82	20,20	13,62	19,31	17,71	20,23	13,57	19,98	17,52	20,77	13,30	ND
394	IGAPO2-BA230	230	18,83	17,55	20,05	14,64	18,87	17,44	20,09	14,58	19,49	17,25	20,59	14,32	ND
11595	PINDA2-BA230	230	6,96	13,33	7,69	15,19	6,97	13,31	7,69	15,17	7,03	13,22	7,75	15,09	ND

Os disjuntores das novas subestações devem ser dimensionados condizentes com os valores de corrente de curto circuito apresentados na Tabela 11-1.

12 REFERÊNCIAS

- [1]. "Estudo para Dimensionamento das ICGs referentes às Centrais Geradoras Eólicas do A-5 de 2011 e Reforços na Rede Básica nos Estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia", EPE-DEE-DEA-RE-002_2013-rev2 (A-5 2011) – Julho/2013
- [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/2013
- [5]. "Expansão da Transmissão – Região Central da Bahia – Conexão de Usinas Eólicas"; Powerconsult – Março/2013
- [6]. Nota Técnica DEA 01/14 – Análise Socioambiental do Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Região Central da Bahia (Relatório R1) – Janeiro/2014

13 EQUIPE TÉCNICA

Aretha de Souza Vidal Campos – EPE/STE
 Carolina Moreira Borges – EPE/STE
 Fábio de Almeida Rocha – EPE/STE
 Leandro Moda – EPE/STE
 Marcelo Willian Henriques Szrajbman – EPE/STE
 Maria de Fátima de Carvalho Gama – EPE/STE
 Priscilla de Castro Guarini – EPE/STE
 Renato de Noronha Fernandes – EPE/STE
 Tiago Campos Rizzotto – EPE/STE
 André Luiz Pereira da Cruz – CHESF
 Carlos Leoncio Gonzaga Costa – CHESF
 Fabiana da Silva Leal – CHESF
 Fernando Rodrigues Alves – CHESF
 Gustavo Henrique S. Vieira de Melo – CHESF
 Henrique Abreu de Oliveira – TAESA

14 ANEXO

14.1 Parâmetros dos Equipamentos de Rede Básica

Linha de Transmissão Nova (LT)

Tabela 14-1– Características Elétricas das Linhas de Transmissão – Alternativa Vencedora

Linha de transmissão	Tensão (kV)	Estrutura	Extensão (km)	Condutor		
				Número por fase	Nome	Bitola (MCM)
Gilbués II – Gentio do Ouro II (C1)	500	CD	356	4	Rail	954
Gentio do Ouro II - Ourolândia (C1)	500	CD	155	4	Rail	954
Ourolândia – Morro do Chapéu II (C1)	500	CD	117	4	Rail	954
Barreiras II – Gentio do Ouro II (C1)	500	CD	288	4	Rail	954
Ourolândia – Juazeiro III (C1)	500	CD	224	4	Rail	954
Gentio do Ouro II – Brotas de Macaúbas (C1)	230	CV	131	1	Grosbeak	636
Seccionamento Irecê – Senhor do Bonfim se conectando em Ourolândia 230 kV (C1)	230	CV	52 (2 x 26 km)	1	Grosbeak	636

Tabela 14-2 - Parâmetros Elétricos das Linhas de Transmissão – Alternativa Vencedora

Linha de transmissão	Parâmetros elétricos											
	Longitudinais e transversais por unidade de comprimento						Longitudinais e transversais equivalentes					
	Seqüência positiva			Seqüência zero			Seqüência positiva			Seqüência zero		
	R1 (Ω /km)	X1 (Ω /km)	C1 (nF/km)	R0 (Ω /km)	X0 (Ω /km)	C0 (nF/km)	R1 (%)	X1 (%)	B1 (Mvar)	R0 (%)	X0 (%)	B0 (Mvar)
Gilbués II – Gentio do Ouro II (C1)	0,0170	0,2685	16,4524	0,2254	0,9437	9,5274	0,243	3,590	582,84	4,736	16,658	326,03
Gentio do Ouro II - Ourolândia (C1)	0,0170	0,2685	16,4524	0,2254	0,9437	9,5274	0,112	1,609	250,09	2,427	7,780	136,46
Ourolândia – Morro do Chapéu II (C1)	0,0170	0,2685	16,4524	0,2254	0,9437	9,5274	0,085	1,218	188,50	1,861	5,914	102,60
Barreiras II – Gentio do Ouro II (C1)	0,0170	0,2685	16,4524	0,2254	0,9437	9,5274	0,187	3,023	451,79	4,115	13,89	259,29
Ourolândia – Juazeiro III (C1)	0,0170	0,2685	16,4524	0,2254	0,9437	9,5274	0,148	2,373	349,77	3,370	11,05	199,16
Gentio do Ouro II – Brotas de Macaúbas (C1)	0,1053	0,5032	8,7421	0,4891	1,6730	6,2259	2,583	12,41	22,89	11,84	41,01	16,36
Secc. Irecê – Senhor do Bonfim, trecho Irecê – Ourolândia (107 km)	0,1053	0,5032	8,7421	0,4891	1,6730	6,2259	2,116	10,148	18,68	9,745	33,61	13,34
Secc. Irecê – Senhor do Bonfim, trecho Ourolândia – Senhor Bonfim (159,5 km)	0,1053	0,5032	8,7421	0,4891	1,6730	6,2259	3,130	15,071	27,91	14,260	49,68	19,97

⇒ Capacidade de Corrente:

- Os valores máximos de corrente verificados na LT 500 kV Gilbues II – Gentio do Ouro II são: 771 A em regime normal e 1194 A em emergência. Recomenda-se que a LT 500 kV Gilbues II – Gentio do Ouro II tenha capacidade de 3136 A em regime normal e 3920 A em emergência.
- Os valores máximos de corrente verificados na LT 500 kV Ourolândia – Gentio do Ouro II são: 989 A em regime normal e 1289 A em emergência. Recomenda-se que a LT 500 kV Ourolândia – Gentio do Ouro II tenha capacidade de 3136 A em regime normal e 3920 A em emergência.
- Os valores máximos de corrente verificados na LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II são: 813 A em regime normal e 913 A em emergência. Recomenda-se que a LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II tenha capacidade de 3136 A em regime normal e 3920 A em emergência.
- Os valores máximos de corrente verificados na LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II são: 897 A em regime normal e 1308 A em emergência. Recomenda-se que a LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II tenha capacidade de 3136 A em regime normal e 3920 A em emergência.
- Os valores máximos de corrente verificados na LT 500 kV Ourolândia – Juazeiro III são: 604 A em regime normal e 1029 A em emergência. Recomenda-se que a LT 500 kV Ourolândia – Juazeiro III tenha capacidade de 3136 A em regime normal e 3920 A em emergência.
- Os valores máximos de corrente verificados na LT 230 kV Brotas de Macaúbas – Gentio do Ouro II são: 343 A em regime normal e 604 A em emergência. Recomenda-se que a LT 230 kV Brotas de Macaúbas – Gentio do Ouro II tenha capacidade de 620 A em regime normal e 775 A em emergência.

Transformadores (TR)

Tabela 14-3- Parâmetros dos Transformadores Novos

Subestação	Transformador	Unidade	Capacidade	X (%)	Δ TAP
Gentio do Ouro II	500/230 kV	AT1	900/1080	14	0,86/1,18
Gentio do Ouro II	500/230 kV	AT2	900/1080	14	0,86/1,18
Ourolândia	500/230 kV	AT1	900/1080	14	0,86/1,18
Ourolândia	500/230 kV	AT2	900/1080	14	0,86/1,18
Ourolândia	500/230 kV	AT3	900/1080	14	0,86/1,18
Morro do Chapéu II	500/230 kV	AT2	900/1080	14	0,86/1,18
Igaporã III	500/230 kV	AT4	750/900	13	0,84/1,17
Igaporã III	500/230 kV	AT5	750/900	13	0,84/1,17

14.2 Arranjo das Novas Subestações

Recomenda-se que as novas subestações 500/230 kV Ourolândia e Gentio do Ouro II sejam construídas de forma a permitir futuras expansões, conforme ilustra a Figura 14-1 e a Figura 14-2.

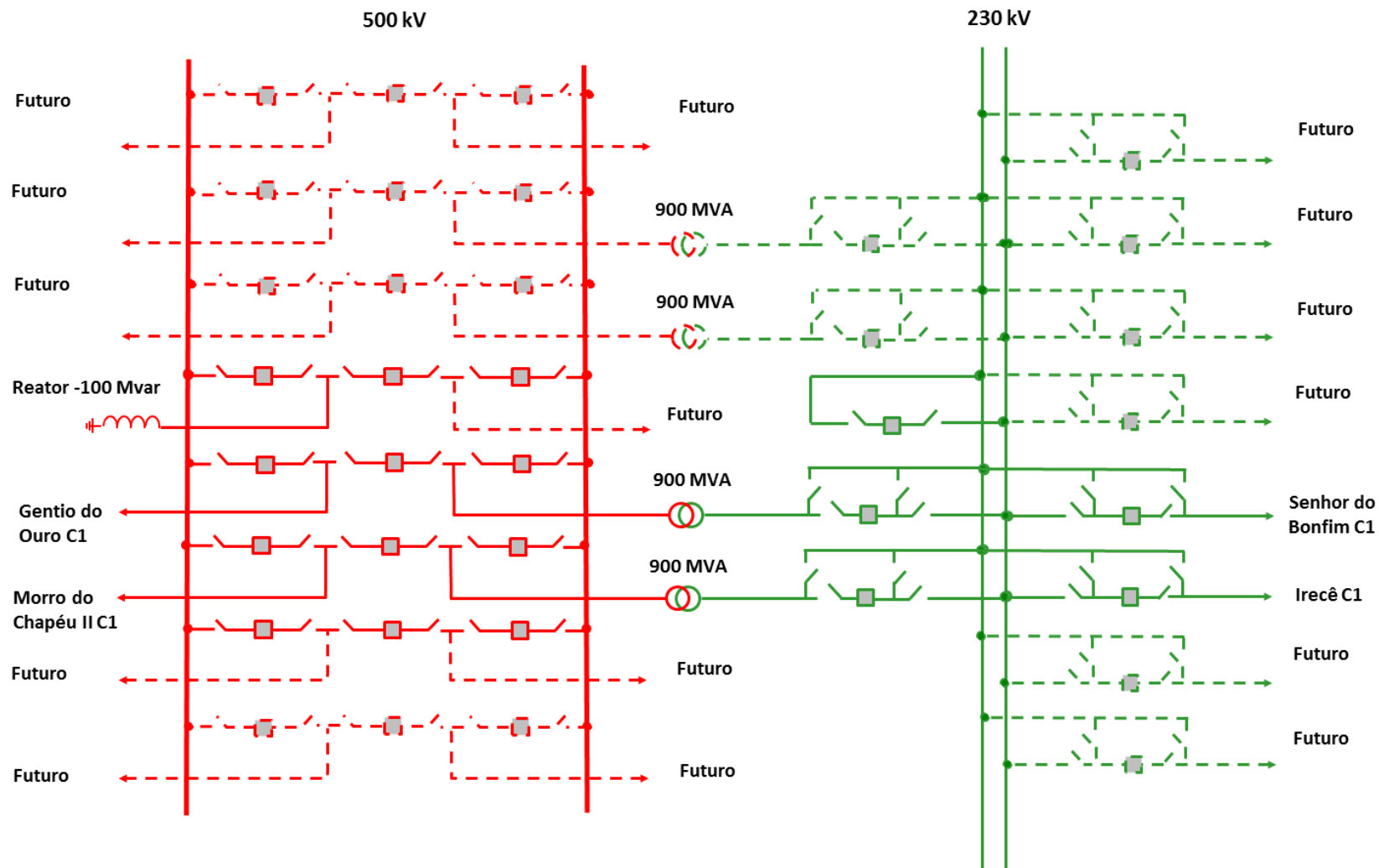


Figura 14-1 – Arranjo da Nova Subestação 500/230 kV Ourolândia

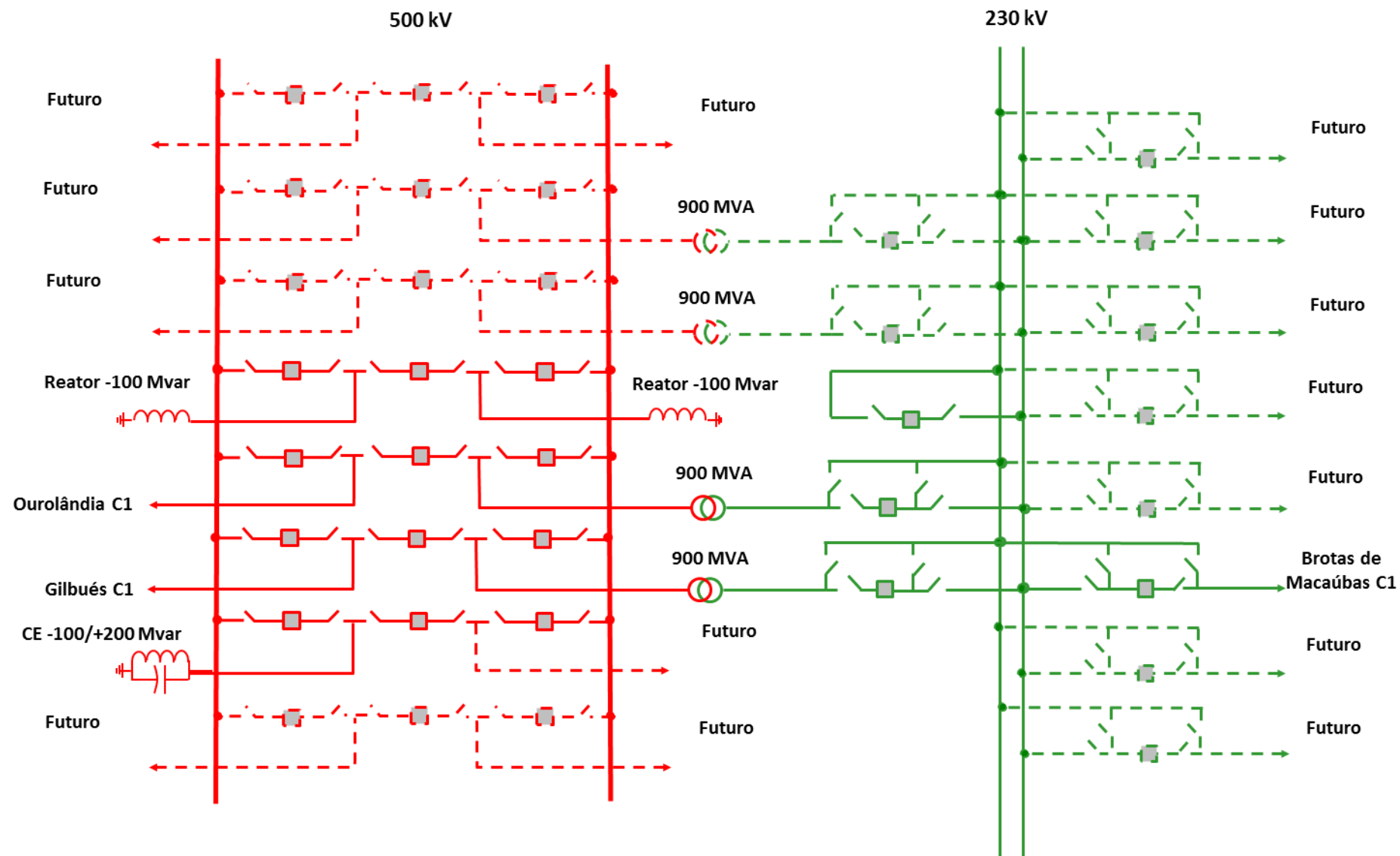


Figura 14-2 – Arranjo da Nova Subestação 500/230 kV Gentio do Ouro II

14.3 Perdas das Alternativas

A seguir é apresentado o diferencial de perdas elétricas de cada alternativa, discretizadas por ano, para cada um dos patamares de carga analisados.

