Empresa de Pesquisa Energética

ESTUDOS PARA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Análise Técnico-Econômica de Alternativas: Relatório R1

Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

SETEMBRO DE 2023

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL

BRASIL

UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

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

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

ESTUDO DE ESCOAMENTO DE GERAÇÃO NA REGIÃO NORDESTE – VOLUME 2: ÁREA NORTE

GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia
Ministro
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo do MME
Efrain Pereira da Cruz

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Secretário de Energia Elétrica
Gentil Nogueira de Sá Junior

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis
Pietro Adamo Sampaio Mendes

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral
Vitor Eduardo de Almeida Saback

Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente
Angela Regina Livino de Carvalho (interina)

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Giovani Vitória Machado (interino)

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis
Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa
Angela Regina Livino de Carvalho

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

Sede
Esplanada dos Ministérios, Bloco U, Sl. 744
70065-900 – Brasília – DF
Escritório Central
Praça Pio X, 54
20091-040 - Rio de Janeiro – RJ

Coordenação Geral
Giovani Vitória Machado (interino)
Giovani Vitória Machado

Coordenação Executiva
Thiago de Faria Rocha Dourado Martins
Elisângela Medeiros de Almeida

Equipe Técnica
Estudos Elétricos
Bruno César Mota Maçada
Daniel José Tavares de Souza
Dourival de Souza Carvalho Junior
Fabiano Schmidt
Igor Chaves
Luiz Felipe Froede Lorentz
Marcelo Willian Henriques Szrajbman
Maria de Fátima de Carvalho Gama
Marcos Vinícius Gonçalves da Silva Farinha
Paulo Fernando de Matos Araujo
Rafael Theodoro Alves e Mello
Rodrigo Ribeiro Ferreira
Sergio Felipe Falcão Lima
Vinicius Ferreira Martins

Análise Socioambiental
Alfredo Lima Silva
André Cassino Ferreira
André Viola Barreto
Daniel Filipe Silva
Kátia Gisele Matosinho
Leonardo de Sousa Lopes
Luciana Álvares da Silva
Thiago Galvão
Valentine Jahnel

Nº EPE-DEE-RE-014/2022-rev2
Data: 19/09/2023

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

Empresa de Pesquisa Energética	*Contrato*	*Data de assinatura*

Projeto

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Área de estudo

Estudos do Sistema de Transmissão

Sub-área de estudo

Análise Técnico-econômica

Produto (Nota Técnica ou Relatório)

EPE-DEE-RE-014/2022-rev2

Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Revisões	*Data*	*Descrição sucinta*
rev0	31/03/2022	Emissão Original
rev1	12/09/2022	Atualizações sobre as recomendações do estudo (vide descrição da pág.7)
rev2	19/09/2023	Atualizações sobre as recomendações do estudo (vide descrição da pág.8)

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

APRESENTAÇÃO

Este relatório apresenta o estudo de alternativas para expansão do sistema de transmissão da Área Norte da Região Nordeste para fazer frente à expectativa de contratação de elevados montantes de energia provenientes de empreendimentos de geração renovável na região com destaque para as usinas eólicas e solares. Este relatório corresponde ao segundo volume de um conjunto de três documentos que serão emitidos com as conclusões dos estudos de planejamento para a região Nordeste.

A análise contempla os aspectos técnicos e econômicos e aspectos socioambientais associados às obras propostas.

ATUALIZAÇÕES DA REVISÃO 1

A revisão 1 desse relatório contempla as seguintes alterações:

- ➔ Alteração da modulação da transformação 500/230 kV da SE Morada Nova, conforme análise da seção 10 e alterações associadas (Análise Técnico-Econômica 1, parâmetros dos transformadores etc);
- ➔ Alteração na forma de descrição das obras de reconfiguração do eixo em 230 kV Banabuiú - Milagres - Bom Nome e Ibiapina - Piripiri, com indicação de reaproveitamentos de ELs e atualizações associadas em tabelas e figuras etc;
- ➔ Atualização do cálculo de Curto-Circuito (Seção 11);
- ➔ Atualização dos diagramas unifilares de referência das novas subestações (Seção 18.1);
- ➔ Inclusão da recomendação de desativação dos equipamentos: (1) reatores de linha 04E2 (3x3,3Mvar), 04E3 (10 Mvar) da SE Banabuiú, (2) reatores de linha 04E1 (3x3,3Mvar),04E2 (3x3,3Mvar), 04E3 (10 Mvar) e 04ER (1x3,33 Mvar) e Compensadores Estáticos 01Q1 e 01Q2 e equipamentos associados da SE Milagres (3) reatores de linha 04E1 (3x3,3Mvar) e 04ER (1x3,33 Mvar);
- ➔ Inclusão do capítulo 13 com a otimização dos condutores das novas linhas de transmissão;
- ➔ Inclusão do capítulo 14 com a Análise de Ressonância e extinção de arco secundário;
- ➔ Alteração do condutores das LTs 500 kV Morada Nova - Pacatuba e Boa Esperança - Graça Aranha e LTs 230 kV Banabuiú - Morada Nova e Morada Nova - Russas II e atualizações associadas (tabelas, parâmetros etc);

ATUALIZAÇÕES DA REVISÃO 2

A revisão 2 desse relatório contempla as seguintes alterações:

- ➔ Ajuste na numeração do reator de barra na SE Pacatuba na Tabela 3-2 e Tabela 3-4. O reator remanejado da LT Quixadá – Fortaleza II para a barra da SE Pacatuba trata-se do 2º reator de barra dessa subestação;
- ➔ Ajustes das extensões das linhas de transmissão recomendadas conforme relatórios R3 (Tabela 3-1);
- ➔ Ajustes na Seção 13, de avaliação técnico-econômica de linhas de transmissão;
- ➔ Revisão dos diagramas unifilares de referência das novas subestações (Seção 18.1);
- ➔ Retificação dos parâmetros e capacidades de linhas de transmissão na Tabela 18-2;
- ➔ Condicionamento das obras que envolvem a SE Gameleira à efetiva entrada em operação dos empreendimentos de geração associados a essa subestação;
- ➔ Ajustes nas Fichas PET em função das alterações de extensões de linha conforme relatórios R3 e alteração na quantidade de IBs da SE Teresina IV em função da revisão do diagrama unifilar de referência;

SUMÁRIO

Sumário **9**
ÍNDICE DE FIGURAS **14**
ÍNDICE DE TABELAS **23**
1 INTRODUÇÃO **25**
1.1 Considerações Iniciais 25
1.2 Objetivo 28
1.3 Abordagem Adotada 28
2 CONCLUSÕES **30**
3 RECOMENDAÇÕES **35**
4 DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS **51**
4.1 Critérios Básicos 51
4.2 Base de Dados 51
4.3 Limites Operativos 51
4.3.1 Tensão Nominal 51
4.3.2 Carregamento 52
4.4 Parâmetros Econômicos 52
4.5 Cenários de Geração e Intercâmbio Energético 52
4.6 Patamares de Carga 58
4.7 Representação da Geração Indicativa 58
5 DIAGNÓSTICO **63**
6 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS **70**
6.1 Obras comuns a todas as análises técnico-econômicas 72
6.2 Análise Técnico-Econômica 1 – Região de influência das subestações Banabuiú, Russas II e Mossoró II 72
6.2.1 Alternativa 1 72
6.2.2 Alternativa 2 74
6.2.3 Alternativa 3 75
6.2.4 Obras comuns da Análise 1 76
6.3 Análise Técnico-Econômica 2 – Localização da SE Seccionadora Piauí 77
6.3.1 Alternativa 1 77
6.3.2 Alternativa 2 78
6.3.3 Alternativa 3 79
6.3.4 Obras comuns da Análise 2 80
6.4 Análise Técnico-Econômica 3 – Solução para a sobrecarga na transformação 500/230 kV da SE Boa Esperança 81

6.4.1 Alternativa 1 81
6.4.2 Alternativa 2 81
6.4.3 Obras comuns 81
6.5 Análise Técnico-Econômica 4 – Reconfiguração do eixo em 230 kV entre as subestações Banabuiú, Milagres e Bom Nome 82
6.5.1 Alternativa 1 84
6.5.2 Alternativa 2 85
6.5.3 Obras comuns da Análise 4 86
7 ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE 87
7.1 Análise Técnico-Econômica 1 - Região de influência das subestações Banabuiú, Russas II e Mossoró II 87
7.1.1 Alternativa 1 87
7.1.2 Alternativa 2 95
7.1.3 Alternativa 3 103
7.2 Análise Técnico-Econômica 2 - Localização da SE Seccionadora Piauí 111
7.2.1 Alternativa 1 111
7.2.2 Alternativa 2 116
7.2.3 Alternativa 3 122
7.3 Análise Técnico-Econômica 3 - Solução para a sobrecarga na transformação 500/230 kV da SE Boa Esperança 128
7.3.1 Alternativa 1 128
7.3.2 Alternativa 2 135
7.4 Análise Técnico-Econômica 4 - Reconfiguração do eixo em 230 kV entre as subestações Banabuiú, Milagres e Bom Nome 142
7.4.1 Alternativa 1 142
7.4.2 Alternativa 2 145
7.4.3 Avaliação de sensibilidade de margens de escoamento para as alternativas de reconfiguração propostas na Análise Técnico-Econômica 4 147
7.5 Configuração recomendada 149
8 ANÁLISE ECONÔMICA 154
9 ANÁLISE DE SOBRETENSÕES À FREQUÊNCIA INDUSTRIAL 60 HZ 156
9.1 Corredor 500 kV Quixadá – Crateús – Teresina IV 156
9.1.1 Energização 156
9.1.2 Rejeição 158
9.2 LT 500 kV Teresina IV – Graça Aranha 160
9.2.1 Energização 160
9.2.2 Rejeição 161

9.3 LT 500 kV Tianguá II – Teresina IV C1 e C2 161
9.3.1 Energização 161
9.3.2 Rejeição 162
9.4 LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – São João do Piauí II 163
9.4.1 Energização 163
9.4.2 Rejeição 164
9.5 LT 500 kV São João do Piauí II – Ribeiro Gonçalves C3 165
9.5.1 Energização 165
9.5.2 Rejeição 165
9.6 LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C3 166
9.6.1 Energização 166
9.6.2 Rejeição 166
9.7 LT 500 kV Açu III – Morada Nova 167
9.7.1 Energização 167
9.7.2 Rejeição 167
9.8 LT 500 kV Quixadá – Pacatuba 168
9.8.1 Energização 168
9.8.2 Rejeição 168
9.9 LT 500 kV Boa Esperança – Graça Aranha 169
9.9.1 Energização 169
9.9.2 Rejeição 169
9.10 LT 500 kV Morada Nova – Pacatuba 170
9.10.1 Energização 170
9.10.2 Rejeição 170
10 Análise de sensibilidade – Modulação dos transformadores da SE Morada Nova 171
11 CURTO-CIRCUITO 173
12 RECOMENDAÇÕES PARA RELATÓRIOS R2 177
12.1 Linhas de Transmissão 177
12.1.1 LT 500 kV Quixadá – Crateús, C1 177
12.1.2 LT 500 kV Crateús – Teresina IV, C1 178
12.1.3 LT 500 kV São João do Piauí II – Ribeiro Gonçalves, C3 178
12.1.4 LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas, C3 178
12.1.5 LT 500 kV Teresina IV – Graça Aranha, C1 178
12.1.6 LT 500 kV Curral Novo Piauí II – São João do Piauí II, C1 179
12.1.7 LT 500 kV Boa Esperança – Graça Aranha, C1 179
12.1.8 LT 500 kV Morada Nova – Pacatuba, C1 179
12.1.9 LT 230 kV Banabuiú – Morada Nova, C1 179

12.1.10 LT 230 kV Morada Nova – Russas II, C1 179
12.1.11 LT 230 kV Alex – Morada Nova, C1 179
12.1.12 LT 230 kV Araticum (Mauriti) – Milagres, C2 180
12.1.13 LT 230 kV Gameleira – Milagres, C2 e C3 180
12.1.14 LT 230 kV Banabuiú – Milagres, C4 180
12.1.15 LT 230 kV Ibiapina – Piripiri, C3 180
12.2 Seccionamentos de Linhas de Transmissão 180
12.2.1 Seccionamentos de LT existentes sem compensação reativa prévia 181
12.2.2 Seccionamentos em LT existentes com compensação reativa prévia 181
12.3 Transformadores 183
12.3.1 SE Morada Nova 500/230 kV 183
12.3.2 SE Boa Esperança 500/230 kV 184
13 AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS EM CORRENTE ALTERNADA 185
13.1 Critérios Para Análises Elétricas e Comparações Econômicas 190
13.2 Avaliações Econômicas 190
13.2.1 Seleção dos cabos condutores do conjunto 01 190
13.2.2 Seleção dos cabos condutores do conjunto 02 191
13.2.3 Seleção dos cabos condutores do conjunto 3 192
13.3 Características Técnicas da Solução de Referência 195
13.3.1 Características elétricas e construtivas do conjunto 1 196
13.3.2 Características elétricas e construtivas do conjunto 2 197
13.3.3 Características elétricas e construtivas do conjunto 3 198
13.3.4 Estimativas iniciais para faixa de segurança de LT novas ou a serem reconstruídas 201
14 ANÁLISE DE RESSONÂNCIA E EXTINÇÃO DE ARCO SECUNDÁRIO 202
15 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL 203
16 REFERÊNCIAS 204
17 EQUIPE TÉCNICA 205
18 ANEXOS 206
18.1 Caracterização das subestações novas 206
18.2 Parâmetros dos Equipamentos 212
18.3 Diferencial de Perdas das Alternativas 215
18.4 Plano de Obras e Estimativa de Investimentos 221
18.5 Formulários de Consultas sobre a Viabilidade de Expansões da Subestação 244
18.5.1 Subestação Quixadá 244
18.5.2 Subestação Teresina II 249
18.5.3 Subestação Curral Novo do Piauí II 254

18.5.4 Subestação Ribeiro Gonçalves 258
18.5.5 Subestação Colinas 263
18.5.6 Subestação Boa Esperança 268
18.5.7 Subestação Banabuiú 273
18.5.8 Subestação Russas II 279
18.5.9 Subestação Alex 284
18.5.10 LT 230 kV Banabuiú – Russas II C1 289
18.5.11 Subestação Milagres 293
18.5.12 Subestação Icó 298
18.5.13 Subestação Gameleira 303
18.5.14 LT Banabuiú – Milagres C1 308
18.5.15 LT Banabuiú – Milagres C3 311
18.5.16 Subestação Araticum 314
18.5.17 Subestação Abaiara 319
18.5.18 Consultas de disponibilidade de vãos - LEN A-5 e A-6 de 2022 - Subestações Chesf 326
18.6 Fichas PET 331
18.7 Tabelas de Comparação R1xR4 367
18.7.1 Fichas para verificação de adequação dos relatórios R4 em relação ao relatório R1 367

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 – Expansão indicativa da geração renovável solar e eólica prevista no PDE 2030 para a Região Nordeste – Cenários de Referência e Superior 25
Figura 1-2 – Estratégia de elaboração de estudos e cronograma de emissão de relatórios. 26
Figura 1-3 – Áreas de abrangência dos estudos de escoamento de geração da região Nordeste. 27
Figura 1-4 – Sistema de Transmissão da Área Norte da Região Nordeste 28
Figura 2-1 – Eixos de Transmissão avaliados entre os estados do Ceará, Piauí, Maranhão e Tocantins. 30
Figura 3-1 – Diagrama Eletrogeográfico da solução recomendada 44
Figura 3-2 – Diagrama Esquemático da solução recomendada 45
Figura 3-3 – Detalhes da nova SE 500/230 kV Morada Nova 46
Figura 3-4 - Detalhes da reconfiguração do eixo Banabuiú - Milagres230 kV 47
Figura 3-5 - Detalhes da reconfiguração do eixo Milagres - Bom Nome 230 kV 48
Figura 3-6 - Detalhes da conexão da nova SE 500kV São João do Piauí II 49
Figura 3-7 - Detalhes do remanejamento dos reatores de linha das LTs 500 KV Teresina II – Tianguá II C1 e C2 50
Figura 4-1 – Representação dos clusters de geração indicativa no subsistema Nordeste. 58
Figura 5-1 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência da LT 500 kV Pacatuba - Pecém II C1 64
Figura 5-2 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência da LT 500 kV Fortaleza II - Pecém II C2 64
Figura 5-3 – Cenário 4 – Carga Mínima – Regime Normal de Operação 65
Figura 5-4 – Cenário 4 – Carga Mínima – Regime Normal de Operação 65
Figura 5-5 – Cenário 4 – Carga Mínima – Regime Normal de Operação 66
Figura 5-6 – Cenário 4 – Carga Mínima – Regime Normal de Operação 66
Figura 5-7 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência da LT 500 kV São João do Piauí – Sobradinho C1 67
Figura 5-8 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – S. J. Piauí C1 67
Figura 5-9 – Cenário 4 – Carga Mínima – Regime Normal de Operação 68
Figura 5-10 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Boa Esperança – Presidente Dutra – Ano 2030 – (Carregamento % da capacidade de emergência) 68
Figura 5-11 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Boa Esperança – Presidente Dutra – Ano 2030 – Geração adicional no seccionamento da LT 500 kV S.J. Piauí – Boa Esperança - (Carregamento % da capacidade de emergência) 69
Figura 6-1 – Eixos de Transmissão 70
Figura 6-2 – Alternativa 1 73
Figura 6-3 – Alternativa 2 75
Figura 6-4 – Alternativa 3 76
Figura 6-5 – Alternativa 1 78
Figura 6-6 – Alternativa 2 79

Figura 6-7 – Alternativa 3 80
Figura 6-8 – Alternativa 1 84
Figura 6-9 – Alternativa 2 85
Figura 7-1 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Regime Normal de Operação – 2028 87
Figura 7-2 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Açu III – Morada Nova – 2028 88
Figura 7-3 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Morada Nova – Quixadá – 2028 88
Figura 7-4 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência ATR 500/230 kV SE Morada Nova – 2028 89
Figura 7-5 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 230 kV Alex – Morada Nova C1 - 2028 89
Figura 7-6 – Cenário 1 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média - Contingência LT 230 kV Morada Nova – Russas II C1 – 2028 90
Figura 7-7 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Jaguaruana – Pacatuba – 2028 90
Figura 7-8 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Regime normal de operação – 2030 91
Figura 7-9 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Açu III – Morada Nova – 2030 91
Figura 7-10 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Morada Nova – Quixadá – 2030 92
Figura 7-11 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média– Contingência ATR 500/230 kV SE Morada Nova – 2030 92
Figura 7-12 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 230 kV Alex – Morada Nova – 2030 93
Figura 7-13 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 230 kV Morada Nova – Russas II – 2030 93
Figura 7-14 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência da LT 500 kV Jaguaruana II - Pacatuba – 2030 94
Figura 7-15 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Morada Nova – Pacatuba – 2030 94
Figura 7-16 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Regime normal de operação – 2028 95
Figura 7-17 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Açu III – Morada Nova – 2028 95
Figura 7-18 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Morada Nova – Quixadá – 2028 96
Figura 7-19 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência ATR 500/230 kV SE Morada Nova – 2028 96
Figura 7-20 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 230 kV Alex – Morada Nova – 2028 97
Figura 7-21 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 230 kV Morada Nova – Russas II – 2028 97

Figura 7-22 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Jaguaruana II – Pacatuba – 2028 98
Figura 7-23 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Regime normal de operação – 2030 98
Figura 7-24 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Açu III – Morada Nova – 2030 99
Figura 7-25 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Morada Nova – Quixadá – 2030 99
Figura 7-26 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência ATR 500/230 kV SE Morada Nova – 2030 100
Figura 7-27 Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 230 kV Alex – Morada Nova – 2030 100
Figura 7-28 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 230 kV Morada Nova – Russas II – 2030 101
Figura 7-29 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Jaguaruana II – Pacatuba – 2030 101
Figura 7-30 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Morada Nova – Pacatuba – 2030 102
Figura 7-31 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Regime normal de operação – 2028 103
Figura 7-32 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Açu III – Morada Nova – 2028 103
Figura 7-33 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Morada Nova – Quixadá – 2028 104
Figura 7-34 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência ATR 500/230 kV SE Morada Nova – 2028 104
Figura 7-35 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 230 kV Alex – Morada Nova – 2028 105
Figura 7-36 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 230 kV Morada Nova – Russas II – 2028 105
Figura 7-37 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Jaguaruana II - Pacatuba – 2028 106
Figura 7-38 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Regime normal de operação – 2030 106
Figura 7-39 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Açu III – Morada Nova – 2030 107
Figura 7-40 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Morada Nova – Quixadá – 2030 107
Figura 7-41 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência ATR 500/230 kV SE Morada Nova – 2030 108
Figura 7-42 – Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 230 kV Alex – Morada Nova – 2030 108
Figura 7-43 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 230 kV Morada Nova – Russas II – 2030 109
Figura 7-44 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Jaguaruana II – Pacatuba – 2030 109
Figura 7-45 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Morada Nova – Pacatuba – 2030 110

Figura 7-46 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Regime normal de operação – 2028 111
Figura 7-47 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – Ribeira do Piauí – 2028 111
Figura 7-48 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeira do Piauí – Ribeiro Gonçalves – 2028 111
Figura 7-49 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C3 – 2028.....112
Figura 7-50 - Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – São João do Piauí – 2028 112
Figura 7-51 - Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí – Boa Esperança – 2028 112
Figura 7-52 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves C1 – 2028 113
Figura 7-53 - Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas – 2028 113
Figura 7-54 - Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Regime normal de operação – 2030 113
Figura 7-55 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – Ribeira do Piauí – 2030 114
Figura 7-56 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeira do Piauí – Ribeiro Gonçalves – 2030 114
Figura 7-57 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C3 – 2030.....115
Figura 7-58 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – São João do Piauí – 2030 115
Figura 7-59 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí – Boa Esperança – 2030 115
Figura 7-60 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves C1 – 2030 115
Figura 7-61 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas – 2028 116
Figura 7-62 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Regime normal de operação – 2028 116
Figura 7-63 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – Ribeira do Piauí – 2028 116
Figura 7-64 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeira do Piauí – Ribeiro Gonçalves – 2028 117
Figura 7-65 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C3 – 2028.....117
Figura 7-66 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – São João do Piauí – 2028 117
Figura 7-67 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí – Boa Esperança – 2028 118
Figura 7-68 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeira do Piauí – Boa Esperança – 2028 118

Figura 7-69 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves C1 – 2028 118

Figura 7-70 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas – 2028 119

Figura 7-71 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Regime normal de operação – 2030 119

Figura 7-72 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – Ribeira do Piauí – 2030 119

Figura 7-73 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeira do Piauí – Ribeiro Gonçalves – 2030 120

Figura 7-74 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C3 – 2030 120

Figura 7-75 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – São João do Piauí – 2030 120

Figura 7-76 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí – Boa Esperança – 2030 121

Figura 7-77 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeira do Piauí – Boa Esperança – 2028 121

Figura 7-78 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves C1 – 2030 121

Figura 7-79 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas – 2028 122

Figura 7-80 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Regime normal de operação – 2028 122

Figura 7-81 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – São João do Piauí II – 2028 122

Figura 7-82 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí II – Ribeiro Gonçalves – 2028 123

Figura 7-83 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C3 – 2028 123

Figura 7-84 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – São João do Piauí – 2028 123

Figura 7-85 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí – Boa Esperança – 2028 124

Figura 7-86 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí – São João do Piauí II C1 – 2028 124

Figura 7-87 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí II – Ribeiro Gonçalves C1 – 2028 124

Figura 7-88 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C1 – 2028 125

Figura 7-89 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Regime normal de operação – 2030 125

Figura 7-90 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – São João do Piauí II – 2030 125

Figura 7-91 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí II – Ribeiro Gonçalves – 2030 126

Figura 7-92 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C3 – 2030.....126

Figura 7-93 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – São João do Piauí – 2030.....126

Figura 7-94 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí – Boa Esperança – 2030.....127

Figura 7-95 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí – São João do Piauí II C1 – 2030.....127

Figura 7-96 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí II – Ribeiro Gonçalves C1 – 2030.....127

Figura 7-97 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C1 – 2030.....128

Figura 7-98 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência Regime normal de operação – 2028.....128

Figura 7-99 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Boa Esperança – Presidente Dutra – 2028.....129

Figura 7-100 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Boa Esperança – Teresina IV – 2028.....129

Figura 7-101 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí – Boa Esperança – 2028.....130

Figura 7-102 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Regime normal de operação – 2030.....130

Figura 7-103 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Boa Esperança – Presidente Dutra – 2030.....131

Figura 7-104 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Boa Esperança – Teresina IV – 2030.....131

Figura 7-105 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí – Boa Esperança – 2030.....132

Figura 7-106 – Cenário 2 - Carga Média – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência Regime normal de operação – 2030 - Com UFV Sol de Itaueira.....132

Figura 7-107 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Boa Esperança – Presidente Dutra – 2030 - Com UFV Sol de Itaueira.....133

Figura 7-108 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Boa Esperança – Teresina IV – 2030 - Com UFV Sol de Itaueira.....133

Figura 7-109 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Sol de Itaueira –Boa Esperança – 2030.....134

Figura 7-110 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Sol de Itaueira – São João do Piauí – 2030.....134

Figura 7-111 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência Regime normal de operação – 2028.....135

Figura 7-112 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Boa Esperança – Presidente Dutra – 2028.....135

Figura 7-113 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Boa Esperança – Graça Aranha – 2028.....136

Figura 7-114 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí – Boa Esperança 136

Figura 7-115 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência Regime normal de operação – 2030.....137

Figura 7-116 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Boa Esperança – Presidente Dutra – 2030.....137

Figura 7-117 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Boa Esperança – Graça Aranha – 2030 138

Figura 7-118 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí – Boa Esperança 138

Figura 7-119 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência Regime normal de operação – 2030 - Com UFV Sol de Itaueira.....139

Figura 7-120 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Boa Esperança – Presidente Dutra – 2030 - Com UFV Sol de Itaueira.....139

Figura 7-121 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Boa Esperança – Graça Aranha – 2030 - Com UFV Sol de Itaueira 140

Figura 7-122 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Sol de Itaueira – São João do Piauí – 2030 140

Figura 7-123 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Sol de Itaueira –Boa Esperança – 2030.....141

Figura 7-124 – Alternativa 1 – Cenário 2 - Carga Média – Regime normal de operação – 2028.....142

Figura 7-125 – Alternativa 1 – Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 230 kV Araticum (Mauriti) – Milagres C1 – 2028.....142

Figura 7-126 – Alternativa 1 – Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 230 kV Abaiara – Milagres C1 – 2028.....142

Figura 7-127 – Alternativa 1 – Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 230 kV Abaiara – Crato II – 2028.....143

Figura 7-128 – Alternativa 1 – Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 230 kV ATR 500/230 kV SE Milagres – 2028.....143

Figura 7-129 – Alternativa 1 – Cenário 2 - Carga Média – Regime normal – 2028.....143

Figura 7-130 – Alternativa 1 – Cenário 2 - Carga Média - Contingência LT 230 kV Araticum (Mauriti) – Milagres C1 – 2030.....143

Figura 7-131 – Alternativa 1 – Cenário 2 - Carga Média - Contingência LT 230 kV Abaiara – Milagres C1 – 2030.....144

Figura 7-132 – Alternativa 1 – Cenário 2 - Carga Média - Contingência LT 230 kV Abaiara – Crato II – 2030.....144

Figura 7-133 – Alternativa 1 – Cenário 2 - Carga Média - Contingência ATR 500/230 kV SE Milagres – 2030.....144

Figura 7-134 – Alternativa 2 – Cenário 2 - Carga Média – Regime normal de operação – 2028.....145

Figura 7-135 – Alternativa 2 – Cenário 2 - Carga Média – Contingência da LT 230 kV Araticum (Mauriti) – Milagres C1 – 2028.....145

Figura 7-136 – Alternativa 2 – Cenário 2 - Carga Média – Contingência da LT 230 kV Araticum (Mauriti) - Abaiara – 2028 145

Figura 7-137 – Alternativa 2 – Cenário 2 - Carga Média – Contingência da LT 230 kV Abaiara - Milagres – 2028 146
Figura 7-138 – Alternativa 2 – Cenário 2 - Carga Média – Contingência ATR 500/230 kV SE Milagres – 2028 146
Figura 7-139 – Alternativa 2 – Cenário 2 - Carga Média – Regime normal de operação – 2030 146
Figura 7-140 – Alternativa 2 – Cenário 2 - Carga Média – Contingência da LT 230 kV Araticum (Mauriti) – Milagres C1 – 2030 146
Figura 7-141 – Alternativa 2 – Cenário 2 - Carga Média – Contingência da LT 230 kV Araticum (Mauriti) - Abaiara – 2030 147
Figura 7-142 – Alternativa 2 – Cenário 2 - Carga Média – Contingência da LT 230 kV Abaiara - Milagres – 2030 147
Figura 7-143 – Alternativa 2 – Cenário 2 - Carga Média – Contingência ATR 500/230 kV SE Milagres – 2028 147
Figura 7-144 – Cenário 2 – Carga Média – Regime normal de operação – Ano 2028 149
Figura 7-145 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Quixadá - Crateús – Ano 2028 150
Figura 7-146 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Teresina IV – Graça Aranha – Ano 2028 150
Figura 7-147 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Teresina IV – Teresina II – Ano 2028 151
Figura 7-148 – Cenário 2 – Carga Média – Regime normal de operçaão – Ano 2030 151
Figura 7-149 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Quixadá – Crateús – Ano 2030 152
Figura 7-150 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Teresina IV – Graça Aranha – Ano 2030 152
Figura 7-151 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Teresina IV – Teresina II– Ano 2030 153
Figura 9-1 Energização do corredor – sentido Quixadá – Crateús - Teresina IV C1 157
Figura 9-2 Energização do corredor – sentido Quixadá – Crateús - Teresina IV C1 158
Figura 9-3 Rejeição simples da LT 500 kV Quixadá - Crateús C1 159
Figura 9-4 Rejeição simples da LT 500 kV Teresina IV - Crateús C1 160
Figura 9-5 Energização da LT 500 kV Teresina IV – Graça Aranha C1 161
Figura 9-6 Rejeição da LT 500 kV Teresina IV – Graça Aranha C1 161
Figura 9-7 Energização da LT 500 kV Tianguá – Teresina IV C1 (C2 desligado) 162
Figura 9-8 Energização da LT 500 kV Tianguá – Teresina IV C1 (C2 ligado) 162
Figura 9-9 Rejeição simples da LT 500 kV Tianguá – Teresina IV C1 (C2 desligado) 163
Figura 9-10 Rejeição simples da LT 500 kV Tianguá – Teresina IV C1 (C2 ligado) 163
Figura 9-11 Rejeição dupla da LT 500 kV Tianguá – Teresina IV C1 e C2 163
Figura 9-12 Energização da LT 500 kV Curral Novo do Piauí – São João do Piauí II C1 164
Figura 9-13 Rejeição da LT 500 kV Curral Novo do Piauí – São João do Piauí II C1 164
Figura 9-14 Energização da LT 500 kV São João do Piauí II – Ribeiro Gonçalves C1 165

Figura 9-15 Rejeição da LT 500 kV São João do Piauí II – Ribeiro Gonçalves C1 165
Figura 9-16 Energização da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C1 166
Figura 9-17 Rejeição da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C1 166
Figura 9-18 Energização da LT 500 kV Açu III – Morada Nova C1 167
Figura 9-19 Rejeição da LT 500 kV Açu III – Morada Nova C1 167
Figura 9-20 Energização da LT 500 kV Quixadá – Pacatuba C1 168
Figura 9-21 Rejeição da LT 500 kV Quixadá – Pacatuba C1 168
Figura 9-22 Energização da LT 500 kV Boa Esperança – Graça Aranha C1 169
Figura 9-23 Rejeição da LT 500 kV Boa Esperança – Graça Aranha C1 169
Figura 9-24 Energização da LT 500 kV Morada Nova – Pacatuba C1 170
Figura 9-25 Rejeição da LT 500 kV Morada Nova – Pacatuba C1 170
Figura 10-1 - Modulação da transformação da SE Morada Nova - Alternativa A 172
Figura 10-2 - Modulação da transformação da SE Morada Nova - Alternativa B 172
Figura 13-1 Análise de sensibilidade quanto à variação do carregamento e o impacto no custo total da solução para a LT 230 kV Araticum – Milagres C2 194
Figura 13-2 Análise de sensibilidade quanto à variação do carregamento e o impacto no custo total da solução para a LT 230 kV Alex – Morada Nova C1 195
Figura 13-3 Dados técnicos básicos das LT do conjunto 1, 500 kV em SIL elevado 196
Figura 13-4 Dados técnicos básicos das LT do conjunto 2 198
Figura 13-5 Dados técnicos básicos das LT do conjunto 3 200
Figura 18-1 SE 500/230 Crateús 208
Figura 18-2 SE 500/230 kV Teresina IV 209
Figura 18-3 SE 500/230 kV São João do Piauí II 210
Figura 18-4 SE 500/230 kV Morada Nova 211

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3-1 – Principais obras em linhas de transmissão (extensões revisadas conforme relatórios R3) 35
Tabela 3-2 – Principais obras em subestações de Rede Básica 36
Tabela 3-3 – Compartilhamento de fases reserva de Reatores de Linha 39
Tabela 3-4 – Compartilhamento de fases reserva de Reatores de Barra 39
Tabela 4-1 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão 51
Tabela 4-2 – Cenário 1 - Norte e Nordeste Úmidos - Exportadores 54
Tabela 4-3 – Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos - Exportadores 55
Tabela 4-4 – Cenário 3 - Norte Úmido - Nordeste Máximo Importador 56
Tabela 4-5 – Cenário 4 – Geração Intermediária - Intercâmbio Baixo 57
Tabela 4-6 – Potenciais Indicativos Considerados 60
Tabela 7-1 - Margens de escoamento - Análise 4 148
Tabela 8-1 – Custo de investimento e perdas (R$ x 1000) 154
Tabela 8-2 – Custo de investimento e perdas (R$ x 1000) 154
Tabela 8-3 – Custo de investimento e perdas (R$ x 1000) 155
Tabela 8-4 – Custo de investimento e perdas (R$ x 1000) 155
Tabela 11-1 – Níveis de Curto-Circuito Máximo 174
Tabela 12-1 Relação de linhas ou troncos de transmissão recomendados para elaboração de relatório R2 177
Tabela 12-2 Relação de transformadores recomendados para elaboração de relatório R2 183
Tabela 13-1 Grupo de LT que compõem o conjunto 1 185
Tabela 13-2 Grupo de LT que compõem o conjunto 2 185
Tabela 13-3 Grupo de LT que compõem o conjunto 3ab 186
Tabela 13-4 Parâmetros elétricos propostos para a LT 230 kV Ibiapina – Piripiri C3, conforme dados do C2 186
Tabela 13-5 Dados do ambiente para os conjuntos 1 e 2 187
Tabela 13-6 Dados do ambiente para o conjunto 3 188
Tabela 13-7 Dados para avaliação econômica 188
Tabela 13-8 Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas 189
Tabela 13-9 Dados do sistema – Fluxos máximos observados para diferentes cenários operativos 189
Tabela 13-10 Configurações com menor custo total – otimização global LT conjunto 1 191
Tabela 13-11 Configurações com menor custo total – otimização global LT conjunto 2 192
Tabela 13-12 Configurações com menor custo total – otimização LT região de Milagres 193
Tabela 13-13 Configurações com menor custo total – otimização LT região de Morada Nova 195
Tabela 13-14 Características elétricas básicas das LT do conjunto 1 196
Tabela 13-15 Coordenadas da silhueta típica das LT do conjunto 1 197
Tabela 13-16 Coordenadas relativas dos subcondutores das LT do conjunto 1 197

Tabela 13-17 Características elétricas básicas das LT que compõem o conjunto 2 197
Tabela 13-18 Coordenadas da silhueta típica das LT que compõem o conjunto 1 198
Tabela 13-19 Características elétricas básicas das LT do conjunto 3 199
Tabela 13-20 Coordenadas da silhueta típica das LT do conjunto 3 199
Tabela 13-21 Estimativas iniciais para faixa de segurança 201
Tabela 18-1 Previsão de expansão das subestações novas 206
Tabela 18-2 – Características Elétricas das Linhas de Transmissão Recomendadas 212
Tabela 18-3 – Alternativa 2 - Características Elétricas dos Seccionamentos de Linhas de Transmissão 213
Tabela 18-4 - Parâmetros dos novos transformadores.....214
Tabela 18-5 - Perdas Elétricas [MW] – Análise Técnico-econômica 1 215
Tabela 18-6 - Perdas Elétricas [MW] – Análise Técnico-econômica 2 216
Tabela 18-7 - Perdas Elétricas [MW] – Análise Técnico-econômica 3 217
Tabela 18-8 - Perdas Elétricas [MW] – Análise Técnico-econômica 4 218
Tabela 18-9 - Diferencial de Perdas Elétricas [MW] – Análise Técnico-econômica 1 219
Tabela 18-10 - Diferencial de Perdas Elétricas [MW] – Análise Técnico-econômica 2.....219
Tabela 18-11 - Diferencial de Perdas Elétricas [MW] – Análise Técnico-econômica 3.....219
Tabela 18-12 - Diferencial de Perdas Elétricas [MW] – Análise Técnico-econômica 4.....220
Tabela 18-13 - Plano de obras e estimativa de investimentos – Análise 1 - Alternativa 1.....221
Tabela 18-14 - Plano de obras e estimativa de investimentos – Análise 1 - Alternativa 2.....224
Tabela 18-15 - Plano de obras e estimativa de investimentos – Análise 1 - Alternativa 3.....227
Tabela 18-16 - Plano de obras e estimativa de investimentos – Análise 2 - Alternativa 1.....230
Tabela 18-17 - Plano de obras e estimativa de investimentos – Análise 2 - Alternativa 2.....232
Tabela 18-18 - Plano de obras e estimativa de investimentos – Análise 2 – Alternativa 3 234
Tabela 18-19 - Plano de obras e estimativa de investimentos – Análise 3 - Alternativa 1.....236
Tabela 18-20 - Plano de obras e estimativa de investimentos – Análise 3 - Alternativa 2.....237
Tabela 18-21 - Plano de obras e estimativa de investimentos – Análise 4 - Alternativa 1.....238
Tabela 18-22 - Plano de obras e estimativa de investimentos – Análise 4 - Alternativa 2.....240
Tabela 18-23 - Plano de obras e estimativa de investimentos – Obras comuns a todas as Análises Técnico-econômicas.....242

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

As avaliações documentadas pela EPE no âmbito dos relatórios de diagnóstico regional da rede elétrica Ref.[2] e das interligações regionais Ref. [3] identificaram a necessidade de se realizar estudos de planejamento da expansão da transmissão com o objetivo de recomendar reforços estruturais no sistema de transmissão capazes de aumentar a confiabilidade do atendimento à demanda local e atender à forte expansão de oferta de geração renovável, em especial das fontes solar e eólica, prevista para ocorrer na região Nordeste nos próximos anos.

Levando-se em consideração os cenários de expansão previstos no Plano Decenal de Energia 2030 – PDE 2030 - apresentados na Figura 1-1 a seguir, a expansão indicativa da geração renovável na região Norte/Nordeste alcança montantes da ordem de 2800MW anuais no período 2026-2033 para o Cenário de Referência ou 4800MW anuais no Cenário Superior.

