

RELATÓRIO R1

ESTUDOS PARA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Análise Técnico-Econômica de Alternativas: Relatório R1

Estudo de Atendimento às Regiões Sul e
Centro-Sul da Bahia – Parte I

JULHO DE 2024

■ Colaboradores

RELATÓRIO R1

EPE-DEE-RE-042/2024-REV0

■ Coordenação Geral

Reinaldo da Cruz Garcia

Coordenação Executiva

Thiago Dourado Martins

Marcos Vinícius Farinha

Coordenação Técnica

Rafael Theodoro Alves e Mello

Equipe Técnica

Igor Chaves

Luiz Felipe Froede Lorentz

Marcelo Willian Henriques Szrajbman

Maria de Fátima de Carvalho Gama

Mateus Gomes da Silva (estagiário)

Rafael de Carvalho Caetano

Vinicius Ferreira Martins

Washington Bergue Muniz da Rocha (estagiário)

Suporte Administrativo

Renata Cardozo Rios

VALOR PÚBLICO

DE ACORDO COM A REGULAMENTAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO, TODAS AS NOVAS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO A SEREM INTEGRADAS À REDE BÁSICA DEVEM SER RECOMENDADAS POR ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DE EXPANSÃO REALIZADOS NO ÂMBITO DOS GRUPOS DE ESTUDO DE TRANSMISSÃO (GET) COORDENADOS PELA EPE.

O PROCESSO SE INICIA COM A ELABORAÇÃO DOS ESTUDOS DE PLANEJAMENTO, COMO AQUELES DOCUMENTADOS POR MEIO DOS RELATÓRIOS R1, ONDE A EPE INDICA OS EMPREENDIMENTOS OU AMPLIAÇÕES QUE COMPÕEM A MELHOR ALTERNATIVA PARA EQUACIONAR UMA NECESSIDADE DO SISTEMA, COM BASE EM ANÁLISES TÉCNICO-ECONÔMICAS E SOCIOAMBIENTAIS.

ESTE RELATÓRIO R1 APRESENTA O ESTUDO DE ALTERNATIVAS PARA ATENDIMENTO ELÉTRICO ÀS REGIÕES CENTRO-SUL E SUL DA BAHIA. A ANÁLISE CONTEMPLA OS ASPECTOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS, INCORPORANDO TAMBÉM A AVALIAÇÃO PRELIMINAR ASSOCIADOS ÀS EXPANSÕES DE TRANSMISSÃO PROPOSTAS.

**MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA**



Ministro de Estado
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo

Arthur Cerqueira Valerio

Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira



Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

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

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Reinaldo da Cruz Garcia

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

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

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

epe Empresa de Pesquisa Energética	<i>Contrato</i>		<i>Data de assinatura</i>
<i>Projeto</i> ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO			
<i>Área de estudo</i> Análise Técnico-econômica			
<i>Sub-área de estudo</i> GET Nordeste			
<i>Produto (Nota Técnica ou Relatório)</i> EPE-DEE-RE-042/2024-rev0 Estudo de Atendimento às Regiões Sul e Centro-Sul da Bahia – Parte I			
<i>Revisões</i>	<i>Data</i>	<i>Descrição sucinta</i>	
rev0	19/07/2024	Emissão Original	

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	2
2. CONCLUSÕES.....	6
3. RECOMENDAÇÕES.....	9
4. DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS	11
4.1. Critérios Básicos	11
4.2. Base de Dados	11
4.3. Mercado	11
4.4. Limites Operativos	13
4.4.1. Tensão Nominal	13
4.4.2. Carregamento	13
4.5. Parâmetros Econômicos	14
4.6. Cenários de Geração e Intercâmbio Energético	14
4.7. Patamares de Carga	15
5. DIAGNÓSTICO	16
6. ATENDIMENTO AO EXTREMO SUL DA BAHIA	20
6.1. Descrição das Alternativas	20
6.1.1. Alternativa 1	20
6.1.2. Alternativa 2	20
6.1.3. Alternativa 3	21
6.1.4. Alternativa 4	21
6.1.5. Alternativa 5	22
6.2. Análise de Desempenho em Regime Permanente	23
6.2.1. Alternativa 1	23
6.2.2. Alternativa 2	29
6.2.3. Alternativa 3	36
6.2.4. Alternativa 4	42
6.2.5. Alternativa 5	50
6.3. Análise Econômica	58
7. ATENDIMENTO À REGIÃO DE POÇÕES	59
7.1. Descrição das Alternativas	59
7.1.1. Alternativa A	59
7.1.2. Alternativa B	59
7.1.3. Alternativa C	60
7.1.4. Alternativa D	61
7.2. Análise de Desempenho em Regime Permanente	62
7.2.1. Alternativa A	62
7.2.2. Alternativa B	66
7.2.3. Alternativa C	70
7.2.4. Alternativa D	73
7.3. Análise Econômica	77
8. ATENDIMENTO ÀS REGIÕES DE IBICOARA E BRUMADO	78
8.1. Descrição das Alternativas	78
8.1.1. Alternativa R	78
8.1.2. Alternativa S.....	78
8.1.3. Alternativa T.....	79
8.2. Análise de Desempenho em Regime Permanente	79
8.2.1. Alternativa R	79
8.2.2. Alternativa S.....	82

8.2.3. Alternativa T.....	85
8.3. Análise Econômica	88
9. ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO.....	89
9.1. Energização da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1 e C2	89
9.2. Energização da LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1	90
9.3. Energização da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C1 e C2	91
9.4. Rejeição da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C2.....	92
9.5. Rejeição da LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1	93
9.6. Rejeição da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C2.....	95
9.7. Conclusões das análises de energização e rejeição	96
10. CURTO-CIRCUITO.....	97
11. OTIMIZAÇÃO E ESPECIFICAÇÕES BÁSICAS DE LTA.....	98
11.1. Dados e Premissas.....	98
11.2. Critérios para Análises Elétricas e Comparações Econômicas	100
11.3. Avaliações Econômicas	101
11.3.1. Seleção dos cabos condutores – LT1: LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C2	101
11.3.2. Seleção dos cabos condutores – LT2: LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1	101
11.4. Características Técnicas da Solução de Referência	102
11.4.1. Características elétricas – LT1: LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C2.....	102
11.4.2. Características construtivas – LT1: LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C2	103
11.4.3. Características elétricas – LT2: LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1.....	104
11.4.4. Características construtivas – LT2: LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1.....	105
11.4.5. Estimativas iniciais para faixa de segurança	105
12. RECOMENDAÇÕES PARA RELATÓRIOS R2	106
12.1. Linhas de Transmissão	106
12.1.1. LT 230 kV Ibicoara – Brumado II, C2	106
12.1.2. LT 230 kV Poções III – Itabuna III, C1	106
13. ANÁLISE SOCIAMBIENTAL PRELIMINAR	107
14. REFERÊNCIAS.....	108
15. EQUIPE TÉCNICA.....	110
16. ANEXO	111
16.1. Parâmetros das Linhas de Transmissão	111
16.2. Parâmetros dos Equipamentos.....	112
16.3. Cenários de Geração	113
16.4. Plano de Obras e Estimativa de Investimentos	118
16.5. Diferencial de Perdas Elétricas das Alternativas.....	130
16.6. Consultas às Transmissoras Proprietárias.....	133
16.6.1. SE Brumado II.....	133
16.6.2. Recapacitação da LT 230 kV Itagibá – Funil	137
16.6.3. Recapacitação da LT 230 kV Poções II – Brumado II.....	140
16.6.4. Recapacitação da LT 230 kV Poções II – Funil.....	143
16.6.5. Recapacitação da LT 230 kV Poções II – Itagibá	146
16.6.6. SE Poções III	149
16.6.7. SE Itabuna III	157
16.6.8. SE Eunápolis.....	169
16.6.9. SE Itapebi	172
16.6.10. Recapacitação da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis.....	176
16.6.11. SE Ibicoara.....	198
16.7. FICHAS PET/PELP	204

■ Lista de Figuras

Figura 1-1 – Localização das Mesorregiões Centro-Sul e Sul Baiano.....	2
Figura 1-2 – Sistema Elétrico de Transmissão da Região de Interesse	4
Figura 3-1 – Diagrama Esquemático da Solução Recomendada.....	9
Figura 5-1 – Tensão na SE Eunápolis – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 3 ..	16
Figura 5-2 – Contingência da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis – Carga Média – Cenário 1.....	16
Figura 5-3 – Fluxo de Potência – Carga Pesada – Cenário 3 – Ano 2030.....	17
Figura 5-4 – Fluxo de Potência – Carga Pesada – Cenário 3 – Ano 2030.....	17
Figura 5-5 – Contingência da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II – Carga Pesada – Cenário 3	17
Figura 5-6 – Fluxo de Potência - Contingência da LT 230 kV Poções II – Brumado II C1 – Carga Pesada – Cenário 3 – Ano 2030.....	18
Figura 5-7 – Fluxo de Potência - Contingência da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C1 – Carga Pesada – Cenário 3 – Ano 2033.....	18
Figura 5-8 – Contingência do ATR 500/230 kV Poções III – Carga Pesada – Cenário 3	18
Figura 5-9 – Contingência do TR 230/69 kV Brumado II – Carga Pesada	19
Figura 5-10 – Contingência do ATR 230/138 kV Brumado II – Carga Máxima – Ano 2027	19
Figura 5-11 – Contingência do ATR 230/138 kV Ibicoara – Carga Máxima – Ano 2027	19
Figura 6-1 – Alternativa 1.....	20
Figura 6-2 – Alternativa 2.....	21
Figura 6-3 – Alternativa 3.....	21
Figura 6-4 – Alternativa 4.....	22
Figura 6-5 – Alternativa 5.....	22
Figura 6-6 – Regime normal de operação, ano 2030.....	23
Figura 6-7 – Contingência da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C3, ano 2030	24
Figura 6-8 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itapebi C1, ano 2030.....	24
Figura 6-9 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itabuna III C1, ano 2030.....	25
Figura 6-10 – Contingência da LT 230 kV Itabuna III – Itapebi C1, ano 2030	25
Figura 6-11 – Contingência da LT 230 kV Eunápolis – T. Freitas III C1, ano 2030.....	26
Figura 6-12 – Regime normal de operação, ano 2039.....	26
Figura 6-13 – Contingência da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C3, ano 2039.....	27
Figura 6-14 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itapebi C1, ano 2039.....	27
Figura 6-15 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itabuna III C1, ano 2039.....	28
Figura 6-16 – Contingência da LT 230 kV Itabuna III – Itapebi C1, ano 2039	28
Figura 6-17 – Contingência da LT 230 kV Eunápolis – T. Freitas III C1, ano 2039.....	29
Figura 6-18 – Regime normal de operação, ano 2030.....	30
Figura 6-19 – Contingência da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1, ano 2030	30
Figura 6-20 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itapebi C1, ano 2030.....	31
Figura 6-21 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itabuna III C1, ano 2030.....	31
Figura 6-22 – Contingência da LT 230 kV Itabuna III – Itapebi C1, ano 2030	32
Figura 6-23 – Contingência da LT 230 kV Eunápolis – T. Freitas III C1, ano 2030.....	32
Figura 6-24 – Regime normal de operação, ano 2039.....	33
Figura 6-25 – Contingência da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1, ano 2039	33
Figura 6-26 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itapebi C1, ano 2039.....	34
Figura 6-27 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itabuna III C1, ano 2039.....	34
Figura 6-28 – Contingência da LT 230 kV Itabuna III – Itapebi C1, ano 2039	35
Figura 6-29 – Contingência da LT 230 kV Eunápolis – T. Freitas III C1, ano 2039.....	35
Figura 6-30 – Regime normal de operação, ano 2030.....	36
Figura 6-31 – Contingência da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1, ano 2030	37
Figura 6-32 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itapebi C1, ano 2030.....	37

Figura 6-33 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itabuna III C1, ano 2030.....	38
Figura 6-34 – Contingência da LT 230 kV Itabuna III – Itapebi C1, ano 2030	38
Figura 6-35 – Contingência da LT 230 kV Eunápolis – T. Freitas III C1, ano 2030.....	39
Figura 6-36 – Regime normal de operação, ano 2039.....	39
Figura 6-37 – Contingência da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1, ano 2039	40
Figura 6-38 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itapebi C1, ano 2039.....	40
Figura 6-39 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itabuna III C1, ano 2039.....	41
Figura 6-40 – Contingência da LT 230 kV Itabuna III – Itapebi C1, ano 2039	41
Figura 6-41 – Contingência da LT 230 kV Eunápolis – T. Freitas III C1, ano 2039.....	42
Figura 6-42 – Regime normal de operação, ano 2030.....	43
Figura 6-43 – Contingência da LT 500 kV M. Neto II – Itapebi II C1, ano 2030.....	43
Figura 6-44 – Contingência da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1, ano 2030	44
Figura 6-45 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itapebi C1, ano 2030.....	44
Figura 6-46 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itabuna III C1, ano 2030.....	45
Figura 6-47 – Contingência da LT 230 kV Itabuna III – Itapebi C1, ano 2030	45
Figura 6-48 – Contingência da LT 230 kV Eunápolis – T. Freitas III C1, ano 2030.....	46
Figura 6-49 – Regime normal de operação, ano 2039.....	46
Figura 6-50 – Contingência da LT 500 kV M. Neto II – Itapebi II C1, ano 2039.....	47
Figura 6-51 – Contingência da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1, ano 2039	47
Figura 6-52 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itapebi C1, ano 2039.....	48
Figura 6-53 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itabuna III C1, ano 2039.....	48
Figura 6-54 – Contingência da LT 230 kV Itabuna III – Itapebi C1, ano 2039	49
Figura 6-55 – Contingência da LT 230 kV Eunápolis – T. Freitas III C1, ano 2039.....	49
Figura 6-56 – Regime normal de operação, ano 2030.....	50
Figura 6-57 – Contingência da LT 230 kV Camacan II – Itapebi II C1, ano 2030	51
Figura 6-58 – Contingência da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1, ano 2030	51
Figura 6-59 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itapebi C1, ano 2030.....	52
Figura 6-60 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itabuna III C1, ano 2030.....	52
Figura 6-61 – Contingência da LT 230 kV Itabuna III – Camacan II C1, ano 2030.....	53
Figura 6-62 – Contingência da LT 230 kV Eunápolis – T. Freitas III C1, ano 2030.....	53
Figura 6-63 – Regime normal de operação, ano 2039.....	54
Figura 6-64 – Contingência da LT 230 kV Camacan II – Itapebi II C1, ano 2039	54
Figura 6-65 – Contingência da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1, ano 2039	55
Figura 6-66 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itapebi C1, ano 2039.....	55
Figura 6-67 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itabuna III C1, ano 2039.....	56
Figura 6-68 – Contingência da LT 230 kV Itabuna III – Camacan II C1, ano 2039.....	56
Figura 6-69 – Contingência da LT 230 kV Eunápolis – T. Freitas III C1, ano 2039.....	57
Figura 7-1 – Alternativa A	59
Figura 7-2 – Alternativa B.....	60
Figura 7-3 – Alternativa C.....	60
Figura 7-4 – Alternativa D	61
Figura 7-5 – Regime normal de operação – Ano 2030	62
Figura 7-6 – Contingência da LT 230 kV Poções III – Funil – Ano 2030.....	63
Figura 7-7 – Contingência da LT 230 kV Poções II – Itagibá – Ano 2030	63
Figura 7-8 – Contingência da LT 230 kV Poções II – Funil – Ano 2030.....	63
Figura 7-9 – Contingência da LT 230 kV Itagibá – Funil – Ano 2030	64
Figura 7-10 – Regime normal de operação – Ano 2039	64
Figura 7-11 – Contingência da LT 230 kV Poções III – Funil – Ano 2039.....	64
Figura 7-12 – Contingência da LT 230 kV Poções II – Itagibá – Ano 2039	65

Figura 7-13 – Contingência da LT 230 kV Poções II – Funil – Ano 2039.....	65
Figura 7-14 – Contingência da LT 230 kV Itagibá – Funil – Ano 2039	65
Figura 7-15 – Regime normal de operação – Ano 2030	66
Figura 7-16 – Contingência da LT 230 kV Poções III – Itabuna III – Ano 2030	66
Figura 7-17 – Contingência da LT 230 kV Poções II – Itagibá – Ano 2030	67
Figura 7-18 – Contingência da LT 230 kV Poções II – Funil – Ano 2030.....	67
Figura 7-19 – Contingência da LT 230 kV Itagibá – Funil – Ano 2030	67
Figura 7-20 – Regime normal de operação – Ano 2039	68
Figura 7-21 – Contingência da LT 230 kV Poções III – Itabuna III – Ano 2039	68
Figura 7-22 – Contingência da LT 230 kV Poções II – Itagibá – Ano 2039	68
Figura 7-23 – Contingência da LT 230 kV Poções II – Funil – Ano 2039.....	69
Figura 7-24 – Contingência da LT 230 kV Itagibá – Funil – Ano 2039	69
Figura 7-25 – Regime normal de operação – Ano 2030	70
Figura 7-26 – Contingência da LT 230 kV Poções II – Itagibá – Ano 2030	70
Figura 7-27 – Contingência da LT 230 kV Poções II – Funil – Ano 2030.....	71
Figura 7-28 – Contingência da LT 230 kV Itagibá – Funil – Ano 2030	71
Figura 7-29 – Regime normal de operação – Ano 2039	71
Figura 7-30 – Contingência da LT 230 kV Poções II – Itagibá – Ano 2039	72
Figura 7-31 – Contingência da LT 230 kV Poções II – Funil – Ano 2039.....	72
Figura 7-32 – Contingência da LT 230 kV Itagibá – Funil – Ano 2039	72
Figura 7-33 – Regime normal de operação – Ano 2030	73
Figura 7-34 – Contingência da LT 500 kV Poções III – Itabuna III – Ano 2030	73
Figura 7-35 – Contingência da LT 230 kV Poções II – Itagibá – Ano 2030	74
Figura 7-36 – Contingência da LT 230 kV Poções II – Funil – Ano 2030.....	74
Figura 7-37 – Contingência da LT 230 kV Itagibá – Funil – Ano 2030	74
Figura 7-38 – Regime normal de operação – Ano 2039	75
Figura 7-39 – Contingência da LT 500 kV Poções III – Itabuna III – Ano 2039	75
Figura 7-40 – Contingência da LT 230 kV Poções II – Itagibá – Ano 2039	75
Figura 7-41 – Contingência da LT 230 kV Poções II – Funil – Ano 2039.....	76
Figura 7-42 – Contingência da LT 230 kV Itagibá – Funil – Ano 2039	76
Figura 8-1 – Alternativa R.....	78
Figura 8-2 – Alternativa S	78
Figura 8-3 – Alternativa T	79
Figura 8-4 – Regime normal de operação – Ano 2030	80
Figura 8-5 – Contingência da LT 230 kV Poções III – Brumado II – Ano 2030.....	80
Figura 8-6 – Contingência da LT 230 kV Poções II – Brumado II – Ano 2030.....	80
Figura 8-7 – Contingência da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II – Ano 2030	81
Figura 8-8 – Regime normal de operação – Ano 2039	81
Figura 8-9 – Contingência da LT 230 kV Poções III – Brumado II – Ano 2039.....	81
Figura 8-10 – Contingência da LT 230 kV Poções II – Brumado II – Ano 2039.....	82
Figura 8-11 – Contingência da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II – Ano 2039	82
Figura 8-12 – Regime normal de operação – Ano 2030	83
Figura 8-13 – Contingência da LT 230 kV Poções II – Brumado II – Ano 2030.....	83
Figura 8-14 – Contingência da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II – Ano 2030	83
Figura 8-15 – Regime normal de operação – Ano 2039	84
Figura 8-16 – Contingência da LT 230 kV Poções II – Brumado II – Ano 2039.....	84
Figura 8-17 – Contingência da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II – Ano 2039	84
Figura 8-18 – Regime normal de operação – Ano 2030	85
Figura 8-19 – Contingência da LT 230 kV Poções II – Brumado II – Ano 2030.....	85

Figura 8-20 – Contingência da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II – Ano 2030	86
Figura 8-21 – Regime normal de operação – Ano 2039	86
Figura 8-22 – Contingência da LT 230 kV Poções II – Brumado II – Ano 2039.....	87
Figura 8-23 – Contingência da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II – Ano 2039	87
Figura 9-1 – Sistema Pré-Energização da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1.....	89
Figura 9-2 – Energização da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1 a partir da SE Itapebi	90
Figura 9-3 – Energização da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1 a partir da SE Eunápolis.....	90
Figura 9-4 – Sistema Pré-Energização da LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1.....	90
Figura 9-5 – Energização da LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1 a partir da SE Poções III	91
Figura 9-6 – Energização da LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1 a partir da SE Itabuna III	91
Figura 9-7 – Sistema Pré-Energização da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C2.....	91
Figura 9-8 – Energização da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C2 a partir da SE Ibicoara.....	92
Figura 9-9 – Energização da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C2 a partir da SE Brumado II.....	92
Figura 9-10 – Sistema Pré-Rejeição da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1	92
Figura 9-11 – Rejeição da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1 (terminal Eunápolis)	93
Figura 9-12 – Rejeição da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1 (terminal Itapebi)	93
Figura 9-13 – Sistema Pré-Rejeição da LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1	93
Figura 9-14 – Rejeição da LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1 (terminal Itabuna III)	94
Figura 9-15 – Rejeição da LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1 (terminal Poções III)	94
Figura 9-16 – Sistema Pré-Rejeição da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C2	95
Figura 9-17 – Rejeição da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C2 (terminal Brumado II).....	95
Figura 9-18 – Rejeição da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C2 (terminal Ibicoara).....	95
Figura 11-1 – Dados técnicos básicos da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C2	103
Figura 11-2 – Dados técnicos básicos da LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1	104

■ Lista de Tabelas

Tabela 2-1 – Comparação Econômica – Extremo Sul da Bahia (R\$ x 1000)	7
Tabela 2-2 – Comparação Econômica – Região de Poções (R\$ x 1000)	8
Tabela 2-3 – Comparação Econômica – Região de Ibicoara e Brumado (R\$ x 1000)	8
Tabela 3-1 – Alternativa 3BS – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.....	9
Tabela 3-2 – Alternativa 3BS – Principais obras em Linhas de Transmissão	9
Tabela 4-1 – Carga Máxima em Transformações de Fronteira.....	11
Tabela 4-2 – Carga Leve	12
Tabela 4-3 – Carga Média	12
Tabela 4-4 – Carga Pesada	13
Tabela 4-5 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão.....	13
Tabela 4-6 – Geração instantânea de MMGD (período de carga média).....	15
Tabela 6-1 – Perfil de geração nas principais usinas do extremo sul da Bahia	23
Tabela 6-2 – Custo de investimento e diferencial de perdas (R\$ x 1000)	58
Tabela 7-1 – Perfil de geração nas principais usinas do extremo sul da Bahia	62
Tabela 7-2 – Custo de investimento e diferencial de perdas (R\$ x 1000)	77
Tabela 8-1 – Custo de investimento e diferencial de perdas (R\$ x 1000)	88
Tabela 10-1 – Correntes de Curto-Circuito Máximas	97
Tabela 10-2 – Correntes de Curto-Circuito Mínimas	97
Tabela 11-1 – Novas Linhas de Transmissão Aéreas.....	98
Tabela 11-2 – Dados do Ambiente.....	98
Tabela 11-3 – Dados para Avaliação Econômica	99
Tabela 11-4 – Dados do Sistema – Fluxos para Cálculo de Perdas – LT1.....	99
Tabela 11-5 – Dados do Sistema – Fluxos para Cálculo de Perdas – LT2.....	100
Tabela 11-6 – Dados do Sistema – Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação	100
Tabela 11-7 – Configurações com menor custo total – LT1	101
Tabela 11-8 – Configurações com menor custo total – LT2	102
Tabela 11-9 – Características elétricas básicas da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C2.....	102
Tabela 11-10 – Coordenadas da silhueta típica da LT 230 kV em CS.....	103
Tabela 11-11 – Características elétricas básicas da LT 230 kV Poções III – Itabuna III, C1.....	104
Tabela 11-12 – Coordenadas da silhueta típica da LT 230 kV em CS.....	105
Tabela 11-13 – Estimativas iniciais para faixa de segurança	105
Tabela 16-1 – Características Elétricas das Linhas de Transmissão – Alternativas Vencedoras	111
Tabela 16-2 – Parâmetros Elétricos das Linhas de Transmissão – Alternativas Vencedoras.....	111
Tabela 16-3 – Carregamento Máximo das Linhas de Transmissão – Alternativa Vencedora	112
Tabela 16-4 – Parâmetros dos Transformadores Novos	112
Tabela 16-5 – Cenário 1 – Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores; Carga Média.....	113
Tabela 16-6 – Cenário 2 – Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador; Carga Leve	114
Tabela 16-7 – Cenário 2 – Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador; Carga Média.....	115
Tabela 16-8 – Cenário 3 – Norte e Nordeste Secos; Nordeste Máximo Importador; Carga Pesada	116
Tabela 16-9 – Cenário 4 – Geração Intermediária; Intercâmbio Baixo; Carga Leve.....	117
Tabela 16-10 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1	118
Tabela 16-11 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2	119
Tabela 16-12 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 3	120
Tabela 16-13 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 4	121
Tabela 16-14 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 5	122

Tabela 16-15 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa A.....	123
Tabela 16-16 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa B.....	124
Tabela 16-17 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa C.....	125
Tabela 16-18 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa D.....	126
Tabela 16-19 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa R.....	127
Tabela 16-20 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa S	127
Tabela 16-21 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa T	128
Tabela 16-22 – Plano de obras e estimativa de custos das obras comuns.....	129
Tabela 16-23 – Diferencial de Perdas Elétricas – Extremo Sul da Bahia (MW)	130
Tabela 16-24 – Diferencial de Perdas Elétricas – Região de Poções (MW)	131
Tabela 16-25 – Diferencial de Perdas Elétricas – Região de Ibicoara e Brumado (MW).....	132

1. INTRODUÇÃO

As mesorregiões do Centro-Sul e Sul Baiano são formadas por 188 municípios agrupados em 11 microrregiões: Boquira, Seabra, Jequié, Livramento de Brumado, Guanambi, Brumado, Vitória da Conquista, Itapetinga, Ilhéus-Itabuna, Porto Seguro e Valença. A Figura 1-1 ilustra a localização dessas regiões, no estado da Bahia.

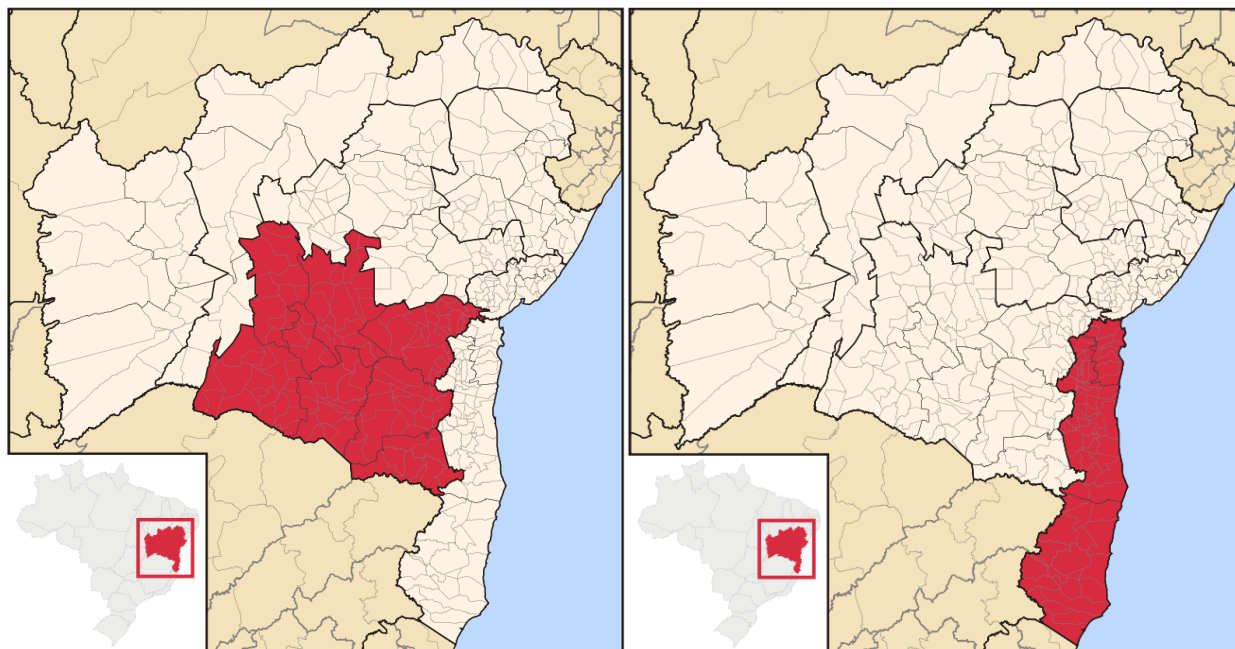


Figura 1-1 – Localização das Mesorregiões Centro-Sul e Sul Baiano

O sistema de transmissão que atende a região Sul da Bahia, a partir da SE 230 kV Funil, é originalmente radial, composto pelas LT 230 kV Funil – Itapebi – Eunápolis – Teixeira de Freitas II (C1, C2).

O relatório EPE-DEE-RE-139/2015-rev1 “Estudo de Atendimento às Cargas da SE Funil e Extremo Sul da Bahia”. Ref.[1], para solucionar problemas oriundos do esgotamento da SE Funil, recomendou a implantação de uma nova SE 230/138 kV Itabuna III alimentada a partir do seccionamento em loop da LT 230 kV Funil – Itapebi C2.

Também nessa região, foi recomendada a implantação da LT 230 kV Funil – Itapebi C3, licitada no Leilão 005/2006 e arrematada pela Eletrobras CHESF. No entanto, esta obra não foi construída e teve a sua caducidade declarada. Para substituí-la, o relatório EPE-DEE-RE-071/2018-rev1 “Estudo de Atendimento ao Extremo Sul da Bahia” Ref. [2] recomendou a implantação da LT 230 kV Poções III – Itapebi C1, que também não foi construída, tendo a sua caducidade sido declarada em janeiro de 2022 por meio da Portaria MME nº 610/GM/MME.

Tendo em vista a expectativa de contratação de elevados montantes de energia referentes a usinas eólicas e solares no estado da Bahia, o relatório EPE-DEE-RE-053/2019-rev0 “Estudo de Escoamento

na Área Sul da Região Nordeste” Ref. [3] recomendou a implantação do eixo 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III – Medeiros Neto II – João Neiva 2. Na sequência, o relatório EPE-DEE-RE-025/2020-rev0 “Estudo para Controle de Tensão e Suprimento ao Extremo Sul da Bahia” Ref. [4], recomendou a implantação de um ATR 500/230 kV na SE Medeiros Neto II e a construção da LT 230 kV Medeiros Neto II – Teixeira de Freitas II C1/C2, que possibilitou maior confiabilidade de atendimento a essa região.

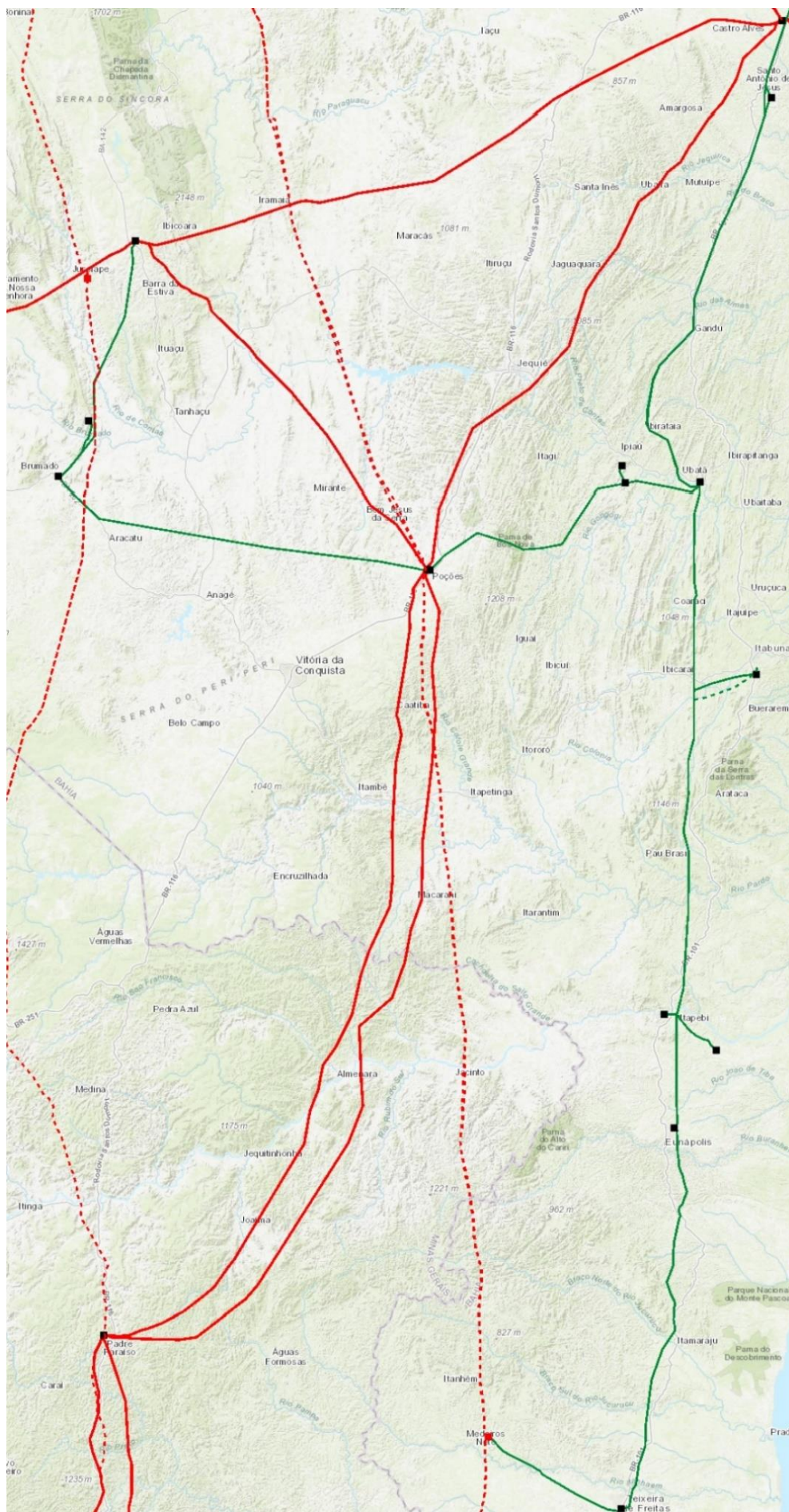
O sistema elétrico de transmissão na região Centro-Sul da Bahia é composto pelo eixo 230 kV Ibicoara – Brumado II C1, Brumado II – Poções II C1, Poções II – Itagiba C1, Itagibá – Funil C1 e Poções II – Funil C1.

Conforme estabelecido na Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, art. 4º, cabe à Empresa de Pesquisa Energética – EPE a elaboração de estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos. Neste contexto, visando identificar as condições futuras de atendimento às diversas áreas geoeletricas do Sistema Interligado Nacional - SIN, a EPE realiza, anualmente, um amplo diagnóstico do desempenho elétrico da rede nacional.

Os resultados desse diagnóstico visam identificar a necessidade de eventuais novos estudos específicos de planejamento da expansão da rede elétrica brasileira, servindo de insumo para a Programação Anual de Estudos de Transmissão, publicada pela EPE até o dia 15 de dezembro de cada ano, após aprovação do Ministério de Minas e Energia – MME.

Esse mesmo diagnóstico Ref. [5] apontou sobrecarga na LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1 ou C2 na contingência do circuito paralelo e sobrecarga na LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C1 ou C2 na contingência do circuito paralelo. Atualizações de carga e MMGD, posteriores à emissão do relatório, provocam ainda sobrecarga em regime normal de operação nas LT 230 kV Poções II – Funil, LT 230 kV Poções II – Itagibá – Funil, sobrecarga em contingência nas LT 230 kV Ibicoara – Brumado II, LT 230 kV Poções II – Brumado II e sobrecarga no ATR 500/230 kV Poções III durante contingências na Rede Básica.

A Figura 1-2 ilustra, de forma simplificada, o sistema de transmissão da região com o diagrama da rede existente e planejada.



No contexto deste estudo cabe ainda mencionar o Decreto 11314/2022, que define regramentos para renovação de concessões de transmissão vincendas. Dentre os comandos deste decreto, consta a necessidade da definição, por parte do planejamento, de melhorias, ampliações e reforços relacionados aos contratos vincendos, com antecedência mínima de 36 meses.

Dentre os contratos com vencimento nos próximos meses está o contrato 001/2010 - Aneel, da Afluente Transmissão (Afluente T), que contém grande parte dos seus ativos localizados na região de interesse desse estudo. Neste sentido, as análises realizadas levaram em consideração esse contexto de vencimento do contrato 001/2010 - Aneel, com avaliação da vida útil dos ativos e a definição de melhorias e/ou reforços, se necessários, segundo informações prestadas pela própria transmissora ao Ministério de Minas e Energia, através da correspondência RTR-135/2023.

Assim, torna-se necessária a realização de novo estudo de planejamento na região para recomendação de reforços que solucionem todos os problemas detectados. O presente relatório R1 documenta a análise técnico-econômica das alternativas de expansão, sendo que a análise socioambiental dos empreendimentos recomendados como alternativa de mínimo custo global encontra-se na NT-DEA-SMA-004/2024 Ref. [15], que é parte integrante deste relatório R1.

O escopo do estudo abrange uma região muito ampla e para buscar as melhores soluções de planejamento foram efetuadas 4 avaliações independentes para: (i) extremo sul da Bahia, (ii) região de Poções, (iii) região de Ibicoara e Brumado e (iv) região de Santo Antônio de Jesus. As avaliações (i), (ii) e (iii) são apresentadas neste relatório, enquanto a avaliação (iv) será apresentada no “Estudo de Atendimento às Regiões Centro-Sul e Sul da Bahia – Parte II”.

2. CONCLUSÕES

A Parte I do presente estudo contempla as análises das seguintes regiões: (i) extremo sul da Bahia, (ii) região de Poções, e (iii) região de Ibicoara e Brumado. Como cada região tem características muito particulares e com fraca interdependência, foram realizadas três análises técnico-econômicas diferentes, uma para cada região, com alternativas totalmente independentes.

Para atendimento ao extremo sul da Bahia, foram avaliadas 5 alternativas de expansão do sistema de transmissão. Todas as alternativas atendem aos critérios de planejamento e às premissas estabelecidas para a realização deste estudo.

A Alternativa 1 é composta pela LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C3, cabo 1x636 MCM (Grosbeak), com 47 km de extensão.

A Alternativa 2 propõe a implantação de uma nova subestação Itapebi II com um ATR 230/138 kV de 100 MVA. A nova subestação se interliga com a SE 230 kV Itapebi através da LT 230 kV Itapebi – Itapebi II C1, cabo 1x954 MCM (Rail), com 5 km de extensão e com a SE 138 kV Itapebi Coelba através da LT 138 kV Itapebi II – Itapebi Coelba C1, cabo 1x954 MCM (Rail), com 1 km de extensão.

A Alternativa 3 é composta pelo recondutoramento da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1 e C2, utilizando cabo 1x788 MCM (Cordoba), termorresistente, com 47 km de extensão.

A Alternativa 4 propõe a implantação de uma nova subestação Itapebi II com um ATR 500/230 kV de 300 MVA. A nova subestação se interliga com a SE 230 kV Itapebi através da LT 230 kV Itapebi – Itapebi II C1, cabo 1x954 MCM (Rail), com 1 km de extensão e com a SE 500 kV Medeiros Neto II através da LT 500 kV Medeiros Neto II – Itapebi II C1, cabo 4x954 MCM (Rail), com 180 km de extensão.

A Alternativa 5 propõe a implantação de uma nova subestação Camacan II com um ATR 230/138 kV de 100 MVA. A nova subestação se interliga ao sistema através do seccionamento da LT 230 kV Itabuna III – Itapebi C1, com uma LT 230 kV CD de 0,5 km, cabo 1x636 MCM (Grosbeak) e com a SE 138 kV Camacan Coelba através da LT 138 kV Camacan II – Camacan Coelba C1, cabo 1x954 MCM (Rail), com 1 km de extensão.

Todas as obras das 5 alternativas são necessárias no ano de 2030.

Para atendimento à região de Poções, foram avaliadas 4 alternativas de expansão do sistema de transmissão. Todas as alternativas atendem aos critérios de planejamento e às premissas estabelecidas para a realização deste estudo.

A Alternativa A é composta pela LT 230 kV Poções III – Funil C1, cabo 1x954 MCM (Rail), com 118,5 km de extensão (ano 2030), seccionamento em loop da LT 230 kV Funil – Itapebi C1 na SE Itabuna III, cabo 1x636 MCM (Grosbeak) CD, com 28 km de extensão (ano 2030), 2º ATR 500/230 kV, 600 MVA da SE Poções III (ano 2030) e substituição dos transformadores 230/138 kV da SE Funil (T1 e T2) por unidades de 150 MVA (ano 2036).

A Alternativa B é composta pela LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1, cabo 1x954 MCM (Rail), com 137 km de extensão e 2º ATR 500/230 kV, 600 MVA da SE Poções III. Todas as obras para o ano 2030.

A Alternativa C propõe o recondutoramento das LTs 230 kV Poções II – Funil C1, Poções II – Itagibá C1 e Itagibá – Funil utilizando cabo 2x954 MCM (Rail) (ano 2030), seccionamento em loop da LT 230 kV Funil – Itapebi C1 na SE Itabuna III, cabo 1x636 MCM (Grosbeak) CD, com 28 km de extensão (ano 2030), 2º ATR 500/230 kV, 600 MVA da SE Poções III (ano 2030) e substituição dos transformadores 230/138 kV da SE Funil (T1 e T2) por unidades de 150 MVA (ano 2036).

A Alternativa D propõe a implantação de uma nova subestação Itabuna IV com um ATR 500/230 kV de 600 MVA. A nova subestação se interliga com a SE 230 kV Itabuna III através da LT 230 kV Itabuna IV – Itabuna III C1, cabo 2x954 MCM (Rail), com 1 km de extensão e com a SE 500 kV Poções III através da LT 500 kV Poções III – Itabuna IV C1, cabo 4x954 MCM (Rail), com 137 km de extensão. Todas as obras para o ano 2030.

Para atendimento à região de Ibicoara e Brumado, foram avaliadas 3 alternativas de expansão do sistema de transmissão. Todas as alternativas atendem aos critérios de planejamento e às premissas estabelecidas para a realização deste estudo. Todas as 3 alternativas contam com o 3º ATR 230/138 kV, 100 MVA da SE Ibicoara (2027), o 3º TR 230/69 kV, 100 MVA da SE Brumado II (2027) e o 3º ATR 230/138 kV, 100 MVA da SE Brumado II (2027).

A Alternativa R é composta pela LT 230 kV Poções III – Brumado II C1, cabo 1x795 MCM (Tern), com 155 km de extensão (2030).

A Alternativa S é composta pela LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C2, cabo 1x795 MCM (Tern), com 95 km de extensão (2030).

A Alternativa T propõe o recondutoramento/reconstrução da LT 230 kV Poções II – Brumado II C1 utilizando cabo 1x954 MCM (Rail) e um CER (-100/+150 Mvar) na SE Brumado II 230 kV no ano 2030.

A Tabela 2-1, Tabela 2-2 e a Tabela 2-3 a seguir apresentam a comparação econômica das alternativas levando-se em consideração custos de investimentos referentes a obras não comuns e diferencial de perdas elétricas. As análises consideraram o valor presente dos custos das alternativas, referidos a 2030, e utilizaram o método dos rendimentos necessários com truncamento das séries temporais em 2039, ano horizonte do estudo.

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

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1	35.989	50.519	86.508	100%	1º
Alternativa 2	65.429	28.794	94.222	109%	3º
Alternativa 3	36.603	53.396	90.000	104%	2º
Alternativa 4	323.519	0	323.519	374%	6º
Alternativa 5	63.853	37.348	101.201	117%	4º

Tabela 2-2 – Comparação Econômica – Região de Poções (R\$ x 1000)

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa A	143.189	23.797	166.986	119%	2º
Alternativa B	115.000	25.689	140.689	100%	1º
Alternativa C	296.219	17.908	314.128	223%	3º
Alternativa D	278.887	0	278.887	198%	4º

Tabela 2-3 – Comparação Econômica – Região de Ibicoara e Brumado (R\$ x 1000)

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa R	85.083	2.140	87.222	151%	2º
Alternativa S	57.914	0	57.914	100%	1º
Alternativa T	215.465	4.782	220.246	380%	3º

No extremo sul da Bahia, o resultado da comparação econômica, sob o ponto de vista de mínimo custo global, apresenta as alternativas 1 e 3 empatadas tecnicamente, com diferença menor que 5%.

Considerando que a Alternativa 3 apresenta (i) prazos reduzidos de implantação (18 meses segundo a Eletrobras CHESF; ver no item 16.6.10), (ii) impacto ambiental reduzido, já que não é necessária a implantação de uma nova linha transmissão paralela e (iii) economia de *bays* nas subestações terminais Itapebi e Eunápolis, possibilitando futuras expansões nessas SEs; sob o ponto de vista técnico e econômico, recomenda-se a implantação da **Alternativa 3**.

Nas regiões de Poções, Ibicoara e Brumado, sob o ponto de vista técnico e econômico, recomenda-se a implantação da **Alternativa B** e **Alternativa S**, respectivamente, que são as alternativas de mínimo custo global.

As obras recomendadas neste estudo totalizam R\$ 487,2 milhões referentes às obras de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, sendo R\$ 83,6 milhões previstos para o ano de 2027, R\$ 377,6 milhões para o ano de 2030 e R\$ 26 milhões previstos de forma referencial para o ano de 2039.

Com a implantação das obras recomendadas nesse relatório, não se verifica necessidade de reforços de grande porte nas instalações pertencentes à Afluente T na região, à exceção do 3º TR 230/69 kV da SE Brumado II, obra pertencente à Alternativa S. Com base nas informações prestadas pela transmissora ao MME através da correspondência RTR-135/2023, também não se verificou a necessidade de melhorias de grande porte das funções transmissão da Afluente T na área de interesse deste estudo. Verificou-se, ainda, que todas as funções transmissão da Afluente T pertencentes ao contrato 001/2010 - ANEEL que se encontram na região de interesse deste estudo permanecem sendo necessárias para o adequado desempenho da rede.

3. RECOMENDAÇÕES

Sob o ponto de vista técnico-econômico recomenda-se a implantação das obras constantes das alternativas 3, B e S (Alternativa 3BS). O cronograma de obras de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira referente à alternativa recomendada é apresentado na Tabela 3-1, na Tabela 3-2 e na Figura 3-1.

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

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento ⁽¹⁾	Nº
2027	Ibicoara	230/138 kV	1 ATF 100 MVA - 3Ø ⁽²⁾	3º
	Brumado II	230/138 kV	1 ATF 100 MVA - 3Ø	3º
		230/69 kV	1 TF 100 MVA - 3Ø	3º
2030	Poções III	500/230 kV	1 ATF 600 MVA - 1Ø - 3 x 200 MVA	2º
2039	Itabuna III	230 kV	1 BC Shunt 50 MVar - 3Ø	1º
	Eunápolis	230 kV	1 BC Shunt 50 MVar - 3Ø	1º

Tabela 3-2 – Alternativa 3BS – Principais obras em Linhas de Transmissão

Ano	Tensão	Linha de Transmissão	Configuração	Extensão
2030	230 kV	Itapebi – Eunápolis C1, C2 (recondutoramento)	CD - 1x788 MCM (termorresistente)	47 km
		Poções III – Itabuna III C1 (nova)	CS - 1x954 MCM	137 km
		Ibicoara – Brumado II C2 (nova)	CS - 1x795 MCM	95 km

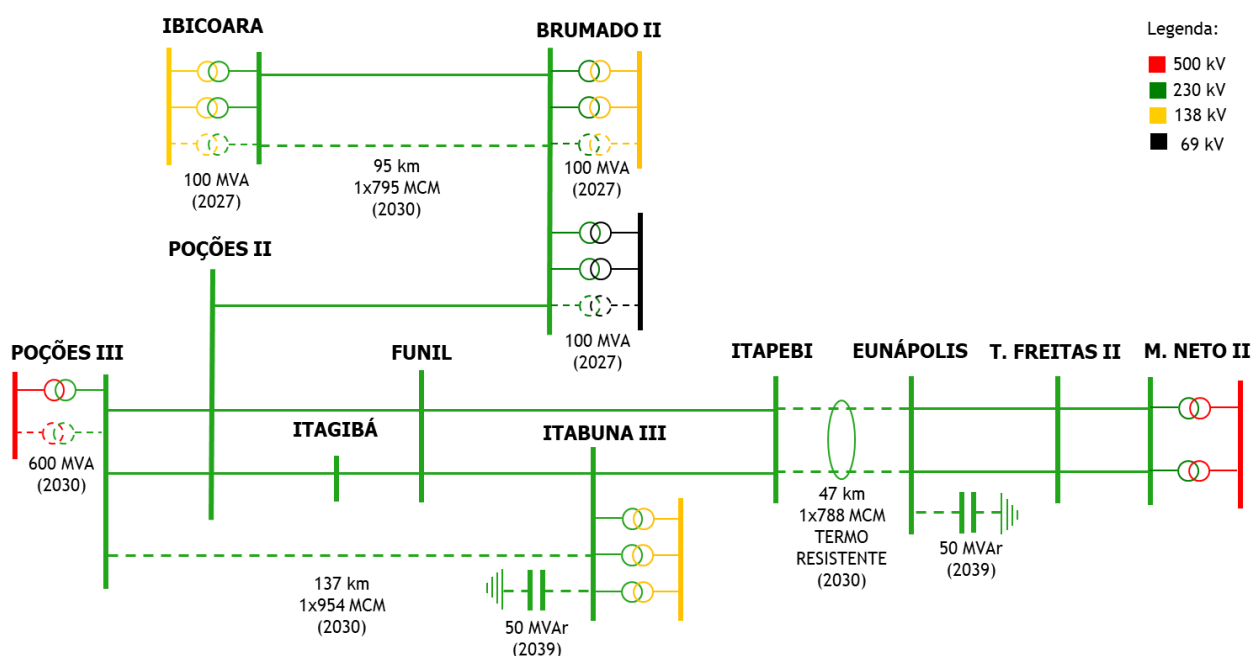


Figura 3-1 – Diagrama Esquemático da Solução Recomendada

¹ Os parâmetros e características de referência dos equipamentos podem ser verificados no item 16.2 deste relatório

² O autotransformador recomendado irá operar em paralelo com os dois autotransformadores 230/138 kV de 55 MVA

Recomenda-se ainda que:

- 1) Seja retirada do Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica – POTEE a obra de seccionamento (CD) da LT 230 kV Funil – Itapebi C1 (04F6) na SE Itabuna III, recomendada na Ref.[2]. Com a futura implantação da LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1, recomendada neste estudo, o referido seccionamento deixa de ser necessário no horizonte de médio e longo prazo, e passa a ser uma obra indicativa.
- 2) Seja realizada a adequação das conexões do 4ºATR 230/138 kV da SE Eunápolis, instalado a princípio em caráter provisório e que atualmente opera compartilhando as conexões com o 3º ATR 230/138 kV, conforme sugerido pelo ONS em [16].
- 3) Por ocasião da licitação das novas linhas de transmissão (Tabela 3-2), sejam respeitados os valores apresentados de capacidade operativa e parâmetros elétricos listados no Anexo 16.1. Tal recomendação visa proporcionar uma distribuição otimizada de fluxos na rede evitando sobrecargas em linhas de transmissão existentes e/ou planejadas.
- 4) Que sejam observadas as recomendações da análise socioambiental documentada na Nota Técnica EPE-DEA-SMA 004/2024, anexa a esse relatório quando da elaboração dos Relatórios R3 e R5. Ressalta-se que as equipes responsáveis pela elaboração desses relatórios também deverão considerar as informações contidas nas tabelas comparativas R1xR3 apresentadas ao final da referida Nota Técnica.
- 5) Em relação à elaboração dos relatórios R2 a R5, fazemos as seguintes considerações:
 - Diante da característica das obras recomendadas no relatório, com LTs 230 kV de SIL convencional, sem compensação reativa em derivação de comprimento não tão elevado, estudos de Transitórios Eletromagnéticos (TEM) não se justificam nesta fase de planejamento e, portanto, recomenda-se dispensa dos relatórios complementares R2 conforme as recomendações descritas capítulo 12 deste relatório. Entretanto, sugere-se que, caso sejam identificadas nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores ao certame licitatório elevadas sobretensões e/ou energias nos para-raios de óxido metálico, bem como algum fenômeno de interação relevante entre a LT objeto dos estudos e a rede elétrica adjacente e/ou equipamentos, seja considerada a adoção de medidas mitigatórias para redução dos impactos dos TEM como, por exemplo, dispositivos sincronizadores.
 - Adicionalmente, a EPE recomenda a elaboração dos Relatórios R3 e R5 para a LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C2 e para a LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1.
 - No que se refere aos relatórios R4, recomenda-se a elaboração dos relatórios de caracterização do sistema de transmissão relativos às SEs Poções III, Itabuna III, Ibicoara e Brumado II.

4. DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS

4.1. Critérios Básicos

Foram seguidas as diretrizes para elaboração da documentação necessária para se recomendar ao Poder Concedente uma nova instalação de transmissão integrante da Rede Básica, definidas no documento publicado pela EPE denominado “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica”, Ref.[6]

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

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

Ressalta-se que, além das simulações de fluxo de carga, foram analisados os níveis de curto-circuito da alternativa selecionada para a expansão do sistema, tanto em sua configuração inicial como no ano horizonte do estudo.

4.2. Base de Dados

Utilizou-se como referência para as simulações de fluxo de potência a base de dados correspondente ao Plano Decenal 2032, com as atualizações pertinentes da topologia da rede, plano de geração e mercado, conforme itens 4.3 e 4.6 seguintes.

4.3. Mercado

O mercado regional por barramento considerado no estudo foi o apresentado na Tabela 4-1 à Tabela 4-4, referentes aos períodos de carga máxima, leve, média e pesada, respectivamente. As informações foram fornecidas pela distribuidora local, Neoenergia Coelba.

Tabela 4-1 – Carga Máxima em Transformações de Fronteira

NOME	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]
IBICOARA 138 kV	69,9	70,9	72,4	72,7	74,3	75,5	77,1	79,0	80,8	82,5	84,2	85,9	87,7
BRUMADO 69 kV	102,2	104,0	106,3	108,3	110,5	112,0	114,7	117,1	119,9	121,8	124,2	127,2	129,3
BRUMADO 138 kV	102,8	104,8	107,4	109,5	111,6	113,9	116,8	119,9	122,4	125,0	127,6	129,8	132,4

Tabela 4-2 – Carga Leve

NOME	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]
Santo Antônio de Jesus 69	100,5	103,2	106,1	109,1	112,1	115,2	118,4	121,7	125,1
Funil 138	69,6	71,5	73,5	75,6	77,6	79,8	82,0	84,3	86,6
Funil 13 T4	6,2	6,4	6,6	6,7	6,9	7,1	7,3	7,5	7,7
Brumado 69	59,8	61,4	63,2	64,9	66,7	68,6	70,5	72,4	74,4
Eunápolis 138	87,9	90,4	92,9	95,5	98,1	100,8	103,6	106,5	109,4
Dário Meira 138	2,6	2,7	2,8	2,9	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3
Ponto Astério 138	35,3	36,3	37,3	38,3	39,4	40,5	41,6	42,8	44,0
Camacã 138	11,4	11,7	12,0	12,3	12,7	13,0	13,4	13,8	14,1
Itapebi 138	2,7	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	3,1	3,2	3,3
Ibicoara 138	28,1	28,9	29,7	30,5	31,4	32,3	33,2	34,1	35,0
Teixeira de Freitas	35,9	36,8	37,9	38,9	40,0	41,1	42,3	43,4	44,6
Itamaraju	12,1	12,5	12,8	13,2	13,5	13,9	14,3	14,7	15,1
Igaporã	25,9	26,6	27,4	28,1	28,9	29,7	30,5	31,4	32,2
Poções 138	16,4	16,9	17,3	17,8	18,3	18,8	19,3	19,9	20,4
Vitória da conquista	27,6	28,4	29,2	30,0	30,8	31,7	32,5	33,4	34,4
Brumado 138	11,3	11,7	12,0	12,3	12,7	13,0	13,4	13,7	14,1
Tanhaçu	7,5	7,7	7,9	8,1	8,4	8,6	8,8	9,1	9,3
Anagé	2,5	2,5	2,6	2,7	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1
Patagônia	22,4	23,0	23,7	24,3	25,0	25,7	26,4	27,1	27,9
Itabuna I	33,3	34,2	35,1	36,1	37,1	38,1	39,2	40,3	41,4
Itabuna II	104,5	106,4	108,5	110,5	112,7	114,8	117,1	119,4	121,8

Tabela 4-3 – Carga Média

NOME	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]
Santo Antônio de Jesus 69	165,2	169,8	174,5	179,4	184,3	189,4	194,7	200,1	205,6
Funil 138	125,3	128,7	132,3	136,0	139,7	143,6	147,6	151,7	155,9
Funil 13 T4	9,7	10,0	10,2	10,5	10,8	11,1	11,4	11,7	12,1
Brumado 69	77,4	79,6	81,8	84,1	86,4	88,8	91,2	93,8	96,4
Eunápolis 138	149,7	153,8	158,1	162,5	167,0	171,6	176,3	181,2	186,2
Dário Meira 138	5,9	6,0	6,2	6,4	6,5	6,7	6,9	7,1	7,3
Ponto Astério 138	67,1	68,9	70,8	72,8	74,8	76,9	79,0	81,2	83,5
Camacã 138	23,4	24,1	24,7	25,4	26,1	26,8	27,6	28,4	29,1
Itapebi 138	5,1	5,2	5,3	5,5	5,6	5,8	6,0	6,1	6,3
Ibicoara 138	46,3	47,6	48,9	50,3	51,6	53,1	54,5	56,1	57,6
Teixeira de Freitas	59,9	61,6	63,3	65,1	66,9	68,7	70,6	72,6	74,6
Itamaraju	18,7	19,2	19,8	20,3	20,9	21,5	22,0	22,7	23,3
Igaporã	2,5	2,6	2,6	2,7	2,8	2,9	2,9	3,0	3,1
Poções 138	19,0	19,6	20,1	20,7	21,2	21,8	22,4	23,0	23,7
Vitória da conquista	32,0	32,9	33,8	34,8	35,7	36,7	37,7	38,8	39,8
Brumado 138	23,5	24,1	24,8	25,5	26,2	26,9	27,6	28,4	29,2
Tanhaçu	15,5	15,9	16,4	16,8	17,3	17,8	18,3	18,8	19,3
Anagé	5,1	5,2	5,4	5,5	5,7	5,8	6,0	6,2	6,3
Patagônia	46,3	47,6	48,9	50,3	51,7	53,1	54,6	56,1	57,6
Itabuna I	61,4	63,1	64,9	66,7	68,5	70,4	72,4	74,4	76,4
Itabuna II	159,1	162,6	166,2	169,8	173,6	177,4	181,4	185,5	189,7

Tabela 4-4 – Carga Pesada

NOME	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]
Santo Antônio de Jesus 69	178,2	183,1	188,2	193,5	198,8	204,4	210,0	215,8	221,8
Funil 138	130,9	134,5	138,2	142,1	146,0	150,1	154,3	158,5	162,9
Funil 13 T4	11,3	11,6	11,9	12,2	12,6	12,9	13,3	13,6	14,0
Brumado 69	109,8	112,8	115,9	119,2	122,5	125,9	129,4	132,9	136,6
Eunápolis 138	161,8	166,3	170,9	175,7	180,6	185,6	190,7	196,0	201,4
Dário Meira 138	5,0	5,1	5,2	5,4	5,5	5,7	5,8	6,0	6,2
Ponto Astério 138	63,4	65,1	66,9	68,8	70,7	72,7	74,7	76,8	78,9
Camacã 138	22,4	23,0	23,6	24,3	25,0	25,7	26,4	27,1	27,9
Itapebi 138	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1
Teixeira de Freitas	80,2	82,4	84,7	87,1	89,5	92,0	94,5	97,2	99,8
Itamaraju	20,5	21,1	21,7	22,3	22,9	23,5	24,2	24,9	25,5
Igaporã	55,2	56,7	58,3	59,9	61,6	63,3	65,0	66,8	68,7
Poções 138	35,7	36,7	37,7	38,8	39,9	41,0	42,1	43,3	44,5
Vitória da conquista	60,2	61,8	63,5	65,3	67,1	69,0	70,9	72,8	74,9
Brumado 138	26,1	26,8	27,5	28,3	29,1	29,9	30,7	31,6	32,5
Tanhaçu	17,2	17,7	18,2	18,7	19,2	19,8	20,3	20,9	21,4
Anagé	5,7	5,8	6,0	6,2	6,3	6,5	6,7	6,9	7,1
Patagônia	51,5	52,9	54,4	55,9	57,5	59,1	60,7	62,4	64,1
Itabuna I	62,6	64,3	66,1	67,9	69,8	71,7	73,7	75,8	77,9
Itabuna II	166,6	170,3	174,0	178,0	182,0	186,1	190,3	194,6	199,1

4.4. Limites Operativos

4.4.1. Tensão Nominal

Os níveis de tensão admissíveis em regime permanente para cada classe de tensão envolvida são apresentados na Tabela 4-5.

Tabela 4-5 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão

Tensão Nominal	Tensão Máxima	Tensão Mínima
69 kV	72,5 kV (1,05 pu)	65,6 kV (0,95 pu)
138 kV	145 kV (1,05 pu)	131 kV (0,95 pu)
230 kV	242 kV (1,05 pu)	218 kV (0,95 pu)
500 kV	550 kV (1,10 pu)	475 kV (0,95 pu)

4.4.2. Carregamento

Foram utilizados os limites de carregamento das linhas de transmissão e transformadores existentes nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST). Para as novas transformações a serem instalados na rede, considerou-se 120% da capacidade nominal para determinação das capacidades em emergência, para um período de 4 horas.

4.5. Parâmetros Econômicos

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas foi utilizado o documento “Base de Referência de Preços ANEEL – março/2024” Ref.[8] e o método dos rendimentos necessários, com o truncamento das séries temporais no ano 2039. Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2030 com taxa de retorno de 8% ao ano.

Para cálculo de perdas elétricas foram simulados os patamares de carga pesada, média e leve, nos 4 cenários de geração apresentados no item 4.6. O custo das perdas foi calculado com base no custo marginal de expansão da geração informado pela EPE de 218,31 R\$/MWh.

4.6. Cenários de Geração e Intercâmbio Energético

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

- Cenário 1 – Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores: Neste cenário, a geração na região Norte é predominantemente hidráulica, com as usinas hidrelétricas despachadas nas suas capacidades máximas. Na região Nordeste, considerou-se as usinas hidráulicas entre 50% e 80% e geração eólica em torno de 60% da capacidade instalada. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil. Este cenário é importante para diagnóstico do sistema na situação de máxima exportação de energia das regiões N/NE para o SE/CO no período úmido.
- Cenário 2 – Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador: Neste cenário, as usinas hidráulicas da região Norte foram despachadas em 30% das suas capacidades nominais. Na região Nordeste, considerou-se as usinas hidráulicas em torno de 40% e geração eólica em torno de 80%. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil. Este cenário é importante para diagnóstico do sistema na situação de máxima exportação de energia das regiões N/NE para o SE/CO no período seco.
- Cenário 3 – Norte Úmidos e Nordeste Importador: Neste cenário, a geração na região Norte é predominantemente hidráulica, com as usinas hidrelétricas despachadas nas suas capacidades máximas. Na região Nordeste, considerou-se as usinas hidráulicas em torno de 30%, a fim de avaliar a máxima capacidade de importação da região Nordeste. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil.
- Cenário 4 – Norte e Nordeste Secos; Intercâmbio Baixo: Neste cenário, a geração na região Nordeste é suficiente para atender a carga. Considerou-se as usinas hidráulicas entre 30% e

50% e geração eólica em torno de 25% da capacidade instalada. Este cenário é relevante para o dimensionamento de compensação reativa e controle de tensão. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil.

Os percentuais de geração por fonte, por região e ao longo dos anos do horizonte de análise estão mostrados no Anexo 16.3 para as combinações “cenário/patamar” dimensionadores deste estudo e foram os mesmos utilizados em [5], de onde foram extraídas as tabelas que são apresentadas.

Os dados de geração instantânea de MMGD por barramento considerado no estudo foi o apresentado na Tabela 4-6, referentes ao período de carga média. As informações foram fornecidas pela distribuidora local, Neoenergia Coelba.

Tabela 4-6 – Geração instantânea de MMGD (período de carga média)

NOME	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]
Poções 138	7,5	8,3	9,1	9,8	10,6	11,4	12,2	13,0	13,8
Vitória da conquista	15,1	16,7	18,3	19,9	21,5	23,0	24,6	26,2	27,8
Santo Antônio de Jesus 69	31,5	34,8	38,1	41,4	44,7	48,0	51,3	54,6	57,9
Funil 138	22,3	24,6	27,0	29,3	31,7	34,0	36,3	38,7	41,0
Ponto Astério 138	11,4	12,6	13,7	14,9	16,1	17,3	18,5	19,7	20,9
Camacã 138	4,5	5,0	5,4	5,9	6,4	6,9	7,3	7,8	8,3
Itapebi 138	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8
Funil 13 T4	1,5	1,7	1,8	2,0	2,1	2,3	2,5	2,6	2,8
Brumado 69	30,0	33,1	36,3	39,4	42,5	45,7	48,8	51,9	55,1
Brumado 138	17,0	18,7	20,5	22,3	24,1	25,9	27,6	29,4	31,2
Tanhaçu	6,7	7,4	8,1	8,8	9,5	10,2	10,9	11,6	12,3
Anagé	2,1	2,3	2,5	2,8	3,0	3,2	3,4	3,6	3,9
Patagônia	19,5	21,6	23,6	25,7	27,7	29,8	31,8	33,9	35,9
Eunápolis 138	39,8	43,9	48,1	52,3	56,4	60,6	64,8	68,9	73,1
Teixeira de Freitas	28,6	31,6	34,6	37,6	40,6	43,6	46,6	49,6	52,6
Itamaraju	5,8	6,4	7,1	7,7	8,3	8,9	9,5	10,1	10,7
Igaporã	47,8	52,8	57,8	62,8	67,8	72,8	77,8	82,8	87,8
Ibicoara 138	5,1	5,6	6,2	6,7	7,2	7,8	8,3	8,8	9,4
Itabuna I	9,5	10,5	11,5	12,5	13,5	14,4	15,4	16,4	17,4
Itabuna II	24,0	26,5	29,0	31,5	34,0	36,5	39,1	41,6	44,1

4.7. Patamares de Carga

Para avaliação do desempenho das alternativas e ponderação de perdas elétricas, foram simulados os patamares de carga Pesada, Média e Leve, em cada um dos 4 cenários apresentados no item 4.6. Para avaliação das transformações de fronteira, utilizou-se como referência os valores de carga máxima informados pela Neoenergia Coelba.

5. DIAGNÓSTICO

O diagnóstico do suprimento elétrico a região do extremo sul baiano em regime normal de operação não apresenta quaisquer problemas de sobrecarga. Entretanto, verifica-se subtensão na subestação 230 kV Eunápolis, no patamar de carga pesada, sendo mais crítica no Cenário 3, conforme apresenta a Figura 5-1.

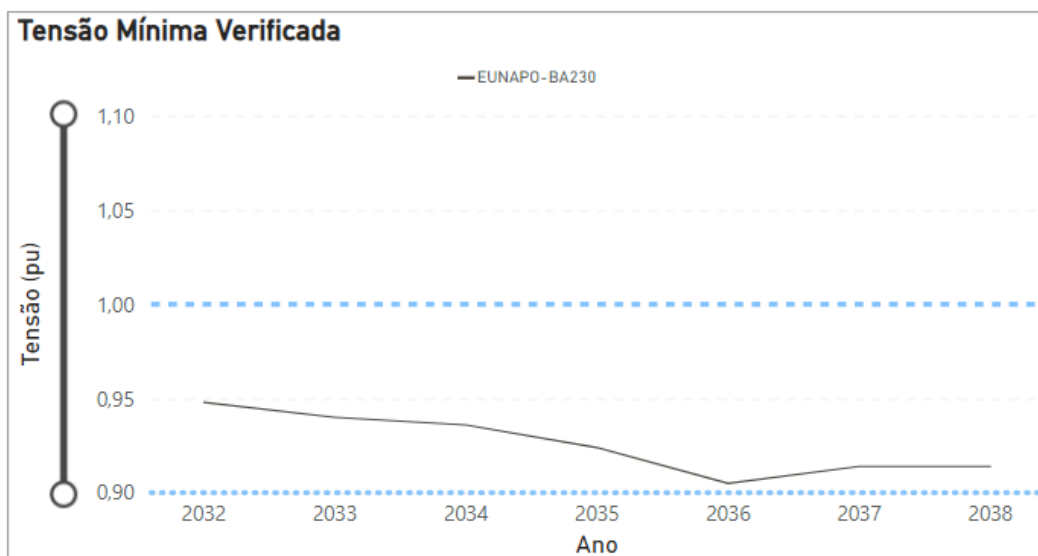


Figura 5-1 – Tensão na SE Eunápolis – Regime Normal de Operação – Carga Pesada – Cenário 3

Na contingência da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis, quando a UHE Itapebi está com sua geração máxima, coincidentemente com cenários nos quais a região Nordeste é exportadora de energia para o Sudeste, no patamar de carga média, verifica-se sobrecarga na LT remanescente, conforme apresenta a Figura 5-2.

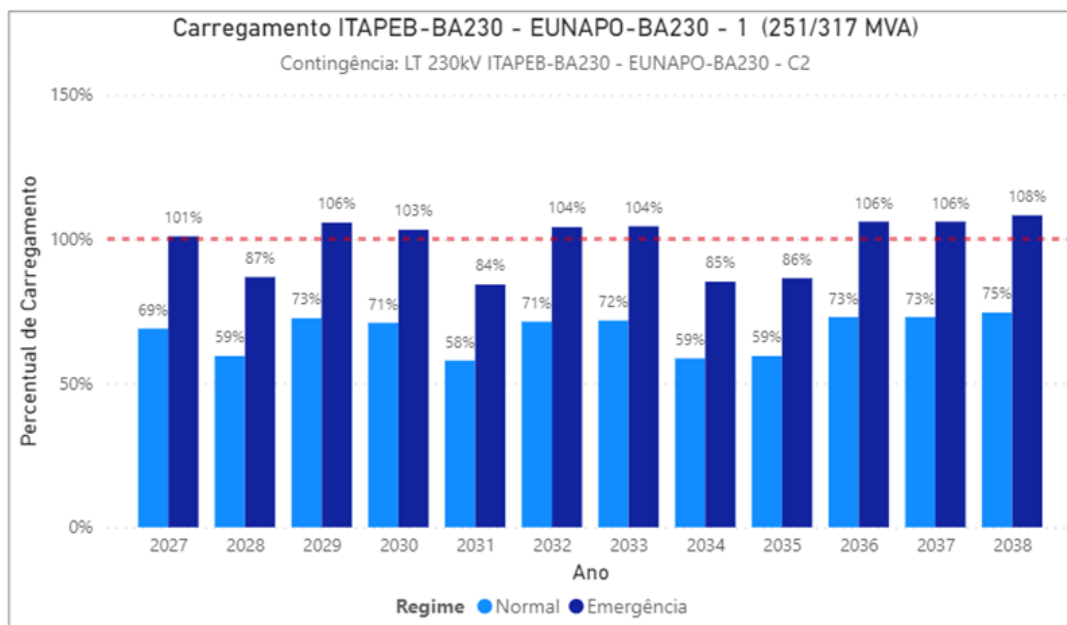


Figura 5-2 – Contingência da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis – Carga Média – Cenário 1

Na região de Poções, observa-se sobrecarga na contingência da LT 230 kV Poções II – Funil C1 e LT 230 kV Poções II – Itagibá C1 no patamar de carga pesada, Cenário 3 conforme apresenta a Figura 5-3 e a Figura 5-4.

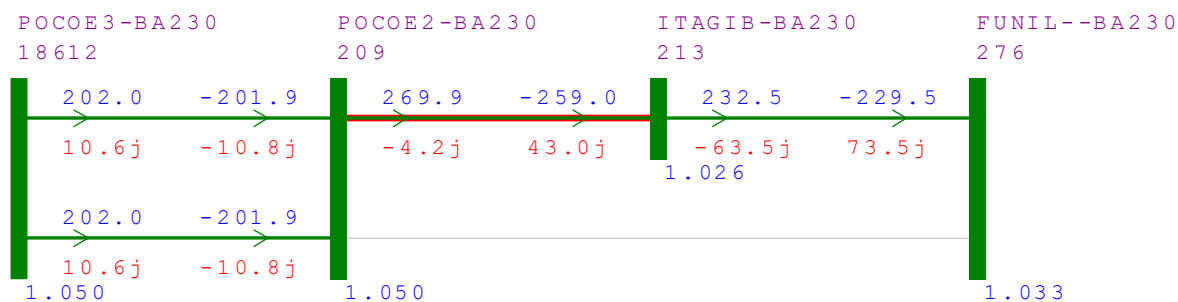


Figura 5-3 – Fluxo de Potência – Carga Pesada – Cenário 3 – Ano 2030

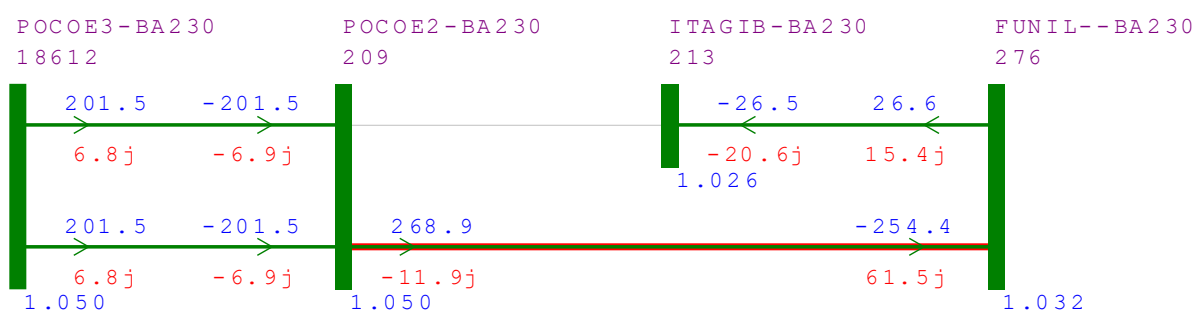


Figura 5-4 – Fluxo de Potência – Carga Pesada – Cenário 3 – Ano 2030

Na região de Ibicoara e Brumado, no patamar de carga pesada, Cenário 3, observa-se sobrecarga e subtensão durante a contingência do ATR 500/230 kV de Poções III, da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C1, e da LT 230 kV Poções II – Brumado II C1 conforme ilustrado da Figura 5-5 a Figura 5-8.

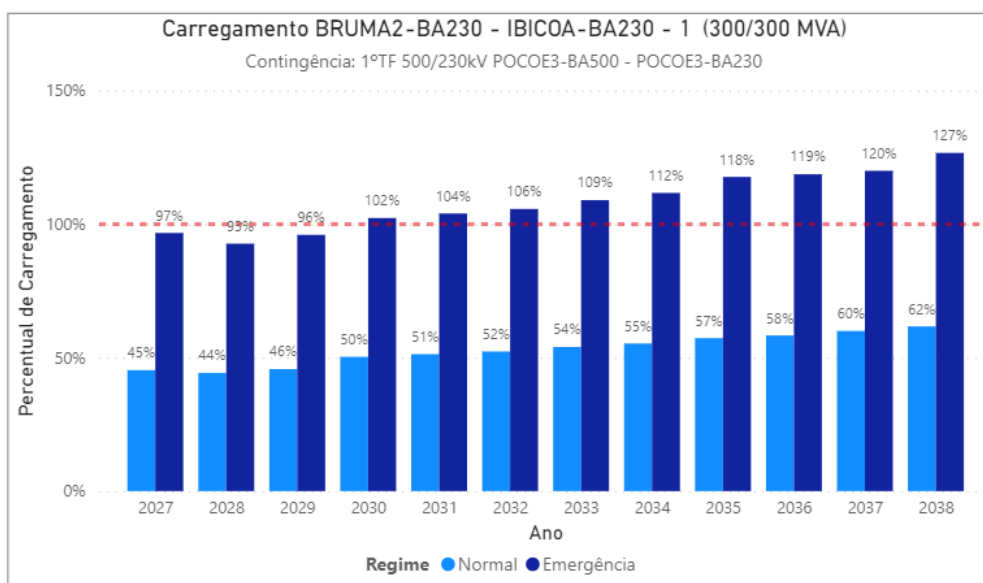


Figura 5-5 – Contingência da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II – Carga Pesada – Cenário 3

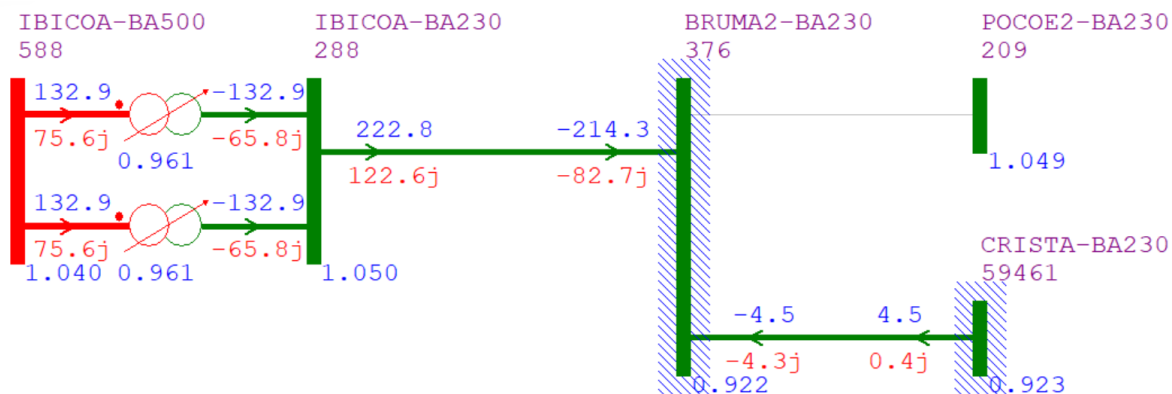


Figura 5-6 – Fluxo de Potência - Contingência da LT 230 kV Poções II – Brumado II C1 – Carga Pesada – Cenário 3 – Ano 2030

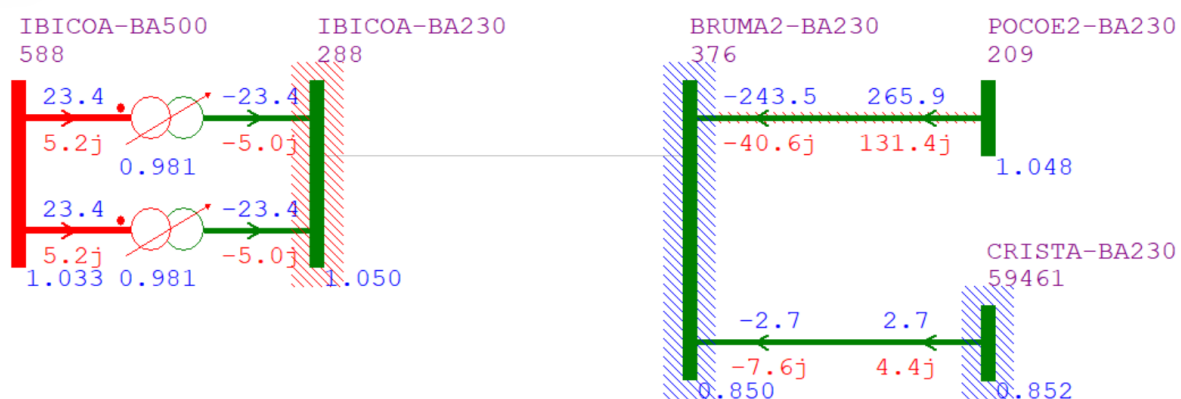


Figura 5-7 – Fluxo de Potência - Contingência da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C1 – Carga Pesada – Cenário 3 – Ano 2033

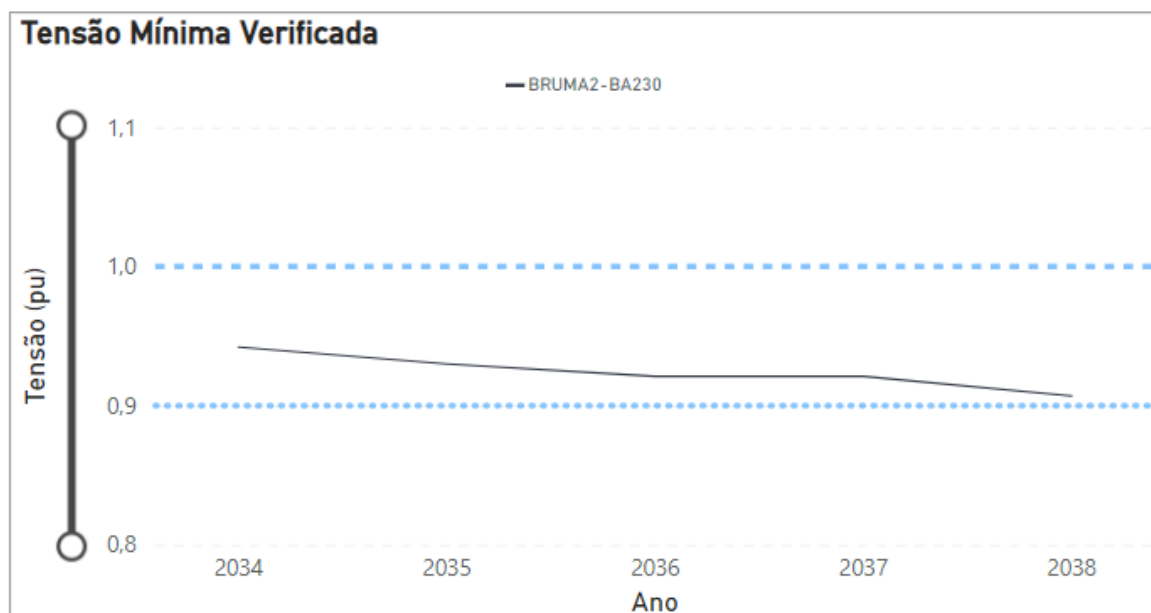


Figura 5-8 – Contingência do ATR 500/230 kV Poções III – Carga Pesada – Cenário 3

Com relação aos transformadores de fronteira, verifica-se sobrecarga na transformação 230/69 kV e 230/138 kV da SE Brumado II conforme apresentam a Figura 5-9 e Figura 5-10, e na transformação 230/138 kV da SE Ibicoara, conforme apresenta a Figura 5-11.