Tabela 14-4 - Δ Perdas Elétricas [MW]

Ano	Δ Perdas Elétricas [MW]							
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4	ALT5	ALT6	ALT7	ALT8
2018	4,7	4,7	1,8	1,8	4,7	4,7	30,3	1,8
2019	4,7	4,7	1,8	1,8	4,7	4,7	30,3	1,8
2020	4,7	4,7	1,8	1,8	4,7	4,7	30,3	1,8
2021	8,0	14,1	18,8	9,3	20,9	10,3	22,8	8,0
2022	8,0	14,1	18,8	9,3	20,9	10,3	22,8	8,0
2023	8,0	14,1	18,8	9,3	20,9	10,3	22,8	8,0
2024	8,0	14,1	18,8	9,3	20,9	10,3	22,8	8,0
2025	8,0	14,1	18,8	9,3	20,9	10,3	22,8	8,0
2026	8,0	14,1	18,8	9,3	20,9	10,3	22,8	8,0
2027	8,0	14,1	18,8	9,3	20,9	10,3	22,8	8,0
2028	8,0	14,1	18,8	9,3	20,9	10,3	22,8	8,0
2029	8,0	14,1	18,8	9,3	20,9	10,3	22,8	8,0
2030	8,0	14,1	18,8	9,3	20,9	10,3	22,8	8,0
2031	8,0	14,1	18,8	9,3	20,9	10,3	22,8	8,0
2032	8,0	14,1	18,8	9,3	20,9	10,3	22,8	8,0

14.4 Plano de Obras e Estimativa de Custos

Tabela 14-5 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 (R\$ x 1000) – 1 de 3

Alternativa 1 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2032
LT	LT 500 kV BARREIRAS - GENTIO DO OURO - 4x954 MCM - CS (C1)	2018	288	784,70	225.993,27	225.993,27	20.074,40	165.498,13
	LT 500 kV OUROLÂNDIA - GENTIO DO OURO - 4x954 MCM - CS (C1)	2018	155	784,70	121.628,32	121.628,32	10.803,93	89.070,17
	LT 500 kV OUROLÂNDIA - M. DO CHAPÉU - 4x954 MCM - CS (C1)	2018	117	784,70	91.809,77	91.809,77	8.155,23	67.233,62
	LT 230 kV BROTAS - GENTIO DO OURO - 1x636 MCM - CS (C1)	2018	131	286,85	37.577,03	37.577,03	3.337,87	27.518,20
	LT 230 kV IRECÊ - C. FORMOSO - SR. BONFIM - 1x636 MCM - CS (SECC.)	2018	52	286,85	14.916,07	14.916,07	1.324,96	10.923,25
	LT 500 kV GILBUÉS - GENTIO DO OURO - 4x954 MCM - CS (C1)	2021	356	784,70	279.352,80	221.759,26	24.814,19	140.625,50
	LT 500 kV 2º SECCIONAMENTO JUAZEIRO III - 4x636 MCM CS (SECC.)	2021	2	697,39	1.394,77	1.107,22	123,89	702,13
	LT 500 kV OUROLÂNDIA - JUAZEIRO III - 4x954 MCM - CS (C1)	2021	224	784,70	175.772,55	139.533,91	15.613,42	88.483,46
SE OUROLÂNDIA	MIG - 500/230 kV - DJM/DB4 (11 MIM 500 kV / 6 MIM 230 kV)	2018	1	9.255,07	9.255,07	9.255,07	822,10	6.777,62
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (8 MIM 500 kV / 5 MIM 230 kV)	2018	1	6.008,96	6.008,96	6.008,96	533,76	4.400,45
	IB - 500 kV - DJM	2018	3	7.018,26	21.054,78	21.054,78	1.870,24	15.418,72
	IB - 230 kV - DB4	2018	1	2.110,58	2.110,58	2.110,58	187,48	1.545,61
	ATR - 500/230 kV - 900 MVA - M (1º e 2º)	2018	7	11.261,31	78.829,19	78.829,19	7.002,19	57.727,75
	CT - 500 kV - DJM	2018	2	6.593,96	13.187,93	13.187,93	1.171,45	9.657,71
	CT - 230 kV - DB4	2018	2	2.432,64	4.865,29	4.865,29	432,17	3.562,92
	EL - 500 kV - DJM	2018	2	7.452,53	14.905,05	14.905,05	1.323,98	10.915,19
	EL - 230 kV - DB4	2018	2	3.444,77	6.889,55	6.889,55	611,98	5.045,32
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-150 Mvar) P/ G. DO OURO	2018	4	4.127,86	16.511,42	16.511,42	1.466,67	12.091,55
	REATOR DE BARRA - 500 kV - M (-100 Mvar)	2018	4	3.595,17	14.380,69	14.380,69	1.277,40	10.531,19
	CRB - 500 kV - DJM	2018	1	6.175,81	6.175,81	6.175,81	548,58	4.522,63
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (3 MIM 500 kV / 1 MIM 230 kV)	2021	1	1.816,07	1.816,07	1.441,65	161,32	914,20
	IB - 500 kV - DJM	2021	1	7.018,26	7.018,26	5.571,32	623,41	3.532,97
	ATR - 500/230 kV - 900 MVA - M (3º)	2021	3	11.261,31	33.783,94	26.818,78	3.000,94	17.006,75
	CT - 500 kV - DJM	2021	1	6.593,96	6.593,96	5.234,50	585,72	3.319,39
	CT - 230 kV - DB4	2021	1	2.432,64	2.432,64	1.931,11	216,09	1.224,59
	EL - 500 kV - DJM	2021	1	7.452,53	7.452,53	5.916,06	661,99	3.751,51
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-100 Mvar) P/ JUAZEIRO III	2021	4	3.595,17	14.380,69	11.415,86	1.277,40	7.239,21

Tabela 14-6 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 (R\$ x 1000) – 2 de 3

Alternativa 1 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2032
SE GENTIO DO OURO	MIG - 500/230 kV - DJM/DB4 (12 MIM 500 kV / 4 MIM 230 kV)	2018	1	9.255,07	9.255,07	9.255,07	822,10	6.777,62
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (11 MIM 500 kV / 4 MIM 230 kV)	2018	1	7.264,26	7.264,26	7.264,26	645,27	5.319,72
	IB - 500 kV - DJM	2018	4	7.018,26	28.073,04	28.073,04	2.493,66	20.558,29
	IB - 230 kV - DB4	2018	1	2.110,58	2.110,58	2.110,58	187,48	1.545,61
	ATR - 500/230 kV - 900 MVA - M (1º e 2º)	2018	7	11.261,31	78.829,19	78.829,19	7.002,19	57.727,75
	CT - 500 kV - DJM	2018	2	6.593,96	13.187,93	13.187,93	1.171,45	9.657,71
	CT - 230 kV - DB4	2018	2	2.432,64	4.865,29	4.865,29	432,17	3.562,92
	EL - 500 kV - DJM	2018	2	7.452,53	14.905,05	14.905,05	1.323,98	10.915,19
	EL - 230 kV - DB4	2018	1	3.444,77	3.444,77	3.444,77	305,99	2.522,66
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-150 Mvar) P/ BARREIRAS II	2018	4	4.127,86	16.511,42	16.511,42	1.466,67	12.091,55
	REATOR DE BARRA - 500 kV - M (2x -100 Mvar)	2018	7	3.595,17	25.166,21	25.166,21	2.235,45	18.429,58
	CRB - 500 kV - DJM	2018	2	6.175,81	12.351,61	12.351,61	1.097,16	9.045,26
	CE - 500 kV - +200/-100 Mvar	2018	1	58.740,00	58.740,00	58.740,00	5.217,72	43.016,15
	CCE - 500 kV - DJM	2018	1	6.925,05	6.925,05	6.925,05	615,13	5.071,31
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (1 MIM 500 kV)	2021	1	1.535,68	1.535,68	1.219,07	136,41	773,06
SE MORRO DO CHAPÉU II	EL - 500 kV - DJM	2021	1	7.452,53	7.452,53	5.916,06	661,99	3.751,58
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-210 Mvar) P/ GILBUÉS II	2021	4	4.569,79	18.279,16	14.510,59	1.623,69	9.201,68
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (3 MIM 500 kV / 1 MIM 230 kV)	2018	1	1.816,07	1.816,07	1.816,07	161,32	1.329,93
	IB - 500 kV - DJM	2018	1	7.018,26	7.018,26	7.018,26	623,41	5.139,57
	ATR - 500/230 kV - 900 MVA - M (2º)	2018	3	11.261,31	33.783,94	33.783,94	3.000,94	24.740,46
	CT - 500 kV - DJM	2018	1	6.593,96	6.593,96	6.593,96	585,72	4.828,86
	CT - 230 kV - DB4	2018	1	2.432,64	2.432,64	2.432,64	216,09	1.781,46
SE BARREIRAS II	EL - 500 kV - DJM	2018	1	7.452,53	7.452,53	7.452,53	661,99	5.457,59
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-100 Mvar) P/ OUROLÂNDIA	2018	4	3.595,17	14.380,69	14.380,69	1.277,40	10.531,19
	MIM - 500 kV - DJM (3 MIM 500 kV)	2018	1	1.535,68	1.535,68	1.535,68	136,41	1.124,60
	IB - 500 kV - DJM	2018	1	7.018,26	7.018,26	7.018,26	623,41	5.139,57
	EL - 500 kV - DJM	2018	1	7.452,53	7.452,53	7.452,53	661,99	5.457,59
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-150 Mvar) P/ G. DO OURO	2018	4	4.127,86	16.511,42	16.511,42	1.466,67	12.091,55
SE BROTAS DE MACAÚBAS	REATOR DE BARRA - 500 kV - M (-150 Mvar - 2º)	2018	3	4.127,86	12.383,57	12.383,57	1.100,00	9.068,67
	CRB - 500 kV - DJM	2018	1	6.175,81	6.175,81	6.175,81	548,58	4.522,63
	MIM - 230 kV - DB4 (1 MIM 230 kV)	2018	1	280,38	280,38	280,38	24,91	205,33
SE JUAZEIRO III	EL - 230 kV - DB4	2018	1	3.444,77	3.444,77	3.444,77	305,99	2.522,66
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (5 MIM 500 kV)	2021	1	3.071,37	3.071,37	2.438,15	272,82	1.546,12
	IB - 500 kV - DJM	2021	2	7.018,26	14.036,52	11.142,64	1.246,83	7.065,95
	EL - 500 kV - DJM	2021	3	7.452,53	22.357,58	17.748,17	1.985,97	11.254,75
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-100 Mvar) P/ OUROLÂNDIA	2021	4	3.595,17	14.380,69	11.415,86	1.277,40	7.239,21

Tabela 14-7 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 (R\$ x 1000) – 3 de 3

Alternativa 1 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2032
SE GILBUÉS II	MIM - 500 kV - DJM (2 MIM 500 kV)	2021	1	1.535,68	1.535,68	1.219,07	136,41	773,06
	IB - 500 kV - DJM	2021	1	7.018,26	7.018,26	5.571,32	623,41	3.532,97
	EL - 500 kV - DJM	2021	1	7.452,53	7.452,53	5.916,06	661,99	3.751,58
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-210 Mvar) P/ GENTIO DO OURO	2021	4	4.569,79	18.279,16	14.510,59	1.623,69	9.201,68
SE IGAPORÃ III	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (2 MIM 500 kV / 1 MIM 230 kV)	2018	1	1.816,07	1.816,07	1.816,07	161,32	1.329,93
	IB - 500 kV - DJM	2018	1	7.018,26	7.018,26	7.018,26	623,41	5.139,57
	ATR - 500/230 kV - 750 MVA - M (4º)	2018	3	10.681,20	32.043,61	32.043,61	2.846,35	23.465,99
	CT - 500 kV - DJM	2018	1	6.593,96	6.593,96	6.593,96	585,72	4.828,86
	CT - 230 kV - DB4	2018	1	2.432,64	2.432,64	2.432,64	216,09	1.781,46
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (1 MIM 500 kV / 1 MIM 230 kV)	2021	1	1.816,07	1.816,07	1.441,65	161,32	914,20
	ATR - 500/230 kV - 750 MVA - M (5º)	2021	3	10.681,20	32.043,61	25.437,25	2.846,35	16.130,67
	CT - 500 kV - DJM	2021	1	6.593,96	6.593,96	5.234,50	585,72	3.319,39
	CT - 230 kV - DB4	2021	1	2.432,64	2.432,64	1.931,11	216,09	1.224,59
CUSTO TOTAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E EQUIPAMENTOS:					1.834.196,97	1.692.295,07		1.185.649,11

Tabela 14-8 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2 (R\$ x 1000) – 1 de 3

Alternativa 2 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2032
LT	LT 500 kV BARREIRAS - GENTIO DO OURO - 4x954 MCM - CS (C1)	2018	288	784,70	225.993,27	225.993,27	20.074,40	165.498,13
	LT 500 kV OUROLÂNDIA - GENTIO DO OURO - 4x954 MCM - CS (C1)	2018	155	784,70	121.628,32	121.628,32	10.803,93	89.070,17
	LT 500 kV OUROLÂNDIA - M. DO CHAPÉU - 4x954 MCM - CS (C1)	2018	117	784,70	91.809,77	91.809,77	8.155,23	67.233,62
	LT 230 kV BROTAS - GENTIO DO OURO - 1x636 MCM - CS (C1)	2018	131	286,85	37.577,03	37.577,03	3.337,87	27.518,20
	LT 230 kV IRECÊ - C. FORMOSO - SR. BONFIM - 1x636 MCM - CS (SECC.)	2018	52	286,85	14.916,07	14.916,07	1.324,96	10.923,25
	LT 500 kV OUROLÂNDIA - OLINDINA - 4x954 MCM - CS (C1)	2021	368	784,70	288.769,18	229.234,29	25.650,63	145.365,68
SE OUROLÂNDIA	MIG - 500/230 kV - DJM/DB4 (14 MIM 500 kV / 6 MIM 230 kV)	2018	1	9.372,14	9.372,14	9.372,14	832,50	6.863,35
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (8 MIM 500 kV / 5 MIM 230 kV)	2018	1	6.008,96	6.008,96	6.008,96	533,76	4.400,45
	IB - 500 kV - DJM	2018	3	7.018,26	21.054,78	21.054,78	1.870,24	15.418,72
	IB - 230 kV - DB4	2018	1	2.110,58	2.110,58	2.110,58	187,48	1.545,61
	ATR - 500/230 kV - 900 MVA - M (1º e 2º)	2018	7	11.261,31	78.829,19	78.829,19	7.002,19	57.727,75
	CT - 500 kV - DJM	2018	2	6.593,96	13.187,93	13.187,93	1.171,45	9.657,71
	CT - 230 kV - DB4	2018	2	2.432,64	4.865,29	4.865,29	432,17	3.562,92
	EL - 500 kV - DJM	2018	2	7.452,53	14.905,05	14.905,05	1.323,98	10.915,19
	EL - 230 kV - DB4	2018	2	3.444,77	6.889,55	6.889,55	611,98	5.045,32
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-150 Mvar) P/ G. DO OURO	2018	4	4.127,86	16.511,42	16.511,42	1.466,67	12.091,55
	REATOR DE BARRA - 500 kV - M (-100 Mvar)	2018	4	3.595,17	14.380,69	14.380,69	1.277,40	10.531,19
	CRB - 500 kV - DJM	2018	1	6.175,81	6.175,81	6.175,81	548,58	4.522,63
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (6 MIM 500 kV / 1 MIM 230 kV)	2021	1	6.423,12	6.423,12	5.098,88	570,55	3.233,38
	IB - 500 kV - DJM	2021	1	7.018,26	7.018,26	5.571,32	623,41	3.532,97
	ATR - 500/230 kV - 900 MVA - M (3º)	2021	3	11.261,31	33.783,94	26.818,78	3.000,94	17.006,75
	CT - 500 kV - DJM	2021	1	6.593,96	6.593,96	5.234,50	585,72	3.319,39
	CT - 230 kV - DB4	2021	1	2.432,64	2.432,64	1.931,11	216,09	1.224,59
	EL - 500 kV - DJM	2021	1	7.452,53	7.452,53	5.916,06	661,99	3.751,58
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-180 Mvar) P/ OLINDINA	2021	4	4.367,32	17.469,29	13.867,69	1.551,75	8.794,00
	CS - 500 kV - 100 MVA - P/ GENTIO DO OURO (50%)	2021	1	14.608,91	14.608,91	11.597,03	1.297,67	7.354,09
	CS - 500 kV - 25 MVA - P/ MORRO DO CHAPÉU II (50%)	2021	1	3.948,11	3.948,11	3.134,14	350,70	1.987,47
	CS - 500 kV - 100 MVA - P/ OLINDINA (32,5%)	2021	1	14.608,91	14.608,91	11.597,03	1.297,67	7.354,09
	CCS - 500 kV - DJM	2021	3	2.038,34	6.115,01	4.854,29	543,18	3.078,28