Essa taxa de crescimento de geração significa ampliar a capacidade instalada de fontes renováveis dessa região em cerca de 23GW no Cenário de Referência ou 38GW no Cenário Superior, totalizando uma capacidade instalada total de cerca de 57GW ou 72GW, nas regiões Norte e Nordeste, a depender do cenário analisado. É importante destacar que na projeção apresentada já são considerados como potenciais existentes aproximadamente 34GW de geração renovável solar e eólica com entrada em operação prevista até o ano 2025 e que já tinham iniciado o processo de Parecer de Acesso e/ou já tinham assinado os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão ou Distribuição (CUST/CUSD)[1].

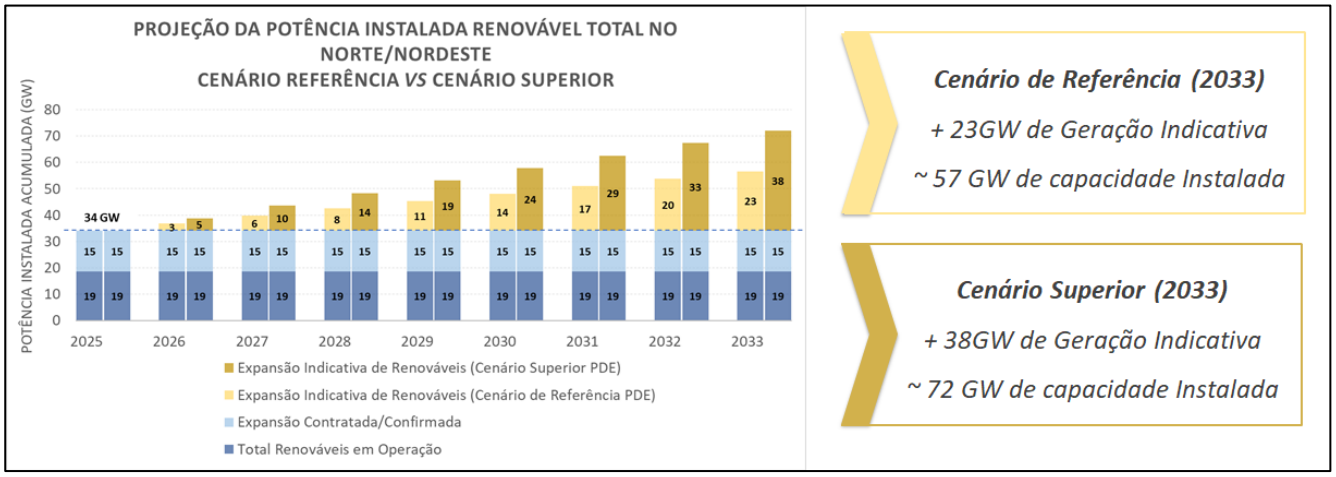


Figura 1-1 – Expansão indicativa da geração renovável solar e eólica prevista no PDE 2030 para a Região Nordeste – Cenários de Referência e Superior

No caso específico deste estudo, as simulações realizadas adotaram os montantes máximos de geração previstos no Cenário de Referência do PDE 2030 para fins de dimensionamento das expansões da malha de Rede Básica da Região Nordeste. Com esse aumento expressivo de capacidade instalada

[1] A data de referência utilizada para consideração com potencial "existente" foi 19/04/2021.

tornou-se necessário adotar uma estratégia específica de desenvolvimento dos estudos de planejamento da transmissão que permitisse harmonizar as soluções propostas para a expansão dos sistemas regionais com as expansões vislumbradas para as interligações regionais.

Neste sentido, as análises regionais e as análises de interligações foram conduzidas em paralelo e de forma integrada, conforme mostra a Figura 1-2 a seguir. Do ponto de vista documental, as análises foram subdivididas em subprodutos, contendo as conclusões e recomendações para sua macro área correspondente, sendo o presente documento relativo ao estudo (C) da Figura 1-2.

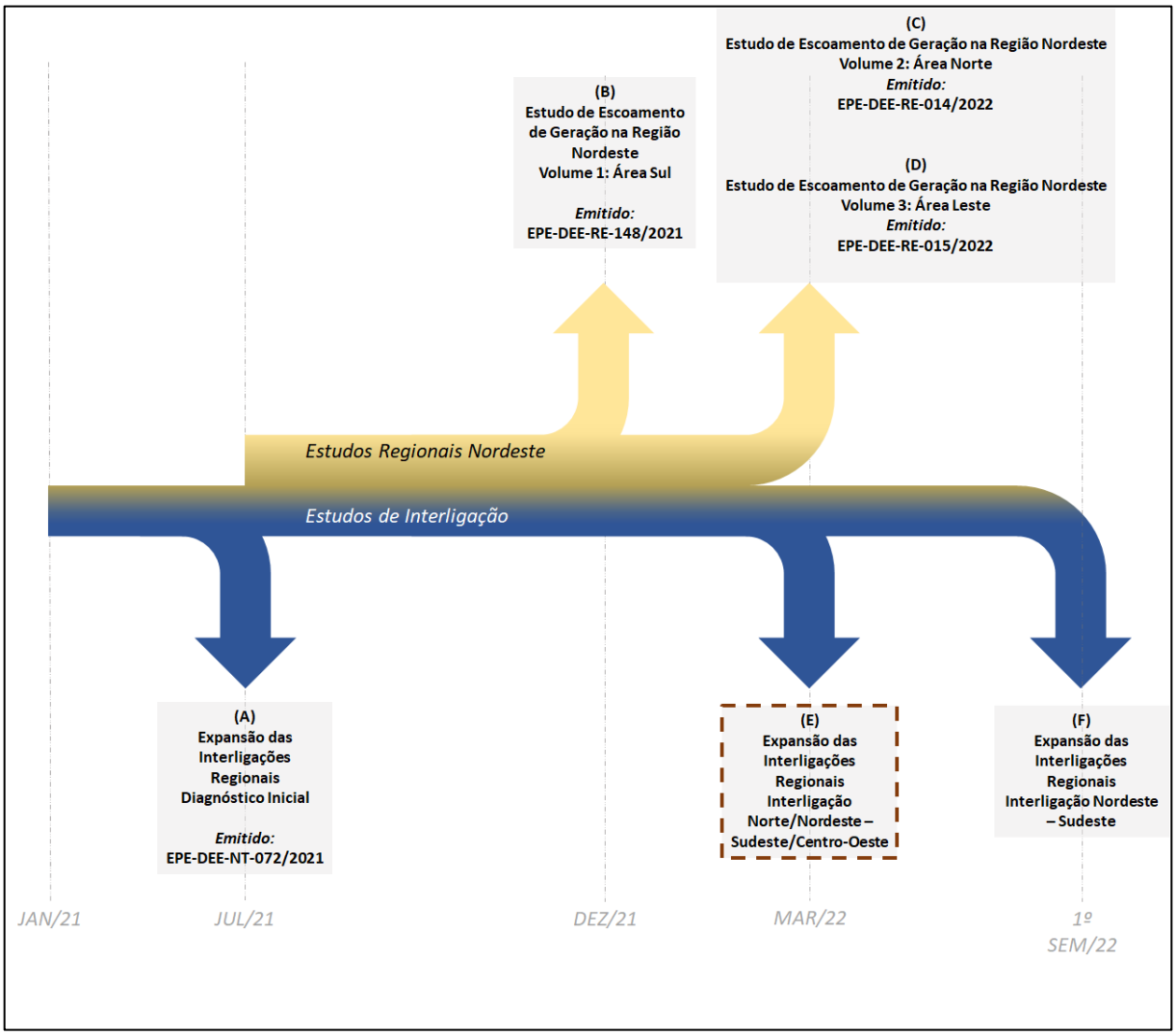


Figura 1-2 – Estratégia de elaboração de estudos e cronograma de emissão de relatórios.

No caso específico dos estudos regionais, a estratégia adotada pela EPE, ilustrada na Figura 1-3 consistiu em dividir as avaliações dos estudos regionais em três macro áreas denominadas áreas Norte, Leste e Sul da região Nordeste. A área Norte engloba o sistema de transmissão dos estados do Piauí e Ceará, a área Sul inclui os estados da Bahia e Sergipe enquanto a área Leste contempla a avaliação da rede de transmissão dos estados do Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco e Alagoas. É importante destacar que apesar de divididos em diferentes volumes, esses relatórios apresentarão os resultados de estudos de planejamento integrados e que estão sendo realizados de forma simultânea. A separação

em diferentes volumes, no entanto, permite focar em questões específicas de cada macro área e detalhar algumas soluções locais que não interferem no dimensionamento das expansões das demais regiões.

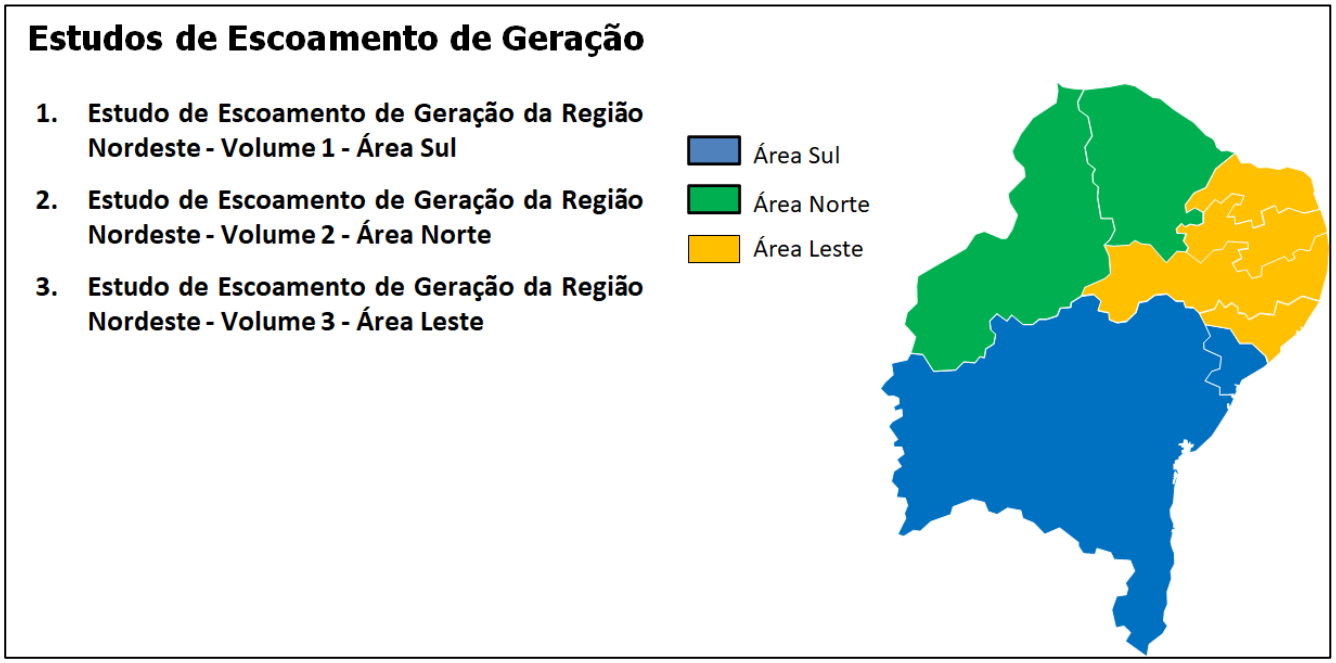


Figura 1-3 – Áreas de abrangência dos estudos de escoamento de geração da região Nordeste.

Além de considerar a sinergia das recomendações que estão sendo avaliadas em cada macro área da região Nordeste, os estudos regionais também influenciam e são influenciados diretamente pelo estudo das expansões das interligações regionais. Este último estudo avalia a implantação de corredores de transmissão de alta capacidade entre as regiões Norte/Nordeste e as Regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul, incluindo a possibilidade de implantação de novos bipolos de corrente contínua no SIN, o que impacta diretamente o desempenho dos sistemas regionais. Ao mesmo tempo, as expansões previstas nos estudos regionais dos Volumes 1, 2 e 3 também tem o potencial de contribuir com a ampliação da capacidade de intercâmbio ao eliminar restrições internas à região Nordeste. Por essa razão, apesar de os estudos regionais estarem sendo documentados em volumes distintos do estudo das interligações regionais, é importante salientar que, do ponto de vista prático, as análises estão sendo realizadas pela EPE de forma integrada, o que garante a efetividade da solução global.

Dentro desse contexto, as ampliações da malha de 500kV identificadas neste Volume 2 do Estudo de Escoamento de Geração da região Nordeste atuam em complementação às expansões de grande porte que foram avaliadas nos Volumes 1 e 3 e que estão sendo avaliadas no Estudo da Expansão das Interligações Regionais. A Figura 1-4 a seguir apresenta as principais instalações de Rede Básica que compõem o sistema de transmissão da Área Norte da Região Nordeste.

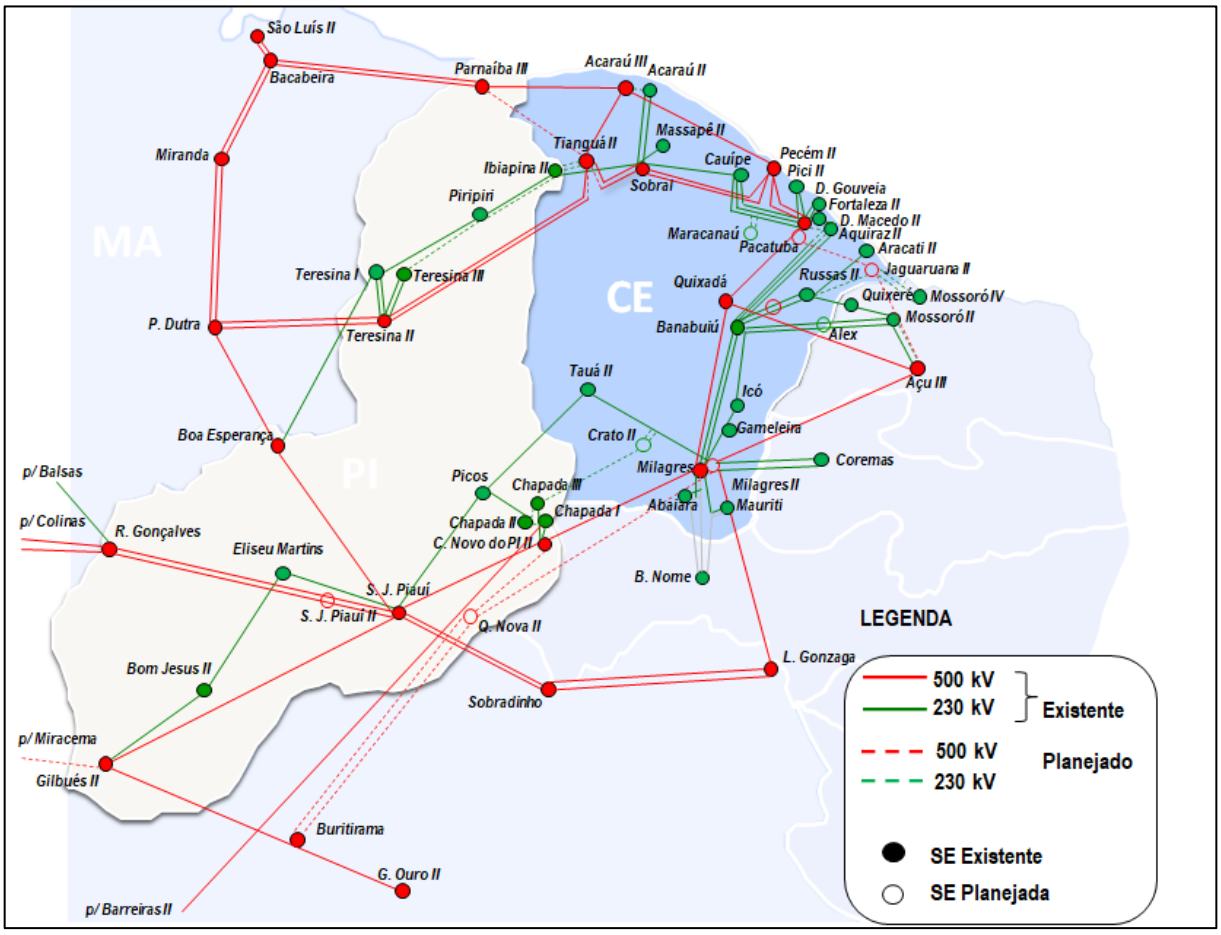


Figura 1-4 – Sistema de Transmissão da Área Norte da Região Nordeste

1.2 Objetivo

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

1.3 Abordagem Adotada

Foram efetuadas análises de fluxo de potência em regime permanente para todas as alternativas vislumbradas. As análises socioambientais, de curto-circuito, energização e rejeição de novas linhas de transmissão foram realizadas apenas para a alternativa vencedora, conhecida mediante a comparação econômica através do método dos rendimentos necessários. As avaliações de desempenho dinâmico das alternativas serão documentadas no âmbito do Estudo da Expansão das Interligações Regionais, tendo em vista que esse estudo poderá incorporar todos os reforços indicados nos Volumes 1, 2 e 3 do

Estudo de Escoamento de Energia na Região Nordeste e, portanto, terá uma visão sistêmica do desempenho de todos os reforços recomendados.

2 CONCLUSÕES

De forma a proporcionar o pleno escoamento das usinas contratadas na Área Norte da Região Nordeste e possibilitar a conexão de futuros empreendimentos de geração nessa região, foram vislumbrados 2 grandes eixos de transmissão, no sentido Leste-Oeste, um deles partindo da região central do Ceará com direção ao bipolo Graça Aranha e outro partindo da região leste do Piauí com direção à interligação Norte-Sul, conforme ilustra a Figura 2-1.

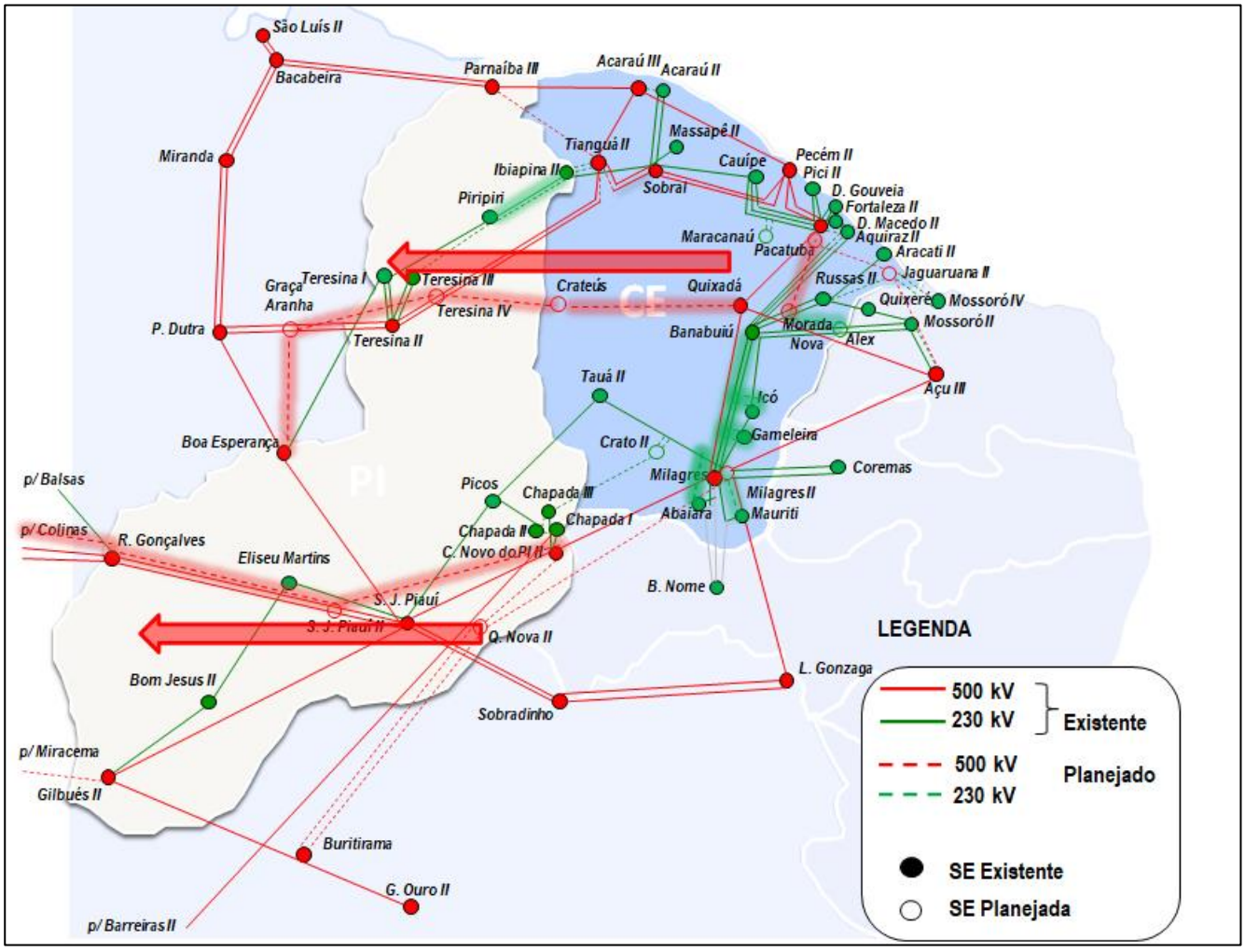


Figura 2-1 – Eixos de Transmissão avaliados entre os estados do Ceará, Piauí, Maranhão e Tocantins.

O eixo 500 kV mais ao norte partirá da subestação Quixadá com direção à futura SE Graça Aranha, que abrigará também a conversora CC do bipolo Graça Aranha – Silvânia. Dada a grande extensão do eixo proposto, são previstas duas subestações seccionadoras, uma delas localizada na região do sertão do Ceará, que servirá também como novo ponto coletor de geração e outra a ser localizada próximo à subestação Teresina II, que foi estrategicamente vislumbrada para ser também um novo ponto de suprimento 500/230 kV quando se configurar o esgotamento da transformação 500/230 kV da SE Teresina II. Esse novo eixo (Quixadá – Crateús – Teresina IV – Graça Aranha) aliviará o carregamento

nos outros eixos existentes e proporcionará um aumento na capacidade de escoamento de energia de projetos de geração na região central do Ceará.

O eixo 500 kV mais ao sul partirá da subestação Curral Novo do Piauí II com direção à SE Colinas. Para este caso é prevista uma subestação seccionadora a ser localizada na região de influência da SE São João do Piauí, se configurando também como um novo ponto coletor de geração na região e permitindo futuramente expandir a transformação 500/230kV na região de São João do Piauí. Esse novo eixo constituirá um reforço ao eixo existente Curral Novo do Piauí II – São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves - Colinas e solucionará os problemas de sobrecarga observados nos circuitos remanescentes na contingência do respectivo circuito paralelo.

Para o Volume 2 do Estudo de Escoamento de Geração da Região Nordeste, dada a vasta extensão da área de abrangência e uma certa independência no desempenho elétrico das regiões avaliadas, optou-se por dividir as análises técnico-econômicas em diferentes subáreas levando-se em consideração as seguintes questões:

- A Análise 1 visou identificar a melhor solução para as restrições observadas no eixo em 230 kV que envolve as subestações Banabuiú, Russas II, Alex e Mossoró II.
- A Análise 2 fez uma comparação de alternativas para identificar o melhor ponto de localização para a SE seccionadora prevista no novo eixo em 500 kV que parte da SE Curral Novo do Piauí II com direção a SE Colinas.
- A Análise 3 teve como objetivo identificar a melhor alternativa para resolver o problema da sobrecarga na transformação 500/230 kV da SE Boa Esperança quando da contingência da LT 500 kV Boa Esperança – Presidente Dutra.
- A Análise 4 por sua vez compara as alternativas de reconfiguração do eixo em 230 kV entre a SE Milagres e a SE Bom Nome, tendo em vista as restrições observadas.

Para cada uma das análises técnico-econômicas foram vislumbradas diferentes alternativas para solucionar os problemas elencados, cujos detalhes são apresentados na seção 6.

A alternativa vencedora da Análise 1 prevê a implantação da nova SE 500/230 kV Morada Nova, a se conectar no seccionamento da LT 500 kV Açu III – Quixadá e da LT 230 kV Banabuiú – Russas II C2. São previstas ainda a LT 230 kV Banabuiú – Morada Nova – Russas II C1, a LT 230 kV Alex – Morada Nova C1, o seccionamento da LT 230 kV Banabuiú – Mossoró II C1 na SE Alex, os seccionamentos das LTs 500 kV Quixadá – Fortaleza II e Pecém II – Fortaleza II 05C2 na SE Pacatuba, a LT 500 kV Morada Nova – Pacatuba e a desativação da LT 230 kV Banabuiú – Russas II C1.

A alternativa vencedora da Análise 2 prevê que a subestação seccionadora do novo eixo entre as SEs Curral Novo do Piauí II e Colinas seja localizada no seccionamento das LTs 500 kV São João do Piauí II – Ribeiro Gonçalves C1 e C2, com a consequente desativação dos bancos de capacitores série dessas linhas. A nova subestação será denominada SE São João do Piauí II. É prevista ainda a desativação do banco de capacitores série da LT 500 kV São João do Piauí – Boa Esperança.

A alternativa vencedora da Análise 3 prevê a implantação da LT 500 kV Boa Esperança – Graça Aranha e posteriormente a substituição do banco de autotransformadores 500/230 kV – 300 MVA da SE Boa Esperança por uma nova unidade de 450 MVA quando for verificada sobrecarga no transformador existente ou quando se detectar o final de vida útil física do equipamento.

A alternativa vencedora da Análise 4 prevê a reconfiguração do eixo Banabuiú – Milagres – Bom Nome 230 kV através das obras relacionadas a seguir: seccionamento da LT 230 kV Banabuiú – Milagres C2 (04M3) na SE Icó, seccionamento da LT 230 kV Banabuiú – Milagres C2 (04M3) na SE Gameleira (apenas trecho Banabuiú-Gameleira) desativação da LT 230 kV Gameleira – Milagres C1 (04M2) e construção da nova LT 230 kV Gameleira – Milagres C2 com reaproveitamento e readequação das ELs nas SEs Gameleira e Milagres, desativação do trecho entre a SE Milagres e o ponto de seccionamento da LT 230 kV Banabuiú – Milagres C2 (04M3) e construção da nova LT 230 kV Gameleira - Milagres C3 com reaproveitamento da EL na SE Milagres,, LT 230 kV Araticum – Milagres C2, seccionamento da LT 230 kV Milagres – Crato II na SE Abaiara (apenas trecho Abaiara – Crato II), desativação do trecho entre a SE Milagres e o ponto de seccionamento da LT 230 kV Milagres – Crato II na SE Abaiara e construção da nova LT 230 kV Abaiara – Milagres C2 com reaproveitamento da EL na SE Milagres, LT 230 kV Banabuiú – Milagres C4, desativação da LT 230 kV Banabuiú – Milagres C1 e desativação da LT 230 kV Milagres – Bom Nome C1 (04L1). O detalhamento da reconfiguração do eixo em 230 kV Banabuiú – Milagres – Bom Nome é apresentado na Figura 3-4 e Figura 3-5.

São consideradas obras comuns a todas as análises técnico-econômicas as novas SEs 500kV Crateús e Teresina IV, as LTs 500 kV Quixadá – Crateús, Crateús – Teresina IV, Teresina IV - Graça Aranha, o seccionamento das LTs 500 kV Tianguá II – Teresina II C1 e C2 na SE Teresina IV e a reconstrução da LT 230 kV Ibiapina II – Piripiri.

A solução global a ser recomendada contempla as obras previstas nas alternativas consideradas vencedoras em cada uma das análises técnico-econômicas bem como as obras comuns a todas as análises.

O valor total de investimentos associados à configuração recomendada perfaz aproximadamente R$ 6,857 bilhões em novas instalações de Rede Básica sendo R$ 6,138 bilhões recomendados para o ano inicial de análise (2028) e R$ 718 milhões recomendado para o ano de 2030. É importante destacar que as datas consideradas para as recomendações desse estudo (2028 e 2030) podem sofrer alterações

a depender da dinâmica dos acessos dos empreendimentos de geração na região Nordeste. Se os montantes de geração prospectivos forem maiores do que os previstos nas datas de referência, as datas de necessidade dos reforços propostos poderão ser antecipadas. Sendo assim, é de suma importância monitorar constantemente o desempenho elétrico do sistema considerando os acessos futuros dos agentes de geração.

Em relação à desativação dos bancos de capacitores série das LTs 500kV Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí C1 e C2 é importante ressaltar que essa recomendação decorre do seccionamento desses circuitos na futura SE São João do Piauí II. Esse seccionamento alterará a configuração original do sistema para o qual os bancos de capacitores série foram dimensionados, tornando-os inadequados para operação nesses circuitos. Tendo em vista que bancos de capacitores série são dimensionados de forma a compensar um valor percentual da reatância das linhas de transmissão e são projetados para instalação em pontos específicos da rede, não se vislumbra a viabilidade de realocação desses equipamentos para outro ponto do SIN.

Uma eventual realocação desses equipamentos envolveria uma reavaliação do projeto da reatância capacitiva do banco, com troca/rearranjo dos elementos capacitivos e dos seus varistores, estudos de superação de elementos vizinhos e eventual troca de elementos que venham a ser superados no ponto de destino, o que pode representar custos compatíveis com a indicação de um BCS novo no ponto de destino. Além disso, tendo em vista a possibilidade de acessos de empreendimentos de geração por meio de novos seccionamentos de linha, além da própria dinâmica do planejamento do sistema que também se utiliza de seccionamentos de linha para viabilizar novas expansões, vislumbra-se grande chance de os equipamentos de compensação série que fossem eventualmente realocados se tornarem inutilizados com pouco tempo de uso.

Em relação aos custos de desativação e remanejamento de equipamentos foi adotado como estimativa o percentual de 20% em relação a instalação de um equipamento novo considerando a base de referência da ANEEL. Para os casos em que o equipamento cuja desativação é proposta não se encontra com vida útil regulatória esgotada, foi computado ainda o custo relativo à amortização remanescente, considerando os valores presentes na Resolução Homologatória Nº 2.959 de 5 de outubro de 2021 [12].

Destaca-se que foi levada em consideração no presente estudo como análise de sensibilidade a eventual conexão do empreendimento UFV Sol de Itaueira I, com capacidade instalada de 1300 MW no seccionamento da LT 500 kV São João do Piauí – Boa Esperança, conforme ofício [13] em que a EPE ratificou a conexão no referido ponto como a solução de mínimo custo global. Os resultados das análises mostraram que o sistema a ser recomendado neste estudo é robusto o suficiente para comportar a conexão da referida usina sem a necessidade de reforços adicionais no sistema.

Ressalta-se ainda que em função dos elevados montantes de geração já contratados e prospectivos localizados nos estados do Ceará e Pernambuco, notadamente ao longo do eixo de 230kV entre as subestações Banabuiú, Milagres e Bom Nome, tornou-se necessário avaliar diferentes configurações de expansão para a malha de 230kV local tendo como base a influência da nova topologia de rede recomendada, em especial a implantação da futura SE 500/230kV Morada Nova e das novas subestações recomendadas no Volume 3 desse estudo (SE 500/230/138kV Bom Nome II e SE 500/230kV Zebu III) Ref. [11].

As reconfigurações de rede recomendadas para esse sistema de 230kV, que incluem novos seccionamentos e reconstrução de eixos de transmissão, visaram não apenas ampliar a capacidade de escoamento de geração, mas principalmente aumentar a confiabilidade no atendimento às cargas e eliminar sobrecargas já identificadas no curto prazo nas linhas de transmissão locais. Além disso, cabe destacar que considerando uma visão de longo prazo da expansão da transmissão dessa região e tendo em vista o elevado potencial de geração desse eixo, vislumbra-se que a conexão de projetos de geração de maior porte deverá privilegiar o nível de tensão de 500kV aproveitando as capacidades de escoamento das subestações Quixadá, Morada Nova, Milagres II, além das subestações Bom Nome II e Zebu III Ref. [11].

Alternativamente, seccionamentos das linhas de transmissão em 500kV que atravessam essa mesma região podem se mostrar como pontos de conexão mais adequados aos novos projetos. Naturalmente, a escolha da conexão desses futuros projetos, seja por integração direta na rede de 500kV ou por meio de seccionamentos de linha, deverá estar pautada por estudos de conexão realizados pelos empreendedores de geração onde o critério de mínimo custo global deverá ser respeitado na comparação de alternativas.

Também se observa que expansões na malha de 230kV visando ampliar a capacidade de escoamento de geração acabam se mostrando, na grande maioria dos casos, como soluções de pouca robustez que são rapidamente esgotadas com a conexão dos montantes de geração previstos. Dessa forma, com o objetivo de obter uma solução estrutural de longo prazo, a EPE avaliou não apenas a necessidade de recapacitar ou reforçar a rede de transmissão em 230kV, mas também estudou a reconfiguração da Rede Básica local de modo a evitar que essas interações entre as redes de 500kV e 230kV sejam prejudiciais ao desempenho elétrico do sistema, permitindo assim ampliar as margens de escoamento locais sem a necessidade de realizar investimentos excessivos na transmissão e sem deteriorar a confiabilidade no atendimento ao mercado.

3 RECOMENDAÇÕES

Sob o ponto de vista técnico-econômico recomenda-se a implantação do conjunto de obras apresentado na Tabela 3-1 e na Tabela 3-2.

Tabela 3-1 – Principais obras em linhas de transmissão (extensões revisadas conforme relatórios R3)

Ano	Tensão	Linha de Transmissão	Configuração	Extensão
2028	500 kV	Quixadá - Crateús	CS - 6x795 MCM	210,7 km
		Crateús – Teresina IV	CS - 6x795 MCM	230,6 km
		Teresina IV – Graça Aranha	CS - 6x795 MCM	205,13 km
		Seccionamento da LT Tianguá – Teresina II C1 e C2 na nova SE Teresina IV	CS - 4x954 MCM	4 x 2,0 km
		Curral Novo do Piauí II – São João do Piauí II	CS - 6x795 MCM	219,7 km
		São João do Piauí II – Ribeiro Gonçalves	CS - 6x795 MCM	308,9 km
		Ribeiro Gonçalves - Colinas	CS - 6x795 MCM	366,3 km
		Seccionamento da LT São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves C1 e C2 na nova SE São João do Piauí II	CS - 4x954 MCM	1 x 1,72 km 1 x 1,67 km 1 x 1,75 km 1 x 1,68 km
		Seccionamento da LT Açu III – Quixadá na nova SE Morada Nova	CS - 4x954 MCM	2 x 0,38 km
		Seccionamento da LT Quixadá – Fortaleza II na SE Pacatuba	CS - 4x636MCM	2 x 1,23 km
		Seccionamento da LT Pecém II – Fortaleza II (05C2) na SE Pacatuba	CS - 4x954 MCM	2 x 1,83 km
		LT 500 kV Boa Esperança – Graça Aranha	CS - 4x795 MCM	188,4 km
2028	230 kV	Banabuiú – Morada Nova	CS - 2x795 MCM	55,9 km
		Morada Nova – Russas II	CS - 2x795 MCM	57,9 km
		Seccionamento da LT Banabuiú – Russas II C2 na nova SE Morada Nova	CS - 2x740,8 MCM	2 x 1,03 km
		Alex – Morada Nova	CS - 2x795 MCM	61,8 km
		Seccionamento da LT Banabuiú – Mossoró II C1 na SE Alex	CS - 1x636 MCM	2 x 2,78 km
		Desativação da LT Banabuiú – Russas II C1	CS - 1x636 MCM	111 km
		Seccionamento da LT Banabuiú – Milagres C2 (04M3) na SE Icó	CS - 1x636 MCM	2 x 1,7 km
		Araticum (Mauriti) – Milagres C2 **(3)**	CS – 2x795 MCM	19,25 km
		Seccionamento da LT Milagres – Crato II na SE Abaiara (apenas trecho Crato II – Abaiara)	CS – 1x636 MCM	14,21 km
		LT 230 kV Abaiara – Milagres C2 **(4)**	CS – 2x795 MCM	14,78 km
		Desativação do trecho entre a SE Milagres e o ponto de seccionamento da LT Milagres – Crato II na SE Abaiara	CS - 1x636 MCM	1 x 1,5 km
2030	500 kV	Morada Nova – Pacatuba	CS – 4x795 MCM	146,7 km
	230 kV	LT 230 kV Banabuiú – Milagres C4**(5)**	CS – 2x795 MCM	225,9 km

Ano	Tensão	Linha de Transmissão	Configuração	Extensão
		Desativação LT 230 kV Banabuiú – Milagres C1 (04M1)	CS - 1x636 MCM	1 x 1,5 km
		LT Ibiapina II – Piripiri C3 (6)	CS – 2x954 MCM	88 km
		Desativação da LT Ibiapina II – Piripiri C1	CS – 1x636 MCM	86 km
(7)	230 kV	Seccionamento da LT Banabuiú – Milagres C2 (04M3) na SE Gameleira (apenas trecho Banabuiú – Gameleira)	CS - 1x636 MCM	1 x 0,08 km
		Desativação da LT Gameleira - Milagres C1 (04M2)	CS – 1x636 MCM	5 km
		LT Gameleira Milagres C2 (1)	CS - 2x795 MCM	4,64 km
		Desativação do trecho entre a SE Milagres e o ponto de seccionamento da LT Banabuiú – Milagres C2 (04M3) na SE Gameleira	CS - 1x636 MCM	1 x 4,5 km
		LT Gameleira Milagres C3 (2)	CS - 2x795 MCM	4,62 km

1 –Reaproveitamento e readequação das ELs na SE Milagres e na SE Gameleira, relativas à LT 230 kV Gameleira – Milagres (04M2), a serem confirmados no relatório R4

2 – Reaproveitamento e readequação da EL na SE Milagres, relativa à LT 230 kV Banabuiú – Milagres (04M3), a serem confirmados no relatório R4

3 – Entrada de Linha 230 kV na SE Milagres deverá ser instalada no bay do Compensador Estático (01Q1/01Q2 (-35/+58)) que será descomissionado

4 – Reaproveitamento e readequação da EL na SE Milagres, relativa à LT 230 kV Milagres – Crato II (04M4), a serem confirmados no relatório R4

5 – Reaproveitamento e readequação da EL na SE Milagres, relativa à LT 230 kV Banabuiú – Milagres C1 (04M1), a serem confirmados no relatório R4

6 – Reaproveitamento e readequação da EL na SE Ibiapina II, relativa à LT 230 kV Ibiapina II - Piripiri C1, a serem confirmados no relatório R4

7 - As obras indicadas estão condicionadas à efetiva implantação da SE Gameleira e projetos de geração planejados e futuros que se conectem a esse ponto da rede. É importante ressaltar que a implantação dessa SE seccionadora está originalmente associada às UFVs Gameleira 1, 2, 3 e 4.