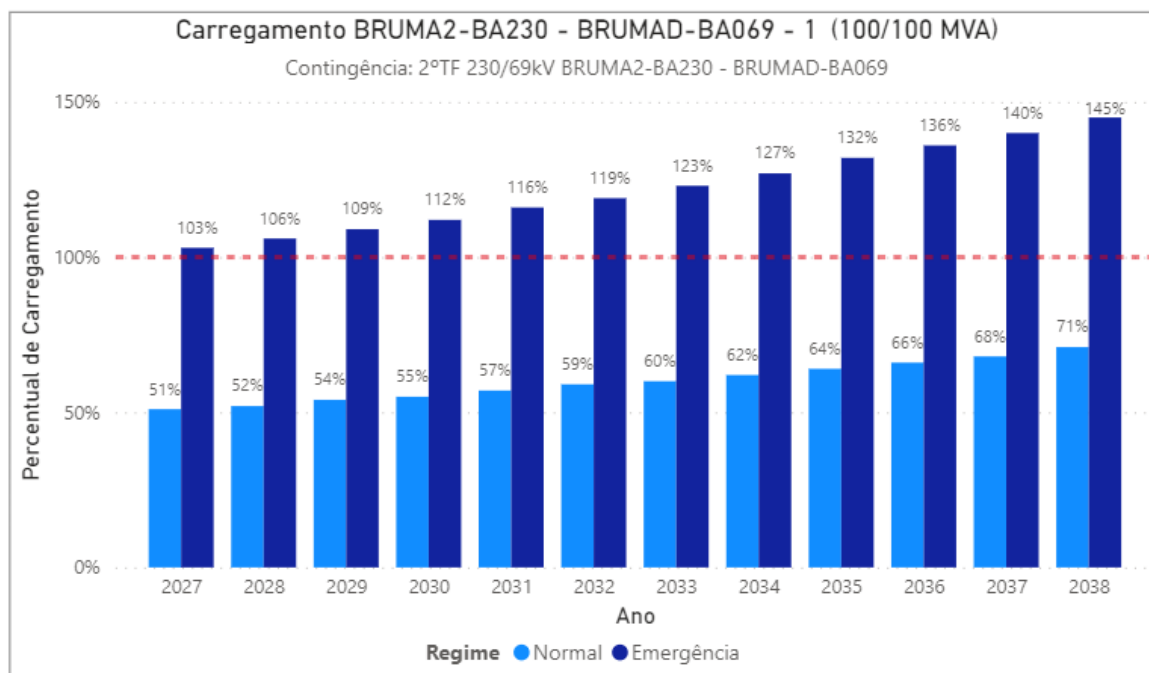


Figura 5-9 – Contingência do TR 230/69 kV Brumado II – Carga Pesada

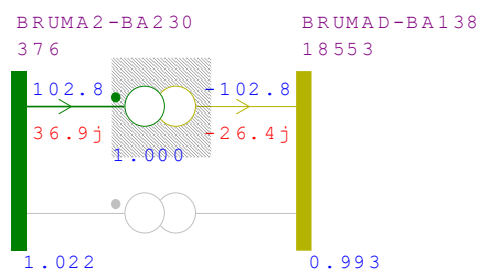


Figura 5-10 – Contingência do ATR 230/138 kV Brumado II – Carga Máxima – Ano 2027

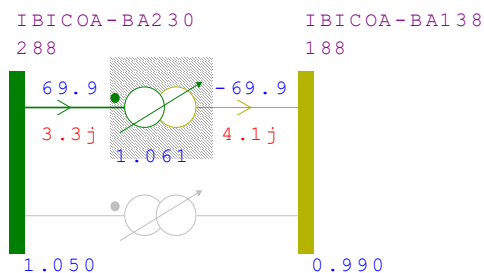


Figura 5-11 – Contingência do ATR 230/138 kV Ibicoara – Carga Máxima – Ano 2027

6. ATENDIMENTO AO EXTREMO SUL DA BAHIA

6.1. Descrição das Alternativas

De forma a solucionar os problemas de sobrecarga verificados na LT 230 kV Itapebi – Eunápolis e subtenção na rede 230 kV do extremo sul baiano, foram vislumbradas 5 alternativas, conforme descrito nos itens 6.1.1, 6.1.2, 0, 6.1.4 e 6.1.5.

6.1.1. Alternativa 1

A Alternativa 1 é composta pela LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C3, cabo 1x636 MCM (Grosbeak), com 47 km de extensão, conforme ilustra a Figura 6-1. Todas as obras são para o ano 2030.

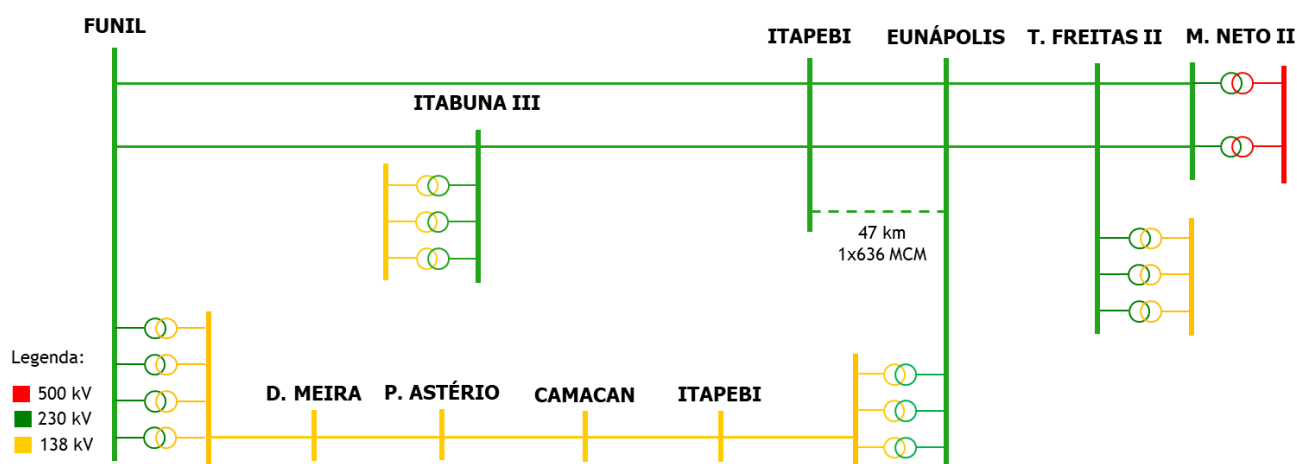


Figura 6-1 – Alternativa 1

6.1.2. Alternativa 2

A Alternativa 2 propõe a implantação de uma nova subestação Itapebi II com um ATR 230/138 kV de 100 MVA. A nova subestação se interliga com a SE 230 kV Itapebi através da LT 230 kV Itapebi – Itapebi II C1, cabo 1x954 MCM (Rail), com 5 km de extensão e com a SE 138 kV Itapebi Coelba através da LT 138 kV Itapebi II – Itapebi Coelba C1, cabo 1x954 MCM (Rail), com 1 km de extensão, conforme ilustra a Figura 6-2. Todas as obras são para o ano 2030. A necessidade de uma nova SE Itapebi II se deu pela inviabilidade de expansão da SE Itapebi existente, que está instalada em terreno com alto declive e muito próxima à barragem da UHE Itapebi e de vias de circulação, que impedem a expansão de um novo pátio 138 kV. Essa constatação foi fornecida pela Eletrobras em consulta específica realizada pela EPE (item 16.6.9).

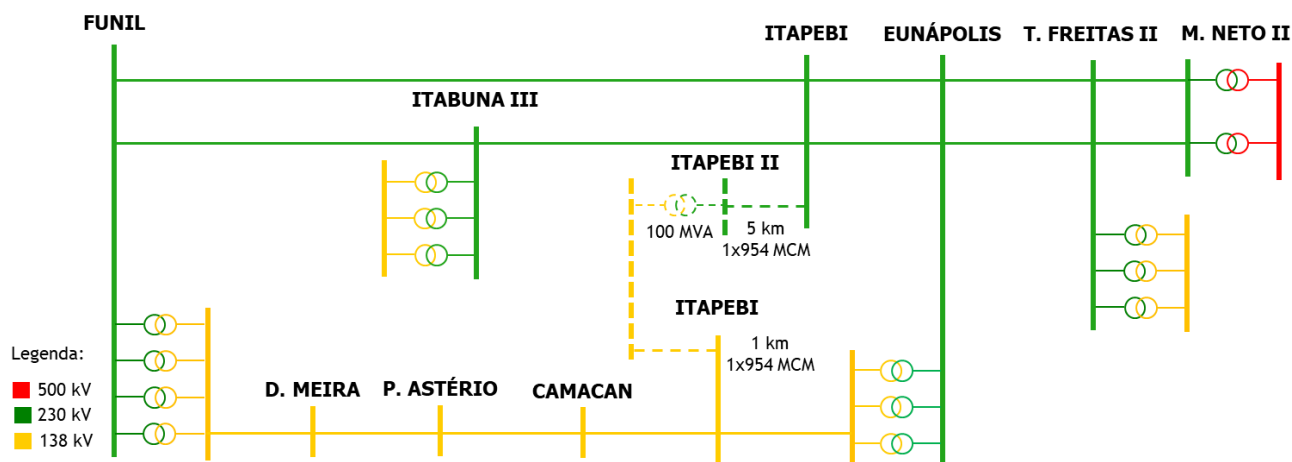


Figura 6-2 – Alternativa 2

6.1.3. Alternativa 3

A Alternativa 3 é composta pelo recondutoramento da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1 e C2, utilizando cabo termorresistente 1x788 MCM (Cordoba), com 47 km de extensão, conforme ilustra a Figura 6-3. A capacidade alcançada por cada circuito passa a ser de 625/705 MVA em regime normal e em emergência, respectivamente. Foram considerados ajustes nas entradas de linha dos dois terminais, devido ao aumento da capacidade da LT, conforme resposta da Eletrobras CHESF incluída no item 16.6.10. Todas as obras são para o ano 2030.

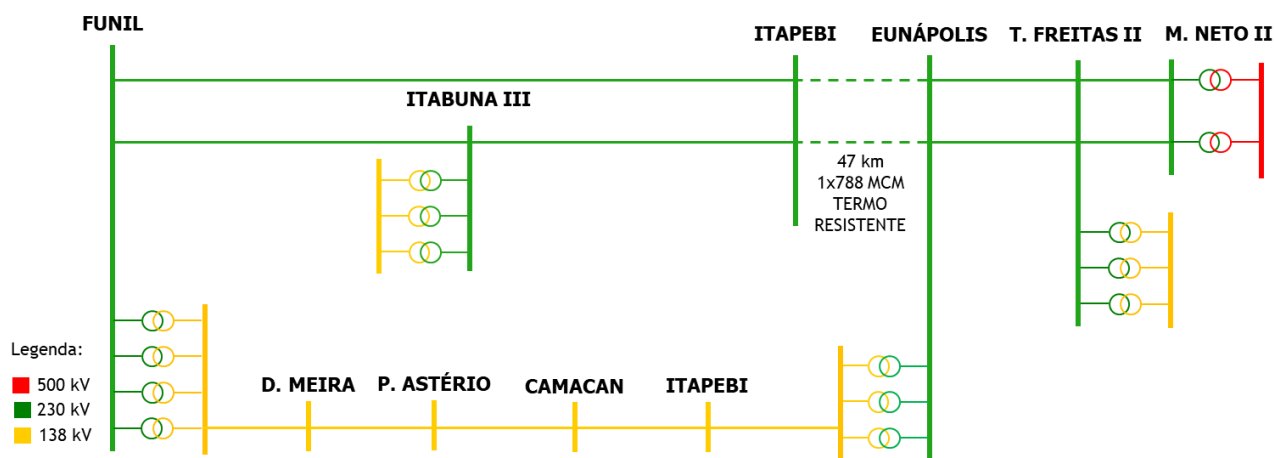


Figura 6-3 – Alternativa 3

6.1.4. Alternativa 4

A Alternativa 4 propõe a implantação de uma nova subestação Itapebi II com um ATR 500/230 kV de 300 MVA. A nova subestação se interliga com a SE 230 kV Itapebi através da LT 230 kV Itapebi – Itapebi II C1, cabo 1x954 MCM (Rail), com 1 km de extensão e com a SE 500 kV Medeiros Neto II através da LT 500 kV Medeiros Neto II – Itapebi II C1, cabo 4x954 MCM (Rail), com 180 km de extensão, conforme ilustra a Figura 6-4. Todas as obras são para o ano 2030. A necessidade de uma nova SE Itapebi II se deu pela inviabilidade de expansão da SE Itapebi existente, que está instalada em terreno com alto declive e muito próxima à barragem da UHE Itapebi e de vias de circulação,

que impedem a expansão de novo pátio 500 kV. Essa constatação foi fornecida pela Eletrobras em consulta específica realizada pela EPE (item 16.6.9).

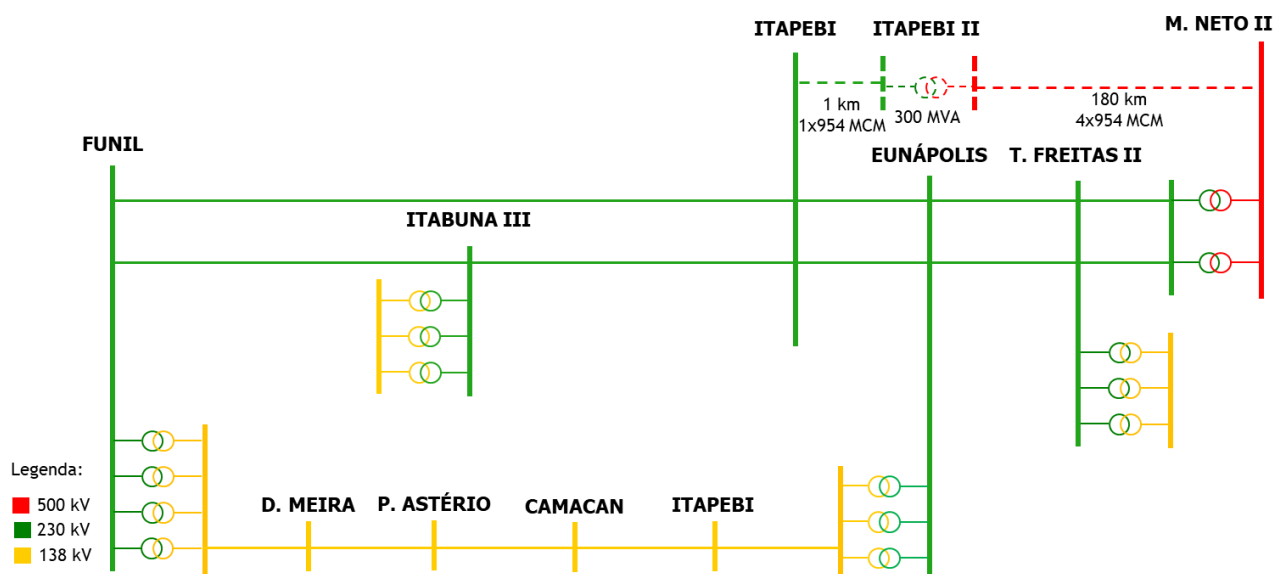


Figura 6-4 – Alternativa 4

6.1.5. Alternativa 5

A Alternativa 5 propõe a implantação de uma nova subestação Camacan II com um ATR 230/138 kV de 100 MVA. A nova subestação se interliga ao sistema através do seccionamento da LT 230 kV Itabuna III – Itapebi C1, com uma LT 230 kV CD de 0,5 km, cabo 1x636 MCM (Grosbeak) e com a SE 138 kV Camacan Coelba através da LT 138 kV Camacan II – Camacan Coelba C1, cabo 1x954 MCM (Rail), com 1 km de extensão, conforme ilustra a Figura 6-5. Todas as obras são para o ano 2030.

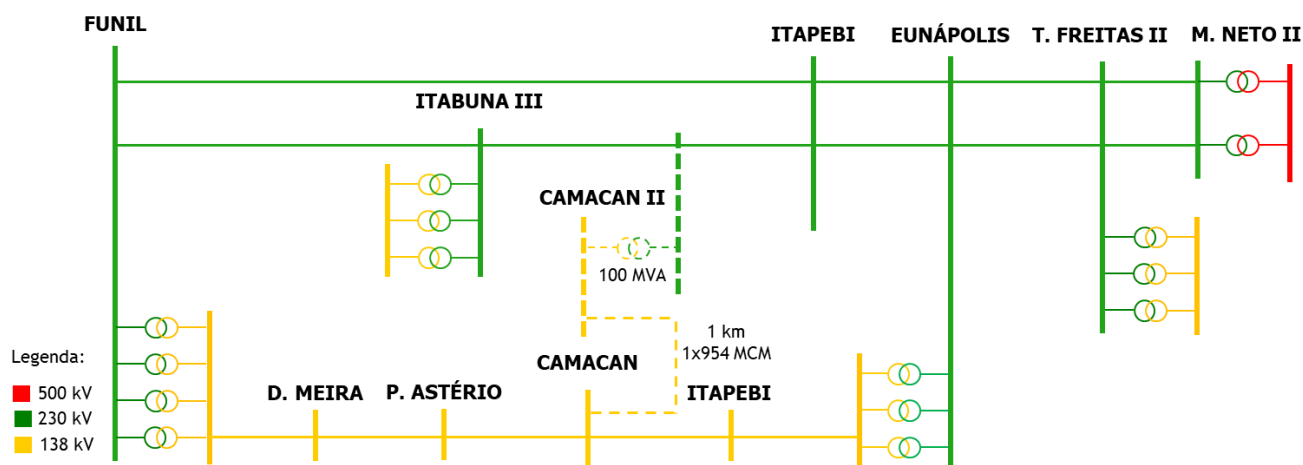


Figura 6-5 – Alternativa 5

6.2. Análise de Desempenho em Regime Permanente

Os resultados das simulações de fluxo de potência para as alternativas analisadas, em regime normal de operação e durante as principais contingências, para os anos 2030 e 2039, são apresentados neste item. Para essas simulações foi considerada a condição mais crítica de geração e de carga para a LT 230 kV Itapebi – Eunápolis (Cenário 1 – Carga Média). Neste caso, para o dimensionamento da rede, a condição crítica de despacho no extremo sul da Bahia é de geração máxima na UHE Itapebi e UTE Veracel e mínima na UTE Suzano conforme destacado na Tabela 6-1.

Tabela 6-1 – Perfil de geração nas principais usinas do extremo sul da Bahia

Usina	Potência Instalada [MW]	Potência Despachada [MW]
UHE Itapebi	450	450
UTE Veracel	126,6	126,6
UTE Suzano	214	0

6.2.1. Alternativa 1

Para solucionar os problemas de sobrecarga e subtensão na região do extremo sul baiano, apresentados no capítulo 5, a Alternativa 1 recomenda a implantação da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C3. Da Figura 6-6 à Figura 6-17 são apresentados os resultados das simulações de fluxo de potência, após a implantação do reforço, em regime normal de operação e para as principais contingências.

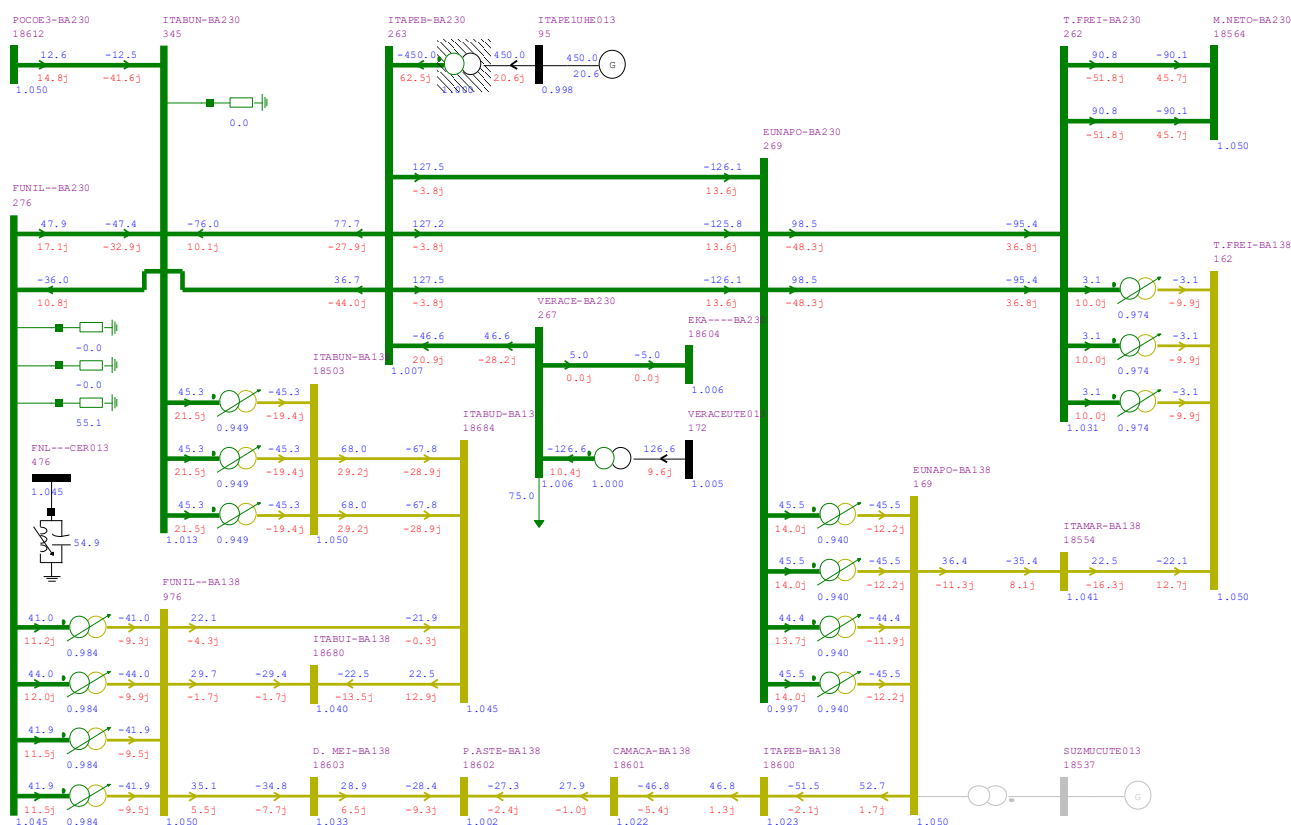


Figura 6-6 – Regime normal de operação, ano 2030

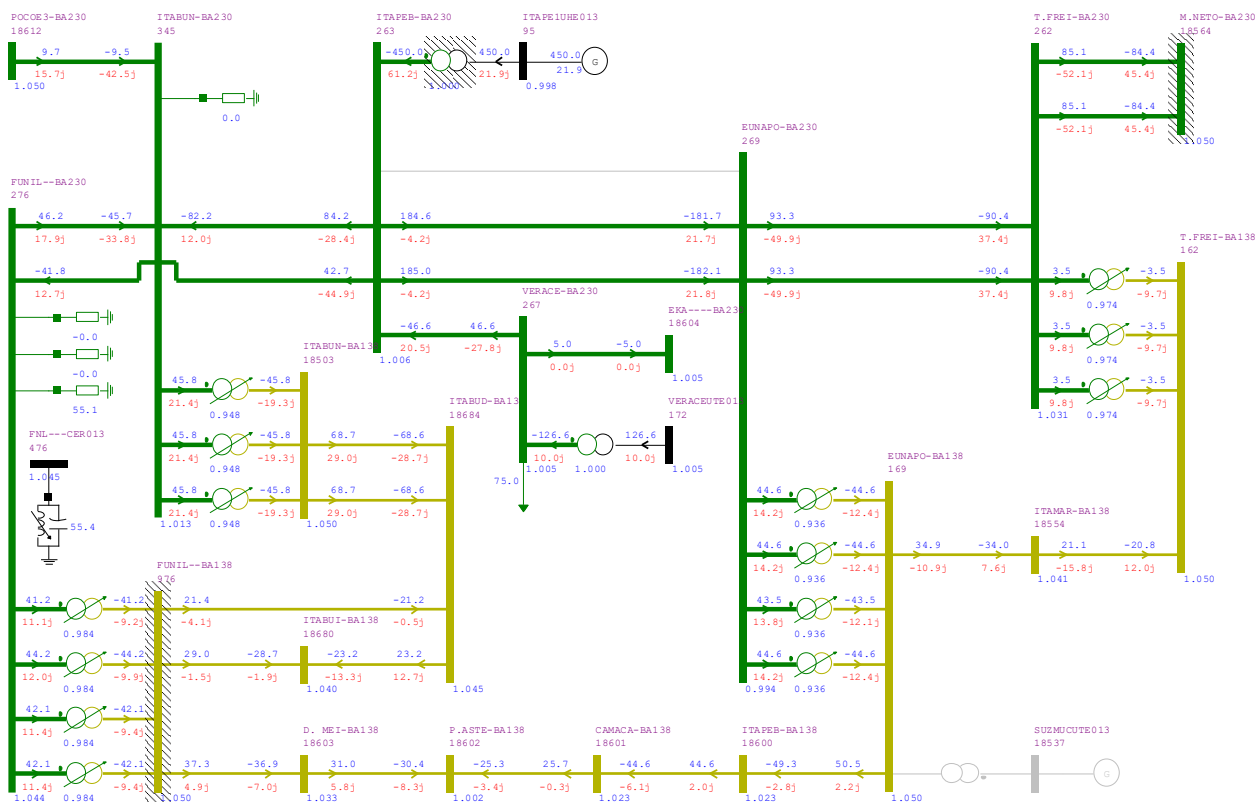


Figura 6-7 – Contingência da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C3, ano 2030

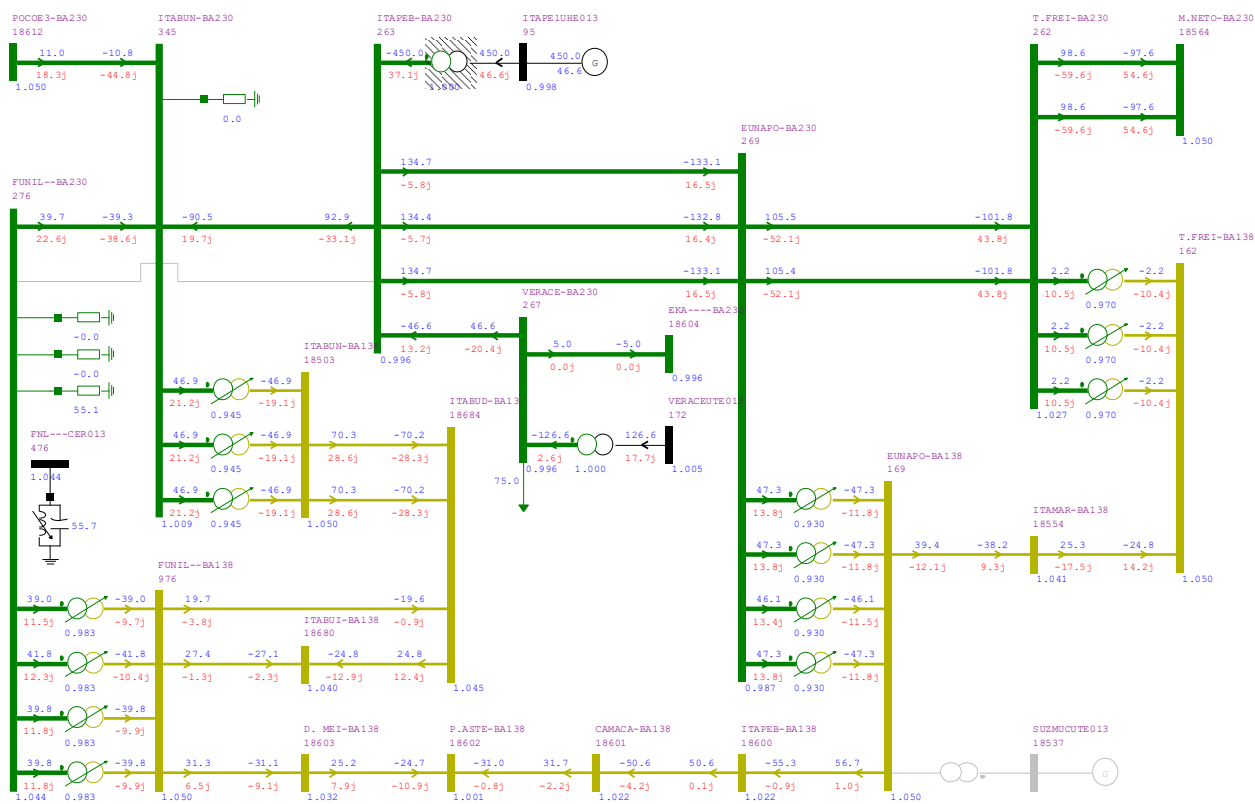


Figura 6-8 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itapebi C1, ano 2030

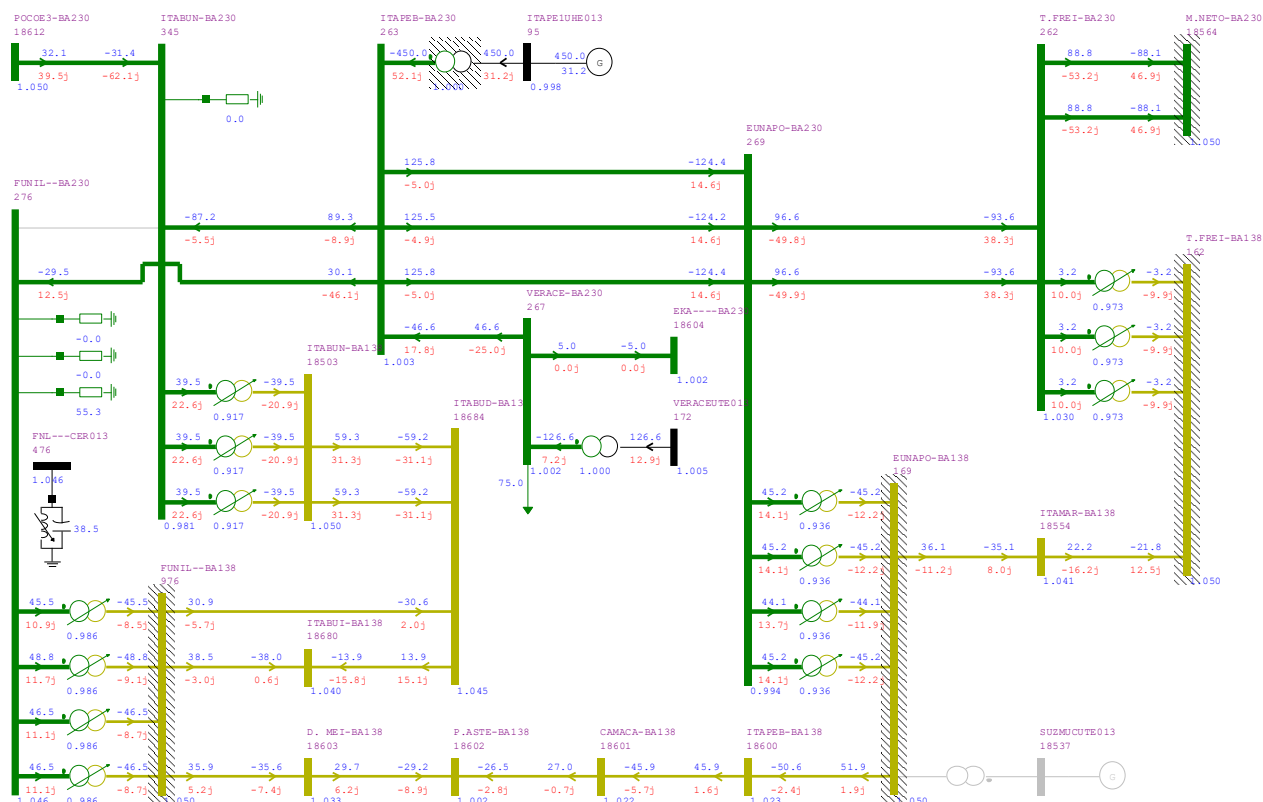


Figura 6-9 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itabuna III C1, ano 2030

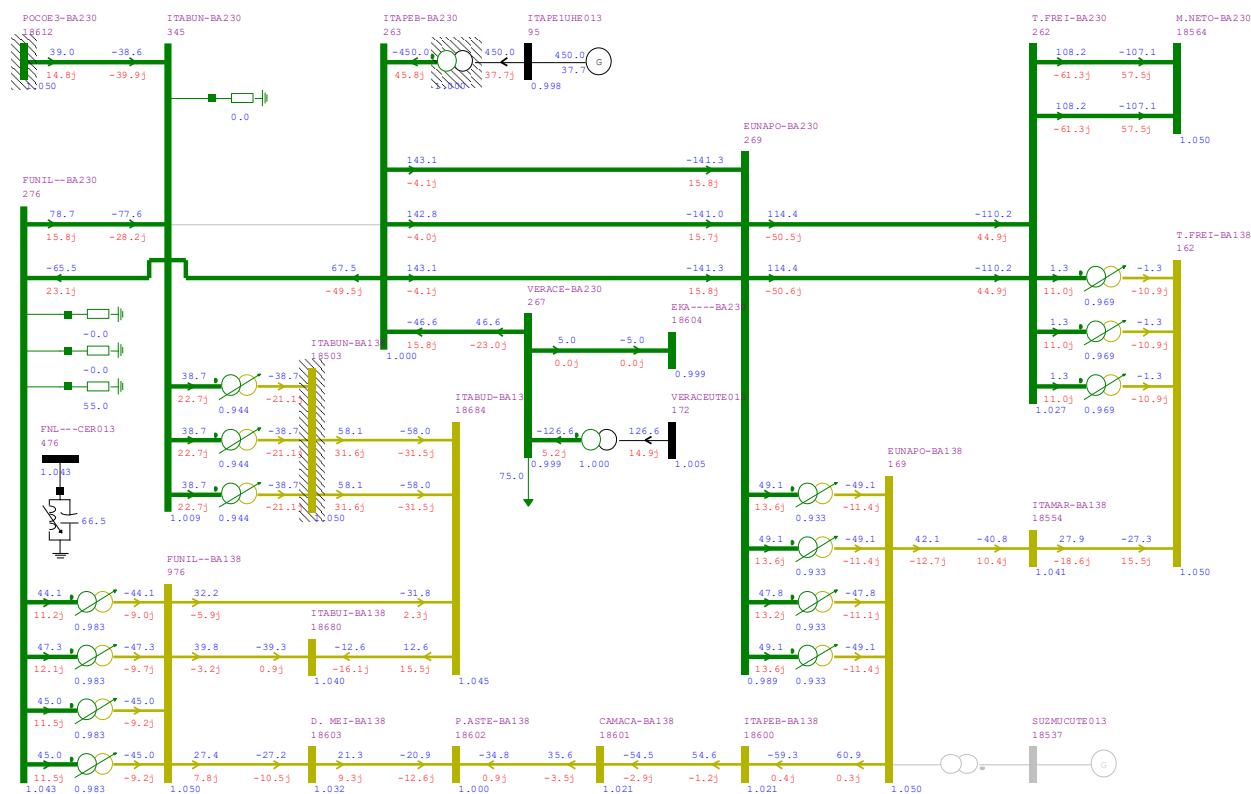


Figura 6-10 – Contingência da LT 230 kV Itabuna III – Itapebi C1, ano 2030

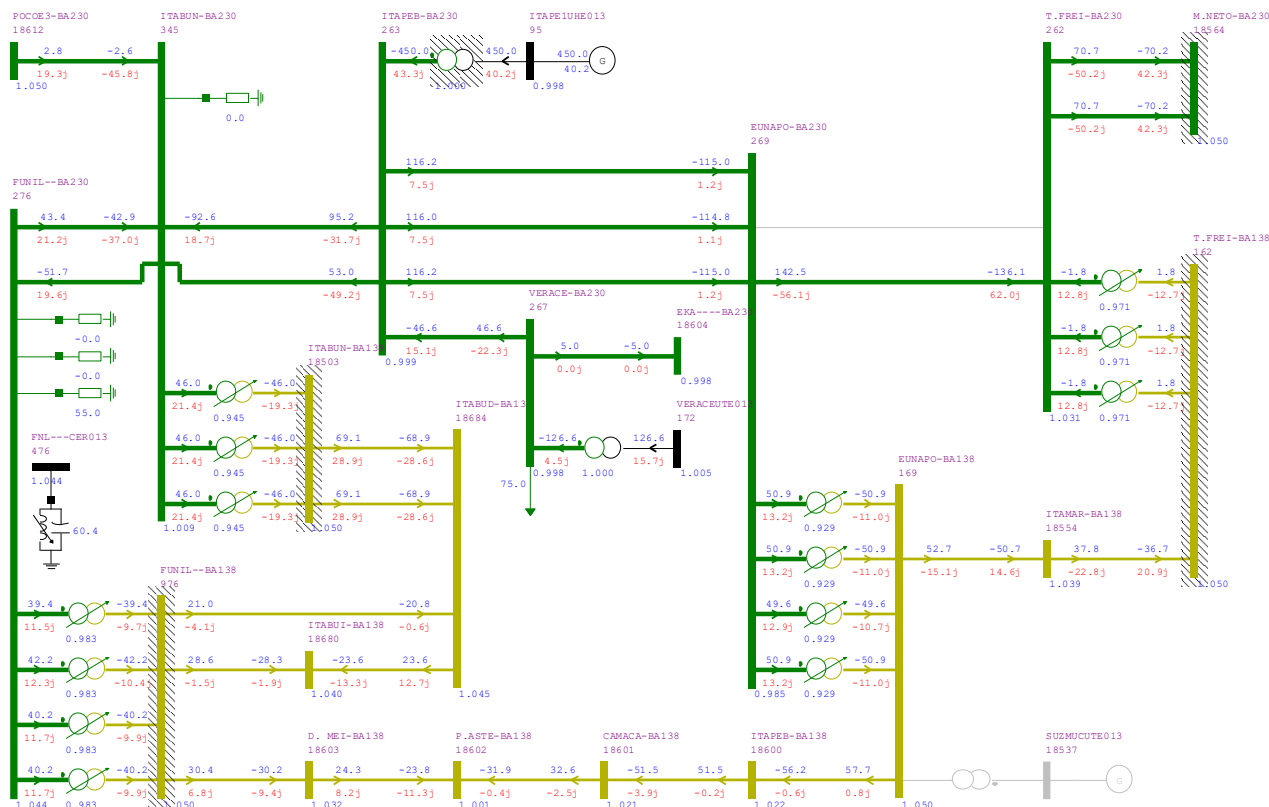


Figura 6-11 – Contingência da LT 230 kV Eunápolis – T. Freitas III C1, ano 2030

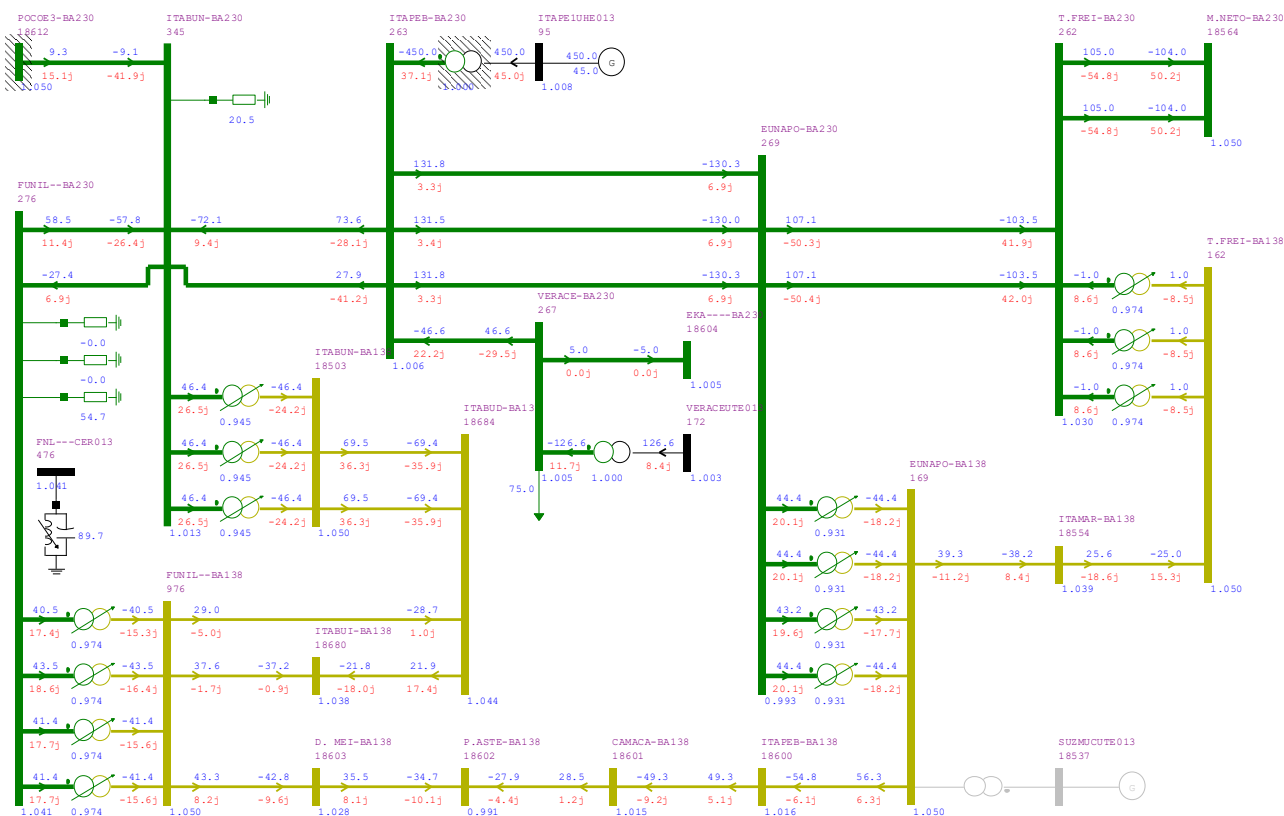


Figura 6-12 – Regime normal de operação, ano 2039

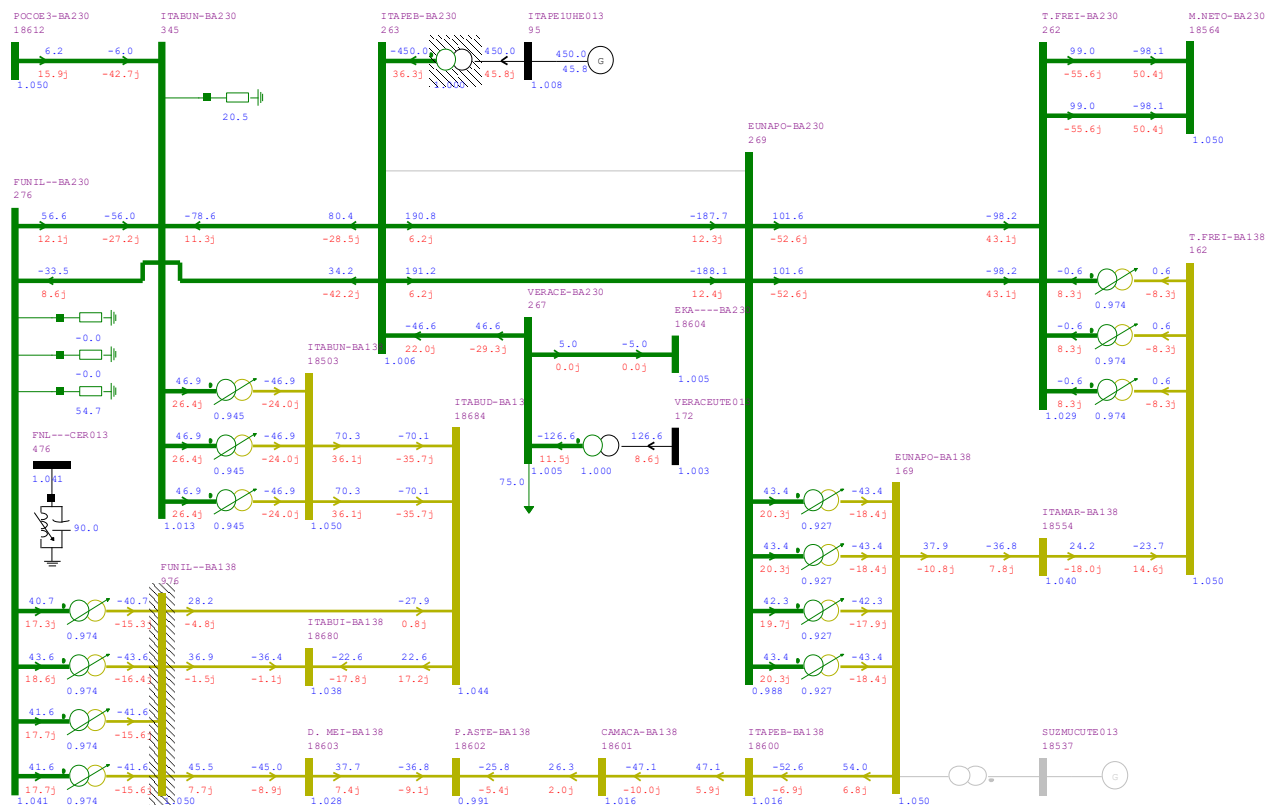


Figura 6-13 – Contingência da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C3, ano 2039

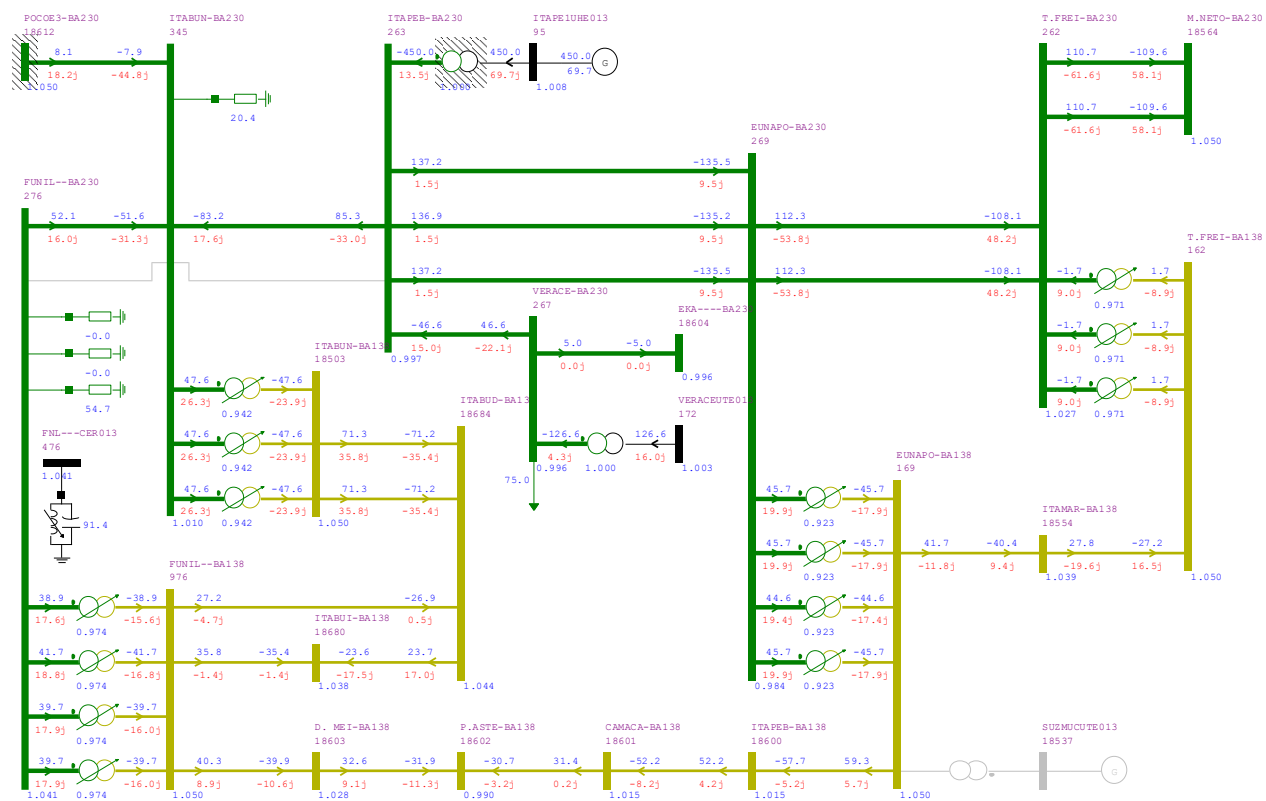


Figura 6-14 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itapebi C1, ano 2039

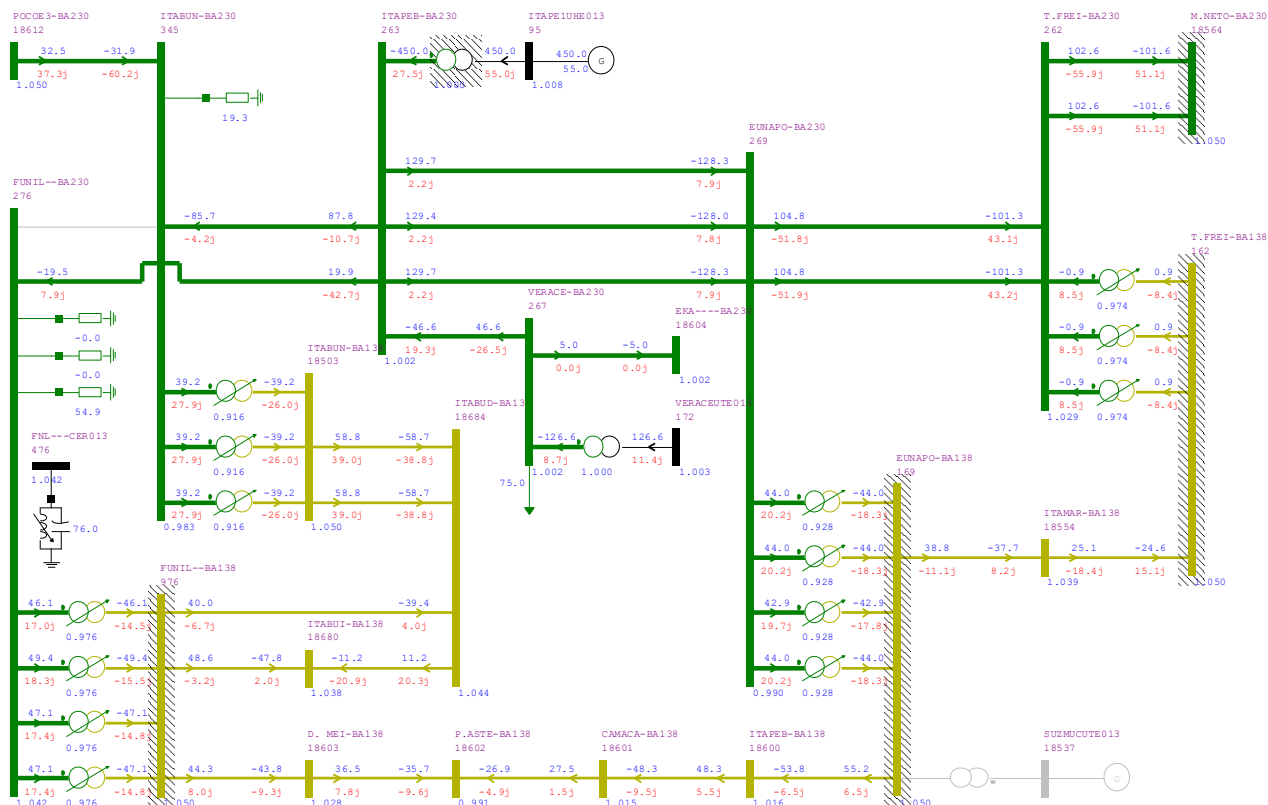


Figura 6-15 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itabuna III C1, ano 2039

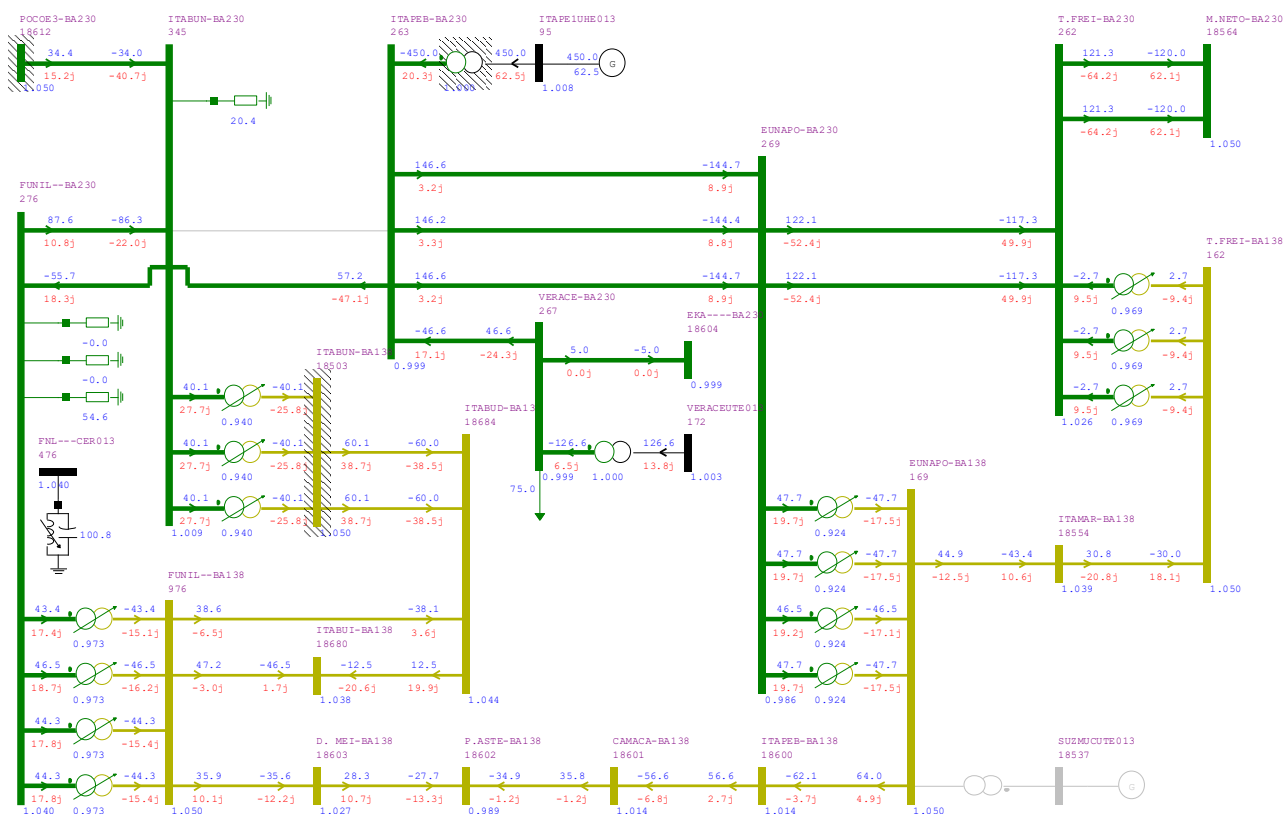


Figura 6-16 – Contingência da LT 230 kV Itabuna III – Itapebi C1, ano 2039

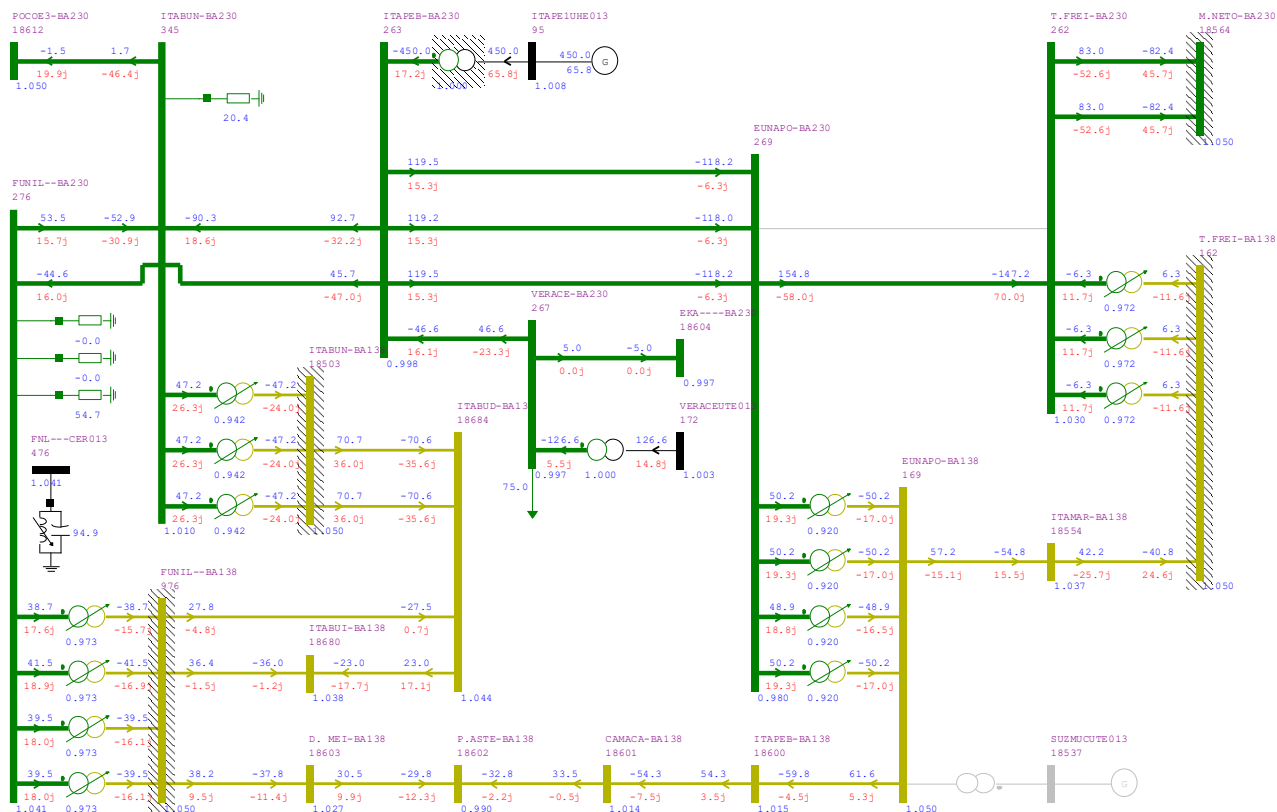


Figura 6-17 – Contingência da LT 230 kV Eunápolis – T. Freitas III C1, ano 2039

6.2.2. Alternativa 2

Para solucionar os problemas de sobrecarga e subtensão na região do extremo sul baiano, apresentados no capítulo 5, a Alternativa 2 recomenda a implantação da subestação Itapebi II com um ATR 230/138 kV de 100 MVA. Da Figura 6-18 à Figura 6-29 são apresentados os resultados das simulações de fluxo de potência, após a implantação do reforço, em regime normal de operação e para as principais contingências.

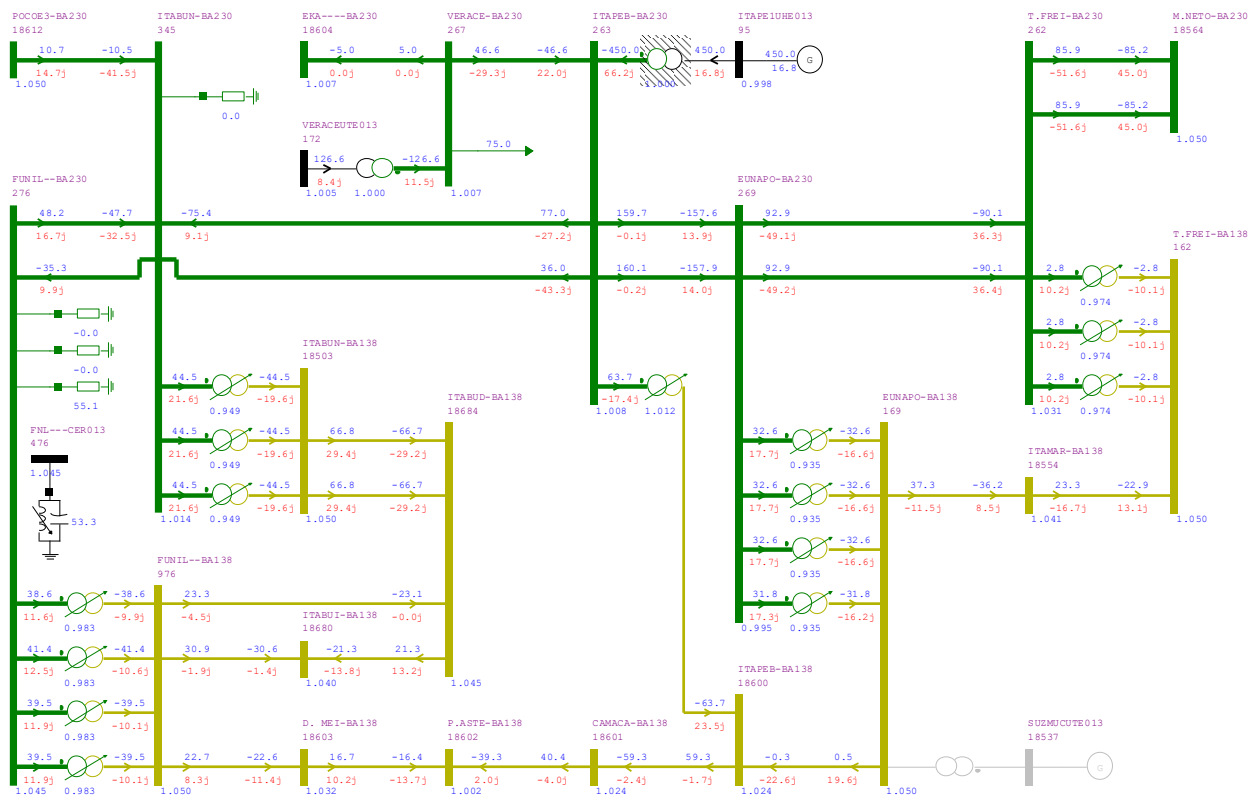


Figura 6-18 – Regime normal de operação, ano 2030

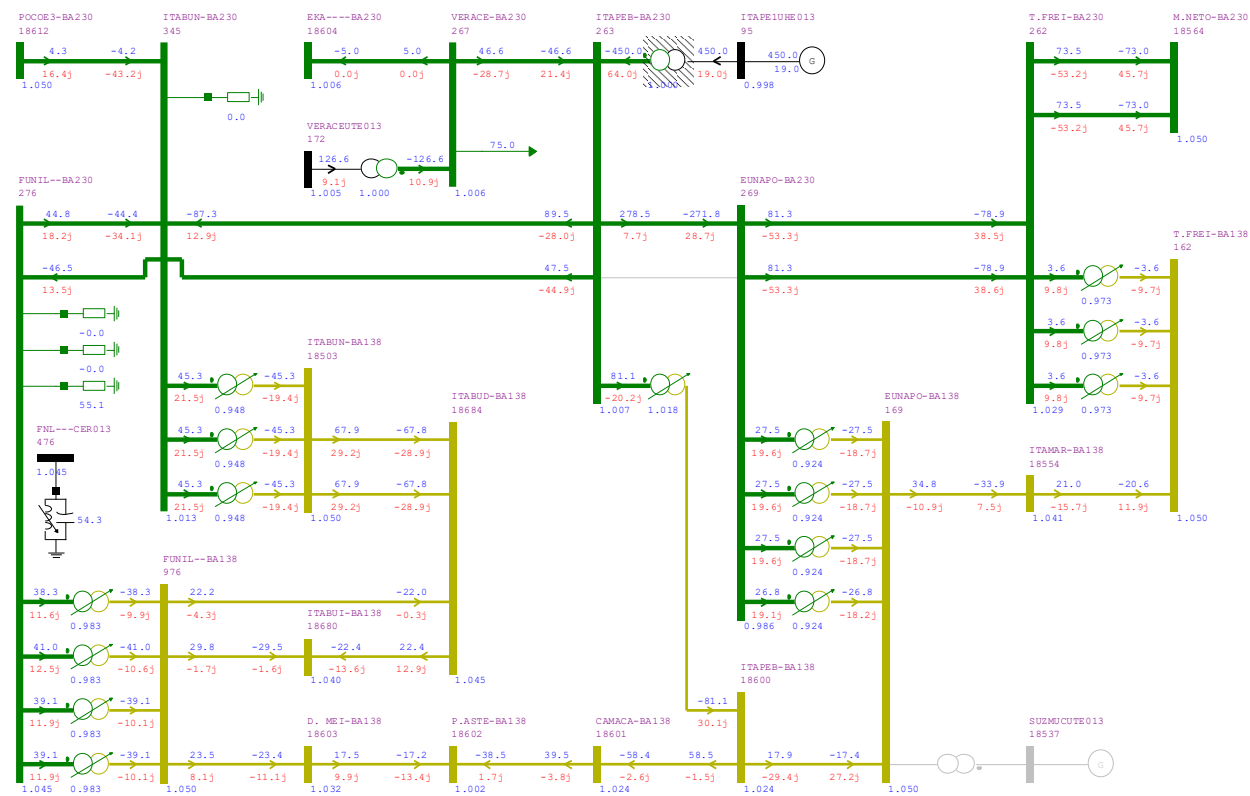


Figura 6-19 – Contingência da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1, ano 2030

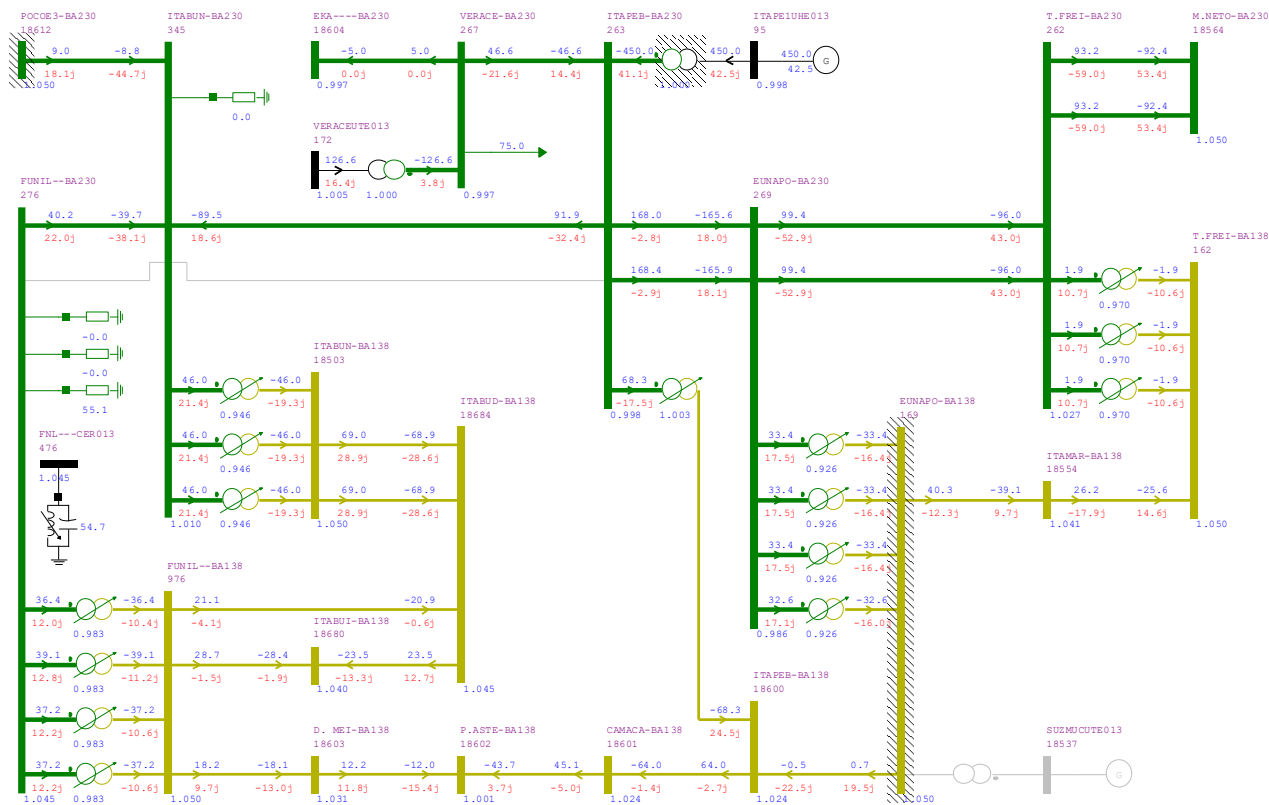


Figura 6-20 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itapebi C1, ano 2030

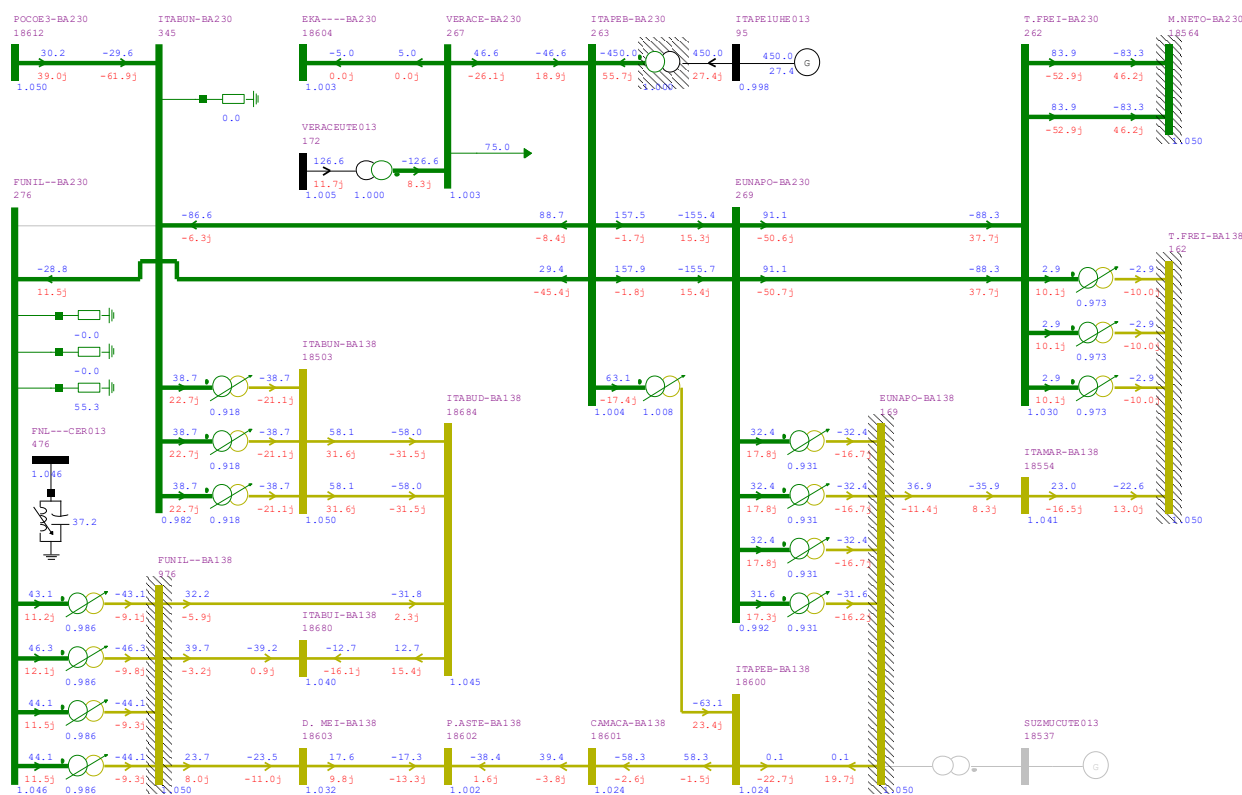


Figura 6-21 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itabuna III C1, ano 2030

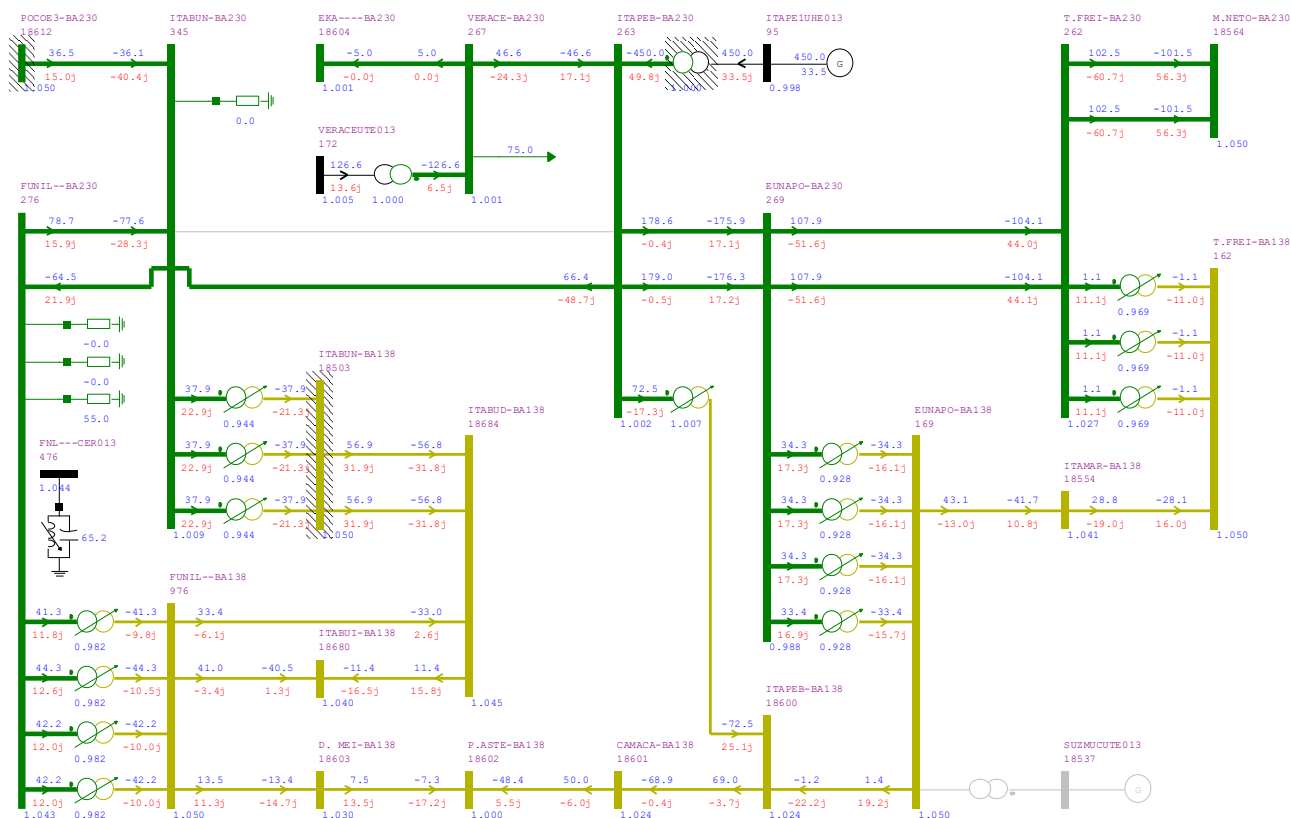


Figura 6-22 – Contingência da LT 230 kV Itabuna III – Itapebi C1, ano 2030

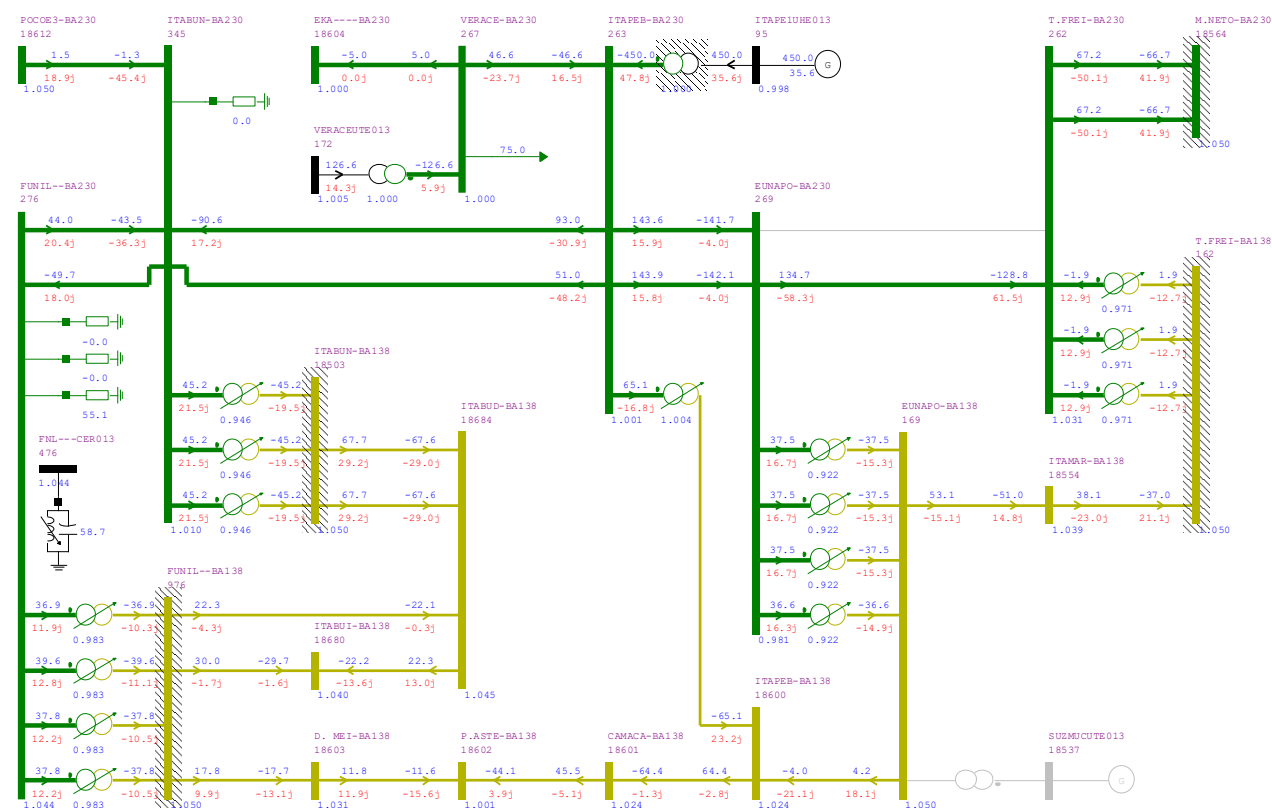


Figura 6-23 – Contingência da LT 230 kV Eunápolis – T. Freitas III C1, ano 2030

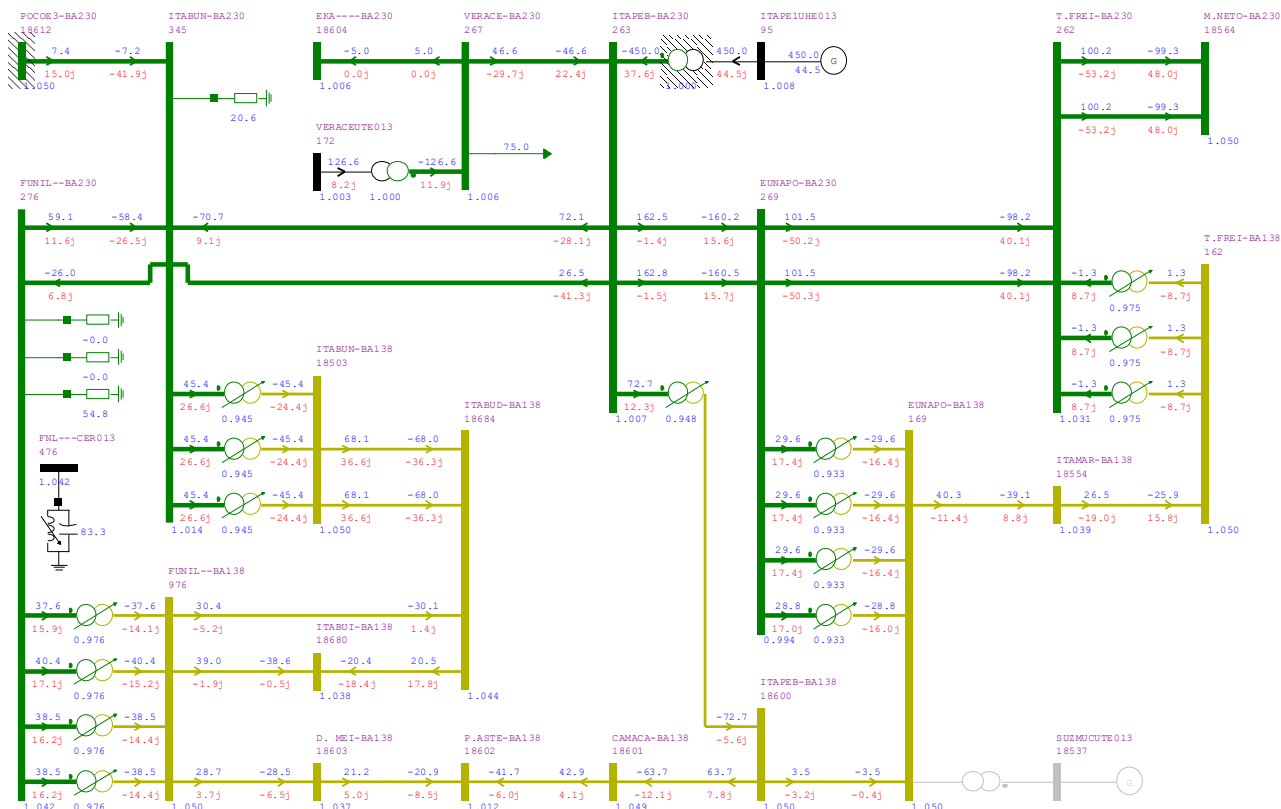


Figura 6-24 – Regime normal de operação, ano 2039

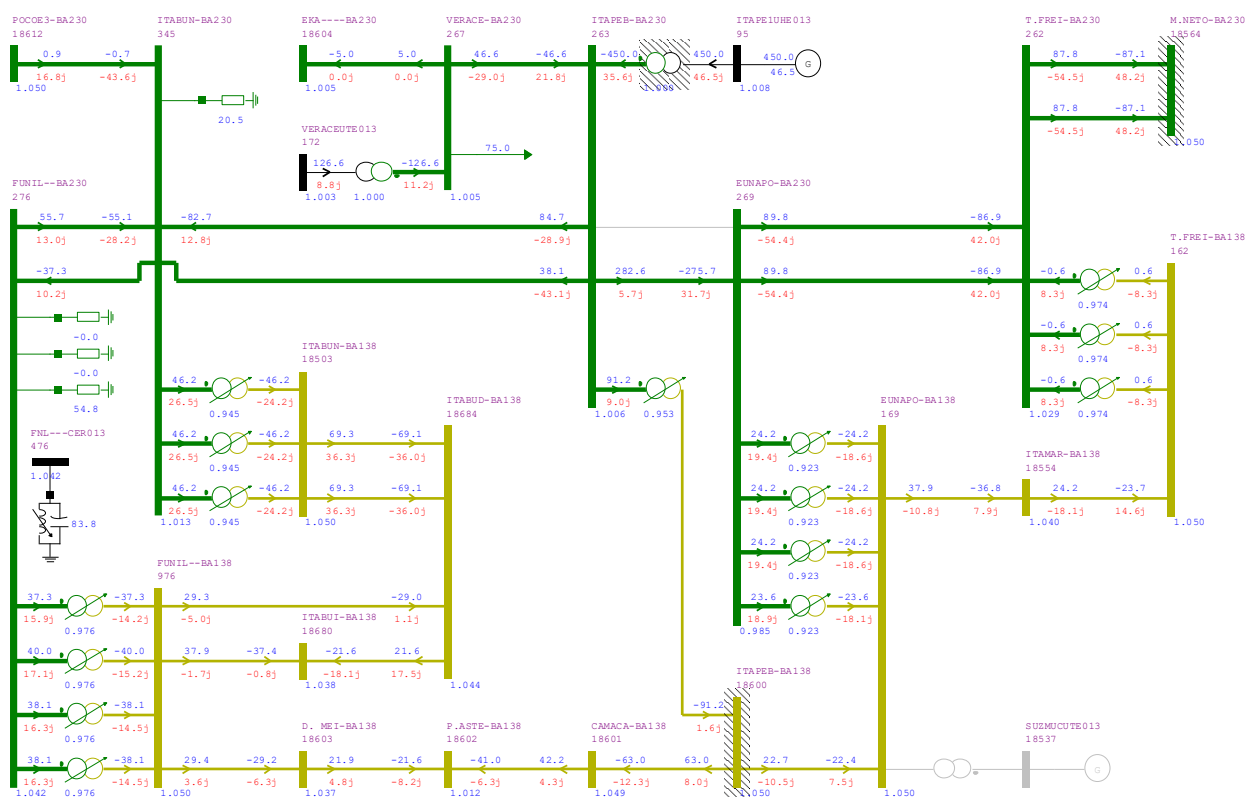


Figura 6-25 – Contingência da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1, ano 2039