Tabela 14-9 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2 (R\$ x 1000) – 2 de 3

Alternativa 2 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2032
SE GENTIO DO OURO	MIG - 500/230 kV - DJM/DB4 (12 MIM 500 kV / 4 MIM 230 kV)	2018	1	9.294,10	9.294,10	9.294,10	825,57	6.806,20
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (9 MIM 500 kV / 4 MIM 230 kV)	2018	1	7.264,26	7.264,26	7.264,26	645,27	5.319,72
	IB - 500 kV - DJM	2018	4	7.018,26	28.073,04	28.073,04	2.493,66	20.558,29
	IB - 230 kV - DB4	2018	1	2.110,58	2.110,58	2.110,58	187,48	1.545,61
	ATR - 500/230 kV - 900 MVA - M (1º e 2º)	2018	7	11.261,31	78.829,19	78.829,19	7.002,19	57.727,75
	CT - 500 kV - DJM	2018	2	6.593,96	13.187,93	13.187,93	1.171,45	9.657,71
	CT - 230 kV - DB4	2018	2	2.432,64	4.865,29	4.865,29	432,17	3.562,92
	EL - 500 kV - DJM	2018	2	7.452,53	14.905,05	14.905,05	1.323,98	10.915,19
	EL - 230 kV - DB4	2018	1	3.444,77	3.444,77	3.444,77	305,99	2.522,66
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-150 Mvar) P/ BARREIRAS II	2018	4	4.127,86	16.511,42	16.511,42	1.466,67	12.091,55
	REATOR DE BARRA - 500 kV - M (2x -100 Mvar)	2018	7	3.595,17	25.166,21	25.166,21	2.235,45	18.429,58
	CRB - 500 kV - DJM	2018	2	6.175,81	12.351,61	12.351,61	1.097,16	9.045,26
	CE - 500 kV - +200/-100 Mvar	2018	1	58.740,00	58.740,00	58.740,00	5.217,72	43.016,15
	CCE - 500 kV - DJM	2018	1	6.925,05	6.925,05	6.925,05	615,13	5.071,31
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (1 MIM 500 kV)	2021	1	1.535,68	1.535,68	1.219,07	136,41	773,06
SE MORRO DO CHAPÉU II	CS - 500 kV - 250 MVA - P/ BARREIRAS II (30%)	2021	1	35.930,52	35.930,52	28.522,80	3.191,62	18.087,33
	CCS - 500 kV - DJM	2021	1	2.038,34	2.038,34	1.618,10	181,06	1.026,09
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (3 MIM 500 kV / 2 MIM 230 kV)	2018	1	1.816,07	1.816,07	1.816,07	161,32	1.329,93
	IB - 500 kV - DJM	2018	1	7.018,26	7.018,26	7.018,26	623,41	5.139,57
	ATR - 500/230 kV - 900 MVA - M (2º)	2018	3	11.261,31	33.783,94	33.783,94	3.000,94	24.740,46
	CT - 500 kV - DJM	2018	1	6.593,96	6.593,96	6.593,96	585,72	4.828,86
	CT - 230 kV - DB4	2018	1	2.432,64	2.432,64	2.432,64	216,09	1.781,46
	EL - 500 kV - DJM	2018	1	7.452,53	7.452,53	7.452,53	661,99	5.457,59
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-100 Mvar) P/ OUROLÂNDIA	2018	4	3.595,17	14.380,69	14.380,69	1.277,40	10.531,19
SE BARREIRAS II	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (1 MIM 500 kV)	2021	1	1.535,68	1.535,68	1.219,07	136,41	773,06
	CS - 500 kV - 100 MVA - P/ SAPEAÇU (32,5%)	2021	1	14.608,91	14.608,91	11.597,03	1.297,67	7.354,09
	CCS - 500 kV - DJM	2021	1	2.038,34	2.038,34	1.618,10	181,06	1.026,09
	MIM - 500 kV - DJM (2 MIM 500 kV)	2018	1	1.535,68	1.535,68	1.535,68	136,41	1.124,60
	IB - 500 kV - DJM	2018	1	7.018,26	7.018,26	7.018,26	623,41	5.139,57
	EL - 500 kV - DJM	2018	1	7.452,53	7.452,53	7.452,53	661,99	5.457,59
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-150 Mvar) P/ G. DO OURO	2018	4	4.127,86	16.511,42	16.511,42	1.466,67	12.091,55
	REATOR DE BARRA - 500 kV - M (-150 Mvar - 2º)	2018	4	4.127,86	16.511,42	16.511,42	1.466,67	12.091,55
	CRB - 500 kV - DJM	2018	1	6.175,81	6.175,81	6.175,81	548,58	4.522,63
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (1 MIM 500 kV)	2021	1	1.535,68	1.535,68	1.219,07	136,41	773,06
	CS - 500 kV - 250 MVA - P/ GENTIO DO OURO (30%)	2021	1	35.930,52	35.930,52	28.522,80	3.191,62	18.087,33
	CCS - 500 kV - DJM	2021	1	2.038,34	2.038,34	1.618,10	181,06	1.026,09

Tabela 14-10 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2 (R\$ x 1000) – 3 de 3

Alternativa 2 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2032
SE BROTAS DE MACAÚBAS	MIM - 230 kV - DB4 (1 MIM 230 kV)	2018	1	280,38	280,38	280,38	24,91	205,33
	EL - 230 kV - DB4	2018	1	3.444,77	3.444,77	3.444,77	305,99	2.522,66
SE OLINDINA	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (2 MIM 500 kV)	2021	1	1.535,68	1.535,68	1.219,07	136,41	773,06
	IB - 500 kV - DJM	2021	1	7.018,26	7.018,26	5.571,32	623,41	3.532,97
	EL - 500 kV - DJM	2021	1	7.452,53	7.452,53	5.916,06	661,99	3.751,58
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-180 Mvar) P/ OUROLÂNDIA	2021	4	4.367,32	17.469,29	13.867,69	1.551,75	8.794,00
	CS - 500 kV - 100 MVA - P/ OUROLÂNDIA (32,5%)	2021	1	14.608,91	14.608,91	11.597,03	1.297,67	7.354,09
	CCS - 500 kV - DJM	2021	1	2.038,34	2.038,34	1.618,10	181,06	1.026,09
SE SAPEAÇU	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (1 MIM 500 kV)	2021	1	1.535,68	1.535,68	1.219,07	136,41	773,06
	CS - 500 kV - 100 MVA - P/ MORRO DO CHAPÉU II (32,5%)	2021	1	14.608,91	14.608,91	11.597,03	1.297,67	7.354,09
	CCS - 500 kV - DJM	2021	1	2.038,34	2.038,34	1.618,10	181,06	1.026,09
SE SÃO JOÃO DO PIAUÍ	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (2 MIM 500 kV)	2021	1	3.071,37	3.071,37	2.438,15	272,82	1.546,12
	IB - 500 kV - DJM	2021	1	7.018,26	7.018,26	5.571,32	623,41	3.532,97
	CE - 500 kV - +300/-150 MVA	2021	1	69.162,41	69.162,41	54.903,35	6.143,52	34.816,18
	CCE - 500 kV - DJM	2021	1	6.925,05	6.925,05	5.497,32	615,13	3.486,05
SE IGAPORÃ III	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (2 MIM 500 kV / 1 MIM 230 kV)	2018	1	1.816,07	1.816,07	1.816,07	161,32	1.329,93
	IB - 500 kV - DJM	2018	1	7.018,26	7.018,26	7.018,26	623,41	5.139,57
	ATR - 500/230 kV - 750 MVA - M (4")	2018	3	10.681,20	32.043,61	32.043,61	2.846,35	23.465,99
	CT - 500 kV - DJM	2018	1	6.593,96	6.593,96	6.593,96	585,72	4.828,86
	CT - 230 kV - DB4	2018	1	2.432,64	2.432,64	2.432,64	216,09	1.781,46
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (1 MIM 500 kV / 1 MIM 230 kV)	2021	1	1.816,07	1.816,07	1.441,65	161,32	914,20
	ATR - 500/230 kV - 750 MVA - M (5")	2021	3	10.681,20	32.043,61	25.437,25	2.846,35	16.130,67
	CT - 500 kV - DJM	2021	1	6.593,96	6.593,96	5.234,50	585,72	3.319,39
	CT - 230 kV - DB4	2021	1	2.432,64	2.432,64	1.931,11	216,09	1.224,59
CUSTO TOTAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E EQUIPAMENTOS:					1.853.982,47	1.708.884,65		1.196.589,75

Tabela 14-11 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 3 (R\$ x 1000) – 1 de 3

Alternativa 3 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2032
LT	LT 500 kV GILBUÉS - GENTIO DO OURO - 4x954 MCM - CS (C1)	2018	356	784,70	279.352,80	279.352,80	24.814,19	204.574,08
	LT 500 kV OUROLÂNDIA - GENTIO DO OURO - 4x954 MCM - CS (C1)	2018	155	784,70	121.628,32	121.628,32	10.803,93	89.070,17
	LT 500 kV OUROLÂNDIA - M. DO CHAPÉU - 4x954 MCM - CS (C1)	2018	117	784,70	91.809,77	91.809,77	8.155,23	67.233,62
	LT 230 kV BROTAS - GENTIO DO OURO - 1x636 MCM - CS (C1)	2018	131	286,85	37.577,03	37.577,03	3.337,87	27.518,20
	LT 230 kV IRECÊ - C. FORMOSO - SR. BONFIM - 1x636 MCM - CS (SECC.)	2018	52	286,85	14.916,07	14.916,07	1.324,96	10.923,25
	LT 500 kV 2º SECCIONAMENTO JUAZEIRO III - 4x636 MCM CS (SECC.)	2021	2	697,39	1.394,77	1.107,22	123,89	702,13
	LT 500 kV OUROLÂNDIA - JUAZEIRO III - 4x954 MCM - CS (C1)	2021	224	784,70	175.772,55	139.533,91	15.613,42	88.483,46
SE OUROLÂNDIA	MIG - 500/230 kV - DJM/DB4 (14 MIM 500 kV / 6 MIM 230 kV)	2018	1	9.372,14	9.372,14	9.372,14	832,50	6.863,35
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (8 MIM 500 kV / 5 MIM 230 kV)	2018	1	6.008,96	6.008,96	6.008,96	533,76	4.400,45
	IB - 500 kV - DJM	2018	3	7.018,26	21.054,78	21.054,78	1.870,24	15.418,72
	IB - 230 kV - DB4	2018	1	2.110,58	2.110,58	2.110,58	187,48	1.545,61
	ATR - 500/230 kV - 900 MVA - M (1º e 2º)	2018	7	11.261,31	78.829,19	78.829,19	7.002,19	57.727,75
	CT - 500 kV - DJM	2018	2	6.593,96	13.187,93	13.187,93	1.171,45	9.657,71
	CT - 230 kV - DB4	2018	2	2.432,64	4.865,29	4.865,29	432,17	3.562,92
	EL - 500 kV - DJM	2018	2	7.452,53	14.905,05	14.905,05	1.323,98	10.915,19
	EL - 230 kV - DB4	2018	2	3.444,77	6.889,55	6.889,55	611,98	5.045,32
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-150 Mvar) P/ G. DO OURO	2018	4	4.127,86	16.511,42	16.511,42	1.466,67	12.091,55
	REATOR DE BARRA - 500 kV - M (-100 Mvar)	2018	4	3.595,17	14.380,69	14.380,69	1.277,40	10.531,19
	CRB - 500 kV - DJM	2018	1	6.175,81	6.175,81	6.175,81	548,58	4.522,63
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (6 MIM 500 kV / 1 MIM 230 kV)	2021	1	6.423,12	6.423,12	5.098,88	570,55	3.233,38
	IB - 500 kV - DJM	2021	1	7.018,26	7.018,26	5.571,32	623,41	3.532,97
	ATR - 500/230 kV - 900 MVA - M (3º)	2021	3	11.261,31	33.783,94	26.818,78	3.000,94	17.006,75
	CT - 500 kV - DJM	2021	1	6.593,96	6.593,96	5.234,50	585,72	3.319,39
	CT - 230 kV - DB4	2021	1	2.432,64	2.432,64	1.931,11	216,09	1.224,59
	EL - 500 kV - DJM	2021	1	7.452,53	7.452,53	5.916,06	661,99	3.751,58
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-100 Mvar) P/ JUAZEIRO III	2021	4	3.595,17	14.380,69	11.415,86	1.277,40	7.239,21
	CS - 500 kV - 100 MVA - P/ GENTIO DO OURO (50%)	2021	1	14.608,91	14.608,91	11.597,03	1.297,67	7.354,09
	CS - 500 kV - 25 MVA - P/ MORRO DO CHAPÉU II (50%)	2021	1	3.948,11	3.948,11	3.134,14	350,70	1.987,47
	CS - 500 kV - 100 MVA - P/ JUAZEIRO III (50%)	2021	1	14.608,91	14.608,91	11.597,03	1.297,67	7.354,09
	CCS - 500 kV - DJM	2021	3	2.038,34	6.115,01	4.854,29	543,18	3.078,28

Tabela 14-12 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 3 (R\$ x 1000) – 2 de 3