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

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2028	Quixadá	500 kV	Reator de linha (F) -165 Mvar - 1Ø – (3+1) x -55 Mvar ref. LT Quixadá – Crateús	-
	Crateús	500 kV	Novo Pátio de Subestação - DJM	
			2 Reatores de Barra (M) -150 Mvar - 1Ø - (6+1) x -50 Mvar	1º e 2º
			Compensador Síncrono -200/+300 Mvar	1º
			Reator de linha (F) -165 Mvar - 1Ø – (3+1) x -55 Mvar ref. LT Quixadá – Crateús[1]	-
			Reator de linha (F) -165 Mvar - 1Ø - 3 x -55 Mvar ref. LT Crateús – Teresina IV[1]	-
	Teresina IV	500 kV	Novo Pátio de Subestação - DJM	-

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
			2 Reatores de Barra (M) -150 Mvar - 1Ø - 6 x -50 Mvar (05E4 e 05E7 Remanejados da LT 500kV Teresina II – Tianguá II C1 e C2)[2]	1º e 2º
			Reator de linha (F) -150 Mvar - 1Ø – (3+1) x -50 Mvar ref. LT Teresina IV – Tianguá II C1 (05E3 remanejado da LT Tianguá II – Teresina II C1 (05V9), terminal Teresina II)	-
			Reator de linha (F) -150 Mvar - 1Ø – (3+1) x -50 Mvar ref. LT Teresina IV – Tianguá II C2 (05E6 remanejado da LT Tianguá II – Teresina II C2 (05C7), terminal Teresina II)	-
			Reator de linha (F) -165 Mvar - 1Ø – (3+1) x -55 Mvar ref. LT Crateús – Teresina IV[3]	-
			Reator de linha (F) -165 Mvar - 1Ø – 3 x -55 Mvar ref. LT Teresina IV – Graça Aranha[3]	-
	Graça Aranha	500 kV	Reator de linha (F) -165 Mvar - 1Ø – (3+1) x -55 Mvar ref. LT Teresina IV – Graça Aranha	-
			Reator de linha (F) -70 Mvar - 1Ø – (3+1) x -23,33 Mvar ref. LT Boa Esperança – Graça Aranha	-
	Curral Novo do Piauí II	500 kV	Reator de linha (F) -180 Mvar - 1Ø – (3+1) x -60 Mvar ref. LT Curral Novo do Piauí II – São João do Piauí II	-
	São João do Piauí II	500 kV	2 Reatores de Barra (M) -150 Mvar - 1Ø - (6+1) x -50 Mvar	1º e 2º
			Reator de linha (F) -180 Mvar - 1Ø – 3 x -60 Mvar ref. LT S.J. Piauí II – Ribeiro Gonçalves C1 (remanejado da LT S.J. Piauí – Ribeiro Gonçalves C1, terminal S.J. Piauí) [4]	-
			Reator de linha (F) -180 Mvar - 1Ø – 3 x -60 Mvar ref. LT S.J. Piauí II – Ribeiro Gonçalves C2 (remanejado da LT S.J. Piauí – Ribeiro Gonçalves C2, terminal S.J. Piauí) [4]	-
			Reator de linha (F) -180 Mvar - 1Ø – (3+1) x -60 Mvar ref. LT Curral Novo do Piauí II – São João do Piauí II	-
			Reator de linha (F) -250 Mvar - 1Ø – (3+1) x -83,33 Mvar ref. LT São João do Piauí II – Ribeiro Gonçalves C3	-
	São João do Piauí	500 kV	Desativação do Banco de Capacitores Série 484 Mvar (05H2) na SE São João do Piauí ref. LT São João do Piauí – Boa Esperança	-
			Bypass dos Bancos de Capacitores Série 436,8 Mvar (05H1) e 374 Mvar (05H3) na SE São João do Piauí ref. LT S.J. Piauí – Sobradinho C1 e C2	-
2028	Ribeiro Gonçalves	500 kV	Reator de linha (F) -250 Mvar - 1Ø – (3+1) x -83,33 Mvar ref. LT São João do Piauí II – Ribeiro Gonçalves C3	-
			Reator de linha (F) -300 Mvar - 1Ø – (3+1) x -100 Mvar ref. LT Ribeiro Gonçalves – Colinas C3	-
			Desativação do Banco de Capacitores Série 425 Mvar (BCS2) na SE Ribeiro Gonçalves. ref. LT São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves C1	-
			Desativação do Banco de Capacitores Série 425 Mvar (BCS4) na SE Ribeiro Gonçalves. ref. LT São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves C2	-

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
	Colinas	500 kV	Reator de linha (F) -300 Mvar - 1Ø – (3+1) x -100 Mvar ref. LT Ribeiro Gonçalves – Colinas C3	-
	Morada Nova	500 kV	Novo Pátio de Subestação - DJM	-
			Remanejamento do reator de linha -150 Mvar - 1Ø - 3 x -50 Mvar da LT Açu III – Quixadá, terminal Quixadá para a barra da SE Morada Nova. Recomenda-se uma fase reserva 1Ø - 1 x -50 Mvar	-
		500/230 kV	2 Bancos de Autotransformadores 900 MVA – 1Ø – (6+1) x 300 MVA	1º e 2º
		230 kV	Novo Pátio de Subestação – BD4	-
	Pacatuba	500 kV	Remanejamento do reator de linha -150 Mvar - 1Ø - 3 x -50 Mvar da LT da LT Quixadá – Fortaleza II, terminal Fortaleza II para a barra da SE Pacatuba.	2º
	Boa Esperança	500 kV	Reator de linha (F) -70 Mvar - 1Ø – (3+1) x -23,33 Mvar ref. LT Boa Esperança – Graça Aranha	1º
2028	Banabuiú	230 kV	Desativação dos reatores de linha 04E2 (3x3,3Mvar), 04E3 (10 Mvar)	-
2028	Milagres	230 kV	Desativação dos reatores de linha 04E1 (3x3,3Mvar),04E2 (3x3,3Mvar), 04E3 (10 Mvar) e 04ER (1x3,33 Mvar) e Compensadores Estáticos 01Q1 e 01Q2 e equipamentos associados[5]	-
2030	Boa Esperança	500/230 kV	Substituição do banco de autotransformadores 500/230 kV – 300 MVA por uma unidade de 450 MVA – 1Ø – (3+1) x 150 MVA	1º
	Banabuiú	230 kV	Desativação dos reatores de linha 04E1 (3x3,3Mvar) e 04ER (1x3,33 Mvar) [6]	-

1 – Fase reserva a ser compartilhado entre as LTs 500 kV Quixadá – Crateús e Crateús – Teresina IV

2 – Não será recomendado reator reserva

3 - Fase reserva a ser compartilhado entre as LTs 500 kV Crateús – Teresina IV e Teresina IV – Graça Aranha

4 - Será recomendado 1 fase reserva a ser compartilhado entre o C1 e C2

5 – A desativação e desmobilização dos compensadores estáticos deve ocorrer com antecedência suficiente que permita a implantação do novo módulo de entrada de linha da nova LT 230 kV Araticum (Mauriti) – Milagres C2.

6 – A desativação dos reatores deve ser feita em conjunto com a desativação do circuito 04M1.

É importante destacar que a recomendação de implantação de um compensador síncrono de -200/+300 Mvar na nova subestação Crateús visa propiciar um adequado controle de tensão em regime permanente, na ocorrência de contingências na rede de 500 kV, energização e rejeição de carga nas linhas locais e também propiciam um adequado suporte de potência reativa em desempenho dinâmico do sistema, agregando inércia e aumentando a potência de curto-circuito local.

Em relação à indicação de novas fases reserva de equipamentos ou compartilhamento de fases reserva existentes nas subestações recomendam-se as seguintes tratativas:

Tabela 3-3 – Compartilhamento de fases reserva de Reatores de Linha

Linha de Transmissão		Reatores de Linhas (Mvar)		
De	**Para**	**De**	**Para**	**Fase Reserva**
Quixadá	Crateús	-165	-165	Recomenda-se uma fase reserva em cada terminal. A fase reserva do terminal da SE Crateús deverá ser compartilhada com a LT Crateús – Teresina IV
Crateús	Teresina IV	-165	-165	Recomenda-se uma fase reserva no terminal da SE Teresina IV que deve ser compartilhado com a LT Teresina IV – Graça Aranha.
Teresina IV	Graça Aranha	-165	-165	Recomenda-se uma fase reserva no terminal da SE Graça Aranha
Tianguá II	Teresina IV	-150	-150	Os reatores remanejados da SE Teresina II já possuem fases reservas
Teresina IV	Teresina II	-	-	-
Curral Novo do Piauí II	São João do Piauí II	-180	-180	Recomenda-se uma fase reserva em cada terminal.
São João do Piauí II	Ribeiro Gonçalves	-250	-250	Para o C3, recomenda-se uma fase reserva em cada terminal.
Ribeiro Gonçalves	Colinas	-300	-300	Recomenda-se uma fase reserva em cada terminal.
São João do Piauí II	Ribeiro Gonçalves	-180	-180	Recomenda-se uma fase reserva no terminal da SE São João do Piauí II para compartilhamentos entre os circuitos 1 e 2.
Açu III	Morada Nova	-150	-	Não será recomendada fase reserva para esse reator
Boa Esperança	Graça Aranha	-70	-70	Recomenda-se uma fase reserva em cada terminal.

Tabela 3-4 – Compartilhamento de fases reserva de Reatores de Barra

Ano	Subestação	Existentes	Recomendados	Fases Reserva
2028	Crateús	-	2 x -150 Mvar	Recomenda-se 1 fase reserva para compartilhamento entre os novos reatores.

Ano	Subestação	Existentes	Recomendados	Fases Reserva
2028	Teresina IV	2 x -150 Mvar	-	Não será recomendada fase reserva para os reatores de barra remanejados da SE Teresina II provenientes do seccionamento da LT 500kV Teresina II – Tianguá II C1 e C2
2028	São João do Piauí II	-	2 x -150 Mvar	Recomenda-se 1 fase reserva para compartilhamento entre os novos reatores.
2028	Morada Nova	1 x -150 Mvar	-	Recomenda-se 1 fase reserva para o reator remanejado da LT Açu III – Quixadá terminal Quixadá
2028	Pacatuba	1 x -150 Mvar	1 x -150 Mvar	Não será recomendada fase reserva para o reator remanejado da LT Quixadá – Fortaleza II terminal Fortaleza II

É importante destacar que as datas consideradas para as recomendações desse estudo (2028 e 2030) podem sofrer alterações a depender da dinâmica dos acessos dos empreendimentos de geração na região Nordeste. Sendo assim, recomenda-se monitorar constantemente o desempenho elétrico do sistema em função da evolução dos acessos de futuros dos agentes de geração e recomendar a antecipação das datas de necessidade indicadas neste estudo. De qualquer modo, destaca-se que uma eventual antecipação das obras recomendadas por parte das transmissoras proporcionará benefícios sistêmicos no sentido de elevar as margens para contratação de usinas renováveis na região Nordeste, incrementar a capacidade de intercâmbio energético entre as regiões N/NE e SE/CO e aumentar a confiabilidade do SIN.

Recomenda-se ainda que:

1) Seja desativada a LT 230 kV Banabuiú – Russas II C1 após a entrada em operação das LTs 230 kV Banabuiú – Morada Nova C1 e Morada Nova – Russas II C1.

2) Seja desativada a LT 230 kV Milagres – Bom Nome C1 após a entrada em operação da nova subestação Bom Nome II 500/230/138kV [11].

3) As linhas de transmissão em 230kV Abaiara – Bom Nome e Araticum – Bom Nome passem a operar normalmente abertas, a critério e conveniência do Operador Nacional do Sistema, quando forem identificados cenários de geração em que ocorram sobrecargas nessas linhas de transmissão em decorrência de contingências do SIN. Recomenda-se ainda que essa configuração somente seja adotada após a conclusão das obras associadas à LT 230 kV Araticum – Milagres C2, ao seccionamento da LT 230 kV Milagres – Crato II na SE Abaiara e as demais obras recomendadas no Volume 3 desse estudo Ref. [11], em especial a futura SE Bom Nome II.

4) Por ocasião da licitação das novas linhas de transmissão (Tabela 3-1), sejam respeitados os valores apresentados de capacidade de projeto e parâmetros elétricos listados no Anexo 18.2. Para as LT 500 kV com 6 subcondutores por fase, admite-se variações de até 10 % no SIL (*Surge Impedance Loading*) equivalente da LT em relação ao valor da solução de referência (1680 MW). Tal recomendação visa proporcionar uma distribuição otimizada de fluxos na rede evitando sobrecargas em linhas de transmissão existentes e/ou planejadas.

5) Os equipamentos instalados nos terminais das novas linhas de transmissão (Tabela 3-1 e Tabela 3-3) tenham capacidade de corrente nominal compatível com as capacidades de projeto de curta duração dessas linhas de transmissão. Quando esta capacidade ultrapassar 4000 A, admite-se o uso de equipamentos terminais com corrente nominal mínima de 4000 A.

6) Os transformadores elevadores dos compensadores síncronos sejam especificados com potência aparente compatível com a potência máxima do compensador síncrono e sua capacidade de sobrecarga de curta duração. Os equipamentos devem ser equipados com OLTC, com faixa de tapes suficiente para atender toda a excursão de potência reativa do compensador síncrono, medidos na alta tensão (500 kV), para qualquer condição de carga, com rede completa ou alterada e considerando a faixa de tensão operativa de condição normal e de emergência definida nos Procedimentos de Rede do ONS vigentes;

7) As novas subestações 500 kV Crateús, Teresina IV, São João do Piauí II e Morada Nova deverão ser dimensionadas considerando expansões futuras, conforme indicado no Anexo 18.1.

8) Seja realizado contínuo diagnóstico do sistema de transmissão, com acompanhamento da evolução na contratação de novas usinas na região Nordeste e consumo das margens de escoamento, a fim de que as expansões continuem sendo recomendadas de forma aderente às futuras demandas e, sempre que viável, sejam antecipados os reforços recomendados no horizonte indicativo de planejamento.

9) Seja realizado o "*bypass*" dos bancos de capacitores série das LTs 500kV São João do Piauí – Sobradinho C1 e C2 nos cenários em que são detectadas sobrecargas nesses equipamentos e/ou nas linhas de transmissão. Já para os bancos de capacitores série das LTs 500kV São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves C1 e C2 recomenda-se sua desativação após a entrada em operação da SE São João do Piauí II e linhas associadas.

10) Seja realizada a desativação do banco de capacitores série da LT 500 kV São João do Piauí – Boa Esperança após a entrada em operação da SE São João do Piauí II e linhas associadas.

Essa desativação é necessária visto que esse equipamento tende a se configurar como limitante na contingência de um dos circuitos do eixo São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves à medida em que se observe incremento de injeção de potência nas subestações da região.

11) Seja realizada a substituição do transformador 500/230kV da SE UHE Boa Esperança por um banco de autotransformadores monofásicos de 450MVA (3+1 x 150MVA) caso se observarem sobrecargas nesse equipamento ou, alternativamente, quando for indicada o fim de vida útil física do equipamento. Destaca-se que o equipamento em questão se encontra com vida útil regulatória esgotada.

12) Que sejam observadas as recomendações da análise socioambiental documentada na Nota Técnica EPE-DEA-SMA 007/2022 Ref [8] 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.

13) Seja removida da lista de obras do Plano de Expansão de Longo Prazo – PELP a LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Gilbués II, visto que essa obra perdeu a sua efetividade frente às expansões recomendadas nesse estudo.

14) Que sejam observadas as recomendações relativas à elaboração dos Relatórios R2 descritas no Capítulo 12 deste relatório. Em resumo, para o conjunto de empreendimentos recomendado para o ano 2028, é recomendada a elaboração do Relatório R2 para as linhas de transmissão em 500kV Quixadá – Crateús, Crateús – Teresina IV, São João do Piauí II – Ribeiro Gonçalves C3 e Ribeiro Gonçalves – Colinas C3 e para a primeira e segunda unidades de banco de autotransformadores 500/230 kV da SE Morada Nova.

15) Os seguintes módulos de conexão, relacionados a instalações para as quais é recomendada a desativação, deverão ser reaproveitados, se possível, na mesma subestação nas quais se encontram, para a conexão das novas linhas de transmissão:

    A. O módulo de entrada de linha em 230 kV existente na SE Ibiapina II referente a LT Ibiapina II – Piripiri C1 deverá ser reaproveitado na mesma subestação para conexão da nova LT Ibiapina II – Piripiri C3;

B. O módulo de entrada de linha em 230 kV existente na SE Milagres referente a LT Banabuiú – Milagres C1 (04M1) deverá ser reaproveitado na mesma subestação para conexão da nova LT Banabuiú – Milagres C3;

C. Os módulos de entrada de linha em 230 kV existentes na SE Milagres e na SE Gameleira referentes a LT Gameleira – Milagres C1 (04M2) deverão ser reaproveitados para a conexão da LT 230 kV Gameleira – Milagres C2;

D. O módulo de entrada de linha em 230 kV existente na SE Milagres referente a LT Banabuiú – Milagres C2 (04M3) deverá ser reaproveitado na mesma subestação para a conexão da nova LT Gameleira – Milagres C3;

16) A viabilidade dos reaproveitamentos acima mencionados deverá ser estudada pela(s) concessionária(s) detentora(s) dos ativos nos relatórios R4 das respectivas subestações. Caso haja inviabilidade, os módulos de entrada de linha deverão ser descomissionados e módulos novos deverão ser implantados, sem prejuízo para manutenção da solução como a de menor custo global.

17) A desativação da LT 230 kV Banabuiú – Milagres C1 (04M1) e a nova LT 230 kV Banabuiú – Milagres C4 são recomendadas referencialmente para o ano de 2030 mas a efetiva desativação e implantação da nova linha dependerão da real necessidade sistêmica a ser avaliada à medida que novos potenciais de geração se concretizem na região. Sendo assim, o condutor referencial da nova linha e a topologia desse eixo poderão ser revistos a depender da efetiva necessidade dessas obras.

A Figura 3-1 a Figura 3-6 a seguir apresentam os diagramas esquemáticos das configurações propostas para as expansões do sistema.

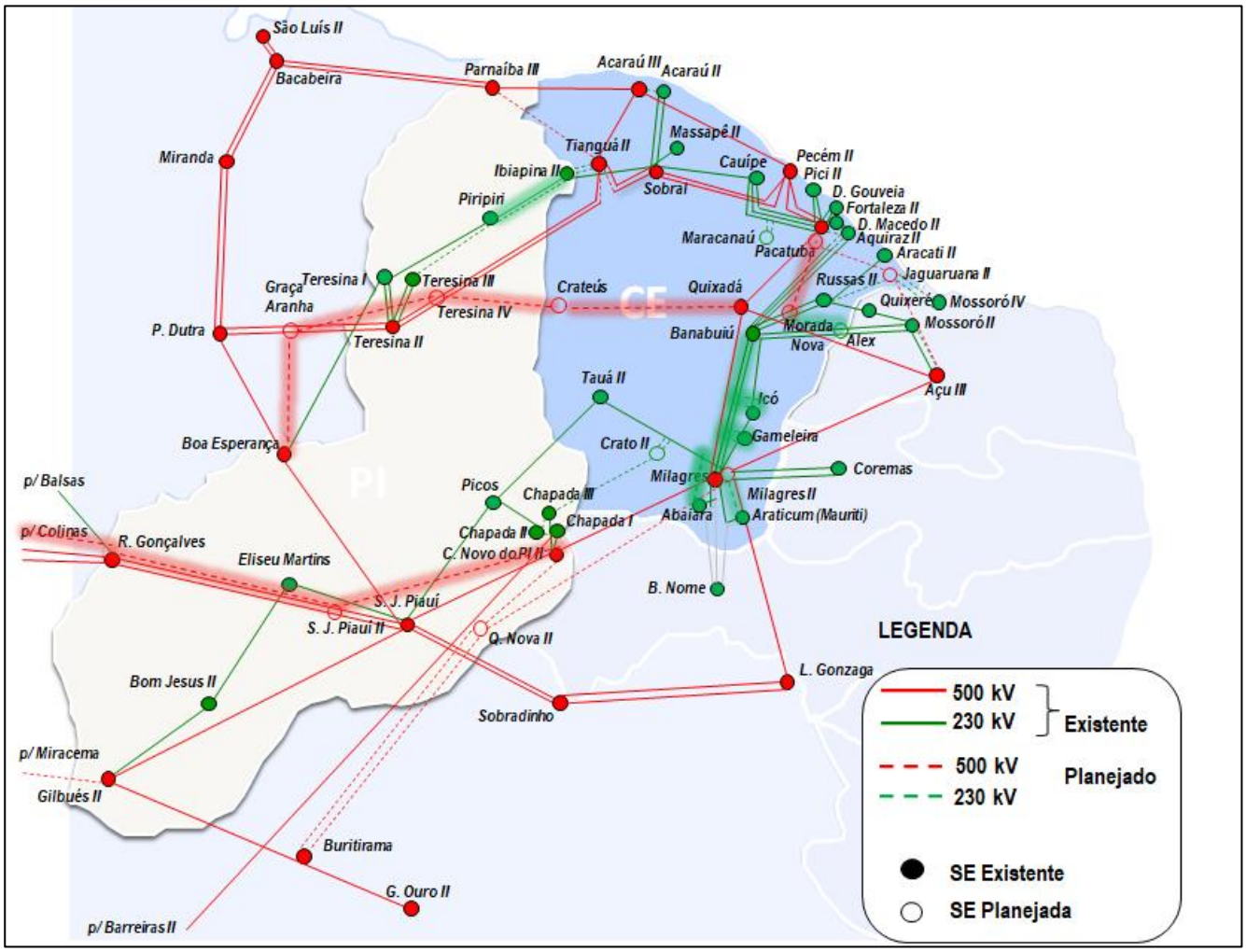


Figura 3-1 – Diagrama Eletrogeográfico da solução recomendada

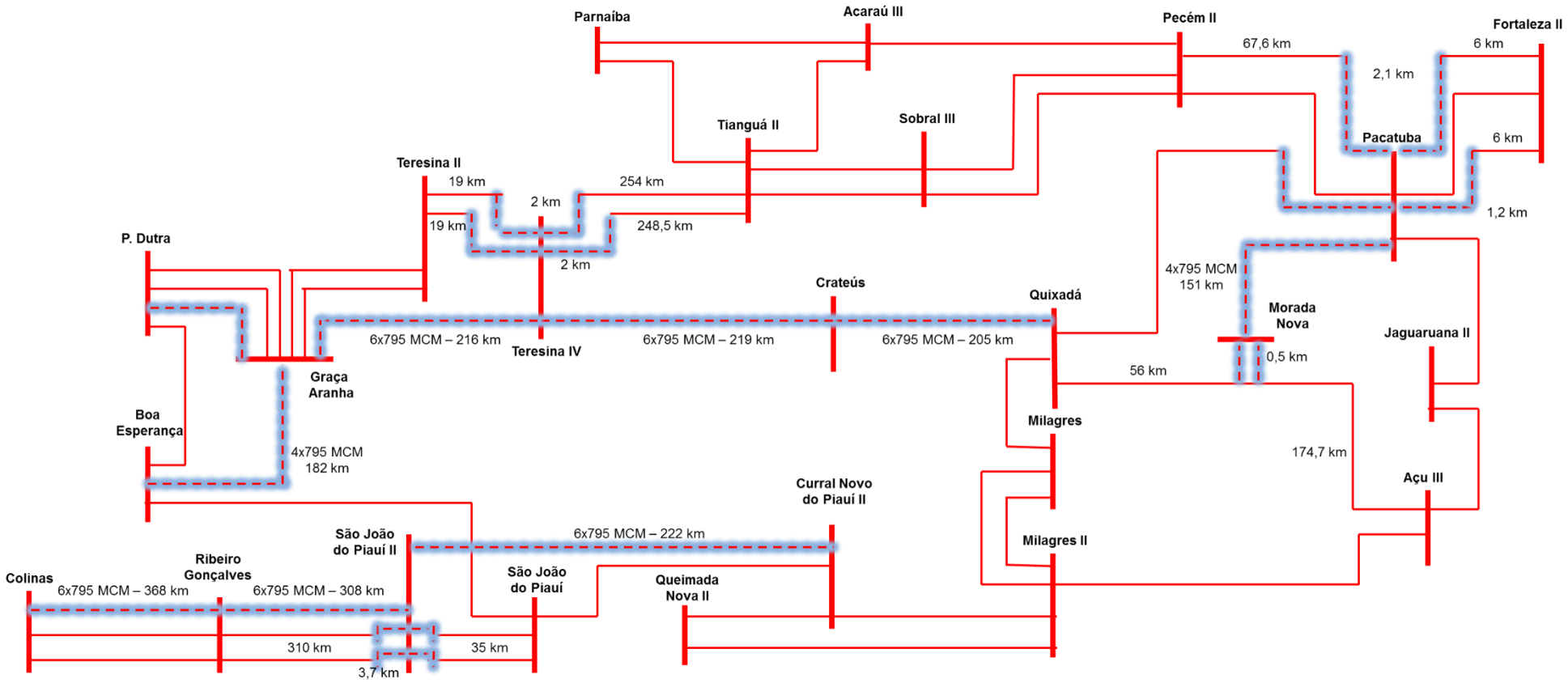


Figura 3-2 – Diagrama Esquemático da solução recomendada

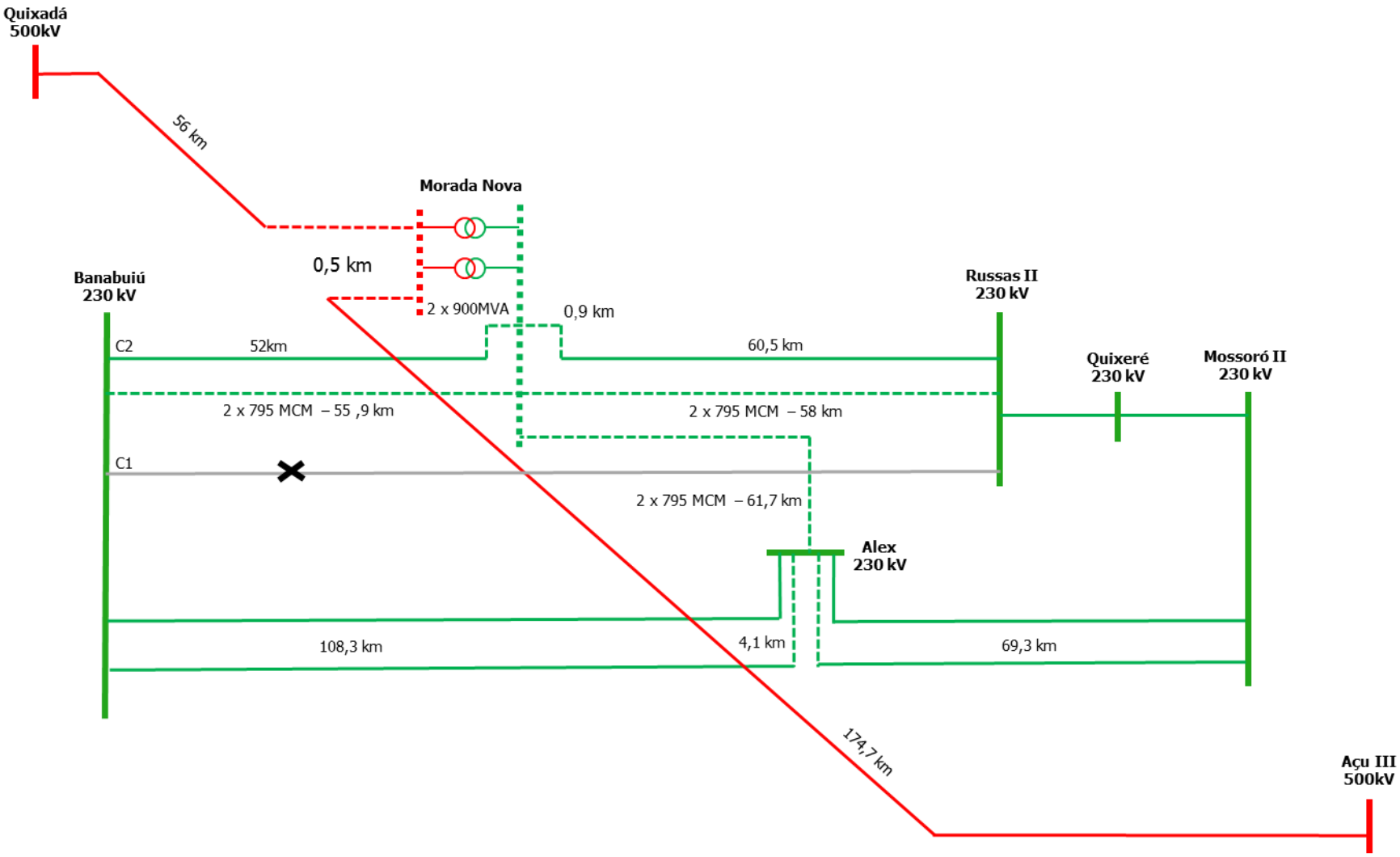


Figura 3-3 – Detalhes da nova SE 500/230 kV Morada Nova

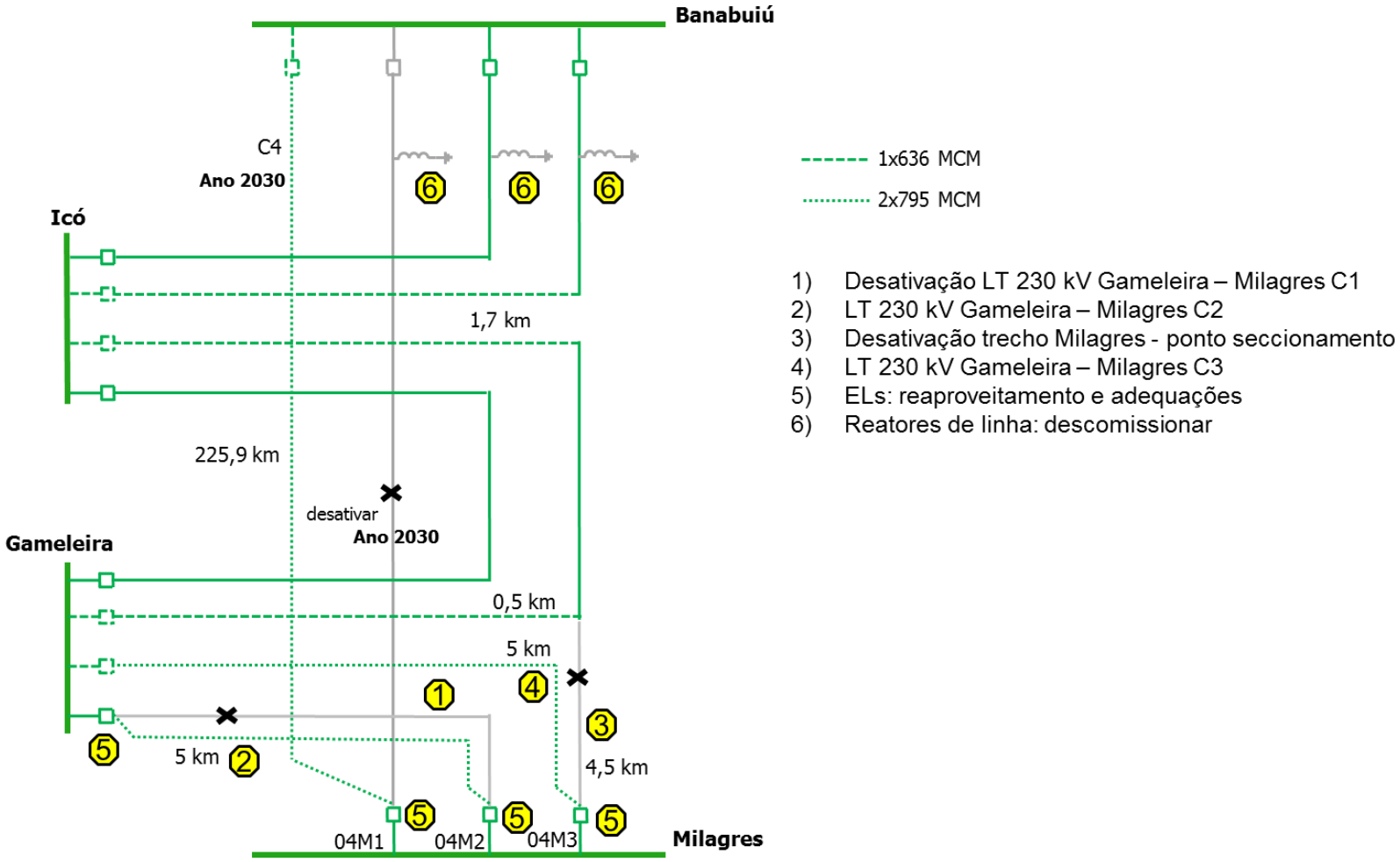


Figura 3-4 - Detalhes da reconfiguração do eixo Banabuiú - Milagres230 kV

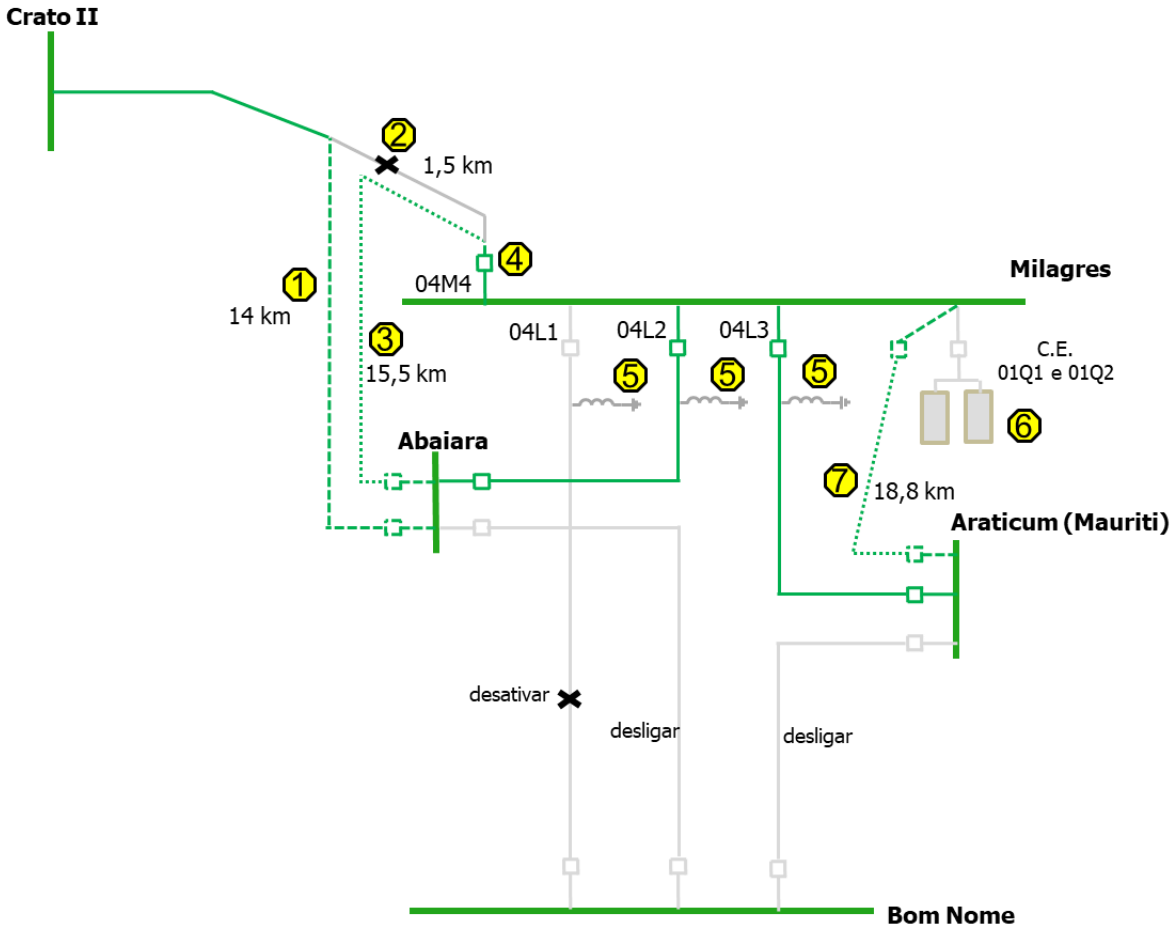


Figura 3-5 - Detalhes da reconfiguração do eixo Milagres - Bom Nome 230 kV

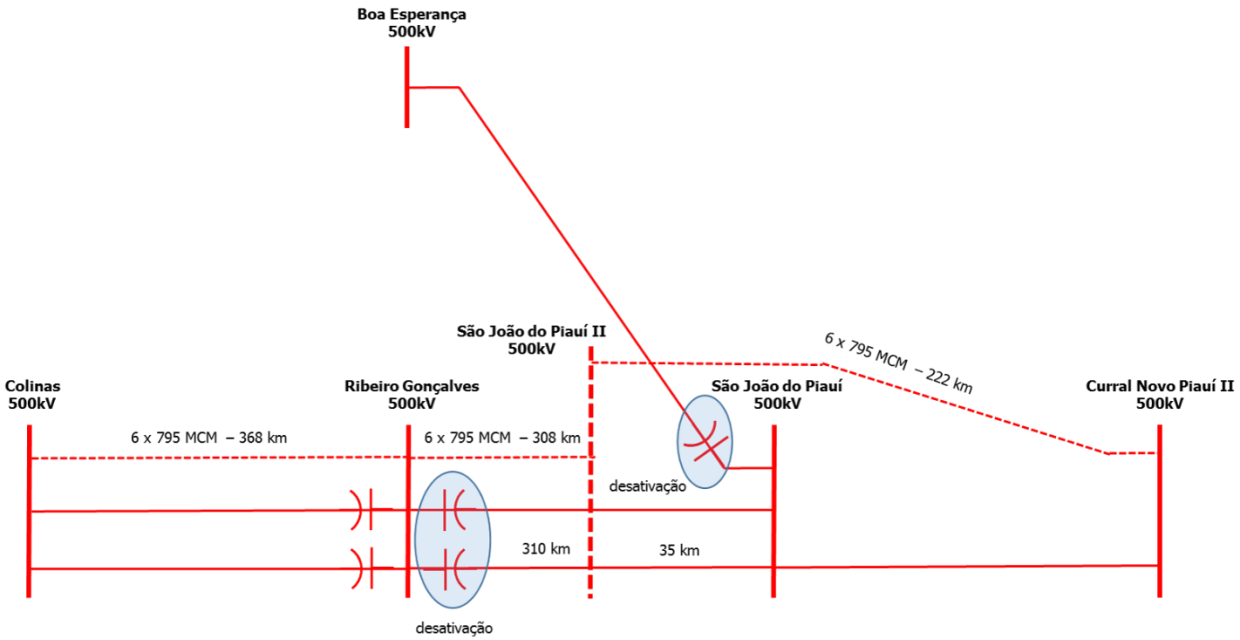


Figura 3-6 - Detalhes da conexão da nova SE 500kV São João do Piauí II

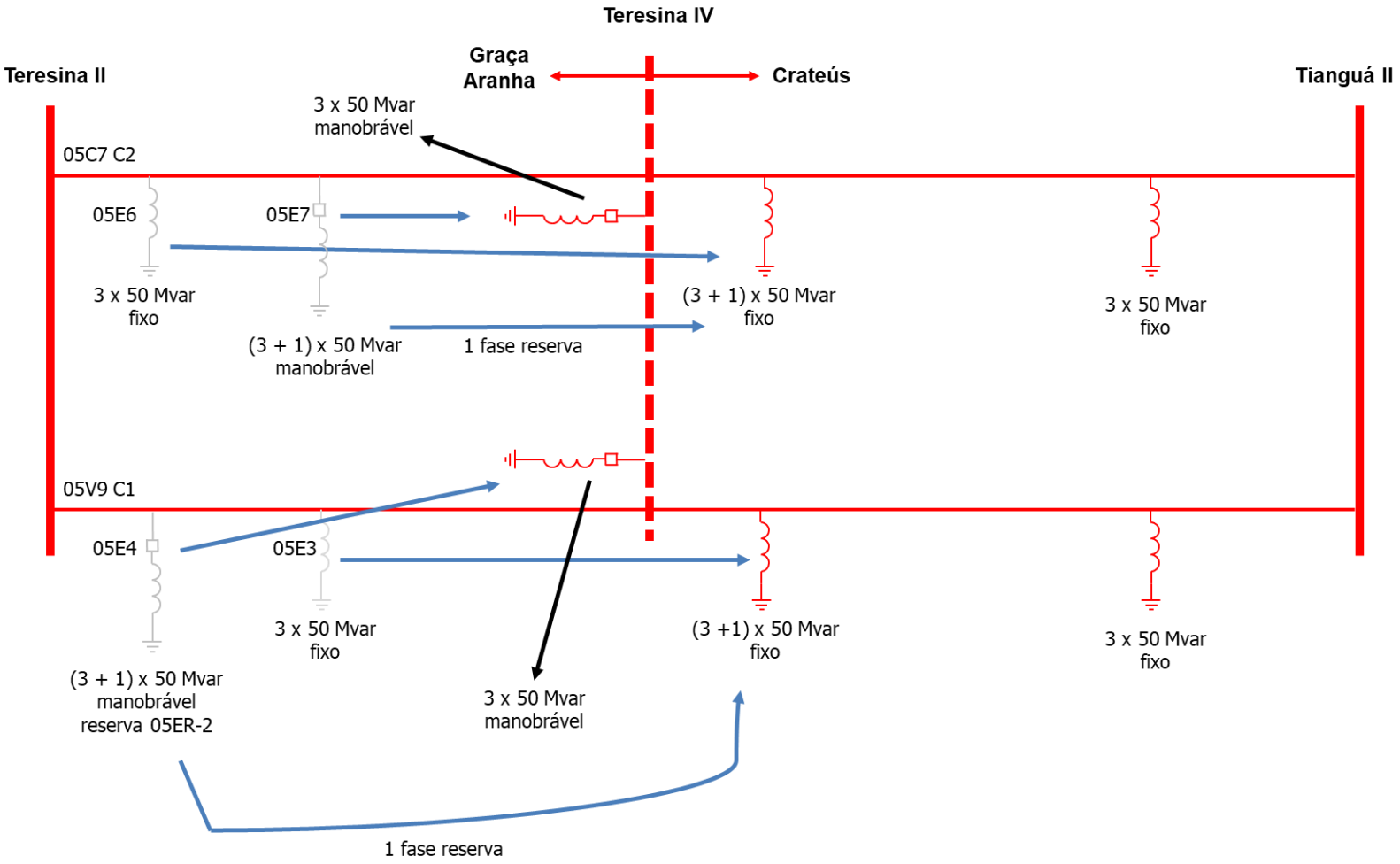


Figura 3-7 - Detalhes do remanejamento dos reatores de linha das LTs 500 KV Teresina II – Tianguá II C1 e C2

4 DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS

4.1 Critérios Básicos

Foram seguidas as diretrizes para elaboração da documentação necessária para se recomendar à ANEEL uma nova instalação de transmissão integrante da Rede Básica através de ato licitatório, definidas no documento publicado pela EPE denominado "Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica", Ref.[4]

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.[5], 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 2030, com as atualizações pertinentes da topologia da rede, plano de geração e mercado.