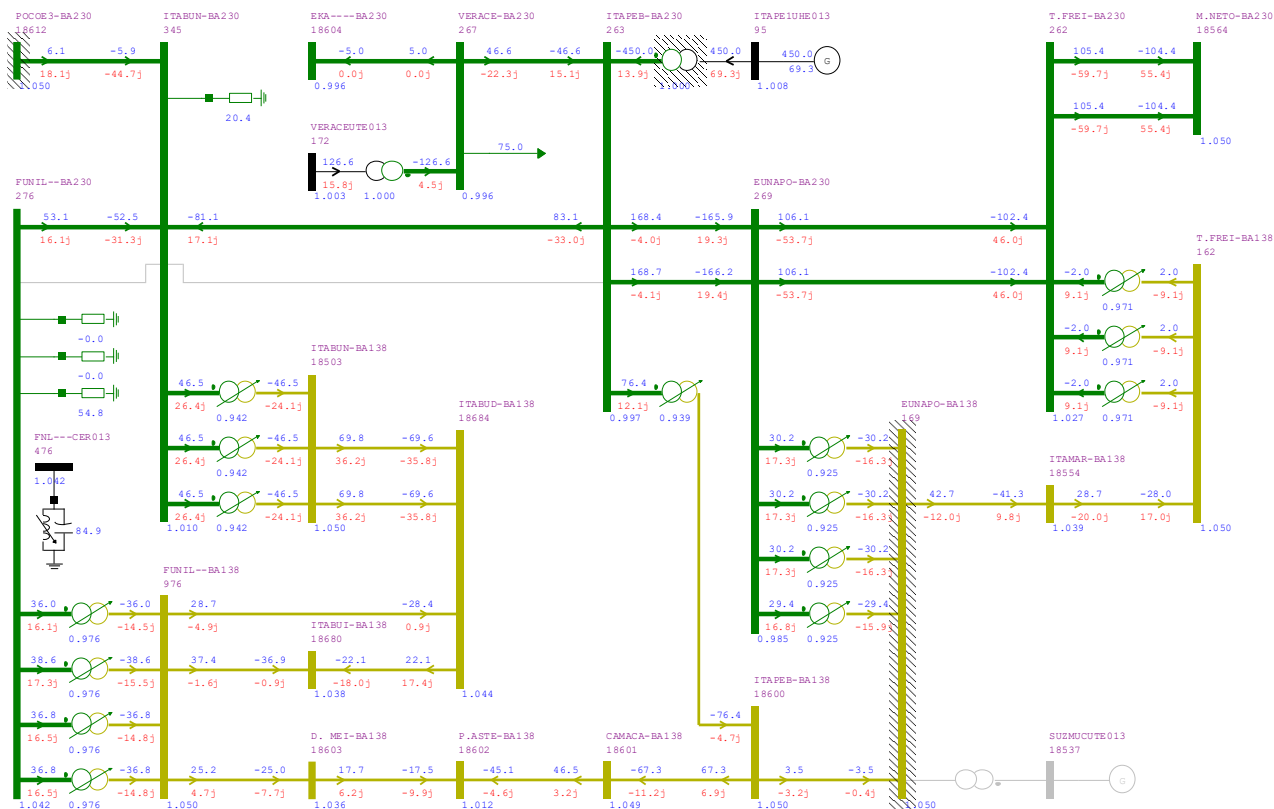


Figura 6-26 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itapebi C1, ano 2039

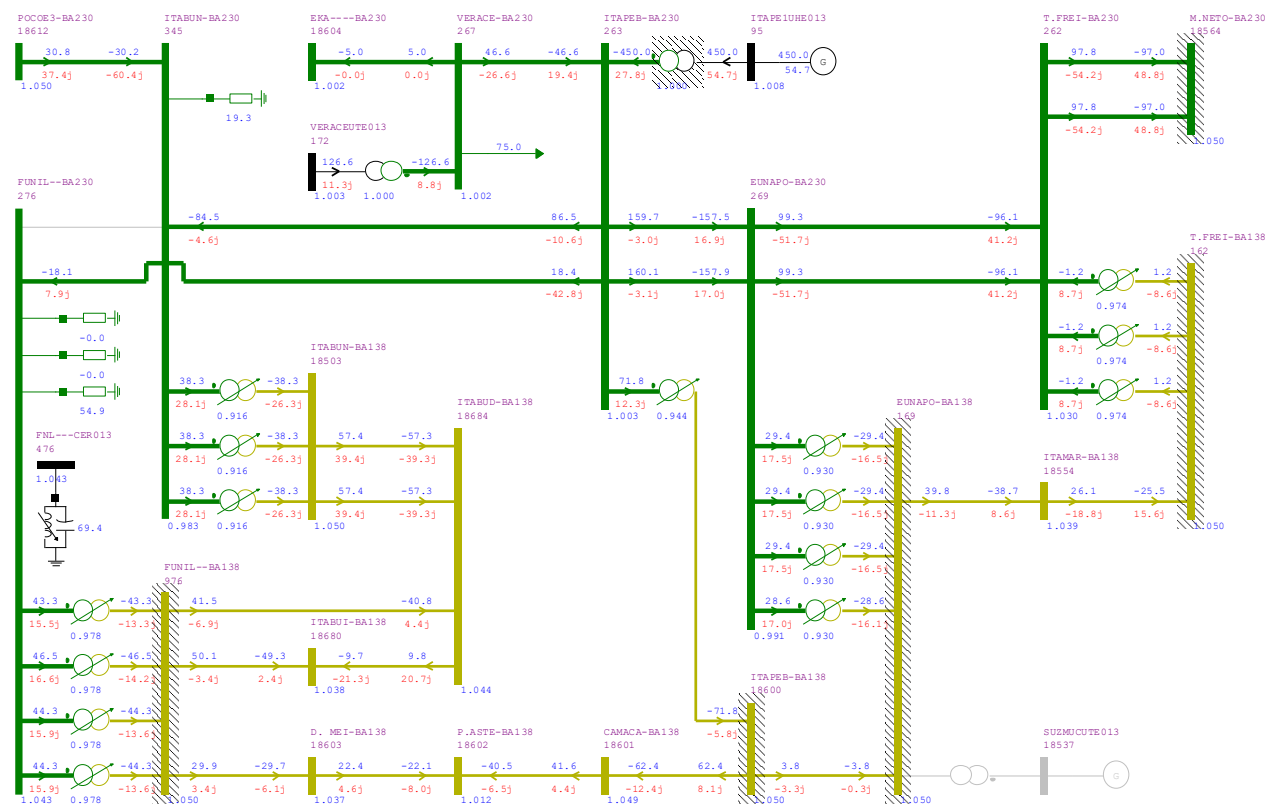


Figura 6-27 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itabuna III C1, ano 2039

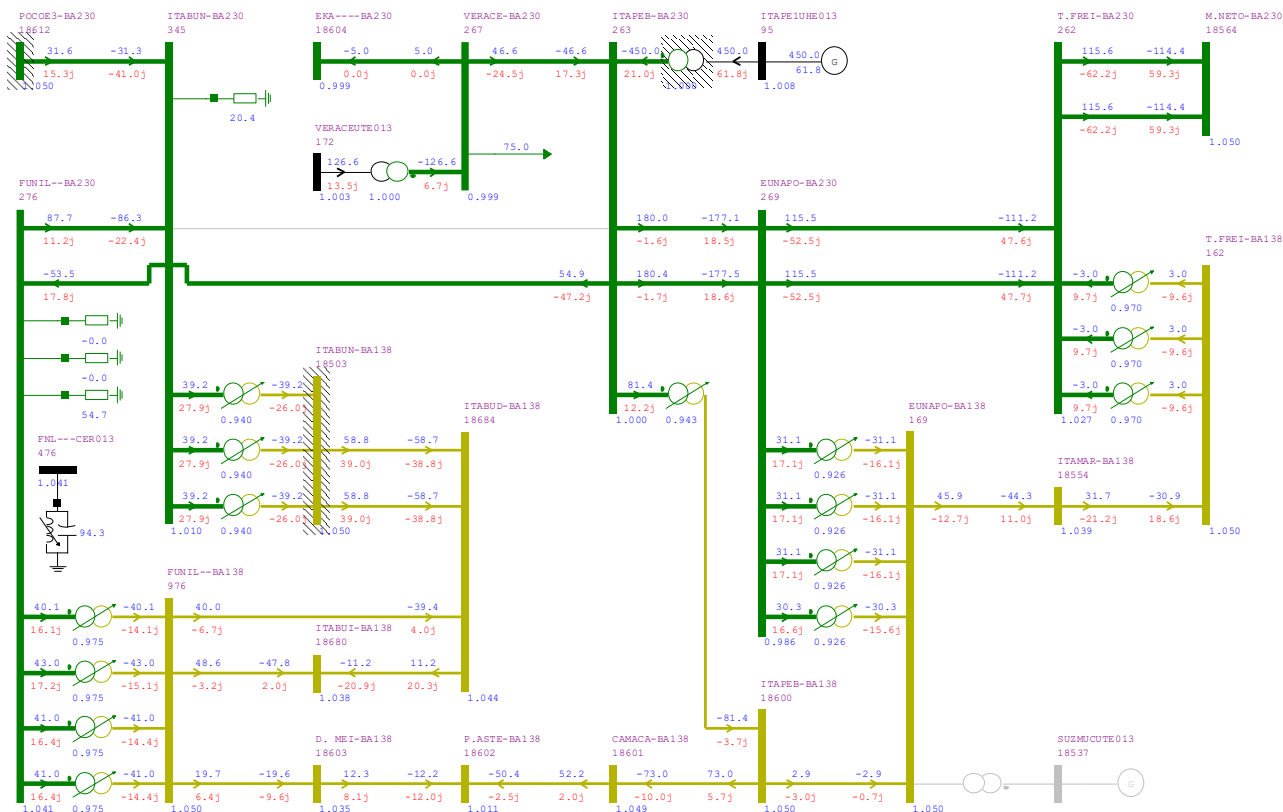


Figura 6-28 – Contingência da LT 230 kV Itabuna III – Itapebi C1, ano 2039

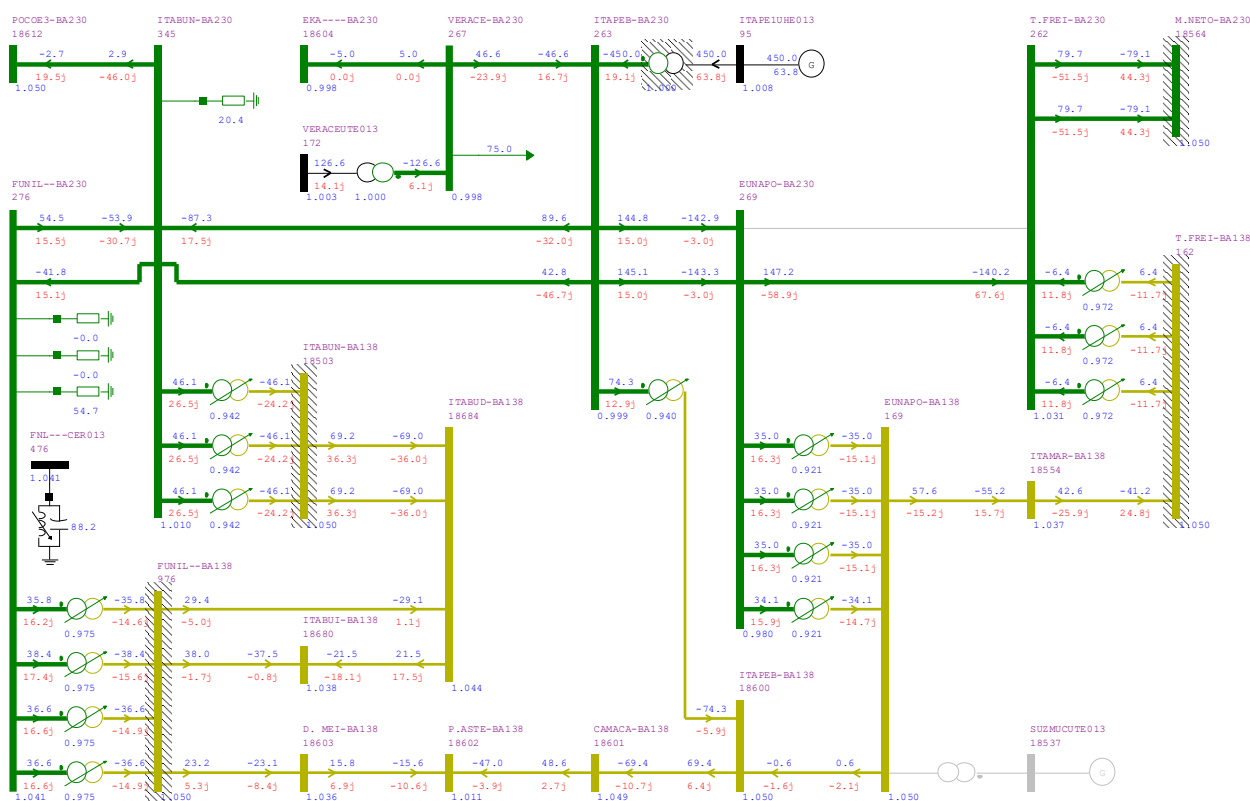


Figura 6-29 – Contingência da LT 230 kV Eunápolis – T. Freitas III C1, ano 2039

6.2.3. Alternativa 3

Para solucionar os problemas de sobrecarga e subtensão na região do extremo sul baiano, apresentados no capítulo 5, a Alternativa 3 recomenda o recondutoramento da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1/C2, com capacidade de 625/705 MVA. Da Figura 6-30 à Figura 6-41 são apresentados os resultados das simulações de fluxo de potência, após a implantação do reforço, em regime normal de operação e para as principais contingências.

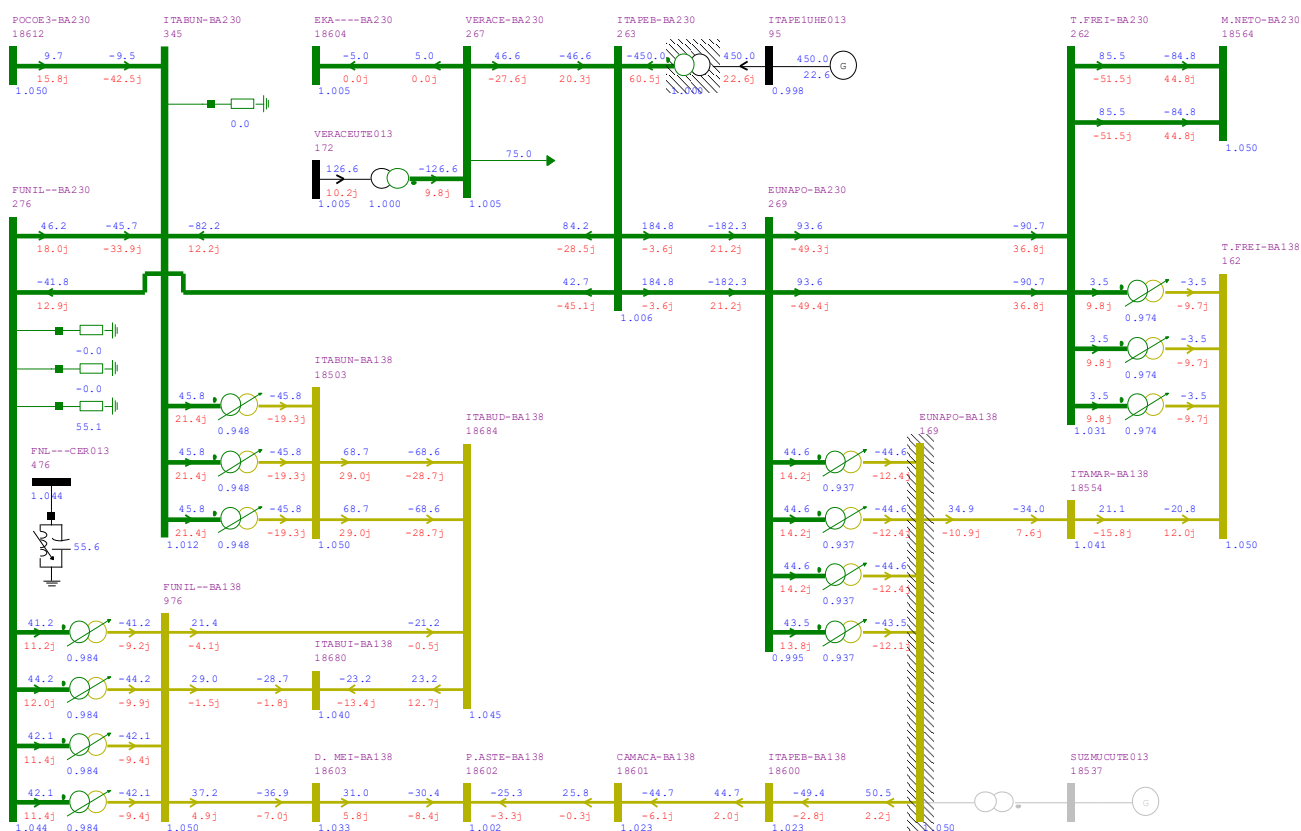


Figura 6-30 – Regime normal de operação, ano 2030

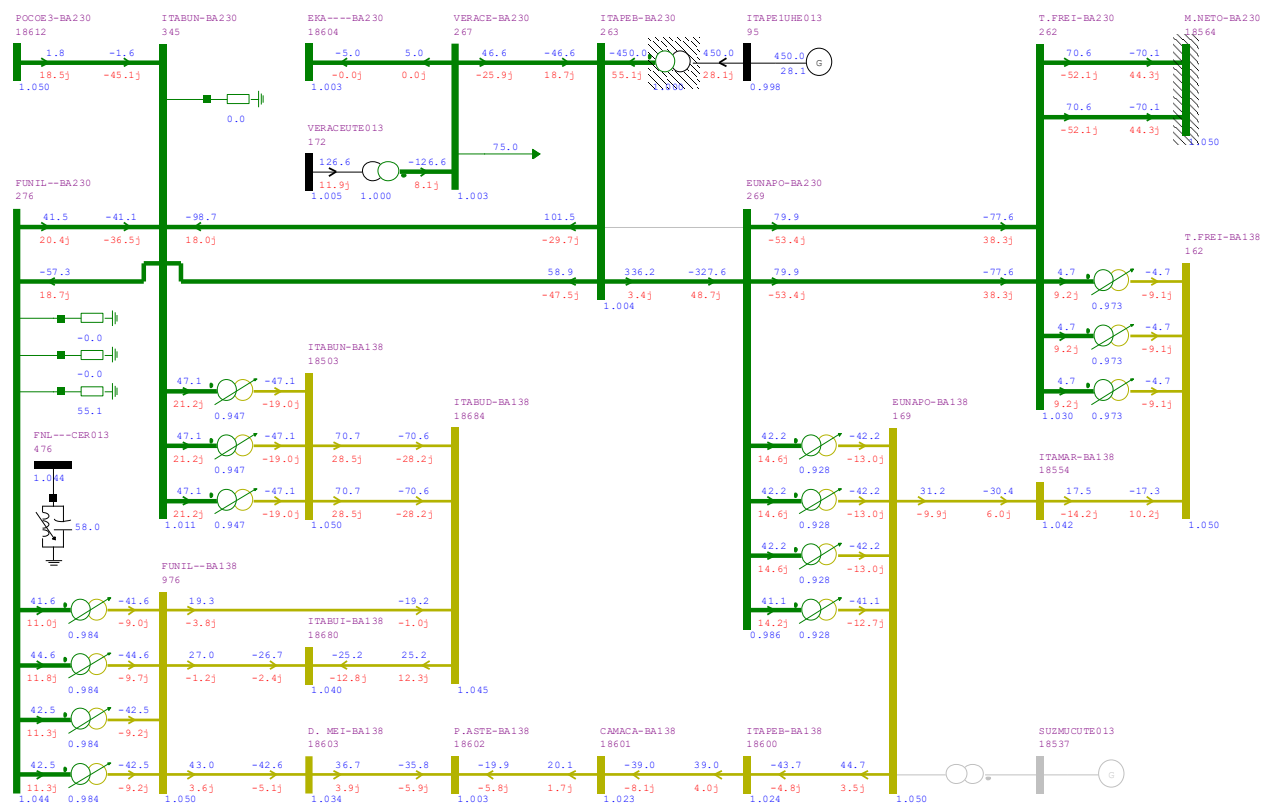


Figura 6-31 – Contingência da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1, ano 2030

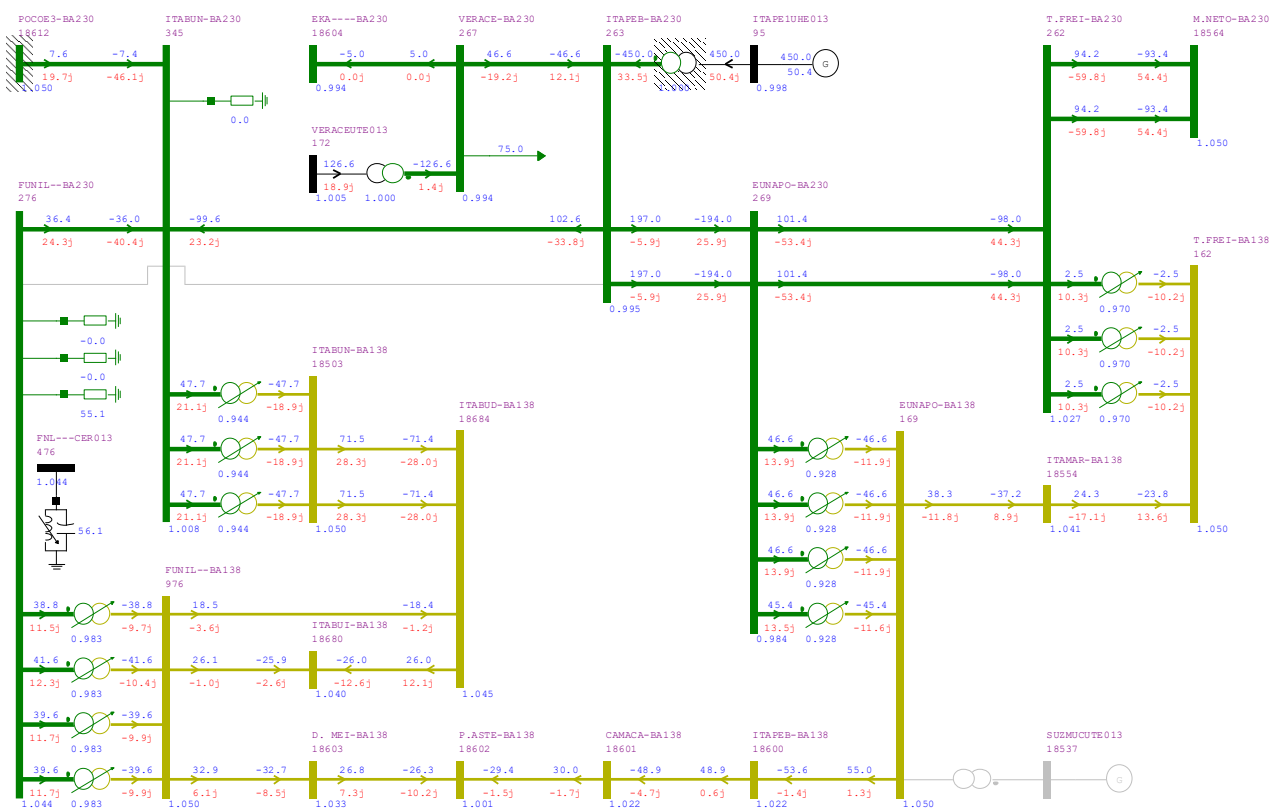


Figura 6-32 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itapebi C1, ano 2030

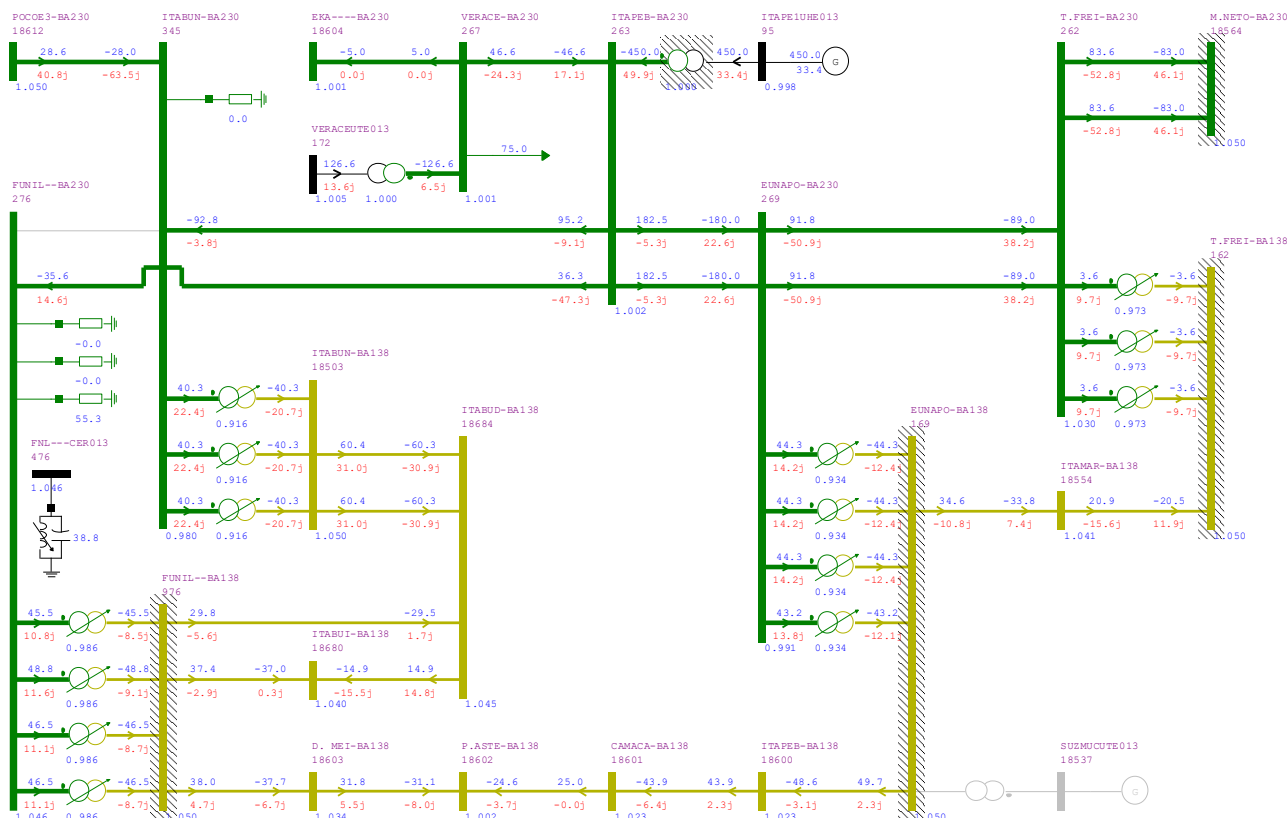


Figura 6-33 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itabuna III C1, ano 2030

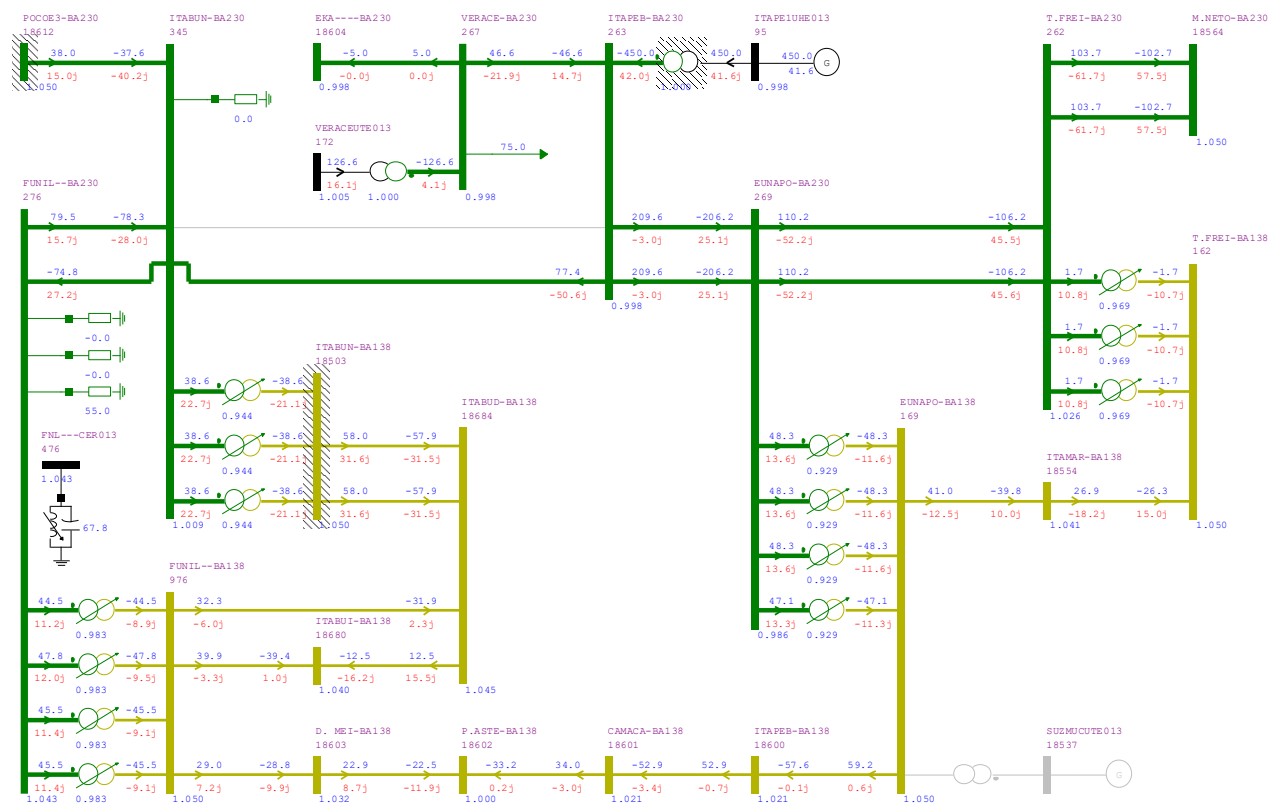


Figura 6-34 – Contingência da LT 230 kV Itabuna III – Itapebi C1, ano 2030

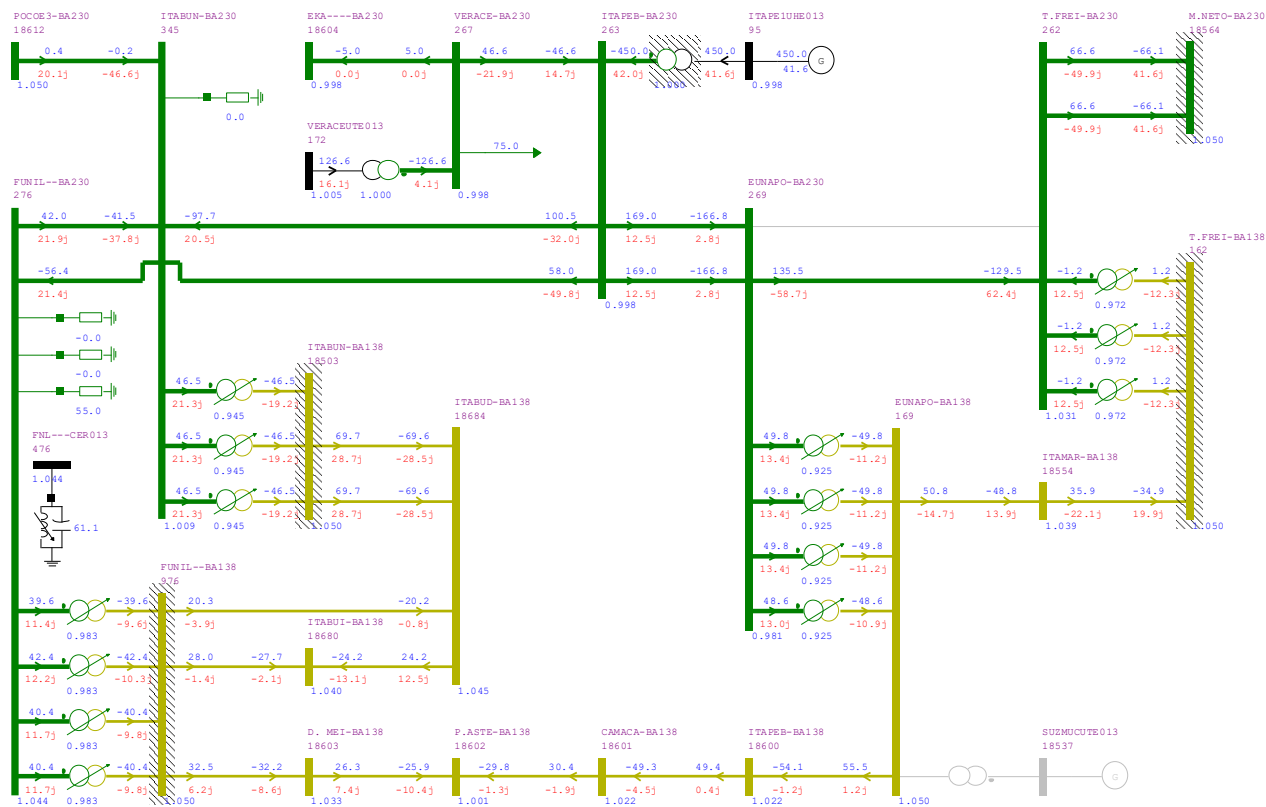


Figura 6-35 – Contingência da LT 230 kV Eunápolis – T. Freitas III C1, ano 2030

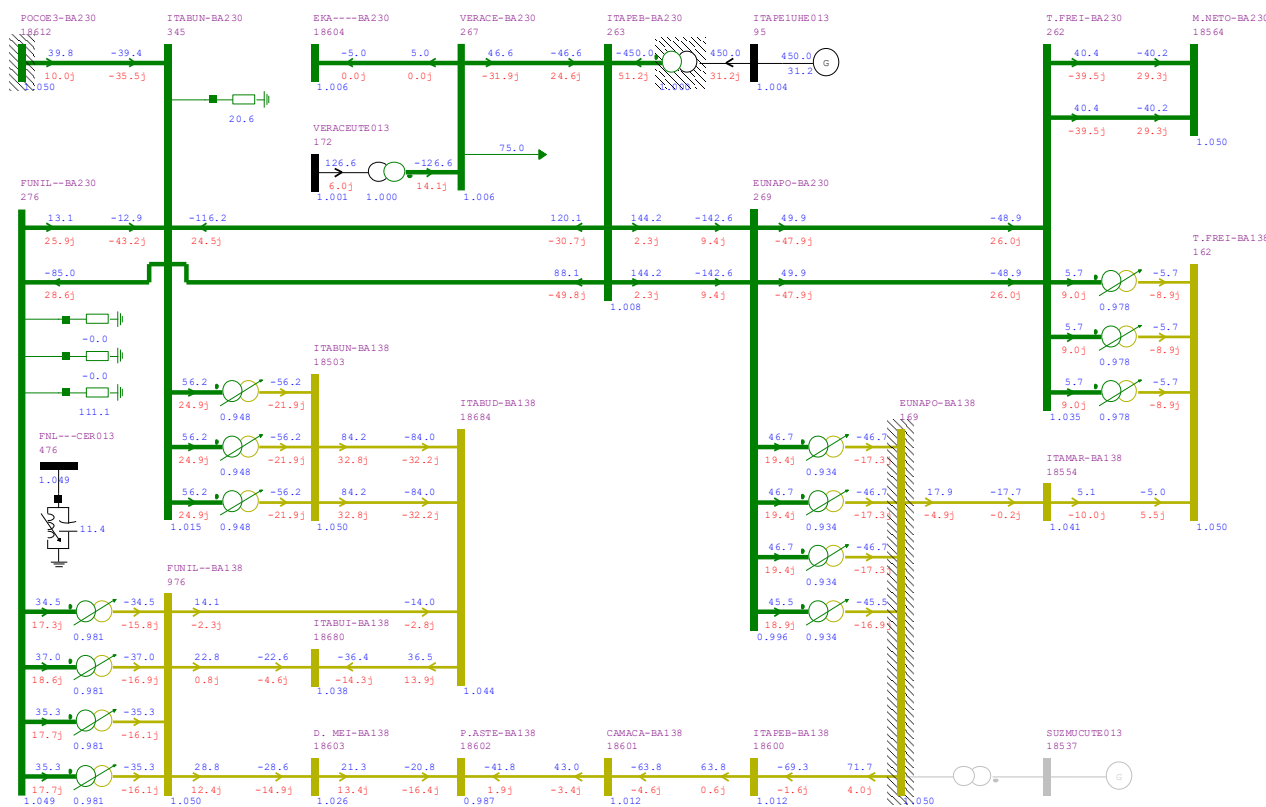


Figura 6-36 – Regime normal de operação, ano 2039

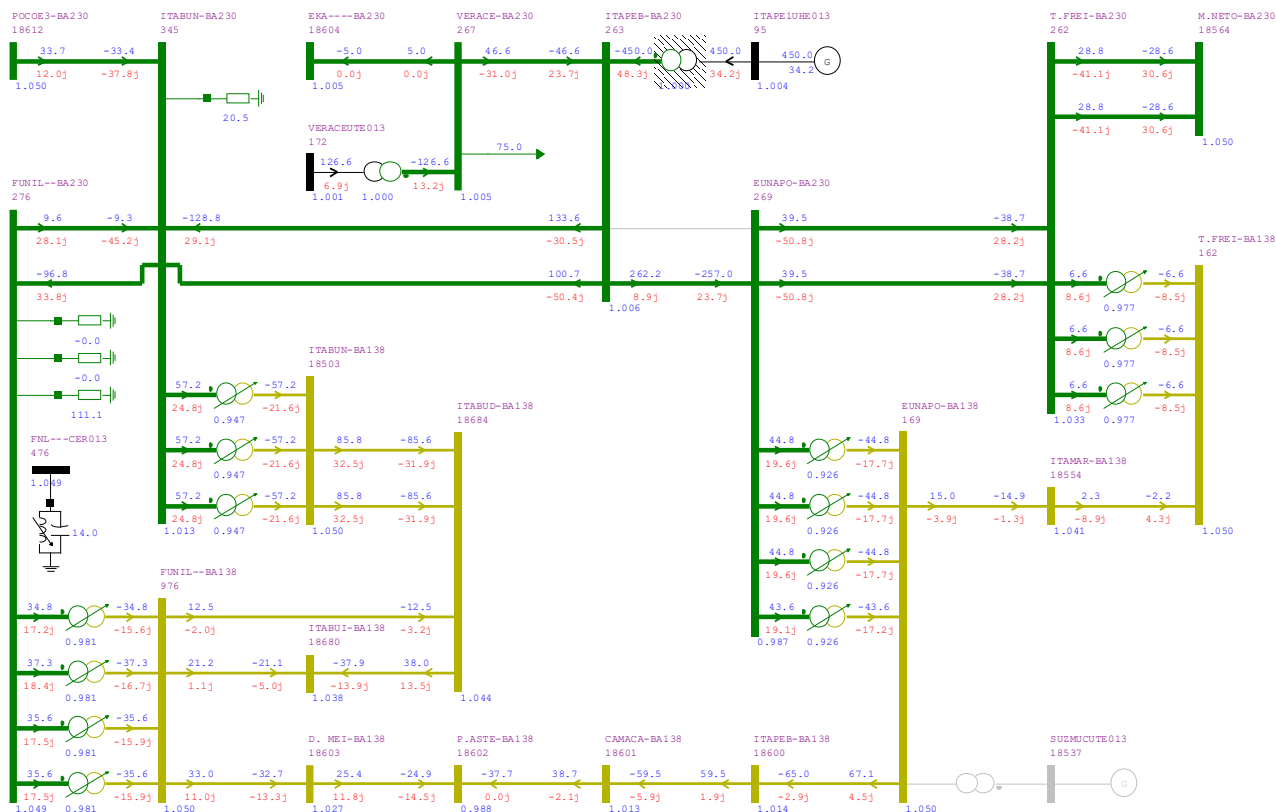


Figura 6-37 – Contingência da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1, ano 2039

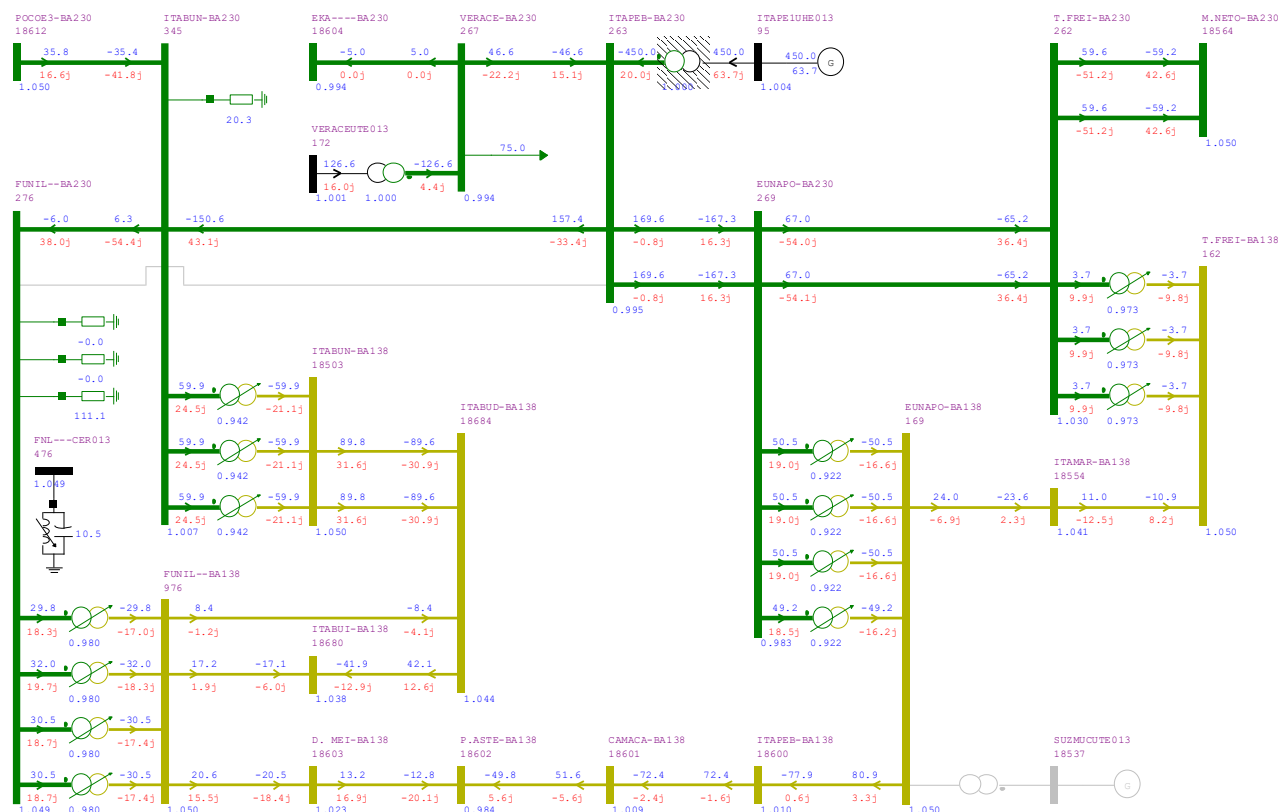


Figura 6-38 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itapebi C1, ano 2039

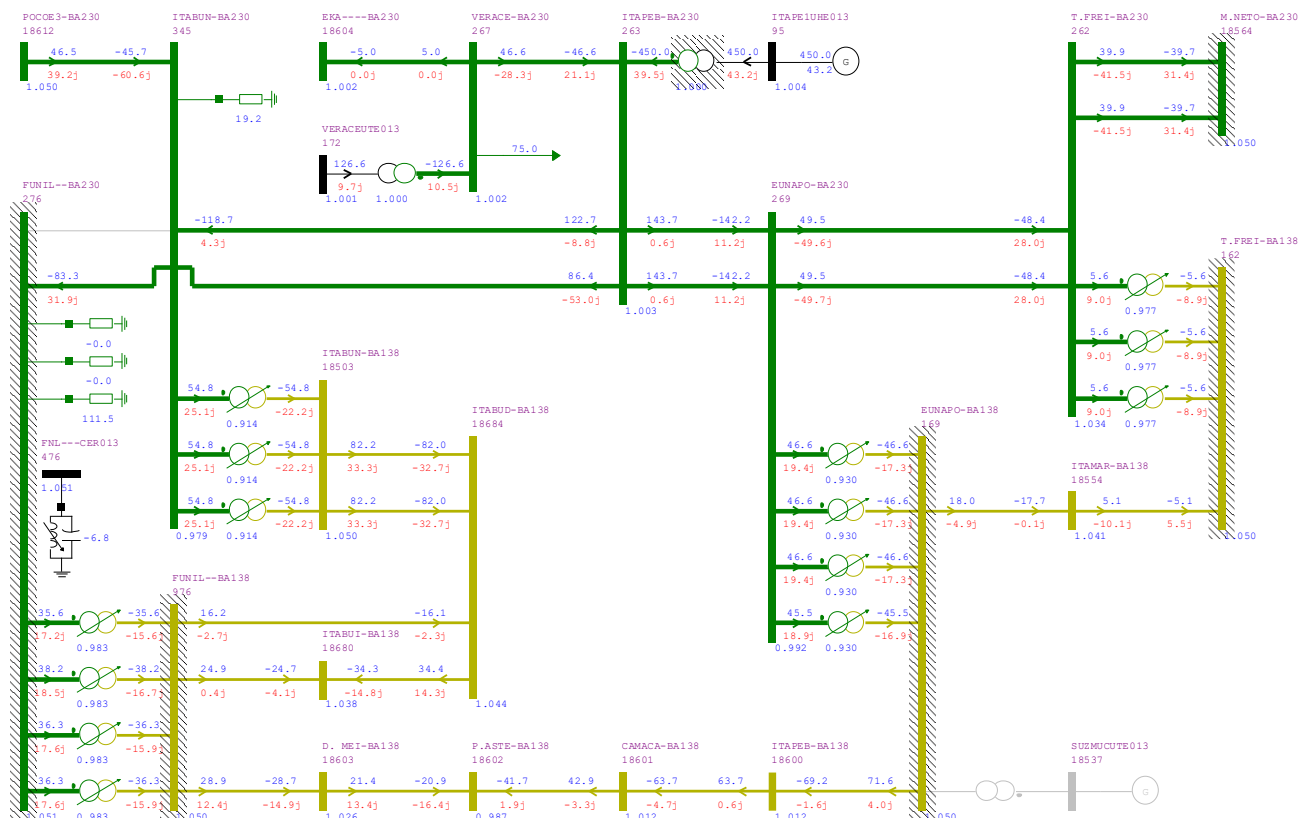


Figura 6-39 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itabuna III C1, ano 2039

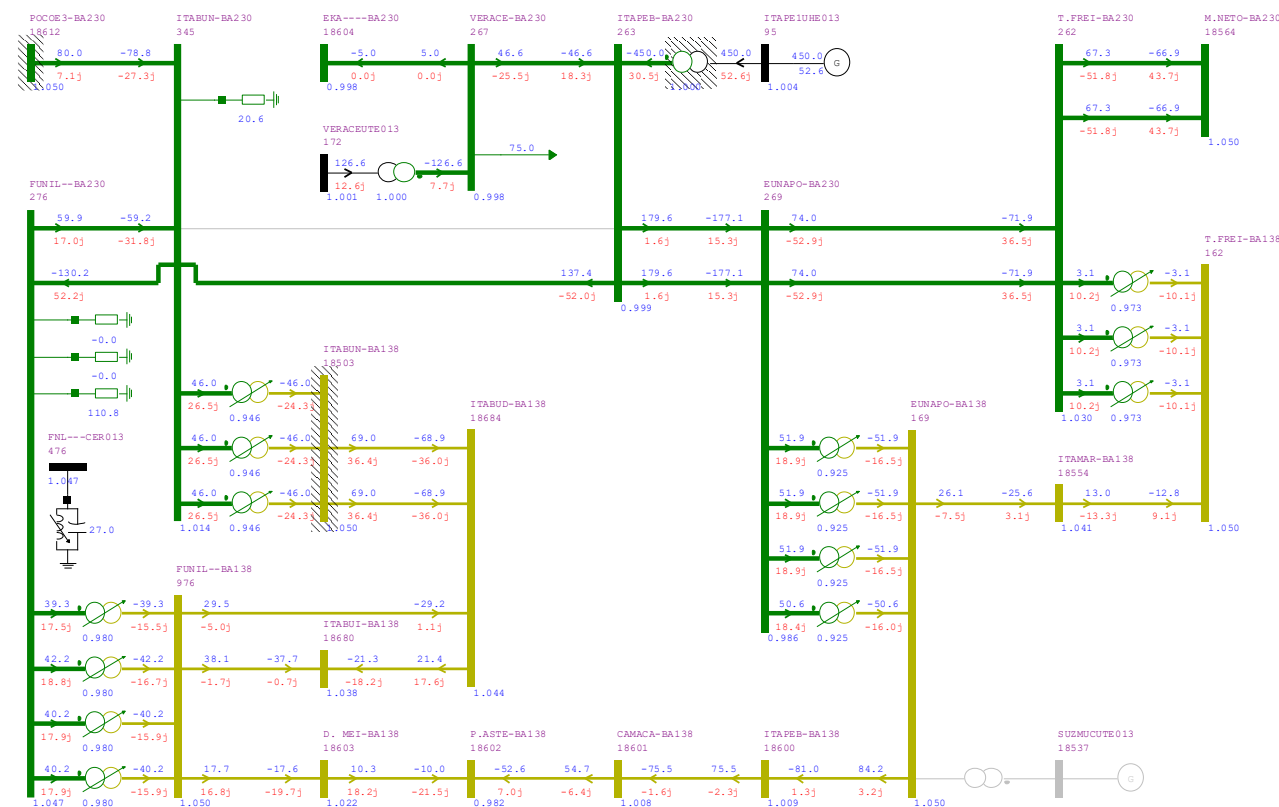


Figura 6-40 – Contingência da LT 230 kV Itabuna III – Itapebi C1, ano 2039

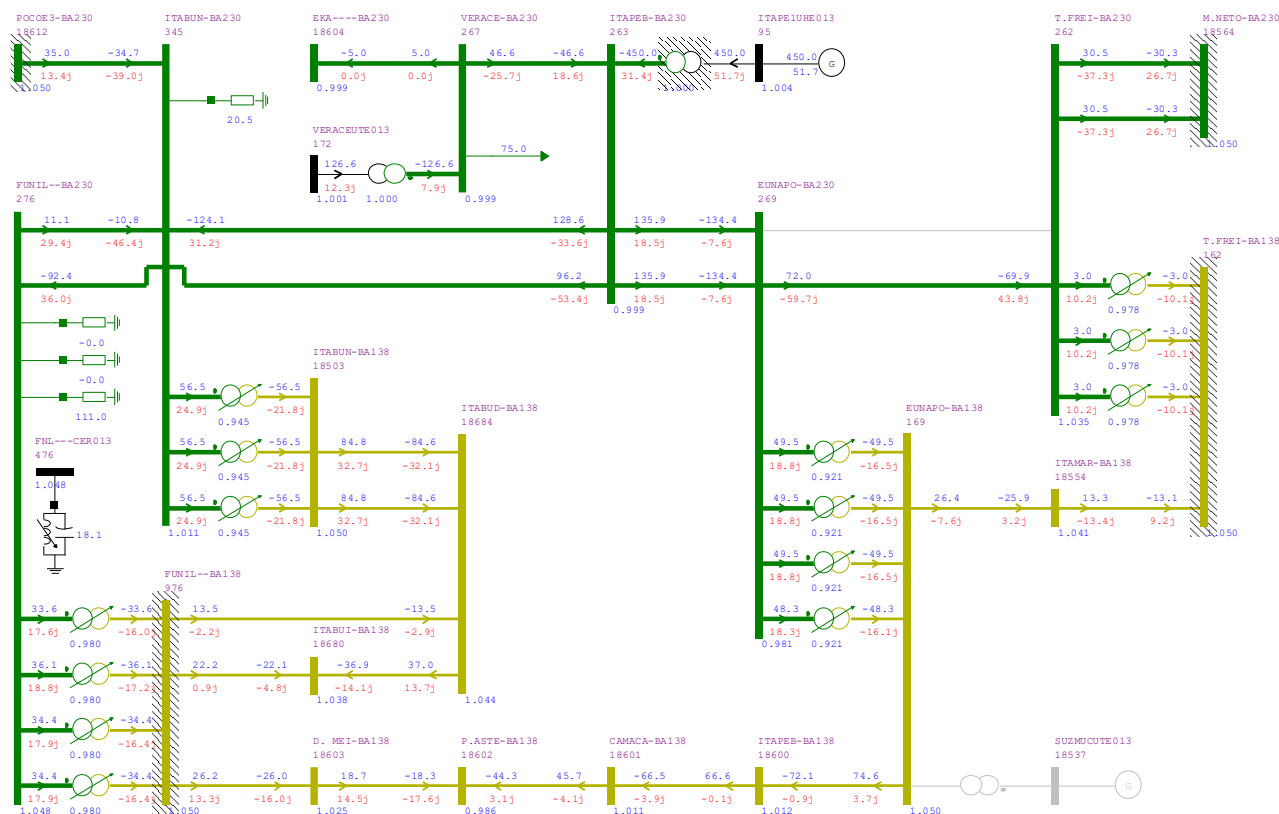


Figura 6-41 – Contingência da LT 230 kV Eunápolis – T. Freitas III C1, ano 2039

6.2.4. Alternativa 4

Para solucionar os problemas de sobrecarga e subtensão na região do extremo sul baiano, apresentados no capítulo 5, a Alternativa 4 recomenda a implantação de uma nova SE 500/230 kV Itapebi II e da LT 500 kV M. Neto II – Itapebi II. Da Figura 6-42 à Figura 6-55 são apresentados os resultados das simulações de fluxo de potência, após a implantação do reforço, em regime normal de operação e para as principais contingências.

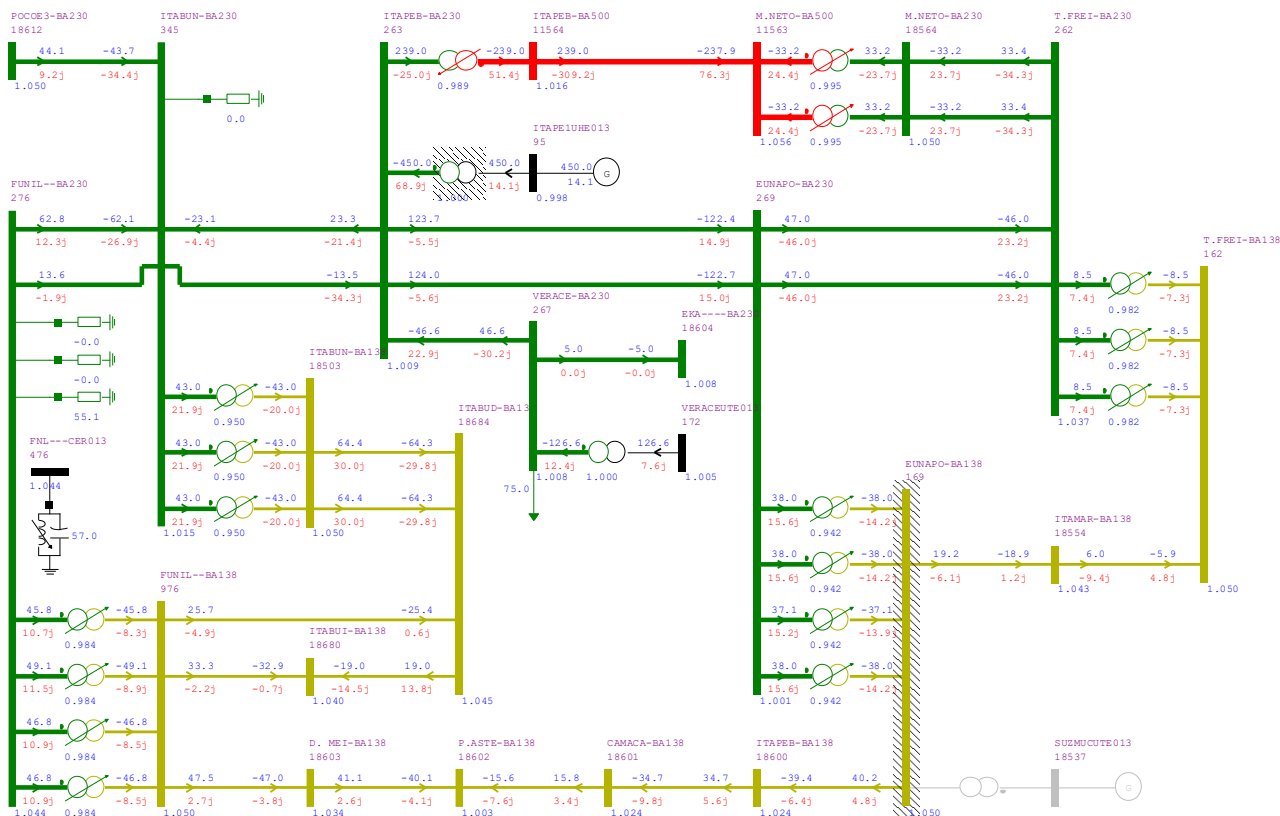


Figura 6-42 – Regime normal de operação, ano 2030

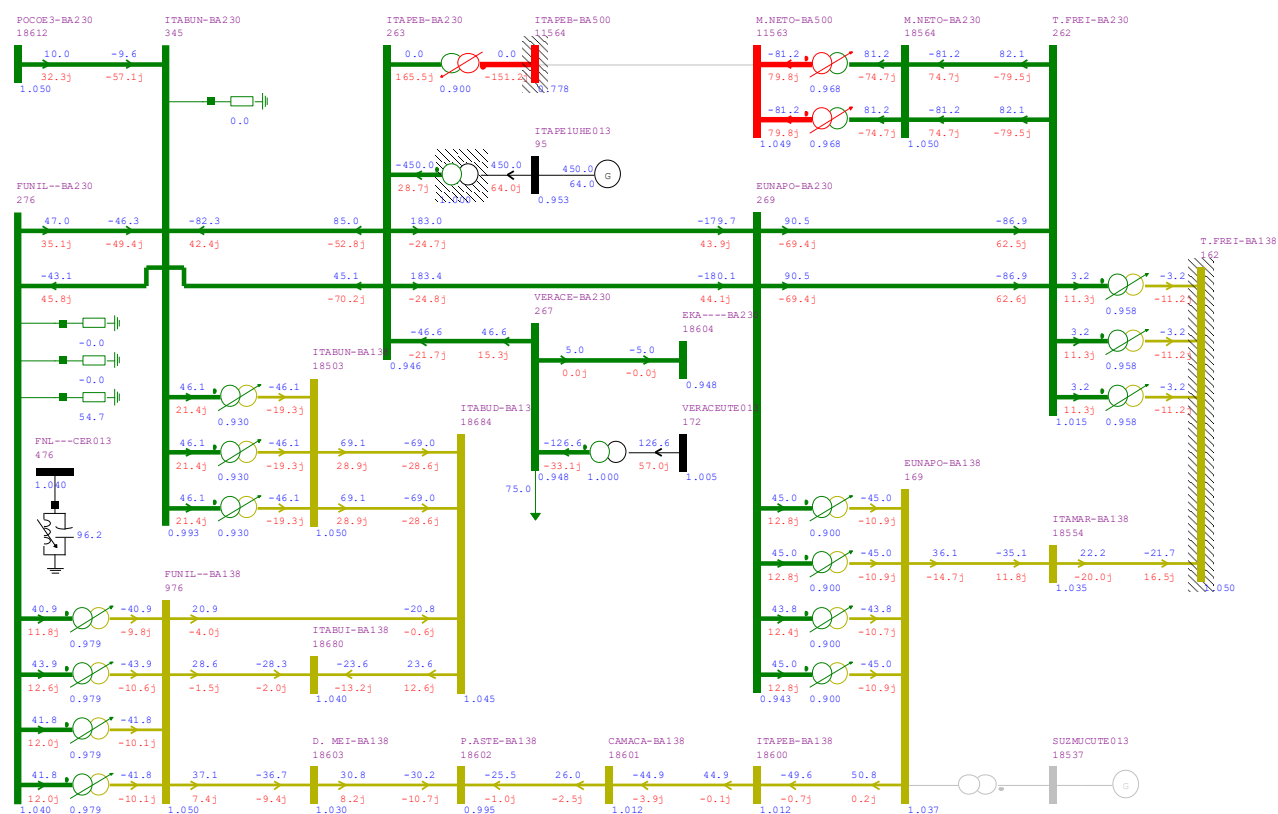


Figura 6-43 – Contingência da LT 500 kV M. Neto II – Itapebi II C1, ano 2030

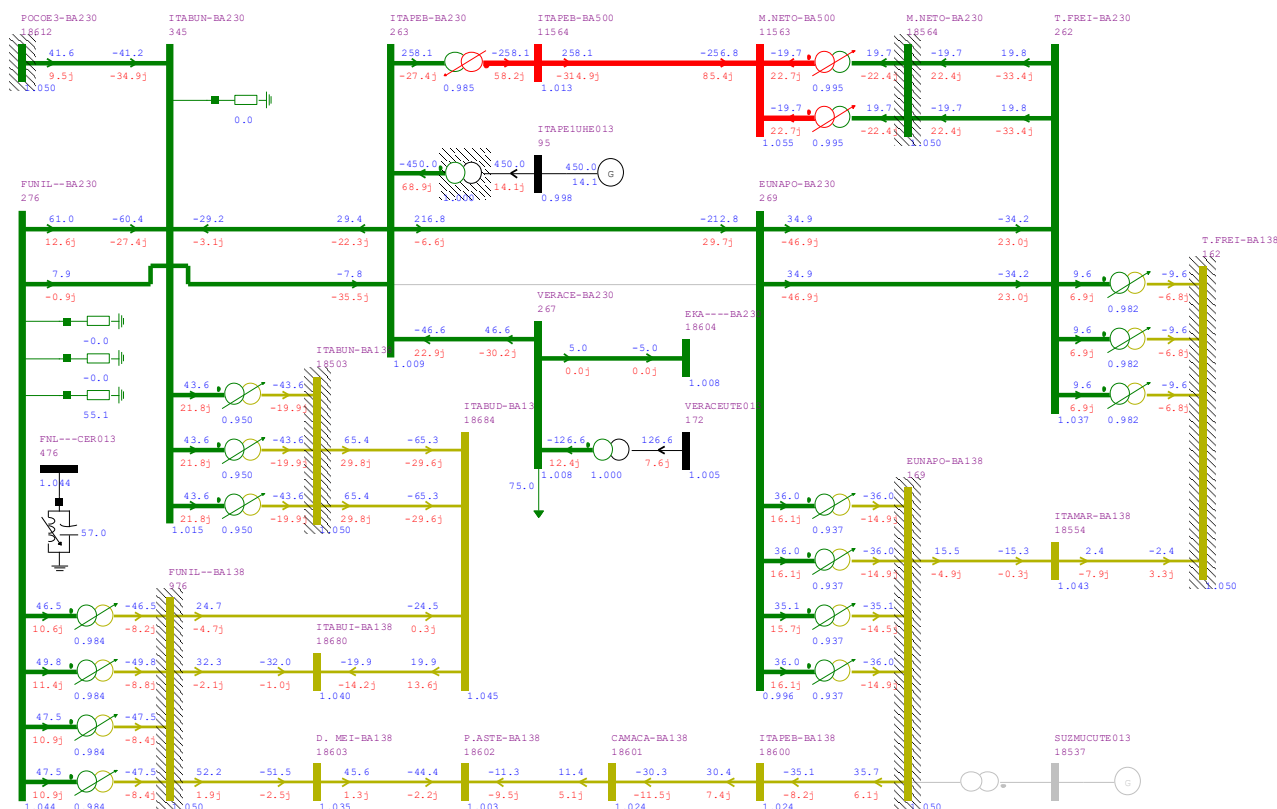


Figura 6-44 – Contingência da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1, ano 2030

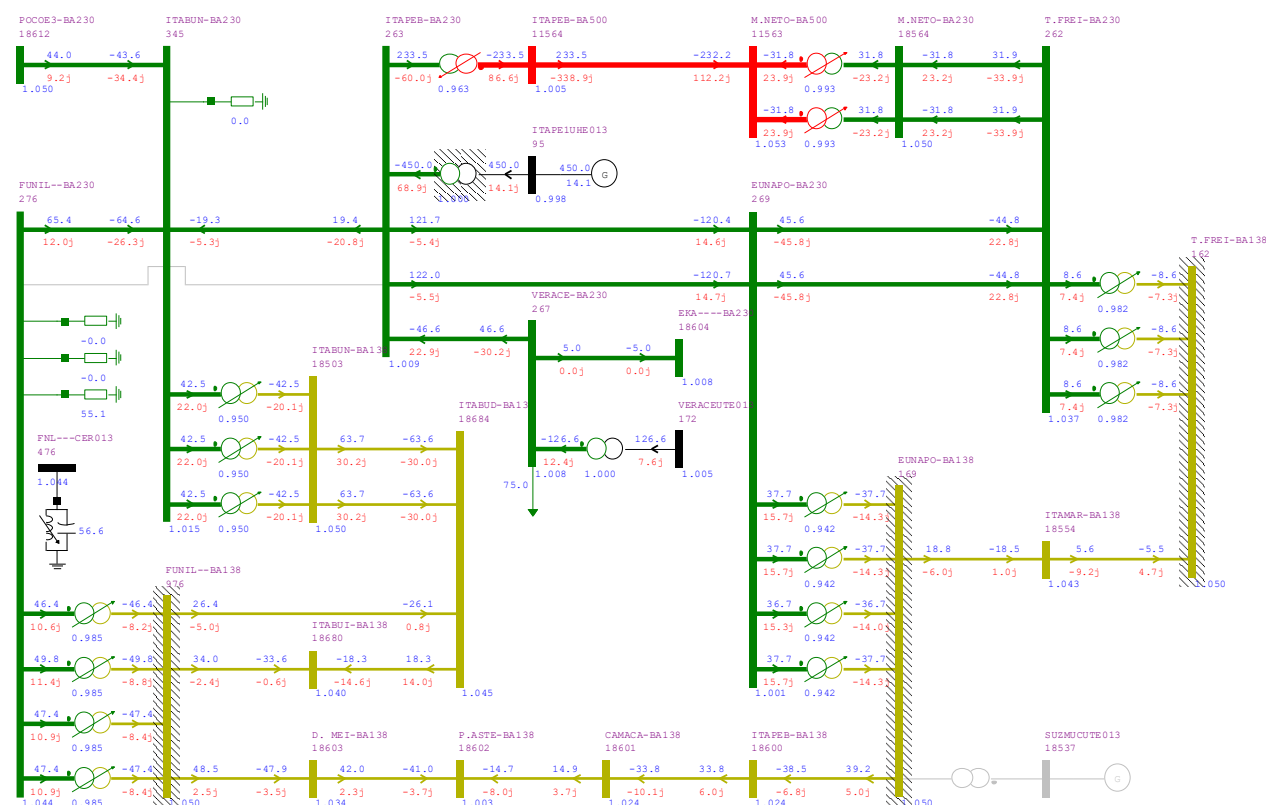


Figura 6-45 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itapebi C1, ano 2030

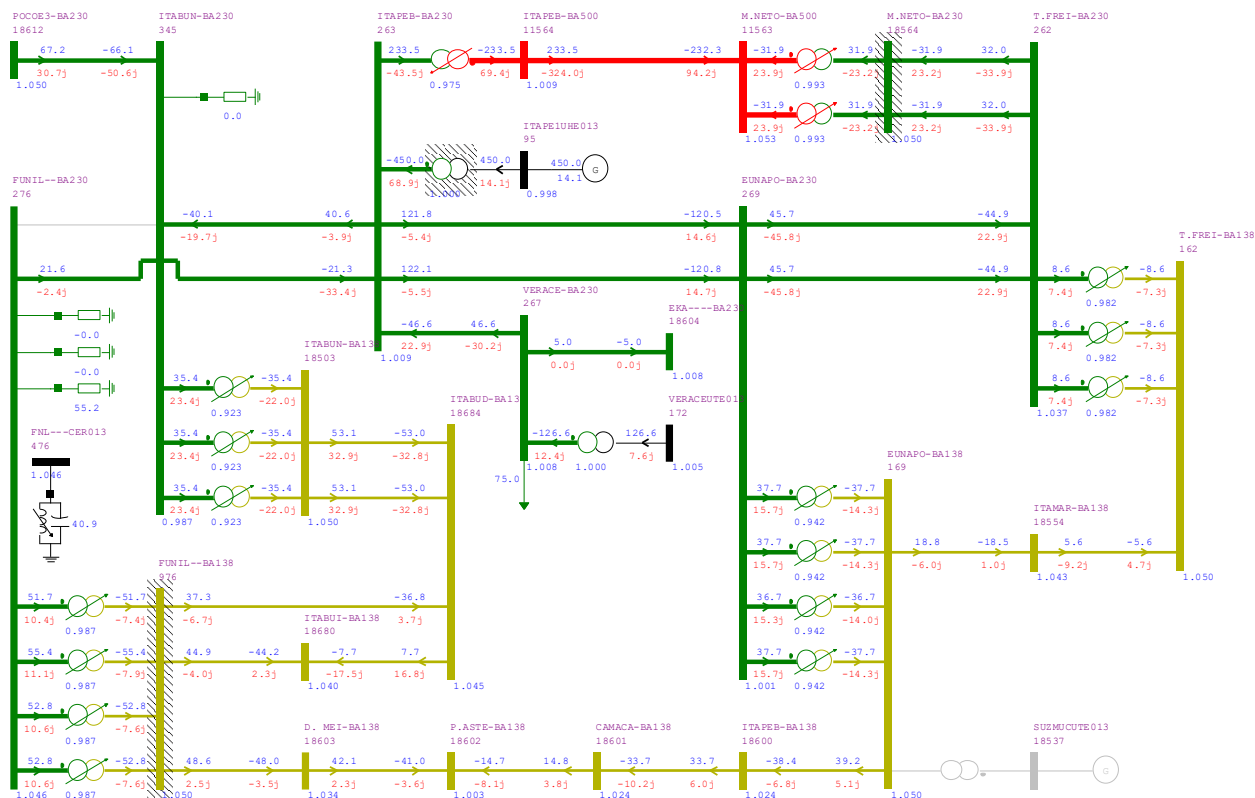


Figura 6-46 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itabuna III C1, ano 2030