Alternativa 3 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2032
SE GENTIO DO OURO	MIG - 500/230 kV - DJM/DB4 (12 MIM 500 kV / 4 MIM 230 kV)	2018	1	9.294,10	9.294,10	9.294,10	825,57	6.806,20
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (9 MIM 500 kV / 4 MIM 230 kV)	2018	1	7.264,26	7.264,26	7.264,26	645,27	5.319,72
	IB - 500 kV - DJM	2018	4	7.018,26	28.073,04	28.073,04	2.493,66	20.558,29
	IB - 230 kV - DB4	2018	1	2.110,58	2.110,58	2.110,58	187,48	1.545,61
	ATR - 500/230 kV - 900 MVA - M (1º e 2º)	2018	7	11.261,31	78.829,19	78.829,19	7.002,19	57.727,75
	CT - 500 kV - DJM	2018	2	6.593,96	13.187,93	13.187,93	1.171,45	9.657,71
	CT - 230 kV - DB4	2018	2	2.432,64	4.865,29	4.865,29	432,17	3.562,92
	EL - 500 kV - DJM	2018	2	7.452,53	14.905,05	14.905,05	1.323,98	10.915,19
	EL - 230 kV - DB4	2018	1	3.444,77	3.444,77	3.444,77	305,99	2.522,66
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-210 Mvar) P/ GILBUÉS II	2018	4	4.569,79	18.279,16	18.279,16	1.623,69	13.386,09
	REATOR DE BARRA - 500 kV - M (2x -100 Mvar)	2018	7	3.595,17	25.166,21	25.166,21	2.235,45	18.429,58
	CRB - 500 kV - DJM	2018	2	6.175,81	12.351,61	12.351,61	1.097,16	9.045,26
	CE - 500 kV - +200/-100 Mvar	2018	1	58.740,00	58.740,00	58.740,00	5.217,72	43.016,15
	CCE - 500 kV - DJM	2018	1	6.925,05	6.925,05	6.925,05	615,13	5.071,31
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (1 MIM 500 kV)	2021	1	1.535,68	1.535,68	1.219,07	136,41	773,06
	CS - 500 kV - 250 MVA - P/ GILBUÉS II (30%)	2021	1	35.930,52	35.930,52	28.522,80	3.191,62	18.087,33
	CCS - 500 kV - DJM	2021	1	2.038,34	2.038,34	1.618,10	181,06	1.026,09
SE MORRO DO CHAPÉU II	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (3 MIM 500 kV / 2 MIM 230 kV)	2018	1	1.816,07	1.816,07	1.816,07	161,32	1.329,93
	IB - 500 kV - DJM	2018	1	7.018,26	7.018,26	7.018,26	623,41	5.139,57
	ATR - 500/230 kV - 900 MVA - M (2º)	2018	3	11.261,31	33.783,94	33.783,94	3.000,94	24.740,46
	CT - 500 kV - DJM	2018	1	6.593,96	6.593,96	6.593,96	585,72	4.828,86
	CT - 230 kV - DB4	2018	1	2.432,64	2.432,64	2.432,64	216,09	1.781,46
	EL - 500 kV - DJM	2018	1	7.452,53	7.452,53	7.452,53	661,99	5.457,59
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-100 Mvar) P/ OUROLÂNDIA	2018	4	3.595,17	14.380,69	14.380,69	1.277,40	10.531,19
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (1 MIM 500 kV)	2021	1	1.535,68	1.535,68	1.219,07	136,41	773,06
	CS - 500 kV - 100 MVA - P/ SAPEAÇU (32,5%)	2021	1	14.608,91	14.608,91	11.597,03	1.297,67	7.354,09
	CCS - 500 kV - DJM	2021	1	2.038,34	2.038,34	1.618,10	181,06	1.026,09
SE GILBUÉS II	MIM - 500 kV - DJM (2 MIM 500 kV)	2018	1	1.535,68	1.535,68	1.535,68	136,41	1.124,60
	IB - 500 kV - DJM	2018	1	7.018,26	7.018,26	7.018,26	623,41	5.139,57
	EL - 500 kV - DJM	2018	1	7.452,53	7.452,53	7.452,53	661,99	5.457,59
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-210 Mvar) P/ GENTIO DO OURO	2018	4	4.569,79	18.279,16	18.279,16	1.623,69	13.386,09
	REATOR DE BARRA - 500 kV - M (-200 Mvar - 3º)	2018	3	4.505,58	13.516,73	13.516,73	1.200,66	9.898,49
	CRB - 500 kV - DJM	2018	1	6.175,81	6.175,81	6.175,81	548,58	4.522,63
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (1 MIM 500 kV)	2021	1	1.535,68	1.535,68	1.219,07	136,41	773,06
	CS - 500 kV - 250 MVA - P/ GENTIO DO OURO (30%)	2021	1	35.930,52	35.930,52	28.522,80	3.191,62	18.087,33
	CCS - 500 kV - DJM	2021	1	2.038,34	2.038,34	1.618,10	181,06	1.026,09
SE BROTAS DE MACAÚBAS	MIM - 230 kV - DB4 (1 MIM 230 kV)	2018	1	280,38	280,38	280,38	24,91	205,33
	EL - 230 kV - DB4	2018	1	3.444,77	3.444,77	3.444,77	305,99	2.522,66

Tabela 14-13 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 3 (R\$ x 1000) – 3 de 3

Alternativa 3 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2032
SE JUAZEIRO III	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (5 MIM 500 kV)	2021	1	3.071,37	3.071,37	2.438,15	272,82	1.546,12
	IB - 500 kV - DJM	2021	2	7.018,26	14.036,52	11.142,64	1.246,83	7.065,95
	EL - 500 kV - DJM	2021	3	7.452,53	22.357,58	17.748,17	1.985,97	11.254,75
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-100 Mvar) P/ OUROLÂNDIA	2021	4	3.595,17	14.380,69	11.415,86	1.277,40	7.239,21
SE SAPEAÇU	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (1 MIM 500 kV)	2021	1	1.535,68	1.535,68	1.219,07	136,41	773,06
	CS - 500 kV - 100 MVA - P/ MORRO DO CHAPÉU II (32,5%)	2021	1	14.608,91	14.608,91	11.597,03	1.297,67	7.354,09
	CCS - 500 kV - DJM	2021	1	2.038,34	2.038,34	1.618,10	181,06	1.026,09
SE SÃO JOÃO DO PIAUÍ	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (2 MIM 500 kV)	2021	1	3.071,37	3.071,37	2.438,15	272,82	1.546,12
	IB - 500 kV - DJM	2021	1	7.018,26	7.018,26	5.571,32	623,41	3.532,97
	CE - 500 kV - +200/-100 MVA	2021	1	58.740,00	58.740,00	46.629,71	5.217,72	29.569,57
	CCE - 500 kV - DJM	2021	1	6.925,05	6.925,05	5.497,32	615,13	3.486,05
SE IGAPORÃ III	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (2 MIM 500 kV / 1 MIM 230 kV)	2018	1	1.816,07	1.816,07	1.816,07	161,32	1.329,93
	IB - 500 kV - DJM	2018	1	7.018,26	7.018,26	7.018,26	623,41	5.139,57
	ATR - 500/230 kV - 750 MVA - M (4º)	2018	3	10.681,20	32.043,61	32.043,61	2.846,35	23.465,99
	CT - 500 kV - DJM	2018	1	6.593,96	6.593,96	6.593,96	585,72	4.828,86
	CT - 230 kV - DB4	2018	1	2.432,64	2.432,64	2.432,64	216,09	1.781,46
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (1 MIM 500 kV / 1 MIM 230 kV)	2021	1	1.816,07	1.816,07	1.441,65	161,32	914,20
	ATR - 500/230 kV - 750 MVA - M (5º)	2021	3	10.681,20	32.043,61	25.437,25	2.846,35	16.130,67
	CT - 500 kV - DJM	2021	1	6.593,96	6.593,96	5.234,50	585,72	3.319,39
	CT - 230 kV - DB4	2021	1	2.432,64	2.432,64	1.931,11	216,09	1.224,59
CUSTO TOTAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E EQUIPAMENTOS:					1.786.493,04	1.666.421,87		1.174.954,43

Tabela 14-14 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 4 (R\$ x 1000) – 1 de 3

Alternativa 4 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2032
LT	LT 500 kV GILBUÉS - GENTIO DO OURO - 4x954 MCM - CS (C1)	2018	356	784,70	279.352,80	279.352,80	24.814,19	204.574,08
	LT 500 kV OUROLÂNDIA - GENTIO DO OURO - 4x954 MCM - CS (C1)	2018	155	784,70	121.628,32	121.628,32	10.803,93	89.070,17
	LT 500 kV OUROLÂNDIA - M. DO CHAPÉU - 4x954 MCM - CS (C1)	2018	117	784,70	91.809,77	91.809,77	8.155,23	67.233,62
	LT 230 kV BROTAS - GENTIO DO OURO - 1x636 MCM - CS (C1)	2018	131	286,85	37.577,03	37.577,03	3.337,87	27.518,20
	LT 230 kV IRECÊ - C. FORMOSO - SR. BONFIM - 1x636 MCM - CS (SECC.)	2018	52	286,85	14.916,07	14.916,07	1.324,96	10.923,25
	LT 500 kV OUROLÂNDIA - OLINDINA - 4x954 MCM - CS (C1)	2021	368	784,70	288.769,18	229.234,29	25.650,63	145.365,68
SE OUROLÂNDIA	MIG - 500/230 kV - DJM/DB4 (14 MIM 500 kV / 6 MIM 230 kV)	2018	1	9.372,14	9.372,14	9.372,14	832,50	6.863,35
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (8 MIM 500 kV / 5 MIM 230 kV)	2018	1	6.008,96	6.008,96	6.008,96	533,76	4.400,45
	IB - 500 kV - DJM	2018	3	7.018,26	21.054,78	21.054,78	1.870,24	15.418,72
	IB - 230 kV - DB4	2018	1	2.110,58	2.110,58	2.110,58	187,48	1.545,61
	ATR - 500/230 kV - 900 MVA - M (1º e 2º)	2018	7	11.261,31	78.829,19	78.829,19	7.002,19	57.727,75
	CT - 500 kV - DJM	2018	2	6.593,96	13.187,93	13.187,93	1.171,45	9.657,71
	CT - 230 kV - DB4	2018	2	2.432,64	4.865,29	4.865,29	432,17	3.562,92
	EL - 500 kV - DJM	2018	2	7.452,53	14.905,05	14.905,05	1.323,98	10.915,19
	EL - 230 kV - DB4	2018	2	3.444,77	6.889,55	6.889,55	611,98	5.045,32
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-150 Mvar) P/ G. DO OURO	2018	4	4.127,86	16.511,42	16.511,42	1.466,67	12.091,55
	REATOR DE BARRA - 500 kV - M (-100 Mvar)	2018	4	3.595,17	14.380,69	14.380,69	1.277,40	10.531,19
	CRB - 500 kV - DJM	2018	1	6.175,81	6.175,81	6.175,81	548,58	4.522,63
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (6 MIM 500 kV / 1 MIM 230 kV)	2021	1	6.423,12	6.423,12	5.098,88	570,55	3.233,38
	IB - 500 kV - DJM	2021	1	7.018,26	7.018,26	5.571,32	623,41	3.532,97
	ATR - 500/230 kV - 900 MVA - M (3º)	2021	3	11.261,31	33.783,94	26.818,78	3.000,94	17.006,75
	CT - 500 kV - DJM	2021	1	6.593,96	6.593,96	5.234,50	585,72	3.319,39
	CT - 230 kV - DB4	2021	1	2.432,64	2.432,64	1.931,11	216,09	1.224,59
	EL - 500 kV - DJM	2021	1	7.452,53	7.452,53	5.916,06	661,99	3.751,58
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-100 Mvar) P/ JUAZEIRO III	2021	4	3.595,17	14.380,69	11.415,86	1.277,40	7.239,21
	CS - 500 kV - 100 MVA - P/ GENTIO DO OURO (50%)	2021	1	14.608,91	14.608,91	11.597,03	1.297,67	7.354,09
	CS - 500 kV - 25 MVA - P/ MORRO DO CHAPÉU II (50%)	2021	1	3.948,11	3.948,11	3.134,14	350,70	1.987,47
	CS - 500 kV - 100 MVA - P/ OLINDINA (32,5%)	2021	1	14.608,91	14.608,91	11.597,03	1.297,67	7.354,09
	CCS - 500 kV - DJM	2021	3	2.038,34	6.115,01	4.854,29	543,18	3.078,28

Tabela 14-15 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 4 (R\$ x 1000) – 2 de 3

Alternativa 4 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2032
SE GENTIO DO OURO	MIG - 500/230 kV - DJM/DB4 (12 MIM 500 kV / 4 MIM 230 kV)	2018	1	9.294,10	9.294,10	9.294,10	825,57	6.806,20
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (9 MIM 500 kV / 4 MIM 230 kV)	2018	1	7.264,26	7.264,26	7.264,26	645,27	5.319,72
	IB - 500 kV - DJM	2018	4	7.018,26	28.073,04	28.073,04	2.493,66	20.558,29
	IB - 230 kV - DB4	2018	1	2.110,58	2.110,58	2.110,58	187,48	1.545,61
	ATR - 500/230 kV - 900 MVA - M (1º e 2º)	2018	7	11.261,31	78.829,19	78.829,19	7.002,19	57.727,75
	CT - 500 kV - DJM	2018	2	6.593,96	13.187,93	13.187,93	1.171,45	9.657,71
	CT - 230 kV - DB4	2018	2	2.432,64	4.865,29	4.865,29	432,17	3.562,92
	EL - 500 kV - DJM	2018	2	7.452,53	14.905,05	14.905,05	1.323,98	10.915,19
	EL - 230 kV - DB4	2018	1	3.444,77	3.444,77	3.444,77	305,99	2.522,66
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-210 Mvar) P/ GILBUÉS II	2018	4	4.569,79	18.279,16	18.279,16	1.623,69	13.386,09
	REATOR DE BARRA - 500 kV - M (2x -100 Mvar)	2018	7	3.595,17	25.166,21	25.166,21	2.235,45	18.429,58
	CRB - 500 kV - DJM	2018	2	6.175,81	12.351,61	12.351,61	1.097,16	9.045,26
	CE - 500 kV - +200/-100 Mvar	2018	1	58.740,00	58.740,00	58.740,00	5.217,72	43.016,15
	CCE - 500 kV - DJM	2018	1	6.925,05	6.925,05	6.925,05	615,13	5.071,31
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (1 MIM 500 kV)	2021	1	1.535,68	1.535,68	1.219,07	136,41	773,06
SE MORRO DO CHAPÉU II	CS - 500 kV - 250 MVA - P/ GILBUÉS II (30%)	2021	1	35.930,52	35.930,52	28.522,80	3.191,62	18.087,33
	CCS - 500 kV - DJM	2021	1	2.038,34	2.038,34	1.618,10	181,06	1.026,09
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (3 MIM 500 kV / 2 MIM 230 kV)	2018	1	1.816,07	1.816,07	1.816,07	161,32	1.329,93
	IB - 500 kV - DJM	2018	1	7.018,26	7.018,26	7.018,26	623,41	5.139,57
	ATR - 500/230 kV - 900 MVA - M (2º)	2018	3	11.261,31	33.783,94	33.783,94	3.000,94	24.740,46
	CT - 500 kV - DJM	2018	1	6.593,96	6.593,96	6.593,96	585,72	4.828,86
	CT - 230 kV - DB4	2018	1	2.432,64	2.432,64	2.432,64	216,09	1.781,46
	EL - 500 kV - DJM	2018	1	7.452,53	7.452,53	7.452,53	661,99	5.457,59
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-100 Mvar) P/ OUROLÂNDIA	2018	4	3.595,17	14.380,69	14.380,69	1.277,40	10.531,19
SE GILBUÉS II	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (1 MIM 500 kV)	2021	1	1.535,68	1.535,68	1.219,07	136,41	773,06
	CS - 500 kV - 100 MVA - P/ SAPEAÇU (32,5%)	2021	1	14.608,91	14.608,91	11.597,03	1.297,67	7.354,09
	CCS - 500 kV - DJM	2021	1	2.038,34	2.038,34	1.618,10	181,06	1.026,09
	CCS - 500 kV - DJM	2018	1	1.535,68	1.535,68	1.535,68	136,41	1.124,60
	IB - 500 kV - DJM	2018	1	7.018,26	7.018,26	7.018,26	623,41	5.139,57
	EL - 500 kV - DJM	2018	1	7.452,53	7.452,53	7.452,53	661,99	5.457,59
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-210 Mvar) P/ GENTIO DO OURO	2018	4	4.569,79	18.279,16	18.279,16	1.623,69	13.386,09
	REATOR DE BARRA - 500 kV - M (-200 Mvar - 3º)	2018	3	4.505,58	13.516,73	13.516,73	1.200,66	9.898,49
	CRB - 500 kV - DJM	2018	1	6.175,81	6.175,81	6.175,81	548,58	4.522,63
SE BROTAS DE MACAÚBAS	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (1 MIM 500 kV)	2021	1	1.535,68	1.535,68	1.219,07	136,41	773,06
	CS - 500 kV - 250 MVA - P/ GENTIO DO OURO (30%)	2021	1	35.930,52	35.930,52	28.522,80	3.191,62	18.087,33
	CCS - 500 kV - DJM	2021	1	2.038,34	2.038,34	1.618,10	181,06	1.026,09
SE BROTAS DE MACAÚBAS	MIM - 230 kV - DB4 (1 MIM 230 kV)	2018	1	280,38	280,38	280,38	24,91	205,33
	EL - 230 kV - DB4	2018	1	3.444,77	3.444,77	3.444,77	305,99	2.522,66

Tabela 14-16 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 4 (R\$ x 1000) – 3 de 3