4.3 Limites Operativos

4.3.1 Tensão Nominal

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

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

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

4.3.2 Carregamento

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

4.4 Parâmetros Econômicos

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas foi utilizado o documento "Base de Referência de Preços ANEEL – Março/2021" Ref.[6] e o método dos rendimentos necessários, com o truncamento das séries temporais no ano 2037. Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2028 com taxa de retorno de 8% ao ano.

Para cálculo de perdas elétricas foram simulados os patamares de carga pesada e leve. O custo das perdas foi calculado com base no custo marginal de expansão da geração informado pela EPE de 187,46 R$/MWh.

Em caso de empate técnico econômico entre as alternativas analisadas é necessário que se leve em consideração outros fatores para a tomada de decisão sobre a alternativa a ser recomendada. O empate técnico-econômico é caracterizado quando a diferença de custos (investimentos + perdas elétricas) entre as alternativas for inferior a 5%.

4.5 Cenários de Geração e Intercâmbio Energético

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

- Cenário 1 – Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores: Neste cenário, a geração na região Norte é predominantemente hidráulica, com as usinas hidrelétricas despachadas nas suas capacidades máximas. Na região Nordeste, considerou-se geração hidráulica entre 50% e 80% da capacidade instalada 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 40% das suas capacidades nominais. Na região Nordeste, considerou-se geração hidráulica em torno de 40% da capacidade instalada e geração eólica em torno de 80% 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 seco.

- Cenário 3 – Norte e Nordeste Úmidos; Nordeste Importador: Neste cenário, a geração na região Norte é predominantemente hidráulica, com as usinas hidrelétricas despachadas nas suas capacidades máximas. Na região Nordeste, considerou-se geração hidráulica em torno de 30% da capacidade instalada, a fim de avaliar a máxima capacidade de importação da região Nordeste. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil.

- Cenário 4 – Norte e Nordeste Secos; Intercâmbio Baixo: Neste cenário, a geração na região Nordeste é suficiente para atender a carga. Considerou-se geração hidráulica entre 30% e 50% da capacidade instalada 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 despacho utilizados em cada um dos cenários avaliados estão informados da Tabela 4-2 a Tabela 4-5 a seguir. É importante destacar que devido aos montantes elevados de geração indicativa do Plano Decenal e as interrelações com as expansões das interligações regionais, a expansão indicativa representada nos casos de trabalho deste estudo adotou o ano de referência limite como sendo 2030. Para os montantes de geração ainda maiores, indicados a partir de 2031, novas expansões de grande porte das interligações regionais precisarão ser avaliadas em um estudo específico, o que influencia fortemente a representação do potencial prospectivo e não é o foco deste estudo.

Tabela 4-2 – Cenário 1 - Norte e Nordeste Úmidos - Exportadores

Cenário 1 - Norte e Nordeste Úmidos Exportadores													
Região	Usina	Carga Leve				Carga Média				Carga Pesada			
		2028		2030		2028		2030		2028		2030	
		(%)	Pot. Desp(MW)	(%)	Pot. Desp(MW)	(%)	Pot. Desp(MW)	(%)	Pot. Desp(MW)	(%)	Pot. Desp(MW)	(%)	Pot. Desp(MW)
N	UHEs	62%	14002,7	60%	13581,7	90%	20153,0	90%	20402,2	90%	20153,0	90%	20374,7
	Térmicas	43%	3331,6	46%	3573,2	53%	4164,6	53%	4164,6	53%	4164,6	53%	4164,6
NE	Carga NE	-	12009,9	-	12508,3	-	18302,4	-	19136,8	-	17022,6	-	17826,3
	Eólicas	60%	19521,1	60%	22375,5	64%	20817,8	64%	23888,9	58%	18872,9	58%	21627,7
	Térmicas	0%	18,5	3%	227,5	3%	227,5	3%	227,5	3%	227,5	3%	227,5
	UHEs	54%	5838,9	51%	5523,6	55%	5935,2	50%	5482,6	80%	8694,9	80%	8669,2
	Solares	0%	0,0	1%	140,8	90%	9640,9	90%	10454,9	0%	0,0	0%	0,0
	Biomassa	18%	90,7	18%	90,7	18%	90,7	18%	90,7	18%	90,7	18%	90,7
SE/CO	Térmicas+Nuclear	26%	4762,8	47%	9496,7	41%	7643,8	47%	9546,7	41%	7643,8	47%	9546,7
	UHEs	27%	13099,6	22%	10693,1	56%	26769,2	50%	24127,7	76%	36296,9	73%	35284,7
	Solares	0%	0,0	0%	0,0	91%	8534,6	90%	9298,9	0%	0,0	0%	0,0
	Biomassa	2%	111,0	2%	111,0	2%	111,0	2%	111,0	2%	111,0	2%	111,0
SUL	Eólicas	5%	180,7	5%	180,7	20%	722,8	26%	954,3	20%	722,8	20%	722,8
	Térmicas	0%	14,0	0%	14,0	23%	680,0	23%	680,0	23%	680,0	23%	680,0
	UHEs	30%	4716,9	17%	2894,1	54%	8511,3	54%	9093,7	37%	5841,0	37%	6274,3
Balanço Estático	Exportação N	-	9785,4	-	9189,7	-	13784,4	-	13383,9	-	14038,5	-	13597,7
	Exportação NE	-	13252,7	-	15602,4	-	17464,8	-	20047,9	-	10555,8	-	12469,4

Tabela 4-3 – Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos - Exportadores

Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos Exportadores													
Região	Usina	Carga Leve				Carga Média				Carga Pesada			
		2028		2030		2028		2030		2028		2030	
		(%)	Pot. Desp(MW)	(%)	Pot. Desp(MW)	(%)	Pot. Desp(MW)	(%)	Pot. Desp(MW)	(%)	Pot. Desp(MW)	(%)	Pot. Desp(MW)
N	UHEs	28%	6205,1	26%	5815,5	40%	8969,0	31%	7057,1	40%	8969,0	38%	8611,6
	Térmicas	43%	3331,6	43%	3331,6	77%	6046,5	84%	6538,7	77%	6046,5	84%	6538,7
NE	Carga NE	-	12009,9	-	12508,3	-	18151,7	-	18665,7	-	17022,6	-	17826,3
	Eólicas	80%	26003,7	80%	29784,7	80%	25914,0	80%	29784,7	80%	25914,0	80%	29784,7
	Térmicas	0%	18,5	0%	18,5	46%	3492,7	21%	1591,5	46%	3492,7	21%	1591,5
	UHEs	44%	4729,0	28%	3094,7	38%	4120,5	30%	3249,1	38%	4120,5	41%	4477,6
	Solares	0%	4,0	1%	140,8	89%	9504,2	90%	10431,6	0%	0,0	1%	140,8
	Biomassa	96%	490,0	96%	490,0	96%	490,0	96%	490,0	96%	490,0	96%	490,0
SE/CO	Térmicas+Nuclear	26%	4762,8	33%	6662,8	54%	9999,5	43%	8711,9	54%	9999,5	43%	8711,9
	UHEs	31%	15095,9	28%	13369,6	42%	19940,9	47%	22620,3	53%	25421,0	57%	27450,6
	Solares	0%	0,0	0%	0,0	91%	8534,6	91%	9414,0	0%	0,0	0%	0,0
	Biomassa	16%	1076,4	32%	2190,9	100%	6898,3	100%	6898,3	100%	6898,3	100%	6898,3
SUL	Eólicas	20%	722,8	20%	722,8	45%	1626,5	45%	1626,5	45%	1626,5	45%	1626,5
	Térmicas	0%	14,0	0%	14,0	40%	1150,7	45%	1305,0	40%	1150,7	45%	1305,0
	UHEs	39%	6204,8	38%	6371,0	54%	8542,0	59%	9965,6	65%	10211,8	69%	11700,6
Balanço Estático	Exportação N	-	2363,9	-	1447,7	-	5010,6	-	2657,5	-	5377,1	-	4424,7
	Exportação NE	-	18604,2	-	19849,6	-	24045,7	-	25604,5	-	16417,6	-	18059,8

Tabela 4-4 – Cenário 3 - Norte Úmido - Nordeste Máximo Importador

Cenário 3 - Norte Úmido - Nordeste Máximo Importador													
Região	Usina	Carga Leve				Carga Média				Carga Pesada			
		2028		2030		2028		2030		2028		2030	
		(%)	Pot. Desp(MW)	(%)	Pot. Desp(MW)	(%)	Pot. Desp(MW)	(%)	Pot. Desp(MW)	(%)	Pot. Desp(MW)	(%)	Pot. Desp(MW)
N	UHEs	68%	15338,0	73%	16647,5	90%	20180,5	90%	20402,2	90%	20180,5	90%	20402,2
	Térmicas	43%	3331,6	46%	3573,2	65%	5062,5	57%	4421,1	75%	5875,1	75%	5875,1
NE	Carga NE	-	12009,9	-	12508,3	-	18302,4	-	19136,8	-	18302,4	-	17826,3
	Eólicas	7%	2120,5	5%	2000,4	5%	1692,4	5%	1929,9	5%	1692,4	5%	1929,9
	Térmicas	0%	18,5	3%	227,5	14%	1043,7	14%	1043,7	37%	2856,8	33%	2510,1
	UHEs	47%	5086,9	45%	4921,2	27%	2924,2	27%	2924,2	27%	2924,2	27%	2924,2
	Solares	0%	0,0	1%	140,8	96%	10244,7	95%	11035,4	1%	140,8	1%	140,8
	Biomassa	18%	90,7	18%	90,7	18%	90,7	18%	90,7	18%	90,7	18%	90,7
SE/CO	Térmicas+Nuclear	26%	4762,8	47%	9496,7	49%	9099,9	55%	11002,8	66%	12196,3	55%	11002,8
	UHEs	45%	21486,0	42%	20203,7	71%	34268,1	72%	34750,7	88%	42325,1	88%	42349,4
	Solares	0%	0,0	0%	0,0	89%	8300,6	91%	9414,0	0%	0,0	0%	0,0
	Biomassa	2%	111,0	2%	111,0	2%	111,0	2%	111,0	2%	111,0	2%	111,0
SUL	Eólicas	35%	1261,6	40%	1445,7	50%	1807,2	50%	1807,2	50%	1807,2	50%	1807,2
	Térmicas	0%	14,0	0%	14,0	39%	1140,2	39%	1140,2	39%	1140,2	39%	1140,2
	UHEs	53%	8430,3	41%	6960,0	75%	11842,0	76%	12871,2	91%	14402,8	92%	15501,1
Balanço Estático	Exportação N	-	10976,3	-	12040,5	-	14619,2	-	13533,7	-	15561,9	-	15089,8
	Exportação NE	-	-4636,6	-	-5158,2	-	-1581,6	-	-1349,6	-	-10954,2	-	-10546,4

Tabela 4-5 – Cenário 4 – Geração Intermediária - Intercâmbio Baixo

Cenário 4 – Geração Intermediária - Intercâmbio Baixo													
Região	Usina	Carga Leve				Carga Média				Carga Pesada			
		2028		2030		2028		2030		2028		2030	
		(%)	Pot. Desp(MW)	(%)	Pot. Desp(MW)	(%)	Pot. Desp(MW)	(%)	Pot. Desp(MW)	(%)	Pot. Desp(MW)	(%)	Pot. Desp(MW)
N	UHEs	22%	5040,9	24%	5336,0	25%	5547,2	30%	6851,5	22%	4944,8	24%	5350,6
	Térmicas	43%	3331,6	46%	3573,2	65%	5062,5	57%	4421,1	75%	5875,1	75%	5875,1
NE	Carga NE	-	12009,9	-	12508,3	-	18302,4	-	19136,8	-	18302,4	-	17826,3
	Eólicas	26%	8532,7	25%	9363,7	25%	8176,9	25%	9363,7	30%	9821,5	30%	11209,4
	Térmicas	0%	18,5	3%	227,5	14%	1043,7	14%	1043,7	37%	2856,8	33%	2510,1
	UHEs	33%	3594,8	29%	3120,7	37%	4019,9	30%	3229,0	52%	5685,5	39%	4285,0
	Solares	0%	0,0	0%	0,0	50%	5356,3	50%	5795,4	0%	0,0	0%	0,0
	Biomassa	18%	90,7	18%	90,7	18%	90,7	18%	90,7	18%	90,7	18%	90,7
SE/CO	Térmicas+Nuclear	26%	4762,8	47%	9496,7	63%	11683,5	70%	14165,3	90%	16663,7	85%	17203,6
	UHEs	50%	24099,4	45%	21437,1	82%	39360,8	81%	38804,4	82%	39585,8	82%	39338,2
	Solares	0%	0,0	0%	0,0	96%	9008,7	96%	9937,0	0%	0,0	0%	0,0
	Biomassa	2%	111,0	2%	111,0	2%	111,0	2%	111,0	2%	111,0	2%	111,0
SUL	Eólicas	40%	1445,7	40%	1445,7	80%	2891,5	80%	2891,5	80%	2891,5	80%	2891,5
	Térmicas	0%	14,0	0%	14,0	87%	2513,9	100%	2898,2	100%	2898,2	88%	2542,1
	UHEs	85%	13506,9	78%	13158,9	98%	15494,4	98%	16497,4	98%	15501,2	98%	16497,4
Balanço Estático	Exportação N	-	789,6	-	824,7	-	68,8	-	114,3	-	503,1	-	133,8
	Exportação NE	-	224,8	-	236,5	-	190,5	-	150,2	-	21,6	-	120,3

4.6 Patamares de Carga

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

4.7 Representação da Geração Indicativa

Em harmonia com a expansão de referência do PDE 2030 Ref.[1], considerou-se a partir de 2026, a contratação anual de cerca de 2.400MW referentes a novas usinas eólicas e 400 MW referentes a novas usinas solares[2] na região Nordeste, chegando a um total de 11895 MW de potencial eólico e 2194 MW de potencial solar em 2030.

Para realizar a distribuição dos potenciais indicativos solares e eólicos foi aplicada uma metodologia desenvolvida pela EPE em Ref. [3] que envolve um processo de *clusterização* dos potenciais de geração em centroides que representam subestações existentes ou planejadas do SIN. A definição dos *clusters* foi realizada com base nos dados dos sistemas AEGE (EPE) e SIGEL (ANEEL). Deste último, foram considerados, inclusive, os projetos em fase de DRO, o que permitiu a avaliação de uma ampla amostra de dados locacionais dos empreendimentos de geração, indicando os pontos de maior interesse do mercado.

É importante mencionar que tal base de dados de projetos foi utilizada exclusivamente para a definição dos percentuais de distribuição da geração indicativa do PDE em cada cluster da região Nordeste, sem causar nenhuma interferência sobre os montantes de expansão propriamente ditos. Os percentuais de distribuição da geração indicativa do PDE em cada *cluster* da região Nordeste são indicados pelos tamanhos das circunferências que os representam conforme indicado na Figura 4-1 a seguir.

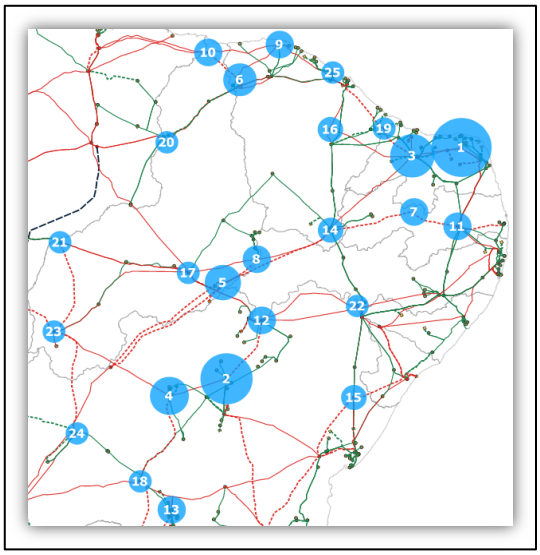


Figura 4-1 – Representação dos clusters de geração indicativa no subsistema Nordeste.

[2] Considerando alocação de 60% do percentual total de geração indicativa solar total do PDE na região Nordeste.

Além disso, cabe destacar que alguns *clusters* localizados em regiões geoelétricas muito próximas também tiveram seus potenciais agrupados em um único ponto de conexão para fins de simulações elétricas tendo em vista que, sob a ótica do desempenho do sistema local, os agrupamentos não causariam nenhuma alteração nas conclusões do estudo.

No caso específico das usinas termelétricas indicativas previstas no PDE 2030, foi considerado que 65% do potencial indicativo estaria distribuído entre as regiões Norte, Nordeste, Sudeste e Centro-Oeste, que são as áreas de influência deste estudo. O potencial total considerado atinge 8.000 MW no ano de 2030 e sua distribuição nas subestações do SIN levou em consideração as informações de cadastramento dos leilões de energia no Sistema AEGE. Porém, cabe destacar que esse potencial foi incluído apenas em locais onde não se identificou a necessidade de implantação de reforços locais associados.

Por fim, com o objetivo de dimensionar a rede de transmissão da Área Sul da Região Nordeste, os potenciais indicativos foram distribuídos nas subestações indicadas na Tabela 4-6.

Tabela 4-6 – Potenciais Indicativos Considerados

USINA		REGIÃO	Eólicas		Solares[3]		Térmicas	
			2028	2030	2028	2030	2028	2030
BARRA	NOME		Desp. Máx. (MW)	Desp. Máx. (MW)	Desp. Máx. (MW)	Desp. Máx. (MW)	Desp. Máx. (MW)	Desp. Máx. (MW)
12902	Cluster - SE Acaraú III 500 kV	NE	246,9	411,5	-	-	-	-
11565	Cluster - SE Açu III 500 kV	NE	702,9	1171,6	50,7	84,6	-	-
544	Cluster - SE Campina Grande III 500 kV	NE	140,6	234,3	-	-	-	-
12501	Cluster - SE Curral Novo do Piauí II 500 kV	NE	464,9	774,8	14,1	23,6	-	-
11560	Cluster - SE Gentio do Ouro II 500 kV	NE	507,3	845,5	20,7	34,6	-	-
11594	Cluster - SE Igaporã III 500 kV	NE	507,3	845,5	-	-	-	-
523	Cluster - SE João Câmara III 500 kV	NE	702,9	1171,6	50,7	84,6	-	-
11582	Cluster - SE Juazeiro III 500 kV	NE	101,5	169,1	20,7	34,6	-	-
582	Cluster - SE Olindina 500 kV	NE	101,5	169,1	-	-	-	-
11561	Cluster - SE Ourolândia II 500 kV	NE	507,3	845,5	-	-	-	-
12901	Cluster - SE Parnaíba III 500 kV	NE	246,9	411,5	-	-	-	-
12312	Cluster - SE Queimada Nova II 500 kV	NE	464,9	774,8	28,3	47,1	-	-
11500	Cluster - SE Santa Luzia II 500 kV	NE	281,2	468,6	126,8	211,5	-	-
12905	Cluster - SE Tianguá II 500 kV	NE	246,9	411,5	56,9	95,0	-	-
11525	Cluster - Pecém II 500 kV	NE	246,9	411,5	-	-	-	-

[3] Considerando alocação de 60% do percentual total de geração indicativa solar na região Nordeste.

USINA		REGIÃO	Eólicas		Solares[3]		Térmicas	
			2028	2030	2028	2030	2028	2030
BARRA	NOME		Desp. Máx. (MW)	Desp. Máx. (MW)	Desp. Máx. (MW)	Desp. Máx. (MW)	Desp. Máx. (MW)	Desp. Máx. (MW)
549	Cluster - Garanhuns II 500 kV	NE	140,6	234,3	-	-	-	-
56739	Cluster - Monte Verde 500 kV	NE	702,9	1171,6	-	-	-	-
555	Cluster - Morro do Chapéu II 500 kV	NE	507,3	845,5	-	-	-	-
11575	Cluster - Campo Formoso II 500 kV	NE	202,9	338,2	-	-	-	-
11576	Cluster - Barra II 500 kV	NE	101,5	169,1	51,8	86,5	-	-
846	Cluster - SE Barreiras II 500 kV	NE	-	-	70,7	117,9	-	-
585	Cluster - SE Bom Jesus da Lapa II 500 kV	NE	-	-	51,8	86,5	-	-
56100	Cluster - SE Jaguaruana II 500 kV	NE	-	-	50,7	84,6	-	-
505	Cluster - SE Luiz Gonzaga 500 kV	NE	-	-	126,8	211,5	-	-
11567	Cluster - SE Milagres II 500 kV	NE	-	-	126,8	211,5	-	-
536	Cluster - SE Ribeiro Gonçalves 500 kV	NE	-	-	28,3	47,1	-	-
58139	Cluster - Surubim 500 kV	NE	-	-	50,7	84,6	-	-
11578	Cluster - Sertão PE 500 kV	NE	-	-	126,8	211,5	-	-
11580	Cluster - Novo Oriente 500 kV	NE	-	-	142,4	237,5	-	-
12318	Cluster - Buritirama 500 kV	NE	-	-	70,7	117,9	-	-
11579	Cluster - Sertão PI 500 kV	NE	-	-	28,3	47,1	-	-
58121	Cluster - Jeremoabo 500 kV	NE	-	-	20,7	34,6	-	-
571	Miracema 500kV	N	-	-	-	-	1500,0	1500,0
598	Vila do Conde 500kV	N	-	-	-	-	1000,0	1000,0

USINA		REGIÃO	Eólicas		Solares[3]		Térmicas	
			2028	2030	2028	2030	2028	2030
BARRA	NOME		Desp. Máx. (MW)	Desp. Máx. (MW)	Desp. Máx. (MW)	Desp. Máx. (MW)	Desp. Máx. (MW)	Desp. Máx. (MW)
532	São Luiz 500kV	NE	-	-	-	-	1000,0	1000,0
4303	Trindade 500kV	SE/CO	-	-	-	-	1250,0	1250,0
3875	Samambaia 500kV	SE/CO	-	-	-	-	1250,0	1250,0
39511	João Neiva II 500kV	SE/CO	-	-	-	-	0,0	750,0
38951	Campos 2 500kV	SE/CO	-	-	-	-	0,0	1250,0
	Total (MW)		**7125,1**	**11875,0**	**1315,4**	**2194,0**	**6000,0**	**8000,0**

5 DIAGNÓSTICO

O diagnóstico do sistema de transmissão da Área Sul da Região Nordeste foi realizado no relatório EPE-DEE-RE-031/2011-rev1 Ref.[2] considerando as premissas de despacho descritas no Capítulo 1, nos patamares de carga Pesada, Média e Leve, cenários 1, 2, 3 e 4. O referido documento listou os seguintes problemas na área sul da região Nordeste:

- Sobrecarga na LT 500 kV Pecém II – Fortaleza II C1 em todo horizonte decenal na contingência da LT 500 kV Pacatuba – Pecém II C1. Esta mesma linha de transmissão entra em sobrecarga em todo o horizonte decenal, na contingência da LT 500 kV Pecém II – Fortaleza II C1;

- Sobrecarga na LT 230 kV Alex – Banabuiu C1, em todo horizonte decenal, na contingência da LT 230 kV Alex – Mossoró II C1. Esta mesma linha de transmissão também entra em sobrecarga na contingência da LT 230 kV Alex – Banabuiu C1.

- Tensões elevadas nas SE 500 kV Acaraú III, Pecém II, Sobral III, Tianguá II e Teresina II em todo horizonte decenal, em regime normal de operação, no cenário de carga mínima;

- Sobrecarga no eixo 500 kV Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Sobradinho C1, a partir de 2026, na contingência dos circuitos paralelos;

A partir desse diagnóstico chegou-se à conclusão que a maioria dos problemas eram decorrentes do esgotamento do sistema de transmissão para conexão e escoamento de empreendimentos de geração. Assim, torna-se imprescindível a realização de estudo para a recomendação de reforços estruturais na área sul da região Nordeste.

Além dos problemas identificados no relatório mencionado, durante as análises do presente estudo foram observados para a transformação 500/230 kV da SE Boa Esperança carregamentos bem próximos ao limite de capacidade do equipamento, quando da contingência da LT 500 kV Boa Esperança – Presidente Dutra. Além disso a superação do equipamento é de fato observada quando se considera a injeção de potência adicional no seccionamento da LT 500 kV São João do Piauí – Boa Esperança, ponto de conexão este que já é considerado por diversos empreendedores de geração fotovoltaica em diferentes estágios de desenvolvimento. Nesse sentido o presente estudo buscará identificar a melhor alternativa para a solução deste problema.

Da Figura 5-1 a 5-11 apresenta-se o resultado do diagnóstico, com as sobrecargas e sobtensões citadas.

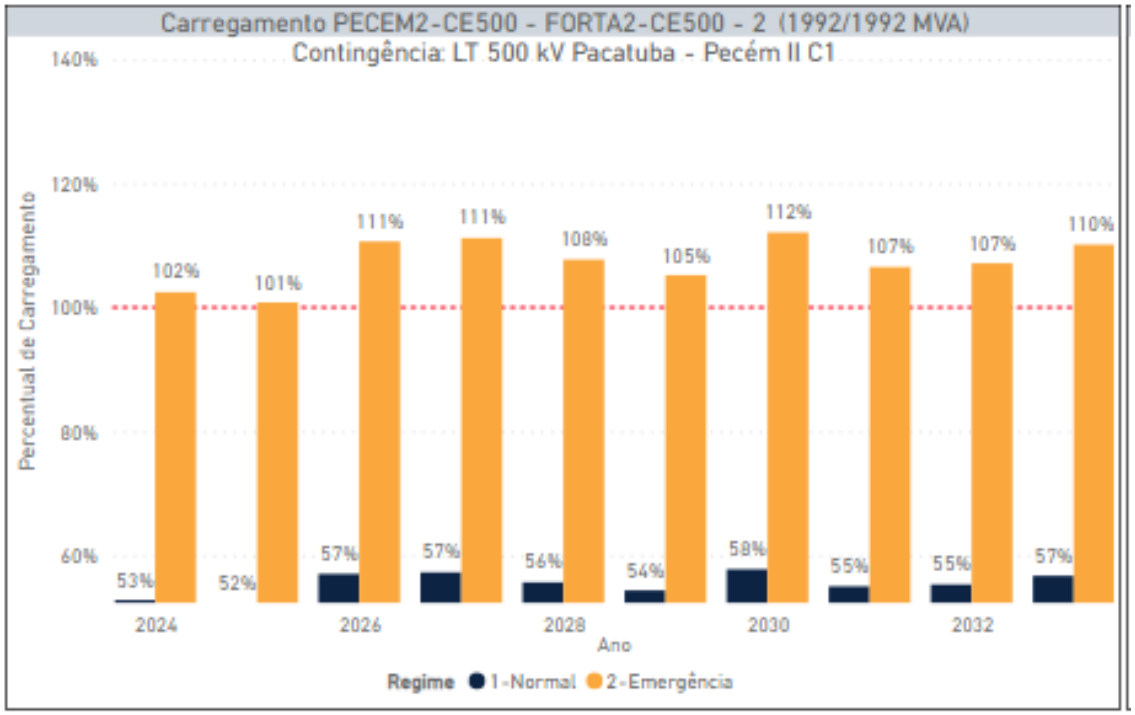


Figura 5-1 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência da LT 500 kV Pacatuba - Pecém II C1

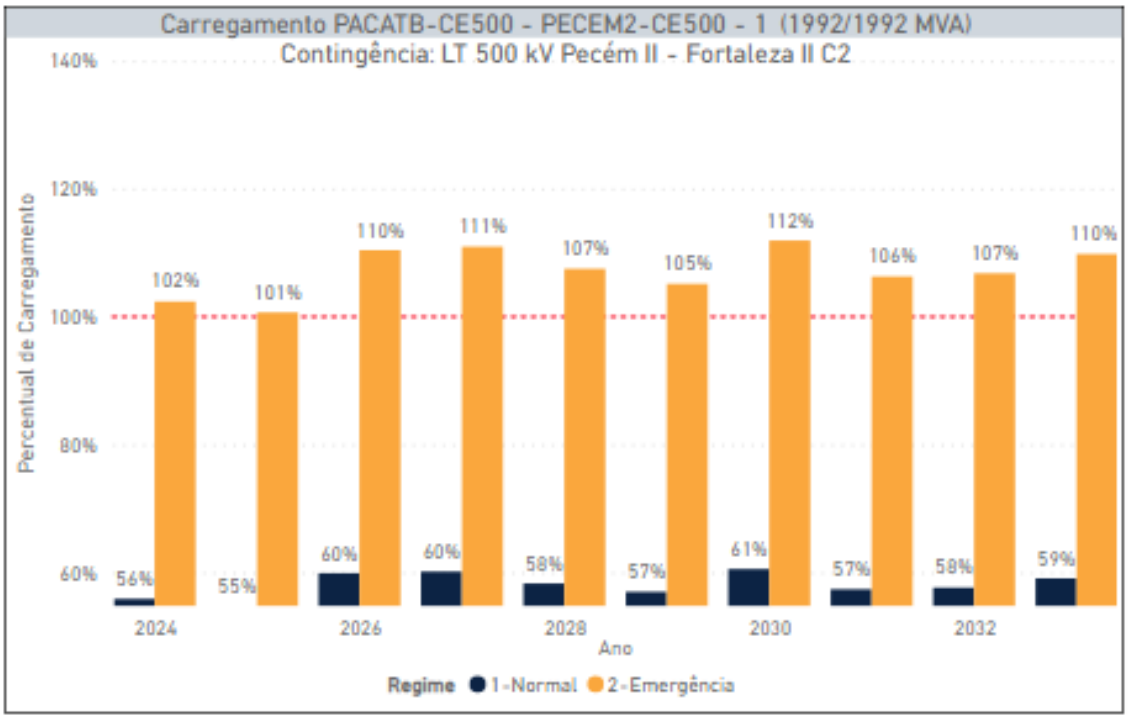


Figura 5-2 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência da LT 500 kV Fortaleza II - Pecém II C2