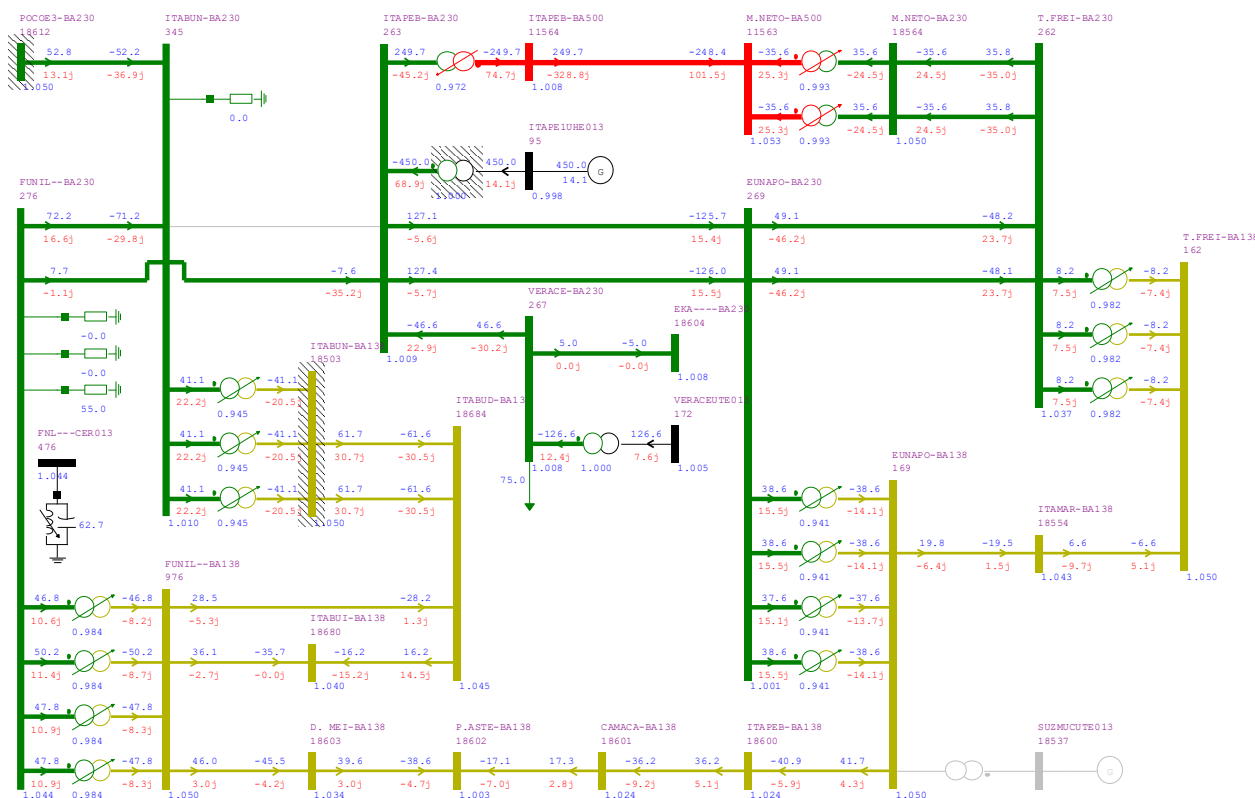


Figura 6-47 – Contingência da LT 230 kV Itabuna III – Itapebi C1, ano 2030

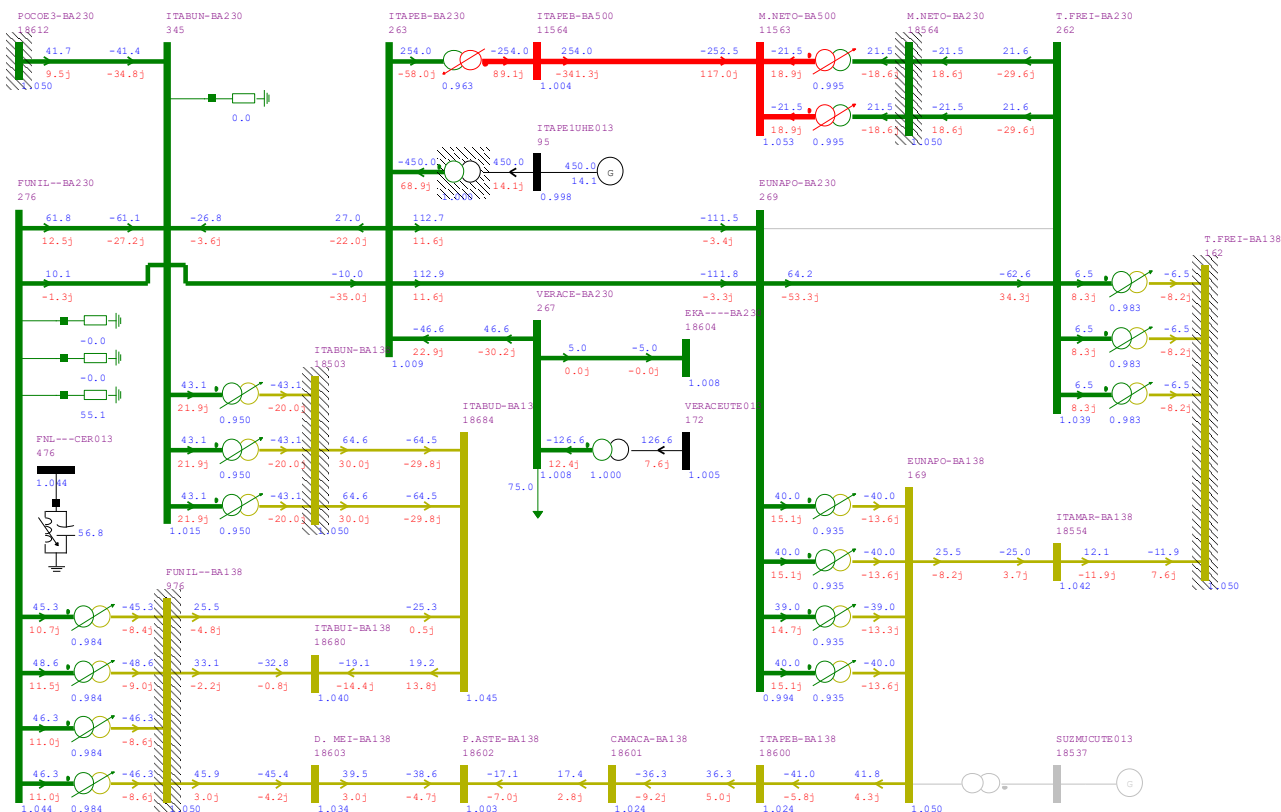


Figura 6-48 – Contingência da LT 230 kV Eunápolis – T. Freitas III C1, ano 2030

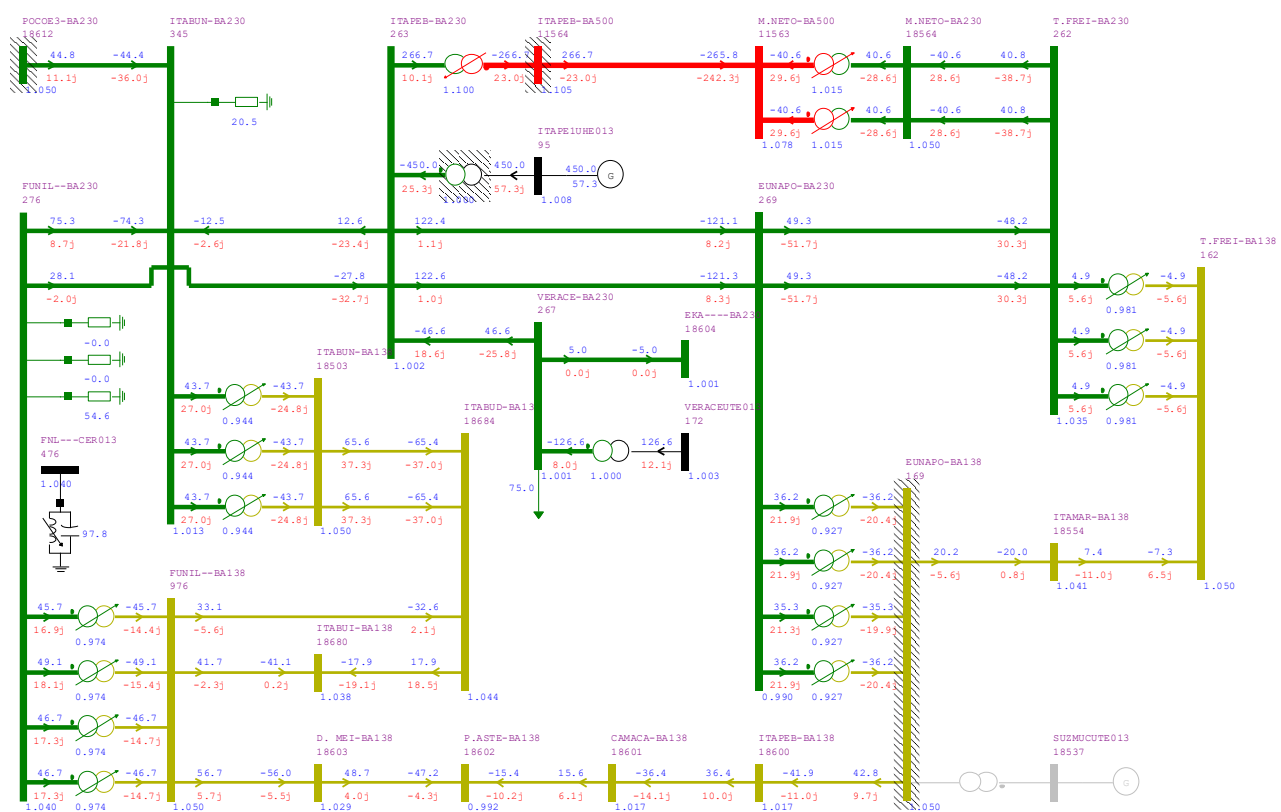


Figura 6-49 – Regime normal de operação, ano 2039

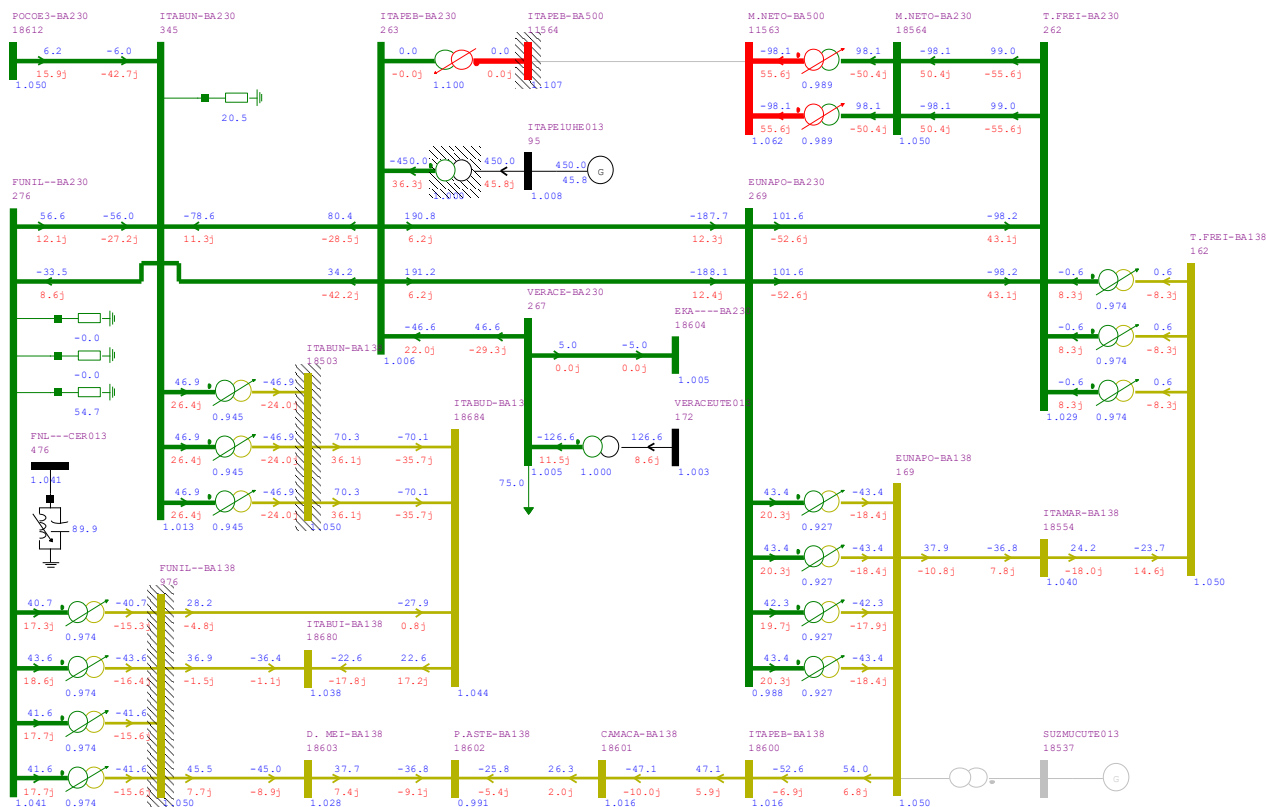


Figura 6-50 – Contingência da LT 500 kV M. Neto II – Itapebi II C1, ano 2039

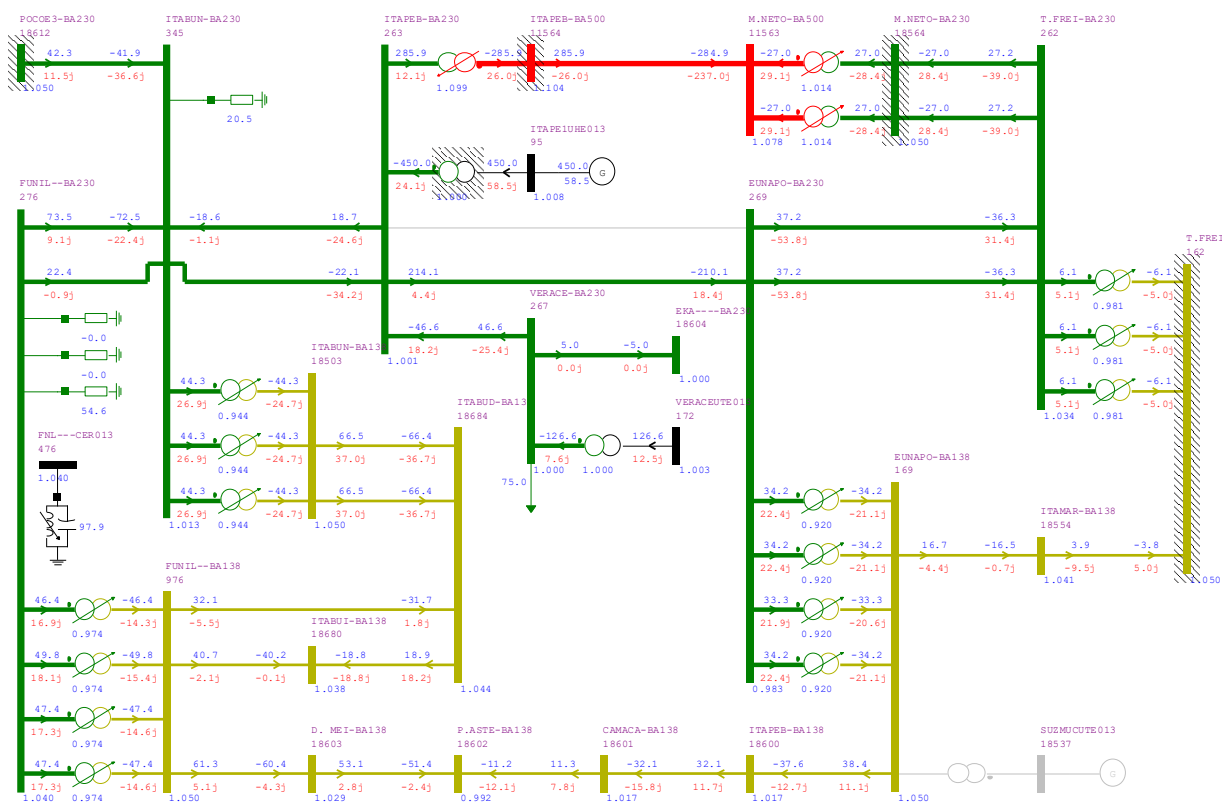
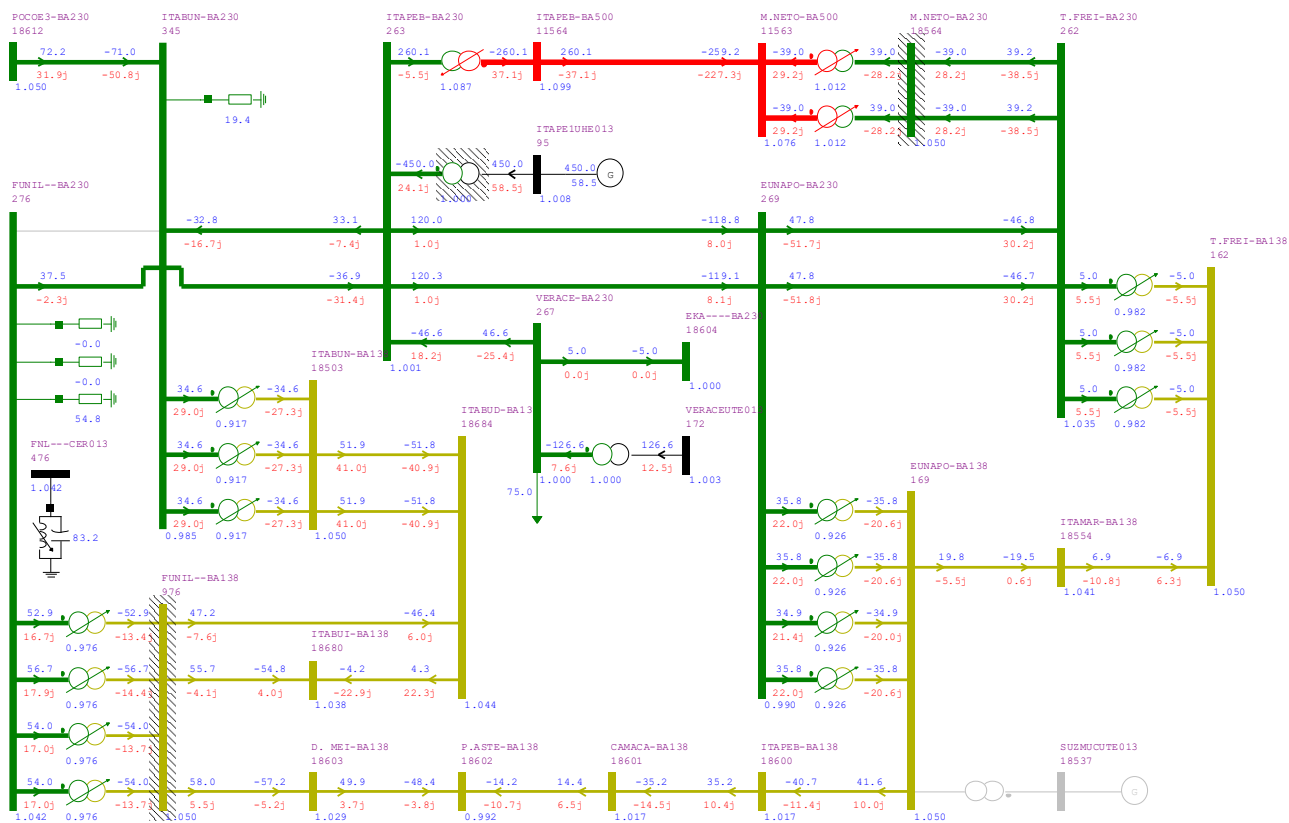
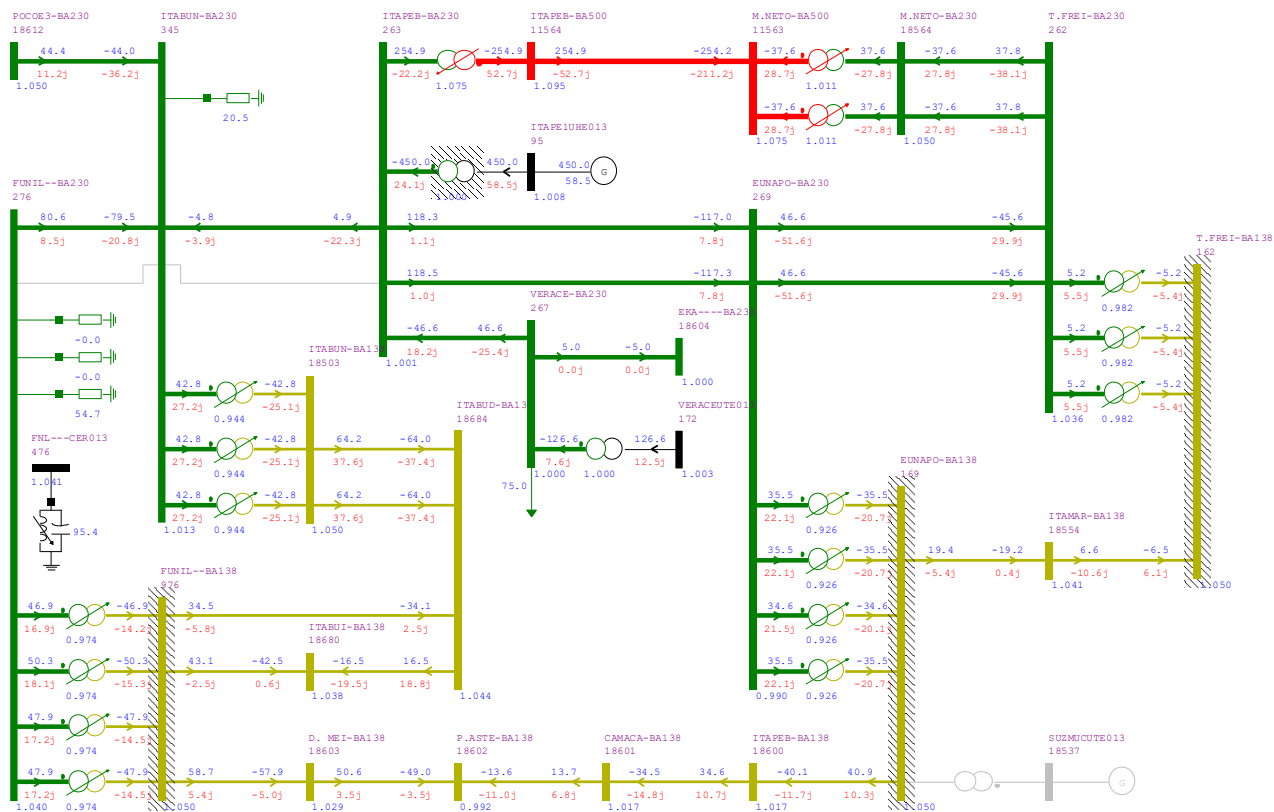


Figura 6-51 – Contingência da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1, ano 2039



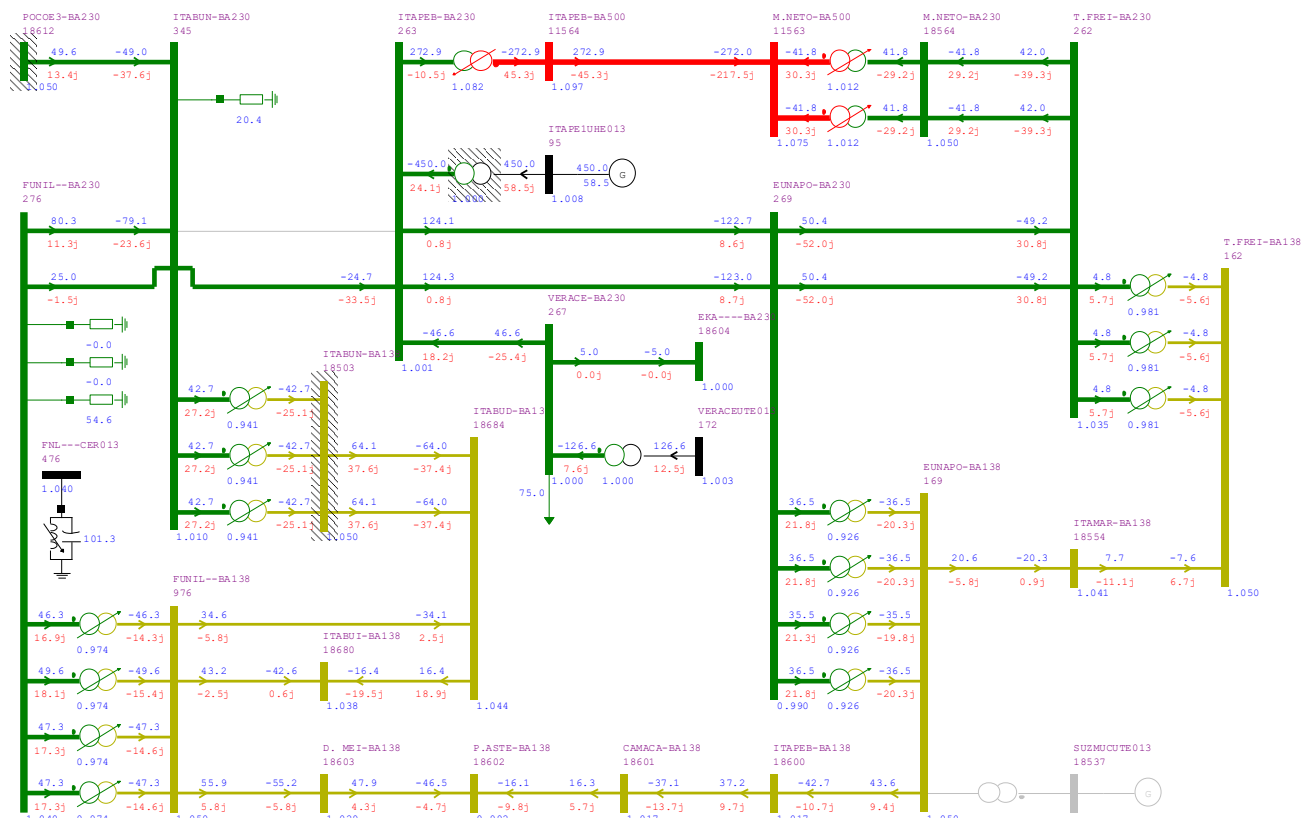


Figura 6-54 – Contingência da LT 230 kV Itabuna III – Itapebi C1, ano 2039

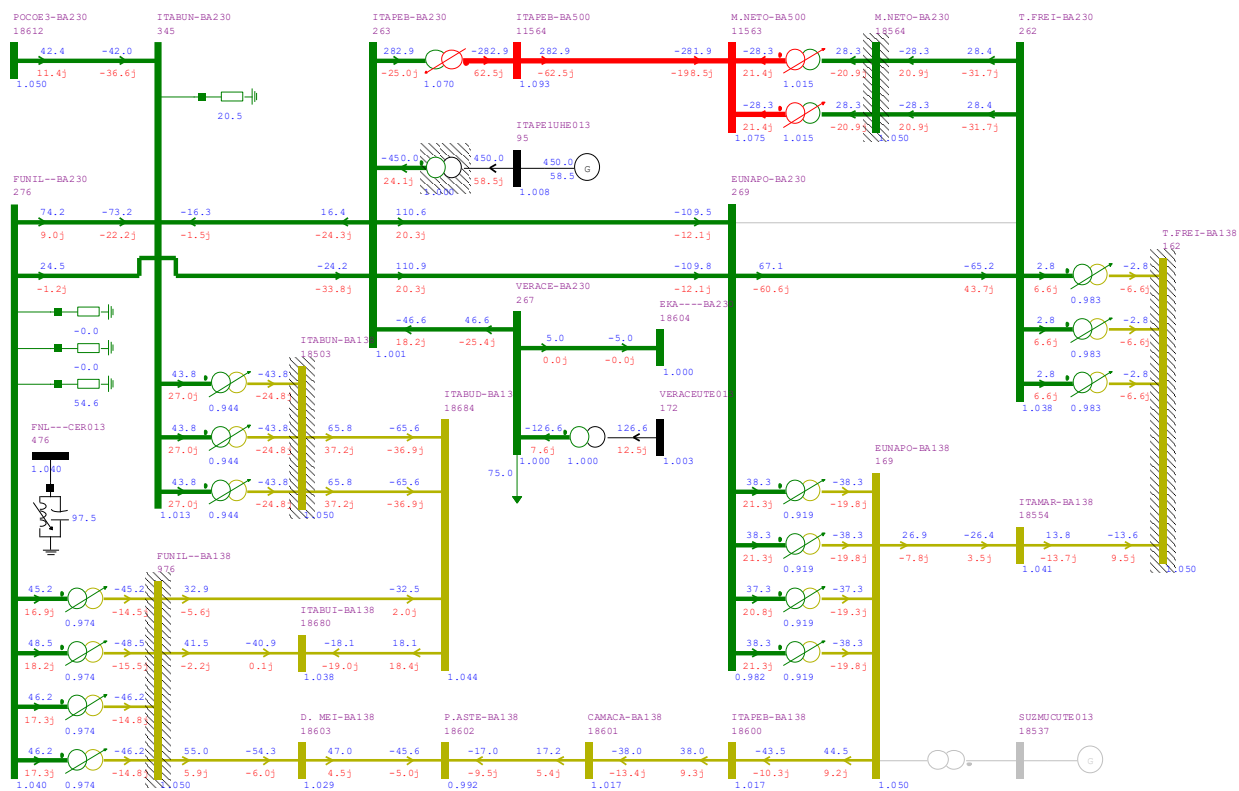


Figura 6-55 – Contingência da LT 230 kV Eunápolis – T. Freitas III C1, ano 2039

6.2.5. Alternativa 5

Para solucionar os problemas de sobrecarga e subtensão na região do extremo sul baiano, apresentados no capítulo 5, a Alternativa 5 recomenda a implantação de uma nova SE 230/138 kV Camacan II no seccionamento da LT 230 kV Itabuna III – Itapebi C1. Da Figura 6-56 à Figura 6-69 são apresentados os resultados das simulações de fluxo de potência, após a implantação do reforço, em regime normal de operação e para as principais contingências.

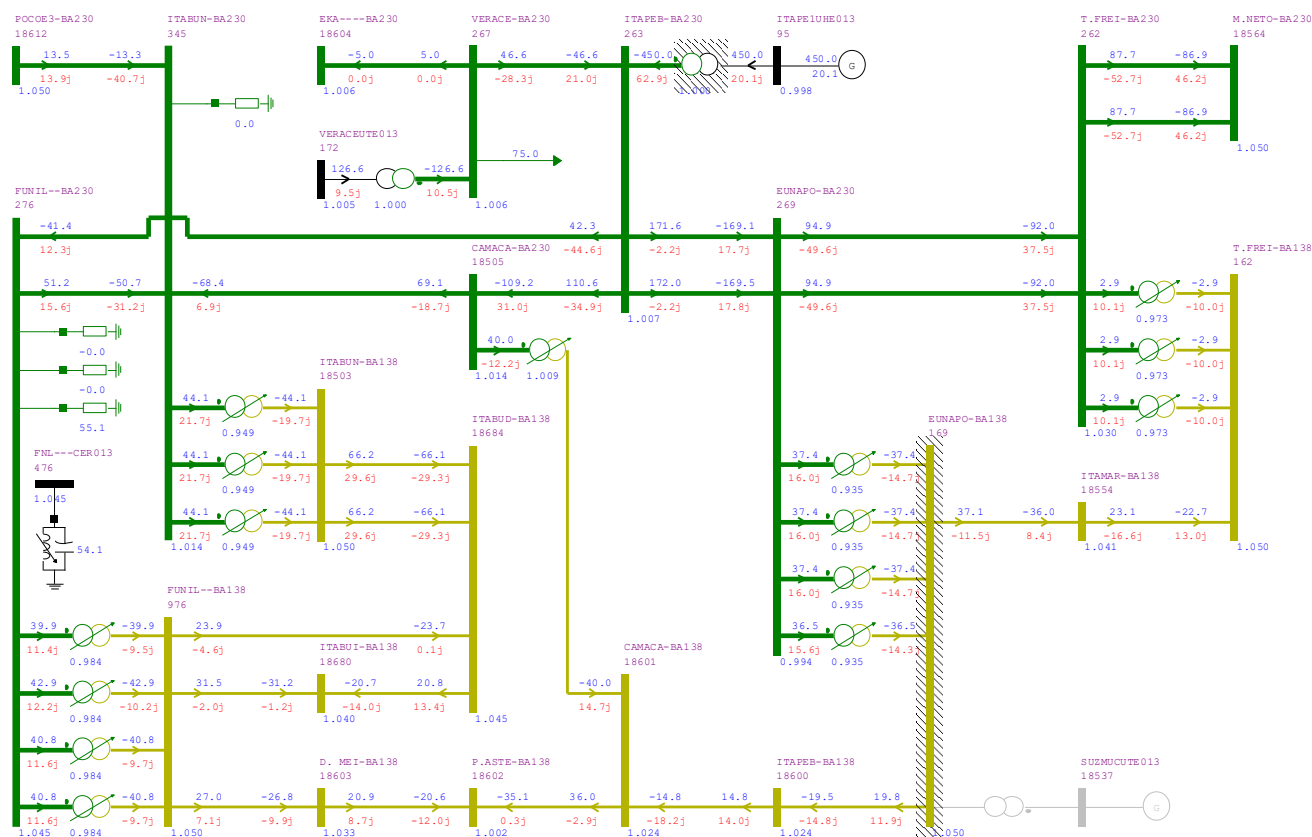


Figura 6-56 – Regime normal de operação, ano 2030

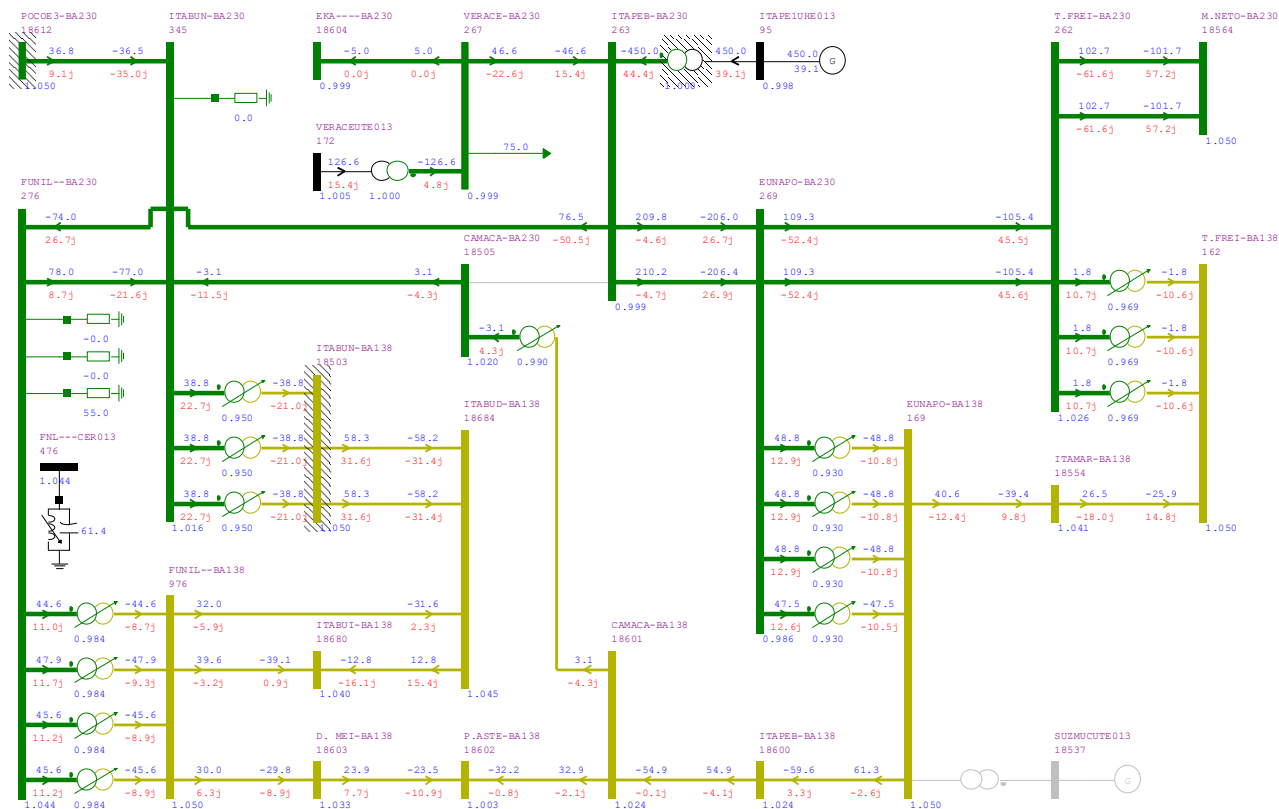


Figura 6-57 – Contingência da LT 230 kV Camacan II – Itapebi II C1, ano 2030

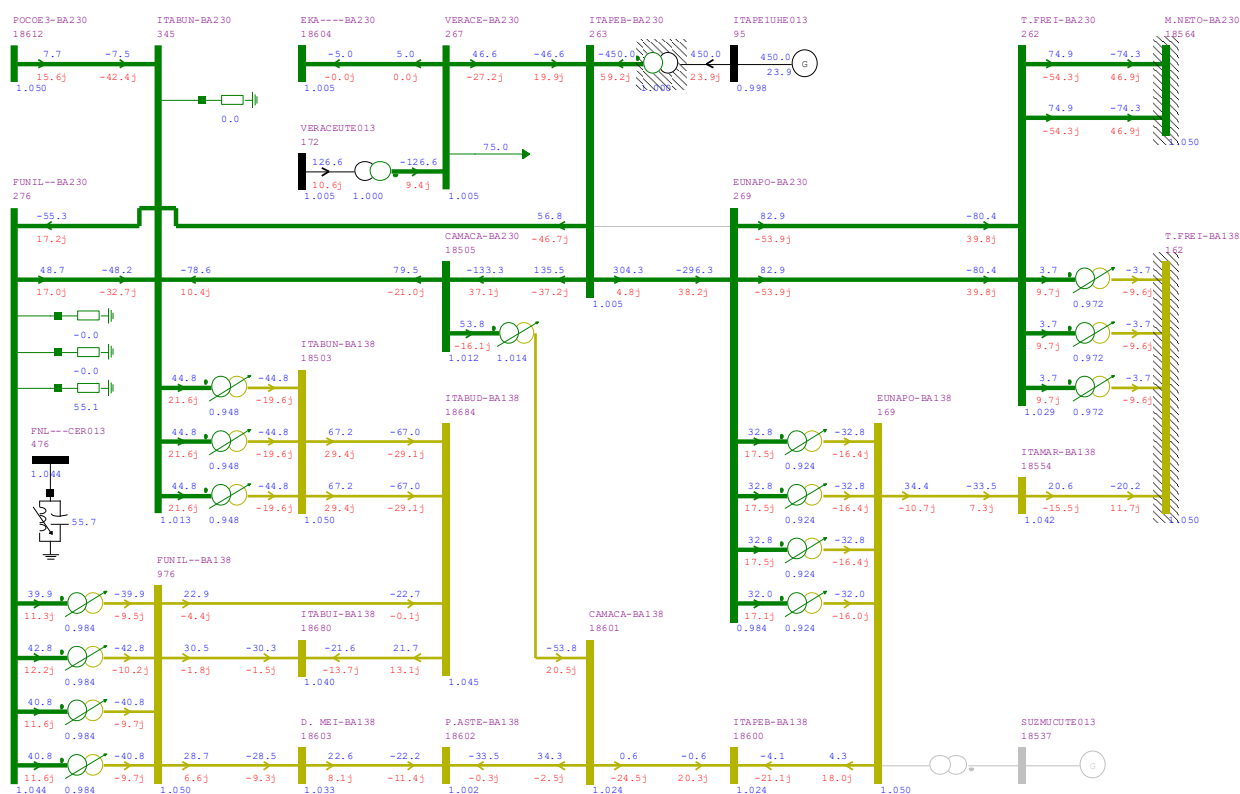


Figura 6-58 – Contingência da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1, ano 2030

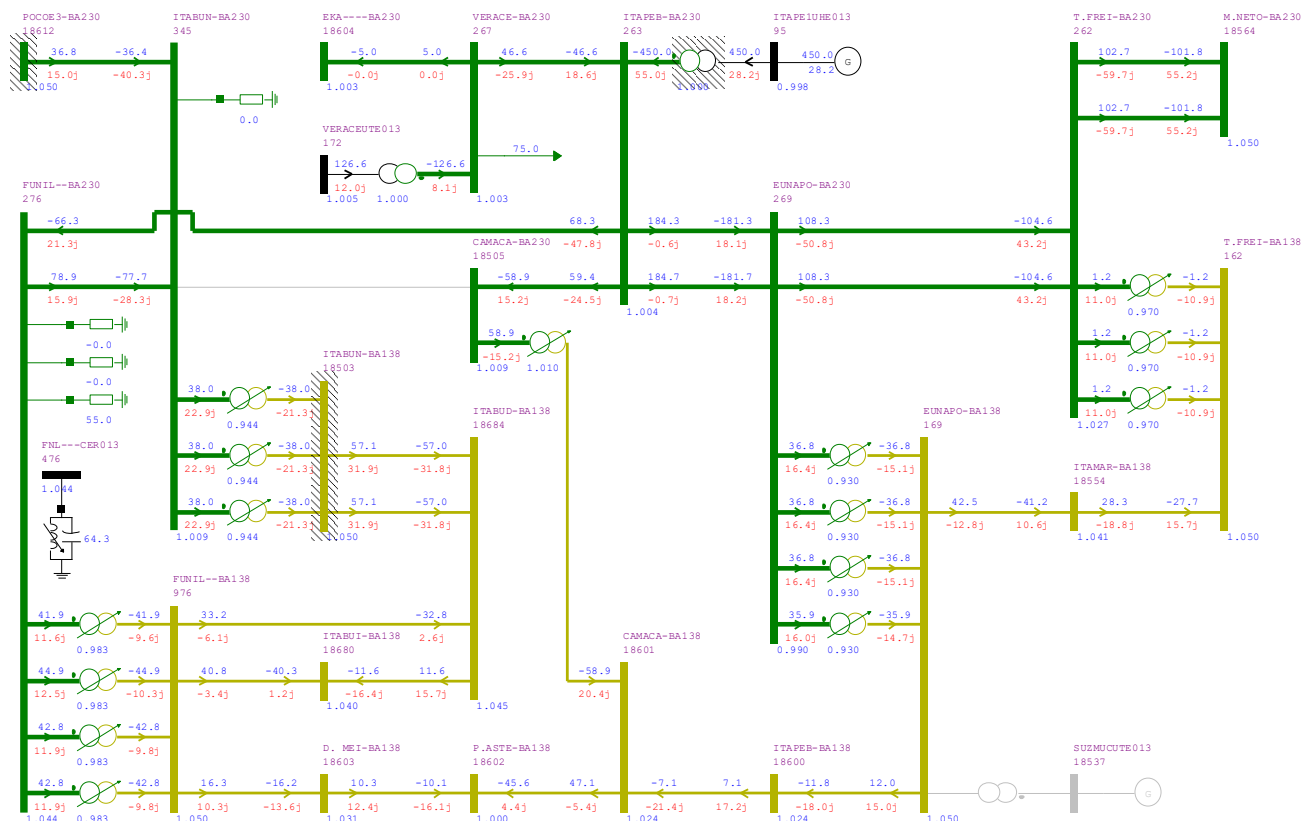


Figura 6-61 – Contingência da LT 230 kV Itabuna III – Camacan II C1, ano 2030

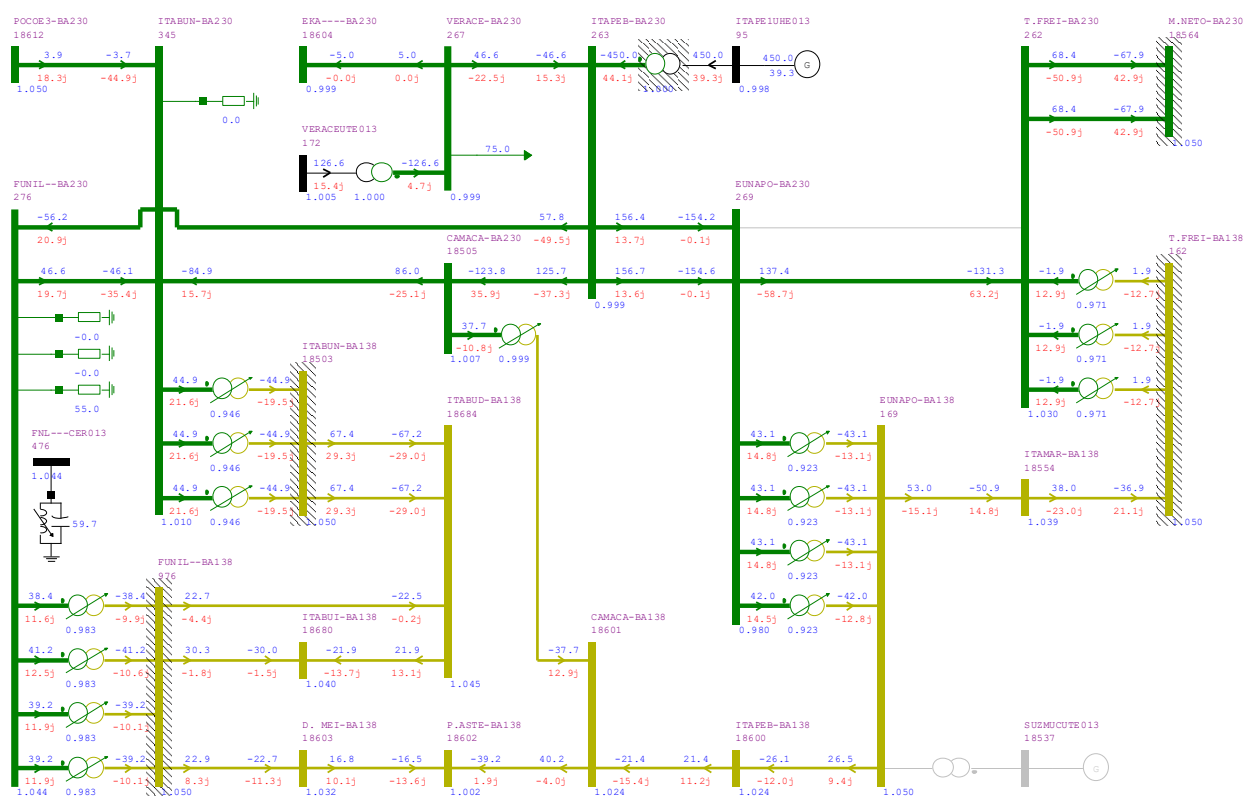


Figura 6-62 – Contingência da LT 230 kV Eunápolis – T. Freitas III C1, ano 2030

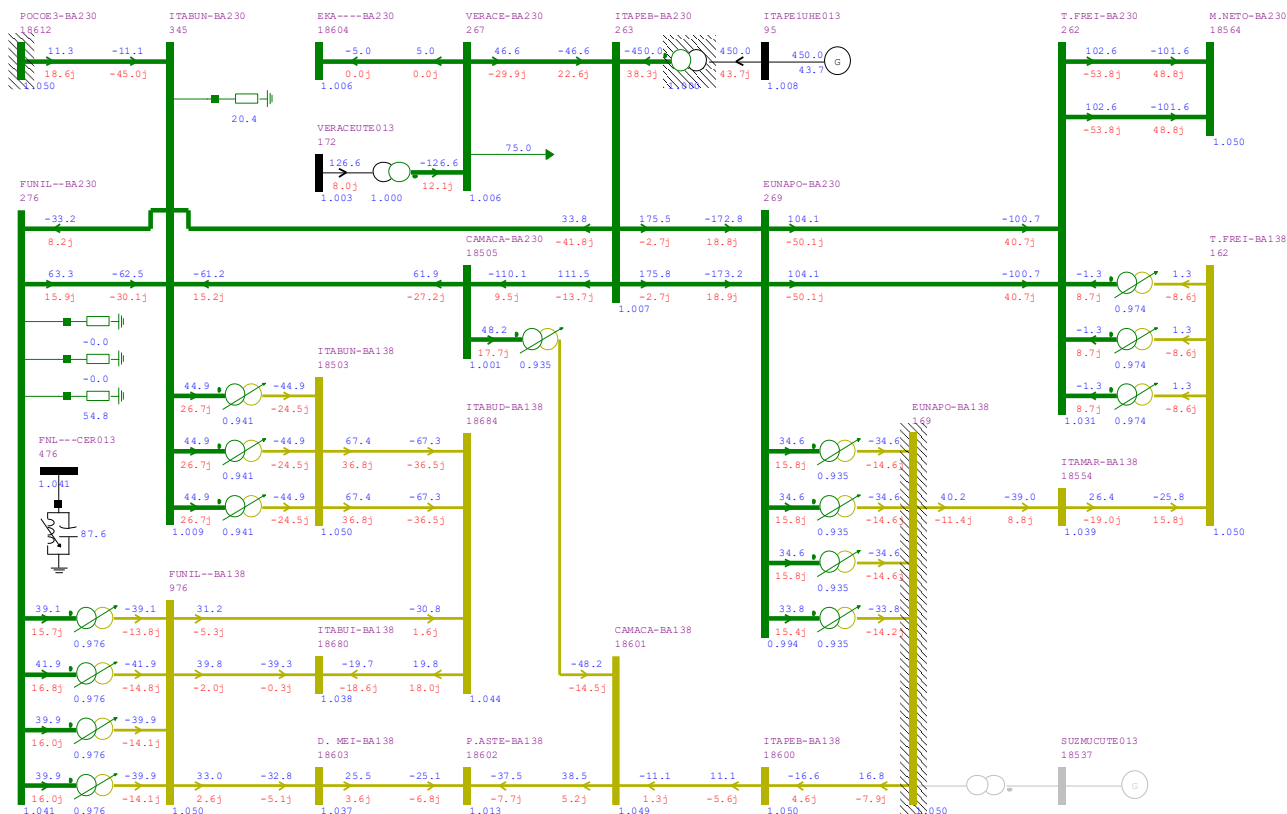


Figura 6-63 – Regime normal de operação, ano 2039

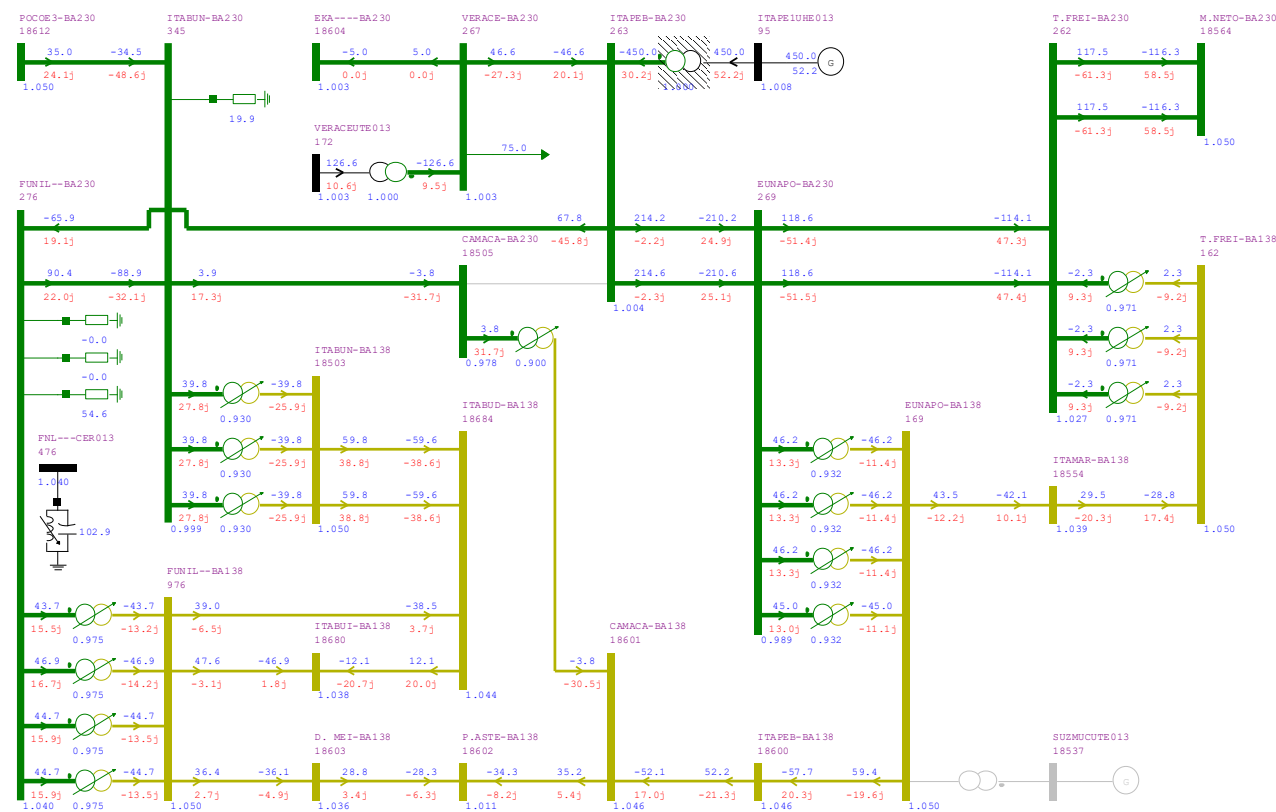


Figura 6-64 – Contingência da LT 230 kV Camacan II – Itapebi II C1, ano 2039

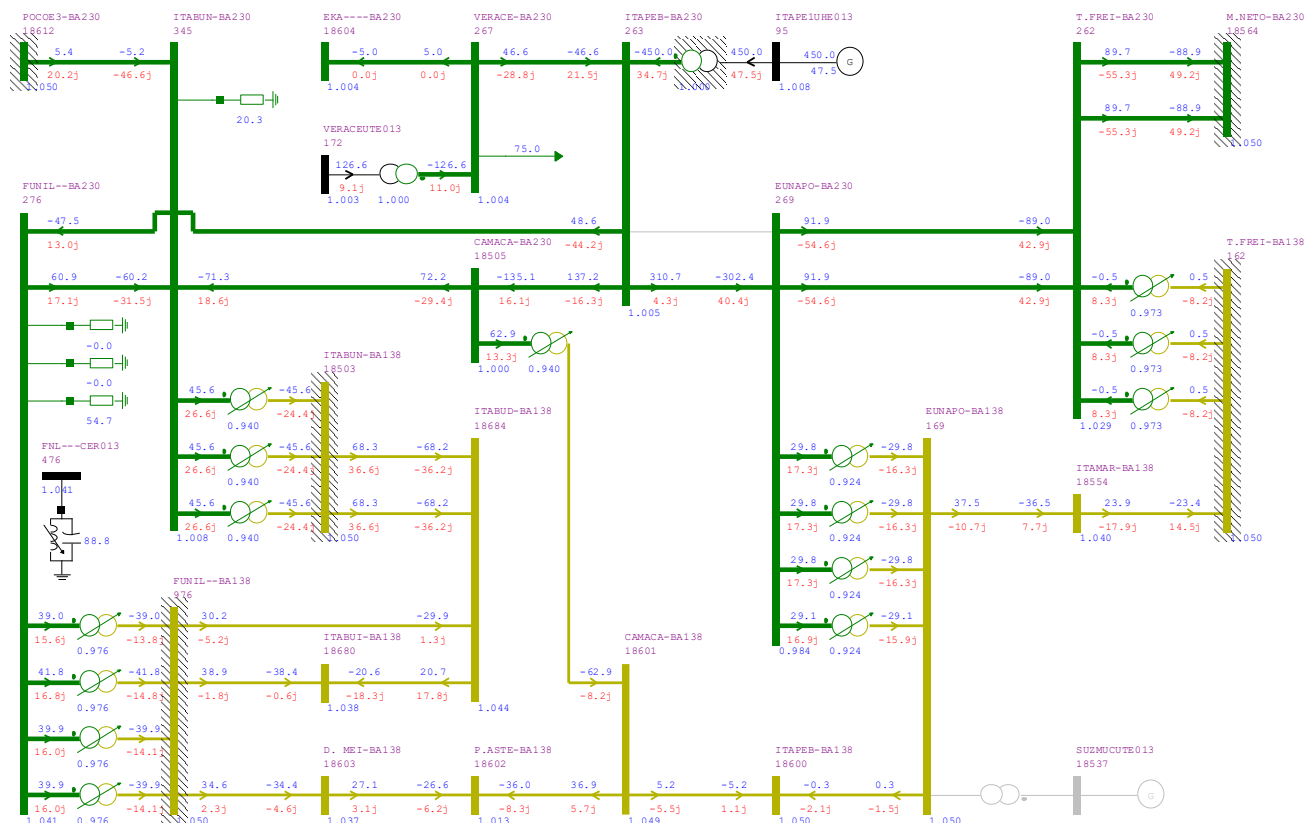


Figura 6-65 – Contingência da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1, ano 2039

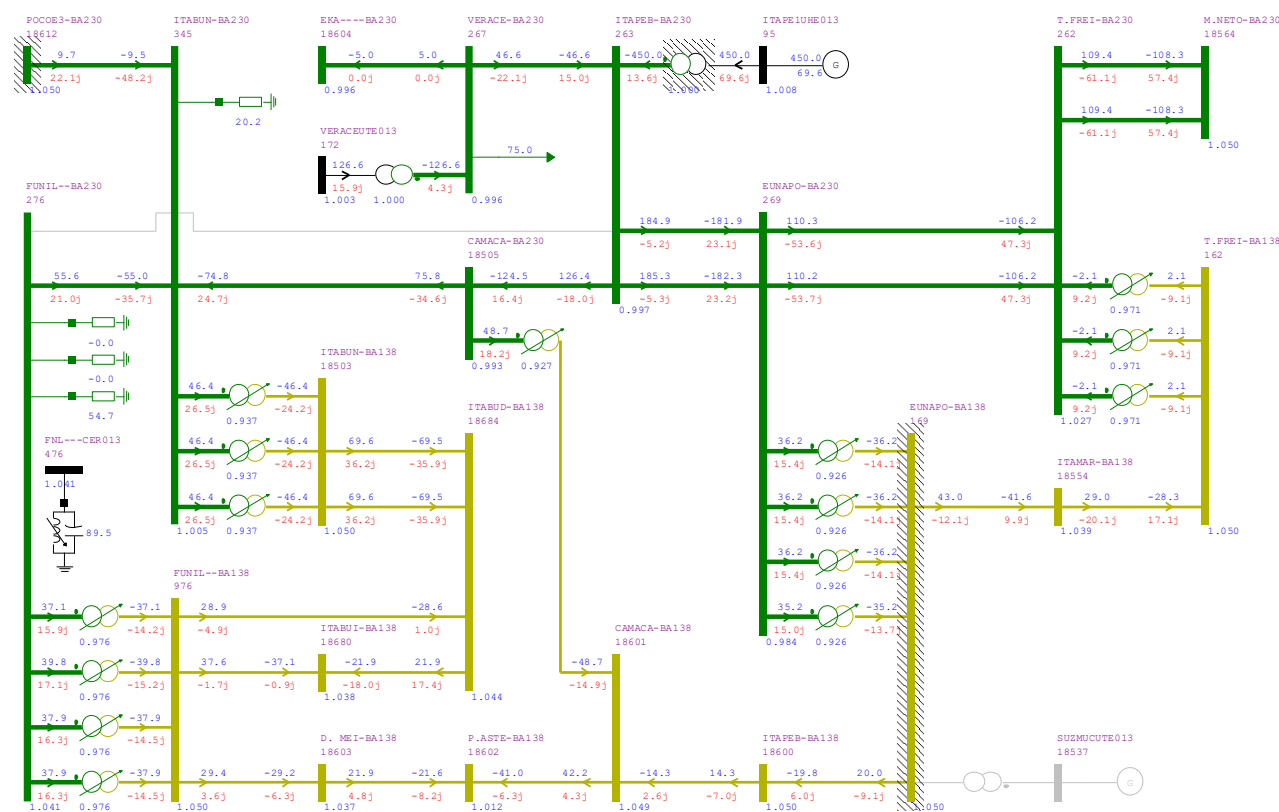


Figura 6-66 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itapebi C1, ano 2039

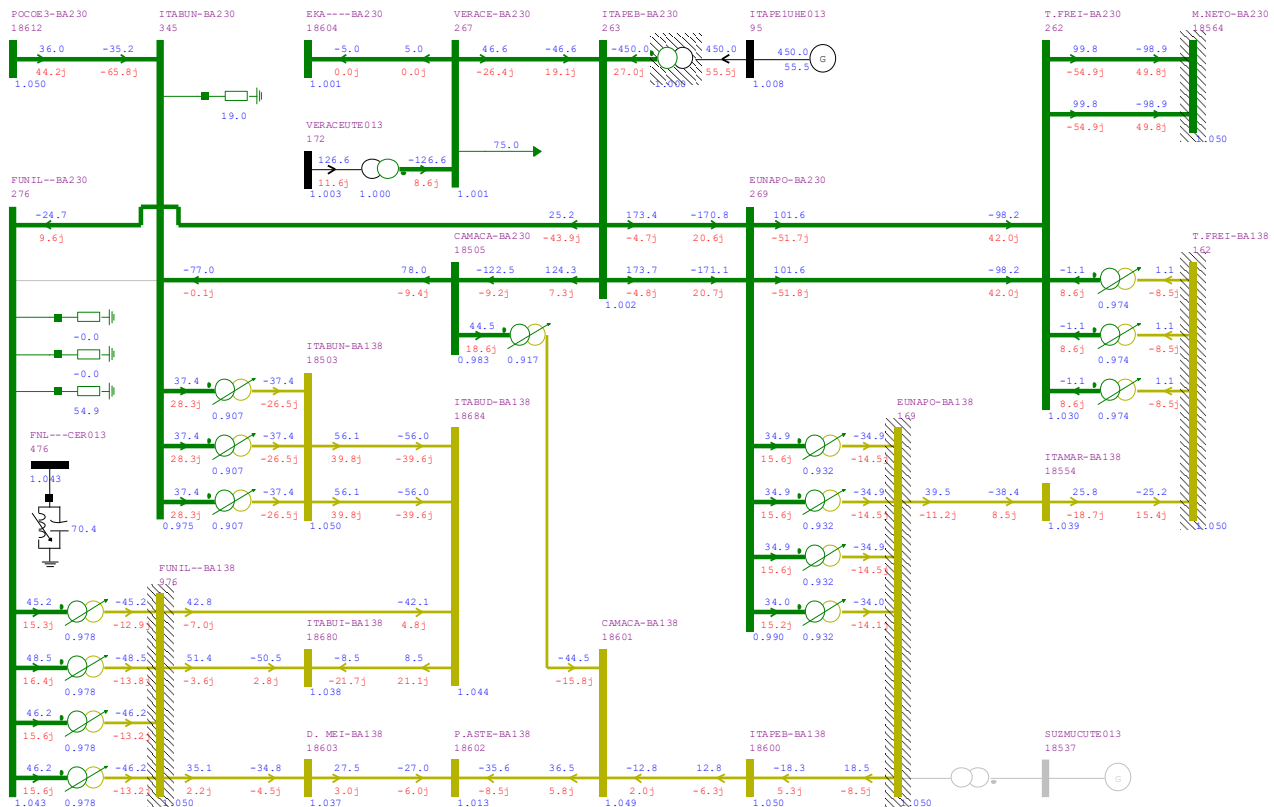


Figura 6-67 – Contingência da LT 230 kV Funil – Itabuna III C1, ano 2039

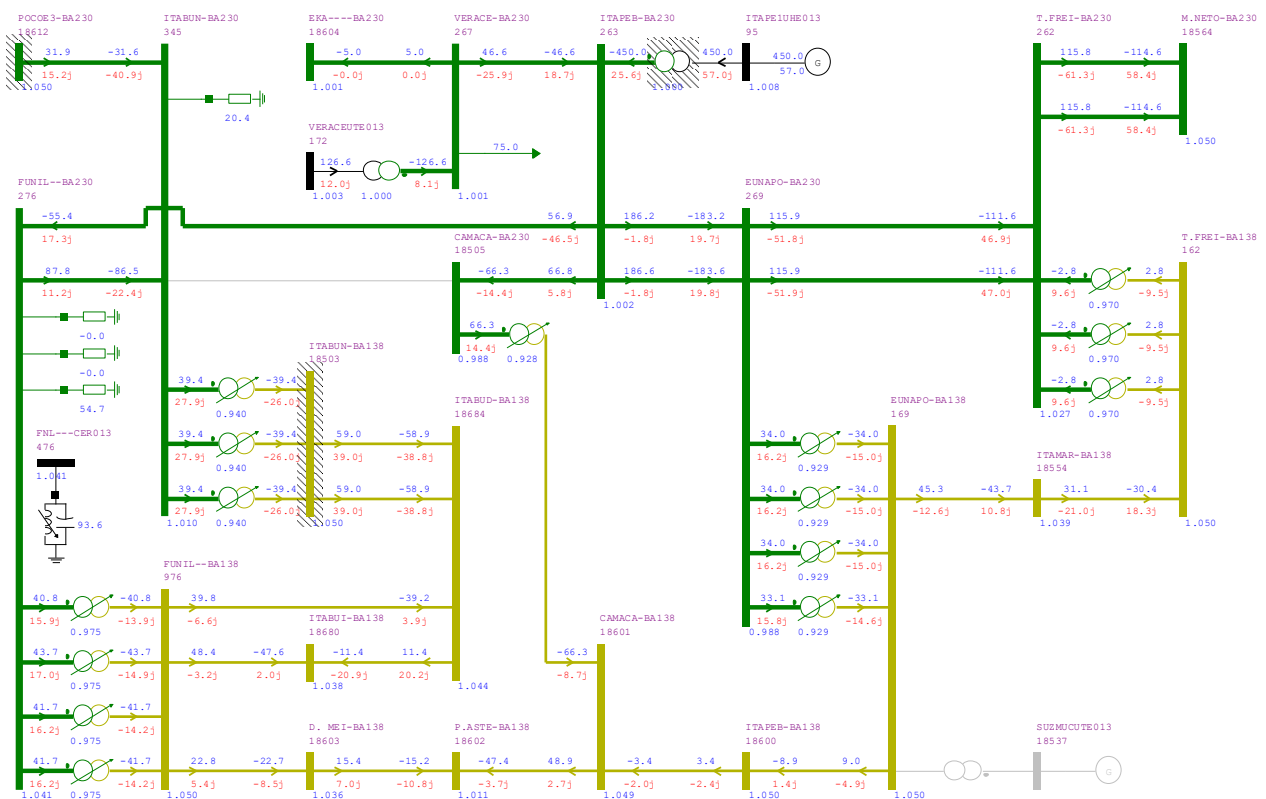


Figura 6-68 – Contingência da LT 230 kV Itabuna III – Camacan II C1, ano 2039

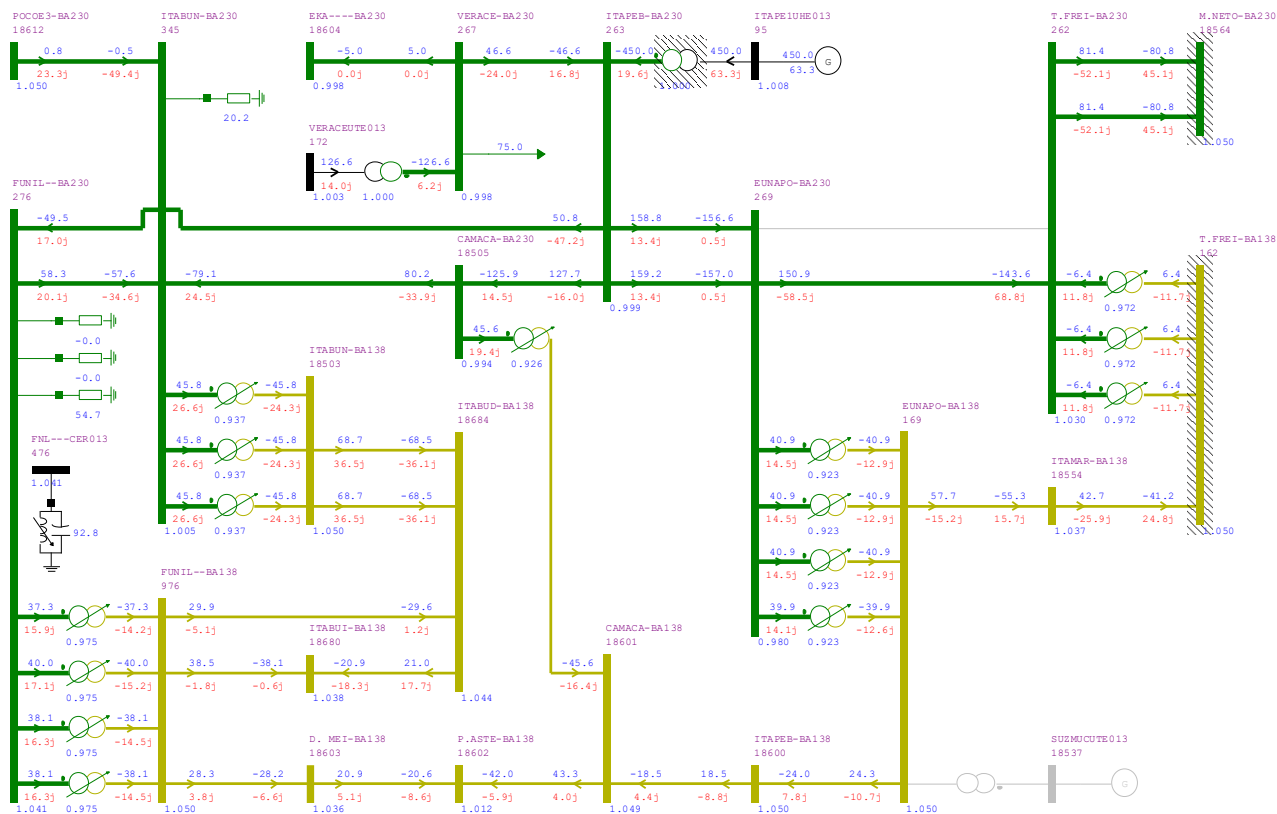


Figura 6-69 – Contingência da LT 230 kV Eunápolis – T. Freitas III C1, ano 2039

6.3. Análise Econômica

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas foi utilizado o documento: “Base de Referência de Preços ANEEL – março de 2024”, Ref.[8] ; e o método dos rendimentos necessários, com o truncamento das séries temporais no ano 2039.

A referência de custo utilizada especificamente para o recondutoramento da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1 e C2 (Alternativa 3), foi a informada pela Eletrobras CHESF no item 16.6.10.

Para valoração das perdas elétricas, utilizou-se custo de 218,31 R\$/MWh, calculado com base no custo marginal de expansão da geração informado pela EPE Ref.[9]. Para ponderação das perdas, foram simulados os patamares de carga Pesada, Média e Leve, cenários 1, 2, 3 e 4, com 25% do tempo de permanência em cada cenário. O detalhamento das perdas elétricas em cada um dos cenários e patamares é apresentado no Anexo 16.5.

A Tabela 6-2 apresenta a comparação econômica das alternativas levando-se em consideração custos de investimentos e diferencial de perdas.

Tabela 6-2 – Custo de investimento e diferencial de perdas (R\$ x 1000)

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1	35.989	50.519	86.508	100%	1º
Alternativa 2	65.429	28.794	94.222	109%	3º
Alternativa 3	36.603	53.396	90.000	104%	2º
Alternativa 4	323.519	0	323.519	374%	6º
Alternativa 5	63.853	37.348	101.201	117%	4º

O resultado da comparação econômica, sob o ponto de vista de mínimo custo global, apresenta as alternativas 1 e 3 empatadas tecnicamente.

Considerando que a Alternativa 3 apresenta (i) prazos reduzidos de implantação (18 meses segundo a Eletrobras CHESF em 16.6), (ii) impacto ambiental reduzido, já que não é necessária a implantação de uma nova linha transmissão paralela e (iii) economia de *bays* nas subestações terminais Itapebi e Eunápolis, possibilitando futuras expansões nessas SEs; sob o ponto de vista técnico e econômico, recomenda-se a implantação da **Alternativa 3**.

Os planos de obras referentes a cada alternativa são apresentados no item 16.4

7. ATENDIMENTO À REGIÃO DE POÇÕES

7.1. Descrição das Alternativas

De forma a solucionar os problemas de sobrecarga verificados no ATR 500/230 kV da SE Poções III e nas LT 230 kV Poções II – Itagibá e Poções II – Funil, foram vislumbradas 4 alternativas, conforme descrito nos itens 7.1.1, 7.1.2, 7.1.3 e 7.1.4.

É importante notar que, apesar de a obra de seccionamento em loop da LT 230 kV Funil – Itapebi C1 na SE Itabuna III, presente nas alternativas A e C, já ter sido recomendada pelo planejamento na Ref.[2], ela ainda não foi outorgada. Como essa obra deixa de ser necessária nas alternativas B e D, ela será custeada apenas naquelas alternativas, de forma a tornar justa a análise econômica.

7.1.1. Alternativa A

A Alternativa A é composta pela LT 230 kV Poções III – Funil C1, cabo 1x954 MCM (Rail), com 118,5 km de extensão (ano 2030), seccionamento em loop da LT 230 kV Funil – Itapebi C1 na SE Itabuna III, cabo 1x636 MCM (Grosbeak) CD, com 28 km de extensão (ano 2030), 2º ATR 500/230 kV, 600 MVA da SE Poções III (ano 2030) e substituição dos transformadores 230/138 kV da SE Funil (T1 e T2) por unidades de 150 MVA (ano 2036), conforme ilustra a Figura 7-1. Referencialmente, considerou-se a implantação de bancos de capacitores de 50 Mvar nas SE Itabuna III e Eunápolis no ano 2039.

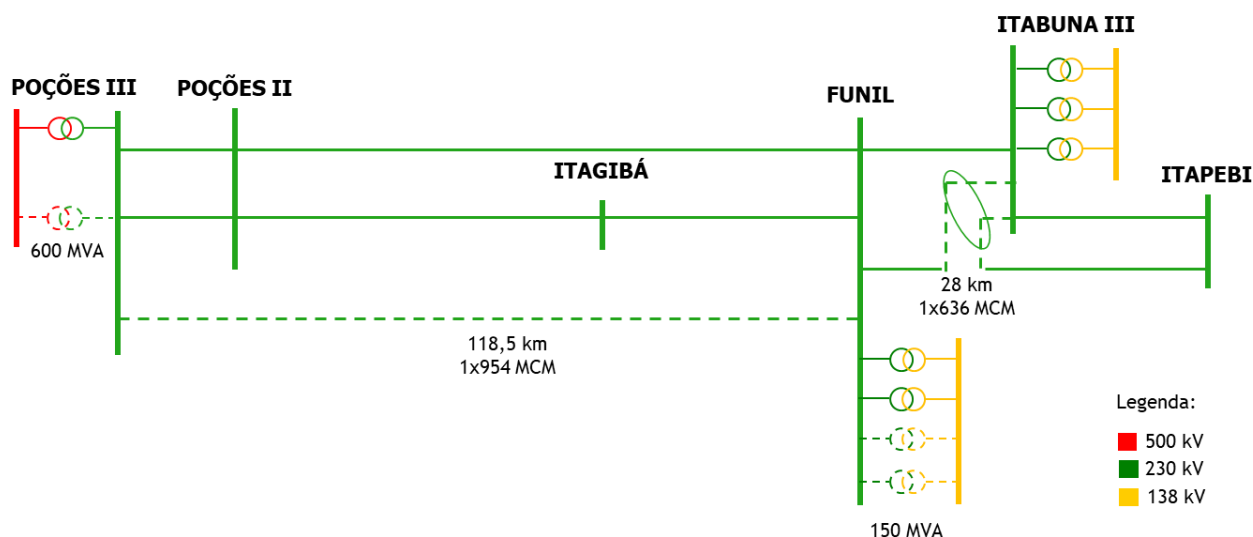


Figura 7-1 – Alternativa A

7.1.2. Alternativa B

A Alternativa B é composta pela LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1, cabo 1x954 MCM (Rail), com 137 km de extensão e 2º ATR 500/230 kV, 600 MVA da SE Poções III, conforme ilustra a Figura 7-2. Todas essas obras são para o ano 2030. Referencialmente, considerou-se a implantação de bancos de capacitores de 50 Mvar nas SE Itabuna III e Eunápolis no ano 2039.

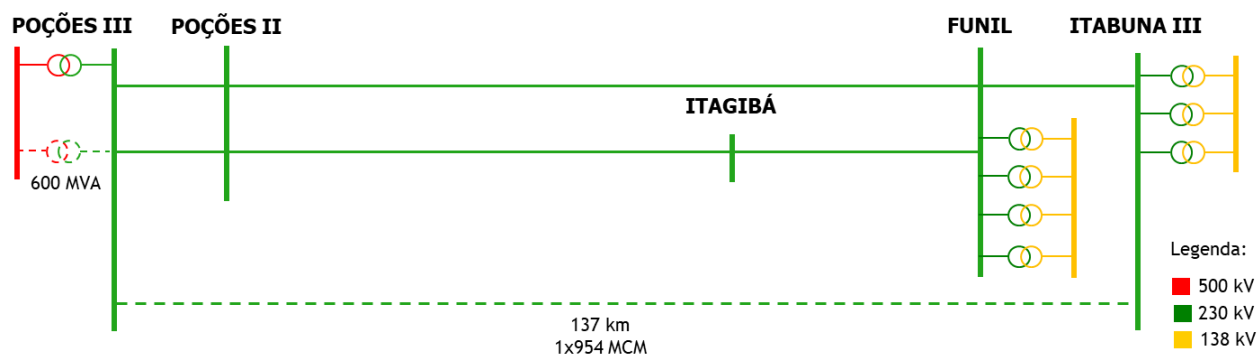


Figura 7-2 – Alternativa B

7.1.3. Alternativa C

A Alternativa C propõe o recondutoramento das LTs 230 kV Poções II – Funil C1, Poções II – Itagibá C1 e Itagibá – Funil utilizando cabo 2x954 MCM (Rail) (ano 2030), seccionamento em loop da LT 230 kV Funil – Itapebi C1 na SE Itabuna III, cabo 1x636 MCM (Grosbeak) CD, com 28 km de extensão (ano 2030), 2º ATR 500/230 kV, 600 MVA da SE Poções III (ano 2030) e substituição dos transformadores 230/138 kV da SE Funil (T1 e T2) por unidades de 150 MVA, conforme ilustra a Figura 7-3. Referencialmente, considerou-se a implantação de bancos de capacitores de 100 Mvar nas SE Itabuna III e Eunápolis no ano 2039.

A viabilidade de recondutoramento da LT 230 kV Itagibá – Funil, da LT 230 kV Poções II – Funil e da LT 230 kV Poções II – Itagibá foi consultada à Afluentes T, conforme itens 16.6.2, 16.6.4 e 16.6.5. A concessionária informou que as condições atuais das linhas não suportam a simples substituição dos cabos necessários para atingir os novos limites de transmissão requeridos. Para atingir os valores de capacidade solicitados seria necessária a reconstrução total das LTs, com custos de 14% a 23% mais elevados que uma LT inteiramente nova. Esses valores foram considerados na análise econômica.

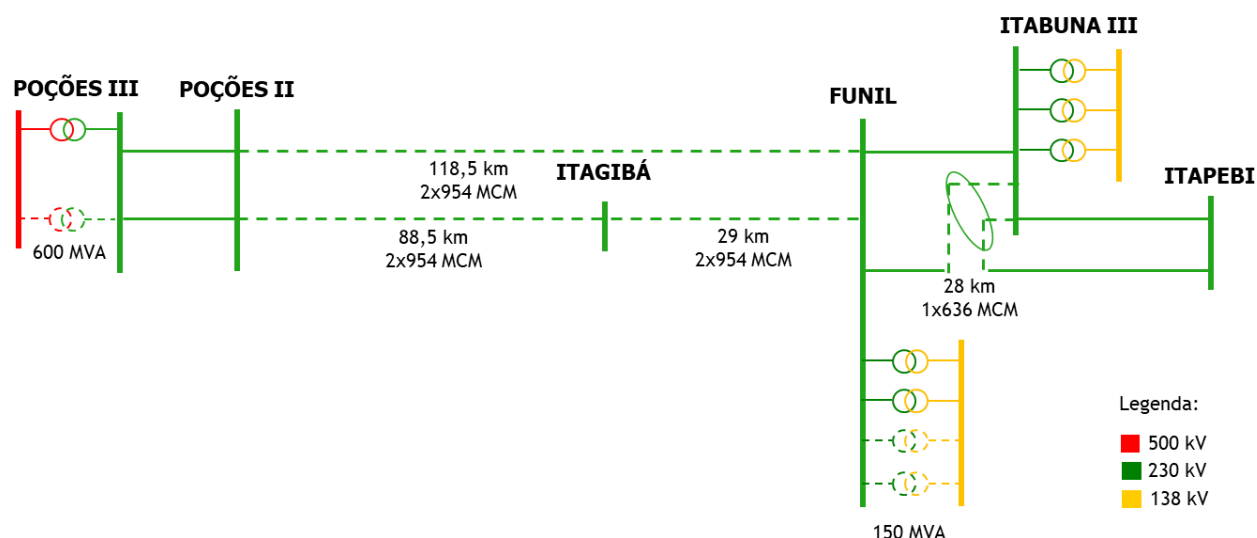


Figura 7-3 – Alternativa C

7.1.4. Alternativa D

A Alternativa D propõe a implantação de uma nova subestação Itabuna IV com um ATR 500/230 kV de 600 MVA. A nova subestação se interliga com a SE 230 kV Itabuna III através da LT 230 kV Itabuna IV – Itabuna III C1, cabo 2x954 MCM (Rail), com 1 km de extensão e com a SE 500 kV Poções III através da LT 500 kV Poções III – Itabuna IV C1, cabo 4x954 MCM (Rail), com 137 km de extensão conforme ilustra a Figura 7-4. Todas as obras são para o ano 2030. Referencialmente, considerou-se a implantação de bancos de capacitores de 100 Mvar nas SE Itabuna III e Eunápolis no ano 2039.

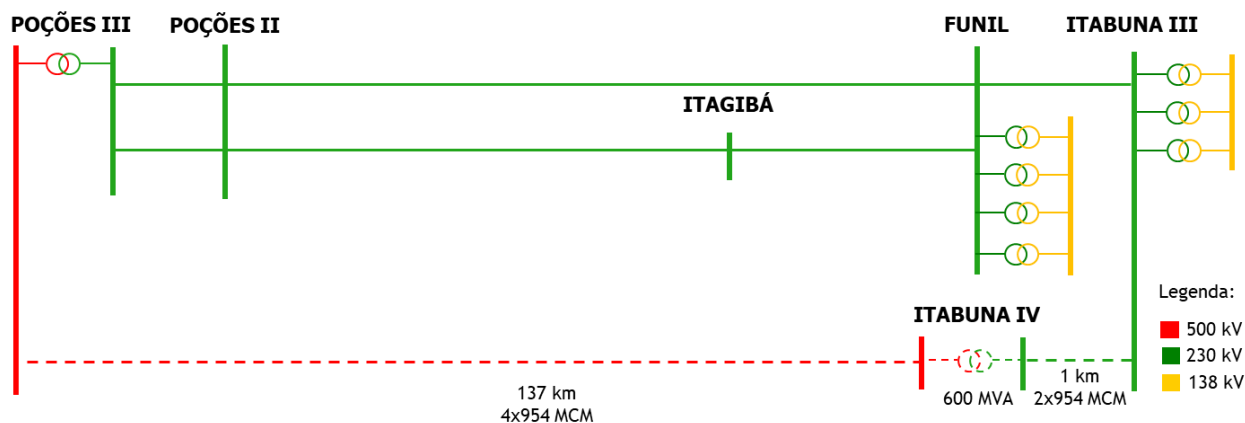


Figura 7-4 – Alternativa D

7.2. Análise de Desempenho em Regime Permanente

Os resultados das simulações de fluxo de potência para as alternativas analisadas, em regime normal de operação e durante as principais contingências, para os anos 2030 e 2039, são apresentados neste item. Para essas simulações foi considerada a condição mais crítica de geração e de carga (Cenário 3 – Carga Pesada). Neste caso, para dimensionamento da rede, a condição crítica de despacho considerada no extremo sul da Bahia é a geração nula, conforme destacado na Tabela 7-1.

Tabela 7-1 – Perfil de geração nas principais usinas do extremo sul da Bahia

Usina	Potência Instalada [MW]	Potência Despachada [MW]
UHE Itapebi	450	0
UTE Veracel	126,6	0
UTE Suzano	214	0

7.2.1. Alternativa A

Para solucionar os problemas de sobrecarga e subtensão na região de Poções e do extremo sul baiano, apresentados no capítulo 5, a Alternativa A recomenda a implantação do 2º ATR 500/230 kV da SE Poções III, LT 230 kV Poções III – Funil C1 e seccionamento em loop da LT 230 kV Funil – Itapebi C1 na SE Itabuna III. Da Figura 7-5 à Figura 7-14 são apresentados os resultados das simulações de fluxo de potência, após a implantação do reforço, em regime normal de operação e para as principais contingências.