Alternativa 4 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2032
SE OLINDINA	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (2 MIM 500 kV)	2021	1	1.535,68	1.535,68	1.219,07	136,41	773,06
	IB - 500 kV - DJM	2021	1	7.018,26	7.018,26	5.571,32	623,41	3.532,97
	EL - 500 kV - DJM	2021	1	7.452,53	7.452,53	5.916,06	661,99	3.751,58
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-180 Mvar) P/ OUROLÂNDIA	2021	4	4.367,32	17.469,29	13.867,69	1.551,75	8.794,00
	CS - 500 kV - 100 MVA - P/ OUROLÂNDIA (32,5%)	2021	1	14.608,91	14.608,91	11.597,03	1.297,67	7.354,09
	CCS - 500 kV - DJM	2021	1	2.038,34	2.038,34	1.618,10	181,06	1.026,09
SE SAPEAÇU	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (1 MIM 500 kV)	2021	1	1.535,68	1.535,68	1.219,07	136,41	773,06
	CS - 500 kV - 100 MVA - P/ MORRO DO CHAPÉU II (32,5%)	2021	1	14.608,91	14.608,91	11.597,03	1.297,67	7.354,09
	CCS - 500 kV - DJM	2021	1	2.038,34	2.038,34	1.618,10	181,06	1.026,09
SE SÃO JOÃO DO PIAUÍ	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (2 MIM 500 kV)	2021	1	3.071,37	3.071,37	2.438,15	272,82	1.546,12
	IB - 500 kV - DJM	2021	1	7.018,26	7.018,26	5.571,32	623,41	3.532,97
	CE - 500 kV - +300/-150 MVA	2021	1	69.162,41	69.162,41	54.903,35	6.143,52	34.816,18
	CCE - 500 kV - DJM	2021	1	6.925,05	6.925,05	5.497,32	615,13	3.486,05
SE IGAPORÃ III	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (2 MIM 500 kV / 1 MIM 230 kV)	2018	1	1.816,07	1.816,07	1.816,07	161,32	1.329,93
	IB - 500 kV - DJM	2018	1	7.018,26	7.018,26	7.018,26	623,41	5.139,57
	ATR - 500/230 kV - 750 MVA - M (4 ^o)	2018	3	10.681,20	32.043,61	32.043,61	2.846,35	23.465,99
	CT - 500 kV - DJM	2018	1	6.593,96	6.593,96	6.593,96	585,72	4.828,86
	CT - 230 kV - DB4	2018	1	2.432,64	2.432,64	2.432,64	216,09	1.781,46
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (1 MIM 500 kV / 1 MIM 230 kV)	2021	1	1.816,07	1.816,07	1.441,65	161,32	914,20
	ATR - 500/230 kV - 750 MVA - M (5 ^o)	2021	3	10.681,20	32.043,61	25.437,25	2.846,35	16.130,67
	CT - 500 kV - DJM	2021	1	6.593,96	6.593,96	5.234,50	585,72	3.319,39
	CT - 230 kV - DB4	2021	1	2.432,64	2.432,64	1.931,11	216,09	1.224,59
CUSTO TOTAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E EQUIPAMENTOS:					1.904.794,17	1.760.333,12		1.234.506,92

Tabela 14-17 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 5 (R\$ x 1000) – 1 de 3

Alternativa 5 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2032
LT	LT 500 kV BARREIRAS - GENTIO DO OURO - 4x954 MCM - CS (C1)	2018	288	784,70	225.993,27	225.993,27	20.074,40	165.498,13
	LT 500 kV OUROLÂNDIA - GENTIO DO OURO - 4x954 MCM - CS (C1)	2018	155	784,70	121.628,32	121.628,32	10.803,93	89.070,17
	LT 500 kV OUROLÂNDIA - M. DO CHAPÉU - 4x954 MCM - CS (C1)	2018	117	784,70	91.809,77	91.809,77	8.155,23	67.233,62
	LT 230 kV BROTAS - GENTIO DO OURO - 1x636 MCM - CS (C1)	2018	131	286,85	37.577,03	37.577,03	3.337,87	27.518,20
	LT 230 kV IRECÊ - C. FORMOSO - SR. BONFIM - 1x636 MCM - CS (SECC.)	2018	52	286,85	14.916,07	14.916,07	1.324,96	10.923,25
	LT 500 kV 2º SECCIONAMENTO JUAZEIRO III - 4x636 MCM CS (SECC.)	2021	2	697,39	1.394,77	1.107,22	123,89	702,13
	LT 500 kV OUROLÂNDIA - JUAZEIRO III - 4x954 MCM - CS (C1)	2021	224	784,70	175.772,55	139.533,91	15.613,42	88.483,46
SE OUROLÂNDIA	MIG - 500/230 kV - DJM/DB4 (14 MIM 500 kV / 6 MIM 230 kV)	2018	1	9.372,14	9.372,14	9.372,14	832,50	6.863,35
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (8 MIM 500 kV / 5 MIM 230 kV)	2018	1	6.008,96	6.008,96	6.008,96	533,76	4.400,45
	IB - 500 kV - DJM	2018	3	7.018,26	21.054,78	21.054,78	1.870,24	15.418,72
	IB - 230 kV - DB4	2018	1	2.110,58	2.110,58	2.110,58	187,48	1.545,61
	ATR - 500/230 kV - 900 MVA - M (1º e 2º)	2018	7	11.261,31	78.829,19	78.829,19	7.002,19	57.727,75
	CT - 500 kV - DJM	2018	2	6.593,96	13.187,93	13.187,93	1.171,45	9.657,71
	CT - 230 kV - DB4	2018	2	2.432,64	4.865,29	4.865,29	432,17	3.562,92
	EL - 500 kV - DJM	2018	2	7.452,53	14.905,05	14.905,05	1.323,98	10.915,19
	EL - 230 kV - DB4	2018	2	3.444,77	6.889,55	6.889,55	611,98	5.045,32
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-150 Mvar) P/ G. DO OURO	2018	4	4.127,86	16.511,42	16.511,42	1.466,67	12.091,55
	REATOR DE BARRA - 500 kV - M (-100 Mvar)	2018	4	3.595,17	14.380,69	14.380,69	1.277,40	10.531,19
	CRB - 500 kV - DJM	2018	1	6.175,81	6.175,81	6.175,81	548,58	4.522,63
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (6 MIM 500 kV / 1 MIM 230 kV)	2021	1	6.423,12	6.423,12	5.098,88	570,55	3.233,38
	IB - 500 kV - DJM	2021	1	7.018,26	7.018,26	5.571,32	623,41	3.532,97
	ATR - 500/230 kV - 900 MVA - M (3º)	2021	3	11.261,31	33.783,94	26.818,78	3.000,94	17.006,75
	CT - 500 kV - DJM	2021	1	6.593,96	6.593,96	5.234,50	585,72	3.319,39
	CT - 230 kV - DB4	2021	1	2.432,64	2.432,64	1.931,11	216,09	1.224,59
	EL - 500 kV - DJM	2021	1	7.452,53	7.452,53	5.916,06	661,99	3.751,58
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-100 Mvar) P/ JUAZEIRO III	2021	4	3.595,17	14.380,69	11.415,86	1.277,40	7.239,21
	CS - 500 kV - 100 MVA - P/ GENTIO DO OURO (50%)	2021	1	14.608,91	14.608,91	11.597,03	1.297,67	7.354,09
	CS - 500 kV - 25 MVA - P/ MORRO DO CHAPÉU II (50%)	2021	1	3.948,11	3.948,11	3.134,14	350,70	1.987,47
	CS - 500 kV - 100 MVA - P/ JUAZEIRO III (50%)	2021	1	14.608,91	14.608,91	11.597,03	1.297,67	7.354,09
	CCS - 500 kV - DJM	2021	3	2.038,34	6.115,01	4.854,29	543,18	3.078,28

Tabela 14-18 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 5 (R\$ x 1000) – 2 de 3

Alternativa 5 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2032
SE GENTIO DO OURO	MIG - 500/230 kV - DJM/DB4 (12 MIM 500 kV / 4 MIM 230 kV)	2018	1	9.294,10	9.294,10	9.294,10	825,57	6.806,20
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (9 MIM 500 kV / 4 MIM 230 kV)	2018	1	7.264,26	7.264,26	7.264,26	645,27	5.319,72
	IB - 500 kV - DJM	2018	4	7.018,26	28.073,04	28.073,04	2.493,66	20.558,29
	IB - 230 kV - DB4	2018	1	2.110,58	2.110,58	2.110,58	187,48	1.545,61
	ATR - 500/230 kV - 900 MVA - M (1º e 2º)	2018	7	11.261,31	78.829,19	78.829,19	7.002,19	57.727,75
	CT - 500 kV - DJM	2018	2	6.593,96	13.187,93	13.187,93	1.171,45	9.657,71
	CT - 230 kV - DB4	2018	2	2.432,64	4.865,29	4.865,29	432,17	3.562,92
	EL - 500 kV - DJM	2018	2	7.452,53	14.905,05	14.905,05	1.323,98	10.915,19
	EL - 230 kV - DB4	2018	1	3.444,77	3.444,77	3.444,77	305,99	2.522,66
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-150 Mvar) P/ BARREIRAS II	2018	4	4.127,86	16.511,42	16.511,42	1.466,67	12.091,55
	REATOR DE BARRA - 500 kV - M (2x -100 Mvar)	2018	7	3.595,17	25.166,21	25.166,21	2.235,45	18.429,58
	CRB - 500 kV - DJM	2018	2	6.175,81	12.351,61	12.351,61	1.097,16	9.045,26
	CE - 500 kV - +200/-100 Mvar	2018	1	58.740,00	58.740,00	58.740,00	5.217,72	43.016,15
	CCE - 500 kV - DJM	2018	1	6.925,05	6.925,05	6.925,05	615,13	5.071,31
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (1 MIM 500 kV)	2021	1	1.535,68	1.535,68	1.219,07	136,41	773,06
	CS - 500 kV - 250 MVA - P/ BARREIRAS II (30%)	2021	1	35.930,52	35.930,52	28.522,80	3.191,62	18.087,33
	CCS - 500 kV - DJM	2021	1	2.038,34	2.038,34	1.618,10	181,06	1.026,09
SE MORRO DO CHAPÉU II	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (3 MIM 500 kV / 2 MIM 230 kV)	2018	1	1.816,07	1.816,07	1.816,07	161,32	1.329,93
	IB - 500 kV - DJM	2018	1	7.018,26	7.018,26	7.018,26	623,41	5.139,57
	ATR - 500/230 kV - 900 MVA - M (2º)	2018	3	11.261,31	33.783,94	33.783,94	3.000,94	24.740,46
	CT - 500 kV - DJM	2018	1	6.593,96	6.593,96	6.593,96	585,72	4.828,86
	CT - 230 kV - DB4	2018	1	2.432,64	2.432,64	2.432,64	216,09	1.781,46
	EL - 500 kV - DJM	2018	1	7.452,53	7.452,53	7.452,53	661,99	5.457,59
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-100 Mvar) P/ OUROLÂNDIA	2018	4	3.595,17	14.380,69	14.380,69	1.277,40	10.531,19
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (1 MIM 500 kV)	2021	1	1.535,68	1.535,68	1.219,07	136,41	773,06
	CS - 500 kV - 100 MVA - P/ SAPEAÇU (32,5%)	2021	1	14.608,91	14.608,91	11.597,03	1.297,67	7.354,09
	CCS - 500 kV - DJM	2021	1	2.038,34	2.038,34	1.618,10	181,06	1.026,09
SE BARREIRAS II	MIM - 500 kV - DJM (2 MIM 500 kV)	2018	1	1.535,68	1.535,68	1.535,68	136,41	1.124,60
	IB - 500 kV - DJM	2018	1	7.018,26	7.018,26	7.018,26	623,41	5.139,57
	EL - 500 kV - DJM	2018	1	7.452,53	7.452,53	7.452,53	661,99	5.457,59
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-150 Mvar) P/ G. DO OURO	2018	4	4.127,86	16.511,42	16.511,42	1.466,67	12.091,55
	REATOR DE BARRA - 500 kV - M (-150 Mvar - 2º)	2018	3	4.127,86	12.383,57	12.383,57	1.100,00	9.068,67
	CRB - 500 kV - DJM	2018	1	6.175,81	6.175,81	6.175,81	548,58	4.522,63
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (1 MIM 500 kV)	2021	1	1.535,68	1.535,68	1.219,07	136,41	773,06
	CS - 500 kV - 250 MVA - P/ GENTIO DO OURO (30%)	2021	1	35.930,52	35.930,52	28.522,80	3.191,62	18.087,33
	CCS - 500 kV - DJM	2021	1	2.038,34	2.038,34	1.618,10	181,06	1.026,09
SE BROTAS DE MACAÚBAS	MIM - 230 kV - DB4 (1 MIM 230 kV)	2018	1	280,38	280,38	280,38	24,91	205,33
	EL - 230 kV - DB4	2018	1	3.444,77	3.444,77	3.444,77	305,99	2.522,66

Tabela 14-19 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 5 (R\$ x 1000) – 3 de 3

Alternativa 5 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2032
SE JUAZEIRO III	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (5 MIM 500 kV)	2021	1	3.071,37	3.071,37	2.438,15	272,82	1.546,12
	IB - 500 kV - DJM	2021	2	7.018,26	14.036,52	11.142,64	1.246,83	7.065,95
	EL - 500 kV - DJM	2021	3	7.452,53	22.357,58	17.748,17	1.985,97	11.254,75
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-100 Mvar) P/ OUROLÂNDIA	2021	4	3.595,17	14.380,69	11.415,86	1.277,40	7.239,21
SE SAPEAÇU	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (1 MIM 500 kV)	2021	1	1.535,68	1.535,68	1.219,07	136,41	773,06
	CS - 500 kV - 100 MVA - P/ MORRO DO CHAPÉU II (32,5%)	2021	1	14.608,91	14.608,91	11.597,03	1.297,67	7.354,09
	CCS - 500 kV - DJM	2021	1	2.038,34	2.038,34	1.618,10	181,06	1.026,09
SE SÃO JOÃO DO PIAUÍ	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (2 MIM 500 kV)	2021	1	3.071,37	3.071,37	2.438,15	272,82	1.546,12
	IB - 500 kV - DJM	2021	1	7.018,26	7.018,26	5.571,32	623,41	3.532,97
	CE - 500 kV - +200/-100 MVA	2021	1	58.740,00	58.740,00	46.629,71	5.217,72	29.569,57
	CCE - 500 kV - DJM	2021	1	6.925,05	6.925,05	5.497,32	615,13	3.486,05
SE IGAPORÃ III	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (2 MIM 500 kV / 1 MIM 230 kV)	2018	1	1.816,07	1.816,07	1.816,07	161,32	1.329,93
	IB - 500 kV - DJM	2018	1	7.018,26	7.018,26	7.018,26	623,41	5.139,57
	ATR - 500/230 kV - 750 MVA - M (4°)	2018	3	10.681,20	32.043,61	32.043,61	2.846,35	23.465,99
	CT - 500 kV - DJM	2018	1	6.593,96	6.593,96	6.593,96	585,72	4.828,86
	CT - 230 kV - DB4	2018	1	2.432,64	2.432,64	2.432,64	216,09	1.781,46
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (1 MIM 500 kV / 1 MIM 230 kV)	2021	1	1.816,07	1.816,07	1.441,65	161,32	914,20
	ATR - 500/230 kV - 750 MVA - M (5°)	2021	3	10.681,20	32.043,61	25.437,25	2.846,35	16.130,67
	CT - 500 kV - DJM	2021	1	6.593,96	6.593,96	5.234,50	585,72	3.319,39
CUSTO TOTAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E EQUIPAMENTOS:					1.728.464,89	1.608.393,72		1.132.459,57

Tabela 14-20 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 6 (R\$ x 1000) – 1 de 3