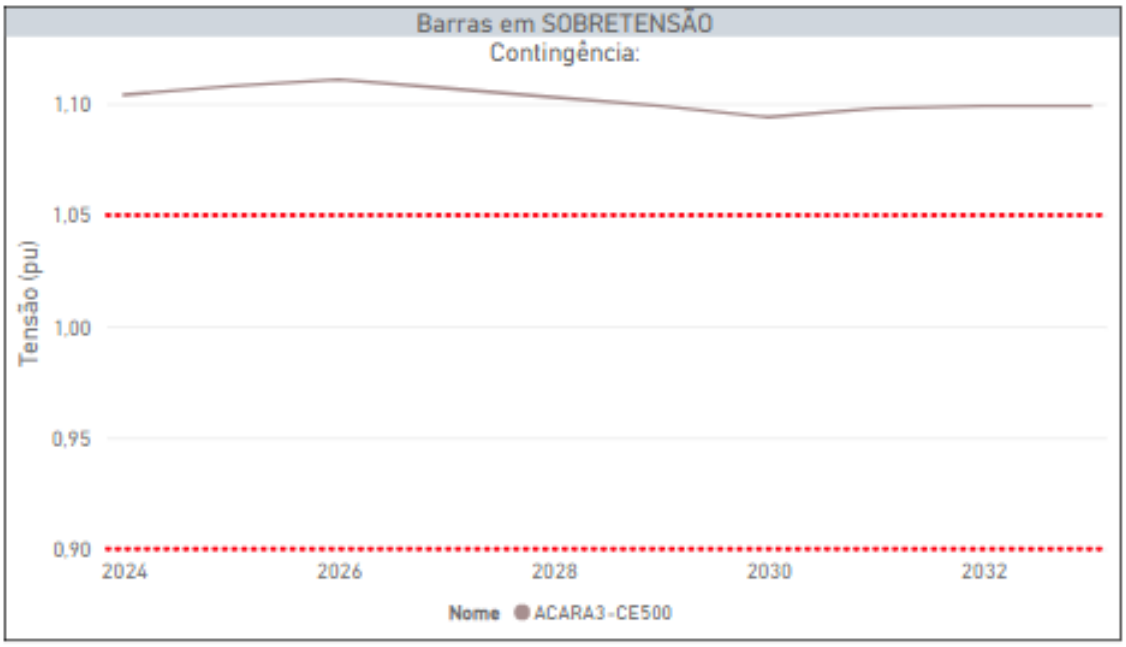


Figura 5-3 – Cenário 4 – Carga Mínima – Regime Normal de Operação

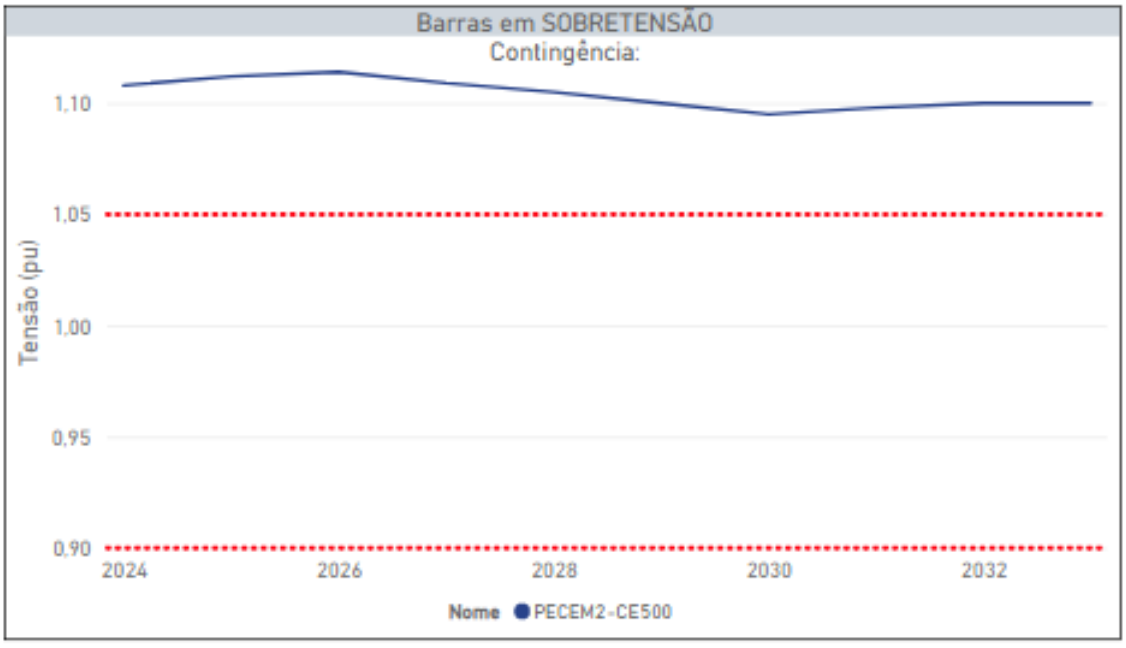


Figura 5-4 – Cenário 4 – Carga Mínima – Regime Normal de Operação

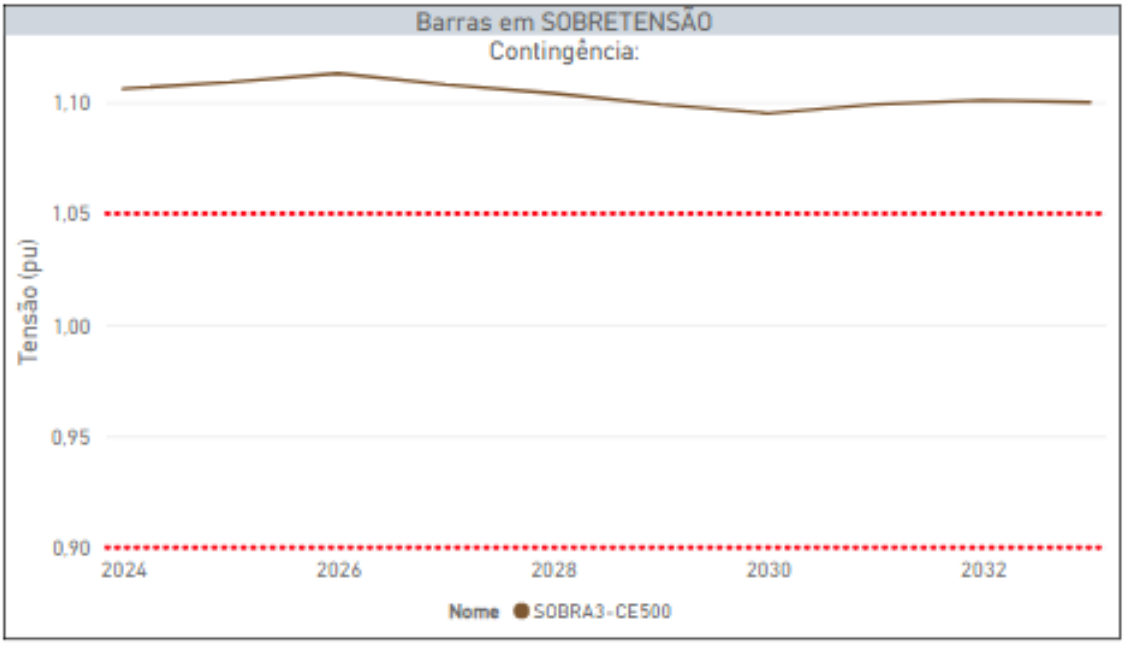


Figura 5-5 – Cenário 4 – Carga Mínima – Regime Normal de Operação

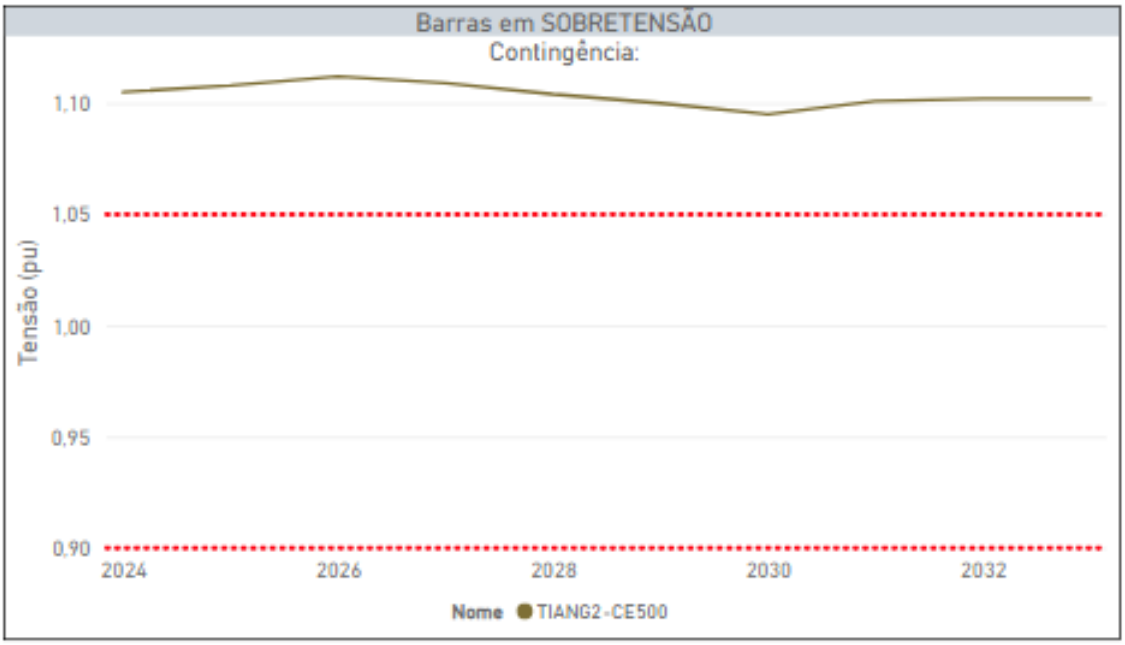


Figura 5-6 – Cenário 4 – Carga Mínima – Regime Normal de Operação

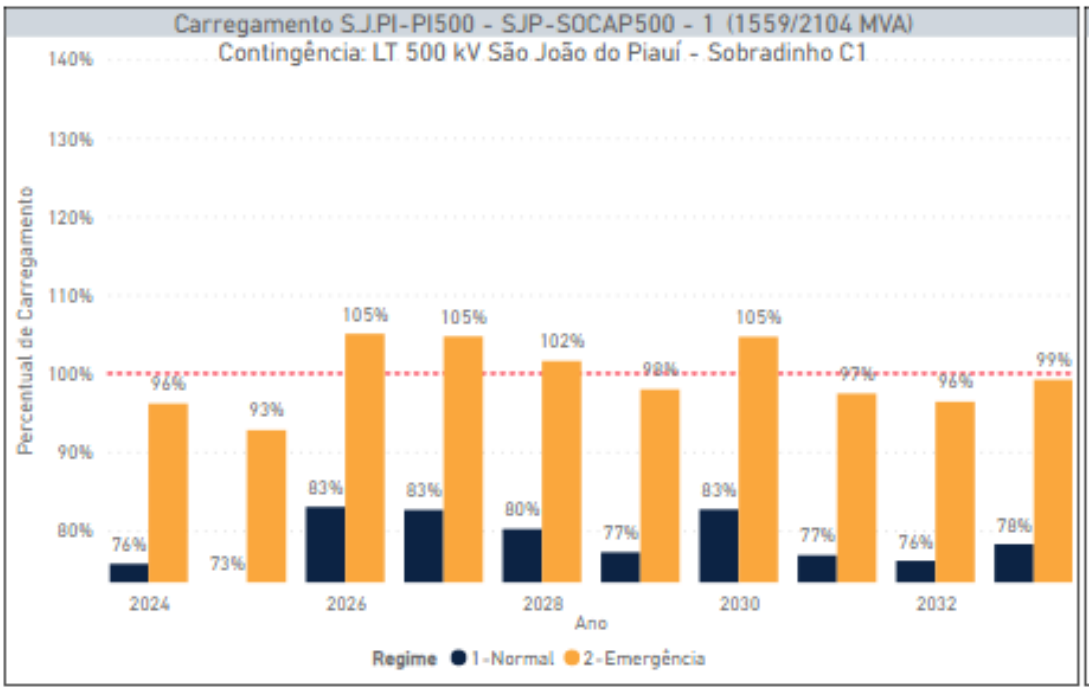


Figura 5-7 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência da LT 500 kV São João do Piauí – Sobradinho C1

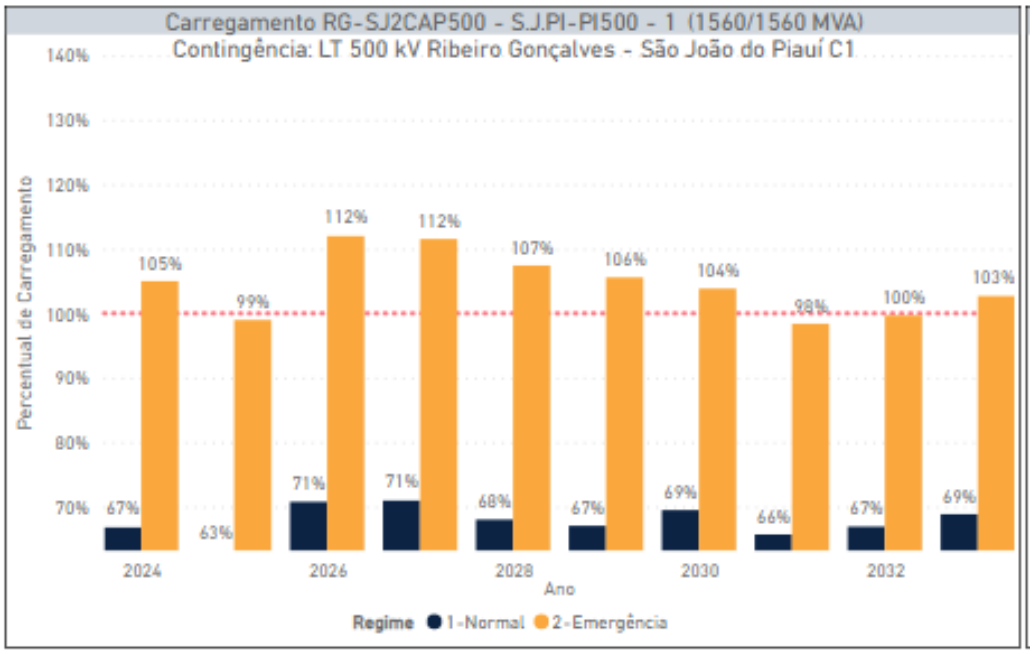


Figura 5-8 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – S. J. Piauí C1

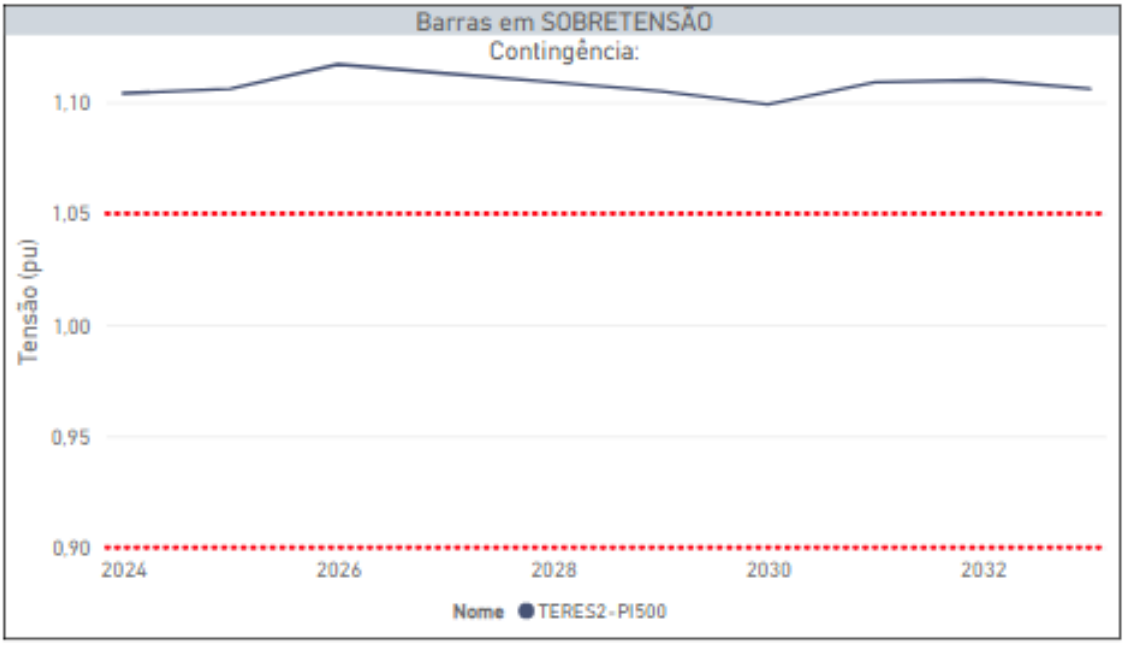


Figura 5-9 – Cenário 4 – Carga Mínima – Regime Normal de Operação

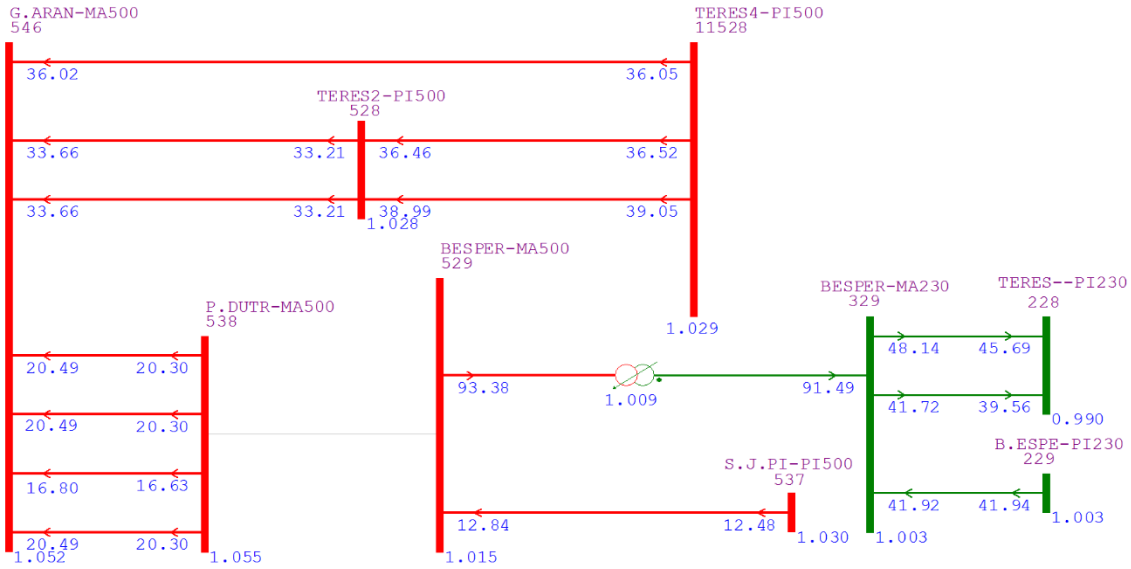


Figura 5-10 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Boa Esperança – Presidente Dutra – Ano 2030 – (Carregamento % da capacidade de emergência)

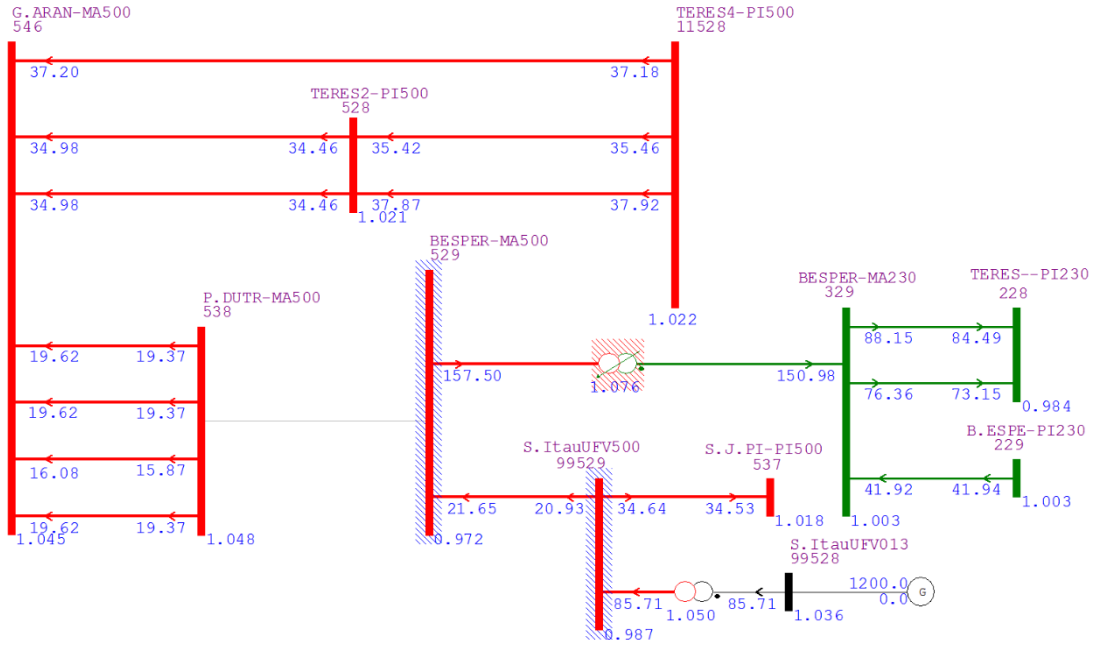


Figura 5-11 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Boa Esperança – Presidente Dutra – Ano 2030 – Geração adicional no seccionamento da LT 500 kV S.J. Piauí – Boa Esperança - (Carregamento % da capacidade de emergência)

6 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS

Como diretriz geral, para proporcionar o pleno escoamento das usinas contratadas na área norte da região Nordeste e possibilitar a conexão de futuros empreendimentos de geração, foram vislumbrados 2 grandes eixos de transmissão, no sentido Leste-Oeste, um deles partindo da região central do Ceará com direção ao bipolo Graça Aranha e outro partindo da região leste do Piauí com direção à interligação Norte-Sul, conforme ilustra a Figura 2-1.

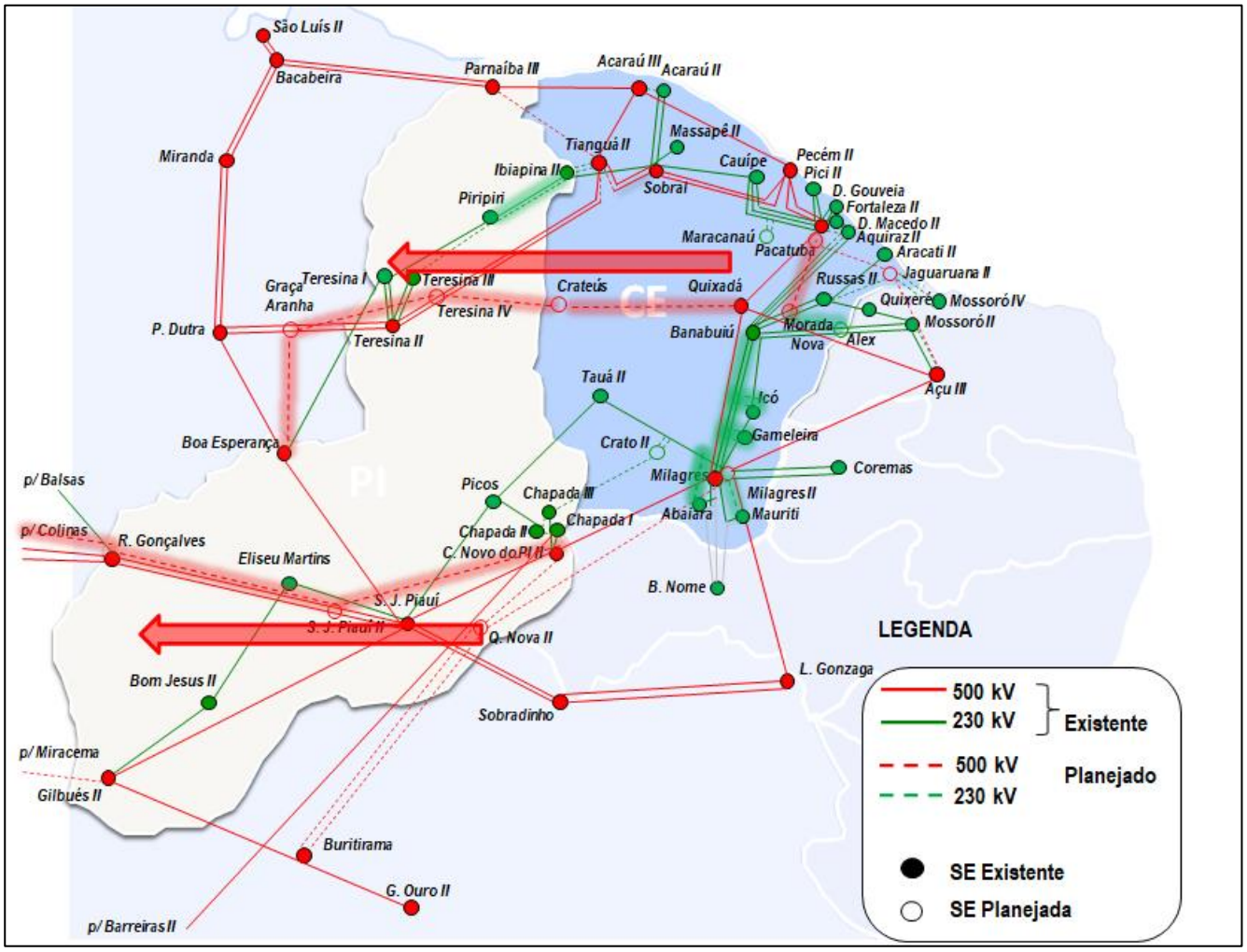


Figura 6-1 – Eixos de Transmissão

O eixo 500 kV mais ao norte partirá da subestação Quixadá com direção à futura SE Graça Aranha, que abrigará também a conversora CC do bipolo Graça Aranha – Silvânia. Dada a grande extensão do eixo proposto, são previstas duas subestações seccionadoras, uma delas localizada na região do sertão do Ceará, que servirá também como novo ponto coletor de geração e outra a ser localizada próximo à subestação Teresina II, que foi estrategicamente vislumbrada para ser também um novo ponto de suprimento 500/230 kV quando se configurar o esgotamento da transformação 500/230 kV da SE Teresina II.

Esse novo eixo (Quixadá – Crateús – Teresina IV – Graça Aranha) aliviará o carregamento nos outros eixos existentes e proporcionará um aumento na capacidade de escoamento de energia de projetos de geração na região central do Ceará.

O eixo 500 kV mais ao sul partirá da subestação Curral Novo do Piauí II com direção à SE Colinas. Para este caso é prevista uma subestação seccionadora a ser localizada na região de influência da SE São João do Piauí, se configurando também como um novo ponto coletor de geração na região e permitindo futuramente expandir a transformação 500/230kV na região de São João do Piauí. Esse novo eixo constituirá um reforço ao eixo existente Curral Novo do Piauí II – São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves - Colinas e solucionará os problemas de sobrecarga observados nos circuitos remanescentes na contingência do respectivo circuito paralelo.

Para se obter uma distribuição de fluxos equilibrada no sistema, foi necessária a recomendação de eixos com alta capacidade compostos por configurações de cabos de 6x795 MCM para as linhas desses dois grandes eixos. Isso se deve ao fato de que as novas linhas de transmissão entram em paralelo com outros circuitos que já possuem essa configuração e/ou bancos de capacitores série que não serão desativados neste momento. Adicionalmente, elas possuem SIL mais elevado do que as linhas de transmissão convencionais, que também é relevante devido aos elevados carregamentos vislumbrados para esses dois eixos.

Outra questão relevante para adoção dessa configuração ao invés de utilização de bancos de capacitores série resulta da alta probabilidade de acessos de empreendedores de geração via seccionamento de linha de transmissão. Com a alta procura dos empreendedores de geração por este tipo de conexão, haveria uma grande chance de os equipamentos de compensação série serem inutilizados com pouco tempo de uso.

Para o Volume 2 do Estudo de Escoamento de Geração da Região Nordeste, dada a vasta extensão da área de abrangência e uma certa independência no desempenho elétrico das regiões avaliadas, optou-se por dividir as análises técnico-econômicas em diferentes subáreas levando-se em consideração as seguintes questões:

- A Análise 1 visou identificar a melhor solução para as restrições observadas no eixo em 230 kV que envolve as subestações Banabuiú, Russas II, Alex e Mossoró II.
- A Análise 2 fez uma comparação de alternativas para identificar o melhor ponto de localização para a SE seccionadora prevista no novo eixo em 500 kV que parte da SE Curral Novo do Piauí II com direção a SE Colinas.
- A Análise 3 teve como objetivo identificar a melhor alternativa para resolver o problema da sobrecarga na transformação 500/230 kV da SE Boa Esperança quando da contingência da LT 500 kV Boa Esperança – Presidente Dutra.

- A Análise 4 por sua vez compara as alternativas de reconfiguração do eixo em 230 kV entre a SE Milagres e a SE Bom Nome, tendo em vista as restrições observadas.

6.1 Obras comuns a todas as análises técnico-econômicas

O conjunto de obras apresentado na lista a seguir foi identificado como sendo essencial para o desempenho elétrico do sistema permitindo ampliar a capacidade da interligação Norte-Nordeste e propiciar um adequado escoamento de geração e atendimento ao mercado regional. Sendo assim esse conjunto de recomendações foi considerado comum a todas as análises realizadas.

Ano 2028

- SE 500 kV Crateús
- Compensador síncrono (-200/+300) Mvar na SE Crateús
- SE 500 kV Teresina IV
- LT 500 KV Quixadá – Crateús, 6 x 795 MCM, 205 km;
- LT 500 kV Crateús – Teresina IV, 6 x 795 MCM, 219 km;
- LT 500 kV Teresina IV – Graça Aranha, 6 x 795 MCM, 216 km;
- Seccionamento das LTs 500 kV Tianguá II – Teresina II C1 e C2 na SE Teresina IV, 2 x 2 km;

Ano 2030

- LT 230 kV Ibiapina II – Piripiri C3, 2 x 954 MCM, 86 km;
- Desativação da LT 230 kV Ibiapina II – Piripiri C1;

6.2 Análise Técnico-Econômica 1 – Região de influência das subestações Banabuiú, Russas II e Mossoró II

6.2.1 Alternativa 1

A Alternativa 1 é composta pelas seguintes obras:

Ano 2028

- SE 500/230 kV Morada Nova (2 x 900 MVA)

- Seccionamento da LT 500 kV Açu III – Quixadá na SE Morada Nova, circuito simples, 2 x 0,5 km;
- Seccionamento da LT 230 kV Banabuiú – Russas II C2 na SE Morada Nova, circuito simples, 2 x 0,9 km;
- LT 230 kV Banabuiú – Morada Nova C1, 2 x 795 MCM, 55,9 km;
- LT 230 kV Morada Nova – Russas II C1, 2 x 795 MCM, 58 km;
- Seccionamento da LT 230 kV Banabuiú – Mossoró II C1 e C2 na SE Morada Nova, circuito duplo, 2 x 20,3 km;

Nesta alternativa buscou-se alocar a nova subestação 500/230 kV no ponto de cruzamento da LT 500 kV Açu III – Morada nova com as LTs 230kV Banabuiú- Russas II C1 e C2.

A Figura 6-2 apresenta a configuração associada à Alternativa 1.

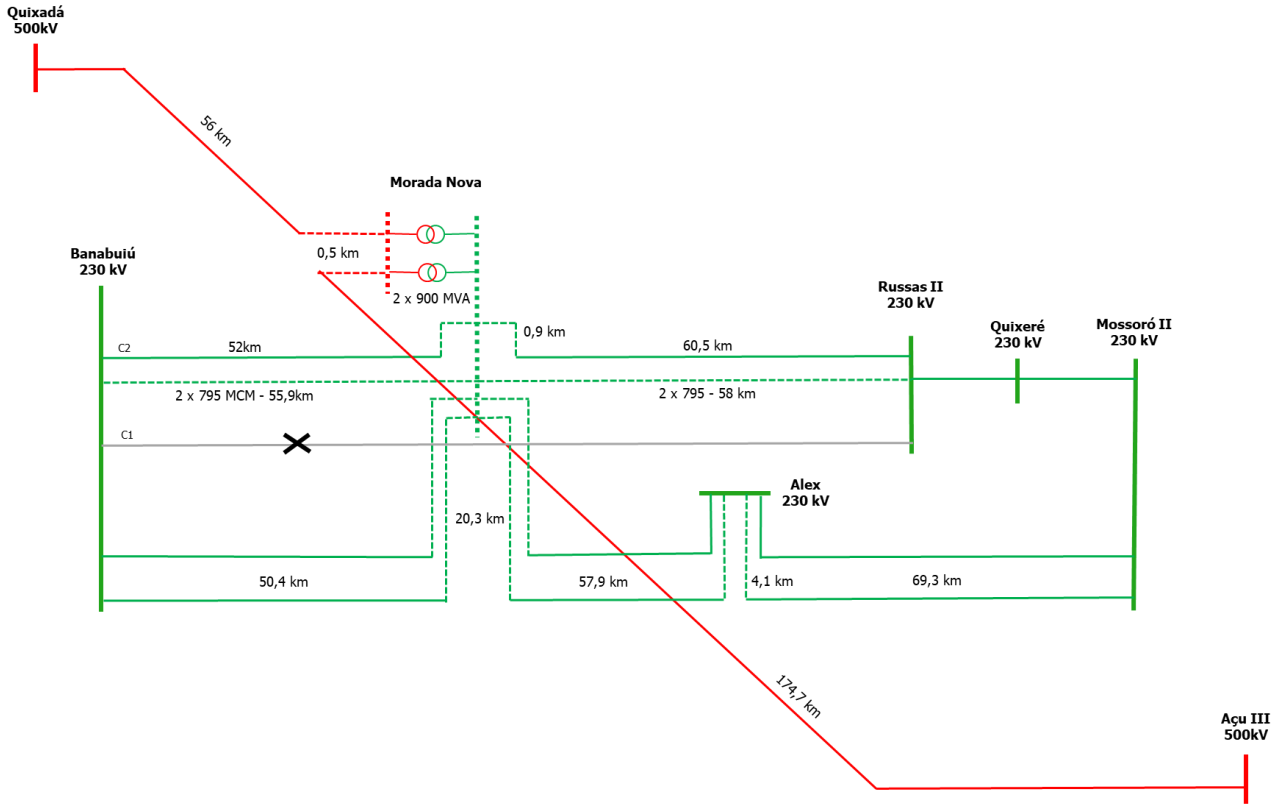


Figura 6-2 – Alternativa 1

6.2.2 Alternativa 2

A Alternativa 2 é composta pelas seguintes obras:

Ano 2028

- SE 500/230 kV Morada Nova (2 x 900 MVA)
- Seccionamento da LT 500 kV Açu III – Quixadá na SE Morada Nova, circuito duplo, 2 x 0,5 km;
- Seccionamento da LT 230 kV Banabuiú – Russas II C2 na SE Morada Nova, circuito simples, 2 x 17 km;
- LT 230 kV Banabuiú – Morada Nova C1, 2 x 795 MCM, 66 km;
- LT 230 kV Morada Nova – Banabuiú C1, 2 x 795 MCM, 46 km;
- Seccionamento da LT 230 kV Banabuiú – Mossoró II C1 e C2 na SE Morada Nova, circuito duplo, 2 x 13 km;
- LT 230 kV Alex – Morada Nova C1, 1 x 795 MCM, 40 km;

Nesta alternativa buscou-se alocar a nova subestação 500/230 kV próximo à LT 500 kV Açu III – Quixadá e ao ponto médio entre os corredores das LTs 230 kV Banabuiú – Russas II C2 e Banabuiú – Mossoró II C1 e C2 de modo a minimizar a extensão total de novas linhas em 230 kV.

A Figura 6-3 apresenta a configuração associada à Alternativa 2.

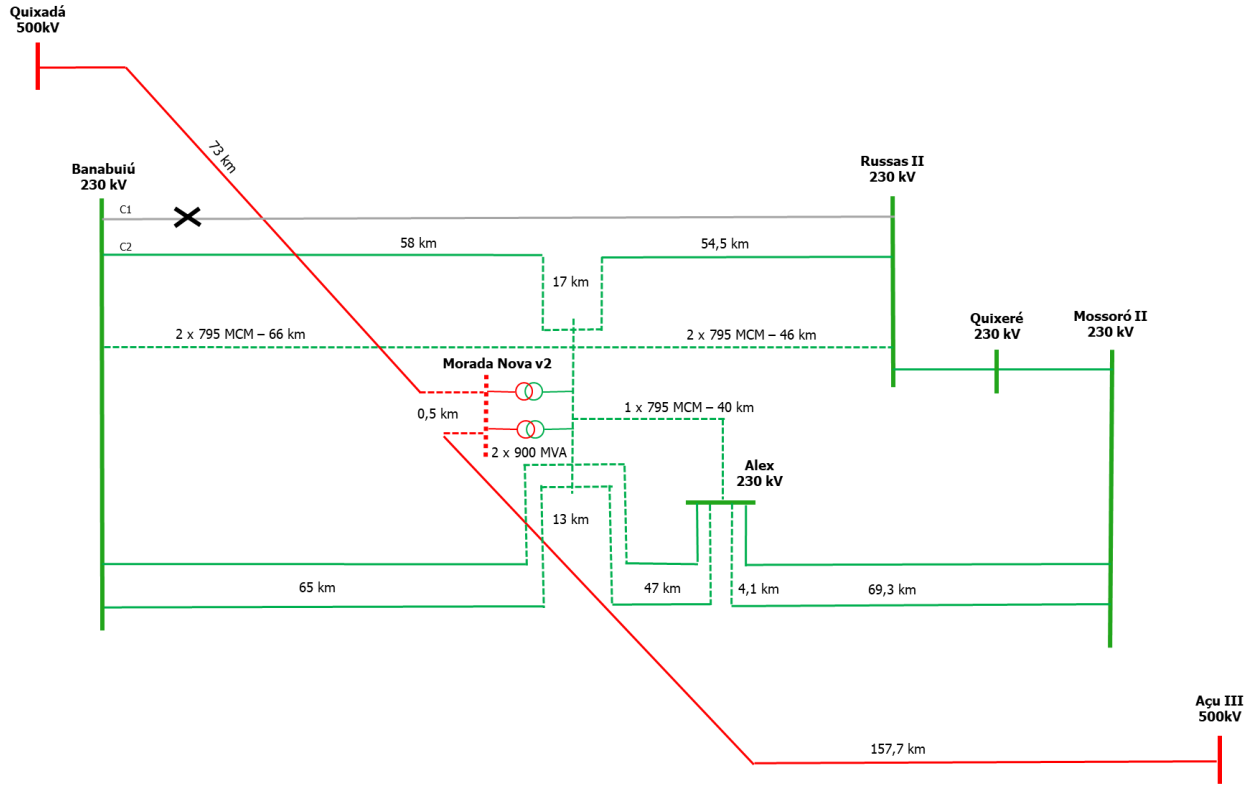


Figura 6-3 – Alternativa 2

6.2.3 Alternativa 3

A Alternativa 3 é composta pelas seguintes obras:

Ano 2028

- SE 500/230 kV Morada Nova (2 x 900 MVA)
- Seccionamento da LT 500 kV Açu III – Quixadá na SE Morada Nova, circuito duplo, 2 x 0,5 km;
- Seccionamento da LT 230 kV Banabuiú – Russas II C2 na SE Morada Nova, circuito simples, 2 x 0,9 km;
- LT 230 kV Banabuiú – Morada Nova C1, 2 x 795 MCM, 55,9 km;
- LT 230 kV Morada Nova – Banabuiú C1, 2 x 795 MCM, 58 km;
- LT 230 kV Alex – Morada Nova C1, 2 x 795 MCM, 61,7 km;

Esta alternativa considera a alocação da nova subestação 500/230 kV no mesmo ponto considerado para a Alternativa 1, isto é, no ponto de cruzamento da LT 500 kV Açu III – Morada nova com as LTs Banabuiú- Russas II C1 e C2.

A Figura 6-4 apresenta a configuração associada à Alternativa 3.

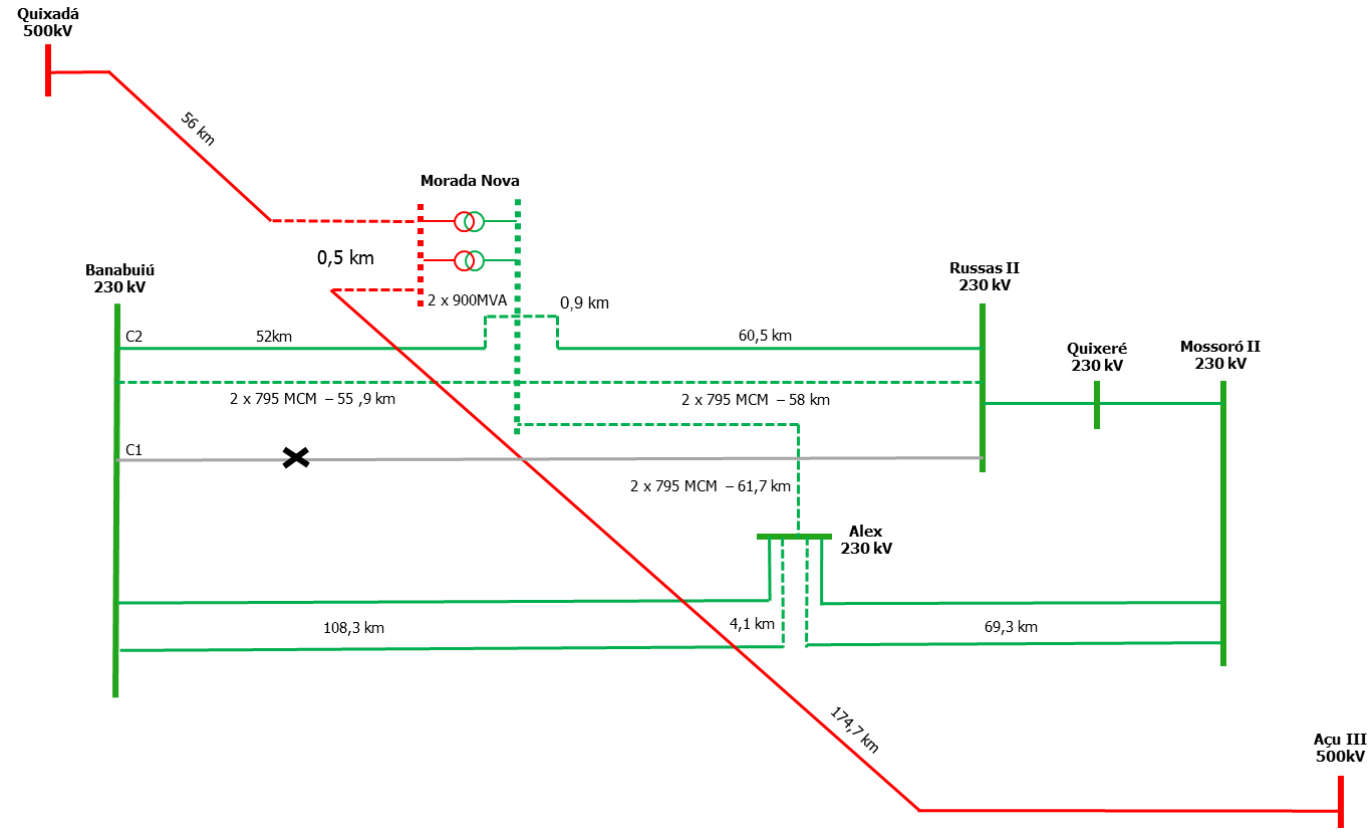


Figura 6-4 – Alternativa 3

6.2.4 Obras comuns da Análise 1

São consideradas obras comuns a todas as alternativas da Análise 1:

Ano 2028

- Seccionamento da LT 230 kV Banabuiú – Mossoró II C1 na SE Alex, circuito simples, 2 x 4,1 km;
- Desativação da LT 230 kV Banabuiú – Russas II C1;
- Seccionamento da LT Quixadá – Fortaleza II C1 na SE Pacatuba, circuito simples, 2 x 1,2 km;
- Seccionamento da LT Pecém II – Fortaleza II 05C2 na SE Pacatuba, circuito simples, 2 x 2,1 km;

Ano 2030

- LT 500 kV Morada Nova – Pacatuba C1, circuito simples, 4 x 795 MCM, 151 km;

O seccionamento da LT 230 kV Banabuiú – Mossoró II C1 na SE Alex tem como objetivo uma melhor distribuição de fluxos da energia gerada por esse complexo solar, que atualmente já secciona o circuito 2 dessa mesma linha.

A obra de desativação da LT 230 kV Banabuiú – Russas II C1 deve ocorrer após a entrada em operação da SE Morada Nova e do novo circuito recomendado no eixo 230kV Banabuiú - Morada Nova – Russas II. Destaca-se que foi avaliada a possibilidade de recapacitação da linha existente em vez da recomendação do novo circuito, essa alternativa, no entanto, apresentou um custo maior que a implantação do novo circuito, mesmo considerando os custos de desativação da linha e os custos referentes às parcelas não amortizadas remanescentes (vide capítulo 18 ANEXOS).