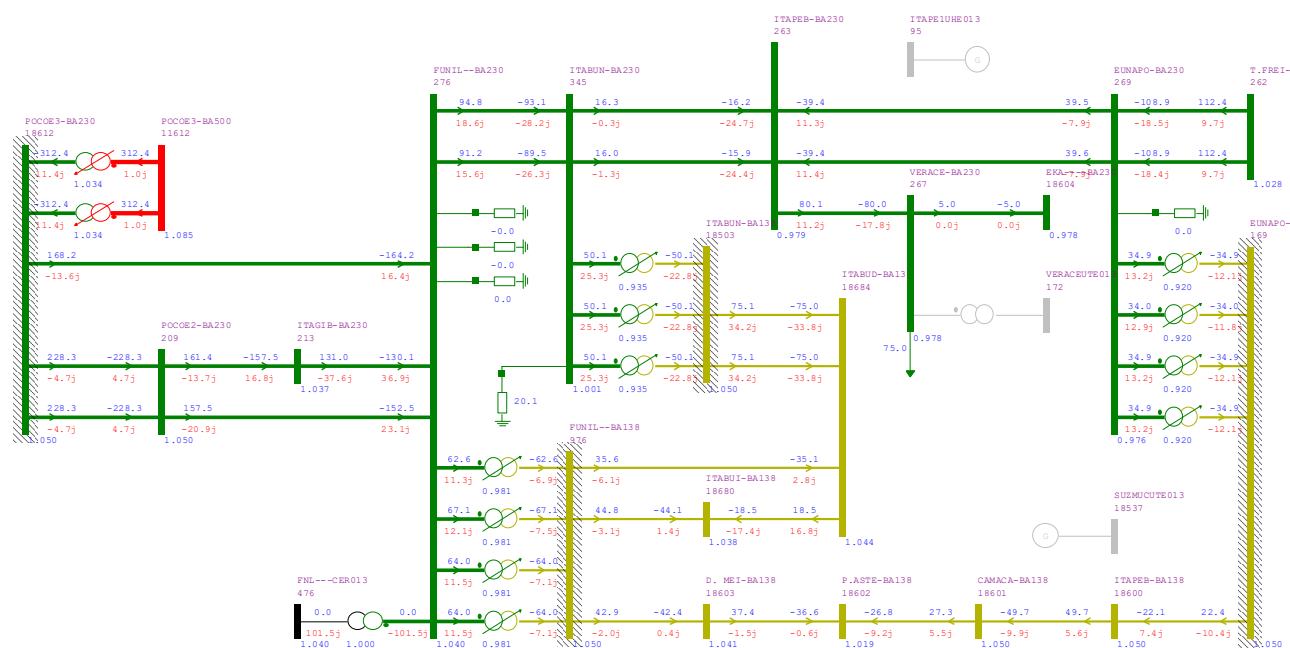


Figura 7-5 – Regime normal de operação – Ano 2030



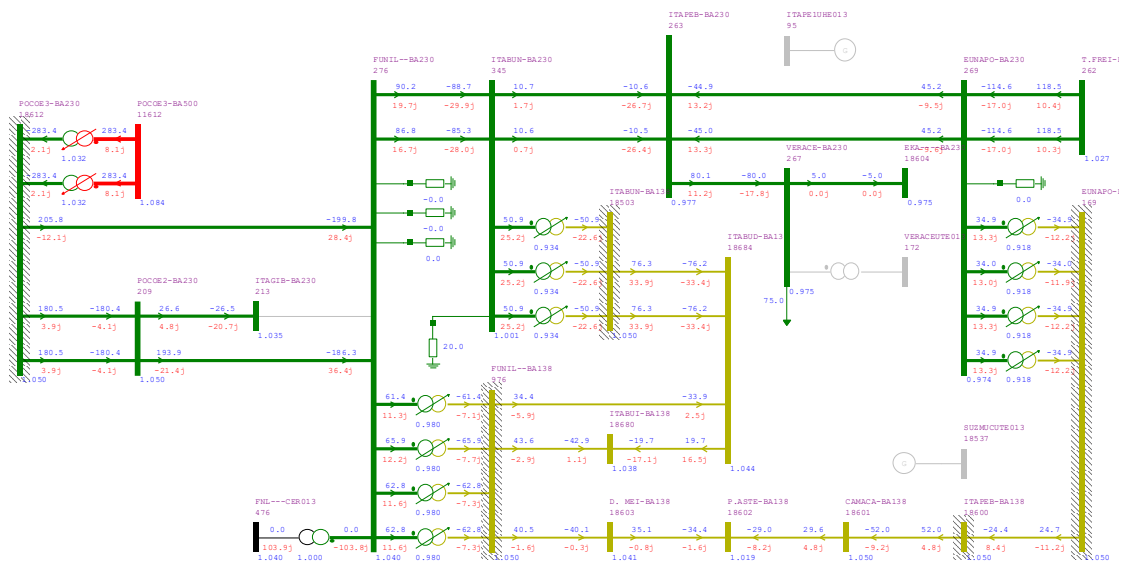


Figura 7-9 – Contingência da LT 230 kV Itagibá – Funil – Ano 2030

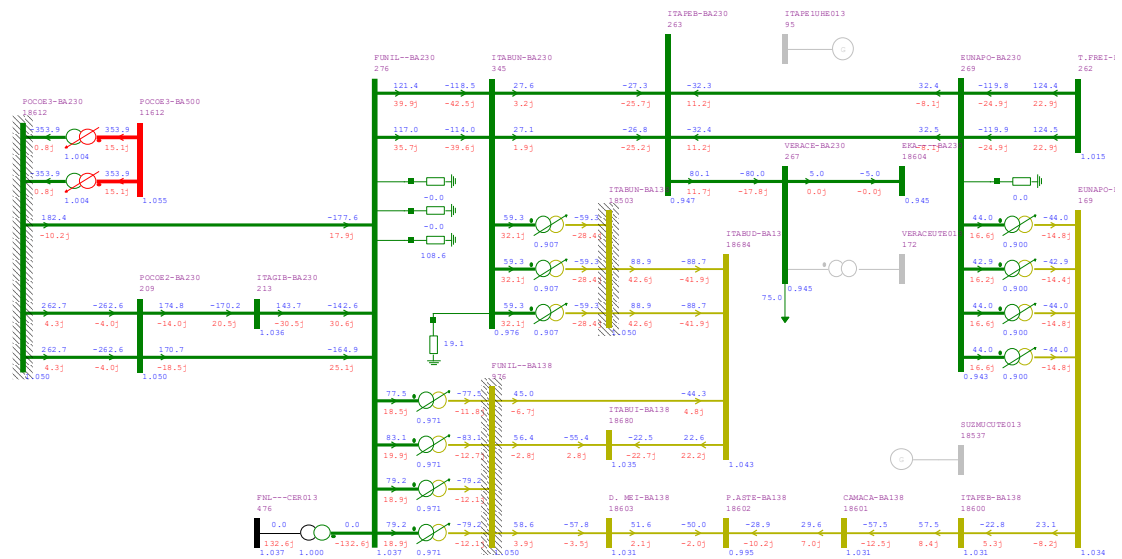


Figura 7-10 – Regime normal de operação – Ano 2039

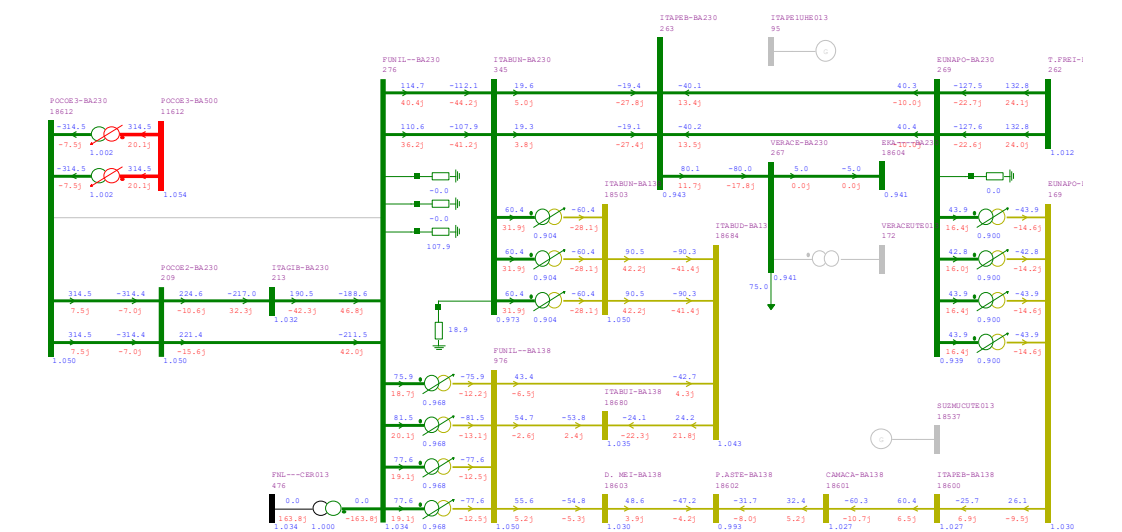


Figura 7-11 – Contingência da LT 230 kV Poções III – Funil – Ano 2039



7.2.2. Alternativa B

Para solucionar os problemas de sobrecarga e subtensão na região de Poções e do extremo sul baiano, apresentados no capítulo 5, a Alternativa B recomenda a implantação do 2º ATR 500/230 kV da SE Poções III e da LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1. Da Figura 7-15 à Figura 7-24 são apresentados os resultados das simulações de fluxo de potência, após a implantação dos reforços, em regime normal de operação e para as principais contingências.

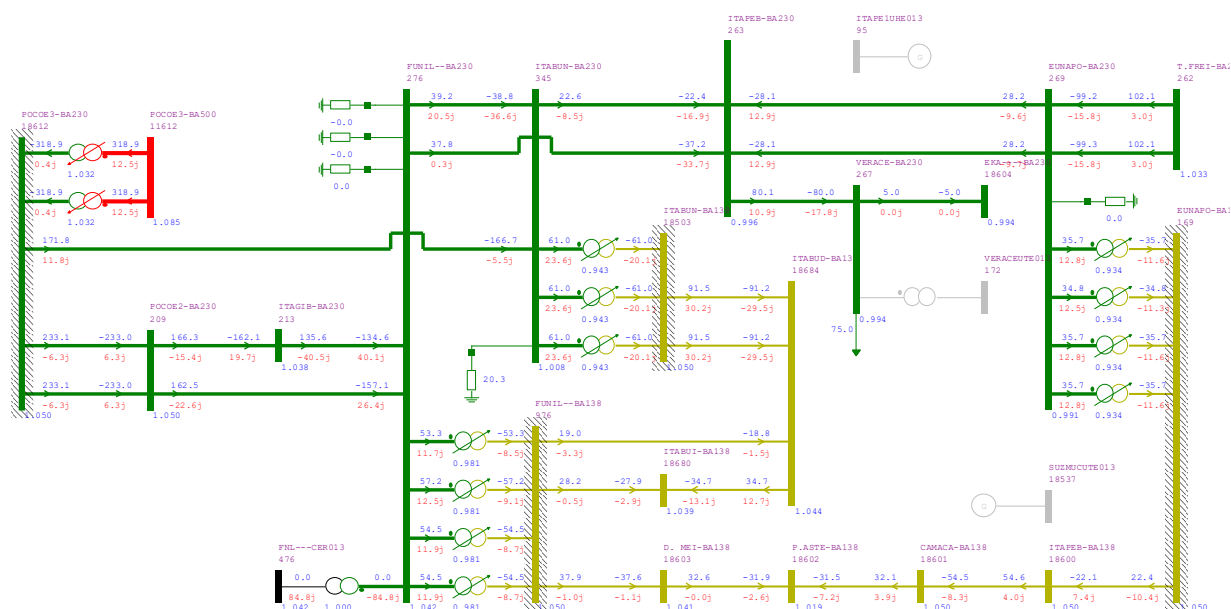


Figura 7-15 – Regime normal de operação – Ano 2030

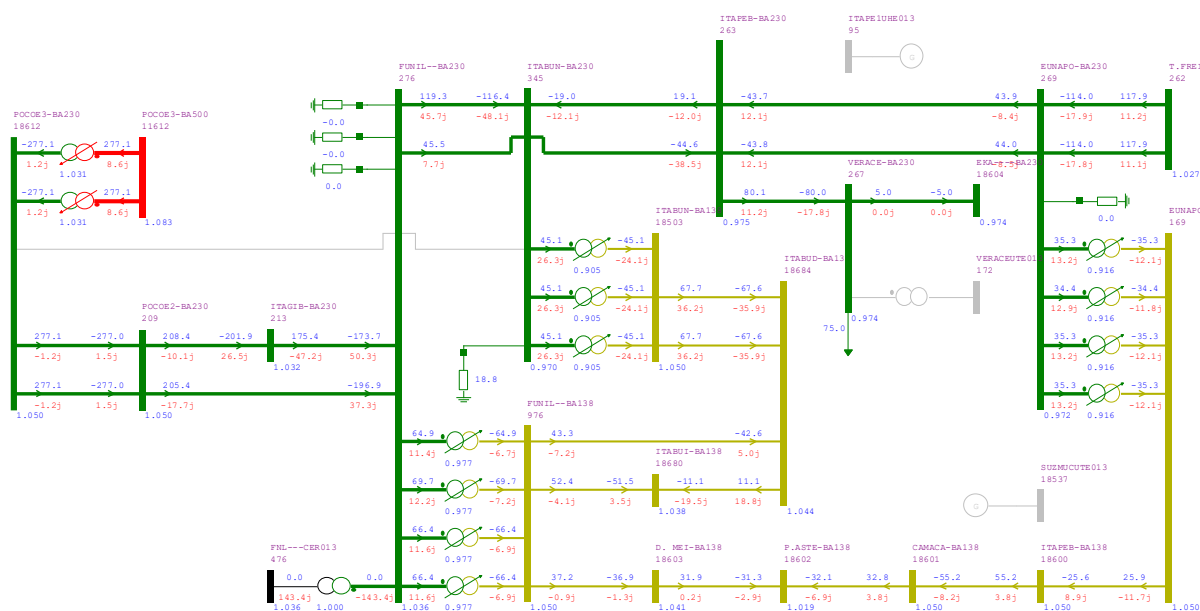


Figura 7-16 – Contingência da LT 230 kV Poções III – Itabuna III – Ano 2030

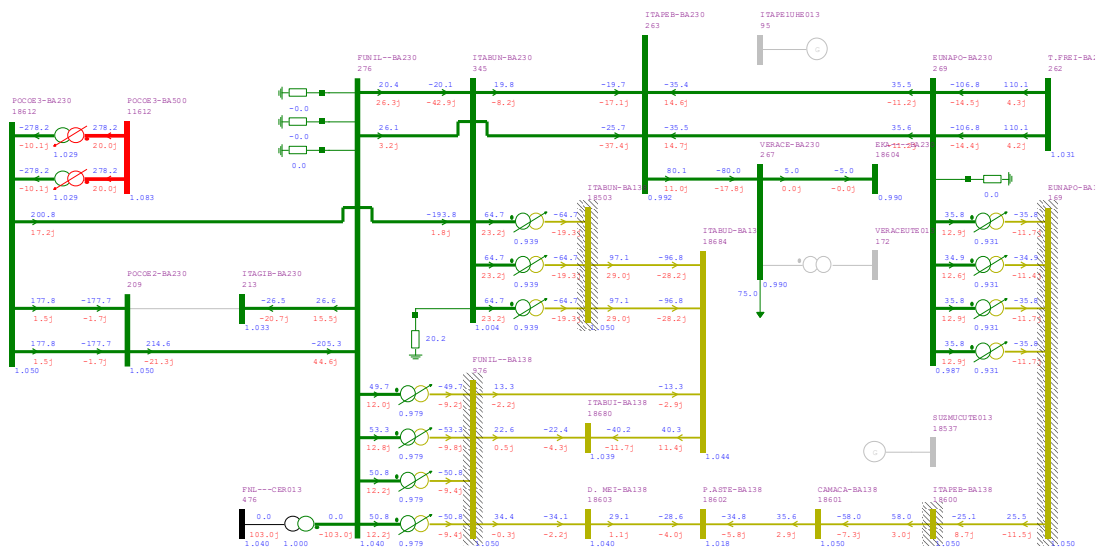


Figura 7-17 – Contingência da LT 230 kV Poções II – Itagibá – Ano 2030

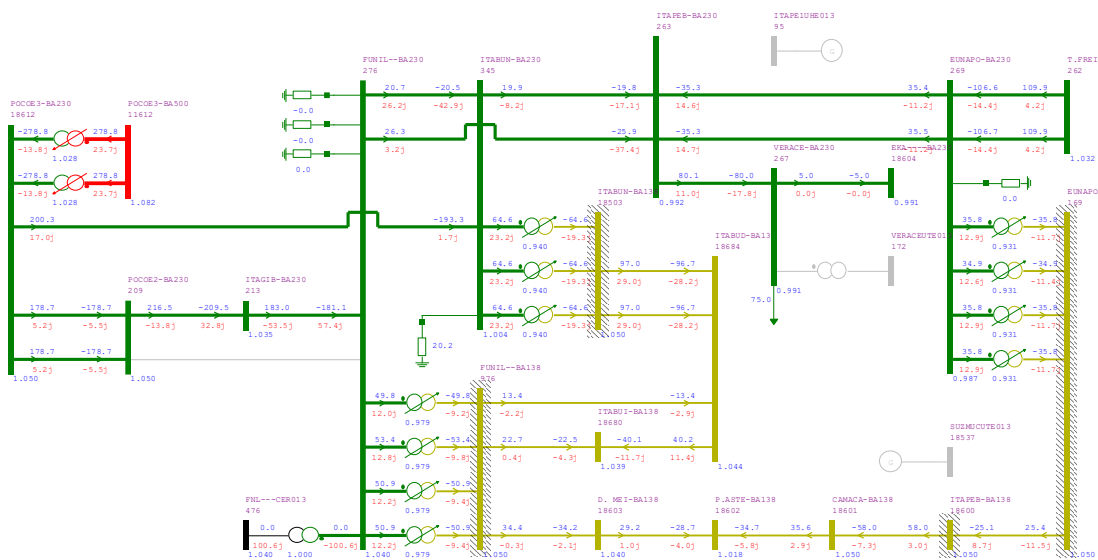


Figura 7-18 – Contingência da LT 230 kV Poções II – Funil – Ano 2030

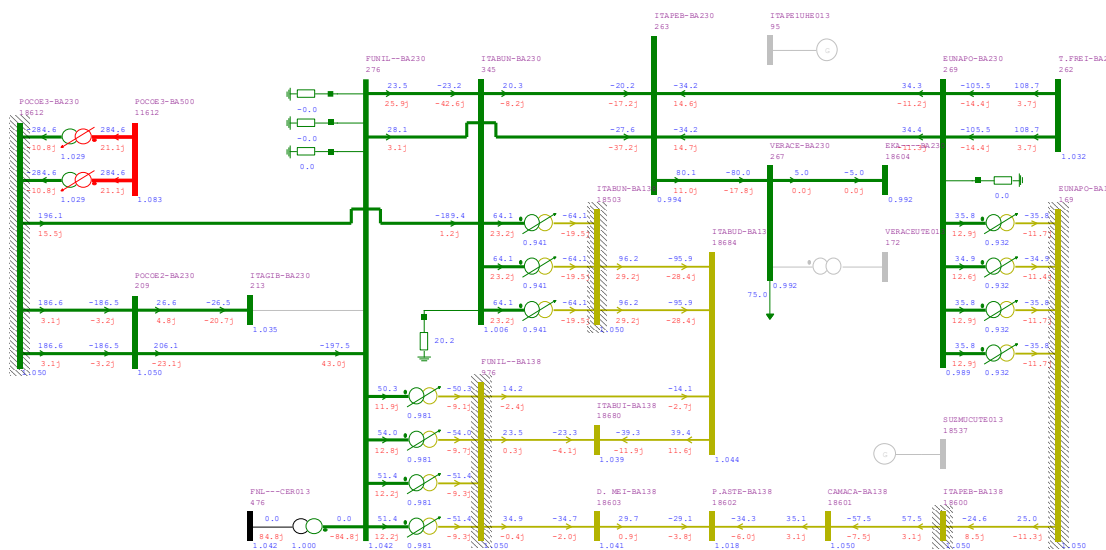
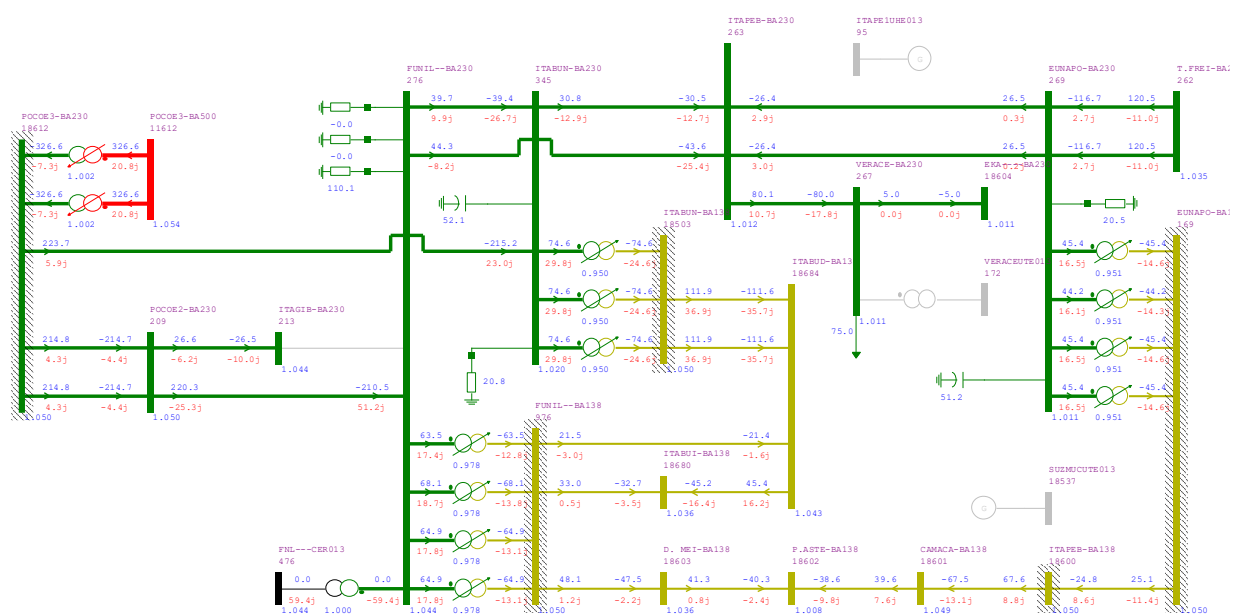
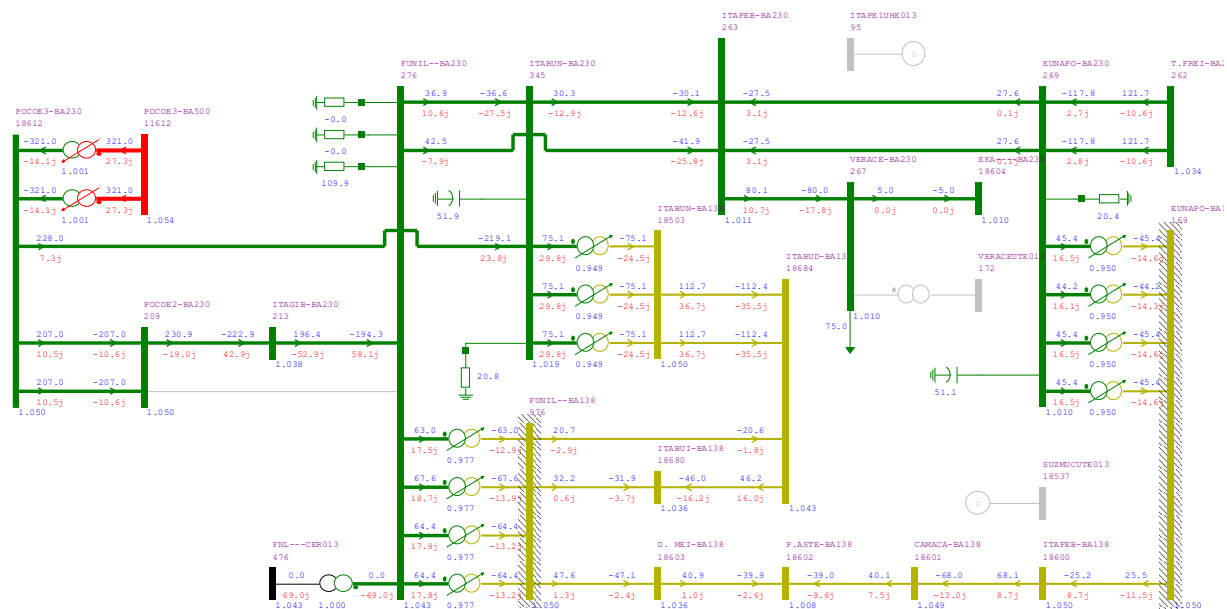


Figura 7-19 – Contingência da LT 230 kV Itagibá – Funil – Ano 2030





7.2.3. Alternativa C

Para solucionar os problemas de sobrecarga e subtensão na região de Poções e do extremo sul baiano, apresentados no capítulo 5, a Alternativa C recomenda a implantação do 2º ATR 500/230 kV da SE Poções III, recondutoramento das LTs 230 kV Poções II – Funil C1, Poções II – Itagibá C1 e Itagibá – Funil e seccionamento em loop da LT 230 kV Funil – Itapebi C1 na SE Itabuna III. Da Figura 7-25 à Figura 7-32 são apresentados os resultados das simulações de fluxo de potência, após a implantação do reforço, em regime normal de operação e para as principais contingências.

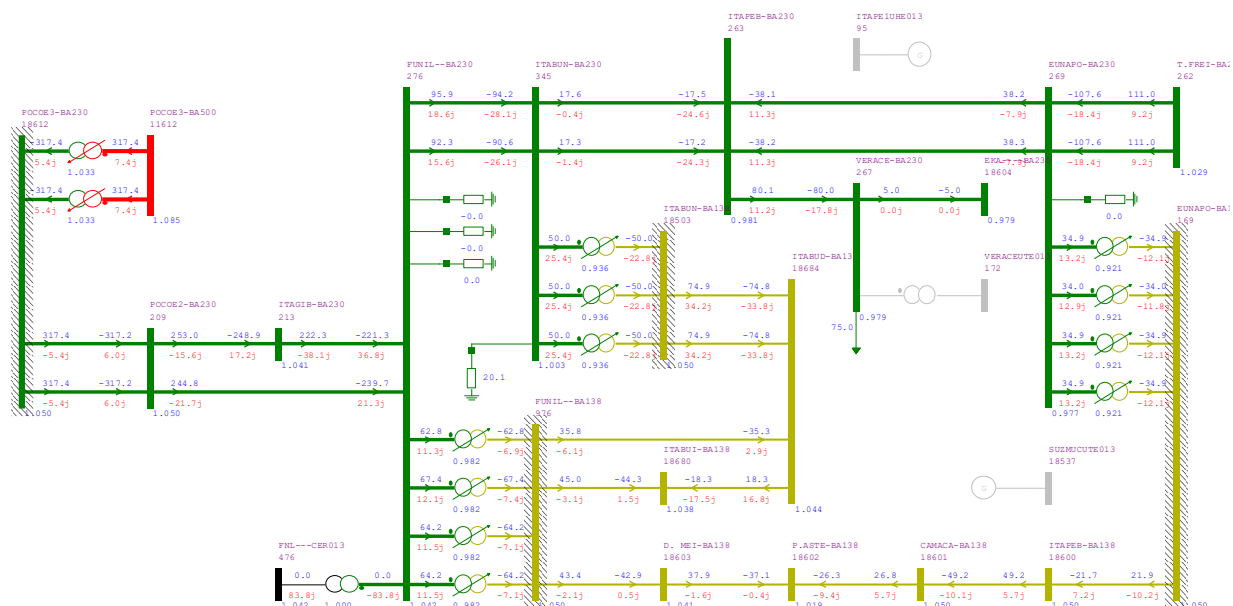


Figura 7-25 – Regime normal de operação – Ano 2030

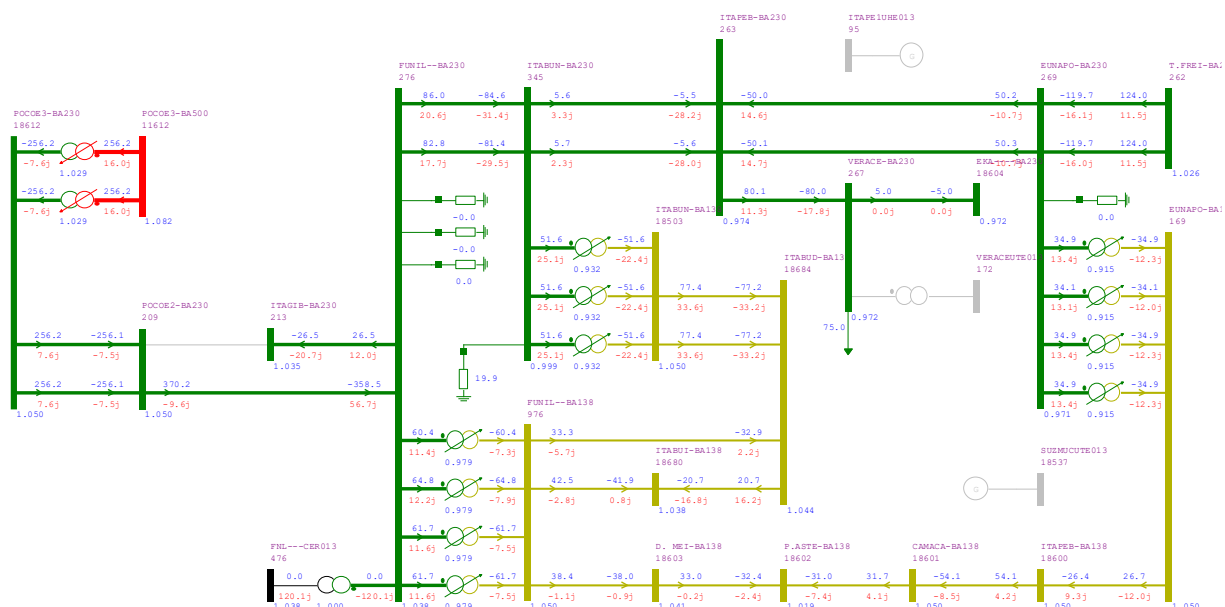


Figura 7-26 – Contingência da LT 230 kV Poções II – Itagibá – Ano 2030

7.2.4. Alternativa D

Para solucionar os problemas de sobrecarga e subtensão na região de Poções e do extremo sul baiano, apresentados no capítulo 5, a Alternativa D recomenda a implantação de uma nova SE Itabuna IV 500/230 kV 600 MVA e LT 500 kV Poções III – Itabuna IV C1. Da Figura 7-33 à Figura 7-42 são apresentados os resultados das simulações de fluxo de potência, após a implantação do reforço, em regime normal de operação e para as principais contingências.

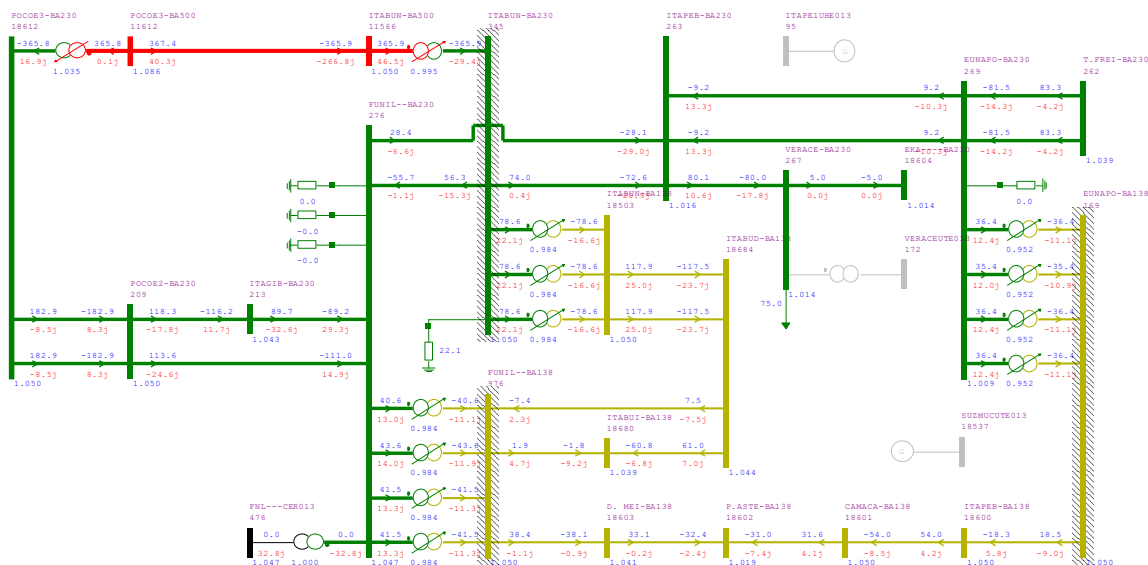


Figura 7-33 – Regime normal de operação – Ano 2030

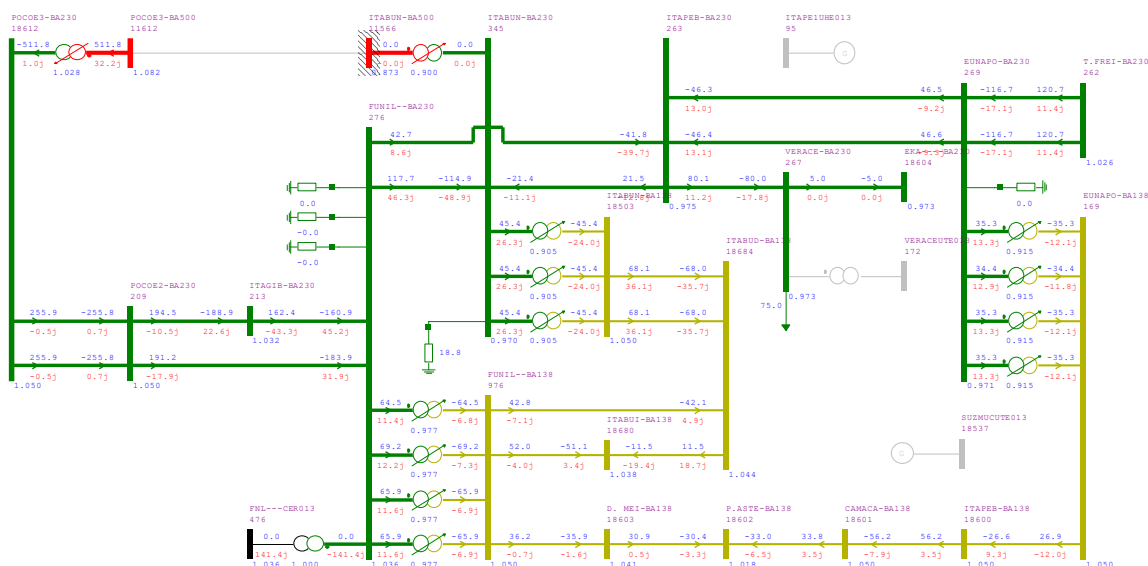
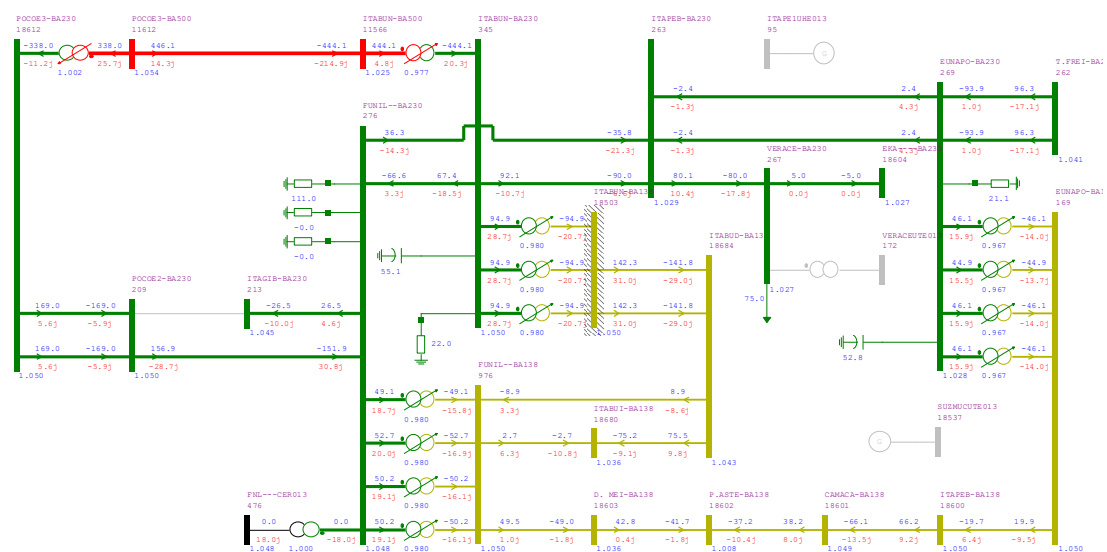
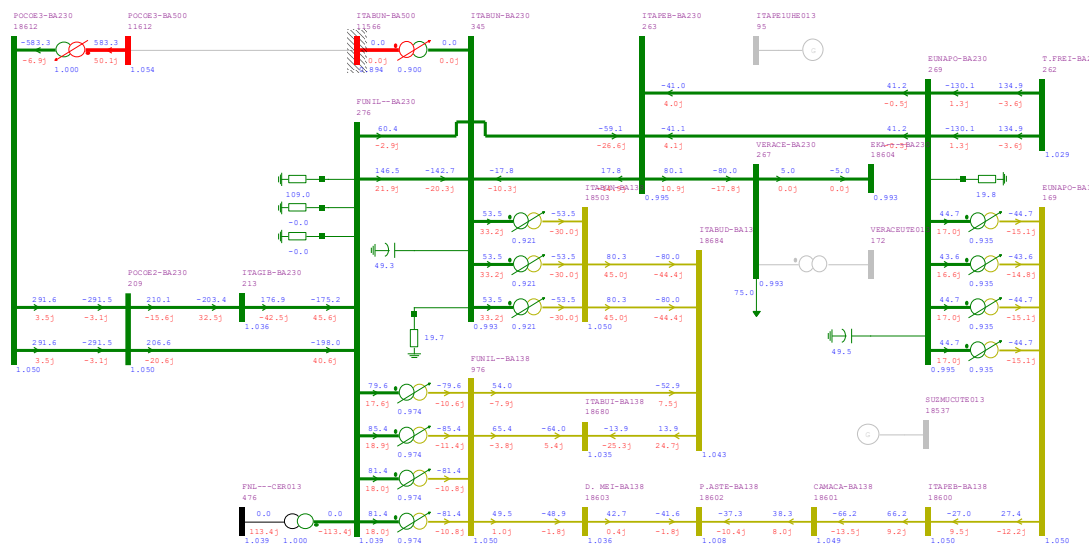
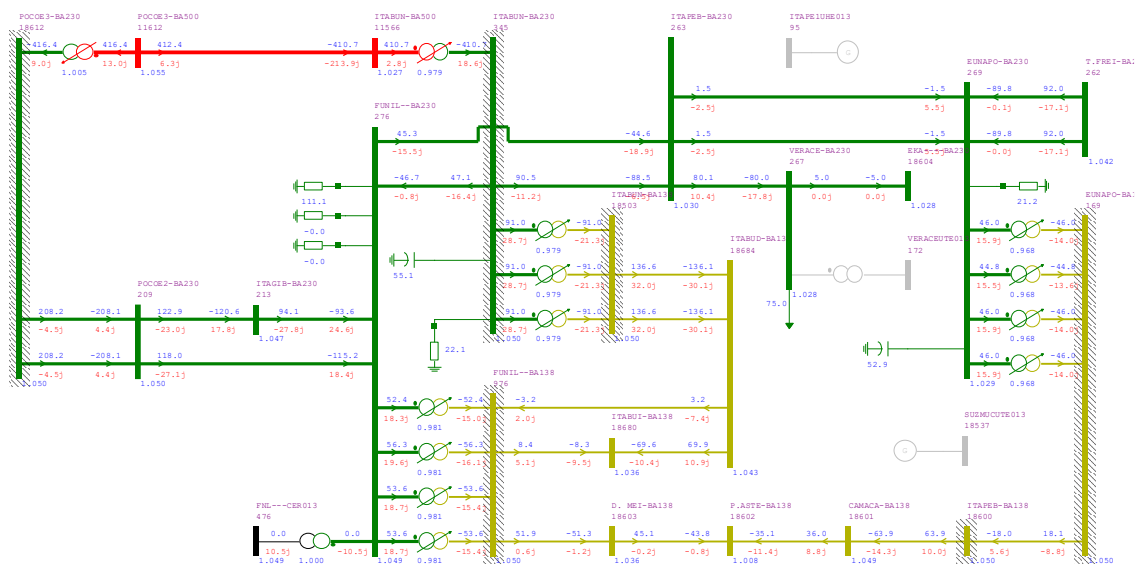


Figura 7-34 – Contingência da LT 500 kV Poções III – Itabuna III – Ano 2030





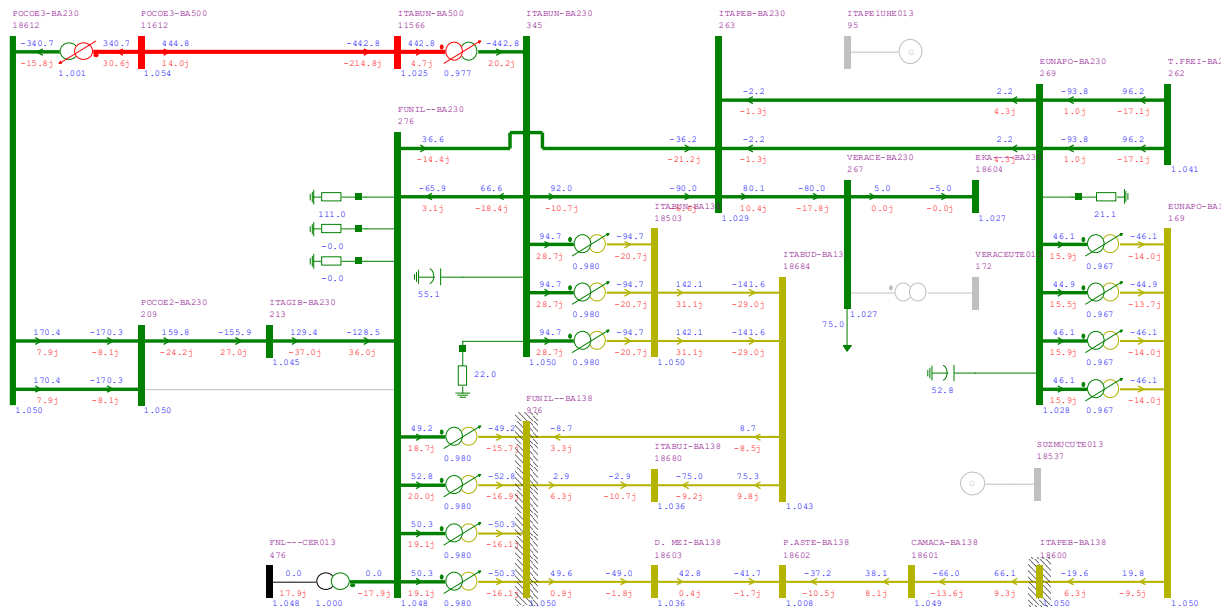


Figura 7-41 – Contingência da LT 230 kV Poções II – Funil – Ano 2039

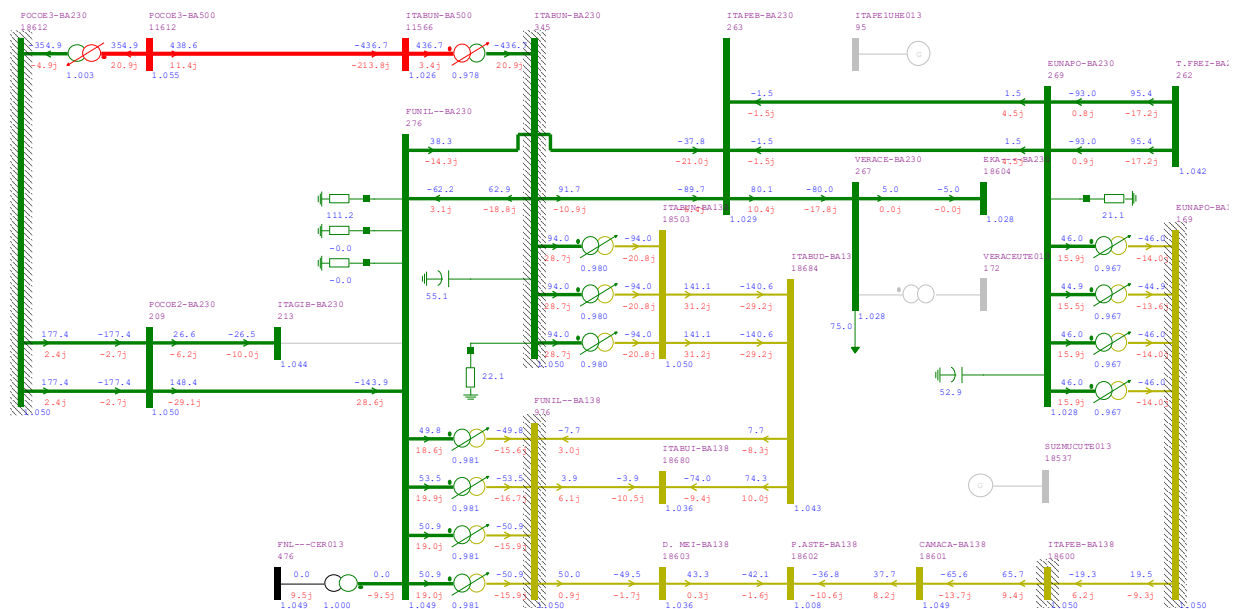


Figura 7-42 – Contingência da LT 230 kV Itagibá – Funil – Ano 2039

7.3. Análise Econômica

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas foi utilizado o documento: “Base de Referência de Preços ANEEL – março de 2024”, Ref.[8]; e o método dos rendimentos necessários, com o truncamento das séries temporais no ano 2039.

A referência de custo utilizada especificamente para o recondutoramento da LT 230 kV Poções II – Funil C1, LT 230 kV Poções II – Itagibá C1 LT 230 kV Itagibá – Funil C1 (Alternativa C), foi a informada pela Afluente T conforme itens 16.6.2, 16.6.4 e 16.6.5.

Para valoração das perdas elétricas, utilizou-se custo de 218,31 R\$/MWh, calculado com base no custo marginal de expansão da geração informado pela EPE Ref.[9]. Para ponderação das perdas, foram simulados os patamares de carga Pesada, Média e Leve, cenários 1, 2, 3 e 4, com 25% do tempo de permanência em cada cenário. O detalhamento das perdas elétricas em cada um dos cenários e patamares é apresentado no Anexo 16.5.

A Tabela 7-2 apresenta a comparação econômica das alternativas levando-se em consideração custos de investimentos e diferencial de perdas.

Tabela 7-2 – Custo de investimento e diferencial de perdas (R\$ x 1000)

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa A	143.189	23.797	166.986	119%	2º
Alternativa B	115.000	25.689	140.689	100%	1º
Alternativa C	296.219	17.908	314.128	223%	3º
Alternativa D	278.887	0	278.887	198%	4º

Sob o ponto de vista técnico e econômico, recomenda-se a implantação da **Alternativa B**, que é a alternativa de mínimo custo global.

Os planos de obras referentes a cada alternativa são apresentados no item 16.4

8. ATENDIMENTO ÀS REGIÕES DE IBICOARA E BRUMADO

8.1. Descrição das Alternativas

De forma a solucionar os problemas de subtensão na SE Brumado II e sobrecarga verificada na LT 230 kV Poções II – Brumado II C1 e LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C1, foram vislumbradas 3 alternativas, conforme descrito nos itens 8.1.1, 8.1.2 e 8.1.3. Todas as alternativas contam com o 3º ATR 230/138 kV, 100 MVA da SE Ibicoara (ano 2027), o 3º TR 230/69 kV, 100 MVA da SE Brumado II (ano 2027) e o 3º ATR 230/138 kV, 100 MVA da SE Brumado II (ano 2027).

8.1.1. Alternativa R

A Alternativa R é composta pela LT 230 kV Poções III – Brumado II C1, cabo 1x795 MCM (Tern), com 155 km de extensão (2030), conforme ilustra a Figura 8-1.

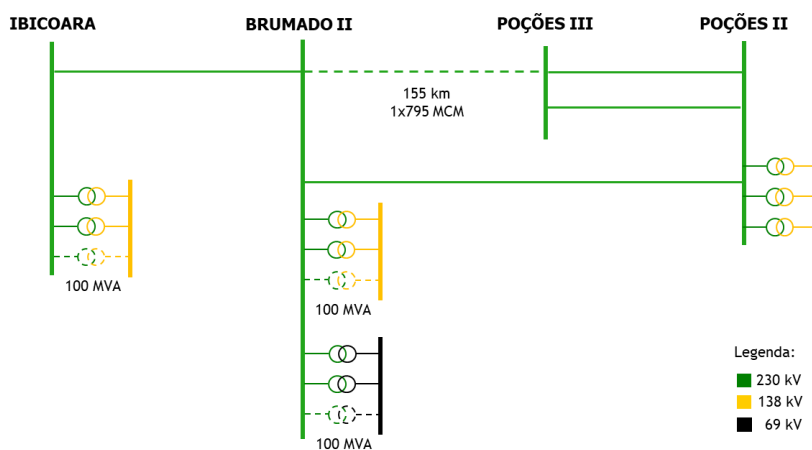


Figura 8-1 – Alternativa R

8.1.2. Alternativa S

A Alternativa S é composta pela LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C2, cabo 1x795 MCM (Tern), com 95 km de extensão (2030), conforme ilustra a Figura 8-2.

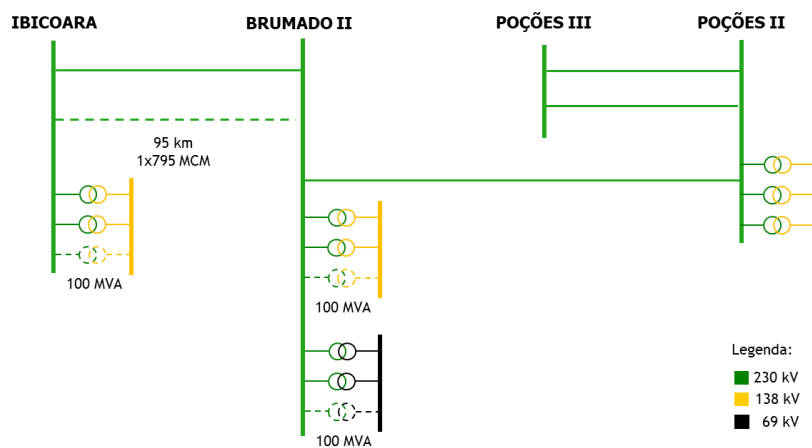


Figura 8-2 – Alternativa S

8.1.3. Alternativa T

A Alternativa T propõe o recondutoramento/reconstrução da LT 230 kV Poções II – Brumado II C1 utilizando cabo 2x954 MCM (Rail) e um CER (-100/+150 Mvar) na SE Brumado II 230 kV no ano 2030, conforme ilustra a Figura 8-3.

A viabilidade de recondutoramento da LT 230 kV Poções II – Brumado II C1 foi consultada à Afluentes T, conforme item 16.6.3. A concessionária informou que as condições atuais das linhas não suportam a simples substituição dos cabos necessários para atingir os novos limites de transmissão requeridos. Para atingir os valores de capacidade solicitados seria necessária a reconstrução total das LTs, com custos 23% mais elevados que uma LT inteiramente nova. Esses valores foram considerados na análise econômica.

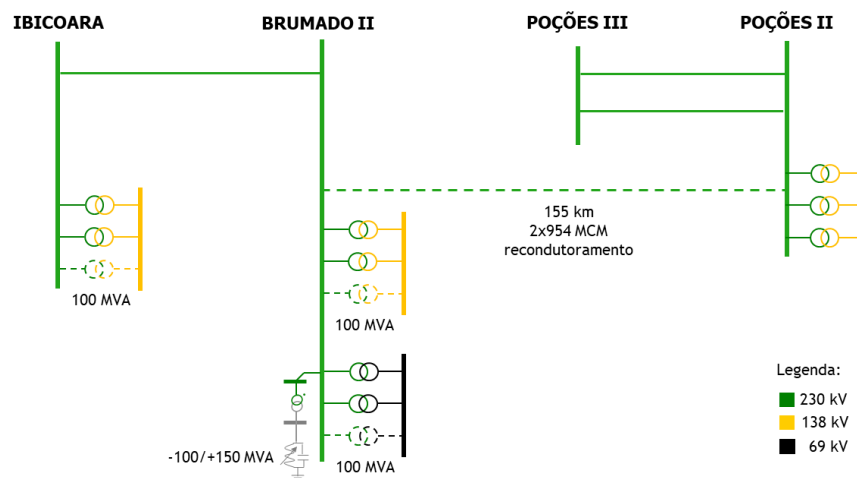


Figura 8-3 – Alternativa T

8.2. Análise de Desempenho em Regime Permanente

Os resultados das simulações de fluxo de potência para as alternativas analisadas, em regime normal de operação e durante as principais contingências, para os anos 2030 e 2039, são apresentados neste item. Para essas simulações foi considerada a condição mais crítica de geração e de carga (Cenário 3 – Carga Pesada). Neste caso, a geração no extremo sul da Bahia não é determinante para o dimensionamento das obras na região de Ibicoara e Brumado. Assim, o despacho utilizado foi o apresentado na Tabela 16-8.

8.2.1. Alternativa R

Para solucionar os problemas de sobrecarga e subtensão na região de Ibicoara e Brumado, apresentados no capítulo 5, a Alternativa R recomenda a implantação da LT 230 kV Poções III – Brumado II. Da Figura 8-4 a Figura 8-11 são apresentados os resultados das simulações de fluxo de potência, após a implantação do reforço, em regime normal de operação e para as principais contingências.

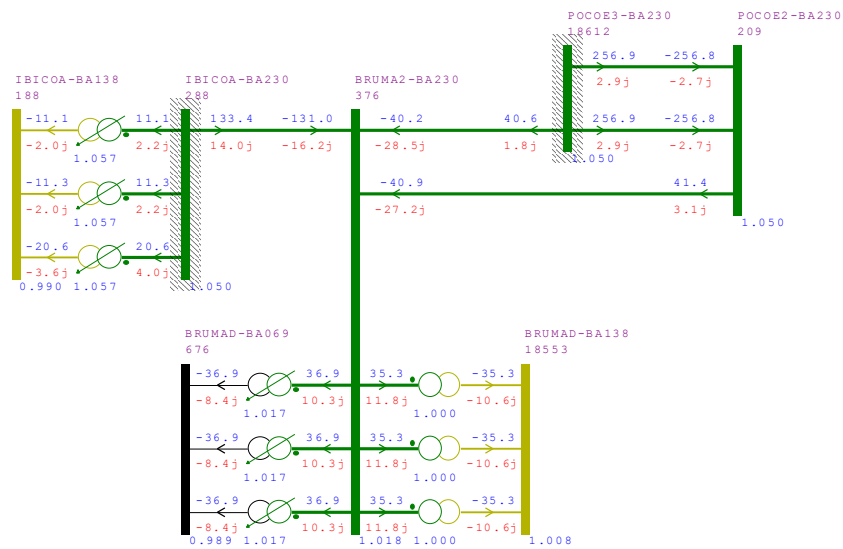


Figura 8-4 – Regime normal de operação – Ano 2030

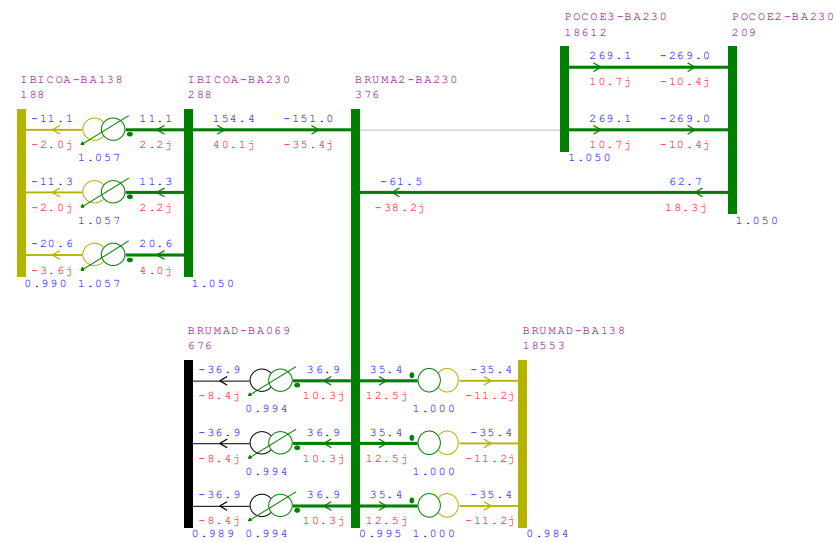


Figura 8-5 – Contingência da LT 230 kV Poções III – Brumado II – Ano 2030

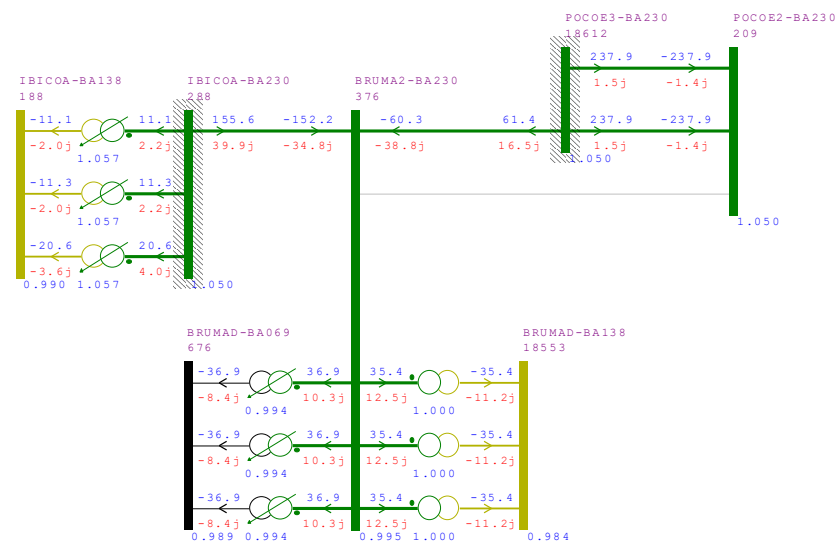


Figura 8-6 – Contingência da LT 230 kV Poções II – Brumado II – Ano 2030

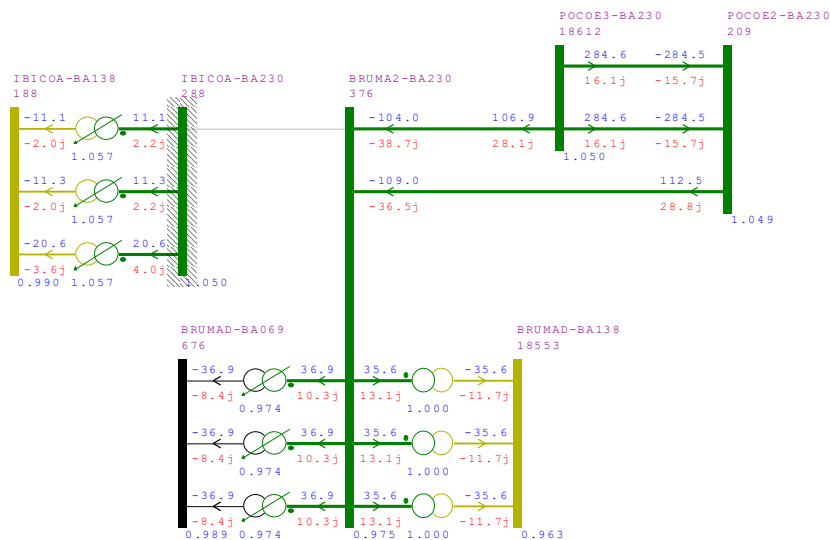


Figura 8-7 – Contingência da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II – Ano 2030

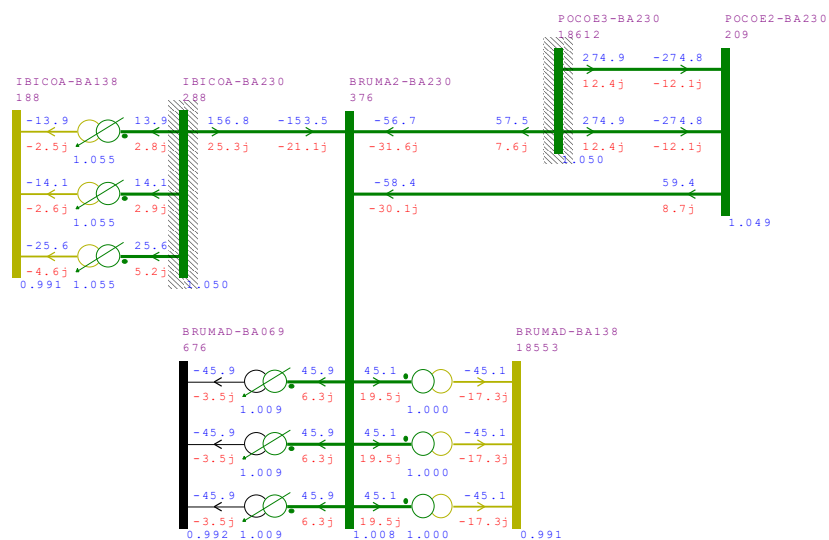


Figura 8-8 – Regime normal de operação – Ano 2039

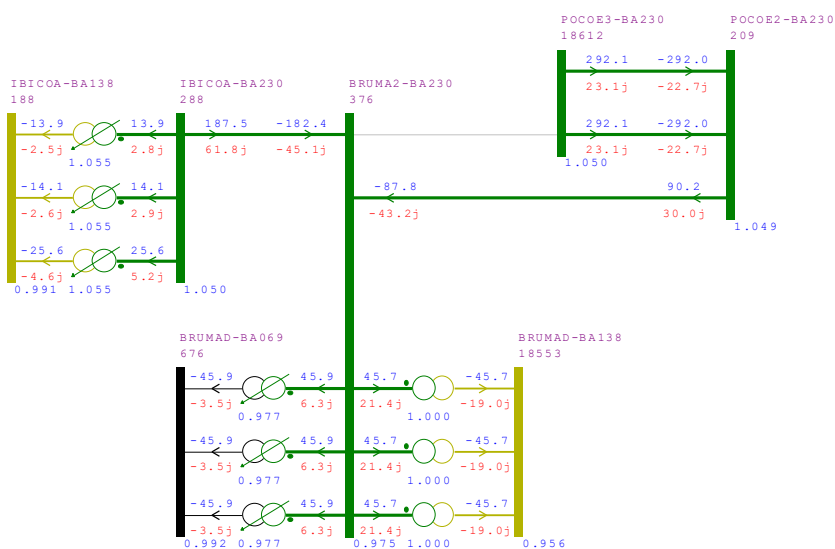


Figura 8-9 – Contingência da LT 230 kV Poções III – Brumado II – Ano 2039

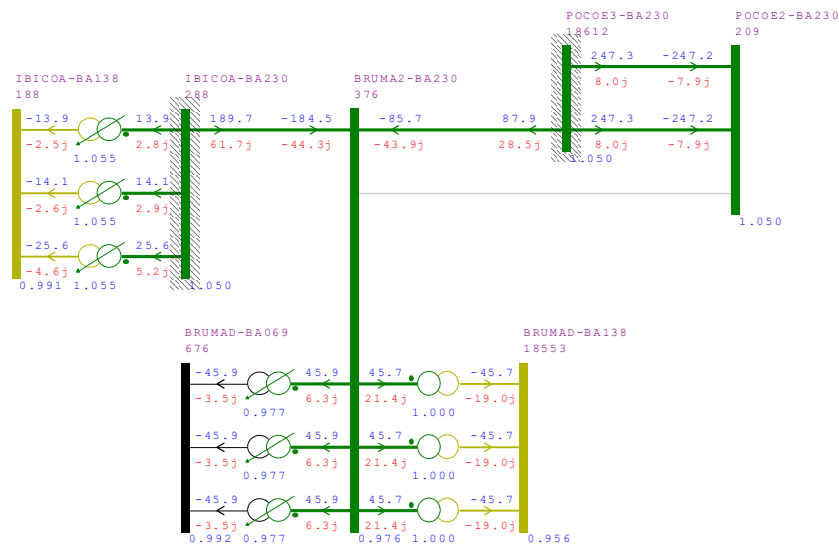


Figura 8-10 – Contingência da LT 230 kV Poções II – Brumado II – Ano 2039

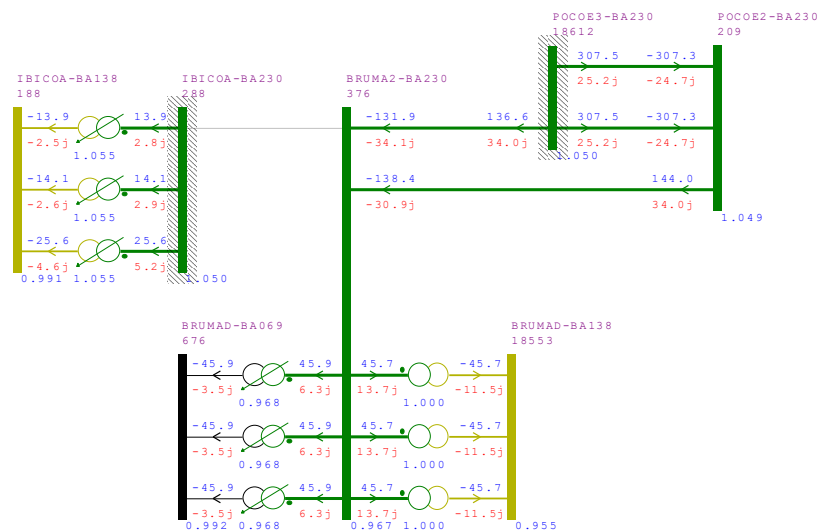


Figura 8-11 – Contingência da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II – Ano 2039

8.2.2. Alternativa S

Para solucionar os problemas de sobrecarga e subtensão na região de Ibicoara e Brumado, apresentados no capítulo 5, a Alternativa S recomenda a implantação da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C2. Da Figura 8-12 a Figura 8-17 são apresentados os resultados das simulações de fluxo de potência, após a implantação do reforço, em regime normal de operação e para as principais contingências.

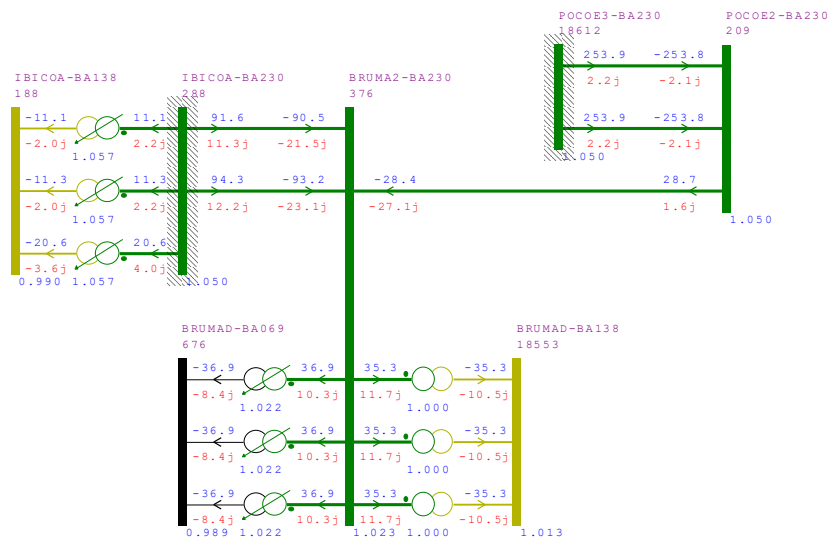


Figura 8-12 – Regime normal de operação – Ano 2030

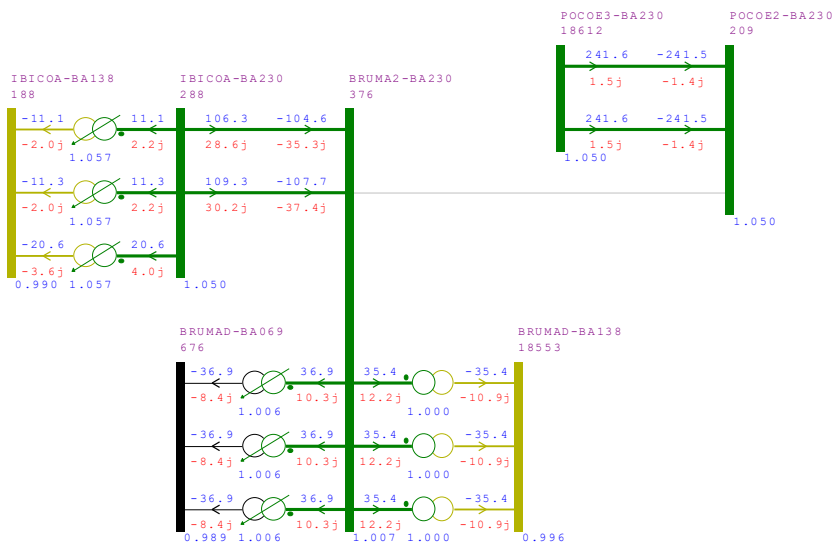


Figura 8-13 – Contingência da LT 230 kV Poções II – Brumado II – Ano 2030

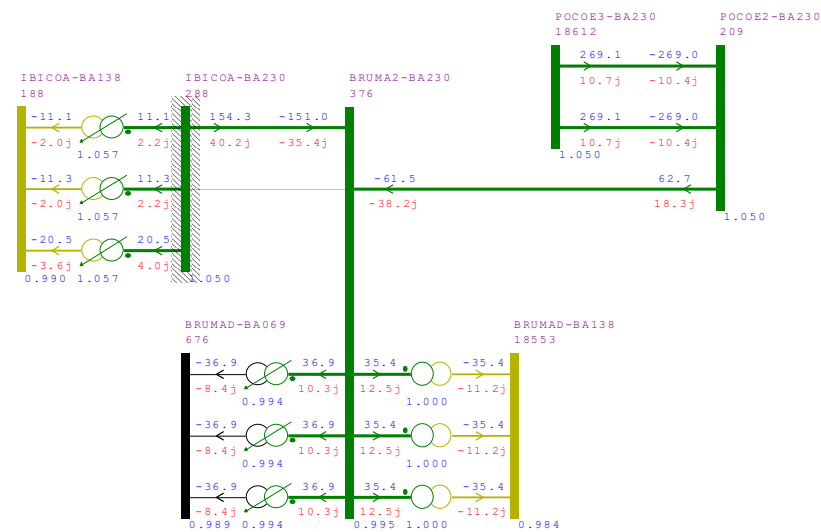


Figura 8-14 – Contingência da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II – Ano 2030

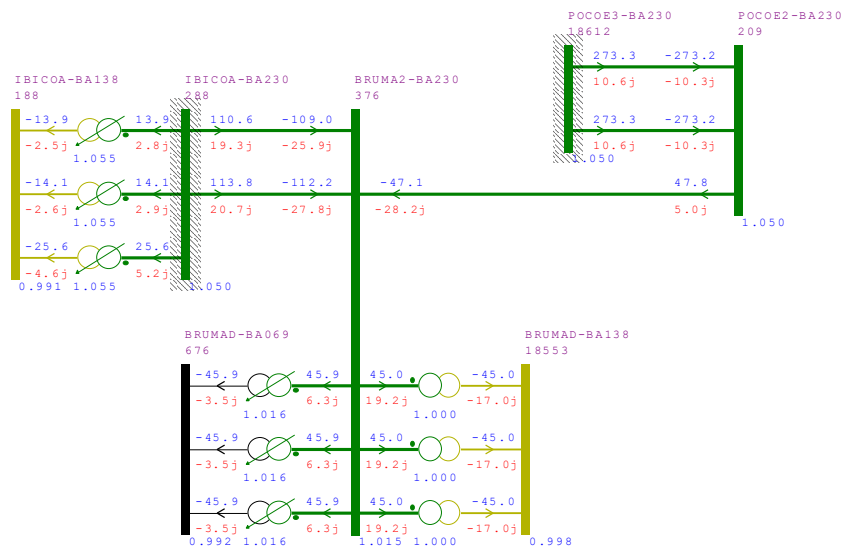


Figura 8-15 – Regime normal de operação – Ano 2039

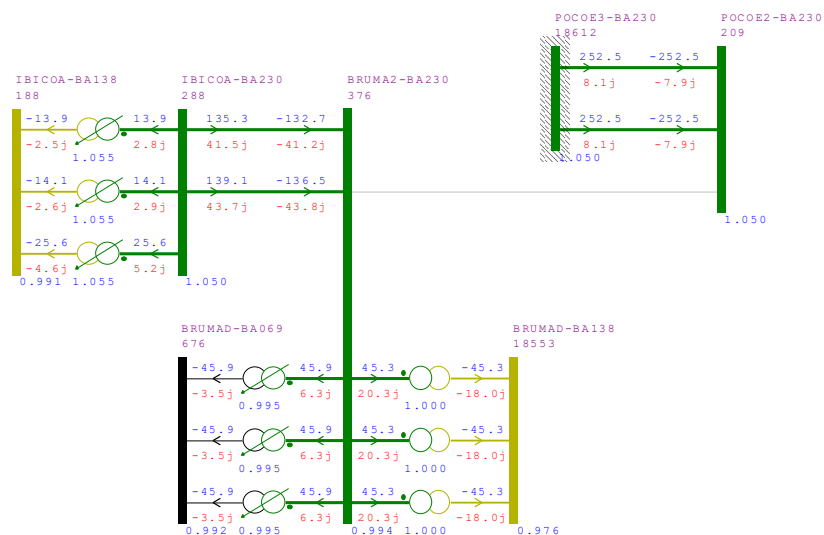


Figura 8-16 – Contingência da LT 230 kV Poções II – Brumado II – Ano 2039

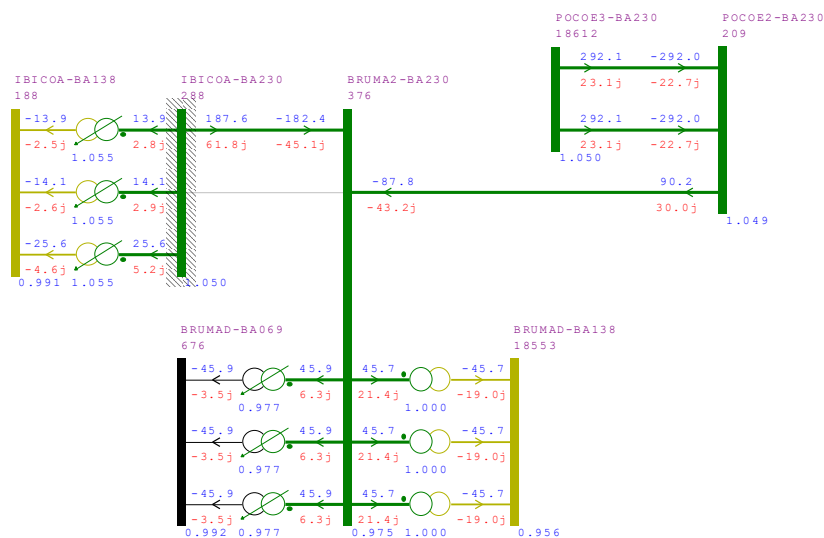


Figura 8-17 – Contingência da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II – Ano 2039

8.2.3. Alternativa T

Para solucionar os problemas de sobrecarga e subtensão na região de Ibicoara e Brumado, apresentados no capítulo 5, a Alternativa T recomenda o recondutoramento/reconstrução da LT 230 kV Poções II – Brumado II C1 utilizando cabo 2x954 MCM (Rail) e um CER (-100/+150 Mvar) na SE Brumado II 230 kV. Da Figura 8-18 a Figura 8-23 são apresentados os resultados das simulações de fluxo de potência, após a implantação do reforço, em regime normal de operação e para as principais contingências.

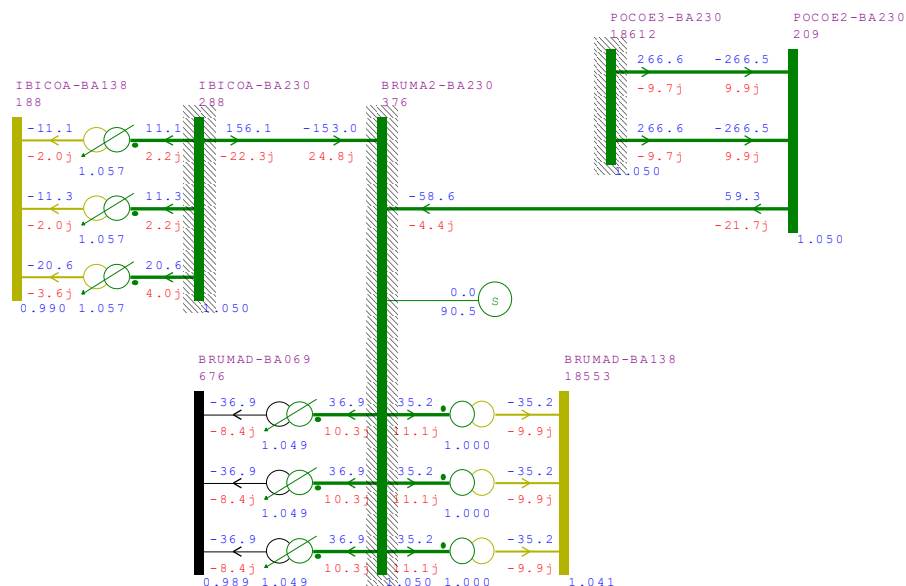


Figura 8-18 – Regime normal de operação – Ano 2030

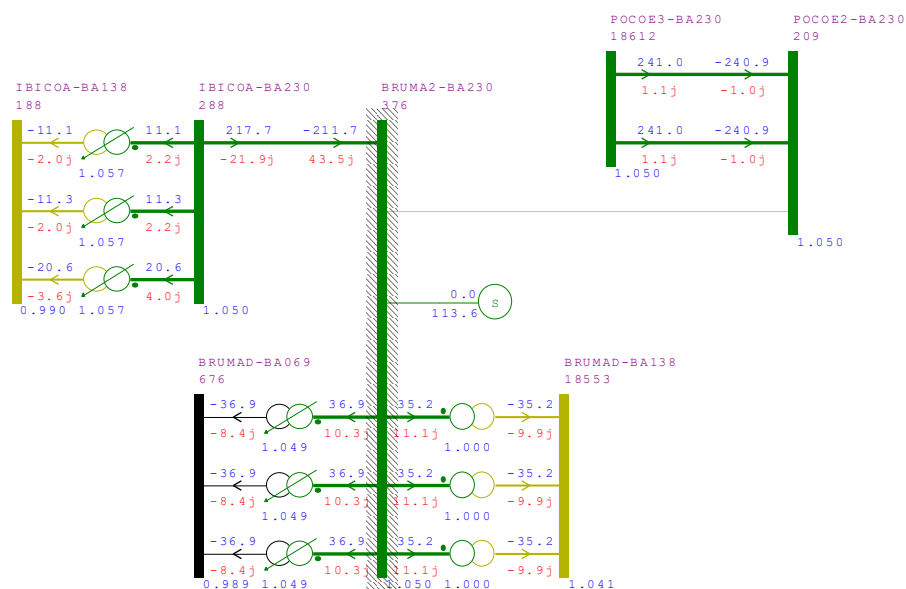


Figura 8-19 – Contingência da LT 230 kV Poções II – Brumado II – Ano 2030

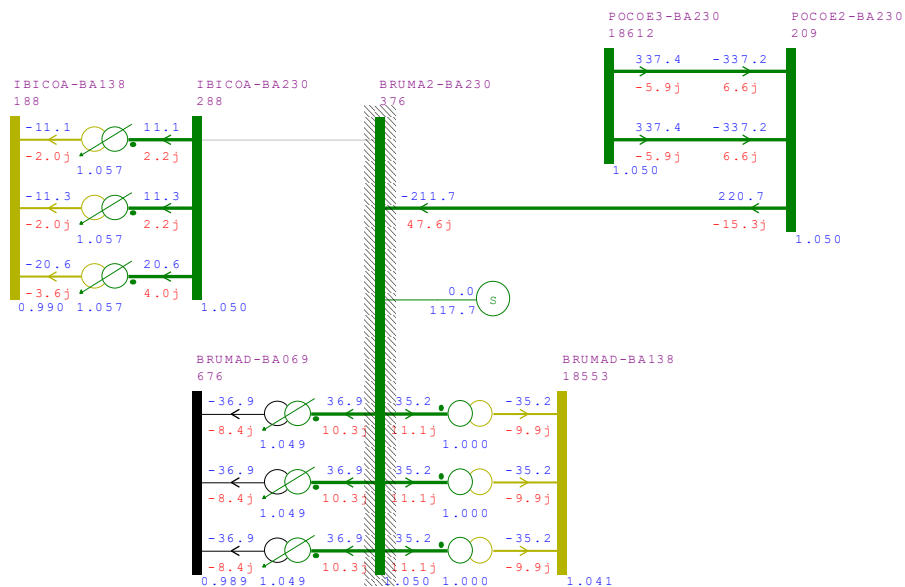


Figura 8-20 – Contingência da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II – Ano 2030

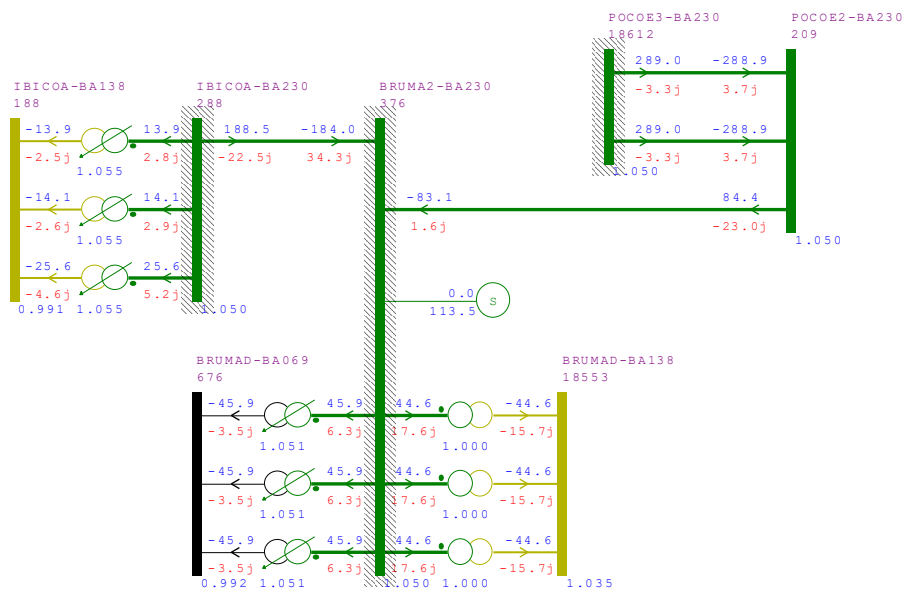


Figura 8-21 – Regime normal de operação – Ano 2039

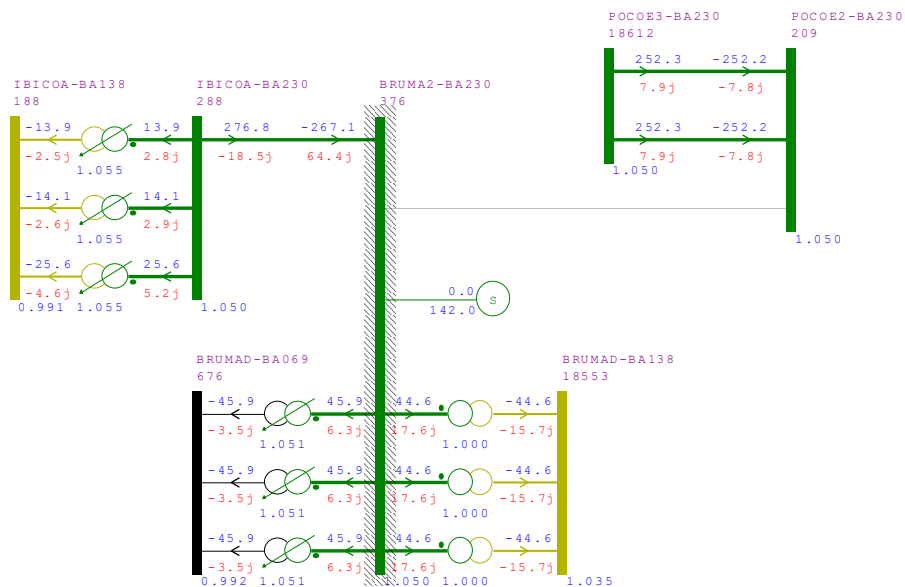


Figura 8-22 – Contingência da LT 230 kV Poções II – Brumado II – Ano 2039

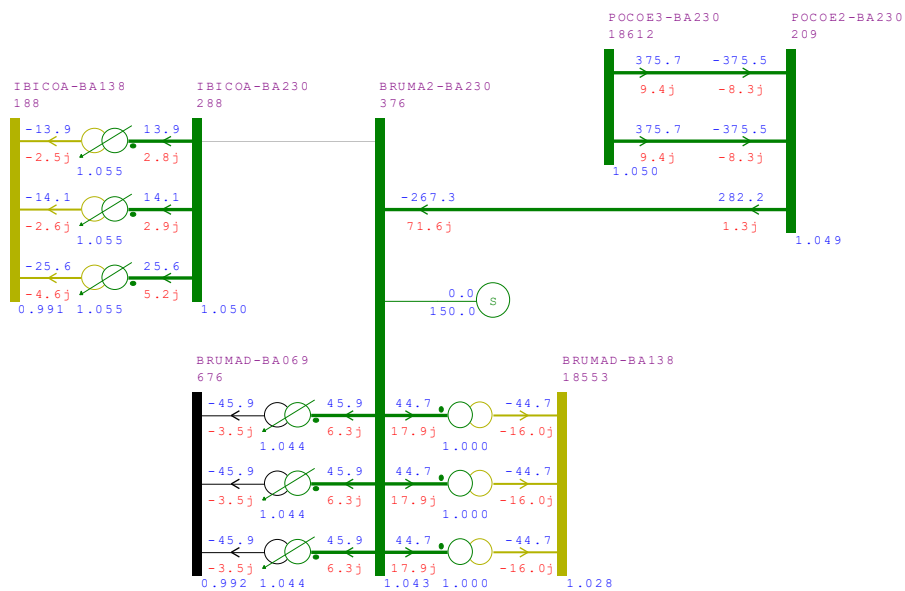


Figura 8-23 – Contingência da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II – Ano 2039

8.3. Análise Econômica

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas foi utilizado o documento: “Base de Referência de Preços ANEEL – março de 2024”, Ref.[8]; e o método dos rendimentos necessários, com o truncamento das séries temporais no ano 2039.