Alternativa 6 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2032
LT	LT 500 kV BARREIRAS - GENTIO DO OURO - 4x954 MCM - CS (C1)	2018	288	784,70	225.993,27	225.993,27	20.074,40	165.498,13
	LT 500 kV OUROLÂNDIA - GENTIO DO OURO - 4x954 MCM - CS (C1)	2018	155	784,70	121.628,32	121.628,32	10.803,93	89.070,17
	LT 500 kV OUROLÂNDIA - M. DO CHAPÉU - 4x954 MCM - CS (C1)	2018	117	784,70	91.809,77	91.809,77	8.155,23	67.233,62
	LT 230 kV BROTAS - GENTIO DO OURO - 1x636 MCM - CS (C1)	2018	131	286,85	37.577,03	37.577,03	3.337,87	27.518,20
	LT 230 kV IRECÊ - C. FORMOSO - SR. BONFIM - 1x636 MCM - CS (SECC.)	2018	52	286,85	14.916,07	14.916,07	1.324,96	10.923,25
	LT 500 kV OUROLÂNDIA - SAPEAÇU - 4x954 MCM - CS (C1)	2021	348	784,70	273.075,20	216.775,90	24.256,57	137.465,38
SE OUROLÂNDIA	MIG - 500/230 kV - DJM/DB4 (14 MIM 500 kV / 6 MIM 230 kV)	2018	1	9.372,14	9.372,14	9.372,14	832,50	6.863,35
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (8 MIM 500 kV / 5 MIM 230 kV)	2018	1	6.008,96	6.008,96	6.008,96	533,76	4.400,45
	IB - 500 kV - DJM	2018	3	7.018,26	21.054,78	21.054,78	1.870,24	15.418,72
	IB - 230 kV - DB4	2018	1	2.110,58	2.110,58	2.110,58	187,48	1.545,61
	ATR - 500/230 kV - 900 MVA - M (1º e 2º)	2018	7	11.261,31	78.829,19	78.829,19	7.002,19	57.727,75
	CT - 500 kV - DJM	2018	2	6.593,96	13.187,93	13.187,93	1.171,45	9.657,71
	CT - 230 kV - DB4	2018	2	2.432,64	4.865,29	4.865,29	432,17	3.562,92
	EL - 500 kV - DJM	2018	2	7.452,53	14.905,05	14.905,05	1.323,98	10.915,19
	EL - 230 kV - DB4	2018	2	3.444,77	6.889,55	6.889,55	611,98	5.045,32
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-150 Mvar) P/ G. DO OURO	2018	4	4.127,86	16.511,42	16.511,42	1.466,67	12.091,55
	REATOR DE BARRA - 500 kV - M (-100 Mvar)	2018	4	3.595,17	14.380,69	14.380,69	1.277,40	10.531,19
	CRB - 500 kV - DJM	2018	1	6.175,81	6.175,81	6.175,81	548,58	4.522,63
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (6 MIM 500 kV / 1 MIM 230 kV)	2021	1	6.423,12	6.423,12	5.098,88	570,55	3.233,38
	IB - 500 kV - DJM	2021	1	7.018,26	7.018,26	5.571,32	623,41	3.532,97
	ATR - 500/230 kV - 900 MVA - M (3º)	2021	3	11.261,31	33.783,94	26.818,78	3.000,94	17.006,75
	CT - 500 kV - DJM	2021	1	6.593,96	6.593,96	5.234,50	585,72	3.319,39
	CT - 230 kV - DB4	2021	1	2.432,64	2.432,64	1.931,11	216,09	1.224,59
	EL - 500 kV - DJM	2021	1	7.452,53	7.452,53	5.916,06	661,99	3.751,58
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-180 Mvar) P/ SAPEAÇU	2021	4	4.367,32	17.469,29	13.867,69	1.551,75	8.794,00
	CS - 500 kV - 100 MVA - P/ GENTIO DO OURO (50%)	2021	1	14.608,91	14.608,91	11.597,03	1.297,67	7.354,09
	CS - 500 kV - 25 MVA - P/ MORRO DO CHAPÉU II (50%)	2021	1	3.948,11	3.948,11	3.134,14	350,70	1.987,47
	CS - 500 kV - 100 MVA - P/ SAPEAÇU (32,5%)	2021	1	14.608,91	14.608,91	11.597,03	1.297,67	7.354,09
	CCS - 500 kV - DJM	2021	3	2.038,34	6.115,01	4.854,29	543,18	3.078,28

Tabela 14-21 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 6 (R\$ x 1000) – 2 de 3

Alternativa 6 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2032
SE GENTIO DO OURO	MIG - 500/230 kV - DJM/DB4 (12 MIM 500 kV / 4 MIM 230 kV)	2018	1	9.294,10	9.294,10	9.294,10	825,57	6.806,20
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (9 MIM 500 kV / 4 MIM 230 kV)	2018	1	7.264,26	7.264,26	7.264,26	645,27	5.319,72
	IB - 500 kV - DJM	2018	4	7.018,26	28.073,04	28.073,04	2.493,66	20.558,29
	IB - 230 kV - DB4	2018	1	2.110,58	2.110,58	2.110,58	187,48	1.545,61
	ATR - 500/230 kV - 900 MVA - M (1º e 2º)	2018	7	11.261,31	78.829,19	78.829,19	7.002,19	57.727,75
	CT - 500 kV - DJM	2018	2	6.593,96	13.187,93	13.187,93	1.171,45	9.657,71
	CT - 230 kV - DB4	2018	2	2.432,64	4.865,29	4.865,29	432,17	3.562,92
	EL - 500 kV - DJM	2018	2	7.452,53	14.905,05	14.905,05	1.323,98	10.915,19
	EL - 230 kV - DB4	2018	1	3.444,77	3.444,77	3.444,77	305,99	2.522,66
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-150 Mvar) P/ BARREIRAS II	2018	4	4.127,86	16.511,42	16.511,42	1.466,67	12.091,55
	REATOR DE BARRA - 500 kV - M (2x -100 Mvar)	2018	7	3.595,17	25.166,21	25.166,21	2.235,45	18.429,58
	CRB - 500 kV - DJM	2018	2	6.175,81	12.351,61	12.351,61	1.097,16	9.045,26
	CE - 500 kV - +200/-100 Mvar	2018	1	58.740,00	58.740,00	58.740,00	5.217,72	43.016,15
	CCE - 500 kV - DJM	2018	1	6.925,05	6.925,05	6.925,05	615,13	5.071,31
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (1 MIM 500 kV)	2021	1	1.535,68	1.535,68	1.219,07	136,41	773,06
	CS - 500 kV - 250 MVA - P/ BARREIRAS II (30%)	2021	1	35.930,52	35.930,52	28.522,80	3.191,62	18.087,33
	CCS - 500 kV - DJM	2021	1	2.038,34	2.038,34	1.618,10	181,06	1.026,09
SE MORRO DO CHAPÉU II	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (3 MIM 500 kV / 2 MIM 230 kV)	2018	1	1.816,07	1.816,07	1.816,07	161,32	1.329,93
	IB - 500 kV - DJM	2018	1	7.018,26	7.018,26	7.018,26	623,41	5.139,57
	ATR - 500/230 kV - 900 MVA - M (2º)	2018	3	11.261,31	33.783,94	33.783,94	3.000,94	24.740,46
	CT - 500 kV - DJM	2018	1	6.593,96	6.593,96	6.593,96	585,72	4.828,86
	CT - 230 kV - DB4	2018	1	2.432,64	2.432,64	2.432,64	216,09	1.781,46
	EL - 500 kV - DJM	2018	1	7.452,53	7.452,53	7.452,53	661,99	5.457,59
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-100 Mvar) P/ OUROLÂNDIA	2018	4	3.595,17	14.380,69	14.380,69	1.277,40	10.531,19
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (1 MIM 500 kV)	2021	1	1.535,68	1.535,68	1.219,07	136,41	773,06
	CS - 500 kV - 100 MVA - P/ SAPEAÇU (32,5%)	2021	1	14.608,91	14.608,91	11.597,03	1.297,67	7.354,09
	CCS - 500 kV - DJM	2021	1	2.038,34	2.038,34	1.618,10	181,06	1.026,09
SE BARREIRAS II	MIM - 500 kV - DJM (2 MIM 500 kV)	2018	1	1.535,68	1.535,68	1.535,68	136,41	1.124,60
	IB - 500 kV - DJM	2018	1	7.018,26	7.018,26	7.018,26	623,41	5.139,57
	EL - 500 kV - DJM	2018	1	7.452,53	7.452,53	7.452,53	661,99	5.457,59
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-150 Mvar) P/ G. DO OURO	2018	4	4.127,86	16.511,42	16.511,42	1.466,67	12.091,55
	REATOR DE BARRA - 500 kV - M (-150 Mvar - 2º)	2018	3	4.127,86	12.383,57	12.383,57	1.100,00	9.068,67
	CRB - 500 kV - DJM	2018	1	6.175,81	6.175,81	6.175,81	548,58	4.522,63
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (1 MIM 500 kV)	2021	1	1.535,68	1.535,68	1.219,07	136,41	773,06
	CS - 500 kV - 250 MVA - P/ GENTIO DO OURO (30%)	2021	1	35.930,52	35.930,52	28.522,80	3.191,62	18.087,33
	CCS - 500 kV - DJM	2021	1	2.038,34	2.038,34	1.618,10	181,06	1.026,09
SE BROTAS DE MACAÚBAS	MIM - 230 kV - DB4 (1 MIM 230 kV)	2018	1	280,38	280,38	280,38	24,91	205,33
	EL - 230 kV - DB4	2018	1	3.444,77	3.444,77	3.444,77	305,99	2.522,66

Tabela 14-22 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 6 (R\$ x 1000) – 3 de 3

Alternativa 6 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2032
SE SAPEAÇU	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (2 MIM 500 kV)	2021	1	1.535,68	1.535,68	1.219,07	136,41	773,06
	IB - 500 kV - DJM	2021	1	7.018,26	7.018,26	5.571,32	623,41	3.532,97
	EL - 500 kV - DJM	2021	1	7.452,53	7.452,53	5.916,06	661,99	3.751,58
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-180 Mvar) P/ OUROLÂNDIA	2021	4	4.367,32	17.469,29	13.867,69	1.551,75	8.794,00
	CS - 500 kV - 100 MVA - P/ OUROLÂNDIA (32,5%)	2021	1	14.608,91	14.608,91	11.597,03	1.297,67	7.354,09
	CS - 500 kV - 100 MVA - P/ MORRO DO CHAPÉU II (32,5%)	2021	1	14.608,91	14.608,91	11.597,03	1.297,67	7.354,09
	CCS - 500 kV - DJM	2021	2	2.038,34	4.076,67	3.236,20	362,12	2.052,19
SE IGAPORÃ III	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (2 MIM 500 kV / 1 MIM 230 kV)	2018	1	1.816,07	1.816,07	1.816,07	161,32	1.329,93
	IB - 500 kV - DJM	2018	1	7.018,26	7.018,26	7.018,26	623,41	5.139,57
	ATR - 500/230 kV - 750 MVA - M (4º)	2018	3	10.681,20	32.043,61	32.043,61	2.846,35	23.465,99
	CT - 500 kV - DJM	2018	1	6.593,96	6.593,96	6.593,96	585,72	4.828,86
	CT - 230 kV - DB4	2018	1	2.432,64	2.432,64	2.432,64	216,09	1.781,46
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (3 MIM 500 kV / 1 MIM 230 kV)	2021	1	1.816,07	1.816,07	1.441,65	161,32	914,20
	IB - 500 kV - DJM	2021	1	7.018,26	7.018,26	5.571,32	623,41	3.532,97
	ATR - 500/230 kV - 750 MVA - M (5º)	2021	3	10.681,20	32.043,61	25.437,25	2.846,35	16.130,67
	CT - 500 kV - DJM	2021	1	6.593,96	6.593,96	5.234,50	585,72	3.319,39
	CT - 230 kV - DB4	2021	1	2.432,64	2.432,64	1.931,11	216,09	1.224,59
	CE - 500 kV - +300/-150 MVA	2021	1	69.162,41	69.162,41	54.903,35	6.143,52	34.816,18
	CCE - 500 kV - DJM	2021	1	6.925,05	6.925,05	5.497,32	615,13	3.486,05
SE SÃO JOÃO DO PIAUÍ	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (2 MIM 500 kV)	2021	1	3.071,37	3.071,37	2.438,15	272,82	1.546,12
	IB - 500 kV - DJM	2021	1	7.018,26	7.018,26	5.571,32	623,41	3.532,97
	CE - 500 kV - +200/-100 MVA	2021	1	58.740,00	58.740,00	46.629,71	5.217,72	29.569,57
	CCE - 500 kV - DJM	2021	1	6.925,05	6.925,05	5.497,32	615,13	3.486,05
CUSTO TOTAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E EQUIPAMENTOS:					1.905.308,26	1.748.777,69		1.221.482,09

Tabela 14-23 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 7 (R\$ x 1000) – 1 de 3

Alternativa 7 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2032
LT	LT 500 kV OUROLÂNDIA - JUAZEIRO III - 4x954 MCM - CS (C1)	2018	224	784,70	175.772,55	175.772,55	15.613,42	128.720,77
	LT 500 kV OUROLÂNDIA - GENTIO DO OURO - 4x954 MCM - CS (C1)	2018	155	784,70	121.628,32	121.628,32	10.803,93	89.070,17
	LT 500 kV GENTIO DO OURO-M. DO CHAPÉU - 4x954 MCM - CS (C1)	2018	167	784,70	131.044,71	131.044,71	11.640,37	95.965,93
	LT 230 kV BROTAS - GENTIO DO OURO - 1x636 MCM - CS (C1)	2018	131	286,85	37.577,03	37.577,03	3.337,87	27.518,20
	LT 230 kV IRECÊ - C. FORMOSO - SR. BONFIM - 1x636 MCM - CS (SECC.)	2018	52	286,85	14.916,07	14.916,07	1.324,96	10.923,25
	LT 500 kV 2º SECCIONAMENTO JUAZEIRO III - 4x954 MCM CS (SECC.)	2018	2	784,70	1.569,40	1.569,40	139,41	1.149,29
	LT 500 kV BARREIRAS - GENTIO DO OURO - 4x954 MCM - CS (C1)	2021	288	784,70	225.993,27	179.400,75	20.074,40	113.764,45
SE OUROLÂNDIA	MIG - 500/230 kV - DJM/DB4 (11 MIM 500 kV / 6 MIM 230 kV)	2018	1	9.294,10	9.294,10	9.294,10	825,57	6.806,20
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (8 MIM 500 kV / 5 MIM 230 kV)	2018	1	6.008,96	6.008,96	6.008,96	533,76	4.400,45
	IB - 500 kV - DJM	2018	3	7.018,26	21.054,78	21.054,78	1.870,24	15.418,72
	IB - 230 kV - DB4	2018	1	2.110,58	2.110,58	2.110,58	187,48	1.545,61
	ATR - 500/230 kV - 900 MVA - M (1º e 2º)	2018	7	11.261,31	78.829,19	78.829,19	7.002,19	57.727,75
	CT - 500 kV - DJM	2018	2	6.593,96	13.187,93	13.187,93	1.171,45	9.657,71
	CT - 230 kV - DB4	2018	2	2.432,64	4.865,29	4.865,29	432,17	3.562,92
	EL - 500 kV - DJM	2018	2	7.452,53	14.905,05	14.905,05	1.323,98	10.915,19
	EL - 230 kV - DB4	2018	2	3.444,77	6.889,55	6.889,55	611,98	5.045,32
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-150 Mvar) P/ G. DO OURO	2018	4	4.127,86	16.511,42	16.511,42	1.466,67	12.091,55
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-100 Mvar) P/ JUAZEIRO III	2018	4	3.595,17	14.380,69	14.380,69	1.277,40	10.531,19
	REATOR DE BARRA - 500 kV - M (-100 Mvar)	2018	4	3.595,17	14.380,69	14.380,69	1.277,40	10.531,19
	CRB - 500 kV - DJM	2018	1	6.175,81	6.175,81	6.175,81	548,58	4.522,63
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (3 MIM 500 kV / 1 MIM 230 kV)	2021	1	4.887,43	4.887,43	3.879,80	434,14	2.460,32
	ATR - 500/230 kV - 900 MVA - M (3º)	2021	3	11.261,31	33.783,94	26.818,78	3.000,94	17.006,75
	CT - 500 kV - DJM	2021	1	6.593,96	6.593,96	5.234,50	585,72	3.319,39
	CT - 230 kV - DB4	2021	1	2.432,64	2.432,64	1.931,11	216,09	1.224,59
	CS - 500 kV - 100 MVA - P/ GENTIO DO OURO (50%)	2021	1	14.608,91	14.608,91	11.597,03	1.297,67	7.354,09
	CS - 500 kV - 100 MVA - P/ JUAZEIRO III (50%)	2021	1	14.608,91	14.608,91	11.597,03	1.297,67	7.354,09
	CCS - 500 kV - DJM	2021	2	2.038,34	4.076,67	3.236,20	362,12	2.052,19