Os seccionamentos das LTs 500 kV Quixadá – Fortaleza II e Pecém II – Fortaleza II na SE Pacatuba tem como objetivo afastar a possibilidade de sobrecarga na LT 500 kV Pacatuba – Fortaleza II na contingência da LT 500 kV Pacatuba – Pecém II.

A LT 500 kV Morada Nova – Pacatuba C1, indicada referencialmente para o ano 2030 visa aliviar o carregamento no eixo em 230 kV Banabuiú – Aquiraz II nas contingências da LT 500 kV Morada Nova – Pacatuba e da LT 500 kV Jaguaruana – Pacatuba em cenários de elevada geração de usinas eólicas e solares da região.

6.3 Análise Técnico-Econômica 2 – Localização da SE Seccionadora Piauí

6.3.1 Alternativa 1

A Alternativa 1 é composta pelas seguintes obras:

Ano 2028

- SE 500 kV Ribeira do Piauí
- LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – Ribeira do Piauí C1, 6x795 MCM, 238 km;
- LT 500 kV Ribeira do Piauí – Ribeiro Gonçalves C1, 6x795 MCM, 319 km;
- Compensador síncrono (-200/+300) Mvar na SE Ribeira do Piauí

Ano 2030

- Desativação do banco de capacitores série da LT 500 kV São João do Piauí – Boa Esperança;

Nessa alternativa a SE Seccionadora do novo eixo em 500 kV entre a SE Curral Novo do Piauí II e a SE Colinas é alocada no município de Ribeira do Piauí, ficando a cerca de 65 km da SE São João do Piauí. Não são previstas conexões adicionais da nova subestação com o sistema existente.

O compensador síncrono se faz necessário para o adequado controle de tensão em contingências, rejeição de carga e elevação da potência de curto-circuito local.

A desativação do banco de capacitores série da LT 500 kV São João do Piauí – Boa Esperança é recomendada neste caso visto que é observada sobrecarga nesse equipamento na contingência das LTs 500 kV São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves C1 ou C2 e LTs 500 kV Ribeiro Gonçalves C1, C2 ou C2. É importante destacar que esse equipamento se encontra com vida útil regulatória esgotada e, portanto, todo o seu investimento já foi completamente amortizado.

A Figura 6-5 apresenta a configuração associada à Alternativa 1.

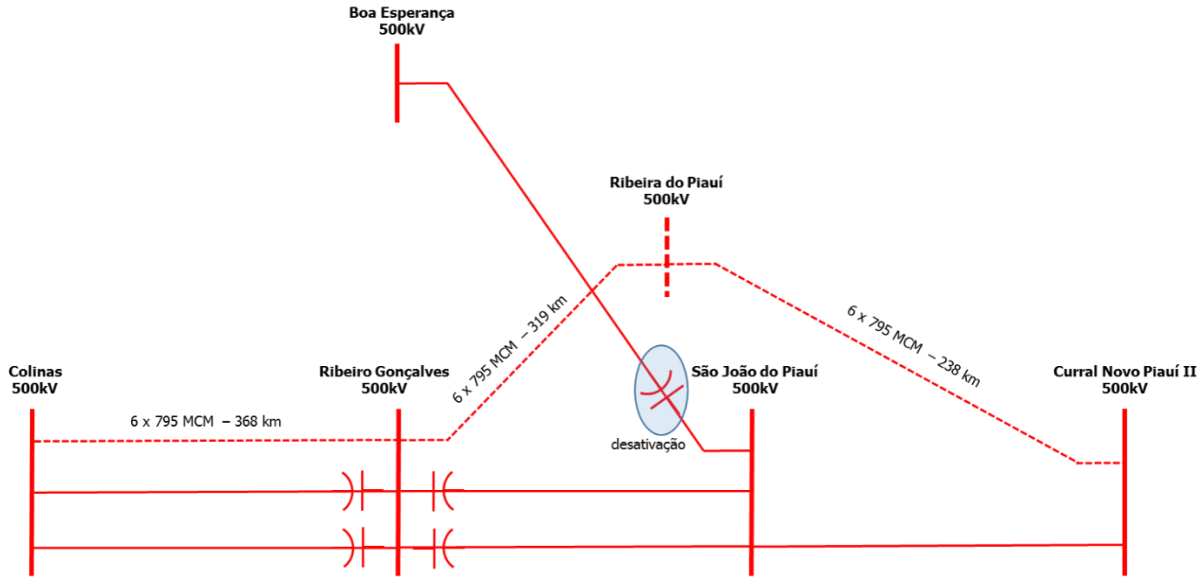


Figura 6-5 – Alternativa 1

6.3.2 Alternativa 2

A Alternativa 2 é composta pelas seguintes obras:

Ano 2028

- SE 500 kV Ribeira do Piauí
- LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – Ribeira do Piauí C1, 6x795 MCM, 238 km;
- LT 500 kV Ribeira do Piauí – Ribeiro Gonçalves C1, 6x795 MCM, 319 km;
- Seccionamento da LT 500 kV São João do Piauí – Boa Esperança na nova SE Ribeira do Piauí, circuito simples, 2 x 0,5 km;
- Desativação do banco de capacitores série da LT 500 kV São João do Piauí – Boa Esperança;

A Alternativa 2 prevê que a SE Seccionadora seja alocada no mesmo ponto previsto pela Alternativa 1, com a diferença de que a Alternativa 2 propõe uma maior integração com o sistema existente através do seccionamento da LT 500 kV São João do Piauí – Boa Esperança na nova subestação. Dado que a linha em questão possui um banco de capacitores série associado é prevista a sua desativação. É importante destacar que esse equipamento se encontra com vida útil regulatória esgotada e, portanto, todo o seu investimento já foi completamente amortizado.

A Figura 6-5 apresenta a configuração associada à Alternativa 2.

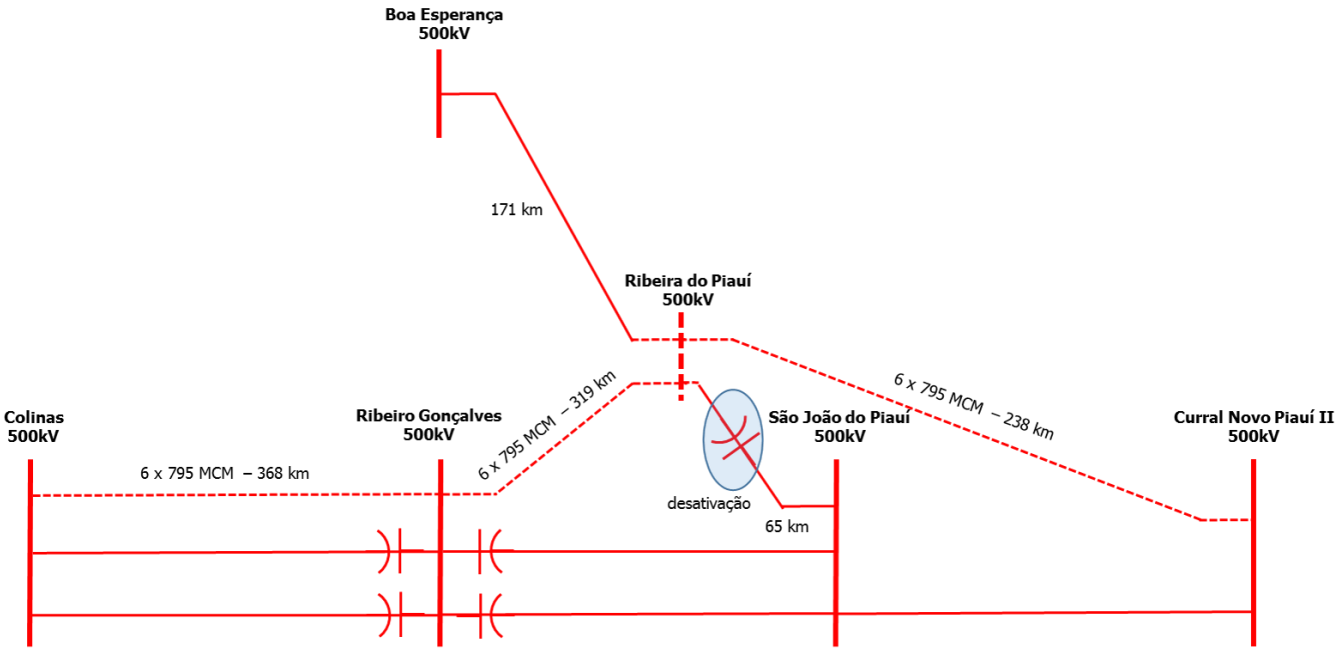


Figura 6-6 – Alternativa 2

6.3.3 Alternativa 3

A Alternativa 3 é composta pelas seguintes obras:

Ano 2028

- SE 500 kV São João do Piauí II;
- LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – São João do Piauí II C1, 6x795 MCM, 222 km;
- LT 500 kV São João do Piauí II – Ribeiro Gonçalves C3, 6x795 MCM, 308 km;
- Seccionamento das LTs 500 kV São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves C1 e C2 na nova SE São João do Piauí II, circuito simples, 2 x 3,7 km;
- Desativação do banco de capacitores série da LT 500 kV São João do Piauí – Boa Esperança;
- Desativação dos bancos de capacitores série das LTs São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves C1 e C2;

A Alternativa 3 prevê que a SE Seccionadora seja alocada próxima à SE São João do Piauí, vindo a constituir um novo ponto coletor para as usinas que se implantem na região e também um novo ponto para uma futura expansão no nível de tensão 230 kV, quando do esgotamento da SE São João do Piauí. Além disso o seccionamento das LTs 500 kV São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves C1 e C2 promovem uma forte integração da nova subestação com o sistema existente.

Dado que os circuitos a serem seccionados possuem banco de capacitores série associados é prevista a desativação dos mesmos.

A desativação do banco de capacitores série da LT 500 kV São João do Piauí – Boa Esperança é recomendada neste caso visto que esse equipamento tende a se configurar como limitante na contingência de um dos circuitos do eixo São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves, à medida em que se observe incremento de injeção de potência nas subestações da região. É importante destacar que esse equipamento se encontra com vida útil regulatória esgotada e, portanto, todo o seu investimento já foi completamente amortizado.

A Figura 6-5 apresenta a configuração associada à Alternativa 2.

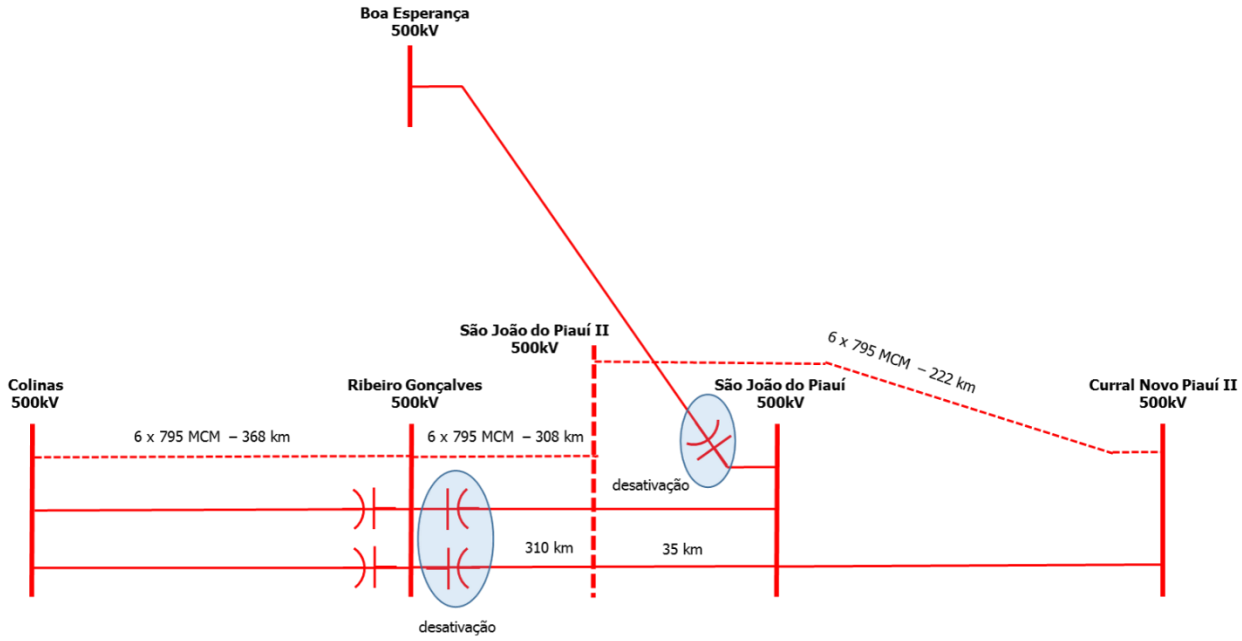


Figura 6-7 – Alternativa 3

6.3.4 Obras comuns da Análise 2

É considerada obra comum a todas as alternativas da Análise 2:

Ano 2028

- LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C3, circuito simples, 6x795 MCM, 368 km;

6.4 Análise Técnico-Econômica 3 – Solução para a sobrecarga na transformação 500/230 kV da SE Boa Esperança

6.4.1 Alternativa 1

A Alternativa 1 é composta pela seguinte obra:

Ano 2028

- LT 500 kV Boa Esperança – Teresina IV C1, 4x795 MCM, 212 km;

6.4.2 Alternativa 2

A Alternativa 2 é composta pela seguinte obra:

Ano 2028

- LT 500 kV Boa Esperança – Graça Aranha C1, 4x954 MCM, 182 km;

6.4.3 Obras comuns

É considerada obra comum às alternativas da Análise 3:

Ano 2030

- Substituição do banco de autotransformadores 500/230 kV – 300 MVA da SE Boa Esperança por uma unidade de 450 MVA – 1Ø – (3+1) x 150 MVA

A substituição do transformador em questão deve ocorrer quando se observar a superação do mesmo. Destaca-se que o equipamento em questão se encontra com vida útil regulatória esgotada. Neste sentido, caso se verifique o fim de vida útil física do equipamento, a nova modulação de 450MVA também deverá ser adotada.

6.5 Análise Técnico-Econômica 4 – Reconfiguração do eixo em 230 kV entre as subestações Banabuiú, Milagres e Bom Nome

Em função dos elevados montantes de geração já contratados e prospectivos localizados nos estados do Ceará e Pernambuco, notadamente ao longo do eixo de 230kV entre as subestações Banabuiú, Milagres e Bom Nome, tornou-se necessário avaliar diferentes configurações de expansão para a malha de 230kV local tendo como base a influência da nova topologia de rede recomendada, em especial a implantação da futura SE 500/230kV Morada Nova e das novas subestações recomendadas no Volume 3 desse estudo (SE 500/230/138kV Bom Nome II e SE 500/230kV Zebu III) Ref. [11].

É importante destacar que as reconfigurações de rede propostas para esse sistema de 230kV, que incluem novos seccionamentos e reconstrução de eixos de transmissão, visaram não apenas ampliar a capacidade de escoamento de geração, mas principalmente aumentar a confiabilidade no atendimento às cargas e eliminar sobrecargas já identificadas no curto prazo nas linhas de transmissão locais.

Sob esse aspecto é importante ressaltar que considerando uma visão de longo prazo da expansão da transmissão dessa região e tendo em vista o elevado potencial de geração desse eixo, vislumbra-se que a conexão de projetos de geração de maior porte deverá privilegiar o nível de tensão de 500kV aproveitando as capacidades de escoamento das subestações Quixadá, Morada Nova, Milagres II, além das subestações Bom Nome II e Zebu III Ref. [11].

Alternativamente, seccionamentos das linhas de transmissão em 500kV que atravessam essa mesma região podem se mostrar como pontos de conexão mais adequados aos novos projetos. Naturalmente, a escolha da conexão desses futuros projetos, seja por integração direta na rede de 500kV ou por meio de seccionamentos de linha, deverá estar pautada por estudos de conexão realizados pelos empreendedores de geração onde o critério de mínimo custo global deverá ser respeitado na comparação de alternativas.

Outra questão relevante sobre o desempenho elétrico do sistema de 230kV local e que influenciou a própria concepção das alternativas de expansão está relacionada à forte interação dos sistemas de 230kV e 500kV, em especial no trecho entre as subestações Milagres e Paulo Afonso III, em que essas redes operam em paralelo. Tendo em vista o forte papel exportador de energia dessa região, o atual paralelismo dessas redes faz com que contingências na malha de 500kV tenham efeito direto sobre o desempenho elétrico da rede de 230kV que, por sua vez, acaba se mostrando um elo relativamente mais fraco e se tornando um fator limitante para a expansão da geração local.

Dentro desse contexto, observa-se que expansões na malha de 230kV visando ampliar a capacidade de escoamento de geração acabam se mostrando, na grande maioria dos casos, como soluções de pouca robustez que são rapidamente esgotadas com a conexão dos montantes de geração previstos. Dessa forma, com o objetivo de obter uma solução estrutural de longo prazo, a EPE avaliou não apenas a necessidade de recapacitar ou reforçar a rede de transmissão em 230kV, mas também estudou a reconfiguração da Rede Básica local de modo a evitar que essas interações entre as redes de 500kV e

230kV sejam prejudiciais ao desempenho do sistema, permitindo assim ampliar as margens de escoamento locais sem a necessidade de realizar investimentos excessivos na transmissão e sem deteriorar a confiabilidade no atendimento ao mercado.

Dentre as reconfigurações propostas ressalta-se a avaliação de abertura das linhas de transmissão em 230kV Abaiara – Bom Nome e Araticum – Bom Nome, a critério e conveniência do Operador Nacional do Sistema, quando forem identificados cenários de geração em que ocorram sobrecargas nessas linhas de transmissão em decorrência de contingências do SIN. Contudo, a adoção dessa configuração somente será viável de ser adotada após a conclusão dos reforços estruturais recomendados no Volume 2 (apresentados nas alternativas descritas a seguir) e no Volume 3 desse estudo Ref. [11].

6.5.1 Alternativa 1

A Alternativa 1 é composta pelas seguintes obras:

Ano 2028

- Seccionamento da LT 230 kV Milagres – Crato II na SE Abaiara (apenas trecho Abaiara – Crato II), circuito simples, 1 x 636 MCM, 1 x 14 km;
- Desativação do trecho de 1,5 km entre a SE Milagres e o ponto de seccionamento da LT Milagres – Crato II na SE Abaiara e construção da nova LT 230 kV Abaiara – Milagres C2 em condutor 2 x 795 MCM, 15,5 km;

A Figura 6-5 apresenta a configuração associada à Alternativa 1.

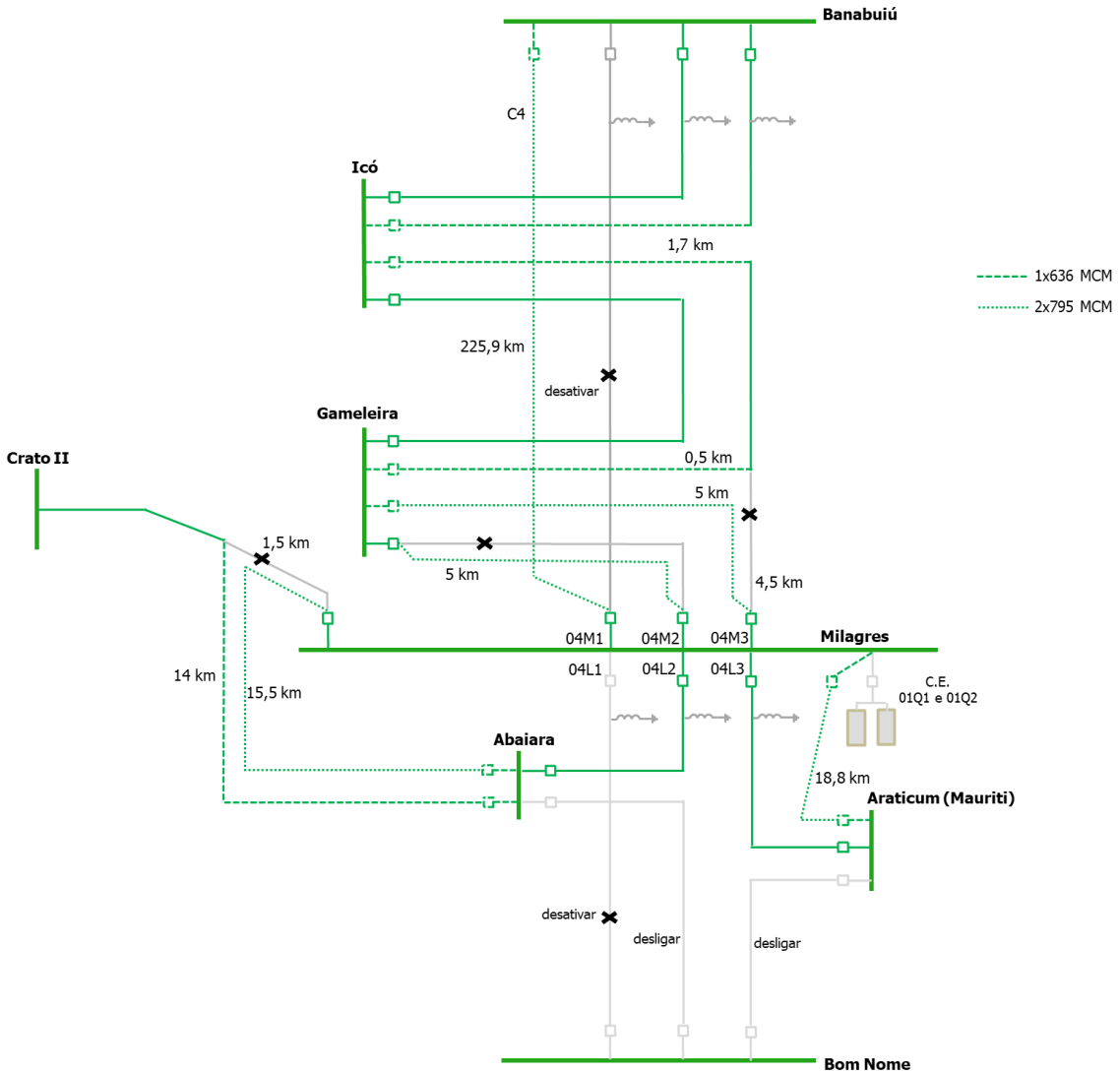


Figura 6-8 – Alternativa 1

6.5.2 Alternativa 2

A Alternativa 2 é composta pelas seguintes obras:

Ano 2028

- LT 230 kV Abaiara – Araticum C1, 2 x 795 MCM, 1 x 20 km;

A Figura 6-5 apresenta a configuração associada à Alternativa 2.

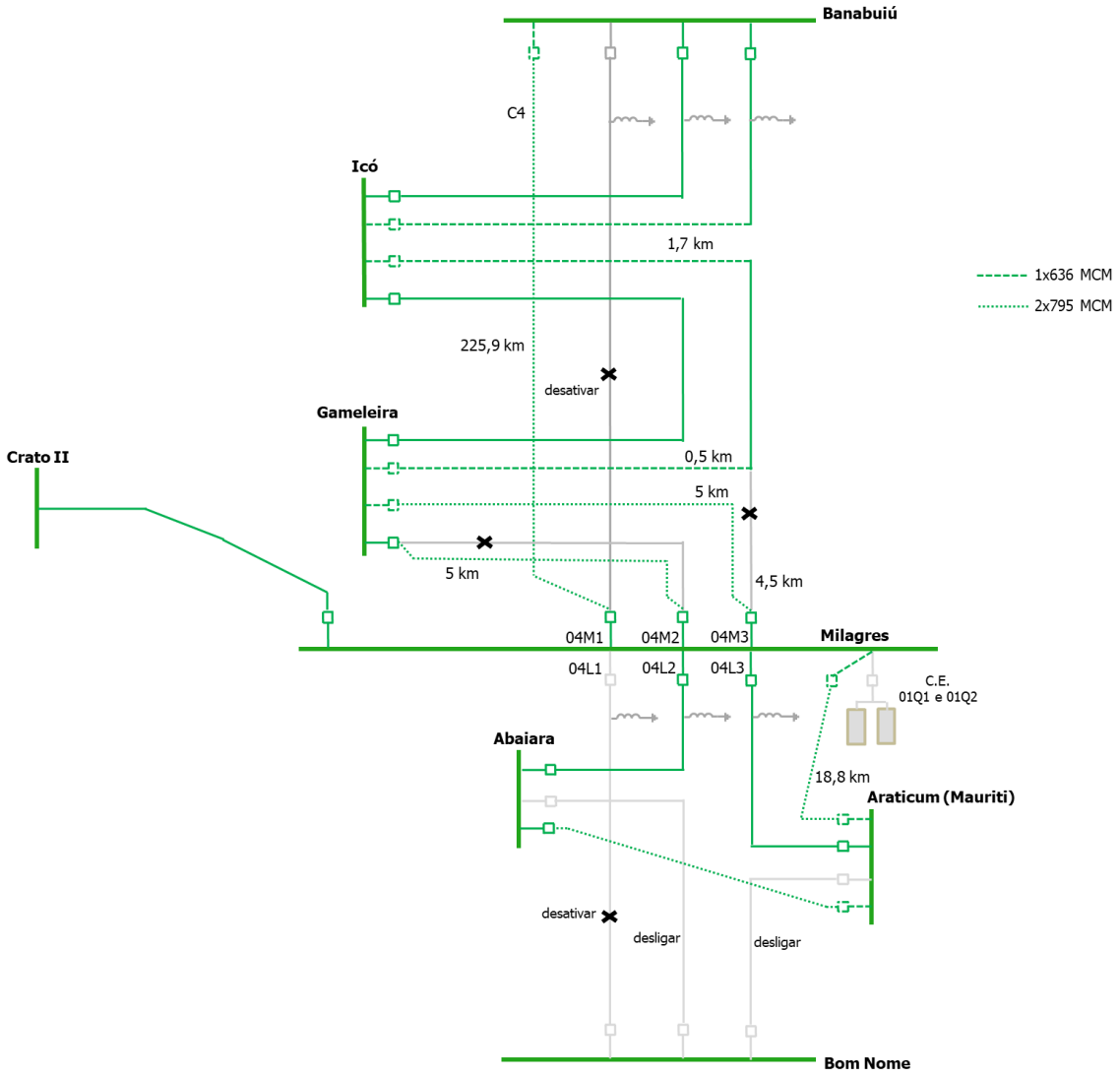


Figura 6-9 – Alternativa 2

6.5.3 Obras comuns da Análise 4

São consideradas obras comuns às alternativas da Análise 4:

Ano 2028

- Desativação da LT 230 kV Milagres – Bom Nome C1 (04L1);
- LT 230 kV Araticum – Milagres C2, 2x795 MCM, 18 km;
- Seccionamento da LT 230 kV Banabuiú – Milagres C2 (04M3) na SE Icó, 1 x 636 MCM, 2 x 1,7 km;
- Desativação da LT 230 kV Gameleira – Milagres C1 (04M2) e construção da nova LT 230 kV Gameleira – Milagres C2, considerando o reaproveitamento e readequação das ELs nas SEs Milagres e Gameleira;
- Seccionamento da LT 230 kV Banabuiú – Milagres C2 (04M3) na SE Gameleira (apenas trecho Banabuiú – Gameleira), 1 x 636 MCM, 1 x 0,5 km
- Desativação do trecho de 4,5 km entre a SE Milagres e o ponto de seccionamento da LT Banabuiú – Milagres C2 (04M3) na SE Gameleira e construção da nova LT 230 kV Milagres – Gameleira C3 em condutor 2 x 795 MCM, 5 km;
- Ano 2030
- Desativação da LT 230 kV Banabuiú – Milagres C1 (04M1)

LT 230 kV Banabuiú – Milagres C4, 2 x 795 MCM, 225,9 km considerando a readequação e reaproveitamento da EL na SE Milagres;

7 ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE

A seguir, nos itens 7.1 a 7.4 estão resumidos os resultados das simulações de fluxo de potência para cada uma das análises técnico-econômicas apresentadas na seção 6. São apresentadas figuras relativas ao cenário 2 no patamar de carga média, considerado o mais crítico para o sistema em questão, as figuras contemplam tanto o regime normal de operação quanto as contingências mais críticas para os anos 2028 e 2030. Destaca-se que todas as alternativas atendem ao critério de contingência N-1.

No item 7.5 são apresentados os resultados das simulações para as obras consideradas comuns à todas as análises técnico-econômicas.

7.1 Análise Técnico-Econômica 1 - Região de influência das subestações Banabuiú, Russas II e Mossoró II

7.1.1 Alternativa 1

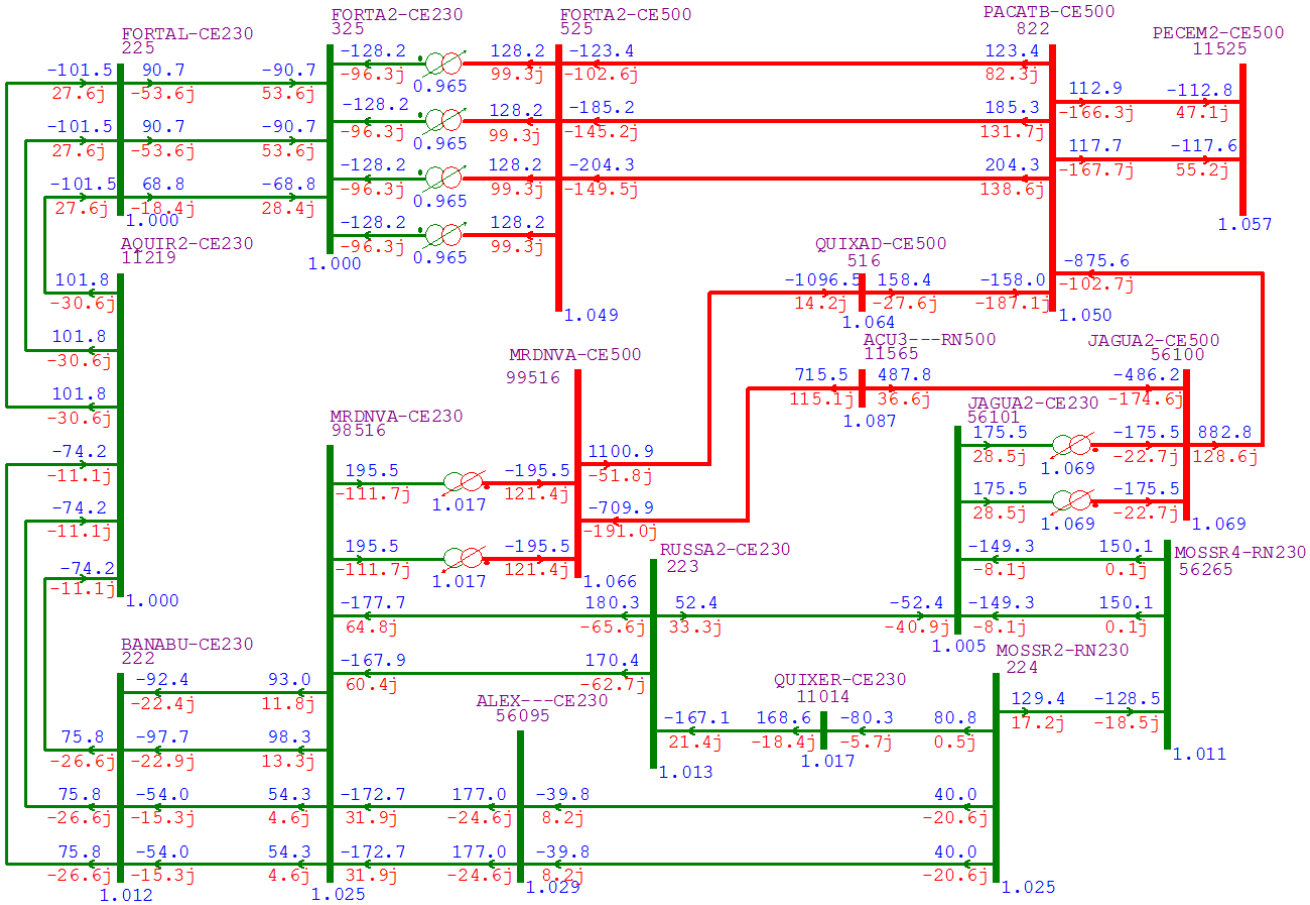


Figura 7-1 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Regime Normal de Operação – 2028

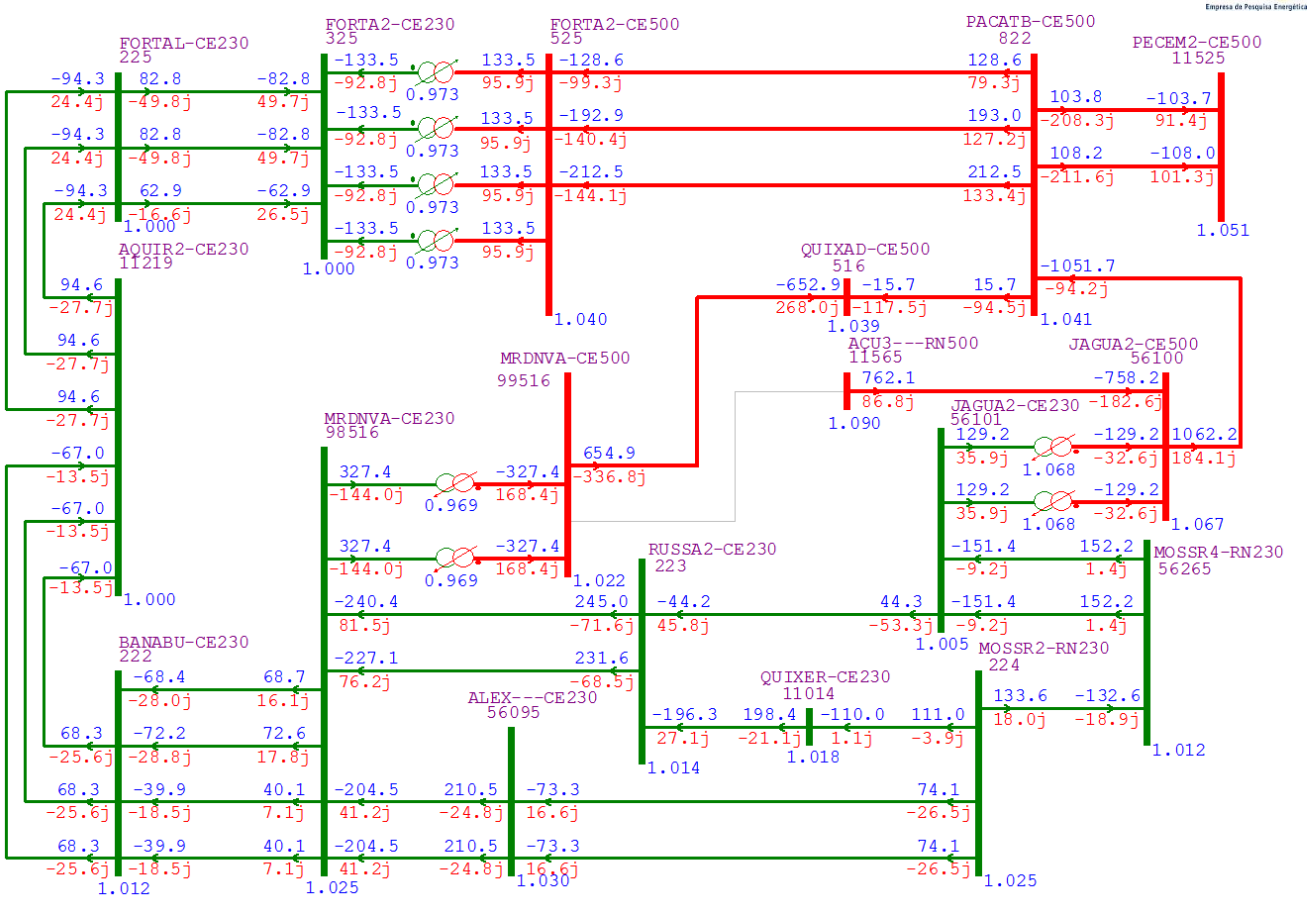


Figura 7-2 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Açu III – Morada Nova – 2028

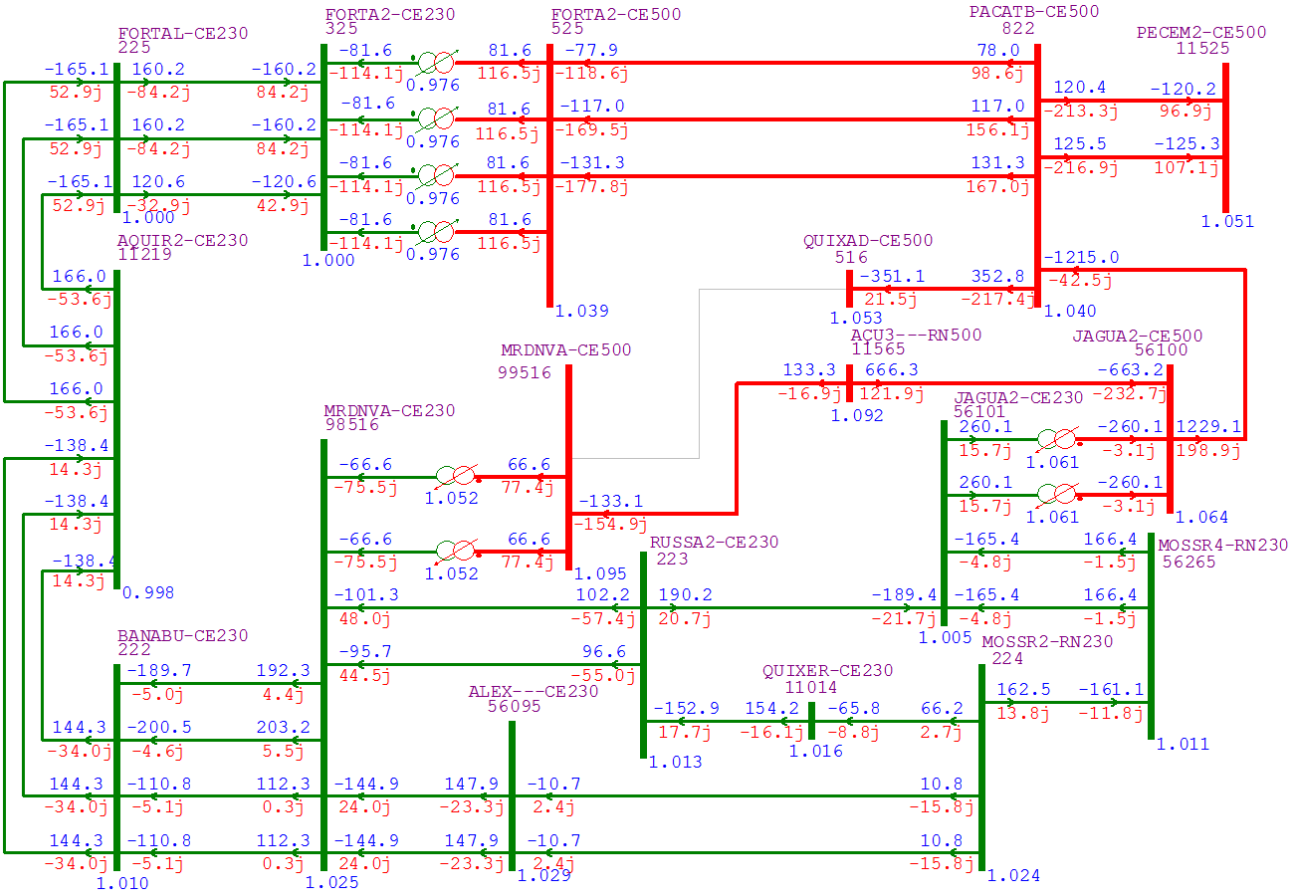


Figura 7-3 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Morada Nova – Quixadá – 2028