A referência de custo utilizada especificamente para o recondutoramento da LT 230 kV Poções II – Brumado II C1 (Alternativa T), foi a informada pela Afluente em 16.6.3.

Para valoração das perdas elétricas, utilizou-se custo de 218,31 R\$/MWh, calculado com base no custo marginal de expansão da geração informado pela EPE Ref.[9]. Para ponderação das perdas, foram simulados os patamares de carga Pesada, Média e Leve, cenários 1, 2, 3 e 4, com 25% do tempo de permanência em cada cenário. O detalhamento das perdas elétricas em cada um dos cenários e patamares é apresentado no Anexo 16.5.

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

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

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa R	85.083	2.140	87.222	151%	2º
Alternativa S	57.914	0	57.914	100%	1º
Alternativa T	215.465	4.782	220.246	380%	3º

Sob o ponto de vista técnico e econômico, recomenda-se a implantação da **Alternativa S**, que é a alternativa de mínimo custo global.

Os planos de obras referentes a cada alternativa são apresentados no item 16.4

9. ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

A seguir estão resumidos os resultados das simulações de energização e rejeição das novas linhas de transmissão indicadas neste relatório, referentes às alternativas 3, B e S (recomendadas).

Nas simulações de energização, utilizou-se o cenário 4 e patamar de Carga Leve. Esse cenário possui os menores carregamentos nas linhas de transmissão da região, configurando-se como o mais crítico para controle de tensão e para energização.

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

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

Foi realizada a análise de rejeição no cenário 3 e patamar de Carga Pesada. Essa é a situação na qual o carregamento nas linhas de transmissão é mais elevado e os reatores estão desligados, configurando-se condição mais adversa sob o ponto de vista de sobretensão.

As simulações de energização da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1 e C2 se fazem necessárias em virtude da alteração do cabo condutor, que poderia resultar na alteração da compensação *shunt* da LT. Foi considerada nas simulações a manutenção dos dois reatores de linha de 11 Mvar existente (um em cada circuito), na extremidade de Eunápolis.

9.1. Energização da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1 e C2

Na simulação de energização, com a presença de dois reatores de linha (-11 Mvar) existentes no terminal de Eunápolis, considerou-se a tensão inicial de 1,050 pu na SE Itapebi e 1,050 pu na SE Eunápolis, conforme apresenta a Figura 9-1.

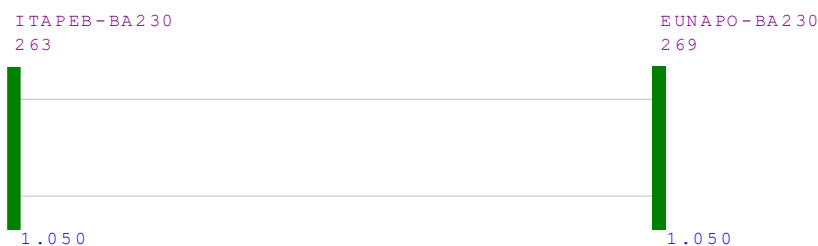


Figura 9-1 – Sistema Pré-Energização da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1

Energizando-se a LT 230 kV no sentido Itapebi → Eunápolis, obteve-se 1,049 na SE Itapebi e 1,046 pu no terminal aberto na SE Eunápolis. Energizando-se a LT 230 kV no sentido Eunápolis → Itapebi, obteve-se 1,047 na SE Eunápolis e 1,049 pu no terminal aberto na SE Itapebi. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-2 e Figura 9-3.

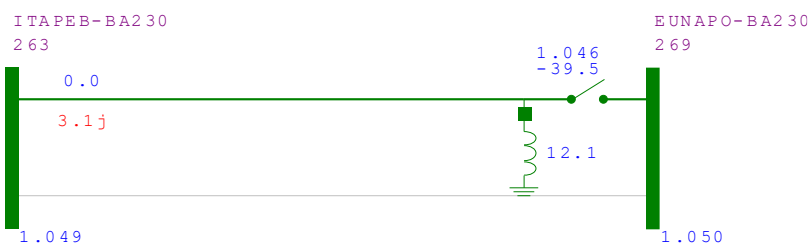


Figura 9-2 – Energização da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1 a partir da SE Itapebi

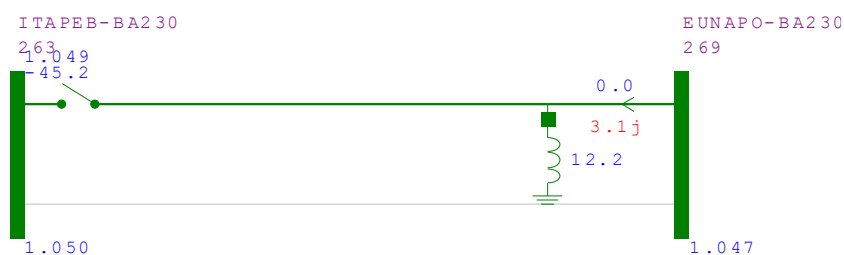


Figura 9-3 – Energização da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1 a partir da SE Eunápolis

9.2. Energização da LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1

Na simulação de energização, sem a presença de reatores de linha, considerou-se a tensão inicial de 1,000 pu na SE Poções III e 1,025 pu na SE Itabuna III, conforme apresenta a Figura 9-4.

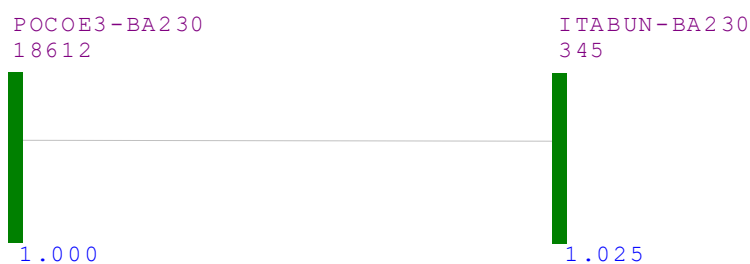


Figura 9-4 – Sistema Pré-Energização da LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1

Energizando-se a LT 230 kV no sentido Poções III → Itabuna III, obteve-se 1,002 na SE Poções III e 1,019 pu no terminal aberto na SE Itabuna III. Energizando-se a LT 230 kV no sentido Itabuna III → Poções III, obteve-se 1,039 na SE Itabuna III e 1,056 pu no terminal aberto na SE Poções III. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-5 e Figura 9-6.

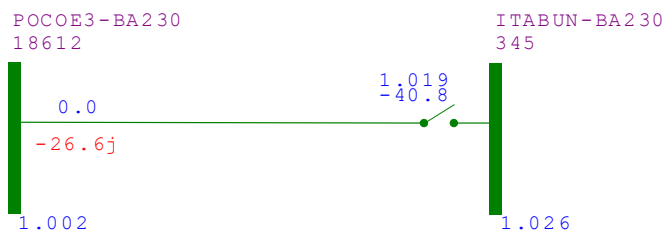


Figura 9-5 – Energização da LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1 a partir da SE Poções III

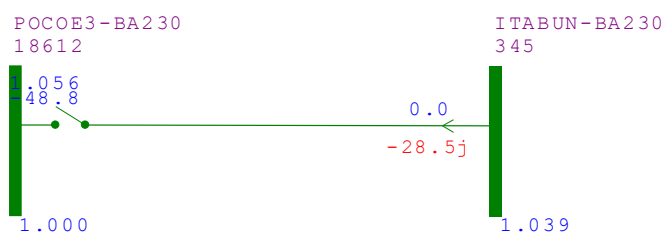


Figura 9-6 – Energização da LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1 a partir da SE Itabuna III

9.3. Energização da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C1 e C2

Na simulação de energização, sem a presença de reatores de linha considerou-se a tensão inicial de 1,000 pu na SE Ibicoara e 1,011 pu na SE Brumado II, conforme apresenta a Figura 9-7.

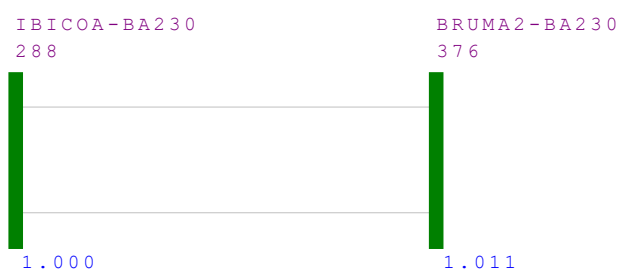


Figura 9-7 – Sistema Pré-Energização da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C2

Energizando-se a LT 230 kV no sentido Ibicoara → Brumado II, obteve-se 1,005 na SE Ibicoara e 1,012 pu no terminal aberto na SE Brumado II. Energizando-se a LT 230 kV no sentido Brumado II → Ibicoara, obteve-se 1,024 na SE Brumado II e 1,032 pu no terminal aberto na SE Ibicoara. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-8 e Figura 9-9.

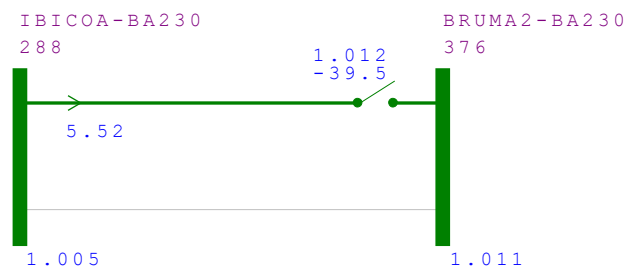


Figura 9-8 – Energização da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C2 a partir da SE Ibicoara

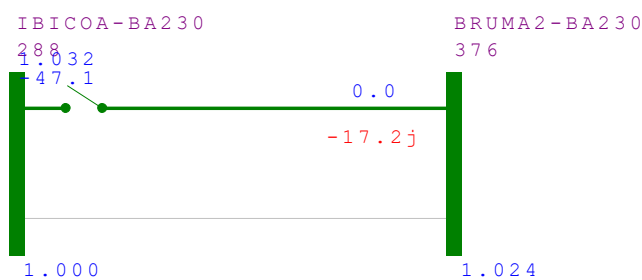


Figura 9-9 – Energização da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C2 a partir da SE Brumado II

9.4. Rejeição da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C2

Na simulação de rejeição, com a presença de dois reatores de linha (-11 Mvar) no terminal de Eunápolis, considerou-se a tensão inicial de 1,007 pu na SE Itapebi e 1,001 pu na SE Eunápolis, conforme apresenta a Figura 9-10.

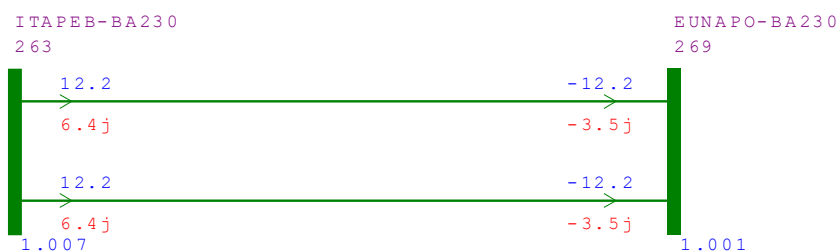


Figura 9-10 – Sistema Pré-Rejeição da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1

A abertura intempestiva da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1 resulta em 1,007 pu na SE Itapebi e 1,004 pu no terminal aberto em Eunápolis, conforme apresenta a Figura 9-11.

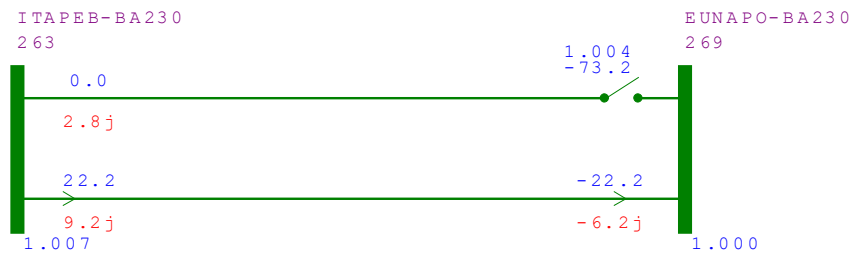


Figura 9-11 – Rejeição da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1 (terminal Eunápolis)

A abertura intempestiva da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1 resulta em 0,999 pu na SE Eunápolis e 1,001 pu no terminal aberto em Itapebi, conforme apresenta a Figura 9-12.

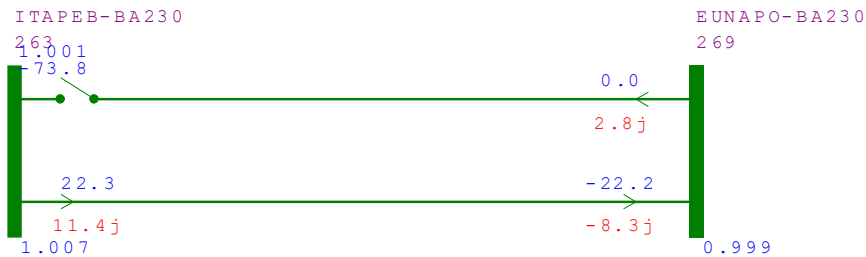


Figura 9-12 – Rejeição da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1 (terminal Itapebi)

9.5. Rejeição da LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1

Na simulação de rejeição, sem a presença de reatores de linha, considerou-se a tensão inicial de 1,030 pu na SE Poções III e 1,021 pu na SE Itabuna III, conforme apresenta a Figura 9-13.

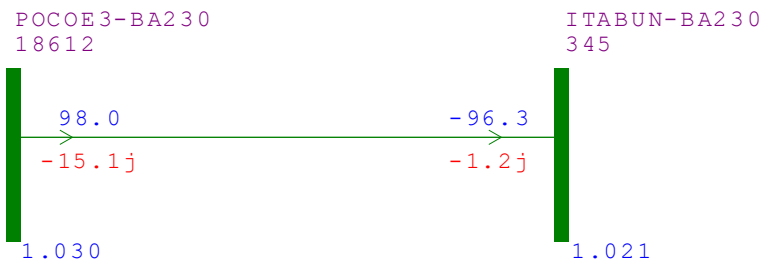


Figura 9-13 – Sistema Pré-Rejeição da LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1

A abertura intempestiva da LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1 resulta em 1,030 pu na SE Poções III e 1,048 pu no terminal aberto em Itabuna III, conforme apresenta a Figura 9-14.

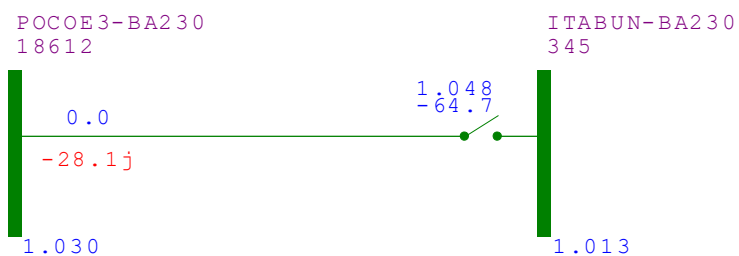


Figura 9-14 – Rejeição da LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1 (terminal Itabuna III)

A abertura intempestiva da LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1 resulta em 1,022 pu na SE Itabuna III e 1,039 pu no terminal aberto em Poções III, conforme apresenta a Figura 9-15.

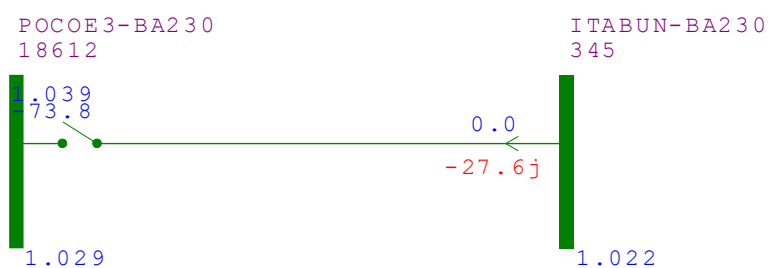


Figura 9-15 – Rejeição da LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1 (terminal Poções III)

9.6. Rejeição da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C2

Na simulação de rejeição, sem a presença de reatores de linha, considerou-se a tensão inicial de 1,040 pu na SE Ibicoara e 1,016 pu na SE Brumado II, conforme apresenta a Figura 9-16.

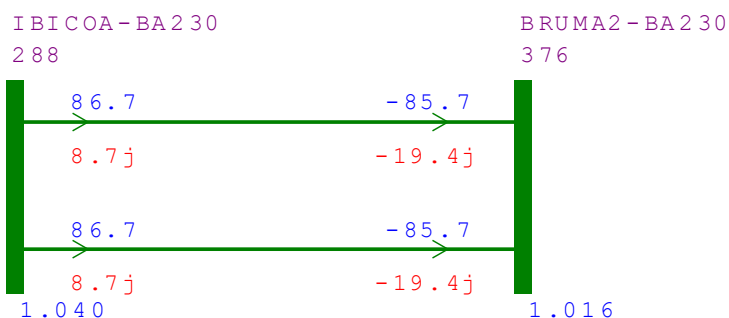


Figura 9-16 – Sistema Pré-Rejeição da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C2

A abertura intempestiva da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C2 resulta em 1,041 pu na SE Ibicoara e 1,049 pu no terminal aberto em Brumado II, conforme apresenta a Figura 9-17.

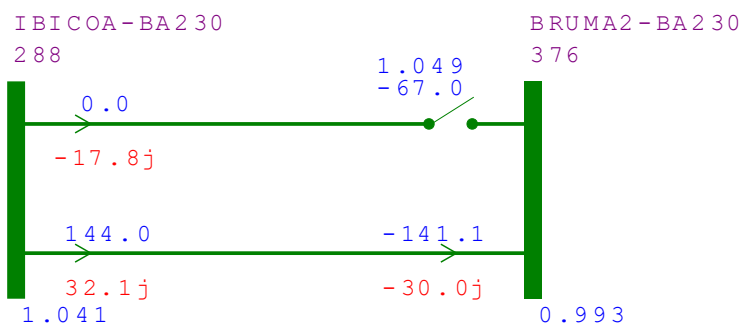


Figura 9-17 – Rejeição da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C2 (terminal Brumado II)

A abertura intempestiva da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C2 resulta em 1,003 pu na SE Brumado II e 1,011 pu no terminal aberto em Ibicoara, conforme apresenta a Figura 9-18.

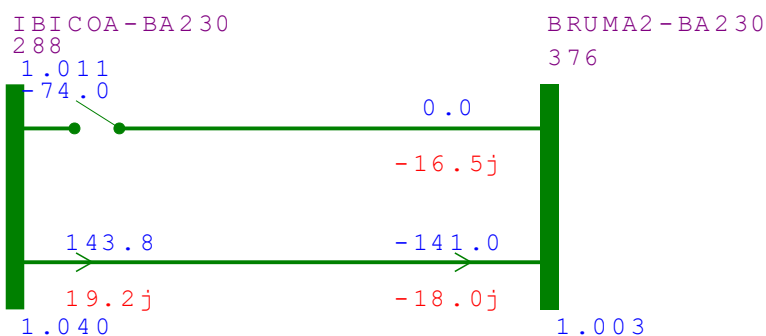


Figura 9-18 – Rejeição da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C2 (terminal Ibicoara)

9.7. Conclusões das análises de energização e rejeição

Após simulações de energização e rejeição das LTs, verificou-se que não será necessária a aplicação de compensação *shunt* na LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1 e nem na LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C2.

No caso da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1 e C2, verificou-se que a compensação atualmente instalada na LT, de 11 Mvar na extremidade de Eunápolis de cada circuito, permanece adequada mesmo após o recondutoramento da LT.

10. CURTO-CIRCUITO

O cálculo dos níveis de curto-circuito foi efetuado considerando a implantação das obras referentes à Alternativa 2BS, com base no sistema em regime subtransitário, com todas as máquinas sincronizadas, utilizando a base de dados referente ao PDE 2032.

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

Tabela 10-1 – Correntes de Curto-Circuito Máximas

Subestação	Ano 2027 (sem reforços)				Ano 2030				Ano 2039			
	3Φ [kA]	X/R	1Φ [kA]	X/R	3Φ [kA]	X/R	1Φ [kA]	X/R	3Φ [kA]	X/R	1Φ [kA]	X/R
Poções III 500 kV	19,81	11,52	19,99	10,73	24,57	12,27	26,77	11,98	24,82	12,33	26,89	12,05
Poções III 230 kV	18,46	14,38	12,15	11,92	27,65	15,65	14,49	10,47	27,69	15,85	14,18	10,41
Poções II 230 kV	18,09	13,85	12,18	12,01	26,55	14,79	14,44	10,61	26,57	14,95	14,14	10,55
Itagibá 230 kV	7,58	5,70	6,04	3,91	7,77	5,58	5,99	3,82	7,73	5,59	6,00	3,88
Funil 230 kV	11,00	6,25	16,23	6,31	11,72	6,21	17,26	6,29	11,70	6,22	17,23	6,30
Itabuna III 230 kV	3,82	5,44	4,85	6,06	6,74	6,16	7,66	7,14	6,68	6,20	7,64	7,17
Itabuna III 138 kV	4,35	7,71	0,00	1,00	8,24	7,62	2,49	3,07	8,22	7,66	2,49	3,06
Itapebi 230 kV	8,91	11,46	9,85	11,45	9,32	11,37	10,20	11,36	9,83	12,12	11,24	12,51
Eunápolis 230 kV	7,74	9,12	8,95	9,81	8,03	9,36	9,59	10,22	8,22	9,49	9,80	10,31
Ibicoara 230 kV	11,12	17,22	8,47	16,22	11,83	18,95	11,26	17,31	11,77	19,26	11,18	17,56
Ibicoara 138 kV	5,57	32,07	2,21	5,34	8,25	31,10	2,36	4,78	8,18	32,26	2,33	4,80
Brumado II 230 kV	4,90	6,44	6,11	7,01	6,37	7,16	8,34	7,70	6,32	7,21	8,28	7,75
Brumado II 138 kV	3,52	12,63	0,00	1,00	6,62	10,38	0,00	1,00	6,50	10,55	0,00	1,00
Brumado II 69 kV	8,43	10,86	2,74	21,97	11,34	11,84	2,95	23,37	11,27	11,95	2,59	21,01

Tabela 10-2 – Correntes de Curto-Circuito Mínimas

Subestação	Ano 2027 (sem reforços)				Ano 2030				Ano 2039			
	3Φ [kA]	X/R	1Φ [kA]	X/R	3Φ [kA]	X/R	1Φ [kA]	X/R	3Φ [kA]	X/R	1Φ [kA]	X/R
Poções III 500 kV	10,62	16,16	11,77	14,48	13,13	17,18	15,69	16,28	13,26	17,06	15,81	16,19
Poções III 230 kV	11,65	20,41	8,40	15,58	17,38	21,98	10,55	13,07	17,50	21,88	10,44	12,78
Poções II 230 kV	11,44	19,44	8,42	15,73	16,82	20,50	10,52	13,26	16,93	20,41	10,42	12,99
Itagibá 230 kV	5,25	6,54	4,55	4,33	5,74	6,32	4,78	4,17	5,76	6,31	4,82	4,23
Funil 230 kV	7,03	7,02	10,41	7,11	8,03	6,95	11,87	7,06	8,07	6,94	11,92	7,04
Itabuna III 230 kV	2,85	6,07	3,70	6,74	4,95	7,02	5,90	8,00	4,97	7,01	5,92	7,99
Itabuna III 138 kV	3,52	8,24	0,00	1,00	6,33	8,57	2,41	3,14	6,35	8,57	2,42	3,13
Itapebi 230 kV	4,45	8,52	5,59	9,11	4,90	8,33	6,08	8,91	4,99	8,46	6,40	9,12
Eunápolis 230 kV	4,20	7,73	5,35	8,41	4,56	7,60	5,92	8,31	4,62	7,66	6,00	8,33
Ibicoara 230 kV	7,17	27,50	5,71	24,31	8,18	29,01	8,06	24,93	8,20	28,97	8,08	24,90
Ibicoara 138 kV	3,85	85,34	1,87	5,61	6,05	65,34	2,12	4,96	6,06	65,35	2,12	4,96
Brumado II 230 kV	3,29	7,30	4,15	8,09	4,56	8,24	6,01	8,99	4,56	8,23	6,02	8,98
Brumado II 138 kV	2,49	16,19	0,00	1,00	4,89	12,87	0,00	1,00	4,89	12,86	0,00	1,00
Brumado II 69 kV	5,94	13,58	2,56	21,20	8,52	14,78	2,80	23,06	8,53	14,77	2,46	20,75

Não foram encontrados problemas de superação de equipamentos e nem níveis proibitivos de curto-circuito.

11. OTIMIZAÇÃO E ESPECIFICAÇÕES BÁSICAS DE LTA

Neste capítulo são apresentadas as análises técnicas e de otimização visando definir as especificações básicas das novas Linha de Transmissão (LT) aéreas, em Circuito Simples (CS), conforme descrito na Tabela 11-1

Tabela 11-1 – Novas Linhas de Transmissão Aéreas

	Tensão	De	Para	Comprimento [km]
LT1 (C2, CS)	230 kV	Ibicoara	Brumado II	95
LT2 (C1, CS)	230 kV	Poções III	Itabuna III	137

Os resultados obtidos nas análises foram extraídos diretamente do programa ELEKTRA, desenvolvido pelo CEPEL Ref.[10]

11.1. Dados e Premissas

Os dados ambientais predominantes e preliminares para as análises técnicas e definição das capacidades de corrente estão dispostos na Tabela 11-2. Nota-se que a temperatura do ar corresponde à maior máxima média mensal registrada nas estações de medição localizadas em Ituaçu/BA (LT1) e em Vitória da Conquista/BA (LT2) Ref.[11].

Tabela 11-2 – Dados do Ambiente

	LT1	LT2
Temperatura do ar [°C]	33	29
Vento p/ cálculo de temperatura [m/s]	1	1
Radiação solar [W/m²]	1000	1000
Altitude média [m]	749	381
Altitude máxima [m]	1294	1054
DRA¹ [p.u.]	0,85	0,88
Vento p/ balanço [km/h] (50 anos, 30 s, 10 m)	105	99

⁽¹⁾ Densidade Relativa do Ar adotada para verificação de efeito corona visual

Na Tabela 11-3 estão apresentados os parâmetros econômicos considerados na otimização. Os fluxos e fator de perdas utilizados estão apresentados na Tabela 11-4 para a LT1 e na Tabela 11-5 para a LT2. Já a Tabela 11-6 apresenta os carregamentos máximos verificados nos estudos de fluxo

de potência em condição normal de operação e em emergência, decorrente de contingência no sistema, conforme resultados apresentados nos capítulos 7 e 8.

Tabela 11-3 – Dados para Avaliação Econômica

Custo das perdas de energia [R\$/MWh]	205,11
Período [anos]	30
Taxa de desconto anual [%]	8
Banco de preços	Ref. ANEEL – 2023/03 ³

Tabela 11-4 – Dados do Sistema – Fluxos para Cálculo de Perdas – LT1

Duração [Anos]	LT1	
	Fluxo¹ [MVA]	Fator de Perdas
1	94,2	0,21
1	94,8	0,21
1	99,4	0,20
1	103,5	0,18
1	106,9	0,17
1	105,6	0,18
1	108,2	0,17
1	110,5	0,17
1	114,5	0,17
21	114,5	0,17

⁽¹⁾ Fluxos verificados à tensão nominal.

³ Atualizado pela EPE conforme [12].

Tabela 11-5 – Dados do Sistema – Fluxos para Cálculo de Perdas – LT2

Duração [Anos]	LT2	
	Fluxo¹ [MVA]	Fator de Perdas
1	122,8	0,27
1	124,0	0,26
1	125,5	0,25
1	142,8	0,20
1	145,0	0,17
1	127,8	0,22
1	121,7	0,22
1	111,2	0,25
1	116,3	0,24
21	116,3	0,24

⁽¹⁾ Fluxos verificados à tensão nominal.

Tabela 11-6 – Dados do Sistema – Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação

		LT1	LT2
Fluxo¹ [MVA]	Normal	114,5	145,0
	Emergência	195,4	220,4

⁽¹⁾ Fluxos verificados à tensão nominal.

Nessas análises, adotou-se estruturas com geometria de fases triangular para o CS (LT1) e para o CS (LT2). Na Seção 11.4 constam as coordenadas finais, após a otimização, dos cabos na torre e flechas para a silhueta típica. Por fim, considerou-se apenas cabos condutores tipo CAA, com diferentes bitolas e formações, e cabos para-raios EAR 3/8” e OPGW 13,3 mm.

11.2. Critérios para Análises Elétricas e Comparações Econômicas

Na definição das capacidades de corrente, os valores a serem especificados devem atender minimamente aos fluxos observados no estudo, em condição normal e emergência. Adicionalmente, para as novas LT, deve-se buscar adotar 65 °C como limite superior de temperatura nos cabos condutores em condição normal de operação e 90 °C em condição de emergência. Com relação aos níveis de emissão eletromagnética, esses devem observar os requisitos mínimos definidos em [13]. Essas restrições, juntamente com o balanço dos cabos, devem ser observadas de forma a definir uma estimativa inicial para a faixa de segurança e o conjunto de cabos condutores tecnicamente viáveis.

As configurações com custos totais, de instalação e perdas, com diferenças de até 3% são consideradas economicamente equivalentes. Como critérios de desempate, pode-se considerar, por exemplo, os custos de instalação, a padronização com soluções existentes e a robustez da solução.

11.3. Avaliações Econômicas

11.3.1. Seleção dos cabos condutores – LT1: LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C2

Inicialmente, cumpre destacar que foram avaliadas configurações possuindo um e dois cabos por fase para a LT1. Quanto aos cabos considerados, salienta-se que foi considerada uma ampla gama de possibilidades de condutores CAA, com distintas bitolas e formações.

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções economicamente equivalentes, dentre as soluções candidatas, são aquelas apresentadas na Tabela 11-7.

Como pode se verificar, a configuração de menor custo total e a recomendada para utilização nesta LT é a 1 x TERN (795 MCM). A escolha dessa opção, além de ser a configuração de menor custo, é a mesma configuração da LT 230 kV Ibicoara – Brumando II, C1, proporcionado, dessa maneira, melhor distribuição de fluxos entre as LTs C1 e C2.

Tabela 11-7 – Configurações com menor custo total – LT1

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
TERN	1	673,9	154,0	827,9	100,0
RUDDY	1	698,1	129,9	828,0	100,0
RAIL	1	713,0	119,5	832,5	100,6
LINNET	2	676,4	158,2	834,6	100,8
ORTOLAN	1	735,3	107,1	842,4	101,8
IBIS	2	723,2	124,4	847,6	102,4

11.3.2. Seleção dos cabos condutores – LT2: LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1

Para a LT2, foram avaliadas configurações possuindo um e dois cabos por fase. Quanto aos cabos considerados, salienta-se que foi considerada uma ampla gama de possibilidades de condutores CAA, com distintas bitolas e formações.

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções economicamente equivalentes, dentre as soluções candidatas, são aquelas apresentadas na Tabela 11-8.

Como pode se verificar, a configuração de menor custo total é a 1 x TERN (795 MCM). No entanto, por estar inserida no limite do critério de 3 % e pelo fato de ser uma solução mais factível e robusta, fez-se a escolha da solução 1 x RAIL (954 MCM). Desse modo, essa será a configuração recomendada para utilização nesta LT.

Tabela 11-8 – Configurações com menor custo total – LT2

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
TERN	1	667,1	171,0	838,1	100,0
RUDDY	1	693,3	146,8	840,1	100,2
RAIL	1	709,5	136,4	845,9	100,9
ORTOLAN	1	734,6	123,7	858,3	102,4
LINNET	2	675,6	183,9	859,5	102,6
OSTRICH	2	647,5	213,1	860,6	102,7

11.4. Características Técnicas da Solução de Referência

11.4.1. Características elétricas – LT1: LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C2

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas para esta LT estão sumarizados na Tabela 11-9.

Tabela 11-9 – Características elétricas básicas da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C2

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω/km]	x [Ω/km]	b [μS/km]
Circuito Simples	CAA 1 x TERN (795 MCM)	765	1010	+	0,0821	0,4855	3,4141
				0	0,4283	1,4240	2,2345
				mut.0	-	-	-

A Figura 11-1 extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da nova LT em CS, incluindo o vão médio de 450 m utilizado na análise referencial.

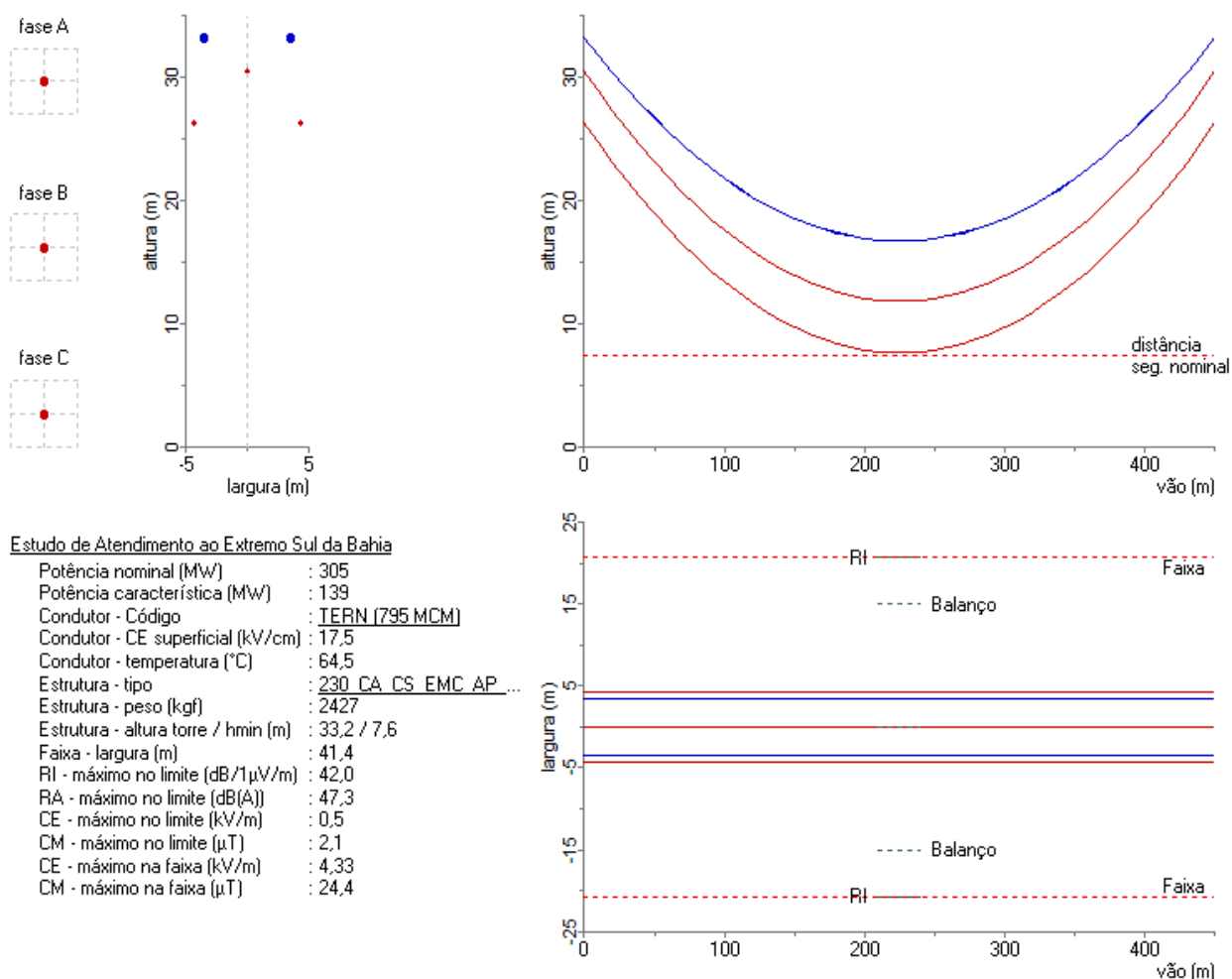


Figura 11-1 – Dados técnicos básicos da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C2

11.4.2. Características construtivas – LT1: LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C2

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas da silhueta típica e as respectivas flechas estão apresentadas na Tabela 11-10.

Tabela 11-10 – Coordenadas da silhueta típica da LT 230 kV em CS

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Fase A	-4,3	26,3	18,7
Fase B	0,0	30,5	18,7
Fase C	4,3	26,3	18,7
Para-raios 1	-3,5	33,2	16,5
Para-raios 2	3,5	33,2	16,5

11.4.3. Características elétricas – LT2: LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas para esta LT estão sumarizados na Tabela 11-11.

Tabela 11-11 – Características elétricas básicas da LT 230 kV Poções III – Itabuna III, C1

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω/km]	x [Ω/km]	b [μS/km]
Circuito Simples	CAA 1 x RAIL 954 MCM)	930	1193	+	0,0689	0,4786	3,4666
				0	0,4169	1,4138	2,2626
				mut.0	-	-	-

A Figura 11-2, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da nova LT em CS, incluindo o vão médio de 450 m utilizado na análise referencial.

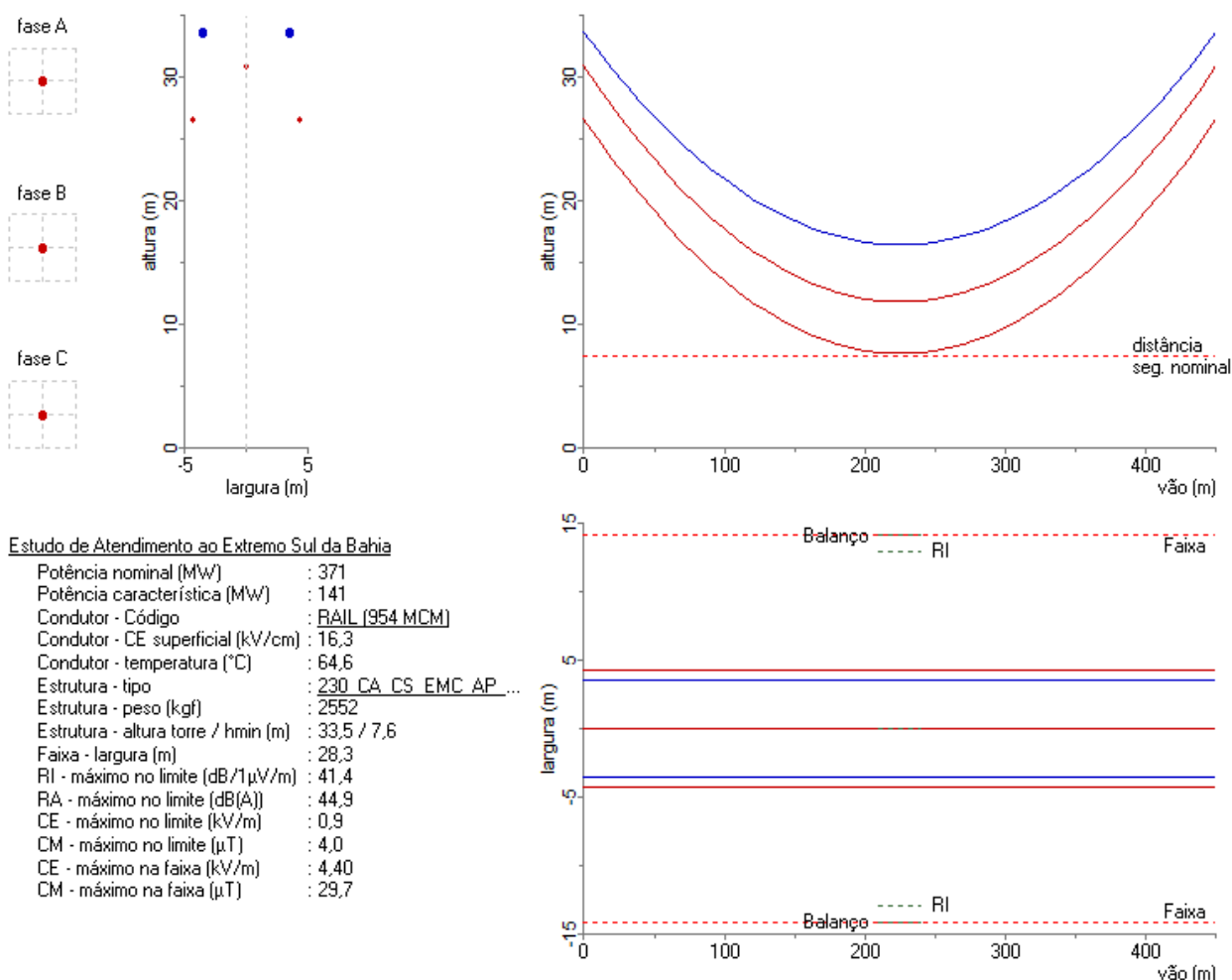


Figura 11-2 – Dados técnicos básicos da LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1

11.4.4. Características construtivas – LT2: LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas da silhueta típica e as respectivas flechas estão apresentadas na Tabela 11-12.

Tabela 11-12 – Coordenadas da silhueta típica da LT 230 kV em CS

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Fase A	-4,3	26,6	19,0
Fase B	-0,0	30,8	19,0
Fase C	-4,3	26,6	19,0
Para-raios 1	-3,5	33,5	17,1
Para-raios 2	3,5	33,5	17,1

11.4.5. Estimativas iniciais para faixa de segurança

Com relação à faixa de segurança, a Tabela 11-13 apresenta o valor calculado pelo ELEKTRA, juntamente com a restrição técnica que a definiu. Não obstante, tendo em vista as incertezas nas premissas e metodologias de cálculo, foram realizadas análises de sensibilidade, variando-se alguns parâmetros e, por segurança, nesta fase, recomenda-se a adoção referencial do valor conforme coluna “Faixa Adotada”.

Tabela 11-13 – Estimativas iniciais para faixa de segurança

	Faixa calculada [m]	Restrição	Faixa Adotada [m]
LT1	41,4	Radiointerferência	42,0
LT2	28,3	Balanço de Condutores	30,0

12. RECOMENDAÇÕES PARA RELATÓRIOS R2

Para cada instalação aplicável deste relatório R1 apresenta-se a seguir a recomendação quanto à elaboração ou dispensa de elaboração do relatório R2. As análises têm foco principal nas solicitações impostas pelos Transitórios Eletromagnéticos de Manobra (TEM) que fazem parte do escopo dos relatórios R2.

Essas recomendações levam em conta: (i) características de cada instalação avaliada e da rede elétrica adjacente; (ii) condicionantes impostos pelo sistema; (iii) análises de detalhamento realizadas neste relatório R1 (avaliação técnico-econômica de Linhas de Transmissão (LT) e análises preliminares de ressonância e extinção de arco secundário, quando aplicável); e (iv) os resultados de relatórios R2 já realizados para instalações semelhantes [14].

12.1. Linhas de Transmissão

Não foram identificadas LT com necessidade de elaboração de estudos de TEM nesta fase. Logo, recomenda-se a dispensa de elaboração dos relatórios R2 associados. Entretanto, sugere-se que, caso sejam identificadas nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores ao certame licitatório elevadas sobretensões e/ou energias nos para-raios de óxido metálico, bem como algum fenômeno de interação relevante entre a LT objeto dos estudos e a rede elétrica adjacente e/ou equipamentos, seja considerada a adoção de medidas mitigatórias para redução dos impactos dos TEM como, por exemplo, dispositivos sincronizadores.

12.1.1. LT 230 kV Ibicoara – Brumado II, C2

LT em estruturas de circuito simples, de SIL convencional (cerca de 140 MW), sem compensação reativa em derivação, com cerca de 95 km de extensão. Devido ao comprimento, estudos de TEM não se justificam nesta fase de planejamento, logo recomenda-se dispensar a elaboração do relatório R2.

12.1.2. LT 230 kV Poções III – Itabuna III, C1

LT em estruturas de circuito simples, de SIL convencional (cerca de 140 MW), sem compensação reativa, com 137 km de extensão. Devido ao comprimento não tão elevado, estudos de TEM não se justificam nesta fase de planejamento, logo recomenda-se dispensar a elaboração do relatório R2.

13. ANÁLISE SOCIAMBIENTAL PRELIMINAR

As avaliações socioambientais preliminares referentes às novas instalações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira recomendadas neste estudo foram objeto da Nota Técnica DEA-SMA 004/2024 “Análise socioambiental do estudo de atendimento às regiões sul e centro-sul da Bahia – Parte I” Ref. [15], que é parte integrante deste relatório R1.

14. REFERÊNCIAS

- [1]. EPE-DEE-RE-139/2015-rev1 – “Estudo de Atendimento às Cargas da SE Funil e Extremo Sul da Bahia” – EPE – Agosto/2017;
- [2]. EPE-DEE-RE-071/2018-rev0 – “Estudo de Atendimento ao Extremo Sul da Bahia” – EPE – Setembro/2018;
- [3]. EPE-DEE-RE-053/2019-rev0 – “Estudo de Escoamento na Área Sul da Região Nordeste” – EPE – Setembro/2019;
- [4]. EPE-DEE-RE-025/2020-rev0 – “Estudo para Controle de Tensão e Suprimento ao Extremo Sul da Bahia” – EPE – Abril/2020;
- [5]. EPE-DEE-RE-022/2023-rev0 – “Diagnóstico Regional da Rede Elétrica – PDE 2032 – Volume II – GET Nordeste” – EPE – Maio/2023
- [6]. “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão”, CCPE/CTET - janeiro/2001;
- [7]. EPE-DEE-DEA-RE-062/2016-rev0 - “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica”, EPE - julho/2016;
- [8]. “Base de Referência de Preços ANEEL” – março/2024;
- [9]. Nota Técnica - Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro Metodologia E Cálculo – 2020, dezembro de 2020;
- [10]. <https://www.cepel.br/produtos/elektra/>;
- [11]. INMET. Normal Climatológico do Brasil 1981-2010: Temperatura Máxima. <http://www.inmet.gov.br/portal/>;
- [12]. EPE-DEE-IT-052/2023 – Atualização dos Parâmetros Econômicos de Referência para os Estudos de Expansão da Transmissão do Ciclo de Planejamento 2023. Informe Técnico. 2023;
- [13]. ONS. Procedimentos de Rede – Submódulo 2.7 – Requisitos Mínimos Para Linhas de Transmissão. 2022;
- [14]. EPE. “EPE-DEE-NT-100/2018-rev0 - Transitórios eletromagnéticos de manobra em linhas de transmissão CA: experiência dos Relatórios R2”, 2018;
- [15]. EPE-DEA-SMA 004/2024 – “Análise Socioambiental do Estudo de Atendimento às Regiões Sul e Centro-Sul da Bahia – Parte I”, EPE – julho/2024;

- [16]. NT-ONS DPL 0042/2023 – “Atendimento ao Extremo Sul da Bahia Face a Caducidade da LT 230 kV Poções III – Itapebi C1 – Horizonte DEZ/2026”

15. EQUIPE TÉCNICA

Daniel José Tavares de Souza – EPE/STE

Dourival de Souza Carvalho Junior – EPE/STE

Fabiano Schmidt – EPE/STE

Igor Chaves – EPE/STE

João Alves da Silva Neto – EPE/STE

Luiz Felipe Froede Lorentz – EPE/STE

Marcelo Willian Henriques Szrajbman – EPE/STE

Maria de Fátima Carvalho Gama – EPE/STE

Rafael de Carvalho Caetano – EPE/STE

Rafael Theodoro Alves e Mello – EPE/STE

Vinicius Ferreira Martins – EPE/STE

Alfredo Lima Silva – EPE/SMA

Luciana Álvares da Silva – EPE/SMA

Paula Cunha Coutinho – EPE/SMA

Silvana Andreoli Espig – EPE/SMA

Agradecemos a colaboração dos seguintes técnicos para este estudo:

Davi Ribeiro Barretto – Neoenergia Coelba

Fernando Henriques Menezes de Sá – Neoenergia Coelba

Marcelo Rebouças Soares da Cunha – Neoenergia Coelba

Marcus Vinicius Coutinho Massena – Neoenergia Coelba

16. ANEXO

16.1. Parâmetros das Linhas de Transmissão

Tabela 16-1 – Características Elétricas das Linhas de Transmissão – Alternativas Vencedoras

Linha de transmissão	Tensão (kV)	Extensão (km)	Condutor		
			Número por fase	Nome	Bitola (MCM)
LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1 (CD) - recondutoramento	230	47	1	Cordoba (termorresistente)	1x788
LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C2 (CD) - recondutoramento	230	47	1	Cordoba (termorresistente)	1x788
LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1 (CS)	230	137	1	Rail	1x954
LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C2 (CS)	230	95	1	Tern	1x795

Tabela 16-2 - Parâmetros Elétricos das Linhas de Transmissão – Alternativas Vencedoras

Linha de transmissão	km	Parâmetros elétricos											
		Longitudinais e transversais por unidade de comprimento						Longitudinais e transversais equivalentes					
		Sequência positiva			Sequência zero			Sequência positiva			Sequência zero		
		R1 (Ω/km)	X1 (Ω/km)	C1 (μS/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)	C0 (μS/km)	R1 (%)	X1 (%)	B1 (Mvar)	R0 (%)	X0 (%)	B0 (Mvar)
LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1 ⁽¹⁾	47	0,0804	0,4991	3,3259	0,4443	1,3574	2,2077	0,713	4,431	8,270	3,939	12,0481	5,490
LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C2 ⁽¹⁾	47	0,0804	0,4991	3,3259	0,4443	1,3574	2,2077	0,713	4,431	8,270	3,939	12,0481	5,490
LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1	137	0,0689	0,4786	3,4666	0,4169	1,4138	2,2626	1,766	12,332	25,185	10,582	37,281	16,48
LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C2	95	0,0821	0,4855	3,4141	0,4283	1,4240	2,2345	1,467	8,698	17,179	7,618	25,462	11,256

(1) –Parâmetros calculados a 50° para cabo termorresistente

⇒ Capacidade de Corrente:

Tabela 16-3 – Carregamento Máximo das Linhas de Transmissão – Alternativa Vencedora

Linha de transmissão	Condutor (MCM)	Nível de Tensão (kV)	Máximo carregamento verificado em condição normal (A)	Contingência mais crítica	Máximo carregamento verificado em emergência (A)	Capacidade da LT em regime normal de operação/emergência (A)
LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1	1x788	230	452,8	LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C2	823,2	1.569/1.771
LT 230 kV Poções III – Itabuna III C1	1x954	230	377,4	LT 230 kV Poções III – Itabuna III C2	553,0	930/1.193
LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C2	1x954	230	286	LT 230 kV Ibicoara – Brumado II C1	487,2	765/1.010

16.2. Parâmetros dos Equipamentos

Tabela 16-4 - Parâmetros dos Transformadores Novos

Subestação	Transformação	Unidade	Capacidade [MVA]	X (%) na base de 100 MVA	Ligação	Δ TAP
Poções III	500/230-13,8 kV	ATR2	600/720	1,40	Y - Y	1,1/0,9
Brumado II	230/138 kV	ATR3	100/120	9,20	Y - Δ	1,1/0,9
Brumado II	230/69 kV	TR3	100/120	13,00	Y - Δ	1,1/0,9
Ibicoara	230/138 kV	ATR3	100/120	8,04 ⁽¹⁾	Y - Δ	1,1/0,9

(1) –Parâmetro necessário para casamento de impedância com os transformadores 230/138 kV de 55 MVA existentes

16.3. Cenários de Geração

Tabela 16-5 – Cenário 1 – Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores; Carga Média

Região	Usina	Cenário 1 - Norte Úmido / Nordeste Máximo Exportador																	
		Carga Média																	
		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	Carga	-	8.958	-	9.376	-	9.563	-	9.621	-	9.811	-	10.013	-	10.213	-	10.425	-	10.641
	UHE	93%	20.477	95%	20.963	91%	20.441	92%	20.855	94%	21.248	95%	21.534	95%	21.534	95%	21.534	95%	21.534
	PCH	59%	51	60%	53	62%	54	63%	5468%	0,64	56	59%	51	52%	46	55%	48	57%	50
	Eólica	30%	145	30%	145	53%	256	53%	256	54%	261	55%	266	54%	261	57%	276	57%	276
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-
	Biomassa	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35
NE	Térmica	42%	1.532	43%	1.837	41%	1.750	40%	1.838	40%	1.838	40%	1.838	40%	1.838	40%	1.838	40%	1.838
	Carga	-	15.253	-	15.649	-	16.012	-	16.376	-	16.777	-	17.184	-	17.601	-	18.030	-	18.471
	UHE	53%	5.346	52%	5.237	55%	5.597	52%	5.330	55%	5.597	55%	5.571	64%	6.487	61%	6.220	64%	6.482
	PCH	43%	133	44%	137	45%	140	46%	143	0,47	145	49%	151	48%	150	53%	165	54%	168
	Eólica	30%	9.350	30%	9.342	53%	16.452	53%	16.452	54%	16.763	55%	17.073	54%	16.763	57%	17.653	58%	17.963
	Solar	30%	4.722	30%	5.110	75%	10.731	75%	10.731	74%	10.587	74%	10.587	75%	10.731	75%	10.731	77%	11.016
SE/CO	Biomassa	23%	166	24%	170	24%	172	24%	174	24%	175	37%	263	37%	267	37%	270	38%	272
	Térmica	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233
	Carga	-	62.542	-	63.828	-	65.200	-	66.749	-	68.063	-	69.405	-	70.770	-	72.167	-	73.592
	UHE	69%	32.705	71%	33.615	57%	27.240	59%	27.970	63%	30.038	63%	29.981	66%	31.283	69%	33.078	73%	34.936
	PCH	61%	1.704	62%	1.722	62%	1.736	63%	1.748	0,63	1.759	60%	1.665	69%	1.921	70%	1.938	68%	1.882
	Eólica	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14
SUL	Solar	32%	3.938	32%	3.938	32%	3.938	32%	3.938	32%	3.938	32%	3.930	32%	3.930	32%	3.930	32%	3.930
	Biomassa	9%	324	9%	327	10%	330	10%	333	10%	336	15%	526	16%	563	17%	596	18%	629
	Térmica	35%	5.290	33%	5.415	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	40%	6.623	40%	6.624	40%	6.623	40%	6.623
	Carga	-	21.134	-	21.589	-	22.095	-	22.601	-	23.123	-	23.657	-	24.207	-	24.772	-	25.350
	UHE	78%	12.137	83%	12.841	65%	10.058	75%	11.710	71%	11.129	75%	11.803	80%	12.590	82%	12.903	85%	13.376
	PCH	53%	999	55%	1.048	58%	1.091	60%	1.12899%	0,61	1.163	73%	1.389	62%	1.180	69%	1.314	76%	1.446
Balanço Estático	Eólica	30%	1.094	30%	1.094	42%	1.548	42%	1.527	51%	1.844	45%	1.631	45%	1.626	46%	1.673	46%	1.678
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-
	Biomassa	53%	363	53%	363	53%	363	53%	363	53%	363	53%	364	53%	364	53%	364	53%	364
	Térmica	19%	508	9%	225	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508
	Exportação N	0%	12.679	0%	13.020	0%	12.423	0%	12.837	0%	13.021	0%	13.082	0%	12.879	0%	12.683	0%	12.457
	Exportação NE	0%	4.140	0%	3.995	0%	16.008	0%	15.412	0%	15.531	0%	15.501	0%	15.808	0%	15.989	0%	16.072
ELOS CC	N/NE-> SE/CO	0%	16.818	0%	17.015	0%	28.431	0%	28.249	0%	28.552	0%	28.584	0%	28.687	0%	28.672	0%	28.529
	Itaipú	63%	3.940	61%	3.796	57%	3.596	54%	3.384	51%	3.180	47%	2.954	43%	2.718	39%	2.456	35%	2.204
	Usinas do Madeira	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946
	Bipolo Belo Monte	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616
	Bipolo Nordeste B	0%	-	0%	-	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812

Tabela 16-6 – Cenário 2 – Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador; Carga Leve

Cenário 2 - Norte Seco / Nordeste Máximo Exportador																													
Região	Usina	Carga Leve																											
		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037					
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW				
N	Carga	-	6.571	-	6.925	-	7.053	-	7.034	-	7.161	-	7.284	-	7.417	-	7.547	-	7.691	-	7.841	-	7.990	-	8.139				
	UHE	20%	4.453	20%	4.465	20%	4.535	20%	4.467	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585				
	PCH	50%	43	50%	43	50%	43	50%	4336%	0,50	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43				
	Eólica	63%	304	65%	314	70%	338	72%	350	75%	365	78%	379	80%	386	80%	386	80%	387	80%	386	80%	386	80%	386				
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
	Biomassa	55%	164	55%	164	55%	164	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209				
	Térmica	42%	1.533	52%	2.268	52%	2.268	49%	2.268	49%	2.268	49%	2.252	49%	2.252	49%	2.252	49%	2.252	49%	2.252	49%	2.252	49%	2.252				
NE	Carga	-	9.859	-	10.092	-	10.315	-	10.524	-	10.766	-	11.009	-	11.259	-	11.516	-	11.780	-	12.050	-	12.310	-	12.575				
	UHE	26%	2.677	29%	2.994	26%	2.678	29%	2.994	33%	3.369	33%	3.369	41%	4.190	41%	4.190	41%	4.192	41%	4.211	42%	4.229	42%	4.248				
	PCH	20%	62	23%	71	23%	71	23%	71	0,24	73	24%	76	25%	78	26%	82	28%	86	28%	86	29%	90	31%	95				
	Eólica	63%	19.634	65%	20.239	70%	21.728	72%	22.391	75%	23.355	78%	24.353	80%	24.832	80%	24.775	80%	24.776	80%	24.775	80%	24.775	80%	24.775				
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	-	-	0%	-				
	Biomassa	37%	265	37%	265	37%	265	37%	265	37%	265	37%	266	37%	266	37%	266	37%	265	37%	266	37%	266	37%	266				
	Térmica	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255				
SE/CO	Carga	-	32.436	-	33.062	-	33.706	-	34.434	-	35.061	-	35.732	-	36.418	-	37.123	-	37.804	-	38.511	-	39.239	-	39.876				
	UHE	19%	9.077	19%	9.158	19%	9.086	19%	9.231	20%	9.446	20%	9.553	20%	9.671	20%	9.616	23%	10.986	25%	12.142	27%	12.877	29%	13.648				
	PCH	27%	741	28%	783	28%	783	28%	783	0,28	779	28%	790	29%	795	29%	819	30%	836	31%	851	31%	876	33%	917				
	Eólica	0,50	14,03	0,50	14,03	0,50	14,03	0,50	14,03	0,50	14,03	0,50	14,03	-	-	0,50	14,03	-	-	0,50	14,03	0,50	14,03	0,50	14,03				
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	-	-	0%	-				
	Biomassa	27%	950	27%	950	28%	952	28%	954	28%	955	28%	957	28%	960	28%	960	27%	950	28%	964	28%	965	28%	965				
	Térmica	27%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137				
SUL	Carga	-	9.501	-	9.682	-	9.863	-	10.060	-	10.264	-	10.475	-	10.691	-	10.914	-	11.139	-	11.372	-	11.613	-	11.856				
	UHE	21%	3.296	19%	3.016	18%	2.856	18%	2.877	18%	2.900	19%	2.923	21%	3.307	29%	4.530	31%	4.835	33%	5.157	37%	5.873	41%	6.385				
	PCH	25%	473	28%	524	28%	524	28%	524	0,28	524	28%	524	28%	524	35%	668	36%	671	36%	688	40%	747	44%	826				
	Eólica	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	37%	1.342	39%	1.422	39%	1.422				
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
	Biomassa	13%	86	13%	86	13%	90	14%	93	14%	97	15%	101	16%	107	16%	107	13%	86	16%	113	17%	116	17%	116				
	Térmica	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511				
Balanço Estático	Exportação N	0%	-	339	0%	50	0%	152	0%	162	0%	162	0%	32	0%	-	103	0%	-	392	0%	-	546	0%	-	712	0%	-	863
	Exportação NE	0%	12.069	0%	12.672	0%	13.908	0%	14.615	0%	15.677	0%	16.356	0%	17.320	0%	17.034	0%	16.793	0%	16.563	0%	16.333	0%	16.115				
	N/NE->SE/CO	0%	11.730	0%	12.722	0%	14.060	0%	14.777	0%	15.839	0%	16.388	0%	17.216	0%	16.798	0%	16.401	0%	16.017	0%	15.621	0%	15.252				
ELOS CC	Itaipú	75%	4.668	72%	4.532	70%	4.384	68%	4.240	65%	4.084	63%	3.921	60%	3.737	57%	3.563	54%	3.369	51%	3.164	47%	2.939	43%	2.707				
	Usinas do Madeira	26%	1.858	29%	2.074	28%	1.971	30%	2.163	26%	1.874	32%	2.263	29%	2.071	31%	2.186	29%	2.071	29%	2.071	29%	2.071	29%	2.071				
	Bipolo Belo Monte	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796				
	Bipolo Nordeste B	0%	-	0%	-	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812				

Tabela 16-7 – Cenário 2 – Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador; Carga Média

Cenário 2 - Norte Seco / Nordeste Máximo Exportador																																					
Região	Usina	Carga Média																																			
		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037													
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW												
N	Carga	-	9.088	-	9.514	-	9.705	-	9.907	-	10.106	-	10.313	-	10.518	-	10.737	-	10.958	-	11.200	-	11.431	-	11.676												
	UHE	20%	4.453	18%	3.880	20%	4.535	20%	4.622	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585												
	PCH	50%	43	50%	43	50%	43	50%	4336%	0,50	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43												
	Eólica	51%	247	55%	266	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387												
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
	Biomassa	55%	164	55%	164	55%	164	53%	213	53%	213	53%	213	53%	213	53%	213	53%	213	53%	213	53%	213	53%	213												
	Térmica	77%	2.824	80%	3.522	52%	2.268	50%	2.268	72%	3.304	72%	3.288	77%	3.506	78%	3.542	85%	3.884	84%	3.848	85%	3.884	84%	3.848												
NE	Carga	-	15.253	-	15.649	-	16.012	-	16.376	-	16.777	-	17.184	-	17.601	-	18.030	-	18.471	-	18.924	-	19.361	-	19.793												
	UHE	43%	4.383	43%	4.383	42%	4.312	43%	4.345	43%	4.357	43%	4.370	43%	4.357	42%	4.270	42%	4.289	44%	4.499	43%	4.360	43%	4.417												
	PCH	38%	117	56%	174	36%	111	40%	123	0,40	123	39%	122	39%	122	39%	122	39%	122	43%	134	44%	135	50%	156												
	Eólica	51%	15.895	54%	16.830	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934												
	Solar	57%	8.972	64%	10.220	85%	13.433	90%	14.223	90%	14.223	90%	14.223	90%	14.223	90%	14.223	90%	14.223	90%	14.223	0,90	14.223	90%	14.223												
	Biomassa	36%	257	40%	285	40%	285	42%	303	44%	314	45%	321	45%	326	46%	331	46%	332	46%	333	46%	333	46%	333												
	Térmica	5%	463	5%	463	3%	255	3%	255	5%	463	5%	463	6%	568	5%	463	17%	1.599	17%	1.599	33%	3.077	33%	3.077												
SE/CO	Carga	-	62.542	-	63.828	-	65.200	-	66.756	-	68.070	-	69.411	-	70.776	-	72.172	-	73.597	-	75.050	-	76.552	-	77.941												
	UHE	51%	24.137	51%	24.386	46%	21.981	49%	23.310	50%	23.723	51%	24.288	50%	23.861	57%	27.333	59%	28.262	63%	30.338	66%	31.762	73%	35.069												
	PCH	46%	1.278	47%	1.300	43%	1.185	46%	1.278	0,46	1.278	46%	1.278	46%	1.278	46%	1.278	46%	1.278	53%	1.474	54%	1.494	58%	1.617												
	Eólica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
	Solar	89%	10.904	89%	10.904	89%	10.904	89%	10.904	89%	10.912	89%	10.912	89%	10.904	89%	10.904	89%	10.904	89%	10.904	0,89	10.904	89%	10.904												
	Biomassa	46%	1.578	45%	1.564	47%	1.625	47%	1.630	54%	1.863	58%	2.005	59%	2.044	62%	2.132	63%	2.169	72%	2.495	72%	2.495	72%	2.495												
	Térmica	48%	7.214	44%	7.214	33%	5.419	33%	5.419	34%	5.532	42%	6.866	56%	9.316	52%	8.548	57%	9.349	57%	9.349	57%	9.349	57%	9.349												
SUL	Carga	-	21.133	-	21.588	-	22.094	-	22.600	-	23.122	-	23.656	-	24.206	-	24.771	-	25.349	-	25.946	-	26.559	-	27.172												
	UHE	94%	14.522	94%	14.517	86%	13.265	93%	14.560	93%	14.635	93%	14.653	86%	13.485	93%	14.711	94%	14.743	94%	14.782	94%	14.814	94%	14.866												
	PCH	47%	890	50%	946	54%	1.025	57%	1.070	0,58	1.102	60%	1.133	81%	1.537	63%	1.185	64%	1.207	65%	1.227	87%	1.638	87%	1.649												
	Eólica	60%	2.188	60%	2.188	60%	2.188	39%	1.422	44%	1.609	48%	1.765	62%	2.254	53%	1.921	48%	1.765	53%	1.921	59%	2.137	53%	1.921												
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
	Biomassa	52%	360	48%	328	53%	361	53%	362	53%	362	61%	420	62%	425	61%	421	67%	458	71%	491	71%	491	71%	491												
	Térmica	48%	1.248	48%	1.248	20%	511	20%	511	32%	844	32%	844	51%	1.340	48%	1.248	51%	1.340	51%	1.340	51%	1.340	51%	1.340												
Balanço Estático	Exportação N	0%	-	1.913	0%	-	2.232	0%	-	2.783	0%	-	2.853	0%	-	2.991	0%	-	2.243	0%	-	2.257	0%	-	2.459	0%	-	2.373	0%	-	2.674	0%	-	2.896	0%	-	3.226
	Exportação NE	0%	13.657	0%	15.338	0%	25.068	0%	25.482	0%	25.449	0%	25.159	0%	24.878	0%	24.311	0%	24.969	0%	24.752	0%	25.573	0%	25.265												
	N/NE->SE/CO	0%	11.745	0%	13.106	0%	22.285	0%	22.629	0%	23.458	0%	22.915	0%	22.620	0%	21.852	0%	22.596	0%	22.077	0%	22.676	0%	22.039												
ELOS CC	Itaipú	67%	4.200	64%	4.028	61%	3.843	58%	3.657	54%	3.392	51%	3.202	48%	2.992	44%	2.734	40%	2.482	35%	2.210	30%	1.898	25%	1.585												
	Usinas do Madeira	40%	2.867	36%	2.535	40%	2.869	35%	2.488	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869												
	Bipolo Belo Monte	49%	3.904	49%	3.904	34%	2.752	49%	3.904	31%	2.462	49%	3.899	49%	3.899	49%	3.899	49%	3.899	49%	3.899	49%	3.896	49%	3.899												
	Bipolo Nordeste B	0%	-	0%	-	96%	4.812	68%	3.408	96%	4.812	78%	3.880	78%	3.880	78%	3.880	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812												

Tabela 16-8 – Cenário 3 – Norte e Nordeste Secos; Nordeste Máximo Importador; Carga Pesada

Cenário 3 - Norte Úmido / Nordeste Máximo Importador																									
Região	Usina	Carga Pesada																							
		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	Carga	-	9.008	-	9.432	-	9.621	-	9.687	-	9.895	-	10.101	-	10.305	-	10.525	-	10.744	-	10.985	-	11.214	-	11.460
	UHE	94%	20.591	94%	20.743	95%	21.300	95%	21.534	95%	21.534	95%	21.534	95%	21.531	94%	21.342	94%	21.342	95%	21.534	95%	21.534	95%	21.534
	PCH	90%	79	90%	79	90%	79	90%	79	0,90	79	90%	79	90%	79	90%	79	90%	79	90%	79	90%	79	90%	79
	Eólica	2%	10	4%	19	5%	24	5%	24	5%	24	5%	24	3%	15	3%	15	5%	24	4%	19	5%	24	5%	24
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biomassa	30%	90	30%	90	0%	-	5%	20	7%	28	9%	36	9%	36	11%	43	9%	36	21%	86	22%	88	25%	101
	Térmica	42%	1.532	53%	2.303	57%	2.505	77%	3.506	77%	3.506	84%	3.848	84%	3.849	84%	3.849	84%	3.849	84%	3.849	91%	4.164	91%	4.164
NE	Carga	-	15.285	-	15.668	-	16.023	-	16.384	-	16.769	-	17.169	-	17.579	-	18.001	-	18.434	-	18.880	-	19.312	-	19.740
	UHE	33%	3.328	33%	3.329	32%	3.249	34%	3.406	34%	3.407	31%	3.166	34%	3.408	33%	3.330	34%	3.408	34%	3.409	34%	3.499	38%	3.914
	PCH	63%	195	63%	195	63%	195	63%	195	0,63	195	63%	195	63%	195	63%	195	63%	195	63%	195	63%	195	63%	195
	Eólica	3%	792	4%	1.274	5%	1.460	5%	1.460	5%	1.460	4%	1.167	4%	1.121	3%	929	4%	1.254	4%	1.239	5%	1.549	5%	1.549
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	-	-	0%	-
	Biomassa	14%	99	15%	108	14%	99	14%	99	44%	320	50%	361	45%	326	17%	119	16%	115	75%	541	78%	559	79%	571
	Térmica	3%	233	4%	368	4%	404	5%	463	6%	568	17%	1.599	37%	3.387	62%	5.728	68%	6.234	62%	5.728	69%	6.324	69%	6.324
SE/CO	Carga	-	58.994	-	60.175	-	61.398	-	62.757	-	63.987	-	65.255	-	66.549	-	67.872	-	69.222	-	70.565	-	71.918	-	73.112
	UHE	89%	42.167	89%	42.378	92%	43.861	89%	42.483	91%	43.455	91%	43.589	87%	41.733	85%	40.441	89%	42.628	90%	42.997	90%	43.020	92%	44.050
	PCH	88%	2.451	88%	2.451	88%	2.451	88%	2.451	0,88	2.451	88%	2.451	88%	2.451	88%	2.451	88%	2.451	88%	2.451	88%	2.451	88%	2.451
	Eólica	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biomassa	8%	268	8%	272	3%	117	3%	117	15%	533	66%	2.283	66%	2.283	16%	544	23%	794	83%	2.876	88%	3.038	94%	3.260
	Térmica	35%	5.264	34%	5.532	34%	5.532	44%	7.214	48%	7.982	49%	8.015	58%	9.578	78%	12.888	81%	13.403	78%	12.887	84%	13.911	91%	15.005
SUL	Carga	-	19.286	-	19.730	-	20.202	-	20.667	-	21.148	-	21.643	-	22.150	-	22.673	-	23.207	-	23.758	-	24.326	-	24.904
	UHE	90%	13.935	92%	14.230	95%	14.640	95%	14.812	95%	14.918	91%	14.386	95%	14.878	95%	14.944	95%	14.950	95%	14.946	95%	14.902	97%	15.246
	PCH	92%	1.735	92%	1.739	92%	1.735	92%	1.735	0,92	1.739	92%	1.741	92%	1.741	92%	1.744	92%	1.742	93%	1.751	93%	1.753	93%	1.755
	Eólica	60%	2.188	60%	2.188	60%	2.188	60%	2.188	60%	2.188	68%	2.476	68%	2.476	60%	2.188	60%	2.188	71%	2.576	71%	2.576	71%	2.576
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biomassa	4%	28	4%	24	4%	28	4%	28	5%	33	11%	77	11%	77	6%	43	6%	38	69%	476	69%	476	87%	601
	Térmica	19%	508	32%	844	32%	844	48%	1.248	48%	1.248	51%	1.340	51%	1.340	74%	1.945	75%	1.972	74%	1.945	84%	2.208	84%	2.208
Balanço Estático	Exportação N	0%	12.630	0%	13.135	0%	13.579	0%	14.699	0%	14.482	0%	14.654	0%	14.446	0%	14.114	0%	13.900	0%	13.886	0%	13.970	0%	13.754
	Exportação NE	0%	- 11.255	0%	- 11.014	0%	- 11.132	0%	- 11.280	0%	- 11.340	0%	- 11.220	0%	- 9.587	0%	- 8.094	0%	- 7.601	0%	- 8.187	0%	- 7.563	0%	- 7.567
	N/NE-> SE/CO	0%	1.374	0%	2.120	0%	2.447	0%	3.420	0%	3.143	0%	3.433	0%	4.859	0%	6.020	0%	6.299	0%	5.699	0%	6.406	0%	6.187
ELOS CC	Itaipú	61%	3.847	62%	3.884	56%	3.491	52%	3.270	49%	3.061	45%	2.826	46%	2.858	41%	2.589	37%	2.331	33%	2.041	28%	1.730	22%	1.405
	Usinas do Madeira	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.942	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	77%	5.472	57%	4.074	62%	4.369	64%	4.532	60%	4.226
	Bipolo Belo Monte	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616
	Bipolo Nordeste B	0%	-	0%	-	10%	498	20%	993	24%	1.175	24%	1.189	39%	1.970	55%	2.740	59%	2.932	51%	2.550	59%	2.932	59%	2.942

Tabela 16-9 – Cenário 4 – Geração Intermediária; Intercâmbio Baixo; Carga Leve

Cenário 4 - Norte e Nordeste Secos / Baixo Intercâmbio																									
Região	Usina	Carga Leve																							
		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	Carga	-	6.571	-	6.925	-	7.053	-	7.034	-	7.161	-	7.284	-	7.417	-	7.547	-	7.691	-	7.841	-	7.990	-	8.139
	UHE	23%	4.986	23%	5.044	23%	5.117	23%	5.216	23%	5.265	23%	5.314	24%	5.363	25%	5.732	27%	6.047	27%	6.084	28%	6.388	29%	6.607
	PCH	50%	43	50%	43	54%	47	56%	49	0,58	51	60%	52	62%	54	62%	54	52%	45	65%	57	66%	58	66%	58
	Eólica	20%	97	20%	97	20%	97	20%	97	20%	97	20%	97	20%	97	20%	97	20%	97	22%	106	22%	106	22%	106
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biomassa	55%	164	55%	164	55%	164	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209
	Térmica	42%	1.532	43%	1.879	43%	1.879	41%	1.879	41%	1.879	41%	1.879	41%	1.879	41%	1.879	41%	1.879	41%	1.879	41%	1.879	41%	1.879
NE	Carga	-	9.859	-	10.092	-	10.315	-	10.524	-	10.766	-	11.009	-	11.259	-	11.516	-	11.780	-	12.050	-	12.310	-	12.575
	UHE	34%	3.427	37%	3.717	38%	3.840	38%	3.842	39%	4.008	42%	4.255	45%	4.585	45%	4.585	46%	4.649	46%	4.649	46%	4.713	48%	4.860
	PCH	30%	94	31%	95	30%	94	34%	106	0,38	119	39%	122	38%	119	38%	118	38%	118	43%	134	44%	136	44%	136
	Eólica	20%	6.293	20%	6.193	20%	6.231	20%	6.286	20%	6.341	21%	6.395	21%	6.450	21%	6.490	21%	6.545	22%	6.871	22%	6.926	23%	6.981
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	1%	120	1%	120	1%	120	1%	120	1%	120	1%	120	0,01	120	1%	120
	Biomassa	37%	265	37%	265	37%	265	37%	265	37%	265	37%	266	37%	266	37%	266	37%	265	37%	266	37%	266	37%	266
	Térmica	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233
SE/CO	Carga	-	32.436	-	33.062	-	33.706	-	34.434	-	35.061	-	35.732	-	36.418	-	37.123	-	37.804	-	38.511	-	39.239	-	39.876
	UHE	30%	14.277	32%	15.225	35%	16.416	35%	16.846	37%	17.552	38%	18.134	40%	19.305	42%	19.885	44%	20.876	46%	21.789	48%	22.797	50%	23.766
	PCH	31%	878	30%	845	30%	843	32%	886	0,32	884	32%	896	35%	981	34%	935	40%	1.104	33%	931	34%	938	35%	988
	Eólica	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	-	-	0%	-
	Biomassa	27%	950	27%	950	28%	952	28%	954	28%	955	28%	957	28%	960	28%	960	27%	950	28%	964	28%	965	28%	965
	Térmica	35%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290
SUL	Carga	-	9.501	-	9.682	-	9.863	-	10.060	-	10.264	-	10.475	-	10.691	-	10.914	-	11.139	-	11.372	-	11.613	-	11.856
	UHE	45%	6.909	45%	6.930	45%	6.939	46%	7.234	49%	7.738	50%	7.815	50%	7.836	53%	8.301	54%	8.451	56%	8.778	57%	9.028	57%	9.045
	PCH	71%	1.340	71%	1.348	72%	1.356	73%	1.386	0,73	1.371	73%	1.378	75%	1.413	75%	1.426	69%	1.312	74%	1.402	74%	1.407	76%	1.435
	Eólica	37%	1.353	37%	1.353	37%	1.353	37%	1.353	37%	1.353	37%	1.353	37%	1.353	37%	1.353	37%	1.353	37%	1.364	37%	1.364	37%	1.364
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biomassa	13%	86	13%	86	13%	90	14%	93	14%	97	15%	101	16%	107	16%	107	13%	86	16%	113	17%	116	17%	116
	Térmica	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508
Balanco Estático	Exportação N	-	143	-	191	0%	120	-	298	0%	221	-	141	-	54	-	286	-	437	-	341	-	486	-	546
	Exportação NE	-	355	-	313	0%	251	-	109	0%	231	-	286	-	408	-	186	-	43	-	109	-	33	-	98
	N/NE-> SE/CO	-	498	-	504	0%	372	-	408	0%	452	-	427	-	462	-	471	-	480	-	451	-	453	-	448
ELOS CC	Itaipú	75%	4.668	72%	4.532	70%	4.384	68%	4.240	65%	4.084	63%	3.921	60%	3.737	57%	3.563	54%	3.369	51%	3.164	47%	2.939	43%	2.707
	Usinas do Madeira	26%	1.875	29%	2.074	28%	1.971	30%	2.163	26%	1.874	32%	2.263	29%	2.071	31%	2.186	29%	2.071	29%	2.071	29%	2.071	29%	2.071
	Bipolo Belo Monte	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796
	Bipolo Nordeste B	0%	-	0%	-	10%	498	10%	498	10%	498	10%	498	10%	498	10%	498	10%	498	10%	498	10%	498	10%	498

16.4. Plano de Obras e Estimativa de Investimentos

Tabela 16-10 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						64.857,77	64.857,77	5.761,15	35.989,25
LT 230 kV ITAPEBI - EUNÁPOLIS, C3 (Nova)						64857,77	64857,77	5761,149244	35989,25357
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 47 km		2030	47	1	808,81	38014,07	R\$ 38.014,07	R\$ 3.376,69	21093,81812
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	ITAPEBI	2030	1	1	9564,68	9564,68	R\$ 9.564,68	R\$ 849,61	5307,393298
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	EUNÁPOLIS	2030	1	1	9564,68	9564,68	R\$ 9.564,68	R\$ 849,61	5307,393298
MIM - 230 kV	ITAPEBI	2030	1	1	1069,96	1069,96	R\$ 1.069,96	R\$ 95,04	593,7154754
MIM - 230 kV	EUNÁPOLIS	2030	1	1	1069,96	1069,96	R\$ 1.069,96	R\$ 95,04	593,7154754
MIG-A	ITAPEBI	2030	1	1	2787,21	2787,21	R\$ 2.787,21	R\$ 247,58	1546,608948
MIG-A	EUNÁPOLIS	2030	1	1	2787,21	2787,21	R\$ 2.787,21	R\$ 247,58	1546,608948