Tabela 14-24 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 7 (R\$ x 1000) – 2 de 3

Alternativa 7 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2032
SE GENTIO DO OURO	MIG - 500/230 kV - DJM/DB4 (14 MIM 500 kV / 4 MIM 230 kV)	2018	1	9.333,12	9.333,12	9.333,12	829,04	6.834,78
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (11 MIM 500 kV / 4 MIM 230 kV)	2018	1	7.264,26	7.264,26	7.264,26	645,27	5.319,72
	IB - 500 kV - DJM	2018	4	7.018,26	28.073,04	28.073,04	2.493,66	20.558,29
	IB - 230 kV - DB4	2018	1	2.110,58	2.110,58	2.110,58	187,48	1.545,61
	ATR - 500/230 kV - 900 MVA - M (1º e 2º)	2018	7	11.261,31	78.829,19	78.829,19	7.002,19	57.727,75
	CT - 500 kV - DJM	2018	2	6.593,96	13.187,93	13.187,93	1.171,45	9.657,71
	CT - 230 kV - DB4	2018	2	2.432,64	4.865,29	4.865,29	432,17	3.562,92
	EL - 500 kV - DJM	2018	2	7.452,53	14.905,05	14.905,05	1.323,98	10.915,19
	EL - 230 kV - DB4	2018	1	3.444,77	3.444,77	3.444,77	305,99	2.522,66
	REATOR DE BARRA - 500 kV - M (2x -100 Mvar)	2018	7	3.595,17	25.166,21	25.166,21	2.235,45	18.429,58
	CRB - 500 kV - DJM	2018	2	6.175,81	12.351,61	12.351,61	1.097,16	9.045,26
	CE - 500 kV - +200/-100 Mvar	2018	1	58.740,00	58.740,00	58.740,00	5.217,72	43.016,15
	CCE - 500 kV - DJM	2018	1	6.925,05	6.925,05	6.925,05	615,13	5.071,31
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (1 MIM 500 kV)	2021	1	4.607,05	4.607,05	3.657,22	409,23	2.319,18
	EL - 500 kV - DJM	2021	1	7.452,53	7.452,53	5.916,06	661,99	3.751,58
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-150 Mvar) P/ BARREIRAS II	2021	4	4.127,86	16.511,42	13.107,30	1.466,67	8.311,81
	CS - 500 kV - 25 MVA - P/ MORRO DO CHAPÉU II (50%)	2021	1	3.948,11	3.948,11	3.134,14	350,70	1.987,47
	CS - 500 kV - 250 MVA - P/ BARREIRAS II (30%)	2021	1	35.930,52	35.930,52	28.522,80	3.191,62	18.087,33
	CCS - 500 kV - DJM	2021	2	2.038,34	4.076,67	3.236,20	362,12	2.052,19
SE MORRO DO CHAPÉU II	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (3 MIM 500 kV / 2 MIM 230 kV)	2018	1	1.816,07	1.816,07	1.816,07	161,32	1.329,93
	IB - 500 kV - DJM	2018	1	7.018,26	7.018,26	7.018,26	623,41	5.139,57
	ATR - 500/230 kV - 900 MVA - M (2º)	2018	3	11.261,31	33.783,94	33.783,94	3.000,94	24.740,46
	CT - 500 kV - DJM	2018	1	6.593,96	6.593,96	6.593,96	585,72	4.828,86
	CT - 230 kV - DB4	2018	1	2.432,64	2.432,64	2.432,64	216,09	1.781,46
	EL - 500 kV - DJM	2018	1	7.452,53	7.452,53	7.452,53	661,99	5.457,59
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-150 Mvar) P/ GENTIO DO OURO	2018	4	4.127,86	16.511,42	16.511,42	1.466,67	12.091,55
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (1 MIM 500 kV)	2021	1	1.535,68	1.535,68	1.219,07	136,41	773,06
	CS - 500 kV - 100 MVA - P/ SAPEAÇU (32,5%)	2021	1	14.608,91	14.608,91	11.597,03	1.297,67	7.354,09
	CCS - 500 kV - DJM	2021	1	2.038,34	2.038,34	1.618,10	181,06	1.026,09
SE BARREIRAS II	MIM - 500 kV - DJM (2 MIM 500 kV)	2021	1	1.535,68	1.535,68	1.219,07	136,41	773,06
	IB - 500 kV - DJM	2021	1	7.018,26	7.018,26	5.571,32	623,41	3.532,97
	EL - 500 kV - DJM	2021	1	7.452,53	7.452,53	5.916,06	661,99	3.751,58
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-150 Mvar) P/ G. DO OURO	2021	4	4.127,86	16.511,42	13.107,30	1.466,67	8.311,81
	CS - 500 kV - 250 MVA - P/ GENTIO DO OURO (30%)	2021	1	35.930,52	35.930,52	28.522,80	3.191,62	18.087,33
	CCS - 500 kV - DJM	2021	1	2.038,34	2.038,34	1.618,10	181,06	1.026,09
SE BROTAS DE MACAÚBAS	MIM - 230 kV - DB4 (1 MIM 230 kV)	2018	1	280,38	280,38	280,38	24,91	205,33
	EL - 230 kV - DB4	2018	1	3.444,77	3.444,77	3.444,77	305,99	2.522,66

Tabela 14-25 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 7 (R\$ x 1000) – 3 de 3

Alternativa 7 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2032
SE JUAZEIRO III	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (5 MIM 500 kV)	2021	1	3.071,37	3.071,37	2.438,15	272,82	1.546,12
	IB - 500 kV - DJM	2021	2	7.018,26	14.036,52	11.142,64	1.246,83	7.065,95
	EL - 500 kV - DJM	2021	3	7.452,53	22.357,58	17.748,17	1.985,97	11.254,75
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-100 Mvar) P/ OUROLÂNDIA	2021	4	3.595,17	14.380,69	11.415,86	1.277,40	7.239,21
SE SAPEAÇU	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (1 MIM 500 kV)	2021	1	1.535,68	1.535,68	1.219,07	136,41	773,06
	CS - 500 kV - 100 MVA - P/ MORRO DO CHAPÉU II (32,5%)	2021	1	14.608,91	14.608,91	11.597,03	1.297,67	7.354,09
	CCS - 500 kV - DJM	2021	1	2.038,34	2.038,34	1.618,10	181,06	1.026,09
SE IGAPORÃ III	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (2 MIM 500 kV / 1 MIM 230 kV)	2018	1	1.816,07	1.816,07	1.816,07	161,32	1.329,93
	IB - 500 kV - DJM	2018	1	7.018,26	7.018,26	7.018,26	623,41	5.139,57
	ATR - 500/230 kV - 750 MVA - M (4°)	2018	3	10.681,20	32.043,61	32.043,61	2.846,35	23.465,99
	CT - 500 kV - DJM	2018	1	6.593,96	6.593,96	6.593,96	585,72	4.828,86
	CT - 230 kV - DB4	2018	1	2.432,64	2.432,64	2.432,64	216,09	1.781,46
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (1 MIM 500 kV / 1 MIM 230 kV)	2021	1	1.816,07	1.816,07	1.441,65	161,32	914,20
	ATR - 500/230 kV - 750 MVA - M (5°)	2021	3	10.681,20	32.043,61	25.437,25	2.846,35	16.130,67
	CT - 500 kV - DJM	2021	1	6.593,96	6.593,96	5.234,50	585,72	3.319,39
SE SÃO JOÃO DO PIAUÍ	CT - 230 kV - DB4	2021	1	2.432,64	2.432,64	1.931,11	216,09	1.224,59
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (2 MIM 500 kV)	2021	1	3.071,37	3.071,37	2.438,15	272,82	1.546,12
	IB - 500 kV - DJM	2021	1	7.018,26	7.018,26	5.571,32	623,41	3.532,97
	CE - 500 kV - +300/-150 MVA	2021	1	69.162,41	69.162,41	54.903,35	6.143,52	34.816,18
	CCE - 500 kV - DJM	2021	1	6.925,05	6.925,05	5.497,32	615,13	3.486,05
CUSTO TOTAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E EQUIPAMENTOS:					1.754.810,94	1.616.828,18		1.131.865,16

Tabela 14-26 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 8 (R\$ x 1000) – 1 de 3

Alternativa 8 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2032
LT	LT 500 kV GILBUÉS - GENTIO DO OURO - 4x954 MCM - CS (C1)	2018	356	784,70	279.352,80	279.352,80	24.814,19	204.574,08
	LT 500 kV OUROLÂNDIA - GENTIO DO OURO - 4x954 MCM - CS (C1)	2018	155	784,70	121.628,32	121.628,32	10.803,93	89.070,17
	LT 500 kV OUROLÂNDIA - M. DO CHAPÉU - 4x954 MCM - CS (C1)	2018	117	784,70	91.809,77	91.809,77	8.155,23	67.233,62
	LT 230 kV BROTAS - GENTIO DO OURO - 1x636 MCM - CS (C1)	2018	131	286,85	37.577,03	37.577,03	3.337,87	27.518,20
	LT 230 kV IRECÊ - C. FORMOSO - SR. BONFIM - 1x636 MCM - CS (SECC.)	2018	52	286,85	14.916,07	14.916,07	1.324,96	10.923,25
	LT 500 kV BARREIRAS - GENTIO DO OURO - 4x954 MCM - CS (C1)	2021	288	784,70	225.993,27	179.400,75	20.074,40	113.764,45
	LT 500 kV 2º SECCIONAMENTO JUAZEIRO III - 4x636 MCM CS (SECC.)	2021	2	697,39	1.394,77	1.107,22	123,89	702,13
	LT 500 kV OUROLÂNDIA - JUAZEIRO III - 4x954 MCM - CS (C1)	2021	224	784,70	175.772,55	139.533,91	15.613,42	88.483,46
SE OUROLÂNDIA	MIG - 500/230 kV - DJM/DB4 (11 MIM 500 kV / 6 MIM 230 kV)	2018	1	9.255,07	9.255,07	9.255,07	822,10	6.777,62
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (8 MIM 500 kV / 5 MIM 230 kV)	2018	1	6.008,96	6.008,96	6.008,96	533,76	4.400,45
	IB - 500 kV - DJM	2018	3	7.018,26	21.054,78	21.054,78	1.870,24	15.418,72
	IB - 230 kV - DB4	2018	1	2.110,58	2.110,58	2.110,58	187,48	1.545,61
	ATR - 500/230 kV - 900 MVA - M (1º e 2º)	2018	7	11.261,31	78.829,19	78.829,19	7.002,19	57.727,75
	CT - 500 kV - DJM	2018	2	6.593,96	13.187,93	13.187,93	1.171,45	9.657,71
	CT - 230 kV - DB4	2018	2	2.432,64	4.865,29	4.865,29	432,17	3.562,92
	EL - 500 kV - DJM	2018	2	7.452,53	14.905,05	14.905,05	1.323,98	10.915,19
	EL - 230 kV - DB4	2018	2	3.444,77	6.889,55	6.889,55	611,98	5.045,32
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-150 Mvar) P/ G. DO OURO	2018	4	4.127,86	16.511,42	16.511,42	1.466,67	12.091,55
	REATOR DE BARRA - 500 kV - M (-100 Mvar)	2018	4	3.595,17	14.380,69	14.380,69	1.277,40	10.531,19
	CRB - 500 kV - DJM	2018	1	6.175,81	6.175,81	6.175,81	548,58	4.522,63
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (3 MIM 500 kV / 1 MIM 230 kV)	2021	1	1.816,07	1.816,07	1.441,65	161,32	914,20
	IB - 500 kV - DJM	2021	1	7.018,26	7.018,26	5.571,32	623,41	3.532,97
	ATR - 500/230 kV - 900 MVA - M (3º)	2021	3	11.261,31	33.783,94	26.818,78	3.000,94	17.006,75
	CT - 500 kV - DJM	2021	1	6.593,96	6.593,96	5.234,50	585,72	3.319,39
	CT - 230 kV - DB4	2021	1	2.432,64	2.432,64	1.931,11	216,09	1.224,59
	EL - 500 kV - DJM	2021	1	7.452,53	7.452,53	5.916,06	661,99	3.751,58
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-100 Mvar) P/ JUAZEIRO III	2021	4	3.595,17	14.380,69	11.415,86	1.277,40	7.239,21

Tabela 14-27 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 8 (R\$ x 1000) – 2 de 3

Alternativa 8 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2032
SE GENTIO DO OURO	MIG - 500/230 kV - DJM/DB4 (12 MIM 500 kV / 4 MIM 230 kV)	2018	1	9.255,07	9.255,07	9.255,07	822,10	6.777,62
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (11 MIM 500 kV / 4 MIM 230 kV)	2018	1	7.264,26	7.264,26	7.264,26	645,27	5.319,72
	IB - 500 kV - DJM	2018	4	7.018,26	28.073,04	28.073,04	2.493,66	20.558,29
	IB - 230 kV - DB4	2018	1	2.110,58	2.110,58	2.110,58	187,48	1.545,61
	ATR - 500/230 kV - 900 MVA - M (1º e 2º)	2018	7	11.261,31	78.829,19	78.829,19	7.002,19	57.727,75
	CT - 500 kV - DJM	2018	2	6.593,96	13.187,93	13.187,93	1.171,45	9.657,71
	CT - 230 kV - DB4	2018	2	2.432,64	4.865,29	4.865,29	432,17	3.562,92
	EL - 500 kV - DJM	2018	2	7.452,53	14.905,05	14.905,05	1.323,98	10.915,19
	EL - 230 kV - DB4	2018	1	3.444,77	3.444,77	3.444,77	305,99	2.522,66
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-210 Mvar) P/ GILBUÉS II	2018	4	4.569,79	18.279,16	18.279,16	1.623,69	13.386,09
	REATOR DE BARRA - 500 kV - M (2x -100 Mvar)	2018	7	3.595,17	25.166,21	25.166,21	2.235,45	18.429,58
	CRB - 500 kV - DJM	2018	2	6.175,81	12.351,61	12.351,61	1.097,16	9.045,26
	CE - 500 kV - +200/-100 Mvar	2018	1	58.740,00	58.740,00	58.740,00	5.217,72	43.016,15
	CCE - 500 kV - DJM	2018	1	6.925,05	6.925,05	6.925,05	615,13	5.071,31
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (1 MIM 500 kV)	2021	1	1.535,68	1.535,68	1.219,07	136,41	773,06
	EL - 500 kV - DJM	2021	1	7.452,53	7.452,53	5.916,06	661,99	3.751,58
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-150 Mvar) P/ BARREIRAS II	2021	4	4.127,86	16.511,42	13.107,30	1.466,67	8.311,81
SE MORRO DO CHAPÉU II	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (3 MIM 500 kV / 1 MIM 230 kV)	2018	1	1.816,07	1.816,07	1.816,07	161,32	1.329,93
	IB - 500 kV - DJM	2018	1	7.018,26	7.018,26	7.018,26	623,41	5.139,57
	ATR - 500/230 kV - 900 MVA - M (2º)	2018	3	11.261,31	33.783,94	33.783,94	3.000,94	24.740,46
	CT - 500 kV - DJM	2018	1	6.593,96	6.593,96	6.593,96	585,72	4.828,86
	CT - 230 kV - DB4	2018	1	2.432,64	2.432,64	2.432,64	216,09	1.781,46
	EL - 500 kV - DJM	2018	1	7.452,53	7.452,53	7.452,53	661,99	5.457,59
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-100 Mvar) P/ OUROLÂNDIA	2018	4	3.595,17	14.380,69	14.380,69	1.277,40	10.531,19
SE GILBUÉS II	MIM - 500 kV - DJM (2 MIM 500 kV)	2018	1	1.535,68	1.535,68	1.535,68	136,41	1.124,60
	IB - 500 kV - DJM	2018	1	7.018,26	7.018,26	7.018,26	623,41	5.139,57
	EL - 500 kV - DJM	2018	1	7.452,53	7.452,53	7.452,53	661,99	5.457,59
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-210 Mvar) P/ GENTIO DO OURO	2018	4	4.569,79	18.279,16	18.279,16	1.623,69	13.386,09
	REATOR DE BARRA - 500 kV - M (-200 Mvar - 3º)	2018	3	4.505,58	13.516,73	13.516,73	1.200,66	9.898,49
	CRB - 500 kV - DJM	2018	1	6.175,81	6.175,81	6.175,81	548,58	4.522,63
SE BROTAS DE MACAÚBAS	MIM - 230 kV - DB4 (1 MIM 230 kV)	2018	1	280,38	280,38	280,38	24,91	205,33
	EL - 230 kV - DB4	2018	1	3.444,77	3.444,77	3.444,77	305,99	2.522,66
SE JUAZEIRO III	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (5 MIM 500 kV)	2021	1	3.071,37	3.071,37	2.438,15	272,82	1.546,12
	IB - 500 kV - DJM	2021	2	7.018,26	14.036,52	11.142,64	1.246,83	7.065,95
	EL - 500 kV - DJM	2021	3	7.452,53	22.357,58	17.748,17	1.985,97	11.254,75
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-100 Mvar) P/ OUROLÂNDIA	2021	4	3.595,17	14.380,69	11.415,86	1.277,40	7.239,21