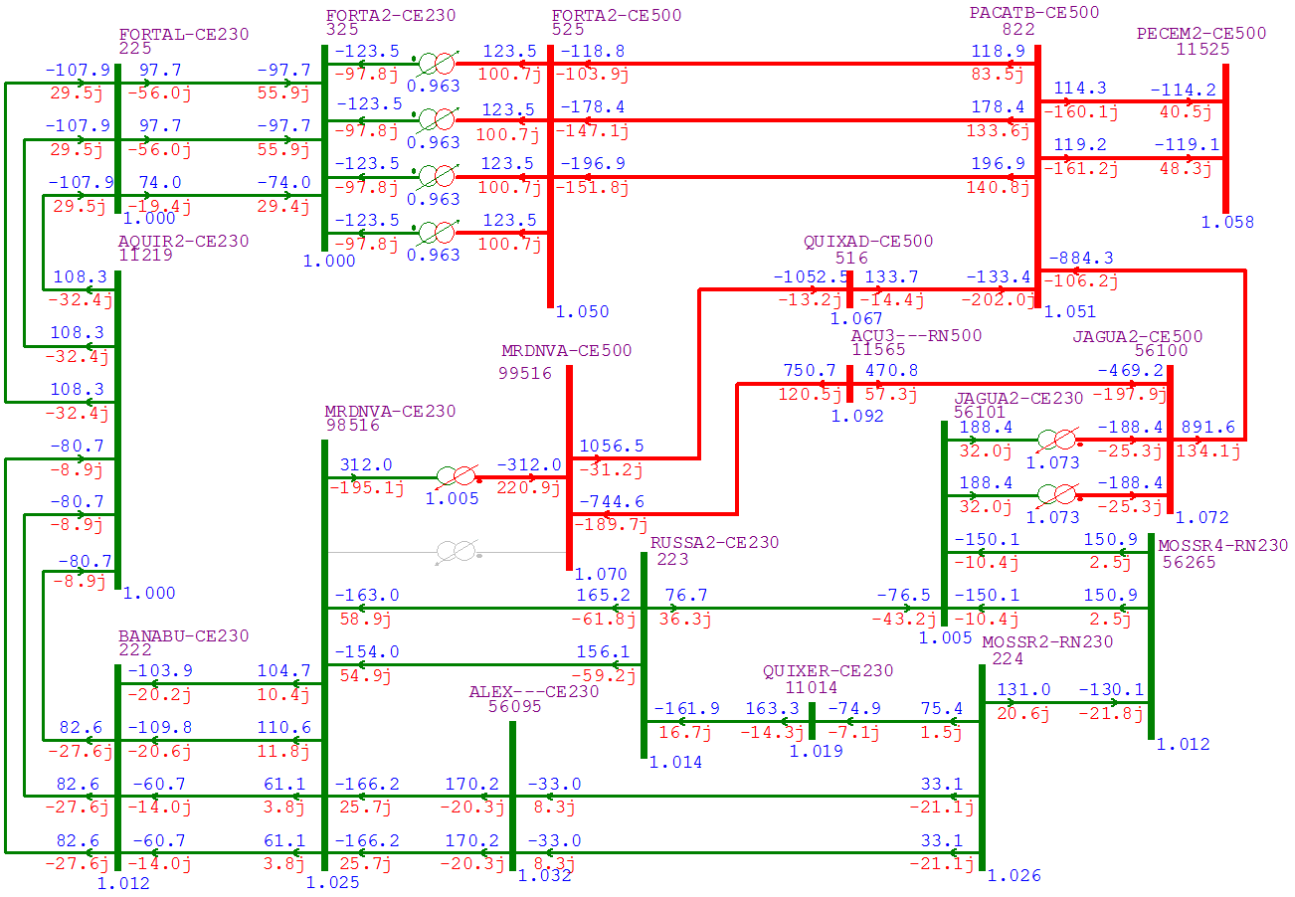


Figura 7-4 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência ATR 500/230 kV SE Morada Nova – 2028

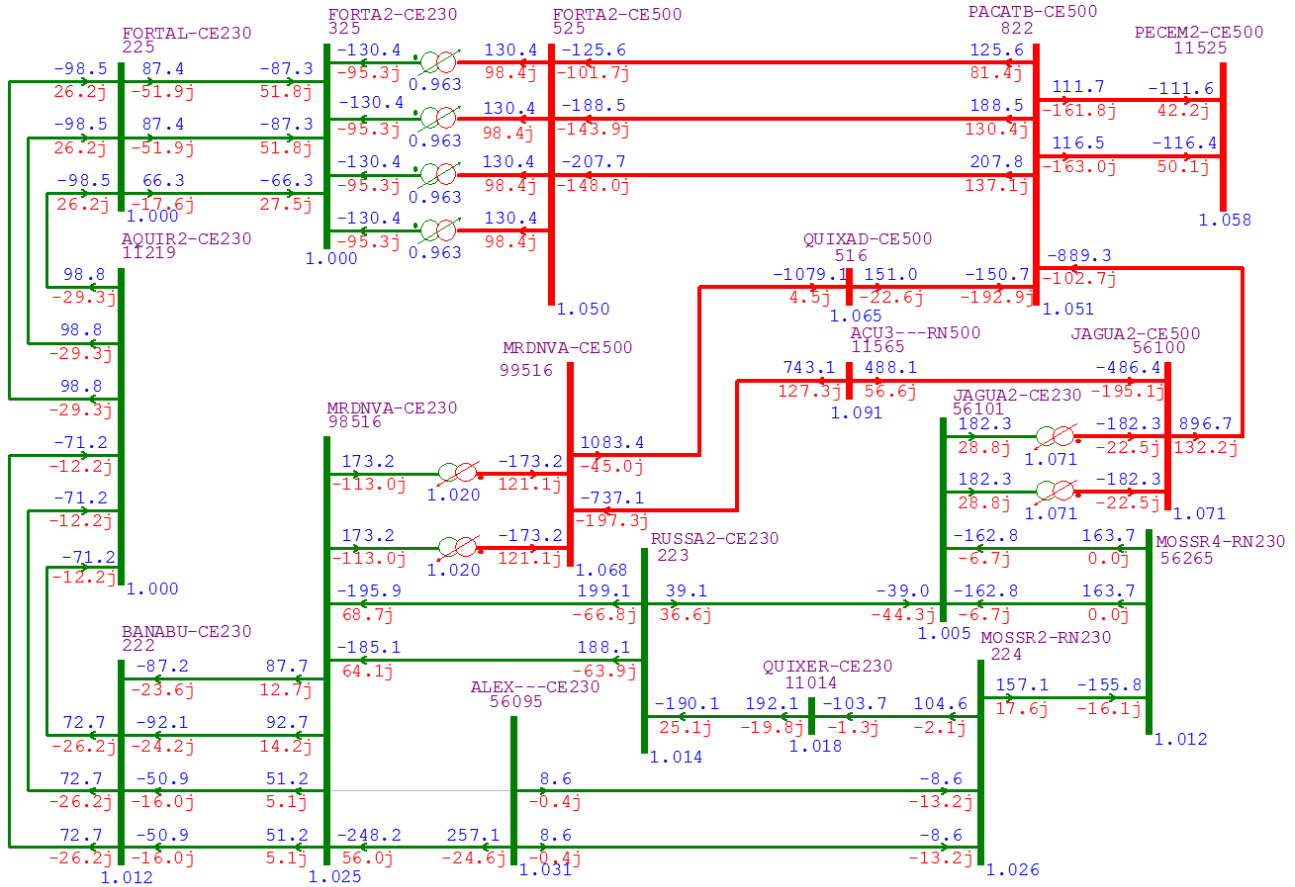


Figura 7-5 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 230 kV Alex – Morada Nova C1 - 2028

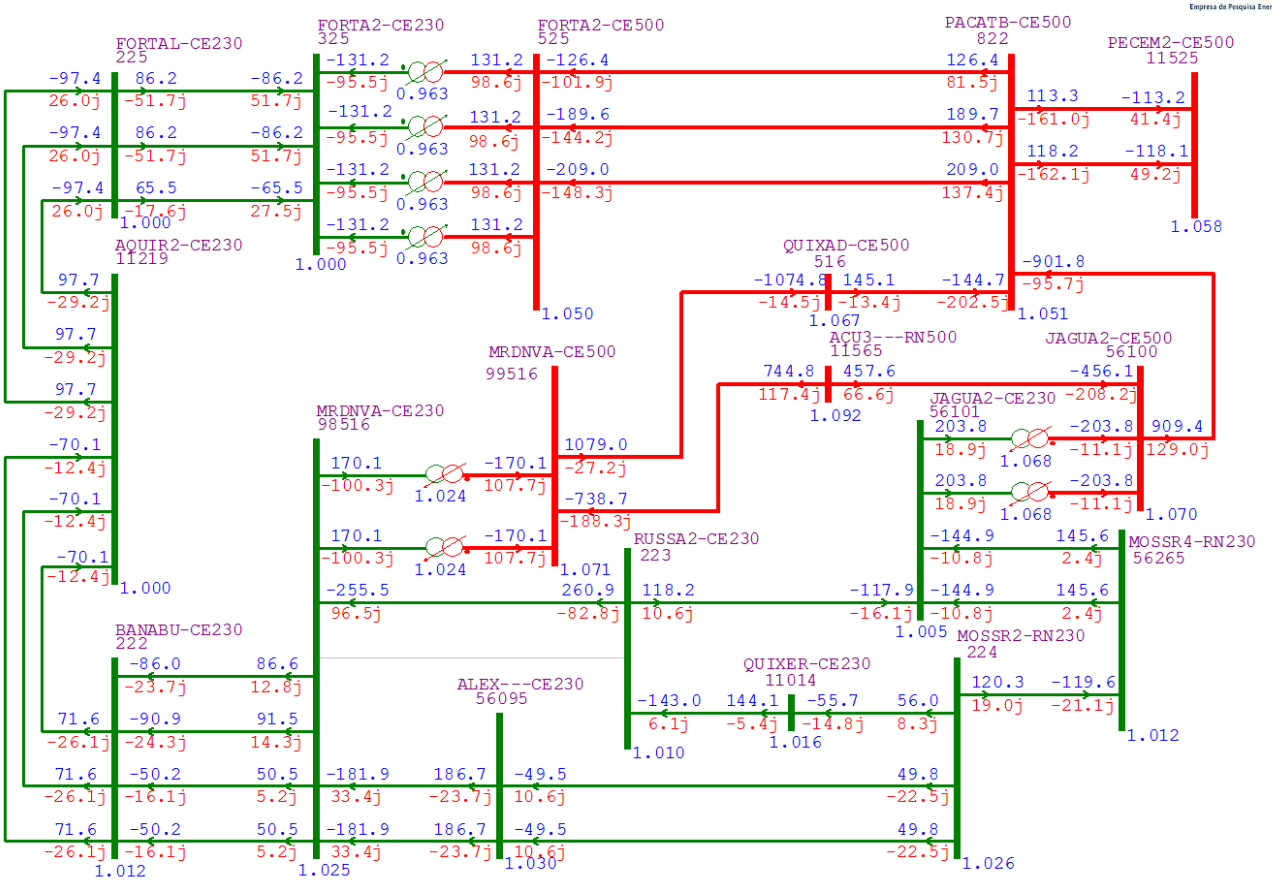


Figura 7-6 – Cenário 1 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média - Contingência LT 230 kV Morada Nova – Russas II C1 – 2028

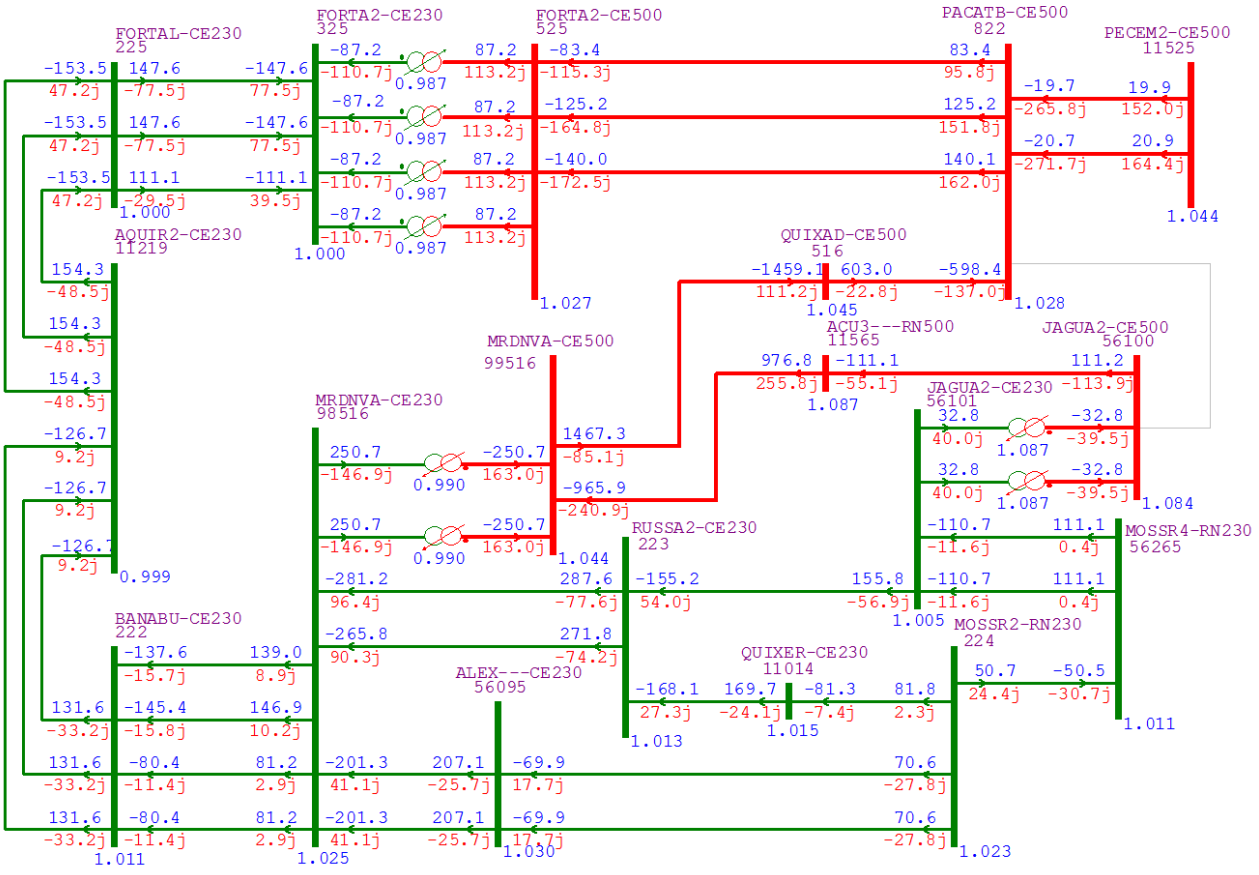


Figura 7-7 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Jaguaruana – Pacatuba – 2028

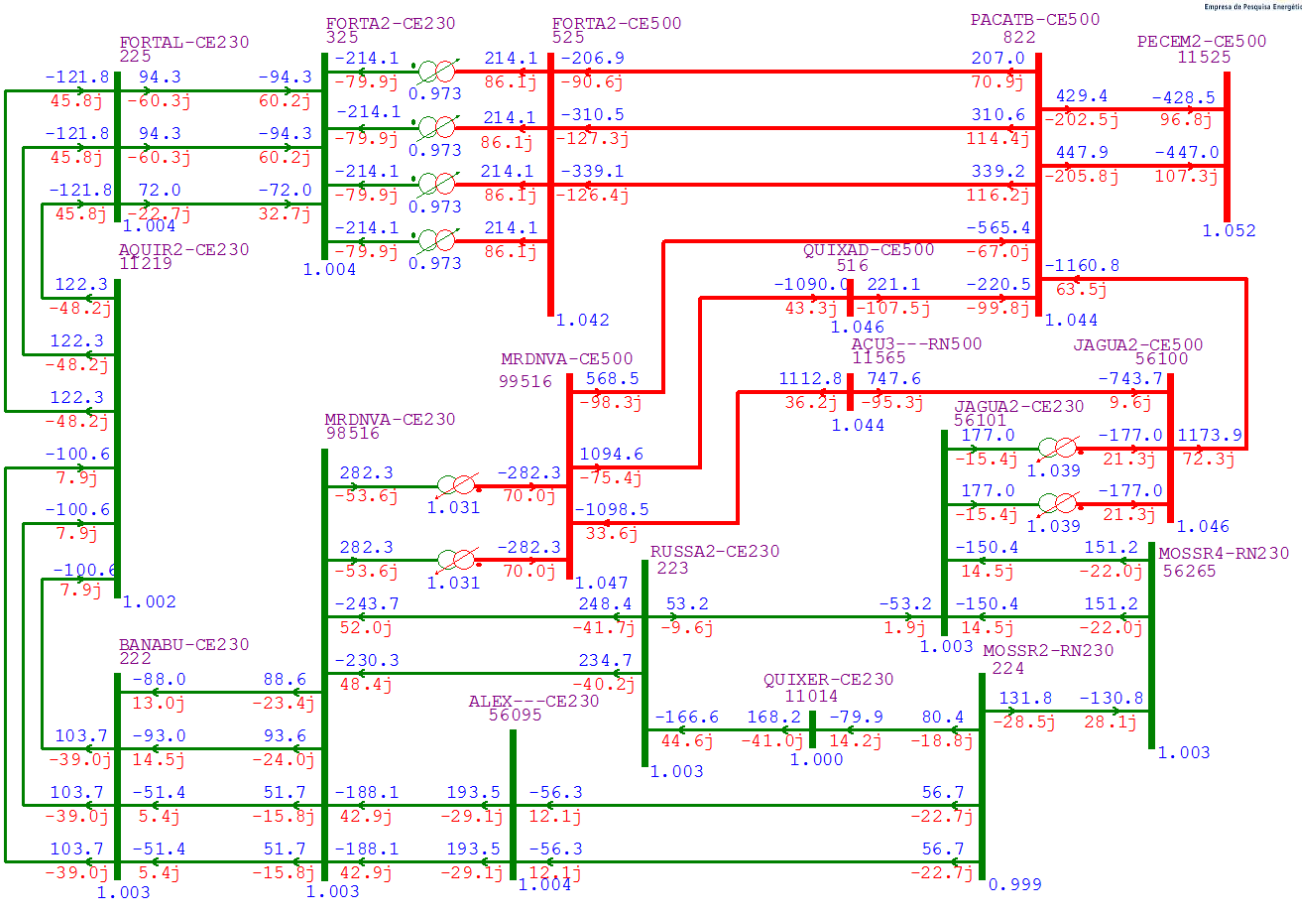


Figura 7-8 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Regime normal de operação – 2030

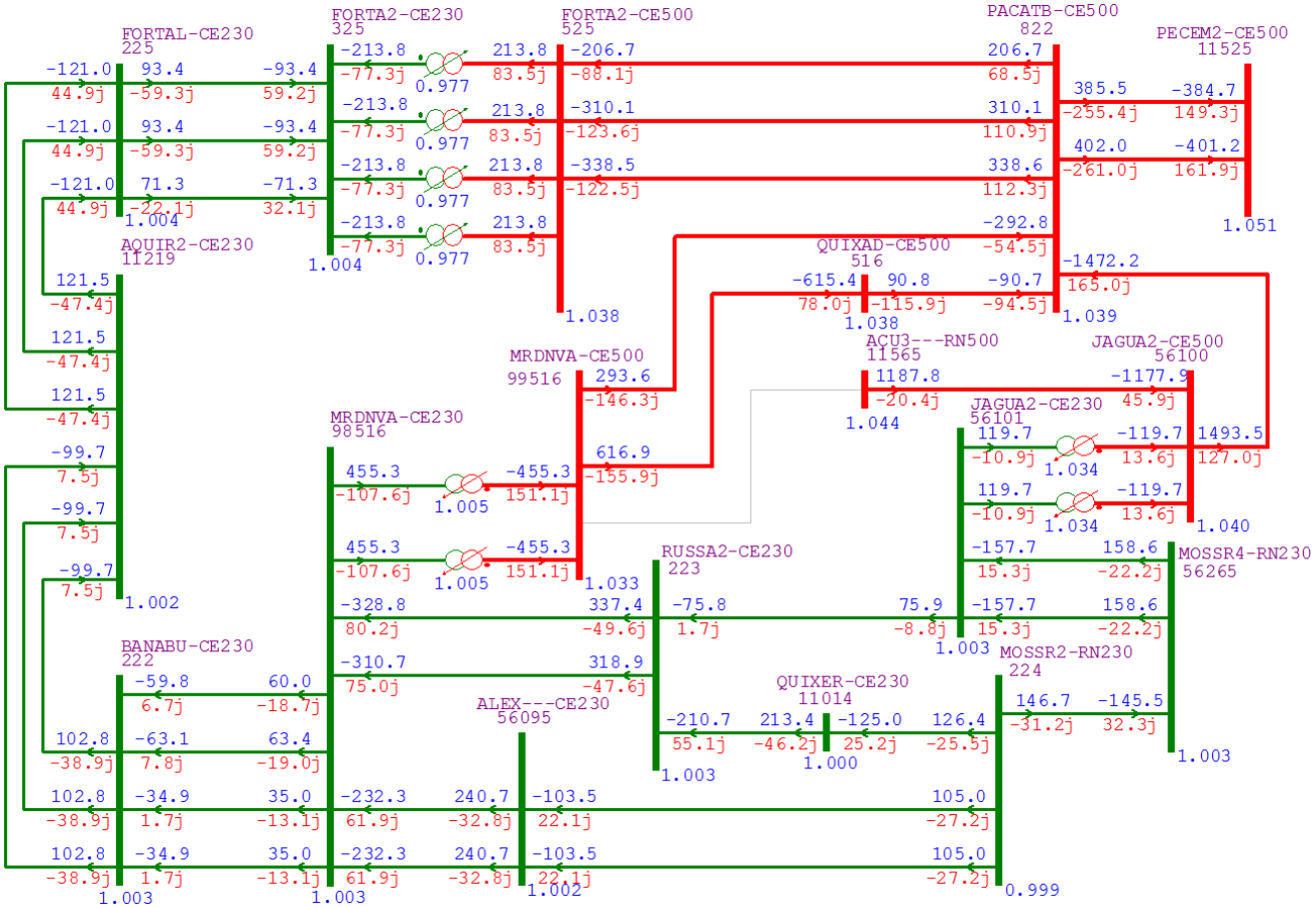


Figura 7-9 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Açu III – Morada Nova – 2030

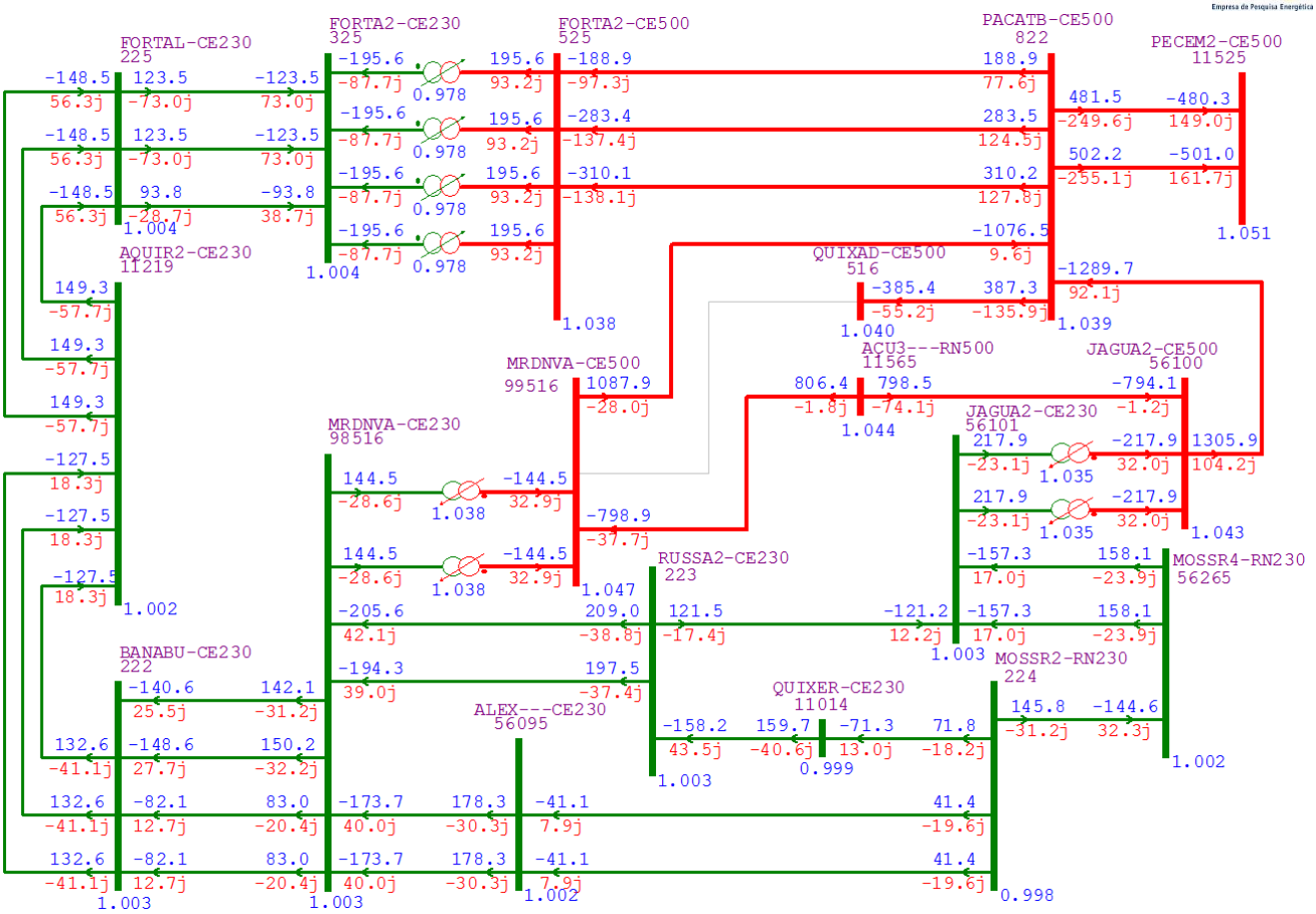


Figura 7-10 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Morada Nova – Quixadá – 2030

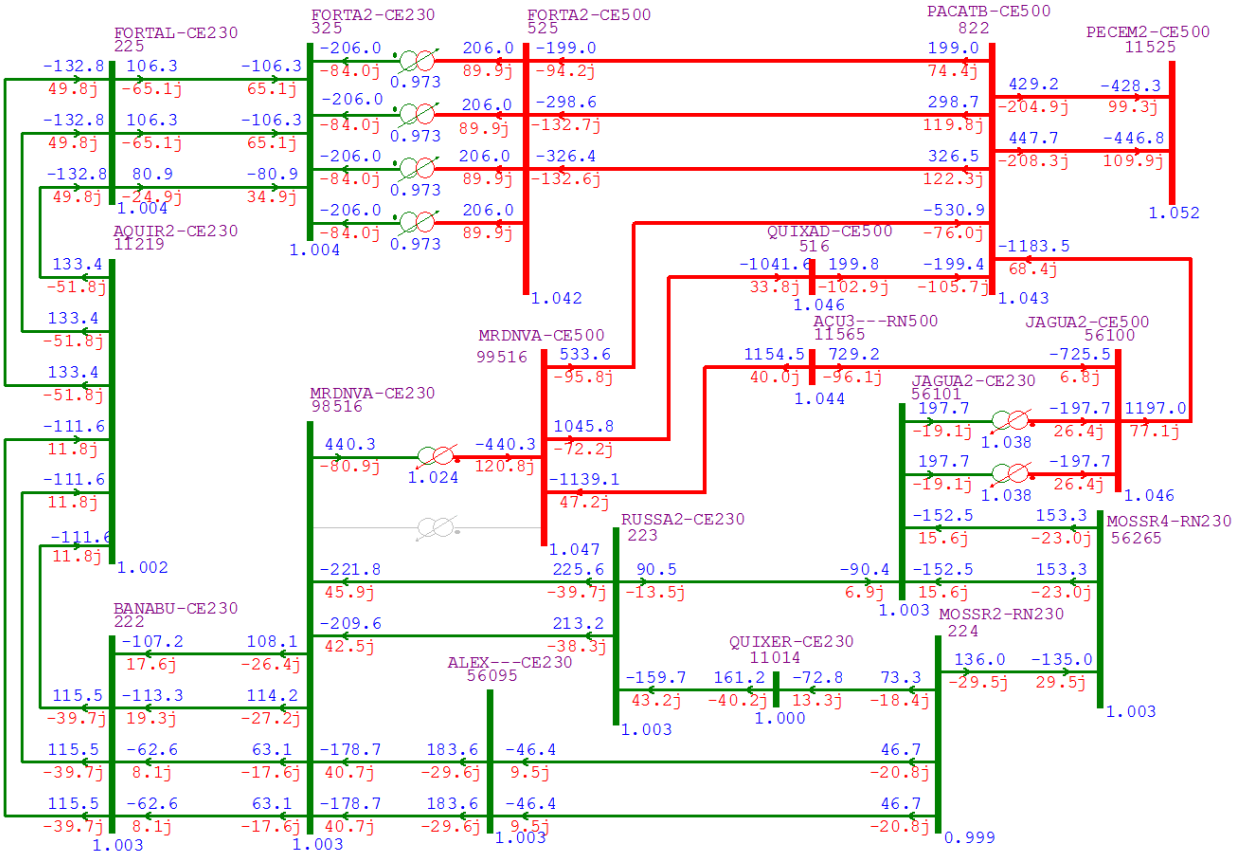


Figura 7-11 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média– Contingência ATR 500/230 kV SE Morada Nova – 2030

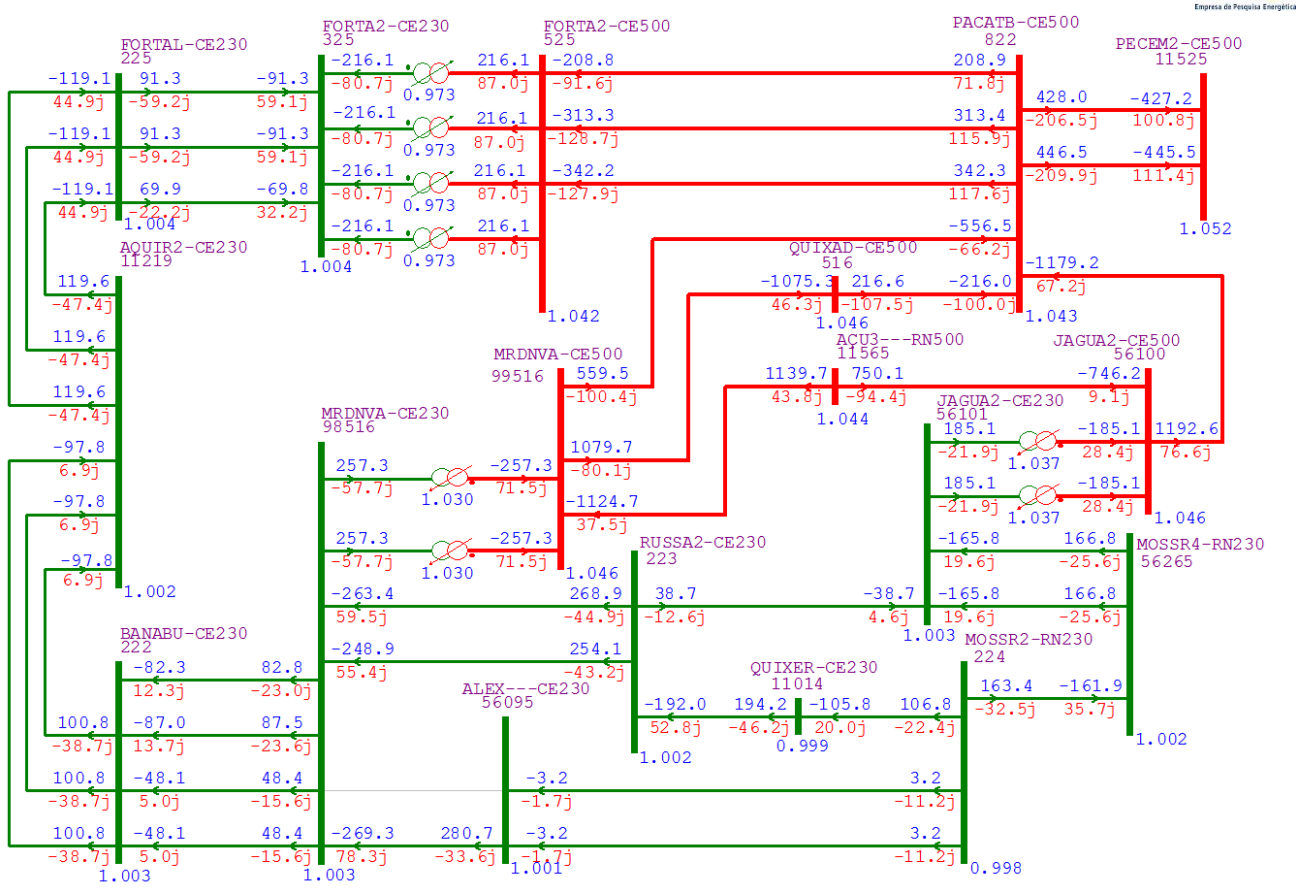


Figura 7-12 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 230 kV Alex – Morada Nova – 2030

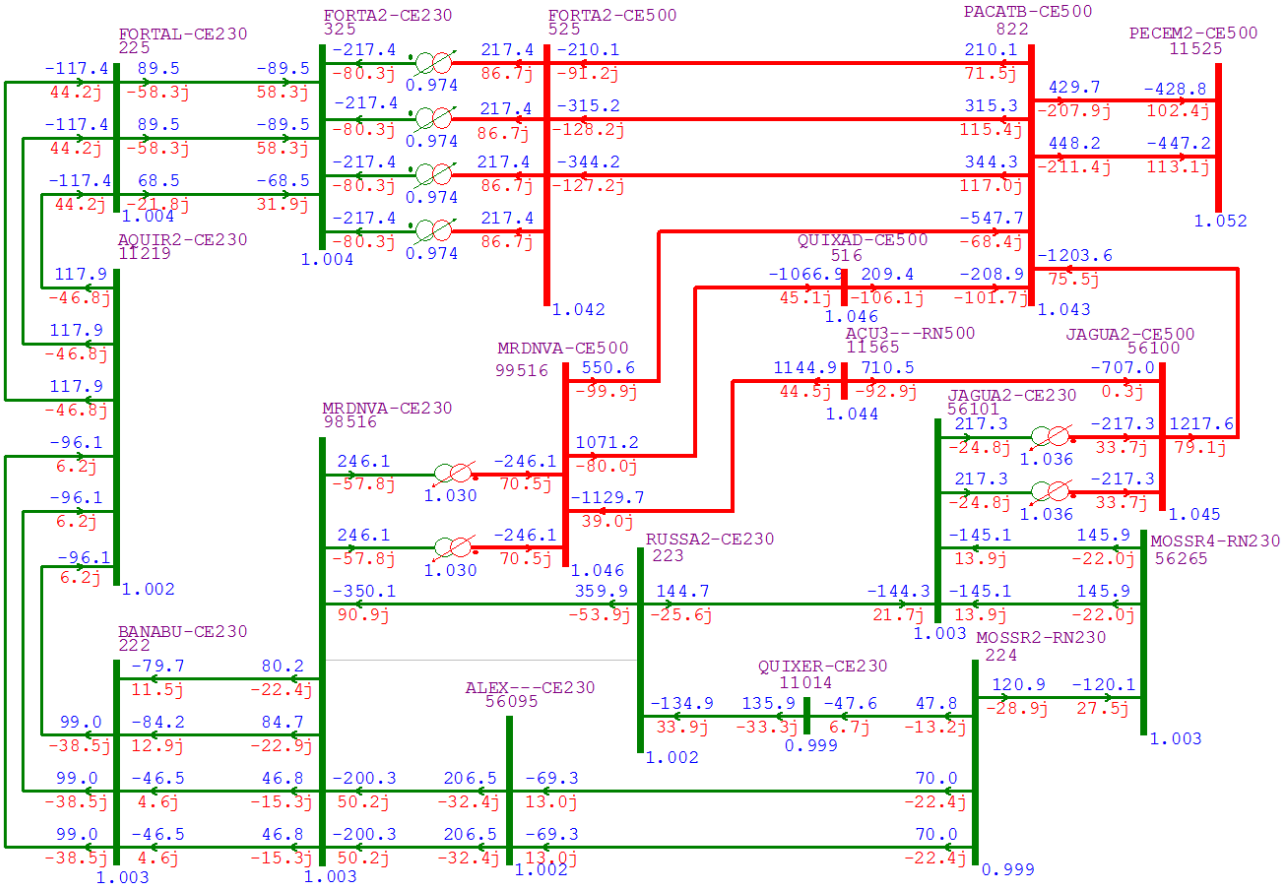


Figura 7-13 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 230 kV Morada Nova – Russas II – 2030