Tabela 16-11 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						117.911,95	117.911,95	10.473,82	65.428,75
SE 230/138 kV ITAPEBI II (Nova)						74743,68	74743,68	6639,289256	41474,89579
1º ATF 230/138 kV, (3+1R) x 33,3 MVA 1Φ		2030	4	1	7626	30504	R\$ 30.504,00	R\$ 2.709,59	16926,51768
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1	1	8649,21	8649,21	R\$ 8.649,21	R\$ 768,29	4799,403554
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2030	1	1	6111,39	6111,39	R\$ 6.111,39	R\$ 542,86	3391,179875
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1	1	6849,28	6849,28	R\$ 6.849,28	R\$ 608,40	3800,631361
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2030	1	1	4983,71	4983,71	R\$ 4.983,71	R\$ 442,69	2765,435859
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			1			0	R\$ 0,00	R\$ 0,00	0
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			1			0	R\$ 0,00	R\$ 0,00	0
MIM - 230 kV		2030	1	1	2139,92	2139,92	R\$ 2.139,92	R\$ 190,08	1187,430951
MIM - 138 kV		2030	1	1	1375,29	1375,29	R\$ 1.375,29	R\$ 122,16	763,1415718
MIG (Terreno Rural)		2030	1	1	14130,88	14130,88	R\$ 14.130,88	R\$ 1.255,21	7841,154937
LT 230 kV ITAPEBI - ITAPEBI II, C1 (Nova)						28361,04	28361,04	2519,238391	15737,39985
Circuito Simples 230 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 5 km		2030	5	1	860,91	4304,55	R\$ 4.304,55	R\$ 382,36	2388,573357
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	ITAPEBI	2030	1	1	9564,68	9564,68	R\$ 9.564,68	R\$ 849,61	5307,393298
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	ITAPEBI II	2030	1	1	9564,68	9564,68	R\$ 9.564,68	R\$ 849,61	5307,393298
MIM - 230 kV	ITAPEBI	2030	1	1	1069,96	1069,96	R\$ 1.069,96	R\$ 95,04	593,7154754
MIM - 230 kV	ITAPEBI II	2030	1	1	1069,96	1069,96	R\$ 1.069,96	R\$ 95,04	593,7154754
MIG-A	ITAPEBI	2030	1	1	2787,21	2787,21	R\$ 2.787,21	R\$ 247,58	1546,608948
LT 138 kV ITAPEBI II - ITAPEBI COELBA, C1 (Nova)						14807,23	14807,23	1315,288236	8216,458184
Circuito Simples 138 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 1 km		2030	1	1	690,07	690,07	R\$ 690,07	R\$ 61,30	382,9164063
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	ITAPEBI II	2030	1	1	6370,93	6370,93	R\$ 6.370,93	R\$ 565,91	3535,197328
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	ITAPEBI COELBA	2030	1	1	6370,93	6370,93	R\$ 6.370,93	R\$ 565,91	3535,197328
MIM - 138 kV	ITAPEBI II	2030	1	1	687,65	687,65	R\$ 687,65	R\$ 61,08	381,5735604
MIM - 138 kV	ITAPEBI COELBA	2030	1	1	687,65	687,65	R\$ 687,65	R\$ 61,08	381,5735604

Tabela 16-12 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 3

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						65.964,11	65.964,11	5.859,42	36.603,16
LT 230 kV ITAPEBI - EUNÁPOLIS, C1 e C2 (CD) (Ampliação/Adequação)						65964,11	65964,11	5859,422587	36603,15612
Circuito Duplo 230 kV, 1x 788 MCM (CORDOBA) termo resistente, 47 km		2030	47	1	1304,62	61317,14	R\$ 61.317,14	R\$ 5.446,64	34024,57561
Adequações na SE Eunápolis 230 kV		2030	1	1	2556,04	2556,04	R\$ 2.556,04	R\$ 227,05	1418,333866
Adequações na SE Itapebi 230 kV		2030	1	1	2090,93	2090,93	R\$ 2.090,93	R\$ 185,73	1160,246644

Tabela 16-13 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 4

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						583.027,80	583.027,80	51.788,86	323.519,22
SE 500/230 kV ITAPEBI II (Nova)						117069,94	117069,94	10399,0223	64961,52667
1º ATF 500/230 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ		2030	4	1	11418,88	45675,52	R\$ 45.675,52	R\$ 4.057,24	25345,11857
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1	1	13739,34	13739,34	R\$ 13.739,34	R\$ 1.220,43	7623,891341
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1	1	8649,21	8649,21	R\$ 8.649,21	R\$ 768,29	4799,403554
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1	1	13206,03	13206,03	R\$ 13.206,03	R\$ 1.173,06	7327,960278
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1	1	6849,28	6849,28	R\$ 6.849,28	R\$ 608,40	3800,631361
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			1			0	R\$ 0,00	R\$ 0,00	0
MIM - 500 kV		2030	1	1	3971,67	3971,67	R\$ 3.971,67	R\$ 352,79	2203,859903
MIM - 230 kV		2030	1	1	2139,92	2139,92	R\$ 2.139,92	R\$ 190,08	1187,430951
MIG (Terreno Rural)		2030	1	1	22838,97	22838,97	R\$ 22.838,97	R\$ 2.028,73	12673,23071
LT 500 kV MEDEIROS NETO II - ITAPEBI 11, C1 (Nova)						441040,46	441040,46	39176,49208	244731,1548
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 180 km		2030	180	1	2204,27	396768,6	R\$ 396.768,60	R\$ 35.243,94	220164,9201
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	MEDEIROS NETO II	2030	1	1	12072,05	12072,05	R\$ 12.072,05	R\$ 1.072,33	6698,720424
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	ITAPEBI 11	2030	1	1	12072,05	12072,05	R\$ 12.072,05	R\$ 1.072,33	6698,720424
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	MEDEIROS NETO II	2030	1	1	13206,03	13206,03	R\$ 13.206,03	R\$ 1.173,06	7327,960278
MIM - 500 kV	MEDEIROS NETO II	2030	1	1	3971,67	3971,67	R\$ 3.971,67	R\$ 352,79	2203,859903
MIG-A	MEDEIROS NETO II	2030	1	1	2950,06	2950,06	R\$ 2.950,06	R\$ 262,05	1636,973602
LT 230 kV ITAPEBI - ITAPEBI II, C1 (Nova)						24917,4	24917,4	2213,348689	13826,54117
Circuito Simples 230 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 1 km		2030	1	1	860,91	860,91	R\$ 860,91	R\$ 76,47	477,7146715
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	ITAPEBI	2030	1	1	9564,68	9564,68	R\$ 9.564,68	R\$ 849,61	5307,393298
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	ITAPEBI II	2030	1	1	9564,68	9564,68	R\$ 9.564,68	R\$ 849,61	5307,393298
MIM - 230 kV	ITAPEBI	2030	1	1	1069,96	1069,96	R\$ 1.069,96	R\$ 95,04	593,7154754
MIM - 230 kV	ITAPEBI II	2030	1	1	1069,96	1069,96	R\$ 1.069,96	R\$ 95,04	593,7154754
MIG-A	ITAPEBI	2030	1	1	2787,21	2787,21	R\$ 2.787,21	R\$ 247,58	1546,608948

Tabela 16-14 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 5

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						115.071,41	115.071,41	10.221,50	63.852,55
SE 230/138 kV CAMACAN II (Nova)						74743,68	74743,68	6639,289256	41474,89579
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1	1	8649,21	8649,21	R\$ 8.649,21	R\$ 768,29	4799,403554
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2030	1	1	6111,39	6111,39	R\$ 6.111,39	R\$ 542,86	3391,179875
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1	1	6849,28	6849,28	R\$ 6.849,28	R\$ 608,40	3800,631361
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2030	1	1	4983,71	4983,71	R\$ 4.983,71	R\$ 442,69	2765,435859
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			1		0	0	R\$ 0,00	R\$ 0,00	0
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			1		0	0	R\$ 0,00	R\$ 0,00	0
MIM - 230 kV		2030	1	1	2139,92	2139,92	R\$ 2.139,92	R\$ 190,08	1187,430951
MIM - 138 kV		2030	1	1	1375,29	1375,29	R\$ 1.375,29	R\$ 122,16	763,1415718
MIG (Terreno Rural)		2030	1	1	14130,88	14130,88	R\$ 14.130,88	R\$ 1.255,21	7841,154937
1º ATF 230/138 kV, (3+1R) x 33,3 MVA 1Φ		2030	4	1	7626	30504	R\$ 30.504,00	R\$ 2.709,59	16926,51768
LT 138 kV CAMACAN II - CAMACAN, C1 (Nova)						14807,23	14807,23	1315,288236	8216,458184
Circuito Simples 138 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 1 km		2030	1	1	690,07	690,07	R\$ 690,07	R\$ 61,30	382,9164063
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	CAMACAN II	2030	1	1	6370,93	6370,93	R\$ 6.370,93	R\$ 565,91	3535,197328
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	CAMACAN	2030	1	1	6370,93	6370,93	R\$ 6.370,93	R\$ 565,91	3535,197328
MIM - 138 kV	CAMACAN II	2030	1	1	687,65	687,65	R\$ 687,65	R\$ 61,08	381,5735604
MIM - 138 kV	CAMACAN	2030	1	1	687,65	687,65	R\$ 687,65	R\$ 61,08	381,5735604
SECC LT 230 kV ITABUNA III - ITAPEBI, C1, NA SE CAMACAN II (Nova)						25520,5	25520,5	2266,920514	14161,19835
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 1 km		2030	1	1	1464,01	1464,01	R\$ 1.464,01	R\$ 130,04	812,3718579
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2030	2	1	9564,68	19129,36	R\$ 19.129,36	R\$ 1.699,21	10614,7866
MIM - 230 kV		2030	1	1	2139,92	2139,92	R\$ 2.139,92	R\$ 190,08	1187,430951
MIG-A		2030	1	1	2787,21	2787,21	R\$ 2.787,21	R\$ 247,58	1546,608948

Tabela 16-15 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa A

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						278.839,37	268.448,10	24.768,59	143.188,71
SE 500/230 kV POÇÕES III (Ampliação/Adequação)						62241,53	62241,53	5528,75536	34537,51502
2° ATF 500/230 kV, 6 x 200 MVA 1Φ		2030	3	1	12767,66	38302,98	R\$ 38.302,98	R\$ 3.402,36	21254,13284
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1	1	13997,78	13997,78	R\$ 13.997,78	R\$ 1.243,39	7767,29841
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1	1	8812,93	8812,93	R\$ 8.812,93	R\$ 782,83	4890,250967
MIM - 230 kV		2030	1	1	1127,84	1127,84	R\$ 1.127,84	R\$ 100,18	625,8327991
LT 230 kV POÇÕES III - FUNIL, C1 (Nova)						129078,375	129078,375	11465,70076	71624,94745
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	POÇÕES III	2030	1	1	9564,68	9564,68	R\$ 9.564,68	R\$ 849,61	5307,393298
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	FUNIL	2030	1	1	9564,68	9564,68	R\$ 9.564,68	R\$ 849,61	5307,393298
MIM - 230 kV	POÇÕES III	2030	1	1	1127,84	1127,84	R\$ 1.127,84	R\$ 100,18	625,8327991
MIM - 230 kV	FUNIL	2030	1	1	1127,84	1127,84	R\$ 1.127,84	R\$ 100,18	625,8327991
MIG-A	POÇÕES III	2030	1	1	2837,75	2837,75	R\$ 2.837,75	R\$ 252,07	1574,653342
MIG-A	FUNIL	2030	1	1	2837,75	2837,75	R\$ 2.837,75	R\$ 252,07	1574,653342
Circuito Simples 230 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 118,5 km		2030	118,5	1	860,91	102017,835	R\$ 102.017,84	R\$ 9.061,98	56609,18857
SE 230/138 kV FUNIL (Ampliação/Adequação)						28097,38	17706,11547	2495,81815	4053,229259
1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ		2036	2	1	14048,69	28097,38	R\$ 17.706,12	R\$ 2.495,82	4053,229259
SECC LT 230 kV FUNIL - ITAPEBI, C1, NA SE ITABUNA III (Nova)						59422,08	59422,08	5278,310853	32973,01626
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 28 km		2030	28	1	1362,6	38152,8	R\$ 38.152,80	R\$ 3.389,02	21170,79871
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2030	2	1	9564,68	19129,36	R\$ 19.129,36	R\$ 1.699,21	10614,7866
MIM - 230 kV		2030	1	1	2139,92	2139,92	R\$ 2.139,92	R\$ 190,08	1187,430951

Tabela 16-16 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa B

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						207.246,74	207.246,74	18.409,20	115.000,18
SE 500/230 kV POÇÕES III (Ampliação/Adequação)						62241,53	62241,53	5528,75536	34537,51502
2° ATF 500/230 kV, 6 x 200 MVA 1Φ		2030	3	1	12767,66	38302,98	R\$ 38.302,98	R\$ 3.402,36	21254,13284
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1	1	13997,78	13997,78	R\$ 13.997,78	R\$ 1.243,39	7767,29841
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1	1	8812,93	8812,93	R\$ 8.812,93	R\$ 782,83	4890,250967
MIM - 230 kV		2030	1	1	1127,84	1127,84	R\$ 1.127,84	R\$ 100,18	625,8327991
LT 230 kV POÇÕES III - ITABUNA III, C1 (Nova)						145005,21	145005,21	12880,44063	80462,66887
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	POÇÕES III	2030	1	1	9564,68	9564,68	R\$ 9.564,68	R\$ 849,61	5307,393298
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	ITABUNA III	2030	1	1	9564,68	9564,68	R\$ 9.564,68	R\$ 849,61	5307,393298
MIM - 230 kV	POÇÕES III	2030	1	1	1127,84	1127,84	R\$ 1.127,84	R\$ 100,18	625,8327991
MIM - 230 kV	ITABUNA III	2030	1	1	1127,84	1127,84	R\$ 1.127,84	R\$ 100,18	625,8327991
MIG-A	POÇÕES III	2030	1	1	2837,75	2837,75	R\$ 2.837,75	R\$ 252,07	1574,653342
MIG-A	ITABUNA III	2030	1	1	2837,75	2837,75	R\$ 2.837,75	R\$ 252,07	1574,653342
Circuito Simples 230 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 137 km		2030	137	1	860,91	117944,67	R\$ 117.944,67	R\$ 10.476,72	65446,90999

Tabela 16-17 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa C

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						554.622,30	544.231,04	49.265,68	296.219,29
SE 500/230 kV POÇÕES III (Ampliação/Adequação)						62241,53	62241,53	5528,75536	34537,51502
2° ATF 500/230 kV, 6 x 200 MVA 1Φ		2030	3	1	12767,66	38302,98	R\$ 38.302,98	R\$ 3.402,36	21254,13284
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1	1	13997,78	13997,78	R\$ 13.997,78	R\$ 1.243,39	7767,29841
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1	1	8812,93	8812,93	R\$ 8.812,93	R\$ 782,83	4890,250967
MIM - 230 kV		2030	1	1	1127,84	1127,84	R\$ 1.127,84	R\$ 100,18	625,8327991
SE 230/138 kV FUNIL (Ampliação/Adequação)						28097,38	17706,11547	2495,81815	4053,229259
1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ		2036	2	1	14048,69	28097,38	R\$ 17.706,12	R\$ 2.495,82	4053,229259
LT 230 kV POÇÕES II - FUNIL, C1 Recondutoramento (Ampliação/Adequação)						202511,76	202511,76	17988,59987	112372,7671
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 118,5 km		2030	118,5	1	1708,96	202511,76	R\$ 202.511,76	R\$ 17.988,60	112372,7671
LT 230 kV POÇÕES II - ITAGIBÁ, C1 Recondutoramento (Ampliação/Adequação)						151510,23	151510,23	13458,26486	84072,27207
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 88,5 km		2030	88,5	1	1711,98	151510,23	R\$ 151.510,23	R\$ 13.458,26	84072,27207
LT 230 kV ITAGIBÁ - FUNIL, C1 Recondutoramento (Nova)						50839,32	50839,32	4515,926311	28210,48548
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 29 km		2030	29	1	1753,08	50839,32	R\$ 50.839,32	R\$ 4.515,93	28210,48548
SECC LT 230 kV FUNIL - ITAPEBI, C1, NA SE ITABUNA III (Nova)						59422,08	59422,08	5278,310853	32973,01626
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 28 km		2030	28	1	1362,6	38152,8	R\$ 38.152,80	R\$ 3.389,02	21170,79871
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2030	2	1	9564,68	19129,36	R\$ 19.129,36	R\$ 1.699,21	10614,7866
MIM - 230 kV		2030	1	1	2139,92	2139,92	R\$ 2.139,92	R\$ 190,08	1187,430951

Tabela 16-18 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa D

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						502.594,34	502.594,34	44.644,17	278.887,10
SE 500/230 kV ITABUNA IV (Nova)						131072,5	131072,5	11642,83376	72731,47748
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 200 MVA 1Φ		2030	4	1	14919,52	59678,08	R\$ 59.678,08	R\$ 5.301,05	33115,06938
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1	1	13739,34	13739,34	R\$ 13.739,34	R\$ 1.220,43	7623,891341
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1	1	8649,21	8649,21	R\$ 8.649,21	R\$ 768,29	4799,403554
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1	1	13206,03	13206,03	R\$ 13.206,03	R\$ 1.173,06	7327,960278
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1	1	6849,28	6849,28	R\$ 6.849,28	R\$ 608,40	3800,631361
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			1						
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			1						
MIM - 230 kV		2030	1	1	2139,92	2139,92	R\$ 2.139,92	R\$ 190,08	1187,430951
MIM - 500 kV		2030	1	1	3971,67	3971,67	R\$ 3.971,67	R\$ 352,79	2203,859903
MIG (Terreno Rural)		2030	1	1	22838,97	22838,97	R\$ 22.838,97	R\$ 2.028,73	12673,23071
LT 500 kV POÇÕES III - ITABUNA IV, C1 (Nova)						346256,85	346256,85	30757,10728	192136,2016
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	POÇÕES III	2030	1	1	12072,05	12072,05	R\$ 12.072,05	R\$ 1.072,33	6698,720424
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	ITABUNA IV	2030	1	1	12072,05	12072,05	R\$ 12.072,05	R\$ 1.072,33	6698,720424
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	POÇÕES III	2030	1	1	13206,03	13206,03	R\$ 13.206,03	R\$ 1.173,06	7327,960278
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 137 km		2030	137	1	2204,27	301984,99	R\$ 301.984,99	R\$ 26.824,55	167569,967
MIM - 500 kV	POÇÕES III	2030	1	1	3971,67	3971,67	R\$ 3.971,67	R\$ 352,79	2203,859903
MIG-A	POÇÕES III	2030	1	1	2950,06	2950,06	R\$ 2.950,06	R\$ 262,05	1636,973602
LT 230 kV ITABUNA IV - ITABUNA III, C1 (Nova)						25264,99	25264,99	2244,224216	14019,41713
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	ITABUNA IV	2030	1	1	9564,68	9564,68	R\$ 9.564,68	R\$ 849,61	5307,393298
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	ITABUNA III	2030	1	1	9564,68	9564,68	R\$ 9.564,68	R\$ 849,61	5307,393298
MIG-A	ITABUNA III	2030	1	1	2787,21	2787,21	R\$ 2.787,21	R\$ 247,58	1546,608948
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 1 km		2030	1	1	1208,5	1208,5	R\$ 1.208,50	R\$ 107,35	670,5906314
MIM - 230 kV	ITABUNA IV	2030	1	1	1069,96	1069,96	R\$ 1.069,96	R\$ 95,04	593,7154754
MIM - 230 kV	ITABUNA III	2030	1	1	1069,96	1069,96	R\$ 1.069,96	R\$ 95,04	593,7154754

Tabela 16-19 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa R

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)					
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN	
						153.331,45	153.331,45	13.620,04	85.082,86	
LT 230 kV POÇÕES III - BRUMADO II, C1 (Nova)						153331,45	153331,45	13620,03916	85082,85798	
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 155 km		2030	155	1	816,05	126487,75	R\$ 126.487,75	R\$ 11.235,58	70187,42254	
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		POÇÕES III	2030	1	1	9564,68	9564,68	R\$ 9.564,68	R\$ 849,61	5307,393298
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		BRUMADO II	2030	1	1	9564,68	9564,68	R\$ 9.564,68	R\$ 849,61	5307,393298
MIM - 230 kV		POÇÕES III	2030	1	1	1069,96	1069,96	R\$ 1.069,96	R\$ 95,04	593,7154754
MIM - 230 kV		BRUMADO II	2030	1	1	1069,96	1069,96	R\$ 1.069,96	R\$ 95,04	593,7154754
MIG-A		POÇÕES III	2030	1	1	2787,21	2787,21	R\$ 2.787,21	R\$ 247,58	1546,608948
MIG-A		BRUMADO II	2030	1	1	2787,21	2787,21	R\$ 2.787,21	R\$ 247,58	1546,608948

Tabela 16-20 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa S

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						104.368,45	104.368,45	9.270,78	57.913,53
LT 230 kV IBICOARA - BRUMADO II, C2 (Nova)						104368,45	104368,45	9270,78154	57913,53313
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 95 km		2030	95	1	816,05	77524,75	R\$ 77.524,75	R\$ 6.886,32	43018,09768
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	IBICOARA	2030	1	1	9564,68	9564,68	R\$ 9.564,68	R\$ 849,61	5307,393298
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	BRUMADO II	2030	1	1	9564,68	9564,68	R\$ 9.564,68	R\$ 849,61	5307,393298
MIM - 230 kV	IBICOARA	2030	1	1	1069,96	1069,96	R\$ 1.069,96	R\$ 95,04	593,7154754
MIM - 230 kV	BRUMADO II	2030	1	1	1069,96	1069,96	R\$ 1.069,96	R\$ 95,04	593,7154754
MIG-A	IBICOARA	2030	1	1	2787,21	2787,21	R\$ 2.787,21	R\$ 247,58	1546,608948
MIG-A	BRUMADO II	2030	1	1	2787,21	2787,21	R\$ 2.787,21	R\$ 247,58	1546,608948

Tabela 16-21 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa T

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)								
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN				
						388.297,97	388.297,97	34.491,51	215.464,61				
LT 230 kV POÇÕES II - BRUMADO II, C1 Recondutoramento (Ampliação/Adequação)						246922,75	246922,75	21933,51413	137016,2042				
Circuito Simples 230 kV, 2x 954 MCM (RAIL), 155 km					2030	155	1	1593,05	246922,75	R\$ 246.922,75	R\$ 21.933,51	137016,2042	
SE 230 kV BRUMADO II (Ampliação/Adequação)									141375,22	141375,22	12557,99794	78448,4055	
Compensador Estático 230 kV, 1 x (-75/+150) Mvar					2030		1	1	128946,12	128946,12	R\$ 128.946,12	R\$ 11.453,95	71551,55981
CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4					2030		1	1	8571,93	8571,93	R\$ 8.571,93	R\$ 761,42	4756,521267
MIM - 230 kV					2030		1	1	1069,96	1069,96	R\$ 1.069,96	R\$ 95,04	593,7154754
MIG-A					2030		1	1	2787,21	2787,21	R\$ 2.787,21	R\$ 247,58	1546,608948

Tabela 16-22 – Plano de obras e estimativa de custos das obras comuns

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						107.018,10	91.319,34	9.506,14	54.208,03
SE 230/69 kV BRUMADO II (Ampliação/Adequação)						26143,79	26143,79	2322,285765	17500,9267
3° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2027	1	1	12623,3	12623,3	R\$ 12.623,30	R\$ 1.121,30	8450,169161
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2027	1	1	8812,93	8812,93	R\$ 8.812,93	R\$ 782,83	5899,467596
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2027	1	1	3254,95	3254,95	R\$ 3.254,95	R\$ 289,13	2178,897603
MIM - 230 kV		2027	1	1	1127,84	1127,84	R\$ 1.127,84	R\$ 100,18	754,9879023
MIM - 69 kV		2027	1	1	324,77	324,77	R\$ 324,77	R\$ 28,85	217,4044377
SE 230/138 kV BRUMADO II (Ampliação/Adequação)						28734,87	28734,87	2552,444751	19235,42278
3° ATF 230/138 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2027	1	1	11808,8	11808,8	R\$ 11.808,80	R\$ 1.048,95	7904,934335
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2027	1	1	8812,93	8812,93	R\$ 8.812,93	R\$ 782,83	5899,467596
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2027	1	1	6263,87	6263,87	R\$ 6.263,87	R\$ 556,40	4193,100149
MIM - 230 kV		2027	1	1	1127,84	1127,84	R\$ 1.127,84	R\$ 100,18	754,9879023
MIM - 138 kV		2027	1	1	721,43	721,43	R\$ 721,43	R\$ 64,08	482,932794
SE 230/138 kV IBICOARA (Ampliação/Adequação)						26100,1	26100,1	2318,404894	17471,68016
3° ATF 230/138 kV, 1 x 55 MVA 3Φ		2027	1	1	9174,03	9174,03	R\$ 9.174,03	R\$ 814,91	6141,191716
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2027	1	1	8812,93	8812,93	R\$ 8.812,93	R\$ 782,83	5899,467596
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2027	1	1	6263,87	6263,87	R\$ 6.263,87	R\$ 556,40	4193,100149
MIM - 230 kV		2027	1	1	1127,84	1127,84	R\$ 1.127,84	R\$ 100,18	754,9879023
MIM - 138 kV		2027	1	1	721,43	721,43	R\$ 721,43	R\$ 64,08	482,932794
SE 230 kV ITABUNA III (Ampliação/Adequação)						13019,67	5170,29009	1156,50387	0
1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ		2039	1	1	2569,02	2569,02	R\$ 1.020,19	R\$ 228,20	0
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4		2039	1	1	9322,81	9322,81	R\$ 3.702,22	R\$ 828,12	0
MIM - 230 kV		2039	1	1	1127,84	1127,84	R\$ 447,88	R\$ 100,18	0
SE 230 kV EUNÁPOLIS (Ampliação/Adequação)						13019,67	5170,29009	1156,50387	0
1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ		2039	1	1	2569,02	2569,02	R\$ 1.020,19	R\$ 228,20	0
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4		2039	1	1	9322,81	9322,81	R\$ 3.702,22	R\$ 828,12	0
MIM - 230 kV		2039	1	1	1127,84	1127,84	R\$ 447,88	R\$ 100,18	0

16.5. Diferencial de Perdas Elétricas das Alternativas

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

Tabela 16-23 – Diferencial de Perdas Elétricas – Extremo Sul da Bahia (MW)

CEN 1 - Carga Pesada					
Ano	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4	ALT5
2030	-0,7	-1,9	-0,7	0,0	-1,5
2031	3,2	1,5	3,3	0,0	2,2
2032	2,5	0,7	2,6	0,0	1,4
2033	4,1	2,0	4,1	0,0	2,9
2034	3,1	1,0	3,2	0,0	2,0
2035	3,0	0,3	3,2	0,0	1,8
2036	2,3	-0,7	2,6	0,0	1,2
2037	1,8	-1,6	2,3	0,0	0,7
2038	2,2	-1,3	2,7	0,0	1,1
2039	2,2	-1,3	2,7	0,0	1,1

CEN1 - Carga Média					
Ano	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4	ALT5
2030	-0,8	-1,5	-0,8	0,0	-1,5
2031	6,7	5,5	6,8	0,0	5,9
2032	7,3	6,0	7,2	0,0	6,4
2033	9,2	8,0	9,2	0,0	8,4
2034	15,9	14,2	16,0	0,0	15,2
2035	19,1	17,3	19,2	0,0	18,4
2036	16,2	14,0	16,7	0,0	16,0
2037	16,1	14,3	16,7	0,0	16,1
2038	15,9	14,1	16,6	0,0	15,9
2039	15,9	14,1	16,6	0,0	15,9

CEN1 - Carga Leve					
Ano	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4	ALT5
2030	0,3	-0,1	0,3	0,0	0,0
2031	-0,3	-0,8	-0,3	0,0	-0,7
2032	0,0	-0,5	0,0	0,0	-0,3
2033	-0,3	-0,8	-0,3	0,0	-0,7
2034	-0,3	-0,9	-0,3	0,0	-0,8
2035	-0,2	-0,9	-0,2	0,0	-0,7
2036	-0,4	-1,0	-0,4	0,0	-0,9
2037	0,1	-0,6	0,0	0,0	-0,5
2038	0,3	-0,3	0,3	0,0	-0,2
2039	0,3	-0,3	0,3	0,0	-0,2

CEN2 - Carga Pesada					
Ano	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4	ALT5
2030	0,4	-1,0	0,5	0,0	-0,2
2031	-1,6	-1,7	0,2	0,0	-0,5
2032	0,2	-1,8	0,3	0,0	-0,5
2033	0,3	-1,8	0,5	0,0	-0,5
2034	0,5	-1,8	0,8	0,0	-0,3
2035	0,6	-1,9	0,8	0,0	-0,4
2036	0,7	-2,0	0,9	0,0	-0,1
2037	1,5	-1,4	1,9	0,0	0,8
2038	1,4	-1,8	1,8	0,0	0,3
2039	1,4	-1,8	1,8	0,0	0,3

CEN2 - Carga Média					
Ano	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4	ALT5
2030	2,7	2,0	2,8	0,0	2,2
2031	3,3	2,6	4,0	0,0	3,1
2032	2,4	1,3	2,7	0,0	1,9
2033	4,0	2,7	4,3	0,0	3,5
2034	4,0	2,8	4,4	0,0	3,7
2035	4,9	3,4	5,3	0,0	4,5
2036	7,1	5,8	7,7	0,0	6,9
2037	9,3	7,2	8,6	0,0	8,3
2038	9,3	7,1	11,0	0,0	8,1
2039	9,3	7,1	11,0	0,0	8,1

CEN2 - Carga Leve					
Ano	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4	ALT5
2030	-0,5	-0,9	-0,5	0,0	-0,8
2031	5,4	5,1	5,4	0,0	5,1
2032	3,0	2,6	2,9	0,0	2,6
2033	2,6	2,4	2,9	0,0	2,4
2034	-0,4	-0,9	-0,4	0,0	-0,8
2035	-0,5	-0,9	-0,4	0,0	-0,8
2036	-0,7	-1,2	-0,5	0,0	-1,0
2037	-0,3	-1,1	-0,3	0,0	-0,9
2038	-0,1	-0,8	-0,3	0,0	-0,6
2039	-0,1	-0,8	-0,3	0,0	-0,6

CEN3 - Carga Pesada					
Ano	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4	ALT5
2030	2,6	0,9	2,6	0,0	1,7
2031	2,9	0,4	2,9	0,0	1,9
2032	2,6	0,3	2,6	0,0	1,5
2033	6,1	4,0	6,1	0,0	4,7
2034	6,5	4,2	6,5	0,0	5,0
2035	1,7	-1,2	1,7	0,0	0,3
2036	-0,1	-3,4	-0,1	0,0	-1,4
2037	-1,1	-5,2	-0,9	0,0	-2,4
2038	-1,6	-5,8	-1,4	0,0	-3,0
2039	-1,6	-5,8	-1,4	0,0	-3,0

CEN3 - Carga Média					
Ano	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4	ALT5
2030	3,2	1,6	3,4	0,0	2,9
2031	3,3	1,3	3,5	0,0	2,8
2032	3,1	0,9	3,3	0,0	2,5
2033	4,7	2,3	5,0	0,0	4,4
2034	5,8	3,3	6,1	0,0	5,4
2035	5,0	2,4	5,2	0,0	4,5
2036	7,2	4,6	7,6	0,0	6,9
2037	7,0	4,3	7,3	0,0	6,5
2038	6,0	3,2	6,3	0,0	2,6
2039	6,0	3,2	6,3	0,0	2,6

CEN3 - Carga Leve					
Ano	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4	ALT5
2030	-0,3	-0,9	-0,3	0,0	-0,4
2031	-0,4	-1,1	-0,4	0,0	-0,6
2032	-0,4	-1,1	-0,4	0,0	-0,6
2033	0,0	-0,9	-0,1	0,0	0,2
2034	-0,2	-1,1	-0,2	0,0	-0,4
2035	-0,5	-1,4	-0,6	0,0	-0,8
2036	-0,5	-1,4	-0,6	0,0	-0,8
2037	-0,4	-1,4	-0,4	0,0	-0,7
2038	-0,5	-1,5	-0,5	0,0	-0,9
2039	-0,5	-1,5	-0,5	0,0	-0,9

CEN4 - Carga Pesada					
Ano	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4	ALT5
2030	-0,7	-2,5	-0,6	0,0	-1,3
2031	0,1	-1,8	0,2	0,0	-0,5
2032	0,1	-2,0	0,2	0,0	-0,4
2033	0,8	-1,7	0,9	0,0	-0,3
2034	0,4	-2,1	0,5	0,0	-0,4
2035	1,0	-1,7	1,1	0,0	-0,2
2036	1,0	-1,9	1,2	0,0	-0,3
2037	1,0	-1,9	1,2	0,0	-0,3
2038	1,0	-2,1	1,2	0,0	-0,3
2039	1,0	-2,1	1,2	0,0	-0,3

CEN4 - Carga Média					
Ano	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4	ALT5
2030	-0,1	-1,5	0,0	0,0	-0,6
2031	-0,2	-2,1	0,0	0,0	-1,0
2032	0,2	-1,7	0,3	0,0	-0,6
2033	0,0	-1,9	0,2	0,0	-0,7
2034	5,3	2,7	5,8	0,0	4,9
2035	5,3	2,7	5,7	0,0	4,9
2036	5,4	2,8	5,9	0,0	5,0
2037	5,4	2,8	5,9	0,0	5,1
2038	5,5	2,8	5,9	0,0	5,0
2039	5,5	2,8	5,9	0,0	5,0

CEN4 - Carga Leve					
Ano	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4	ALT5
2030	-0,3	-0,9	-0,3	0,0	-0,7
2031	-0,4	-1,0	-0,3	0,0	-0,6
2032	-0,3	-0,9	-0,3	0,0	-0,6
2033	-0,4	-1,0	-0,4	0,0	-0,7
2034	-0,4	-1,3	-0,4	0,0	-0,7
2035	-0,4	-1,3	-0,4	0,0	-0,8
2036	-0,4	-1,4	-0,3	0,0	-0,7
2037	-0,1	-1,2	0,0	0,0	-0,3
2038	-0,1	-1,3	-0,1	0,0	-0,5
2039	-0,1	-1,3	-0,1	0,0	-0,5

Tabela 16-24 – Diferencial de Perdas Elétricas – Região de Poções (MW)

Ano	CEN 1 - Carga Pesada			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2030	4,2	3,2	3,8	0,0
2031	4,9	3,8	4,5	0,0
2032	5,4	4,2	4,9	0,0
2033	6,1	4,8	5,5	0,0
2034	6,0	4,8	5,3	0,0
2035	4,8	4,3	4,3	0,0
2036	4,3	4,0	3,7	0,0
2037	3,4	3,5	2,9	0,0
2038	3,6	3,8	3,0	0,0
2039	3,6	3,8	3,0	0,0

Ano	CEN1 - Carga Média			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2030	1,5	0,9	1,3	0,0
2031	0,2	0,2	0,2	0,0
2032	1,4	1,5	1,3	0,0
2033	0,2	0,1	0,2	0,0
2034	1,4	2,7	1,3	0,0
2035	0,2	1,9	0,2	0,0
2036	1,6	3,5	1,3	0,0
2037	0,4	1,4	0,2	0,0
2038	1,5	2,6	1,3	0,0
2039	0,4	1,4	0,2	0,0

Ano	CEN1 - Carga Leve			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2030	3,1	2,4	2,5	0,0
2031	3,2	2,6	2,5	0,0
2032	3,1	2,5	2,4	0,0
2033	3,3	2,6	2,6	0,0
2034	3,4	2,7	2,8	0,0
2035	3,7	3,1	2,8	0,0
2036	3,6	2,8	3,0	0,0
2037	3,8	3,0	3,1	0,0
2038	4,0	3,1	3,3	0,0
2039	4,0	3,1	3,3	0,0

Ano	CEN2 - Carga Pesada			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2030	1,9	1,8	1,7	0,0
2031	1,8	1,8	1,7	0,0
2032	1,6	1,9	1,4	0,0
2033	1,9	1,9	1,7	0,0
2034	1,7	1,9	1,6	0,0
2035	1,9	2,0	1,7	0,0
2036	1,5	1,9	1,3	0,0
2037	0,9	1,4	0,8	0,0
2038	1,2	1,7	1,0	0,0
2039	1,2	1,7	1,0	0,0

Ano	CEN2 - Carga Média			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2030	1,4	1,8	1,3	0,0
2031	0,3	1,5	0,2	0,0
2032	1,4	1,6	1,3	0,0
2033	0,2	0,9	0,2	0,0
2034	1,4	2,5	1,3	0,0
2035	0,2	0,8	0,2	0,0
2036	1,4	2,7	1,3	0,0
2037	0,3	1,3	0,2	0,0
2038	1,4	-0,2	1,3	0,0
2039	0,3	-1,4	0,2	0,0

Ano	CEN2 - Carga Leve			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2030	1,8	1,1	1,7	0,0
2031	1,7	1,3	1,6	0,0
2032	1,6	1,1	1,5	0,0
2033	1,7	1,2	1,6	0,0
2034	1,7	1,1	1,6	0,0
2035	1,9	1,3	1,7	0,0
2036	1,6	1,2	1,5	0,0
2037	2,0	1,6	1,9	0,0
2038	2,3	2,0	2,1	0,0
2039	2,3	2,0	2,1	0,0

Ano	CEN3 - Carga Pesada			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2030	8,9	8,7	5,9	0,0
2031	9,2	8,9	6,1	0,0
2032	9,3	8,7	6,5	0,0
2033	12,7	10,8	9,4	0,0
2034	13,8	11,6	10,4	0,0
2035	10,2	10,0	7,3	0,0
2036	8,3	8,1	5,7	0,0
2037	6,7	7,1	4,4	0,0
2038	7,3	7,7	4,8	0,0
2039	7,3	7,7	4,8	0,0

Ano	CEN3 - Carga Média			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2030	0,6	1,0	0,3	0,0
2031	0,5	0,9	0,2	0,0
2032	0,4	0,9	0,1	0,0
2033	0,1	0,5	-0,2	0,0
2034	0,4	0,4	-0,3	0,0
2035	0,1	0,6	-0,2	0,0
2036	-0,2	0,3	-0,3	0,0
2037	0,6	1,2	0,4	0,0
2038	-0,9	0,5	-1,3	0,0
2039	-0,9	0,5	-1,3	0,0

Ano	CEN3 - Carga Leve			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2030	0,8	1,0	0,4	0,0
2031	0,5	0,7	0,0	0,0
2032	3,0	3,2	2,5	0,0
2033	0,7	0,9	0,3	0,0
2034	0,9	1,1	0,4	0,0
2035	2,0	2,1	1,2	0,0
2036	4,8	4,9	4,0	0,0
2037	1,4	1,6	1,1	0,0
2038	1,9	2,0	1,2	0,0
2039	1,9	2,0	1,2	0,0

Ano	CEN4 - Carga Pesada			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2030	2,7	3,5	1,5	0,0
2031	5,4	4,3	4,4	0,0
2032	4,7	4,3	3,7	0,0
2033	5,6	5,0	4,5	0,0
2034	7,7	4,7	6,6	0,0
2035	6,0	5,5	4,9	0,0
2036	7,1	6,0	5,8	0,0
2037	6,9	5,8	5,8	0,0
2038	7,0	5,8	5,8	0,0
2039	7,0	5,8	5,8	0,0

Ano	CEN4 - Carga Média			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2030	2,1	2,2	1,3	0,0
2031	2,0	2,2	1,3	0,0
2032	1,7	1,8	1,0	0,0
2033	1,6	1,8	1,0	0,0
2034	0,1	0,5	-0,2	0,0
2035	0,1	0,5	-0,2	0,0
2036	-0,1	0,4	-0,3	0,0
2037	-0,4	0,3	-0,6	0,0
2038	0,0	0,4	-0,2	0,0
2039	0,0	0,4	-0,2	0,0

Ano	CEN4 - Carga Leve			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2030	1,7	1,6	1,3	0,0
2031	2,0	1,8	1,4	0,0
2032	2,2	2,0	1,6	0,0
2033	2,3	2,0	1,6	0,0
2034	1,6	1,6	1,1	0,0
2035	1,8	1,7	1,2	0,0
2036	1,4	1,5	0,9	0,0
2037	1,1	1,3	0,6	0,0
2038	1,2	1,4	0,7	0,0
2039	1,2	1,4	0,7	0,0

Tabela 16-25 – Diferencial de Perdas Elétricas – Região de Ibicoara e Brumado (MW)

Ano	CEN 1 - Carga Pesada		
	ALTR	ALTS	ALTT
2030	0,9	0,0	0,1
2031	0,9	0,0	-0,2
2032	1,0	0,0	0,0
2033	1,1	0,0	-0,2
2034	1,2	0,0	-0,1
2035	1,3	0,0	-0,2
2036	1,4	0,0	-0,1
2037	1,5	0,0	-0,1
2038	1,7	0,0	-0,6
2039	1,7	0,0	-0,6

Ano	CEN1 - Carga Média		
	ALTR	ALTS	ALTT
2030	-0,2	0,0	0,8
2031	-0,2	0,0	0,8
2032	-0,2	0,0	0,8
2033	-0,1	0,0	0,7
2034	-0,5	0,0	1,1
2035	-0,7	0,0	1,2
2036	-0,5	0,0	1,0
2037	-0,1	0,0	0,4
2038	-0,2	0,0	0,5
2039	-0,2	0,0	0,5

Ano	CEN1 - Carga Leve		
	ALTR	ALTS	ALTT
2030	0,3	0,0	0,3
2031	0,2	0,0	0,3
2032	0,2	0,0	0,3
2033	0,2	0,0	0,4
2034	0,2	0,0	0,4
2035	0,2	0,0	0,4
2036	0,3	0,0	0,3
2037	0,2	0,0	0,4
2038	0,2	0,0	0,4
2039	0,2	0,0	0,4

Ano	CEN2 - Carga Pesada		
	ALTR	ALTS	ALTT
2030	0,2	0,0	-0,7
2031	0,2	0,0	-0,7
2032	0,6	0,0	-0,5
2033	0,8	0,0	-0,9
2034	0,9	0,0	-1,4
2035	1,0	0,0	-0,3
2036	1,1	0,0	-0,7
2037	1,1	0,0	-1,0
2038	1,3	0,0	-1,0
2039	1,3	0,0	-1,0

Ano	CEN2 - Carga Média		
	ALTR	ALTS	ALTT
2030	-0,4	0,0	0,8
2031	-0,5	0,0	0,9
2032	-0,4	0,0	-0,1
2033	-0,3	0,0	0,2
2034	-0,1	0,0	0,5
2035	-0,2	0,0	0,3
2036	-0,4	0,0	0,5
2037	-0,3	0,0	0,5
2038	-0,1	0,0	-0,3
2039	-0,1	0,0	-0,3

Ano	CEN2 - Carga Leve		
	ALTR	ALTS	ALTT
2030	-0,1	0,0	0,4
2031	-0,1	0,0	0,3
2032	-0,1	0,0	0,4
2033	-0,1	0,0	0,8
2034	-0,1	0,0	0,3
2035	0,0	0,0	0,4
2036	0,0	0,0	0,3
2037	-0,3	0,0	0,7
2038	0,0	0,0	0,6
2039	0,0	0,0	0,6

Ano	CEN3 - Carga Pesada		
	ALTR	ALTS	ALTT
2030	1,1	0,0	-0,2
2031	0,5	0,0	-0,2
2032	1,2	0,0	-0,5
2033	1,4	0,0	0,4
2034	1,5	0,0	0,3
2035	1,4	0,0	0,6
2036	1,6	0,0	0,9
2037	1,8	0,0	0,5
2038	1,9	0,0	0,4
2039	1,9	0,0	0,4

Ano	CEN3 - Carga Média		
	ALTR	ALTS	ALTT
2030	0,4	0,0	0,5
2031	0,4	0,0	0,4
2032	0,4	0,0	0,4
2033	0,3	0,0	0,4
2034	0,3	0,0	0,3
2035	0,3	0,0	0,3
2036	0,3	0,0	0,3
2037	0,1	0,0	0,3
2038	0,2	0,0	0,3
2039	0,2	0,0	0,3

Ano	CEN3 - Carga Leve		
	ALTR	ALTS	ALTT
2030	0,1	0,0	0,3
2031	0,0	0,0	0,4
2032	0,2	0,0	0,3
2033	0,2	0,0	0,4
2034	0,2	0,0	0,4
2035	0,2	0,0	0,5
2036	0,2	0,0	0,5
2037	0,3	0,0	0,5
2038	0,2	0,0	0,5
2039	0,2	0,0	0,5

Ano	CEN4 - Carga Pesada		
	ALTR	ALTS	ALTT
2030	0,9	0,0	0,8
2031	0,9	0,0	0,2
2032	1,0	0,0	0,7
2033	1,0	0,0	0,0
2034	1,0	0,0	0,3
2035	1,1	0,0	0,2
2036	1,3	0,0	0,3
2037	1,4	0,0	0,1
2038	1,6	0,0	0,0
2039	1,6	0,0	0,0

Ano	CEN4 - Carga Média		
	ALTR	ALTS	ALTT
2030	0,2	0,0	0,3
2031	0,2	0,0	0,2
2032	0,2	0,0	0,2
2033	0,2	0,0	0,2
2034	0,1	0,0	0,2
2035	0,1	0,0	0,1
2036	0,0	0,0	0,1
2037	0,0	0,0	0,1
2038	0,2	0,0	0,1
2039	0,2	0,0	0,1

Ano	CEN4 - Carga Leve		
	ALTR	ALTS	ALTT
2030	0,2	0,0	0,3
2031	0,2	0,0	0,3
2032	0,2	0,0	0,3
2033	0,2	0,0	0,3
2034	0,2	0,0	0,3
2035	0,2	0,0	0,3
2036	0,2	0,0	0,3
2037	0,2	0,0	0,3
2038	0,2	0,0	0,5
2039	0,2	0,0	0,5

16.6. Consultas às Transmissoras Proprietárias

16.6.1. SE Brumado II

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 13/03/2024
		Revisão:
		Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento ao Extremo Sul da Bahia e às Regiões de Ibicoara e Brumado

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Brumado II **Concessionária Proprietária:** AFLUENTE

1. Módulos de Manobra

	EL	Quantidade: 1	Tensão: 230 kV	Arranjo: BD4
	CT	Quantidade: 2	Tensão: 230 kV	Arranjo: BD4
	CT	Quantidade: 2	Tensão: 138 kV	Arranjo: BPT

2. Módulos de Equipamentos

	Autotransformador	Quantidade: 2	Potência: 150/180 MVA	Tensão: 230/138 kV	Fase: trifásico
--	-------------------	---------------	-----------------------	--------------------	-----------------

3. Planta da Subestação

N/A

4. Observações

(1) Avaliar também a substituição dos 2 autotransformadores trifásicos 230/138 kV existentes de 100 MVA por novas unidades com capacidade de 150/180 MVA. Avaliar a viabilidade da solução com autotransformadores trifásicos e bancos de autotransformadores monofásicos.

(2) Informar atendimento total ou parcial da solicitação, por ex. apenas 1 CT 230 kV seria viável.

(3) Considerar na resposta possíveis reforços e adequações sendo realizadas na subestação assim como restrições, por ex. a necessidade de substituição dos barramentos e equipamentos que compõem os CTs de 230 kV e 138 kV.

(4) No caso da EL 230 kV, considerar a linha no sentido da SE Ibicoara.

(5) Informar se é viável realizar a obra de implantação dos novos autotransformadores com os autotransformadores atuais em operação, utilizando espaços desocupados no pátio para a instalação da 1ª unidade, assim é possível desligar o T1 e utilizar seu espaço para a 2ª unidade, e assim sucessivamente.

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



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 13/03/2024

Revisão:

Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações Concessionária

A área disponível para expansão do pátio 230/138 kV está locada nos limites do terreno. A viabilidade da proposta de construção de dois novos vãos de 230/138 kV está condicionada a aquisição de novo terreno e suas devidas adequações, o que entendemos não vir ao caso.

Em virtude deste cenário, avaliou-se a possibilidade de substituição das unidades 04T4 e 04T5 em duas etapas, mantendo um dos autotransformadores existentes energizados, até a realização dos ajustes no arranjo e a substituição da unidade adjacente e não considerando o paralelismo, operando assim uma unidade por vez até a finalização da substituição.

Devido ao aumento da potência dos transformadores, há indicativos de que haja violação nos barramentos existentes do setor 230 kV e nos transformadores de corrente de 138 kV, sendo necessário a confirmação através de um estudo mais aprofundado.

Dada a inviabilidade da troca com duas unidades em operação, sugere-se a avaliação da troca por unidades trifásicas de 200 MVA, possibilitando a troca sequencial.

Com relação a inclusão de um módulo de conexão de LT, no sentido da SE Ibicoara, é possível, deve-se apenas atentar com relação ao pátio de 69 kV, que pode ter a expansão prejudicada com o novo circuito 230 kV.

13 de março de 2024

Data da Solicitação

Thiago de Faria Rocha
Dourado Martins

Assinado de forma digital por Thiago de Faria Rocha Dourado Martins
Dados: 2024.03.14 09:44:04 -03'00'

Thiago Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

15 de abril de 2024

Data da Entrega do Formulário

Assinado digitalmente
por Vinicius Santos
Muniz

Data: 15-Apr-24

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome: Vinicius Santos Muniz
Cargo: Engenheiro de Subestações Sr.
Superintendência de Engenharia/
Neoenergia Transmissão



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

Data: 13/03/2024

Revisão:

Página: 4 - 4

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA

Apresentar diagrama unifilar simplificado e planta da subestação 230 kV Brumado II, indicando de forma simplificada a localização das expansões.

16.6.2. Recapacitação da LT 230 kV Itagibá – Funil



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 13/03/2024

Revisão:

Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento ao Extremo Sul da Bahia e às Regiões de Ibicoara e Brumado

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Linha de Transmissão: recapacitação/ recondutoramento da LT 230 kV Itagibá – Funil – 2x954 MCM

Concessionária Proprietária: AFLUENTE

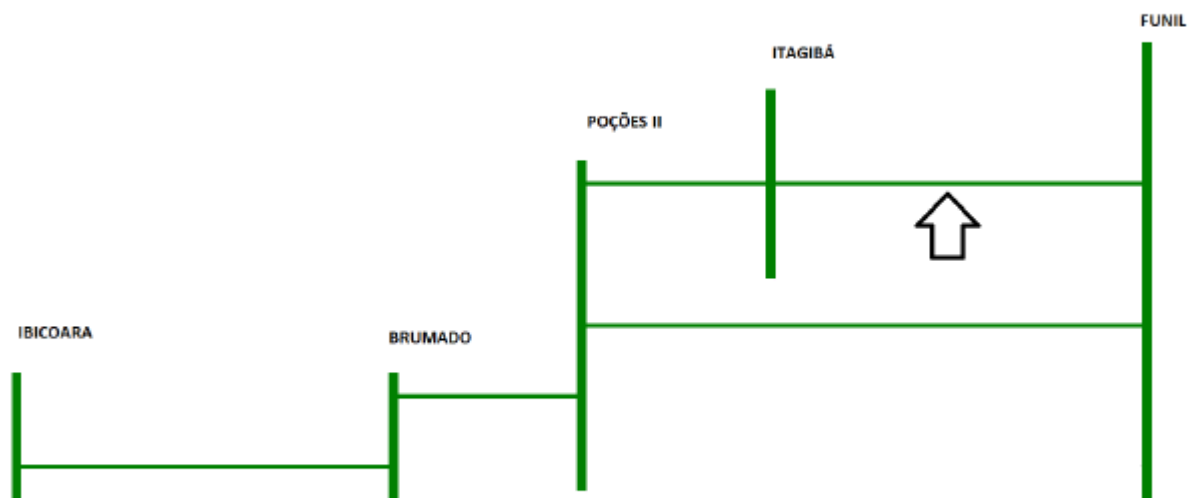
1. Novos limites de transmissão requeridos:

Limite Normal (MVA) para cada circuito: 625

Limite de Emergência (MVA) para cada circuito: 781

** Caso não seja possível atender aos limites acima, solicitamos que informe quais as máximas capacidades em regime normal e emergência disponíveis após a recapacitação.*

2. Diagrama Esquemático





Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 13/03/2024

Revisão:

Página: 2 - 3

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

1. Informações atuais sobre a LT 230 kV Itagibá – Funil

- a) Extensão (km): 29,44
- b) Limite Normal (MVA): 250 MVA Limite de Emergência (MVA): 315 MVA
- c) Nº de subcondutores/ fase: 1
- d) Cabo adotado: CAA 636 MCM, "GROSBEAK", Seção nominal 374,7 mm², formação 26 / 7, com peso de 1,302 kg / m
- e) Temperatura de projeto: 60°
- f) Largura da faixa de servidão: 40 metros
- g) Data de entrada em operação da LT: 11/02/2002

2. A alteração proposta pelo planejamento é:

- ☒ Viável
- ☐ Inviável

3. Caso a alteração proposta seja viável:

a) Caracterizar as adequações necessárias (recondutoramento, elevação de estruturas, Nº de subcondutores/ fase, cabo adotado, etc.):

Para o recondutoramento proposto, devido as condições atuais da linha não suportarem a simples troca dos cabos necessários para atingir os novos limites de transmissão requeridos (2,5 vezes superior ao atual), a sugestão é fazer a reconstrução completa da LT: fundações, torres, cabos, cadeias e isoladores. Com um nova configuração com 2 subcondutores por fase, 2x954 MCM.

b) Informar os novos limites de transmissão relacionados à adequação descrita no item 3a:

625 / 781 MVA (Normal/Emergência).

c) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT requerida: 44.596 R\$x1000

d) Informar o custo estimado à adequação descrita no item 3a, de forma relativa ao custo apresentado no item 3c: 114 %

e) Informar o tempo estimado para a implantação das obras necessárias à adequação descrita no item 3a: 48 meses



**Formulário de Consulta sobre a
Viabilidade de Alteração dos Limites
de Transmissão (MVA) de LTs**

Data: 13/03/2024

Revisão:

Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

4. Caso a alteração proposta seja inviável, especificar o motivo impeditivo:

5. Observações

Os custos foram estimados de forma expedita, para uma estimativa mais assertiva serão necessários estudos mais aprofundados, conforme aqueles elaborados nos relatórios Rs.

Campinas, 15 de abril de 2024

Rio de Janeiro, 13 de março de 2024.

Data da Solicitação

Thiago de Faria
Rocha Dourado
Martins

Assinado de forma digital por
Thiago de Faria Rocha Dourado
Martins
Dados: 2024.03.14 09:44:35 -03'00'

Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Data da Entrega do Formulário

Pedro Henrique
Soares Vilela

Assinado de forma digital por
Pedro Henrique Soares Vilela
Dados: 2024.04.15 15:17:45
-03'00'

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Pedro Henrique Soares Vilela

Cargo: Especialista de Engenharia

16.6.3. Recapacitação da LT 230 kV Poções II – Brumado II

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs	Data: 13/03/2024
		Revisão:
		Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento ao Extremo Sul da Bahia e às Regiões de Ibicoara e Brumado

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Linha de Transmissão: recapacitação/ recondutoramento da LT 230 kV Poções II – Brumado – 2x954 MCM

Concessionária Proprietária: AFLUENTE

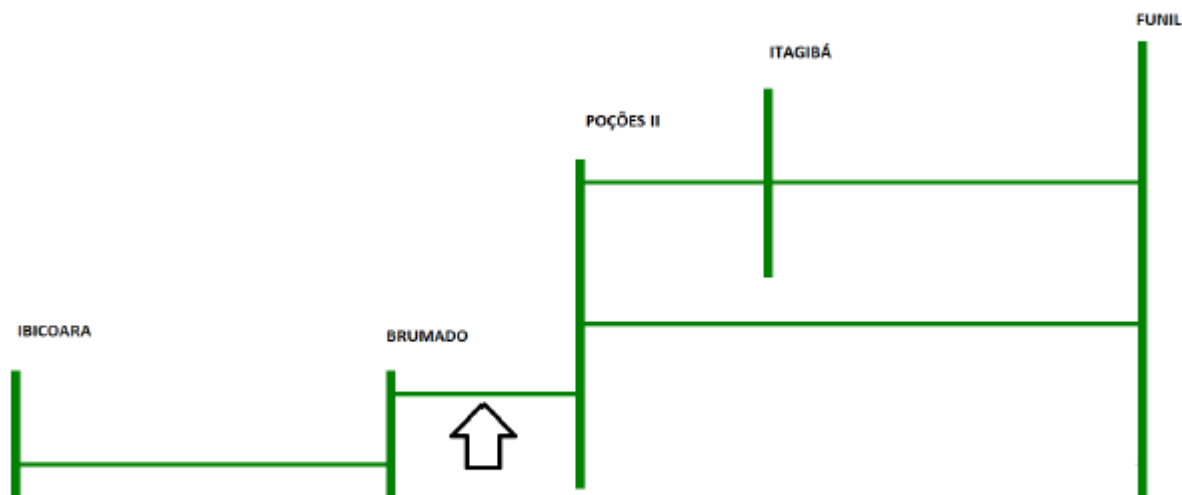
1. Novos limites de transmissão requeridos:

Limite Normal (MVA) para cada circuito: 625

Limite de Emergência (MVA) para cada circuito: 781

** Caso não seja possível atender aos limites acima, solicitamos que informe quais as máximas capacidades em regime normal e emergência disponíveis após a recapacitação.*

2. Diagrama Esquemático





Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 13/03/2024

Revisão:

Página: 2 - 3

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

1. Informações atuais sobre a LT 230 kV Poções II – Brumado

a) Extensão (km): 143,45

b) Limite Normal (MVA): 250 MVA Limite de Emergência (MVA): 315 MVA

c) Nº de subcondutores/ fase: 1

d) Cabo adotado: CAA 636 MCM, "GROSBEAK", Seção nominal 374,7 mm², formação 26 / 7, com peso de 1,302 kg / m

e) Temperatura de projeto: 60°

f) Largura da faixa de servidão: 40 metros

g) Data de entrada em operação da LT: 11/02/2002

2. A alteração proposta pelo planejamento é:

☒ Viável

☐ Inviável

3. Caso a alteração proposta seja viável:

a) Caracterizar as adequações necessárias (recondutoramento, elevação de estruturas, Nº de subcondutores/ fase, cabo adotado, etc.):

Para o recondutoramento proposto, devido as condições atuais da linha não suportarem a simples troca dos cabos necessários para atingir os novos limites de transmissão requeridos (2,5 vezes superior ao atual), a sugestão é fazer a reconstrução completa da LT: fundações, torres, cabos, cadeias e isoladores. Com um nova configuração com 2 subcondutores por fase, 2x954 MCM.

b) Informar os novos limites de transmissão relacionados à adequação descrita no item 3a:

625 / 781 MVA (Normal/Emergência).

c) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT requerida: 200.750 R\$ x 1000

d) Informar o custo estimado à adequação descrita no item 3a, de forma relativa ao custo apresentado no item 3c: 123 %

e) Informar o tempo estimado para a implantação das obras necessárias à adequação descrita no item 3a: 48 meses



**Formulário de Consulta sobre a
Viabilidade de Alteração dos Limites
de Transmissão (MVA) de LTs**

Data: 13/03/2024

Revisão:

Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

4. Caso a alteração proposta seja inviável, especificar o motivo impeditivo:

5. Observações

Os custos foram estimados de forma expedita, para uma estimativa mais assertiva serão necessários estudos mais aprofundados, conforme aqueles elaborados nos relatórios Rs.

Rio de Janeiro, 13 de março de 2024.

Data da Solicitação

Thiago de Faria Rocha
Dourado Martins

Assinado de forma digital por
Thiago de Faria Rocha Dourado
Martins
Dados: 2024.03.14 09:45:02 -03'00'

Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Campinas, 15 de abril de 2024

Data da Entrega do Formulário

Pedro Henrique
Soares Vilela

Assinado de forma digital por
Pedro Henrique Soares Vilela
Dados: 2024.04.15 15:20:32
-03'00'

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Pedro Henrique Soares Vilela
Cargo: Especialista de Engenharia

16.6.4. Recapacitação da LT 230 kV Poções II – Funil

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs	Data: 13/03/2024
		Revisão:
		Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento ao Extremo Sul da Bahia e às Regiões de Ibicoara e Brumado

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Linha de Transmissão: recapacitação/ recondutoramento da LT 230 kV Poções II – Funil – 2x954 MCM

Concessionária Proprietária: AFLUENTE

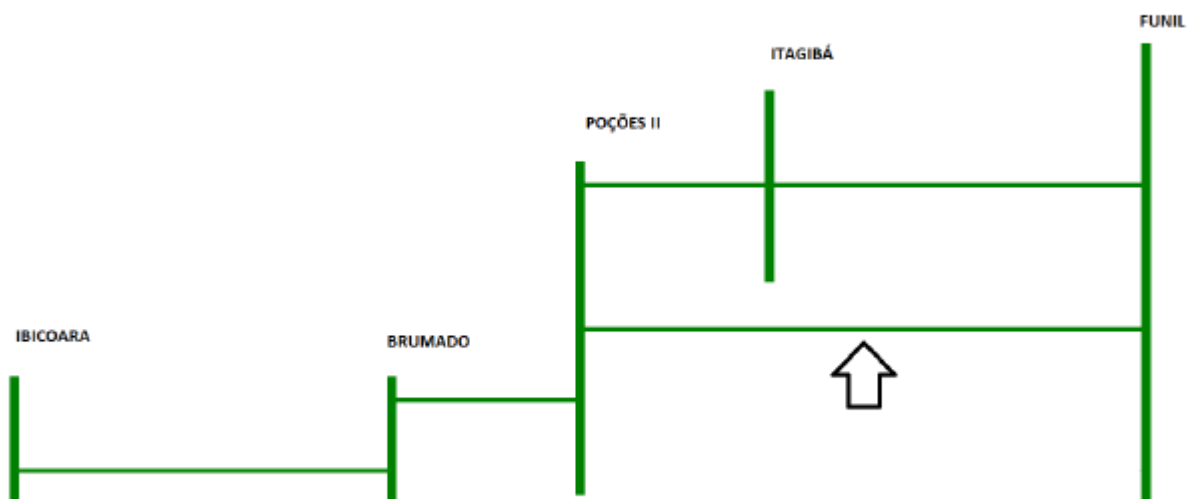
1. Novos limites de transmissão requeridos:

Limite Normal (MVA) para cada circuito: 625

Limite de Emergência (MVA) para cada circuito: 781

** Caso não seja possível atender aos limites acima, solicitamos que informe quais as máximas capacidades em regime normal e emergência disponíveis após a recapacitação.*

2. Diagrama Esquemático





Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 13/03/2024

Revisão:

Página: 2 - 3

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

1. Informações atuais sobre a LT 230 kV Poções II – Funil

- a) Extensão (km): 117,65
- b) Limite Normal (MVA): 250 MVA Limite de Emergência (MVA): 315 MVA
- c) N° de subcondutores/ fase: 1
- d) Cabo adotado: CAA 636 MCM, "GROSBEAK", Seção nominal 374,7 mm², formação 26 / 7, com peso de 1,302 kg / m
- e) Temperatura de projeto: 60°
- f) Largura da faixa de servidão: 40 metros
- g) Data de entrada em operação da LT: 01/05/1993

2. A alteração proposta pelo planejamento é:

☒ Viável

☐ Inviável

3. Caso a alteração proposta seja viável:

a) Caracterizar as adequações necessárias (recondutoramento, elevação de estruturas, N° de subcondutores/ fase, cabo adotado, etc.):

Para o recondutoramento proposto, devido as condições atuais da linha não suportarem a simples troca dos cabos necessários para atingir os novos limites de transmissão requeridos (2,5 vezes superior ao atual), a sugestão é fazer a reconstrução completa da LT: fundações, torres, cabos, cadeias e isoladores. Com um nova configuração com 2 subcondutores por fase, 2x954 MCM.

b) Informar os novos limites de transmissão relacionados à adequação descrita no item 3a:

625 / 781 MVA (Normal/Emergência).

c) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT requerida: 164.644 R\$ x 1000

d) Informar o custo estimado à adequação descrita no item 3a, de forma relativa ao custo apresentado no item 3c: 123 %

e) Informar o tempo estimado para a implantação das obras necessárias à adequação descrita no item 3a: 48 meses



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 13/03/2024

Revisão:

Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

4. Caso a alteração proposta seja inviável, especificar o motivo impeditivo:

5. Observações

Os custos foram estimados de forma expedita, para uma estimativa mais assertiva serão necessários estudos mais aprofundados, conforme aqueles elaborados nos relatórios Rs.

Rio de Janeiro, 13 de março de 2024.

Data da Solicitação

Thiago de Faria
Rocha Dourado
Martins

Assinado de forma digital por
Thiago de Faria Rocha Dourado
Martins
Dados: 2024.03.14 09:45:25 -03'00'

Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Campinas, 15 de abril de 2024

Data da Entrega do Formulário

Pedro Henrique
Soares Vilela

Assinado de forma digital por
Pedro Henrique Soares Vilela
Dados: 2024.04.15 15:23:15
-03'00'

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Pedro Henrique Soares Vilela

Cargo: Especialista de Engenharia

16.6.5. Recapacitação da LT 230 kV Poções II – Itagibá

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs	Data: 13/03/2024
		Revisão:
		Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento ao Extremo Sul da Bahia e às Regiões de Ibicoara e Brumado

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Linha de Transmissão: recapacitação/ recondutoramento da LT 230 kV Poções II – Itagibá – 2x954 MCM

Concessionária Proprietária: AFLUENTE

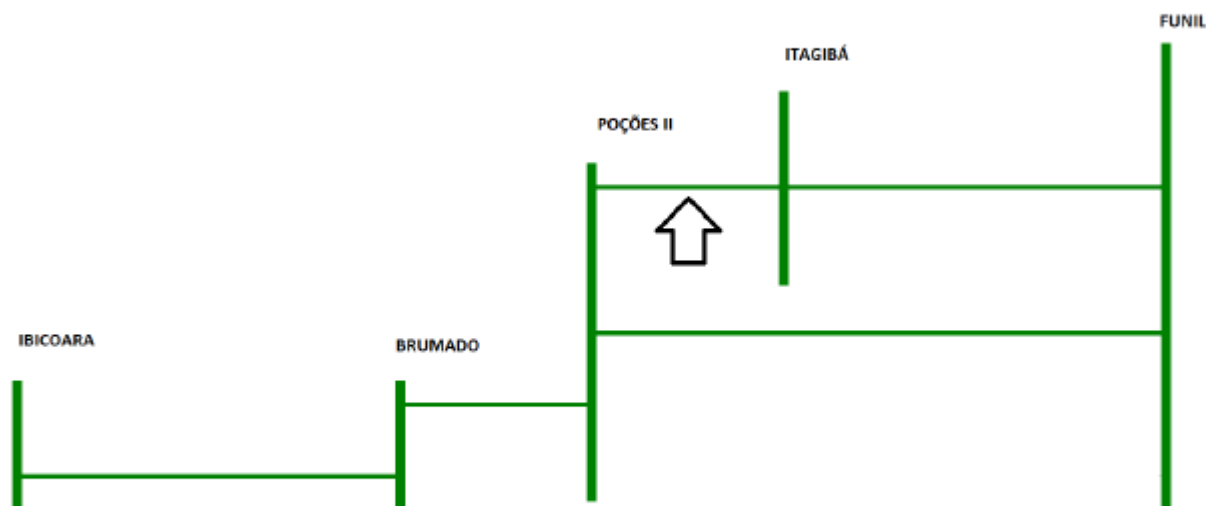
1. Novos limites de transmissão requeridos:

Limite Normal (MVA) para cada circuito: 625

Limite de Emergência (MVA) para cada circuito: 781

** Caso não seja possível atender aos limites acima, solicitamos que informe quais as máximas capacidades em regime normal e emergência disponíveis após a recapacitação.*

2. Diagrama Esquemático





Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 13/03/2024

Revisão:

Página: 2 - 3

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

1. Informações atuais sobre a LT 230 kV Poções II – Itagibá

- a) Extensão (km): 88,02
- b) Limite Normal (MVA): 250 MVA Limite de Emergência (MVA): 315 MVA
- c) N° de subcondutores/ fase: 1
- d) Cabo adotado: CAA 636 MCM, "GROSBEAK", Seção nominal 374,7 mm², formação 26 / 7, com peso de 1,302 kg / m
- e) Temperatura de projeto: 60°
- f) Largura da faixa de servidão: 40 metros
- g) Data de entrada em operação da LT: 11/02/2002

2. A alteração proposta pelo planejamento é:

- ☒ Viável
- ☐ Inviável

3. Caso a alteração proposta seja viável:

- a) Caracterizar as adequações necessárias (recondutoramento, elevação de estruturas, N° de subcondutores/ fase, cabo adotado, etc.):

Para o recondutoramento proposto, devido as condições atuais da linha não suportarem a simples troca dos cabos necessários para atingir os novos limites de transmissão requeridos (2,5 vezes superior ao atual), a sugestão é fazer a reconstrução completa da LT: fundações, torres, cabos, cadeias e isoladores. Com um nova configuração com 2 subcondutores por fase, 2x954 MCM.

- b) Informar os novos limites de transmissão relacionados à adequação descrita no item 3a:

625 / 781 MVA (Normal/Emergência).

- c) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT requerida: 123.179 R\$ x 1000

- d) Informar o custo estimado à adequação descrita no item 3a, de forma relativa ao custo apresentado no item 3c: 123 %

- e) Informar o tempo estimado para a implantação das obras necessárias à adequação descrita no item 3a: 48 meses



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 13/03/2024

Revisão:

Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

4. Caso a alteração proposta seja inviável, especificar o motivo impeditivo:

5. Observações

Os custos foram estimados de forma expedita, para uma estimativa mais assertiva serão necessários estudos mais aprofundados, conforme aqueles elaborados nos relatórios Rs.

Rio de Janeiro, 13 de março de 2024

Data da Solicitação

Thiago de Faria
Rocha Dourado
Martins

Assinado de forma digital por
Thiago de Faria Rocha Dourado
Martins
Dados: 2024.03.14 09:45:49 -03'00'

Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Campinas, 15 de abril de 2024

Data da Entrega do Formulário

Pedro Henrique
Soares Vilela

Assinado de forma digital por
Pedro Henrique Soares Vilela
Dados: 2024.04.15 15:11:24
-03'00'

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Pedro Henrique Soares Vilela

Cargo: Especialista de Engenharia

16.6.6. SE Poções III

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 13/03/2024
		Revisão:
		Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento ao Extremo Sul da Bahia e às Regiões de Ibicoara e Brumado

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Poções III **Concessionária Proprietária:** EDTE

1. Módulos de Manobra

	EL	Quantidade: 2	Tensão: 230 kV	Arranjo: BD4
	IB	Quantidade: 2	Tensão: 500 kV	Arranjo: DJM
	CT	Quantidade: 2	Tensão: 500 kV	Arranjo: DJM
	CT	Quantidade: 2	Tensão: 230 kV	Arranjo: BD4

2. Módulos de Equipamentos

	Autotransformador	Quantidade: 2	Potência: 600/720 MVA	Tensão: 500/230 kV	Fase: monofásico
--	-------------------	---------------	-----------------------	--------------------	------------------

3. Planta da Subestação

N/A

4. Observações

- (1) Informar atendimento total ou parcial da solicitação, por ex. apenas 1 entrada de linha 230 kV seria viável.
- (2) No caso da EL 230 kV, considerar a linha no sentido da SE Itabuna III.
- (3) Considerar na resposta possíveis reforços e adequações sendo realizadas na subestação assim como restrições, por ex. a necessidade de substituição dos barramentos.

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

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

SE Poções III:

1. Módulos de Manobra

- | | | | | |
|-------------------------------------|----|----------------------|--------------------------|----------------------|
| ☒ | EL | Quantidade: <u>2</u> | Tensão (kV): <u>230</u> | Arranjo: <u>BD4</u> |
| ☐ | IB | Quantidade: <u>0</u> | Tensão (kV): <u> </u> | Arranjo: <u> </u> |
| ☒ | CT | Quantidade: <u>2</u> | Tensão (kV): <u>500</u> | Arranjo: <u>DJM</u> |
| ☒ | CT | Quantidade: <u>2</u> | Tensão (kV): <u>230</u> | Arranjo: <u>BD4</u> |

2. Módulos de Equipamentos

- | | | | | | |
|-------------------------------------|-------------------|----------------------|----------------------------|-----------------------------|-------------------------|
| ☒ | Autotransformador | Quantidade: <u>2</u> | Potência (MVA): <u>600</u> | Tensão (kV): <u>500/230</u> | Fase: <u>MONOFÁSICO</u> |
|-------------------------------------|-------------------|----------------------|----------------------------|-----------------------------|-------------------------|

3. Módulo de Infraestrutura Geral

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

4. Outros

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



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 13/03/2024

Revisão:

Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações Concessionária

- PARA IMPLANTAÇÃO DE 02 NOVOS BANCOS DE AUTOTRANSFORMADORES DE 500/230 KV, CONFORME APRESENTADO NOS DOCUMENTOS EM ANEXO,
NÃO SÃO NECESSÁRIOS A INSTALAÇÃO DE NOVAS INTERLIGAÇÕES DE BARRAS (IBs) DE 500 KV, PODENDO UTILIZAR OS IBs DOS TRAVESSÕES B e C EXISTENTES.
EM ANEXO, ENCAMINHAMOS O ARRANJO FÍSICO (EDTE-S1-3000000) E O DIAGRAMA UNIFILAR DOS SETORES DE 500 KV (EDTE-S1-40100000) E 230 KV (EDTE-S1-40100001).
NOS PROJETOS ANEXADOS, ESTÃO DESTACADOS SOB HACHURA O LOCAL DE INSTALAÇÃO DOS NOVOS EQUIPAMENTOS.

13 de março de 2024

Data da Solicitação

Thiago de Faria Rocha
Dourado Martins

Assinado de forma digital por Thiago de Faria Rocha Dourado Martins
Dados: 2024.03.14 09:48:23 -03'00'

Thiago Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

28 de março de 2024

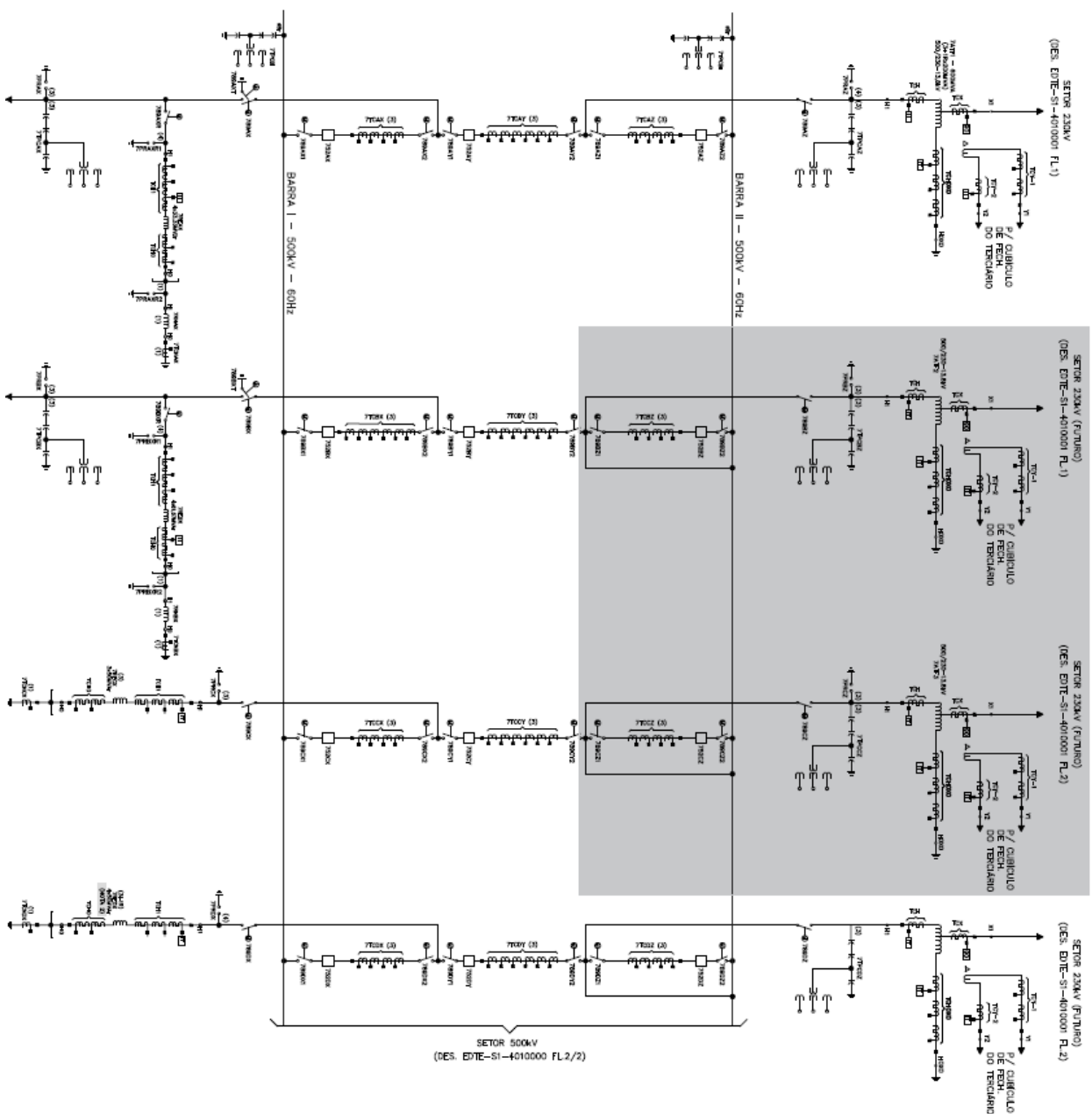
Data da Entrega do Formulário

Renato Antônio
dos Santos

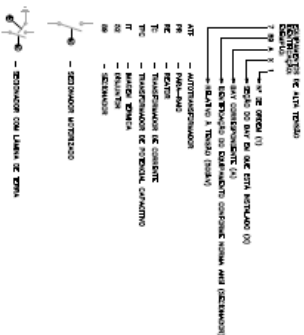
Assinado de forma digital por Renato Antônio dos Santos
Dados: 2024.03.28 16:42:11 -03'00'

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome: Renato Antônio dos Santos
Cargo: Gerente de Engenharia de Implantação





LEGENDA



— **WYKŁADZANO LISTKI W ESTRA. ANNA. 013/2011**

— **ANULACJA POTURNO**



NOTAS:

- 1 - QUANTIDADE DE COLHEITAS, GRAMOS PORCENTO DE UM (1), ESTAO
NUTRICIONAIS PORCENTO;
2 - O REATOR DE BARRA FERRUGEM DO VAO DO BARRA COMPARAÇÃO COM O LULA;
ANEXO 001/2005 - LOTE 2 (NUTRICIONAIS)

[illegible]

16.6.7. SE Itabuna III

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	<table><tr><td>Data: 18/04/2024</td></tr><tr><td>Revisão: A (24/05/2024)</td></tr><tr><td>Página: 01 - 12</td></tr></table>	Data: 18/04/2024	Revisão: A (24/05/2024)	Página: 01 - 12
Data: 18/04/2024					
Revisão: A (24/05/2024)					
Página: 01 - 12					

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento ao Extremo Sul da Bahia e às Regiões de Ibicoara e Brumado

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Itabuna III Concessionária Proprietária: Arteon Z3 Energia S.A.

1. Módulos de Manobra

	EL	Quantidade: 2	Tensão: 230 kV	Arranjo: BD4
	CT	Quantidade: 1	Tensão: 230 kV	Arranjo: BD4
	CT	Quantidade: 1	Tensão: 138 kV	Arranjo: BPT
	CCP	Quantidade: 2	Tensão: 230 kV	Arranjo: BD4

2. Módulos de Equipamentos

	Autotransformador	Quantidade: 1	Potência: 150/180 MVA	Tensão Prim./Sec.: 230/138 kV	Fase: trifásico
	Capacitor Shunt	Quantidade: 2	Potência: 50 mvar	Tensão: 230 kV	Fase: trifásico

3. Planta da Subestação

N/A

4. Observações

(1) Informar atendimento total ou parcial da solicitação, por ex. apenas 1 entrada de linha 230 kV seria viável.

(2) No caso da EL 230 kV, considerar a linha no sentido da SE Poções III.

(3) Considerar na resposta possíveis reforços e adequações sendo realizadas na subestação assim como restrições, por ex. a necessidade de substituição dos barramentos.

Legenda: MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC).

ARRANJO: Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 18/04/2024

Revisão: A (24/05/2024)

Página: 02 - 12

ANEXO I - RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

SE Eunápolis:

A Arteon Z3 Energia S.A. não é detentora/proprietária da SE Eunápolis, sendo esta a CHESF/Eletronor. Desta forma, torna-se inviável o preenchimento das lacunas abaixo, cabendo à CHESF o preenchimento das mesmas.

De todo modo, consideramos o preenchimento das lacunas abaixo para a Subestação Itabuna III.