Tabela 14-28 - Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 8 (R\$ x 1000) – 3 de 3

Alternativa 8 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2032
SE BARREIRAS II	MIM - 500 kV - DJM (2 MIM 500 kV)	2021	1	1.535,68	1.535,68	1.219,07	136,41	773,06
	IB - 500 kV - DJM	2021	1	7.018,26	7.018,26	5.571,32	623,41	3.532,97
	EL - 500 kV - DJM	2021	1	7.452,53	7.452,53	5.916,06	661,99	3.751,58
	REATOR DE LINHA - 500 kV - M (-150 Mvar) P/ G. DO OURO	2021	4	4.127,86	16.511,42	13.107,30	1.466,67	8.311,81
SE IGAPORÃ III	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (2 MIM 500 kV / 1 MIM 230 kV)	2018	1	1.816,07	1.816,07	1.816,07	161,32	1.329,93
	IB - 500 kV - DJM	2018	1	7.018,26	7.018,26	7.018,26	623,41	5.139,57
	ATR - 500/230 kV - 750 MVA - M (4 ^o)	2018	3	10.681,20	32.043,61	32.043,61	2.846,35	23.465,99
	CT - 500 kV - DJM	2018	1	6.593,96	6.593,96	6.593,96	585,72	4.828,86
	CT - 230 kV - DB4	2018	1	2.432,64	2.432,64	2.432,64	216,09	1.781,46
	MIM - 500 kV - DJM / 230 kV - DB4 (1 MIM 500 kV / 1 MIM 230 kV)	2021	1	1.816,07	1.816,07	1.441,65	161,32	914,20
	ATR - 500/230 kV - 750 MVA - M (5 ^o)	2021	3	10.681,20	32.043,61	25.437,25	2.846,35	16.130,67
	CT - 500 kV - DJM	2021	1	6.593,96	6.593,96	5.234,50	585,72	3.319,39
	CT - 230 kV - DB4	2021	1	2.432,64	2.432,64	1.931,11	216,09	1.224,59
CUSTO TOTAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E EQUIPAMENTOS:					1.835.330,13	1.705.158,15		1.199.503,16

14.5 Fichas PET

Empreendimento: LT 500 kV GILBUÉS II – GENTIO DO OURO II C1	Estado: BA
	Data de Necessidade: 2018
	Prazo de execução: 36 meses

Justificativa:

Reforço necessário para escoamento do potencial eólico da região central da Bahia.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

LT 500 kV GILBUÉS II – GENTIO DO OURO II – 4x954 MCM – CS (C1) – 356 km	279.352,80
2 EL – 500 kV - DJM	14.905,05
REATOR DE LINHA – 500 kV – 210Mvar – (3+1) x (-70 Mvar) – SE GILBUÉS II	18.279,16
REATOR DE LINHA – 500 kV – 210Mvar – (3+1) x (-70 Mvar) – SE GENTIO DO OURO II	18.279,16

Investimentos previstos: 330.816,17

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-160/2013-rev0, "Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Região Central da Bahia"
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2013"

Empreendimento: LT 500 kV OUROLÂNDIA – GENTIO DO OURO II C1	Estado: BA
	Data de Necessidade: 2018 Prazo de execução: 36 meses

Justificativa:

Reforço necessário para escoamento do potencial eólico da região central da Bahia.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

LT 500 kV OUROLÂNDIA – GENTIO DO OURO II – 4x954 MCM – CS (C1) – 155 km	121.628,32
2 EL – 500 kV - DJM	14.905,05
REATOR DE LINHA – 500 kV – 150Mvar – (3+1) x (-50 Mvar) – SE GENTIO DO OURO II	16.511,42

Investimentos previstos: 153.044,79

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-160/2013-rev0, “Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Região Central da Bahia”
- [2] “Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2013”

Empreendimento:

LT 500 kV OUROLÂNDIA – MORRO DO CHAPÉU C1

Estado: BA

Data de Necessidade: 2018

Prazo de execução: 36 meses

Justificativa:

Reforço necessário para escoamento do potencial eólico da região central da Bahia.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

LT 500 kV OUROLÂNDIA – MORRO DO CHAPÉU – 4x954 MCM – CS (C1) – 117 km	91.809,77
2 EL – 500 kV - DJM	14.905,05
REATOR DE LINHA – 500 kV – 100Mvar – (3+1) x (-33,3 Mvar) – SE MORRO DO CHAPÉU	14.380,69

Investimentos previstos: 121.095,51

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-160/2013-rev0, “Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Região Central da Bahia”
- [2] “Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2013”

Empreendimento: LT 230 kV GENTIO DO OURO II – BROTAS DE MACAÚBAS C1	Estado: BA
	Data de Necessidade: 2018 Prazo de execução: 36 meses

Justificativa:

Reforço necessário para escoamento do potencial eólico da região central da Bahia.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

LT 230 kV GENTIO DO OURO II – BROTAS DE MACAUBAS – 1x636 MCM – CS (C1) – 131 km	37.577,03
2 EL – 230 kV - BD	6.889,55

Investimentos previstos: 44.466,58

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-160/2013-rev0, “Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Região Central da Bahia”
- [2] “Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2013”

Empreendimento: LT 230 kV OUROLÂNDIA – SECC. EM LOOP (LT IRECÊ/SENHOR DO BONFIM)	Estado: BA
	Data de Necessidade: 2018 Prazo de execução: 36 meses

Justificativa:

Reforço necessário para escoamento do potencial eólico da região central da Bahia.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

LT 230 kV OUROLÂNDIA – SECC. EM LOOP (LT IRECÊ/SENHOR DO BONFIM) – 1x636 MCM – CS (C1) – 2 x 26 km	14.916,07
2 EL – 230 kV - BD	6.889,55

Investimentos previstos: 21.805,62

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-160/2013-rev0, “Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Região Central da Bahia”
- [2] “Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2013”

Empreendimento: SE 500 kV OUROLÂNDIA	Estado: BA
	Data de Necessidade: 2018 Prazo de execução: 36 meses

Justificativa:

Reforço necessário para escoamento do potencial eólico da região central da Bahia.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

NOVO PÁTIO DE SUBESTAÇÃO – 500/230 kV – DJM/BD	9.255,07
MÓDULOS DE INFRAESTRUTURA DE MANOBRA – 500/230 kV – DJM/BD	6.008,96
3 IB – 500 kV - DJM	21.054,78
1 IB – 230 kV - BD	2.110,58
2 ATR 500/230-13,8 kV – 900 MVA – (7 + 1) x 300 MVA (1º e 2º)	78.829,19
2 CT 500 kV - DJM	13.187,93
2 CT 230 kV - BD	4.865,29
1 REATOR DE BARRA – 500 kV – 100 Mvar (3 + 1) x (-33,3 Mvar) (1º)	14.380,69
1 CRB 500 kV - DJM	6.175,81

Investimentos previstos: 155.868,30

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-160/2013-rev0, "Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Região Central da Bahia"
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2013"

Empreendimento: SE 500 kV GENTIO DO OURO II	Estado: BA
	Data de Necessidade: 2018 Prazo de execução: 36 meses

Justificativa:

Reforço necessário para escoamento do potencial eólico da região central da Bahia.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

NOVO PÁTIO DE SUBESTAÇÃO – 500/230 kV – DJM/BD	9.255,07
MÓDULOS DE INFRAESTRUTURA DE MANOBRA – 500/230 kV – DJM/BD	7.264,26
4 IB – 500 kV - DJM	28.073,04
1 IB – 230 kV - BD	2.110,58
2 ATR 500/230-13,8 kV – 900 MVA – (7 + 1) x 300 MVA (1º e 2º)	78.829,19
2 CT 500 kV - DJM	13.187,93
2 CT 230 kV - BD	4.865,29
2 REATORES DE BARRA – 500 kV – 100 Mvar (6 + 1) x (-33,3 Mvar) (1º e 2º)	25.166,21
2 CRB 500 kV - DJM	12.351,61
1 COMPENSADOR ESTATÍCO DE REATIVOS – 500 kV – (-100/+200 Mvar)	58.740,00
1 CCM 500 kV - DJM	6.925,05

Investimentos previstos: 236.768,23

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-160/2013-rev0, "Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Região Central da Bahia"
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2013"

Empreendimento: SE 500 kV MORRO DO CHAPÉU	Estado: BA
	Data de Necessidade: 2018 Prazo de execução: 36 meses

Justificativa:

Reforço necessário para escoamento do potencial eólico da região central da Bahia.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

MÓDULOS DE INFRAESTRUTURA DE MANOBRA – 500/230 kV – DJM/BD	1.816,07
1 IB – 500 kV - DJM	7.018,26
1 ATR 500/230-13,8 kV – 900 MVA – 3 x 300 MVA (2º)	33.783,94
1 CT 500 kV - DJM	6.593,96
1 CT 230 kV - BD	2.432,64

Investimentos previstos: 51.644,87

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-160/2013-rev0, "Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Região Central da Bahia"
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2013"

Empreendimento: SE 500 kV GILBUÉS II	Estado: PI
	Data de Necessidade: 2018 Prazo de execução: 36 meses

Justificativa:

Reforço necessário para escoamento do potencial eólico da região central da Bahia.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

MÓDULOS DE INFRAESTRUTURA DE MANOBRA – 500 kV – DJM	1.535,68
1 IB – 500 kV - DJM	7.018,26
1 REATOR DE BARRA – 500 kV – 200 Mvar – 3 x (- 66,6 Mvar) (3°)	13.516,73
1 CRB 500 kV - DJM	6.175,81

Investimentos previstos: 28.246,48

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-160/2013-rev0, “Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Região Central da Bahia”
- [2] “Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2013”

Empreendimento: SE 500 kV IGAPORÃ III	Estado: BA
	Data de Necessidade: 2018 Prazo de execução: 36 meses

Justificativa:

Reforço necessário para escoamento do potencial eólico da região central da Bahia.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

MÓDULOS DE INFRAESTRUTURA DE MANOBRA – 500/230 kV – DJM/BD	1.816,07
1 IB – 500 kV - DJM	7.018,26
1 ATR 500/230-13,8 kV – 750 MVA – 3 x 250 MVA (4º)	32.043,61
1 CT 500 kV - DJM	6.593,96
1 CT 230 kV - BD	2.432,64

Investimentos previstos: 49.904,54

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-160/2013-rev0, "Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Região Central da Bahia"
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2013"

14.6 Fichas PELP

Empreendimento: LT 500 kV JUAZEIRO III – 2º SECC. EM LOOP (LT SOBRADINHO/L. GONZAGA)	Estado: BA
	Data de Necessidade: 2021
	Prazo de execução: 36 meses

Justificativa:

Reforço necessário para escoamento do potencial eólico da região central da Bahia.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

LT 500 kV JUAZEIRO III – SECC. EM LOOP (LT SOBRADINHO/L. GONZAGA) – 4x636 MCM – CS (C2) – 2 x 1 km	1.394,77
2 EL – 500 kV - DJM	14.905,05
1 IB – 500 kV - DJM	7.018,26

Investimentos previstos: 23.318,08

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-160/2013-rev0, “Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Região Central da Bahia”
- [2] “Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2013”

Empreendimento: LT 500 kV JUAZEIRO III – OUROLÂNDIA C1	Estado: BA
	Data de Necessidade: 2021 Prazo de execução: 36 meses

Justificativa:

Reforço necessário para escoamento do potencial eólico da região central da Bahia.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

LT 500 kV JUAZEIRO III – OUROLÂNDIA – 4x954 MCM – CS (C1) – 224 km	175.772,55
2 EL – 500 kV - DJM	14.905,06
1 IB – 500 kV - DJM	7.018,26
1 REATOR DE LINHA – 500 kV – 100 Mvar – (3 + 1) x (-33,3 Mvar) – SE OUROLÂNDIA	14.380,69

Investimentos previstos: 30.770,61

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-160/2013-rev0, “Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Região Central da Bahia”
- [2] “Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2013”

Empreendimento: LT 500 kV BARREIRAS II – GENTIO DO OURO II C1	Estado: BA
	Data de Necessidade: 2021 Prazo de execução: 36 meses

Justificativa:

Reforço necessário para escoamento do potencial eólico da região central da Bahia.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

LT 500 kV BARREIRAS II – GENTIO DO OURO II – 4x954 MCM – CS (C1) – 288 km	225.993,27
2 EL – 500 kV - DJM	14.905,06
1 IB – 500 kV – DJM – SE BARREIRAS II	7.018,26
1 REATOR DE LINHA – 500 kV – 150 Mvar – (3 + 1) x (-50 Mvar) – SE BARREIRAS II	14.380,69
1 REATOR DE LINHA – 500 kV – 150 Mvar – (3 + 1) x (-50 Mvar) – SE GENTIO DO OURO II	14.380,69
MÓDULOS DE INFRAESTRUTURA DE MANOBRA – 500 kV – DJM – SE BARREIRAS II	1.535,68
MÓDULOS DE INFRAESTRUTURA DE MANOBRA – 500 kV – DJM – SE GENTIO DO OURO II	1.535,68

Investimentos previstos: 279.749,33

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-160/2013-rev0, "Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Região Central da Bahia"
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2013"

Empreendimento: SE 500 kV IGAPORÃ III	Estado: BA
	Data de Necessidade: 2021 Prazo de execução: 36 meses

Justificativa:

Reforço necessário para escoamento do potencial eólico da região central da Bahia.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

MÓDULOS DE INFRAESTRUTURA DE MANOBRA – 500/230 kV – DJM/BD	1.816,07
1 ATR 500/230-13,8 kV – 750 MVA – 3 x 250 MVA (5°)	32.043,61
1 CT 500 kV - DJM	6.593,96
1 CT 230 kV - BD	2.432,64

Investimentos previstos: 42.886,28

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-160/2013-rev0, “Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Região Central da Bahia”
- [2] “Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2013”

Empreendimento: SE 500 kV OUROLÂNDIA	Estado: BA
	Data de Necessidade: 2021 Prazo de execução: 36 meses

Justificativa:

Reforço necessário para escoamento do potencial eólico da região central da Bahia.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

MÓDULOS DE INFRAESTRUTURA DE MANOBRA – 500/230 kV – DJM/BD	1.816,07
1 IB – 500 kV - DJM	7.018,26
1 ATR 500/230-13,8 kV – 900 MVA – 3 x 300 MVA (3º)	33.783,94
1 CT 500 kV - DJM	6.593,96
1 CT 230 kV - BD	2.432,64

Investimentos previstos: 51.644,87

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-160/2013-rev0, "Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Região Central da Bahia"
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2013"