SE Itabuna III:

1. Módulos de Manobra

- | | | | | |
|-------------------------------------|-----|----------------------|-------------------------|---------------------|
| ☒ | EL | Quantidade: <u>1</u> | Tensão (kV): <u>230</u> | Arranjo: <u>BD4</u> |
| ☒ | EL | Quantidade: <u>1</u> | Tensão (kV): <u>230</u> | Arranjo: <u>BD4</u> |
| ☒ | CT | Quantidade: <u>1</u> | Tensão (kV): <u>230</u> | Arranjo: <u>BD4</u> |
| ☐ | CT | Quantidade: <u>1</u> | Tensão (kV): <u>138</u> | Arranjo: <u>BPT</u> |
| ☒ | CCP | Quantidade: <u>2</u> | Tensão (kV): <u>230</u> | Arranjo: <u>BD4</u> |

2. Módulos de Equipamentos

- | | | | | | |
|-------------------------------------|-------------------|----------------------|---------------------------------|-----------------------------|------------------------|
| ☒ | Autotransformador | Quantidade: <u>1</u> | Potência (MVA): <u>150/180</u> | Tensão (kV): <u>230/138</u> | Fase: <u>trifásico</u> |
| ☒ | Capacitor Shunt | Quantidade: <u>2</u> | Potência (Mvar): <u>50 Mvar</u> | Tensão (kV): <u>230</u> | Fase: <u>trifásico</u> |

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno?

☐ Sim

Área Prevista: Em consonância com o Arranjo de Equipamentos

☒ Não

(Planta Futuro), Planta de Localização e demais documentos anexos não haverá necessidade de aquisição de terreno para implantação das novas instalações, além do terreno que já integra o empreendimento da Arteon Z3 Energia S.A. – SE Itabuna III.

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo?

☐ Sim

Equipamentos Necessários: Necessário realizar apenas o prolonga-

☒ Não

mento da barra, caso seja desconsiderado a Conexão de Transformador ou Autotransformador, no barramento de 138 kV em Arranjo Barra Principal e Transferência (BPT).

5. INFORMAÇÕES ADICIONAIS – OBSERVAÇÕES 1

(1) Informar atendimento total ou parcial da solicitação, por exemplo: uma entrada de linha 230 kV seria viável.

A configuração normal do Barramento de 230 kV da SE Itabuna III é do tipo Barra Dupla a 4 Chaves (04B1 e 04B2), operando com as barras energizadas e interligadas. A configuração normal do Barramento de 138 kV também é do tipo Barra Dupla a 4 Chaves (03B1 e 03B2), mesmo com as duas saídas de linha.

Desta forma, deve-se rever a real necessidade de alteração do arranjo do barramento de 138 kV, uma vez que foi solicitado uma Conexão de Transformador ou Autotransformador (CT) em Barra Principal e Transferência (BPT). Pelo olhar desta transmissora que foge a adequação que efetivamente será implantada, sabemos que, para mudança no tipo de arranjo, será necessário realizar algumas modificações significativas na configuração física e no esquema de proteção e controle da subestação. Em suma, a transição de BD4 para BPT requer planejamento cuidadoso e execução precisa para garantir a continuidade e confiabilidade do fornecimento de energia, mantendo o pleno funcionamento do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Por fim, informamos atendimento parcial da solicitação, especificamente quanto ao novo arranjo proposto no Barramento de 138 kV (03B1 e 03B2). Para fins de conhecimento e futuras consultas, abaixo, disponibilizamos capturas de tela extraídas do SAGE da SE Itabuna III (Arteon Z3 Energia S.A.):

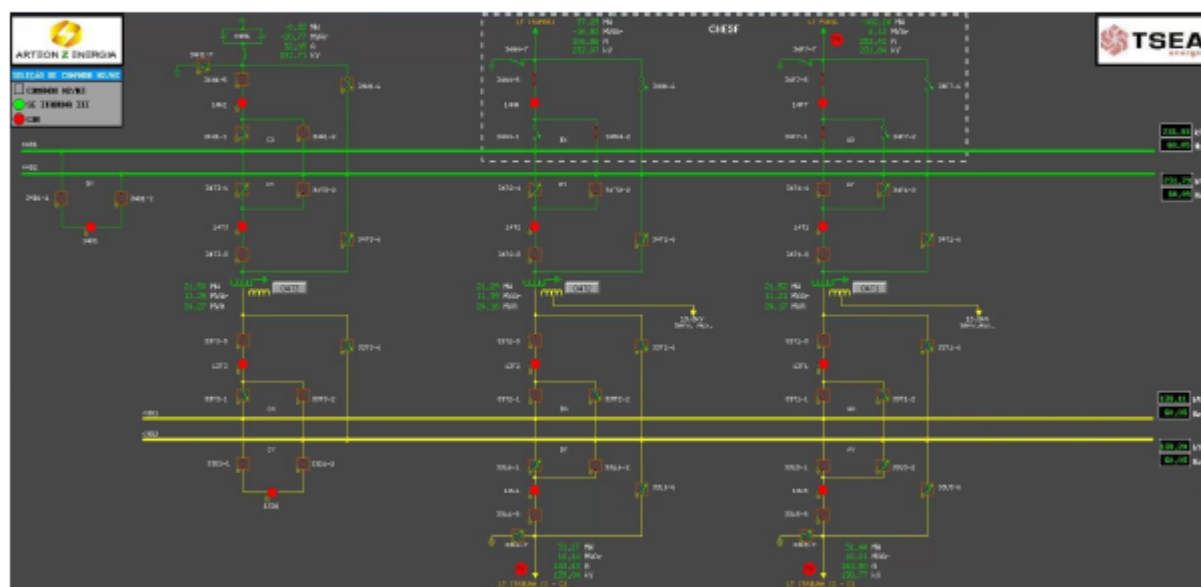


Imagem 1 – Vista Geral do SAGE;

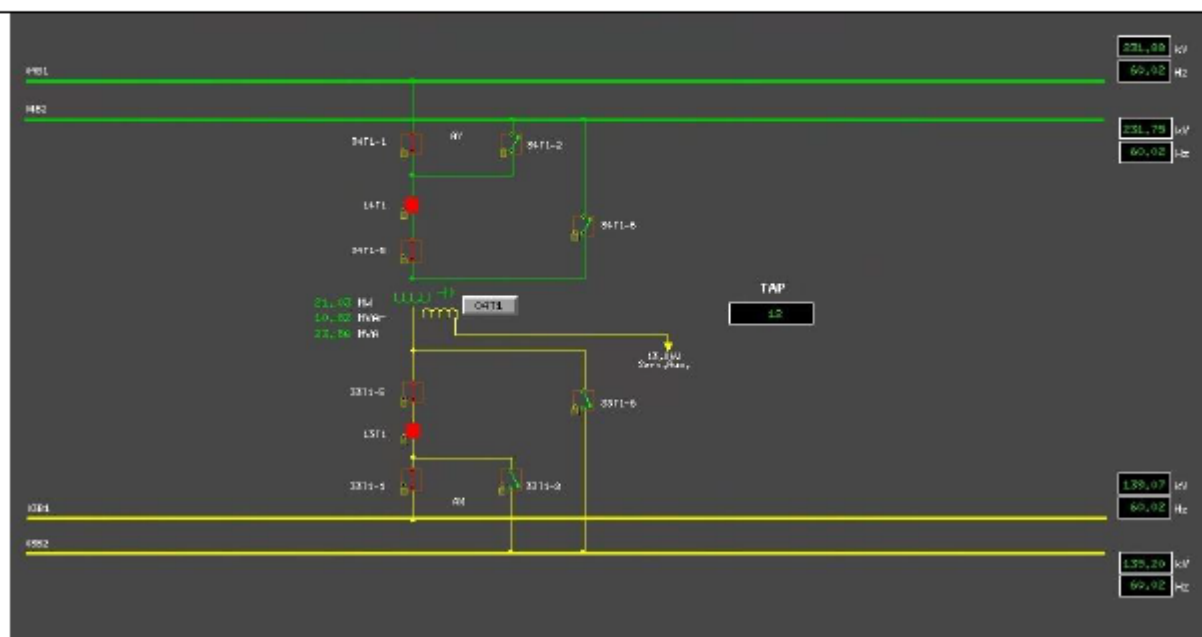


Imagem 2 – SAGE / Autotransformador 04T1;

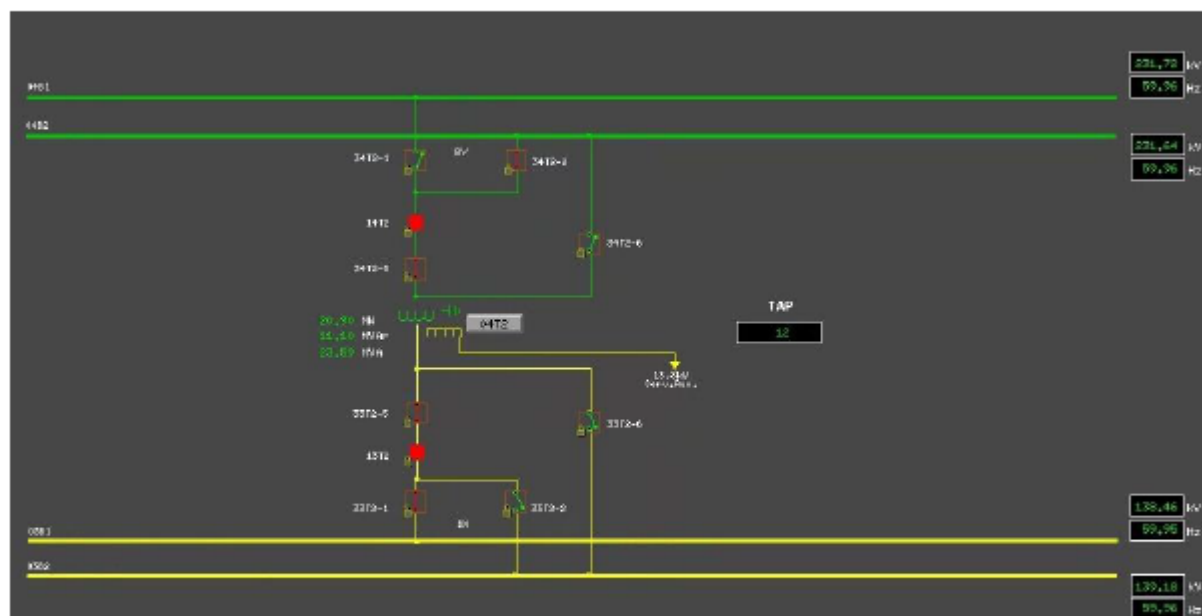


Imagem 3 – SAGE / Autotransformador 04T2;



Imagem 4 – SAGE / Serviços Auxiliares CA

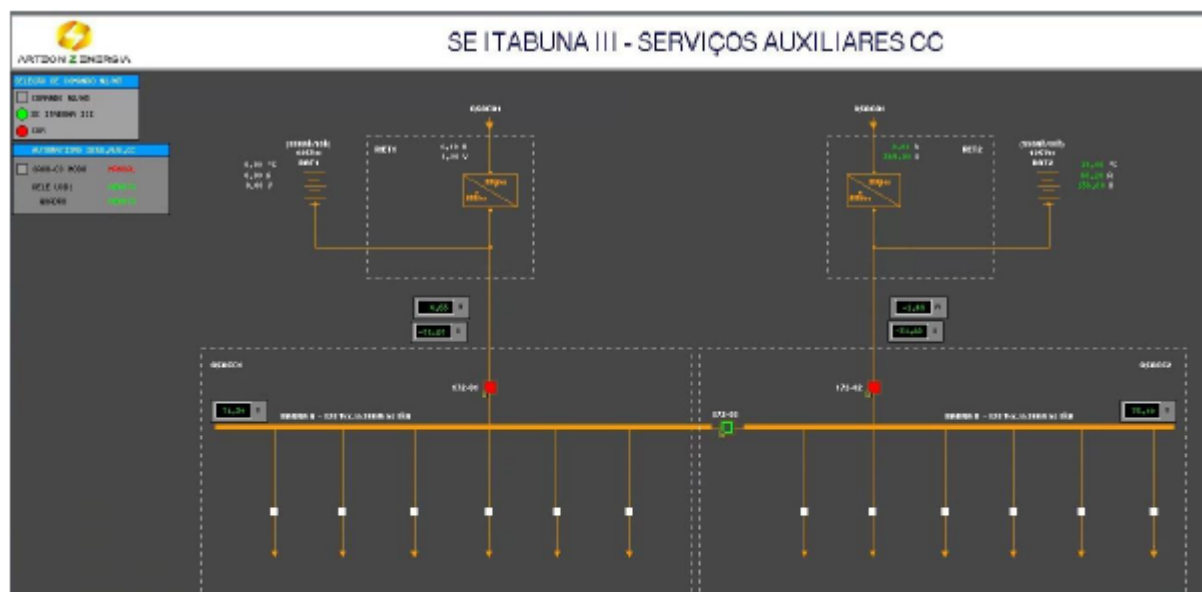


Imagem 5 – SAGE / Serviços Auxiliares CC;

(2) No caso da EL 230 kV, considerar a linha no sentido da SE Poções III.

Abaixo, segue imagem de vista geral, onde temos a ilustração da localização da SE Itabuna III e da SE Poções III:



De acordo com a imagem acima, pode-se observar que a SE Poções III está a oeste da SE Itabuna III, bem como da LT 230kV Funil / Itapebi C2.

Em dezembro de 2023, a Arteon 23 recebeu uma solicitação da Chesf/Eletrobras para compartilhamento de algumas documentações para atualização da atual situação da SE Itabuna III, para fins de garantir/definir a disponibilidade física/reserva para instalação de 02 (duas) Entradas de Linha de 230 kV na referida Subestação, referente a um novo Seccionamento da LT 230 kV Funil / Itapebi C1 para a SE Itabuna III, sendo a Chesf a construtora, de acordo com o Diagnóstico Regional da Rede Elétrica – PDE 2032, divulgado pela EPE em maio de 2023, contido na Tabela 9-3, de expansões previstas para a região nordeste, área sul, linhas e subestações.

Logo, entendemos a observação (2) como, de certa forma, dúvida, no entanto, é possível dizer que, tanto em relação ao Seccionamento da LT 230 kV Funil/Itapebi C2, quanto para a LT sentido SE Poções III, para a EL 230 kV, poderá haver cruzamentos de linha ou adequações nas linhas existentes, devido a quantidade de linhas existentes nesta região. Também deverá ser observado possíveis linhas de distribuição (saídas de linha) da Coelba – Neoenergia em relação ao perímetro da SE Itabuna III. Em suma, esta verificação deve ser feita quando do desenvolvimento do Relatório R3 “Caracterização e Análise Sócio Ambiental”.

(3) Considerar na resposta possíveis reforços e adequações sendo realizadas na subestação assim como restrições, por exemplo, a necessidade de substituição dos barramentos.

Esta transmissora entende que para objetivar/considerar possíveis reforços e adequações para esta ampliação na SE Itabuna III, será necessário realizar uma análise mais refinada para uma ampliação adequada, incluindo a modelagem da referida subestação no SIN. Ressaltamos que para isso, deveremos passar por: estudos de sistema, estudos eletromecânicos, estudos civis, estudos de SPCS, estudos de estruturas de pórticos e também estudos ambientais.

De forma breve e concisa, entendemos que, caso seja necessário seguir com o arranjo em BPT na Barra de 138 kV (03B1 e 03B2), teremos uma restrição quanto a necessidade de substituição/adequação do atual barramento, de forma oposta a Barra de 230 kV (04B1 e 04B2), que continuará em seu arranjo original, BD4.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 18/04/2024

Revisão: A (24/05/2024)

Página: 07 - 12

6. Observações 2

Deverá ser realizado nivelamento de terreno, terraplanagem, drenagem, prolongamento da malha de terra, implantação da infraestrutura com dutos e canaletas, relocação da cerca, prolongamento de barramento e demais obras necessárias.

Por último, mas não menos importante, os projetos em anexo servirão de apoio para a realização do projeto relacionado a esta expansão da Subestação Itabuna III, uma vez que será necessário instalar os equipamentos relacionados a proteção e controle, manutenção da LT, Autotransformador, Capacitor Shunt, etc.

Rio de Janeiro, 18 de abril de 2024

Data da Solicitação

Brasília, 24 de maio de 2024

Data da Entrega do Formulário

CARLOS
EDUARDO
ZARZUR:12958
718824

Assinado de forma
digital por CARLOS
EDUARDO
ZARZUR:12958718824
Dados: 2024.05.24
14:21:08 -03'00'



Documento assinado digitalmente
CAIO MATHEUS ZARDO LOPES
Data: 24/05/2024 11:56:35-0300
Verifique em <https://validar.jb.gov.br>

Thiago de Faria Rocha Dourado

Superintendente

STE/DEE/EPE

Assinatura dos Responsáveis pelas Informações Solicitadas

Nome (Assinatura 1): Carlos Eduardo Zarzur

Cargo (Assinatura 2): Diretor Técnico

Nome (Assinatura 2): Caio Matheus Zardo Lopes

Cargo (Assinatura 2): Engenheiro Eletrônico – Coordenação de Engenharia

Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 18/04/2024

Revisão: A (24/05/2024)

Página: 08 - 12

ANEXO II → SETTABUNA III – 230/138/13,8 kV – PLANTA DE LOCALIZAÇÃO



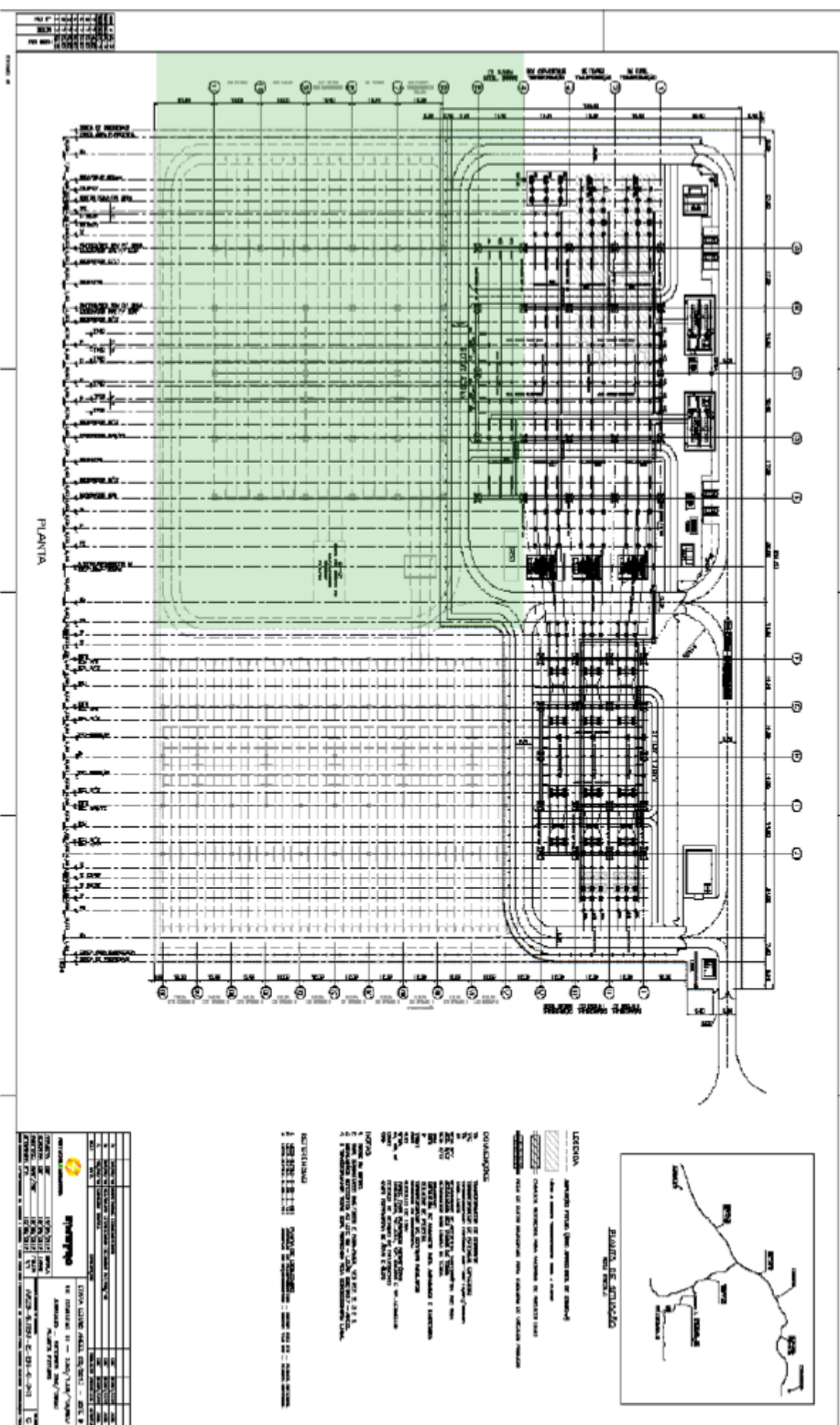
Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 18/04/2024

Revisão: A (24/05/2024)

Página: 09 - 12

ANEXO III → SE ITABUNA III – 230/138/13,8 kV – ARRANJO – SETORES 230/138 kV – PLANTA FUTURO



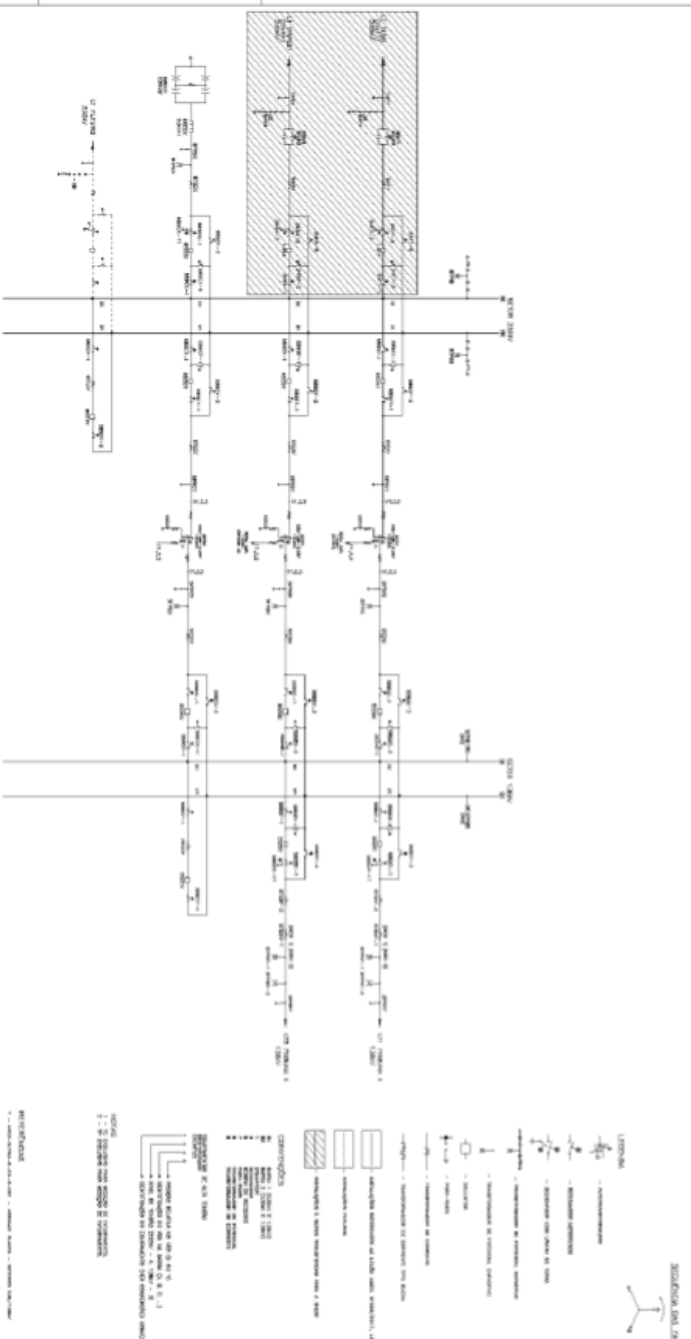
Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 18/04/2024

Revisão: A (24/05/2024)

Página: 11 - 12

ANEXO V → SE ITABUNA III – 230/138/13,8 kV – DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

[illegible][illegible]

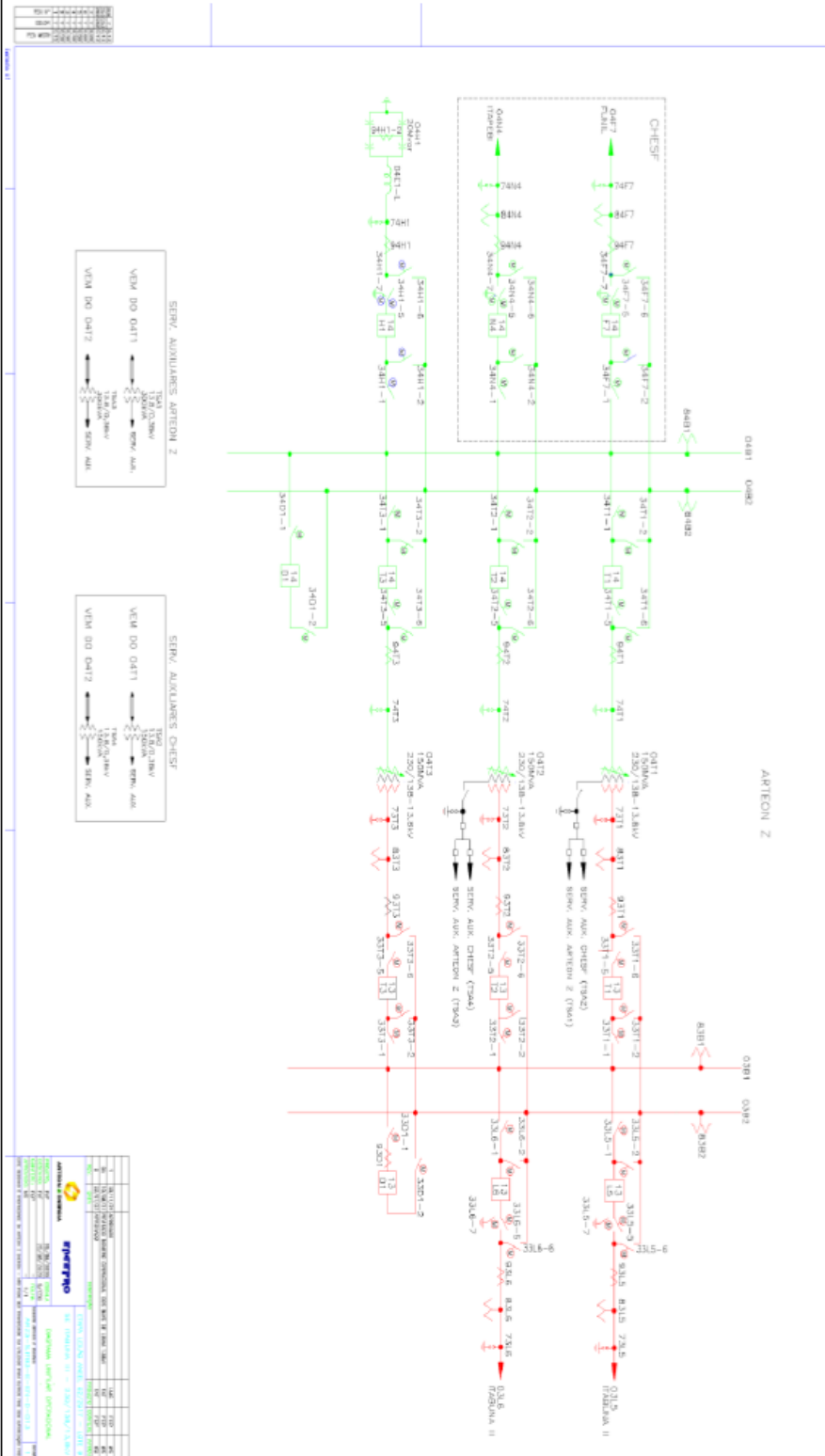
Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 18/04/2024

Revisão: A (24/05/2024)

Página: 12 - 12

ANEXO VI → SE ITABUNA III – 230/138/13,8 kV – DIAGRAMA UNIFILAR OPERACIONAL



16.6.8. SE Eunápolis

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 13/03/2024
		Revisão:
		Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento ao Extremo Sul da Bahia e às Regiões de Ibicoara e Brumado

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Eunápolis **Concessionária Proprietária:** CHESF

1. Módulos de Manobra

	EL	Quantidade: 1	Tensão: 230 kV	Arranjo: BD4
	CCP	Quantidade: 2	Tensão: 230 kV	Arranjo: BD4

2. Módulos de Equipamentos

	Capacitor Shunt	Quantidade: 2	Potência: 50 Mvar	Tensão: 230 kV	Fase: trifásico
---	-----------------	---------------	-------------------	----------------	-----------------

3. Planta da Subestação

N/A

4. Observações

N/A

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



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 13/03/2024

Revisão:

Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

SE Eunápolis:

1. Módulos de Manobra

☒ EL Quantidade: 1 Tensão (kV): 230 Arranjo: BPT

☒ CCP Quantidade: 2 Tensão (kV): 230 Arranjo: BPT

2. Módulos de Equipamentos

☒ Capacitor Shunt Quantidade: 2 Potência (MVA): 50 Tensão (kV): 230 Fase: TRIFÁSICO

3. Módulo de Infraestrutura Geral

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

☒ Não

4. Outros

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

☒ Não _____



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 13/03/2024

Revisão:

Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações Concessionária

Sob o aspecto eletromecânico há espaço suficiente no terreno atual da subestação para comportar a nova entrada de linha proposta, havendo a necessidade de expansão dos barramentos (principal e transferência) por mais um vão.

Sob o aspecto civil para a etapa de ampliação da subestação haverá necessidade de construção de um Módulo de Infraestrutura de Manobra (MIM) contendo: terraplenagem, cercas, drenagem, grama, embritamento, pavimentação, arruamento, iluminação do pátio, proteção contra incêndio, abastecimento de água, redes de esgoto, malha de terra e cabos para-raios, canaletas principais, bases dos equipamentos, serviço auxiliar, caixa separadora de óleo.

13 de março de 2024
Data da Solicitação

Thiago Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

15 de abril de 2024
Data da Entrega do Formulário

MARCELO GUIMARÃES
DOS SANTOS
CPF: 659.269.947-72
Assinado de forma digital por
MARCELO GUIMARÃES DOS
SANTOS CPF: 659.269.947-72
Data: 2024.04.15 17:34:36 -03'00'

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome: Marcelo Guimarães dos Santos
Cargo: Gerente do EEEPE

16.6.9. SE Itapebi

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 13/03/2024
		Revisão:
		Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento ao Extremo Sul da Bahia e às Regiões de Ibicoara e Brumado

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Itapebi Concessionária Proprietária: CHESF

1. Módulos de Manobra

	EL	Quantidade: 2	Tensão: 230 kV	Arranjo: BD4
	EL	Quantidade: 2	Tensão: 138 kV	Arranjo: BPT
	CT	Quantidade: 1	Tensão: 230 kV	Arranjo: BD4
	CT	Quantidade: 1	Tensão: 138 kV	Arranjo: BPT
	IB	Quantidade: 1	Tensão: 138 kV	Arranjo: BPT

2. Módulos de Equipamentos

	Autotransformador	Quantidade: 1	Potência: 100/120 MVA	Tensão: 230/138 kV	Fase: monofásico
---	-------------------	---------------	-----------------------	--------------------	------------------

3. Planta da Subestação

N/A

4. Observações

- (1) Informar atendimento total ou parcial da solicitação, por ex. apenas 1 entrada de linha 230 kV seria viável.
- (2) Considerar na resposta possíveis reforços e adequações sendo realizadas na subestação assim como restrições, por ex. a necessidade de substituição dos barramentos.
- (3) Informar a quantidade máximo de EL 138 kV que seria viável.

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



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 13/03/2024

Revisão:

Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

SE Itapebi:

1. Módulos de Manobra

☒	EL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4
☒	EL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 138	Arranjo: BPT
☒	CT	Quantidade: 1	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4
☒	CT	Quantidade: 1	Tensão (kV): 138	Arranjo: BPT
☒	IB	Quantidade: 1	Tensão (kV): 138	Arranjo: BPT

2. Módulos de Equipamentos

☒	Autotransformador	Quantidade: 1	Potência (MVA): 100/120	Tensão (kV): 230/138	Fase: monofásico
-------------------------------------	-------------------	---------------	-------------------------	----------------------	------------------

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? ☒ Sim Área Prevista: 12.120 m²
☐ Não

4. Outros

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



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 13/03/2024

Revisão:

Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações Concessionária

Do ponto de vista eletromecânico a solicitação pode ser atendida parcialmente, pois há viabilidade de instalação das 2 entradas de linha de 230 kV, uma das quais já se encontra com os equipamentos instalados e a outra pode ser instalada em um vão vago, conforme indicado no diagrama unifilar e na planta em anexo.

Para implantação do autotransformador 230/138 kV, de suas respectivas CT's, as duas EL's e a IB 138 kV é necessário ampliar a área atual da subestação. A área ao lado da subestação que poderia servir a ampliação é bastante acidentada conforme pode ser visto nas figuras 2, 3 e 4, é possível ver o topo da vegetação que possui uma altura razoável o que indica que a área possui uma grande diferença de cota em relação ao pátio de 230 kV da subestação. Assim sendo, não há viabilidade para a ampliação da subestação neste espaço.

Diante do exposto, conclui-se que a SE Itapebi não possui capacidade de expansão.

No entorno da SE Itapebi tem-se um outro espaço que pode servir para abrigar o novo pátio de 138 kV. Na figura 1 foi indicada esta área, que possui aproximadamente 12.000 m², onde foi previsto o módulo do autotransformador, as suas respectivas conexões, as 2 (duas) entradas de linha e o módulo de interligação de barras e possibilidade de expansão de mais 6 eventos.

A interligação dos dois pátios será feita a partir do último vão vago do pátio de 230 kV, conforme figura 1, a linha de interligação cruzará duas entradas de linha da usina (01G1 e 01G2), contornará a subestação e cruzará a estrada do complexo hidrelétrico para conexão no novo pátio de 138 kV.

Salienta-se que o local sugerido não pertence ao complexo hidrelétrico de Itapebi.

13 de março de 2024

Data da Solicitação

Thiago Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

26 de abril de 2024

Data da Entrega do Formulário

MARCELO GUIMARÃES
DOS SANTOS
CPF: 659.269.947-72
Assinado de forma digital por
MARCELO GUIMARÃES DOS
SANTOS CPF: 659.269.947-72
Data: 2024.04.26 10:55:28
+03'00'

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome: Marcelo Guimarães dos Santos
Cargo: Gerente do EEEPE

ANEXO → IMAGENS DE DETALHAMENTO DA ALTERNATIVA PROPOSTA



Figura 1 – Visão geral do complexo hidrelétrico de Itapebi



Figuras 2 e 3 – Detalhe do relevo na área ao lado da SE Itapebi sugerida inicialmente como área de ampliação

16.6.10. Recapacitação da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs	Data: 13/03/2024
		Revisão: 01
		Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento ao Extremo Sul da Bahia e às Regiões de Ibicoara e Brumado

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Linha de Transmissão: recapacitação/ recondutoramento da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis – 2x954 MCM

Concessionária Proprietária: CHESF

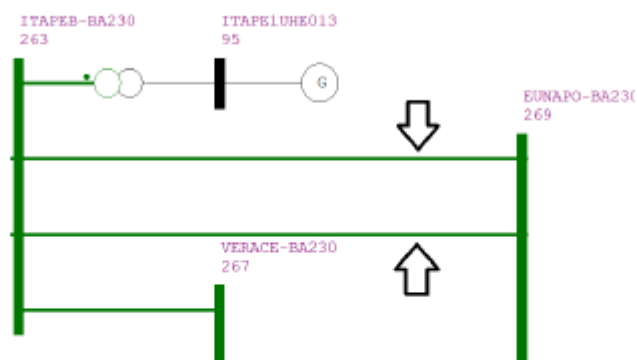
1. Novos limites de transmissão requeridos:

Limite Normal (MVA) para cada circuito: 625

Limite de Emergência (MVA) para cada circuito: 781

** Caso não seja possível atender aos limites acima, solicitamos que informe quais as máximas capacidades em regime normal e emergência disponíveis após a recapacitação.*

2. Diagrama Esquemático





Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 13/03/2024

Revisão: 01

Página: 2 - 3

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

1. Informações atuais sobre a LT 230 kV Itapebi – Eunápolis

- a) Extensão (km): 45,72
- b) Limite Normal (MVA): 251,4 Limite de Emergência (MVA): 316,7
- c) N° de subcondutores/ fase: 01
- d) Cabo adotado: GROSBEAK - ACSR 636,0 MCM 26/7
- e) Temperatura de projeto: 64° C (longa duração) 77° C (curta duração)
- f) Largura da faixa de servidão: 30 metros
- g) Data de entrada em operação da LT: 01/07/1990

2. A alteração proposta pelo planejamento é:

- ☐ Viável
- ☒ Inviável

3. Caso a alteração proposta seja viável:

- a) Caracterizar as adequações necessárias (recondutoramento, elevação de estruturas, N° de subcondutores/ fase, cabo adotado, etc.):

- b) Informar os novos limites de transmissão relacionados à adequação descrita no item 3a: _____/_____ MVA (Normal/Emergência).

- c) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT requerida: _____ R\$x1000

- d) Informar o custo estimado à adequação descrita no item 3a, de forma relativa ao custo apresentado no item 3c: _____ %

- e) Informar o tempo estimado para a implantação das obras necessárias à adequação descrita no item 3a: _____ meses



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 13/03/2024

Revisão: 01

Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

4. Caso a alteração proposta seja inviável, especificar o motivo impeditivo:

A proposta de recapitação/recondutoramento com substituição do cabo condutor existente pelos 02 subcondutores sugeridos é inviável devido à suportabilidade das estruturas existentes. A LT originalmente foi projetada para utilizar 01 subcondutor por fase, e foram utilizadas estruturas dimensionadas para suporte de 01 subcondutor por fase, podendo-se atender a uma gama de variações de cabos condutores, desde que sejam respeitados os limites de vão de peso e vão de vento das estruturas.

Para a alteração proposta as estruturas precisariam ser substituídas por não apresentarem suportabilidade aos esforços com 02 subcondutores 954 MCM (Rail) por fase.

Por outro lado, a substituição de um condutor, se fosse possível, deveria ser realizada com feixe horizontal, para manter-se as alturas de segurança atuais. Ainda assim, seria necessário verificar se a configuração de feixe horizontal não representa violações da coordenação de isolamento por aproximações dos cabos à estrutura para tensão máxima operativa e surto de manobra.

5. Observações

Conforme conversado durante reunião realizada entre a EPE e a CHESF, é possível verificar os custos associados com a substituição dos cabos condutores existentes por 01 cabo termo resistente por fase, com capacidade de corrente atendendo à potência requerida na alternativa de planejamento, respeitando o comportamento mecânico dentro das possibilidades de projeto (esforços nas estruturas existentes e flechas com limite igual às flechas das linhas em operação).

Para garantir o atendimento às condições de regime planejado e aos limites das condições de projeto (carregamento das estruturas e alturas de segurança, entre outros) é possível o recondutoramento com cabo termo resistente para o Regime Normal planejado (625 MVA), entretanto, não há possibilidade de atendimento ao Regime Emergencial solicitado (781 MVA).

Os cabos termo resistentes com capacidade condutiva para 781 MVA requerem esforços para as quais as estruturas não têm suportabilidade atualmente, pois os diâmetros dos condutores com ampacidade superiores ultrapassam os diâmetros de projeto empregado no projeto da LT.

É possível investigar outros cabos termo resistentes para aumentar a capacidade operativa no Regime de Emergência, caso seja necessário ao horizonte de planejamento, com avaliação mais detalhadas dos esforços requeridos nas estruturas nos vãos mais críticos da LT, uma vez que a análise que subsidiou a opção do cabo termo resistente sugerido deve-se a análise do vão típico da LT, sem efetivamente maximizar os esforços.

O cabo sugerido é uma opção conservativa para preservar as estruturas em operação há alguns anos de uma forma genérica.

É apresentado o custo estimado para a construção de uma linha nova em circuito duplo de igual extensão, para as condições operativas solicitadas pelo estudo de planejamento, com 02 subcondutores 954 MCM (Rail) por fase, e 01 cabo para-raio do tipo OPGW com 24 fibras e 01 cabo para-raio convencional Aço 9.52 3/8.

a) Caracterizar as adequações necessárias (recondutoramento, elevação de estruturas, Nº de subcondutores/ fase, cabo adotado, etc.):

Recondutoramento com 01 cabo por fase do tipo termo resistente ACCC Cordoba 788 MCM;

Troca de grampos e acessórios de condutores para adequação ao cabo termo resistente e às altas temperaturas de operação;

Adequação das conexões aos equipamentos das entradas de Linha nas SEs.

b) Novos limites de transmissão relacionados à adequação descrita no item a:

Considerando-se a substituição do cabo existente por 01 condutor do tipo ACCC Cordoba, os novos limites de transmissão relacionados ao recondutoramento são: **625/705.5 MVA** (Normal/Emergência).

c) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT requerida: **87.024,334 R\$x1000**

d) Informar o custo estimado à adequação descrita no item a, de forma relativa ao custo apresentado no item c: **70,46 %**

e) Informar o tempo estimado para a implantação das obras necessárias à adequação descrita no item a: **16 meses**

Rio de Janeiro, 13 de março de 2024

Data da Solicitação

Data da Entrega do Formulário

Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome:

Cargo:



**Resposta ao
Ofício nº 0359/2024/DEE/EPE**

Processo 48002.001286/2024-32

**Avaliação das entradas de linha da
subestação Itapebi e dos respectivos
barramentos após a recapacitação
das LT 230 kV Itapebi / Eunápolis
C1/C2**

Documento nº 001-ITI05-AP-GE-RP-Rev00

Junho de 2024

Sumário

1. OBJETIVO.....	3
2. ESCOPO.....	3
3. CONDIÇÃO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO ASSOCIADAS	3
4. DESCRIÇÃO GERAL DA SUBESTAÇÃO	3
5. MÓDULO DE ENTRADA DE LINHA (EL) 04N1 DO SETOR 230 kV.....	3
5.1. CONEXÃO DA EL 04N1	3
5.2. EQUIPAMENTOS DE PÁTIO ASSOCIADOS	4
6. MÓDULO DE ENTRADA DE LINHA (EL) 04N2 DO SETOR 230 kV.....	4
6.1. CONEXÃO DA EL 04N2.....	4
6.2. EQUIPAMENTOS DE PÁTIO ASSOCIADOS À EL 04N2.....	4
7. MÓDULO DE INTERLIGAÇÃO DE BARRAMENTOS (IB) DO SETOR 230 kV	5
7.1. CONEXÃO DA IB.....	5
7.2. EQUIPAMENTOS DE PÁTIO ASSOCIADOS À IB.....	5
8. BARRAMENTOS DO SETOR 230 kV	5
9. ESTIMATIVA DE CUSTO DAS ADEQUAÇÕES	6
10. NOTAS.....	9
11. ANEXO	9

1. OBJETIVO

Este documento tem por objeto avaliar a necessidade de ajustes nas entradas de linha da Subestação Itapebi, informar as estimativas de custos desses ajustes e apresentar um indicativo sobre a superação de barramento na subestação após a recapacitação das LT 230 kV Itapebi / Eunápolis C1/C2, conforme processo ANEEL nº 48002.001286/2024-32, em resposta ao Ofício nº 0359/2024/DEE/EPE de 16/05/2023.

2. ESCOPO

- Avaliar a conexão e os equipamentos associados aos módulos de entrada de linha (EL) do setor 230 kV identificados pelos códigos operacionais 04N1 e 04N2 da SE Itapebi, indicando eventuais ajustes para atendimento à recapacitação das LT 230 kV Itapebi / Eunápolis C1/C2;
- Avaliar a conexão e os equipamentos associados ao módulo de interligação de barramentos (IB) do setor 230 kV da SE Itapebi, indicando eventuais ajustes para atendimento à recapacitação das LT 230 kV Itapebi / Eunápolis C1/C2;
- Avaliar os barramentos do setor 230 kV da SE Itapebi, indicando eventuais ajustes para atendimento à recapacitação das LT 230 kV Itapebi / Eunápolis C1/C2.

3. CONDIÇÃO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO ASSOCIADAS

Os dois circuitos da LT 230 kV Itapebi / Eunápolis, após a recapacitação, terão as seguintes condições operativas: 1.570 A (625 MVA) para a condição normal e 1.771 A (705,5 MVA) para a condição de emergência.

4. DESCRIÇÃO GERAL DA SUBESTAÇÃO

A subestação Itapebi é do tipo não abrigada, construída em conformidade com as normas ABNT, com setor 230 kV.

O arranjo do setor 230 kV é do tipo barra dupla a quatro chaves (BD4), empregando disjuntor simples e quatro seccionadores por célula.

As instalações existentes de 230 kV se encontram totalmente energizadas.

5. MÓDULO DE ENTRADA DE LINHA (EL) 04N1 DO SETOR 230 kV

A corrente requerida para este módulo é igual a 1.771 A correspondente à condição de emergência da LT.

5.1. CONEXÃO DA EL 04N1

A conexão da entrada de linha é composta de 1 cabo CA 954 MCM MAGNOLIA cuja ampacidade calculada é de 1.175 A, conforme condições detalhadas na Nota 2, valor inferior à corrente requerida. Portanto, a conexão da EL 04N1 está superada para a nova capacidade operativa da LT na condição de emergência.

Para atender a corrente requerida é necessário que a conexão atual seja substituída por 1 cabo T-CA 1192 MCM HAWTHORN cuja ampacidade calculada é de 1.895 A, conforme condições detalhadas na Nota 3.

5.2. EQUIPAMENTOS DE PÁTIO ASSOCIADOS

O disjuntor (14N1) possui corrente nominal igual a 2.500 A e os seccionadores (34N1-1, 34N1-2, 34N1-5 e 34N1-6) possuem corrente nominal igual a 2.000 A, valores superiores à corrente requerida. Portanto estes equipamentos suportam a nova capacidade operativa da LT na condição de emergência.

As lâminas de terra (34N1-7) associadas ao seccionador (34N1-5), os para-raios (74N1) e os transformadores de potencial (84N1) não serão afetados pelo aumento da corrente da LT.

Os transformadores de corrente (94N1) possui corrente nominal máxima igual a 1.200 A (ver Nota 1), valor inferior à corrente requerida. Portanto, este equipamento está superado para a nova capacidade operativa da LT na condição de emergência.

Para atender a corrente requerida é necessário que os transformadores de corrente (94N1) sejam substituídos por novos transformadores de corrente com corrente nominal mínima igual a 2.000 A.

6. MÓDULO DE ENTRADA DE LINHA (EL) 04N2 DO SETOR 230 kV

A corrente requerida para este módulo é igual a 1.771 A correspondente à condição de emergência da LT.

6.1. CONEXÃO DA EL 04N2

A conexão da entrada de linha é composta de 1 cabo CA 954 MCM MAGNOLIA cuja ampacidade calculada é de 1.175 A, conforme condições detalhadas na Nota 2, valor inferior à corrente requerida. Portanto, a conexão da EL 04N2 está superada para a nova capacidade operativa da LT na condição de emergência.

Para atender a corrente requerida é necessário que a conexão atual seja substituída por 1 cabo T-CA 1192 MCM HAWTHORN cuja ampacidade calculada é de 1.895 A, conforme condições detalhadas na Nota 3.

6.2. EQUIPAMENTOS DE PÁTIO ASSOCIADOS À EL 04N2

O disjuntor (14N2) possui corrente nominal igual a 2.500 A e os seccionadores (34N2-1, 34N2-2, 34N2-5 e 34N2-6) possuem corrente nominal igual a 2.000 A, valores superiores à corrente requerida. Portanto estes equipamentos suportam a nova capacidade operativa da LT na condição de emergência.

As lâminas de terra (34N2-7) associadas ao seccionador (34N2-5), os para-raios (74N2) e os transformadores de potencial (84N2) não serão afetados pelo aumento da corrente da LT.

Os transformadores de corrente (94N2) possui corrente nominal máxima igual a 1.200 A (ver Nota 1), valor inferior à corrente requerida. Portanto, este equipamento está superado para a nova capacidade operativa da LT na condição de emergência.

Para atender a corrente requerida é necessário que os transformadores de corrente (94N2) sejam substituídos por novos transformadores de corrente com corrente nominal mínima igual a 2.000 A.

7. MÓDULO DE INTERLIGAÇÃO DE BARRAMENTOS (IB) DO SETOR 230 kV

As linhas de transmissão serão os maiores eventos transferidos após a recapacitação. Daí, a maior corrente requerida para este módulo é igual a 1771 A correspondente à condição de emergência da LT.

7.1. CONEXÃO DA IB

A conexão da interligação de barramentos é composta de 2 cabos CA 954 MCM MAGNOLIA cuja ampacidade calculada é de 2.350 A, conforme condições detalhadas na Nota 2, valor superior à corrente requerida. Portanto, a conexão da IB suporta a nova capacidade operativa da LT na condição de emergência.

7.2. EQUIPAMENTOS DE PÁTIO ASSOCIADOS À IB

O disjuntor (14D1) possui corrente nominal igual a 4.000 A e os seccionadores (34D1-1 e 34D1-2) possuem corrente nominal igual a 2.000 A, valores superiores à corrente requerida. Portanto estes equipamentos suportam a nova capacidade operativa da LT na condição de emergência.

Os transformadores de corrente (94D1) possui corrente nominal igual a 1.200 A (ver Nota 1), valor inferior à corrente requerida. Portanto, este equipamento está superado para a nova capacidade operativa da LT na condição de emergência.

Para atender a corrente requerida é necessário que os transformadores de corrente (94D1) sejam substituídos por novos transformadores de corrente com corrente nominal mínima igual a 2.000 A.

8. BARRAMENTOS DO SETOR 230 kV

O valor da corrente requerida nos barramentos da subestação é igual a 1.771 A, correspondente à máxima corrente prevista em trechos do barramento.

Os barramentos 1 e 2 são compostos por 2 cabos CAA 954 MCM MAGNOLIA cuja ampacidade calculada é de 2.350 A, conforme condições detalhadas na Nota 2, valor superior à corrente requerida. Portanto, estes barramentos suportam a máxima corrente prevista.

9. ESTIMATIVA DE CUSTO DAS ADEQUAÇÕES

A estimativa de custo refere-se à adequação da conexão das EL's 04N1 e 04N2 que na atual condição está superada por corrente tendo em vista a nova capacidade operativa das LT's associadas.

A seguir são apresentados os módulos que irão compor os eventos conforme processo ANEEL nº 48002.001286/2024-32, pelo ofício 0359/2024/DEE/EPE, em conformidade com os requisitos do PRORET, bem como Banco de Preços de Referência ANEEL, na data base de maio de 2024.

Por padrão, foram considerados os quantitativos resultantes do simulador de orçamentos da ANEEL (<http://bprsimulador.aneel.gov.br/>).

Para a estimativa de custo utilizamos o simulador ANEEL onde inserimos o IPI nos itens referentes aos barramentos e isoladores, periculosidade na montagem. O valor total é de R\$ 2.090.927,01, data base Maio/2024, conforme demonstrado na tabela 1.

SE Itapebi	Versão 2.00
Nordeste - BAHIA	Março/2019
Localização: Rural	
Tipo de instalação: Convencional	
Tipo do orçamento:	
Tipo de Obra: Substituição	
Data do orçamento: 18/06/2024	
Data base do orçamento: Maio de 2024	

MÓDULO DE MANOBRA - Entrada de linha (230KV - BD4)				
EQUIPAMENTOS				
		Valores com poder de compra		
Quantidade	Item	Preço (R\$)	Total (R\$)	%
3 unid.	Transformador de corrente	89.922,89	269.768,66	34,7%
VALOR TOTAL (R\$)			269.768,66	34,7%
BARRAMENTOS CABOS E TUBOS				
		Valores com poder de compra		
Quantidade	Item	Preço (R\$)	Total (R\$)	%
87 unid.	Conectores / Espaçadores	240,43	20.917,37	2,7%
1233,093 kg	Cabo nú / Tubo	103,29	127.370,64	16,4%
VALOR TOTAL (R\$)			148.288,01	19,1%
ISOLADORES				
		Valores com poder de compra		
Quantidade	Item	Preço (R\$)	Total (R\$)	%
15 cj	Cadeia completa ancoragem (simples)	1.218,91	18.283,64	2,4%
9 unid.	Coluna isolador de pedestal	2.381,11	21.429,97	2,8%
VALOR TOTAL (R\$)			39.713,60	5,1%
CUSTO DIRETO BÁSICO (R\$)			457.770,28	58,9%
COMISSIONAMENTO E ADMINISTRAÇÃO LOCAL (R\$) - 19,49% do valor do custo direto básico			89.219,43	11,5%
ENGENHARIA (R\$) - 10,02% do valor do custo direto básico			45.868,58	5,9%
SOCIOAMBIENTAL (R\$) - 0,02% do valor do custo direto básico			91,55	0,0%
CANTEIRO DE OBRAS (R\$) - 1,18% do valor do custo direto básico			5.401,69	0,7%
MONTAGEM (R\$) - 26,28% do valor do custo direto básico			156.392,64	20,1%
EVENTUAIS (R\$) - 0,00% do valor dos custos diretos			0,00	0,0%
CUSTO INDIRETO (R\$) - 4,95 % do valor dos custos diretos			22.659,63	2,9%
VALOR TOTAL DO MÓDULO (R\$)			777.403,80	
QUANTIDADE DE MÓDULOS				2
VALOR TOTAL (R\$)			1.554.807,60	
SUBTOTAL (Poder de compra + Rateio) UAR (R\$)			397.139,30	
SUBTOTAL (Poder de compra + Rateio) COM (R\$)			60.630,98	
SUBTOTAL (Poder de compra) CA (R\$)			531.791,73	
TOTAL (Depreciação) %			3,042%	

MÓDULO DE MANOBRA - Interligação de barras (230KV - BD4)

EQUIPAMENTOS				
		Valores com poder de compra		
Quantidade	Item	Preço (R\$)	Total (R\$)	%
3 unid.	Transformador de corrente	89.922,89	269.768,66	50,3%
VALOR TOTAL (R\$)			269.768,66	50,3%
BARRAMENTOS CABOS E TUBOS				
		Valores com poder de compra		
Quantidade	Item	Preço (R\$)	Total (R\$)	%
21 unid.	Conectores / Espaçadores	240,43	5.049,02	0,9%
324,8995 kg	Cabo nú / Tubo	103,29	33.560,05	6,3%
VALOR TOTAL (R\$)			38.609,08	7,2%
ISOLADORES				
		Valores com poder de compra		
Quantidade	Item	Preço (R\$)	Total (R\$)	%
6 ci	Cadeia completa ancoragem (simples)	1.218,91	7.313,46	1,4%
VALOR TOTAL (R\$)			7.313,46	1,4%
CUSTO DIRETO BÁSICO (R\$)			315.691,19	58,9%
COMISSIONAMENTO E ADMINISTRAÇÃO LOCAL (R\$) - 19,49% do valor do custo direto básico			61.528,21	11,5%
ENGENHARIA (R\$) - 10,02% do valor do custo direto básico			31.632,26	5,9%
SOCIOAMBIENTAL (R\$) - 0,02% do valor do custo direto básico			63,14	0,0%
CANTEIRO DE OBRAS (R\$) - 1,18% do valor do custo direto básico			3.725,16	0,7%
MONTAGEM (R\$) - 26,28% do valor do custo direto básico			107.852,74	20,1%
EVENTUAIS (R\$) - 0,00% do valor dos custos diretos			0,00	0,0%
CUSTO INDIRETO (R\$) - 4,95 % do valor dos custos diretos			15.626,71	2,9%
VALOR TOTAL DO MÓDULO (R\$)			536.119,41	
QUANTIDADE DE MÓDULOS				1
VALOR TOTAL (R\$)			536.119,41	
SUBTOTAL (Poder de compra + Rateio) UAR (R\$)			303.328,72	
SUBTOTAL (Poder de compra + Rateio) COM (R\$)			12.362,48	
SUBTOTAL (Poder de compra) CA (R\$)			366.738,46	
TOTAL (Depreciação) %			3,231%	
ÁREA DE TERRENOS JÁ EXISTENTES (m²)				0
ÁREA DE TERRENOS NECESSÁRIA (m²)				0
VALOR POR M² (R\$)				0,87
DESCONTO DE TERRENOS JÁ EXISTENTES (R\$)				0,00
VALOR TOTAL DA OBRA (R\$)				2.090.927,01

Tabela 1 - custo estimado de 2 (duas) EL (Entrada de Linha) 230 KV e 1 (uma) IB (Interligação de Barramentos) em arranjo BD4 na SE Itapebi

10. NOTAS

- 1 A informação de corrente nominal dos transformadores de corrente é o valor máximo admissível de acordo com as ligações disponíveis.
- 2 Condições para cálculo da ampacidade da SE Itapebi (ITI): temperatura do condutor = 90 °C, temperatura ambiente = 33 °C, radiação solar = 1200 W/m², altura em relação ao nível do mar = 215 m, ângulo de incidência do vento = 0° e velocidade do vento = 1 m/s.
- 3 Condições para cálculo da ampacidade da SE Itapebi (ITI): temperatura do condutor = 150 °C, temperatura ambiente = 33 °C, radiação solar = 1200 W/m², altura em relação ao nível do mar = 215 m, ângulo de incidência do vento = 0° e velocidade do vento = 1 m/s.

11. ANEXO

Diagrama unifilar da SE Itapebi (ITI)



**Resposta ao
Ofício nº 0359/2024/DEE/EPE**

Processo 48002.001286/2024-32

**Avaliação das entradas de linha da
subestação Eunápolis e dos
respectivos barramentos após a
recapitação das LT 230 kV Itapebi
/ Eunápolis C1/C2**

Documento nº 001-ENP03-AP-GE-RP-Rev00

Junho de 2024

Sumário

1.	OBJETIVO.....	3
2.	ESCOPO	3
3.	CONDIÇÃO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO ASSOCIADAS	3
4.	DESCRIÇÃO GERAL DA SUBESTAÇÃO	3
5.	MÓDULO DE ENTRADA DE LINHA (EL) 04N1 DO SETOR 230 kV	3
5.1.	CONEXÃO DA EL 04N1	3
5.2.	EQUIPAMENTOS DE PÁTIO ASSOCIADOS A EL 04N1	4
6.	MÓDULO DE ENTRADA DE LINHA (EL) 04N2 DO SETOR 230 kV	4
6.1.	CONEXÃO DA EL 04N2.....	4
6.2.	EQUIPAMENTOS DE PÁTIO ASSOCIADOS À EL 04N2.....	4
7.	MÓDULO DE INTERLIGAÇÃO DE BARRAMENTOS (IB) DO SETOR 230 kV	5
7.1.	CONEXÃO DA IB.....	5
7.2.	EQUIPAMENTOS DE PÁTIO ASSOCIADOS À IB	5
8.	BARRAMENTOS DO SETOR 230 kV	5
9.	ESTIMATIVA DE CUSTO DAS ADEQUAÇÕES	6
10.	NOTAS	9
11.	ANEXO	9

1. OBJETIVO

Este documento tem por objeto avaliar a necessidade de ajustes nas entradas de linha da Subestação Eunápolis, informar as estimativas de custos desses ajustes e apresentar um indicativo sobre a superação de barramento na subestação após a recapacitação das LT 230 kV Itapebi / Eunápolis C1/C2, conforme processo ANEEL nº 48002.001286/2024-32, em resposta ao Ofício nº 0359/2024/DEE/EPE de 16/05/2023.

2. ESCOPO

- Avaliar a conexão e os equipamentos associados aos módulos de entrada de linha (EL) do setor 230 kV identificados pelos códigos operacionais 04N1 e 04N2 da SE Eunápolis, indicando eventuais ajustes para atendimento à recapacitação das LT 230 kV Itapebi / Eunápolis C1/C2;
- Avaliar a conexão e os equipamentos associados ao módulo de interligação de barramentos (IB) do setor 230 kV da SE Eunápolis, indicando eventuais ajustes para atendimento à recapacitação das LT 230 kV Itapebi / Eunápolis C1/C2;
- Avaliar os barramentos do setor 230 kV da SE Eunápolis, indicando eventuais ajustes para atendimento à recapacitação das LT 230 kV Itapebi / Eunápolis C1/C2.

3. CONDIÇÃO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO ASSOCIADAS

Os dois circuitos da LT 230 kV Itapebi / Eunápolis, após a recapacitação, terão as seguintes condições operativas: 1.570 A (625 MVA) para a condição normal e 1.771 A (705,5 MVA) para a condição de emergência.

4. DESCRIÇÃO GERAL DA SUBESTAÇÃO

A subestação Eunápolis é do tipo não abrigada, construída em conformidade com as normas ABNT, com setores 230 kV e 138 kV.

O arranjo do setor 230 kV é do tipo barra principal e transferência (BPT), empregando disjuntor simples e três seccionadores por célula.

As instalações existentes de 230 kV se encontram totalmente energizadas.

5. MÓDULO DE ENTRADA DE LINHA (EL) 04N1 DO SETOR 230 kV

A corrente requerida para este módulo é igual a 1.771 A correspondente à condição de emergência da LT.

5.1. CONEXÃO DA EL 04N1

A conexão da entrada de linha é composta de 1 cabo CA 954 MCM MAGNOLIA cuja ampacidade calculada é de 1.176 A, conforme condições detalhadas na Nota 2, valor inferior à corrente requerida. Portanto, a conexão da EL 04N1 está superada para a nova capacidade operativa da LT na condição de emergência.

Para atender a corrente requerida é necessário que a conexão atual seja substituída por 1 cabo T-CA 1192 MCM HAWTHORN cuja ampacidade calculada é de 1.896 A, conforme condições detalhadas na Nota 3.

5.2. EQUIPAMENTOS DE PÁTIO ASSOCIADOS A EL 04N1

O disjuntor (14N1) possui corrente nominal igual a 3.150 A, valor superior à corrente requerida. Portanto este equipamento suporta a nova capacidade operativa da LT na condição de emergência.

As lâminas de terra (34N1-7) associadas ao seccionador (34N1-5), os para-raios (74N1) e os transformadores de potencial (84N1) não serão afetados pelo aumento da corrente da LT.

Os seccionadores (34N1-4, 34N1-5 e 34N1-6) possuem corrente nominal igual a 1.200 A e os transformadores de corrente (94N1) possui corrente nominal máxima igual a 1.200 A (ver Nota 1). Todos os valores são inferiores à corrente requerida. Portanto, estes equipamentos estão superados para a nova capacidade operativa da LT na condição de emergência.

Para atender a corrente requerida é necessário que os seccionadores (34N1-4, 34N1-5 e 34N1-6) e os transformadores de corrente (94N1) sejam substituídos por novos seccionadores e novos transformadores de corrente com corrente nominal mínima igual a 2.000 A.

6. MÓDULO DE ENTRADA DE LINHA (EL) 04N2 DO SETOR 230 kV

A corrente requerida para este módulo é igual a 1.771 A correspondente à condição de emergência da LT.

6.1. CONEXÃO DA EL 04N2

A conexão da entrada de linha é composta de 1 cabo CA 954 MCM MAGNOLIA cuja ampacidade calculada é de 1.176 A, conforme condições detalhadas na Nota 2, valor inferior à corrente requerida. Portanto, a conexão da EL 04N2 está superada para a nova capacidade operativa da LT na condição de emergência.

Para atender a corrente requerida é necessário que a conexão atual seja substituída por 1 cabo T-CA 1192 MCM HAWTHORN cuja ampacidade calculada é de 1.896 A, conforme condições detalhadas na Nota 3.

6.2. EQUIPAMENTOS DE PÁTIO ASSOCIADOS À EL 04N2

O disjuntor (14N2) possui corrente nominal igual a 3.150 A e os transformadores de corrente (94N2) possui corrente nominal máxima igual a 2.000 A (ver Nota 1), valores superiores à corrente requerida. Portanto estes equipamentos suportam a nova capacidade operativa da LT na condição de emergência.

As lâminas de terra (34N2-7) associadas ao seccionador (34N2-5), os para-raios (74N2) e os transformadores de potencial (84N2) não serão afetados pelo aumento da corrente da LT.

Os seccionadores (34N2-4, 34N2-5 e 34N2-6) possuem corrente nominal igual a 1.200 A, valor inferior à corrente requerida. Portanto, estes equipamentos estão superados para a nova capacidade operativa da LT na condição de emergência.

Para atender a corrente requerida é necessário que os seccionadores (34N2-4, 34N2-5 e 34N2-6) sejam substituídos por novos seccionadores com corrente nominal mínima igual a 2.000 A.

7. MÓDULO DE INTERLIGAÇÃO DE BARRAMENTOS (IB) DO SETOR 230 kV

As linhas de transmissão serão os maiores eventos transferidos após a recapacitação. Daí, a maior corrente requerida para este módulo é igual a 1.771 A correspondente à condição de emergência da LT.

7.1. CONEXÃO DA IB

A conexão da interligação de barramentos é composta de 1 cabo CA 954 MCM MAGNOLIA cuja ampacidade calculada é de 1.176 A, conforme condições detalhadas na Nota 2, valor inferior à corrente requerida. Portanto, a conexão da IB está superada para a nova capacidade operativa da LT na condição de emergência.

Para atender a corrente requerida é necessário que a conexão atual seja substituída por 1 cabo T-CA 1192 MCM HAWTHORN cuja ampacidade calculada é de 1.896 A, conforme condições detalhadas na Nota 3.

7.2. EQUIPAMENTOS DE PÁTIO ASSOCIADOS À IB

O disjuntor (14D1) possui corrente nominal igual a 3.150 A, valor superior à corrente requerida. Portanto este equipamento suporta a nova capacidade operativa da LT na condição de emergência.

Os seccionadores (34D1-1 e 34D1-2) possuem corrente nominal igual a 1.200 A, valor inferior à corrente requerida. Portanto, estes equipamentos estão superados para a nova capacidade operativa da LT na condição de emergência.

8. BARRAMENTOS DO SETOR 230 kV

O valor da corrente requerida nos barramentos principal e auxiliar da subestação é igual a 1.771 A, correspondente à máxima corrente prevista em trechos do barramento.

O barramento principal é composto por 2 trechos, um primeiro trecho composto por 2 cabos CA 954 MCM MAGNOLIA cuja ampacidade calculada é de 2.352 A e um segundo composto por 2 cabos CAA 954 MCM RAIL cuja ampacidade calculada é de 2.332 A, conforme condições detalhadas na Nota 2, valores superiores à corrente requerida. Portanto, este barramento suporta a máxima corrente prevista.

O barramento auxiliar é composto por 2 trechos, um primeiro trecho composto por 1 cabo CA 954 MCM MAGNOLIA cuja ampacidade calculada é de 1.176 A e um segundo composto por 2

cabos CAA 954 MCM RAIL cuja ampacidade calculada é de 1.166 A, conforme condições detalhadas na Nota 2, valores inferiores à corrente requerida. Portanto, este barramento está superado para a máxima corrente prevista.

Para atender a corrente requerida é necessário que a conexão atual seja substituída por 1 cabo T-CA 1192 MCM HAWTHORN cuja ampacidade calculada é de 1.896 A, conforme condições detalhadas na Nota 3.

9. ESTIMATIVA DE CUSTO DAS ADEQUAÇÕES

A estimativa de custo refere-se à adequação da conexão das EL's 04N1 e 04N2 que na atual condição está superada por corrente tendo em vista a nova capacidade operativa das LT's associadas.

A seguir são apresentados os módulos que irão compor os eventos conforme processo ANEEL nº 48002.001286/2024-32, pelo ofício 0359/2024/DEE/EPE, em conformidade com os requisitos do PRORET, bem como Banco de Preços de Referência ANEEL, na data base de maio de 2024.

Por padrão, foram considerados os quantitativos resultantes do simulador de orçamentos da ANEEL (<http://bprsimulador.aneel.gov.br/>).

Para a estimativa de custo utilizamos o simulador ANEEL onde inserimos o IPI nos itens referentes aos barramentos e isoladores, periculosidade na montagem e as quantidades de cabos e conectores do barramento auxiliar (BA) nos itens referentes aos barramentos cabos e tubos do módulo de manobra entrada de linha. O valor total é de R\$ 2.556.038,31, data base Maio/2024, conforme demonstrado na tabela 1.

SE Eunápolis		Versão 2.00 Março/2019		
Nordeste - BAHIA				
Localização: Rural				
Tipo de instalação: Convencional				
Tipo do orçamento:				
Tipo de Obra: Substituição				
Data do orçamento: 18/06/2024				
Data base do orçamento: Maio de 2024				
MÓDULO DE MANOBRA - Entrada de linha (230KV - BPT)				
EQUIPAMENTOS				
		Valores com poder de compra		
Quantidade	Item	Preço (R\$)	Total (R\$)	%
1 unid.	Chave seccionadora c/ LT igual ou maior 69 kV	117.406,85	117.406,85	11,0%
2 unid.	Chave seccionadora s/ LT igual ou maior 69 kV	81.010,73	162.021,45	15,2%
1,5 unid.	Transformador de corrente	89.922,89	134.884,33	12,6%
VALOR TOTAL (R\$)			414.312,63	38,8%
BARRAMENTOS CABOS E TUBOS				
		Valores com poder de compra		
Quantidade	Item	Preço (R\$)	Total (R\$)	%
60 unid.	Conectores / Espaçadores	240,43	14.425,78	1,4%
1508,991 kg	Cabo nú / Tubo	103,29	155.869,20	14,6%
VALOR TOTAL (R\$)			170.294,97	16,0%
ISOLADORES				
		Valores com poder de compra		
Quantidade	Item	Preço (R\$)	Total (R\$)	%
18 cj	Cadeia completa ancoragem (simples)	1.218,91	21.940,37	2,1%
9 unid.	Coluna isolador de pedestal	2.381,11	21.429,97	2,0%
VALOR TOTAL (R\$)			43.370,33	4,1%
CUSTO DIRETO BÁSICO (R\$)			627.977,93	58,9%
COMISSIONAMENTO E ADMINISTRAÇÃO LOCAL (R\$) - 19,49% do valor do custo direto básico			122.392,90	11,5%
ENGENHARIA (R\$) - 10,02% do valor do custo direto básico			62.923,39	5,9%
SOCIOAMBIENTAL (R\$) - 0,02% do valor do custo direto básico			125,60	0,0%
CANTEIRO DE OBRAS (R\$) - 1,18% do valor do custo direto básico			7.410,14	0,7%
MONTAGEM (R\$) - 26,28% do valor do custo direto básico			214.542,38	20,1%
EVENTUAIS (R\$) - 0,00% do valor dos custos diretos			0,00	0,0%
CUSTO INDIRETO (R\$) - 4,95 % do valor dos custos diretos			31.084,91	2,9%
VALOR TOTAL DO MÓDULO (R\$)			1.066.457,25	
QUANTIDADE DE MÓDULOS				2
VALOR TOTAL (R\$)			2.132.914,50	
SUBTOTAL (Poder de compra + Rateio) UAR (R\$)			570.181,83	
SUBTOTAL (Poder de compra + Rateio) COM (R\$)			57.796,11	
SUBTOTAL (Poder de compra) CA (R\$)			729.521,97	
TOTAL (Depreciação) %			3,088%	

MÓDULO DE MANOBRA - Interligação de barras (230KV - BPT)				
EQUIPAMENTOS				
Quantidade	Item	Valores com poder de compra		
		Preço (R\$)	Total (R\$)	%
2 unid.	Chave seccionadora s/ LT igual ou maior 69 kV	81.010,73	162.021,45	38,3%
VALOR TOTAL (R\$)			162.021,45	38,3%
BARRAMENTOS CABOS E TUBOS				
Quantidade	Item	Valores com poder de compra		
		Preço (R\$)	Total (R\$)	%
36 unid.	Conectores / Espaçadores	240,43	8.655,47	2,0%
584,3911 kg	Cabo nú / Tubo	103,29	60.363,89	14,3%
VALOR TOTAL (R\$)			69.019,35	16,3%
ISOLADORES				
Quantidade	Item	Valores com poder de compra		
		Preço (R\$)	Total (R\$)	%
9 cj	Cadeia completa ancoragem (simples)	1.218,91	10.970,18	2,6%
3 unid.	Coluna isolador de pedestal	2.381,11	7.143,32	1,7%
VALOR TOTAL (R\$)			18.113,51	4,3%
CUSTO DIRETO BÁSICO (R\$)			249.154,31	58,9%
COMISSIONAMENTO E ADMINISTRAÇÃO LOCAL (R\$) - 19,49% do valor do custo direto básico			48.560,18	11,5%
ENGENHARIA (R\$) - 10,02% do valor do custo direto básico			24.965,26	5,9%
SOCIOAMBIENTAL (R\$) - 0,02% do valor do custo direto básico			49,83	0,0%
CANTEIRO DE OBRAS (R\$) - 1,18% do valor do custo direto básico			2.940,02	0,7%
MONTAGEM (R\$) - 26,28% do valor do custo direto básico			85.121,08	20,1%
EVENTUAIS (R\$) - 0,00% do valor dos custos diretos			0,00	0,0%
CUSTO INDIRETO (R\$) - 4,95 % do valor dos custos diretos			12.333,14	2,9%
VALOR TOTAL DO MÓDULO (R\$)			423.123,82	
QUANTIDADE DE MÓDULOS				1
VALOR TOTAL (R\$)			423.123,82	
SUBTOTAL (Poder de compra + Rateio) UAR (R\$)			222.385,34	
SUBTOTAL (Poder de compra + Rateio) COM (R\$)			26.768,97	
SUBTOTAL (Poder de compra) CA (R\$)			289.442,56	
TOTAL (Depreciação) %			3,087%	
ÁREA DE TERRENOS JÁ EXISTENTES (m²)				0
ÁREA DE TERRENOS NECESSÁRIA (m²)				0
VALOR POR M² (R\$)				0,87
DESCONTO DE TERRENOS JÁ EXISTENTES (R\$)				0,00
VALOR TOTAL DA OBRA (R\$)				2.556.038,31

Tabela 1 - custo estimado de 2 (duas) EL (Entrada de Linha) 230 KV, 1 (uma) IB (Interligação de Barramentos) e 1 (um) BA (Barramento Auxiliar) em Arranjo BPT na SE Eunápolis

10. NOTAS

- 1 A indicação da corrente nominal máxima dos transformadores de corrente é o valor máximo admissível de acordo com as ligações disponíveis.
- 2 Condições para cálculo da ampacidade da SE Eunápolis (ENP): temperatura do condutor = 90 °C, temperatura ambiente = 33 °C, radiação solar = 1200 W/m², altura em relação ao nível do mar = 183 m, ângulo de incidência do vento = 0° e velocidade do vento = 1 m/s.
- 3 Condições para cálculo da ampacidade da SE Eunápolis (ENP): temperatura do condutor = 150 °C, temperatura ambiente = 33 °C, radiação solar = 1200 W/m², altura em relação ao nível do mar = 183 m, ângulo de incidência do vento = 0° e velocidade do vento = 1 m/s.

11. ANEXO

Diagrama unifilar da SE Eunápolis (ENP)

16.6.11. SE Ibicoara

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 13/03/2024
		Revisão:
		Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento ao Extremo Sul da Bahia e às Regiões de Ibicoara e Brumado

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Ibicoara Concessionária Proprietária: TAESA

1. Módulos de Manobra

 EL Quantidade: 1 Tensão: 230 kV Arranjo: BD4

2. Módulos de Equipamentos

N/A

3. Planta da Subestação

N/A

4. Observações

(1) No caso da EL 230 kV, considerar a linha no sentido da SE Brumado.

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



Página: 2 - 4



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 13/03/2024

Revisão:

Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações Concessionária

Necessária ampliação da área energizada para instalação dos equipamentos de entrada de linha. Para isso, deverá ser considerada toda infraestrutura civil na área indicada no anexo "SE IBICOARA - ANEXO I - ARRANJO PLANTA".

13 de março de 2024

Data da Solicitação

Thiago de Faria Rocha
Dourado Martins

Assinado de forma digital por Thiago de Faria Rocha Dourado Martins
Dados: 2024.03.14 10:00:38 -03'00'

Thiago Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

21 de março de 2024

Data da Entrega do Formulário

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: José Ernesto Viqueti Fassarela

Cargo: Engenheiro Transmissão Sr.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 13/03/2024

Revisão:

Página: 4 - 4

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA

Apresentar diagrama unifilar simplificado e planta da subestação 230 kV Ibicoara, indicando de forma simplificada a localização das expansões.

Para diagrama unifilar ver documento: SE IBICOARA - ANEXO II - DIAGRAMA UNIFILAR.

Para arranjo eletromecânico ver documento: SE IBICOARA - ANEXO I - ARRANJO PLANTA.

[illegible]

16.7. FICHAS PET/PELP

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: BA
LT 230 kV ITAPEBI - EUNÁPOLIS, C1 e C2 (CD) (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2030
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Atendimento à carga

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

Circuito Duplo 230 kV, 1 x 788 MCM (CORDOBA) termorresistente, 47 km	61.317,14
Adequações na SE Eunápolis 230 kV	2.556,04
Adequações na SE Itapebi 230 kV	2.090,93

Total de Investimentos Previstos: **65.964,11**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.
- [2] EPE-DEE-RE-042/2024-rev0 – “Estudo de Atendimento às Regiões Sul e Centro-Sul da Bahia – Parte I”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: SE 500/230 kV POÇÕES III (Ampliação/Adequação)	UF: BA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2030
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Atendimento à carga

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

2° ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	38.302,98
1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	13.997,78
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	8.812,93
MIM - 230 kV	1.127,84

Total de Investimentos Previstos:	62.241,53
--	------------------

Situação atual:**Observações:****Documentos de referência:**

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.
- [2] EPE-DEE-RE-042/2024-rev0 – “Estudo de Atendimento às Regiões Sul e Centro-Sul da Bahia – Parte I”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: LT 230 kV POÇÕES III - ITABUNA III, C1 (Nova)	UF: BA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2030
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Atendimento à carga

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

Circuito Simples 230 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 137 km	117.944,67
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // POÇÕES III	9.564,68
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // ITABUNA III	9.564,68
MIM - 230 kV // POÇÕES III	1.127,84
MIM - 230 kV // ITABUNA III	1.127,84
MIG-A // POÇÕES III	2.837,75
MIG-A // ITABUNA III	2.837,75

Total de Investimentos Previstos:	145.005,21
--	-------------------

Situação atual:**Observações:****Documentos de referência:**

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.
- [2] EPE-DEE-RE-042/2024-rev0 – “Estudo de Atendimento às Regiões Sul e Centro-Sul da Bahia – Parte I”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: LT 230 kV IBICOARA - BRUMADO II, C2 (Nova)	UF: BA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2030
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Atendimento à carga

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

Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 95 km	77.524,75
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // IBICOARA	9.564,68
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // BRUMADO II	9.564,68
MIM - 230 kV // IBICOARA	1.069,96
MIM - 230 kV // BRUMADO II	1.069,96
MIG-A // IBICOARA	2.787,21
MIG-A // BRUMADO II	2.787,21

Total de Investimentos Previstos:	104.368,50
--	-------------------

Situação atual:**Observações:****Documentos de referência:**

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.
- [2] EPE-DEE-RE-042/2024-rev0 – “Estudo de Atendimento às Regiões Sul e Centro-Sul da Bahia – Parte I”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: SE 230/69 kV BRUMADO II (Ampliação/Adequação)	UF: BA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2027
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 meses

Justificativa:

Atendimento à carga

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

3° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	12.623,30
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	8.812,93
1 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	3.254,95
MIM - 230 kV	1.127,84
MIM - 69 kV	324,77

Total de Investimentos Previstos:	26.143,79
--	------------------

Situação atual:**Observações:****Documentos de referência:**

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.
- [2] EPE-DEE-RE-042/2024-rev0 – “Estudo de Atendimento às Regiões Sul e Centro-Sul da Bahia – Parte I”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: SE 230/138 kV BRUMADO II (Ampliação/Adequação)	UF: BA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2027
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 meses

Justificativa:

Atendimento à carga

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

3° ATF 230/138 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	11.808,80
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	8.812,93
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	6.263,87
MIM - 230 kV	1.127,84
MIM - 138 kV	721,43

Total de Investimentos Previstos:	28.734,87
--	------------------

Situação atual:**Observações:****Documentos de referência:**

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.
- [2] EPE-DEE-RE-042/2024-rev0 – “Estudo de Atendimento às Regiões Sul e Centro-Sul da Bahia – Parte I”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: SE 230/138 kV IBICOARA (Ampliação/Adequação)	UF: BA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2027
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 meses

Justificativa:

Atendimento à carga

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

3° ATF 230/138 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	11.808,80
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	8.812,93
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	6.263,87
MIM - 230 kV	1.127,84
MIM - 138 kV	721,43

Total de Investimentos Previstos:	28.734,87
--	------------------

Situação atual:**Observações:****Documentos de referência:**

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.
- [2] EPE-DEE-RE-042/2024-rev0 – “Estudo de Atendimento às Regiões Sul e Centro-Sul da Bahia – Parte I”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: SE 230 kV ITABUNA III (Ampliação/Adequação)	UF: BA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2039
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Atendimento à carga

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

1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2.569,02
1 CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4	9.322,81
MIM - 230 kV	1.127,84

Total de Investimentos Previstos:	13.019,67
--	------------------

Situação atual:**Observações:****Documentos de referência:**

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.
- [2] EPE-DEE-RE-042/2024-rev0 – “Estudo de Atendimento às Regiões Sul e Centro-Sul da Bahia – Parte I”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: SE 230 kV EUNÁPOLIS (Ampliação/Adequação)	UF: BA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2039
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Atendimento à carga

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

1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2.569,02
1 CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4	9.322,81
MIM - 230 kV	1.127,84

Total de Investimentos Previstos:	13.019,67
--	------------------

Situação atual:**Observações:****Documentos de referência:**

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.
- [2] EPE-DEE-RE-042/2024-rev0 – “Estudo de Atendimento às Regiões Sul e Centro-Sul da Bahia – Parte I”