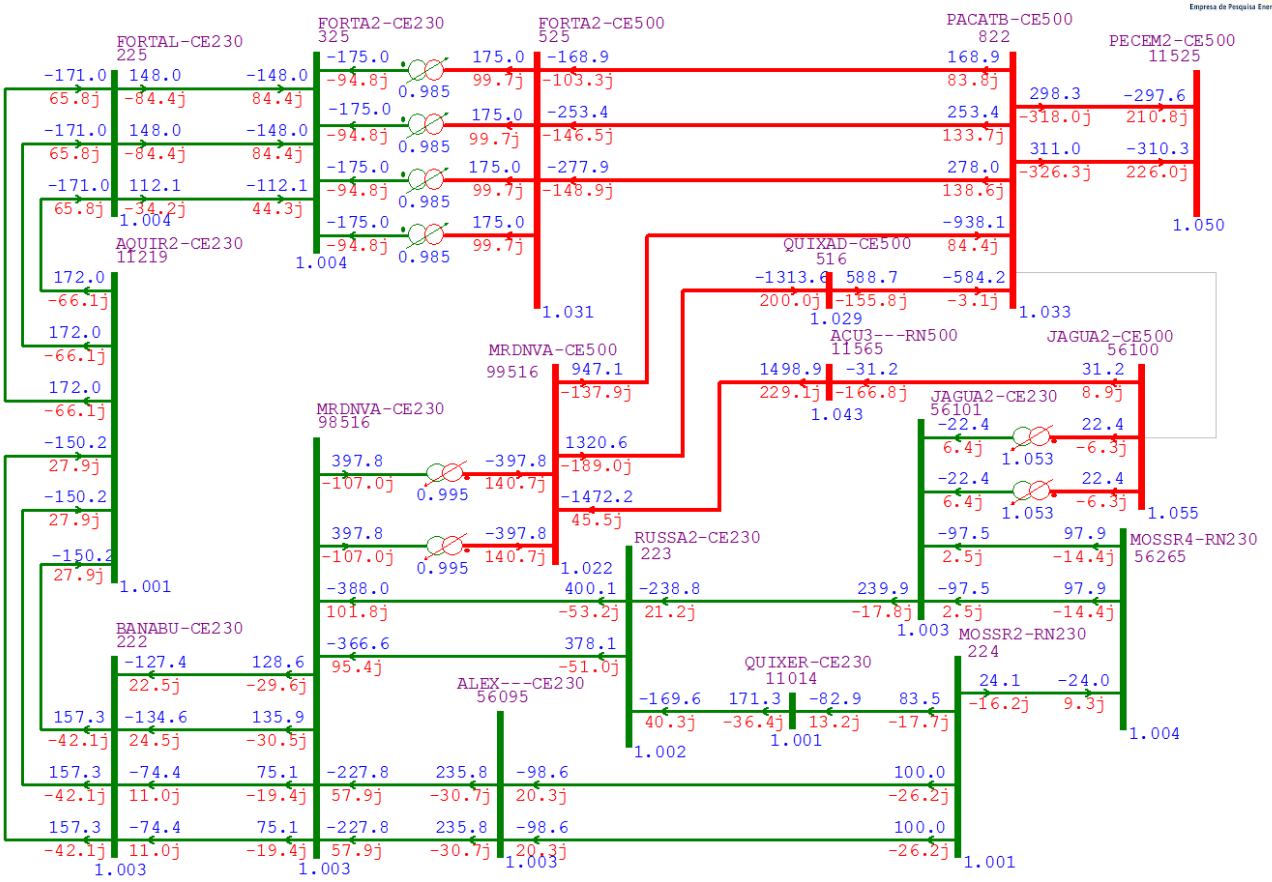


Figura 7-14 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência da LT 500 kV Jaguaruana II - Pacatuba – 2030

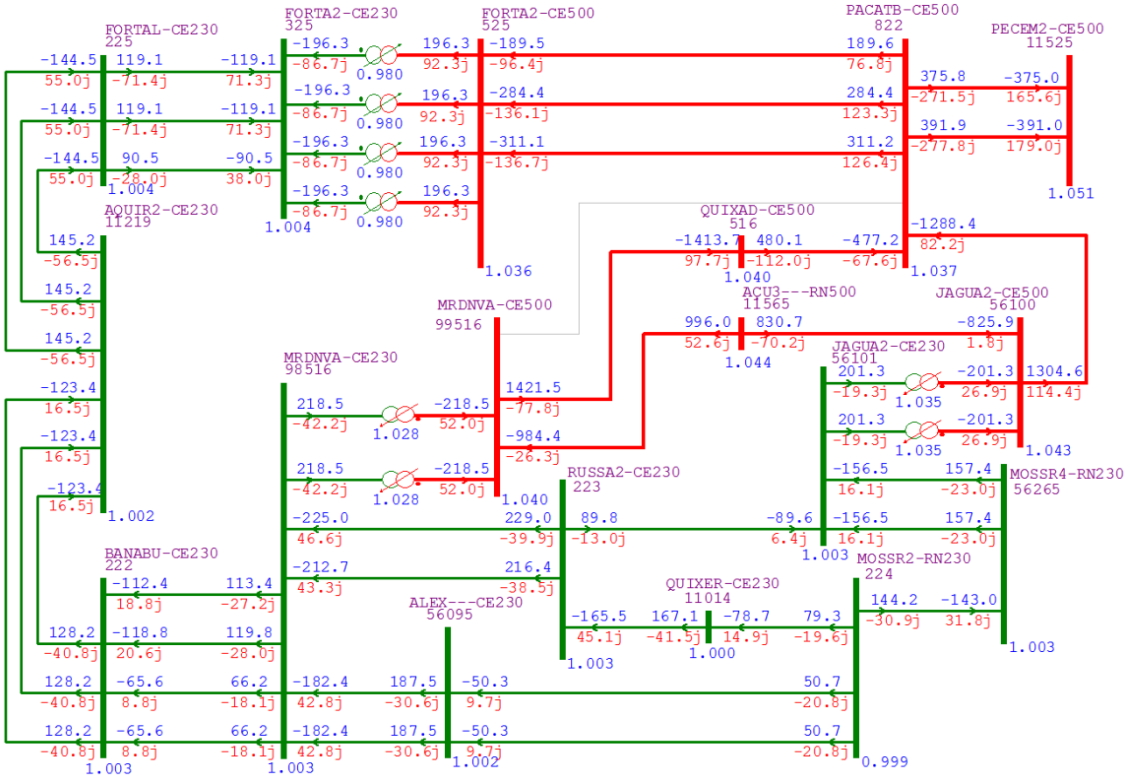


Figura 7-15 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Morada Nova – Pacatuba – 2030

7.1.2 Alternativa 2

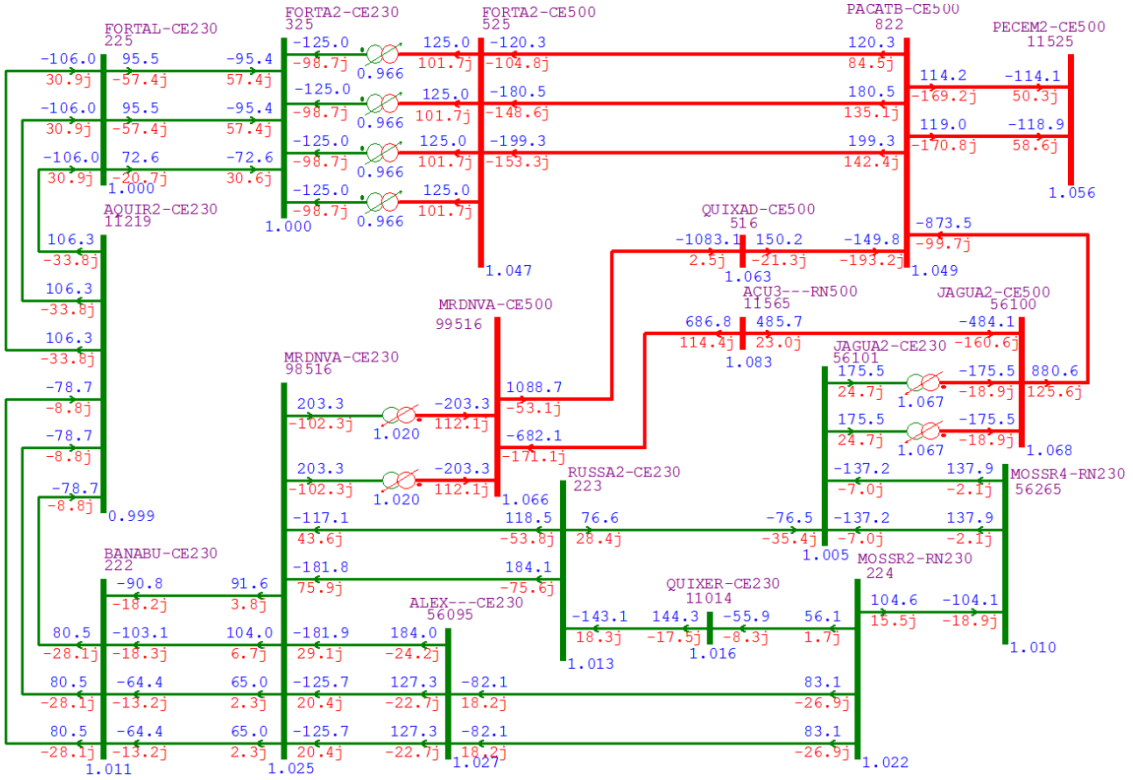


Figura 7-16 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Regime normal de operação – 2028

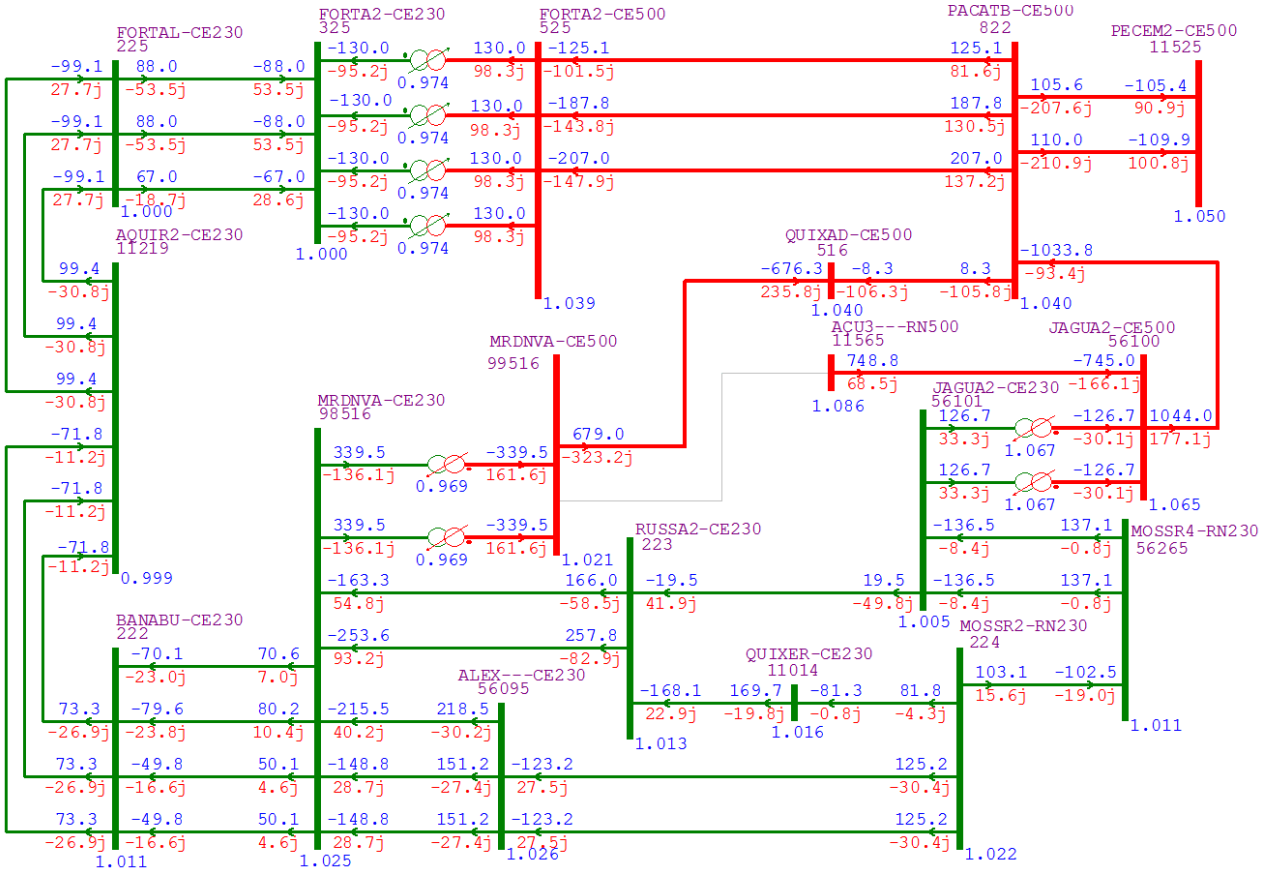


Figura 7-17 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Açu III – Morada Nova – 2028

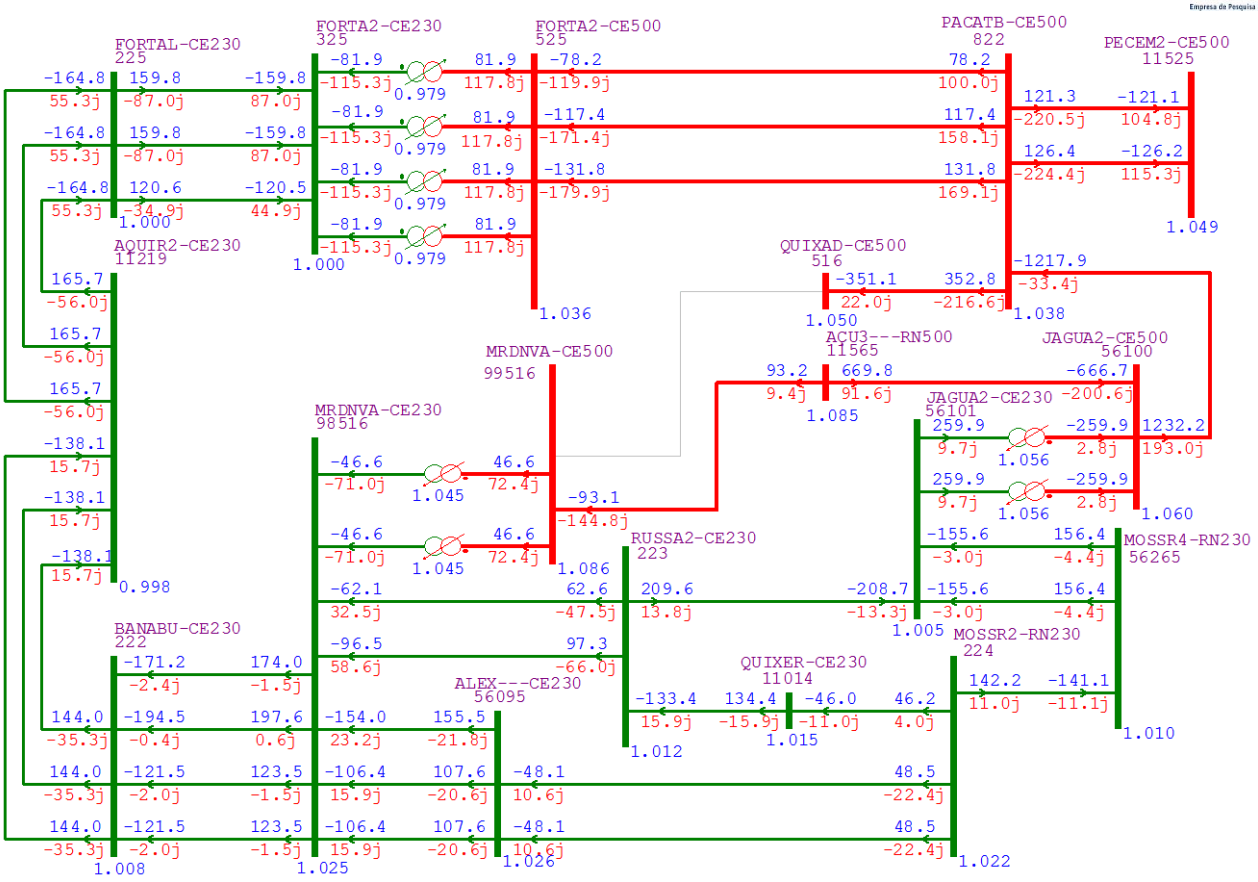


Figura 7-18 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Morada Nova – Quixadá – 2028

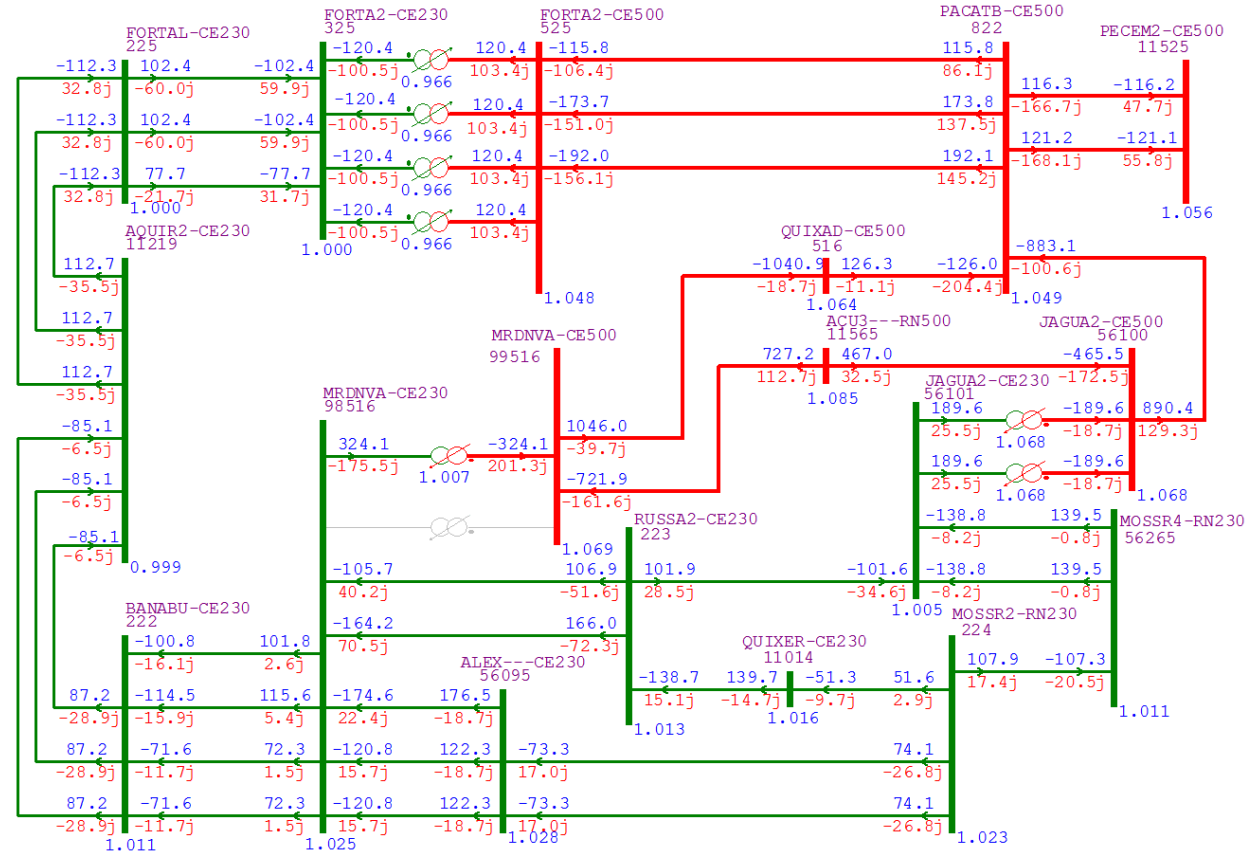


Figura 7-19 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência ATR 500/230 kV SE Morada Nova – 2028

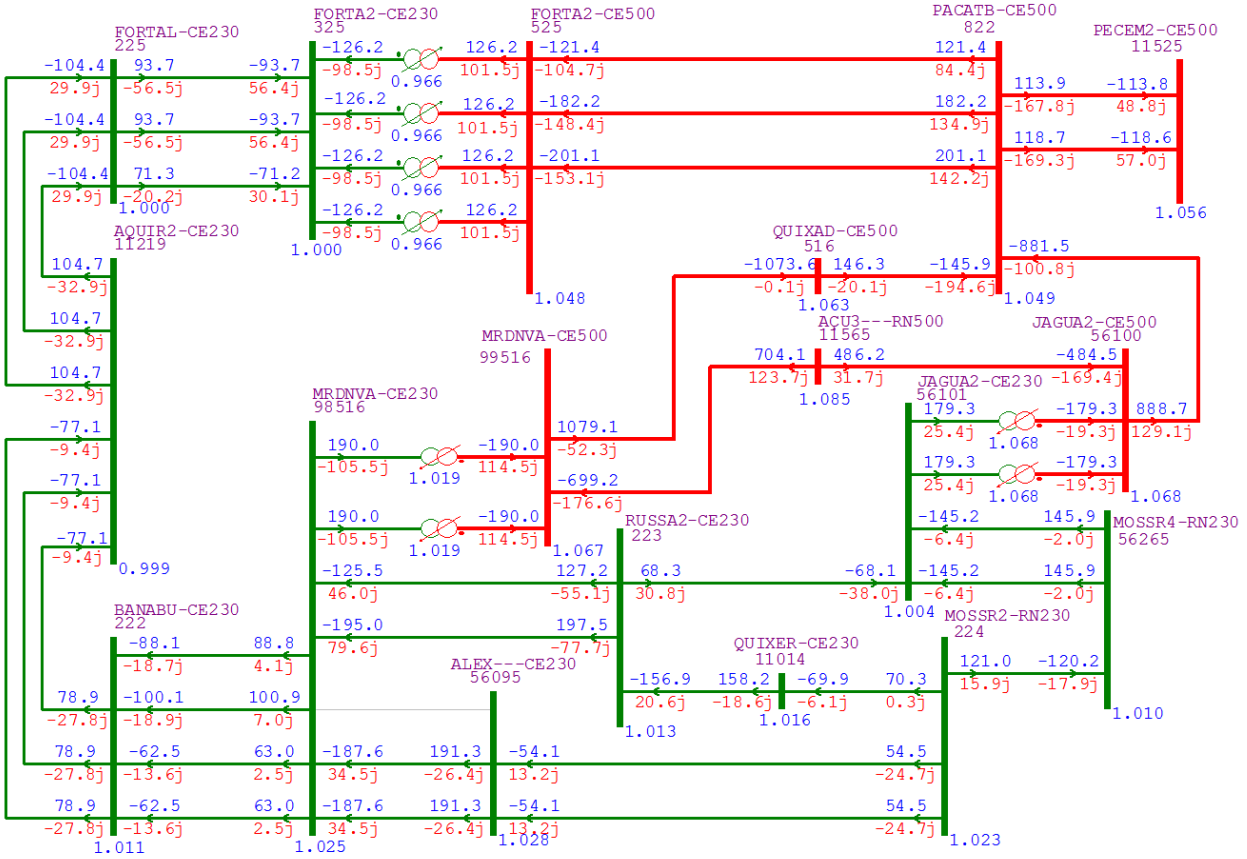


Figura 7-20 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 230 kV Alex – Morada Nova – 2028

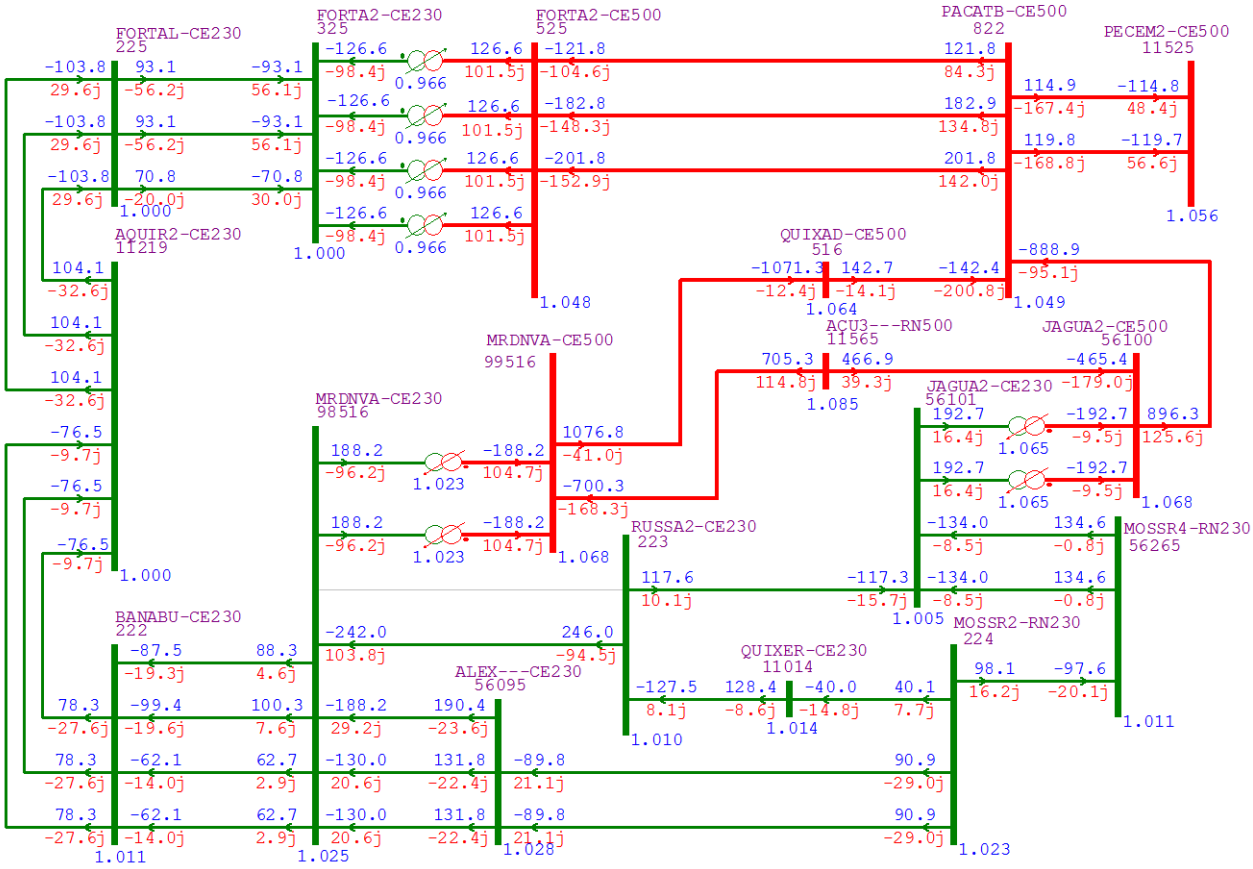


Figura 7-21 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 230 kV Morada Nova – Russas II – 2028

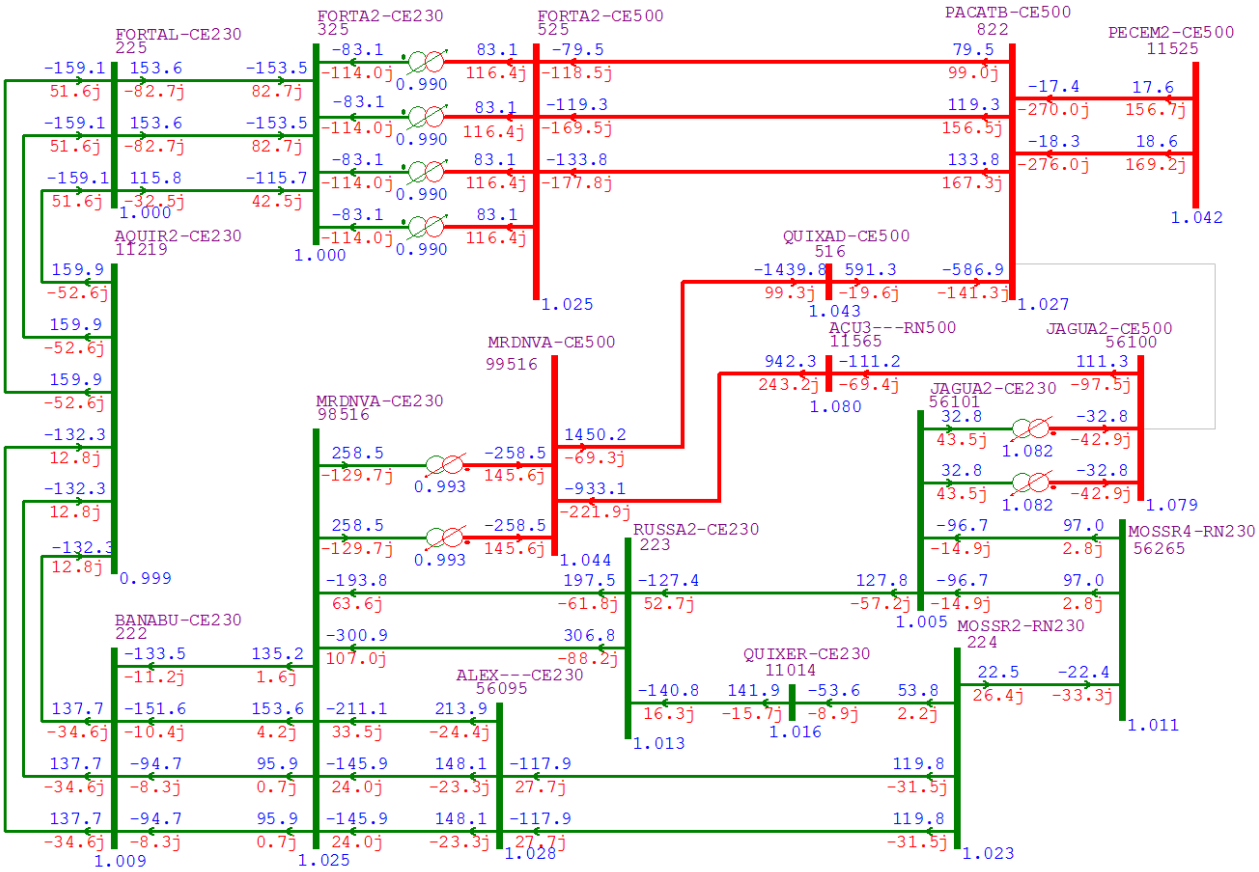


Figura 7-22 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Jaguaruana II – Pacatuba – 2028

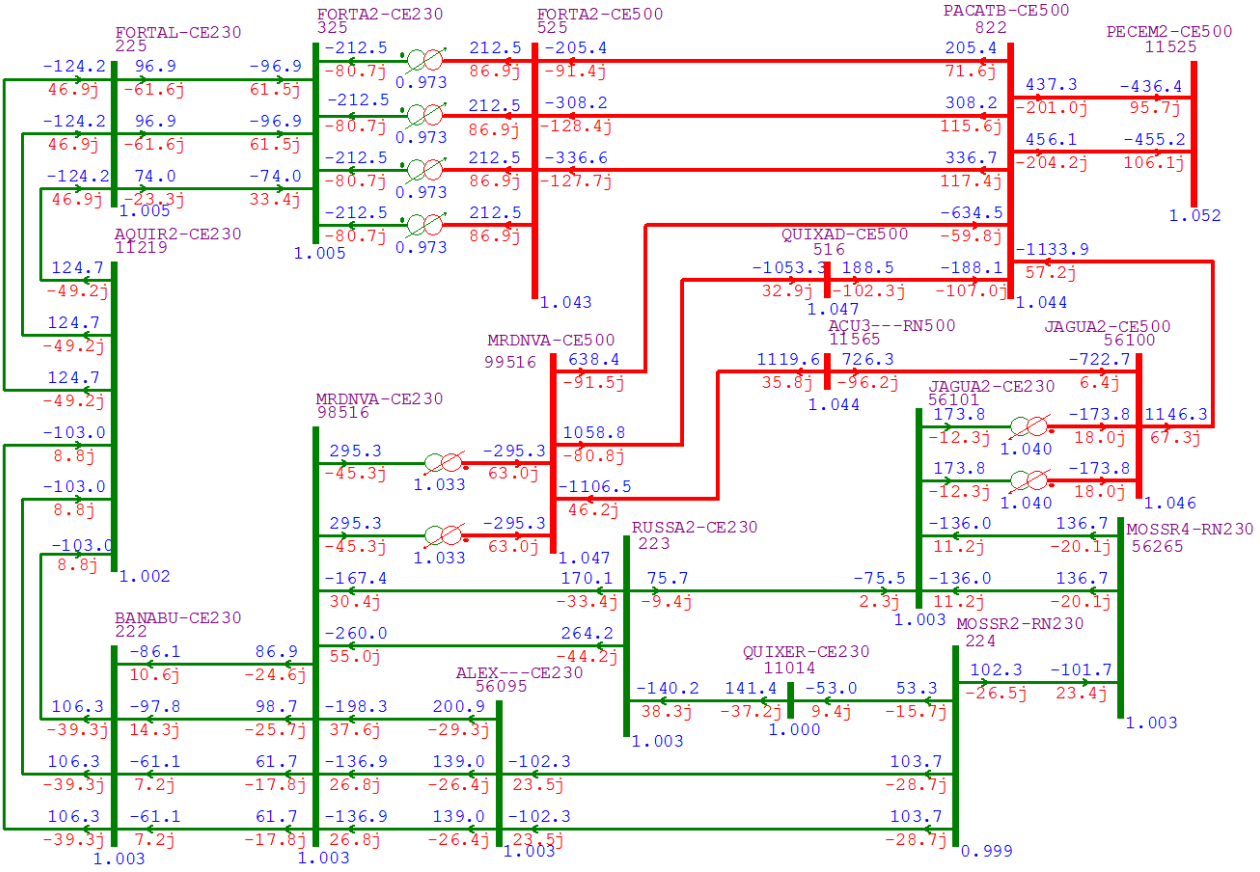


Figura 7-23 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Regime normal de operação – 2030

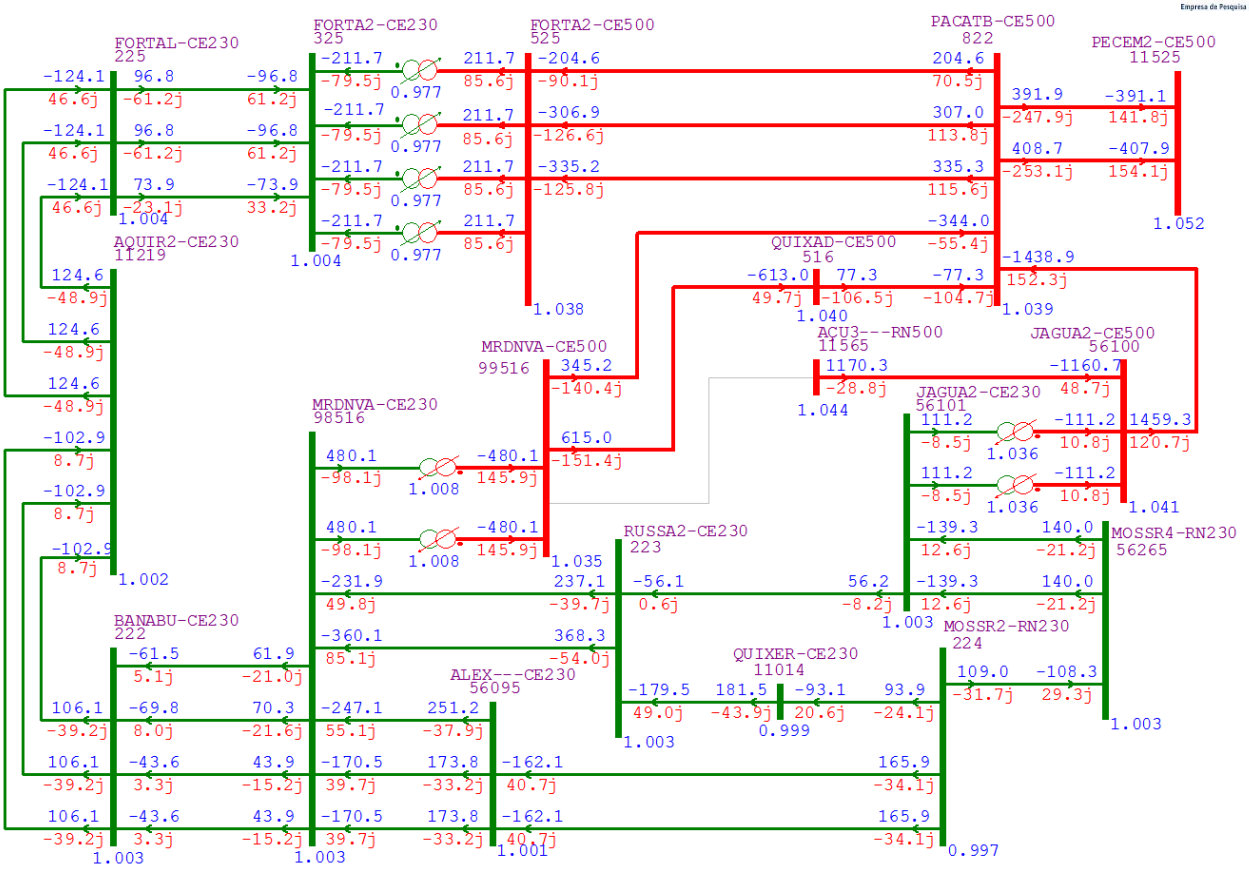


Figura 7-24 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Açu III – Morada Nova – 2030

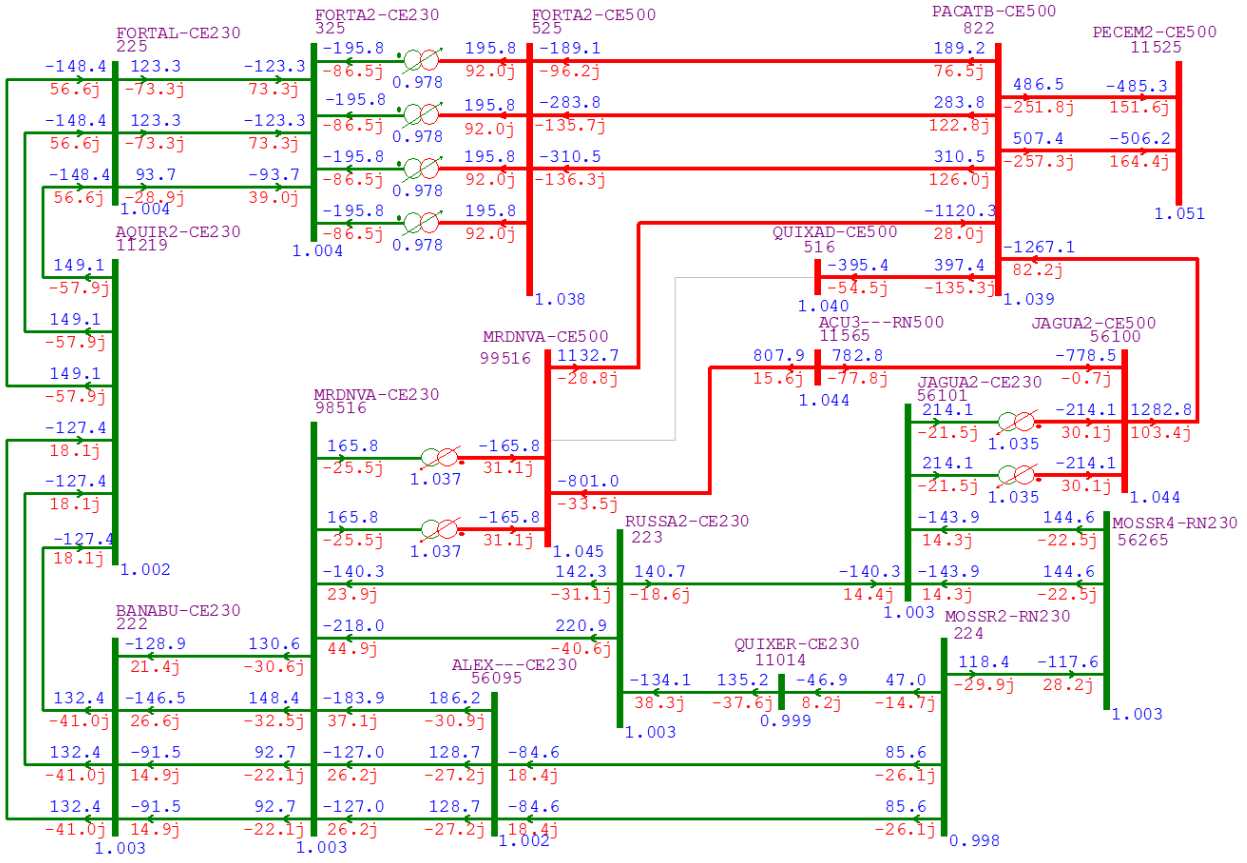


Figura 7-25 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Morada Nova – Quixadá – 2030

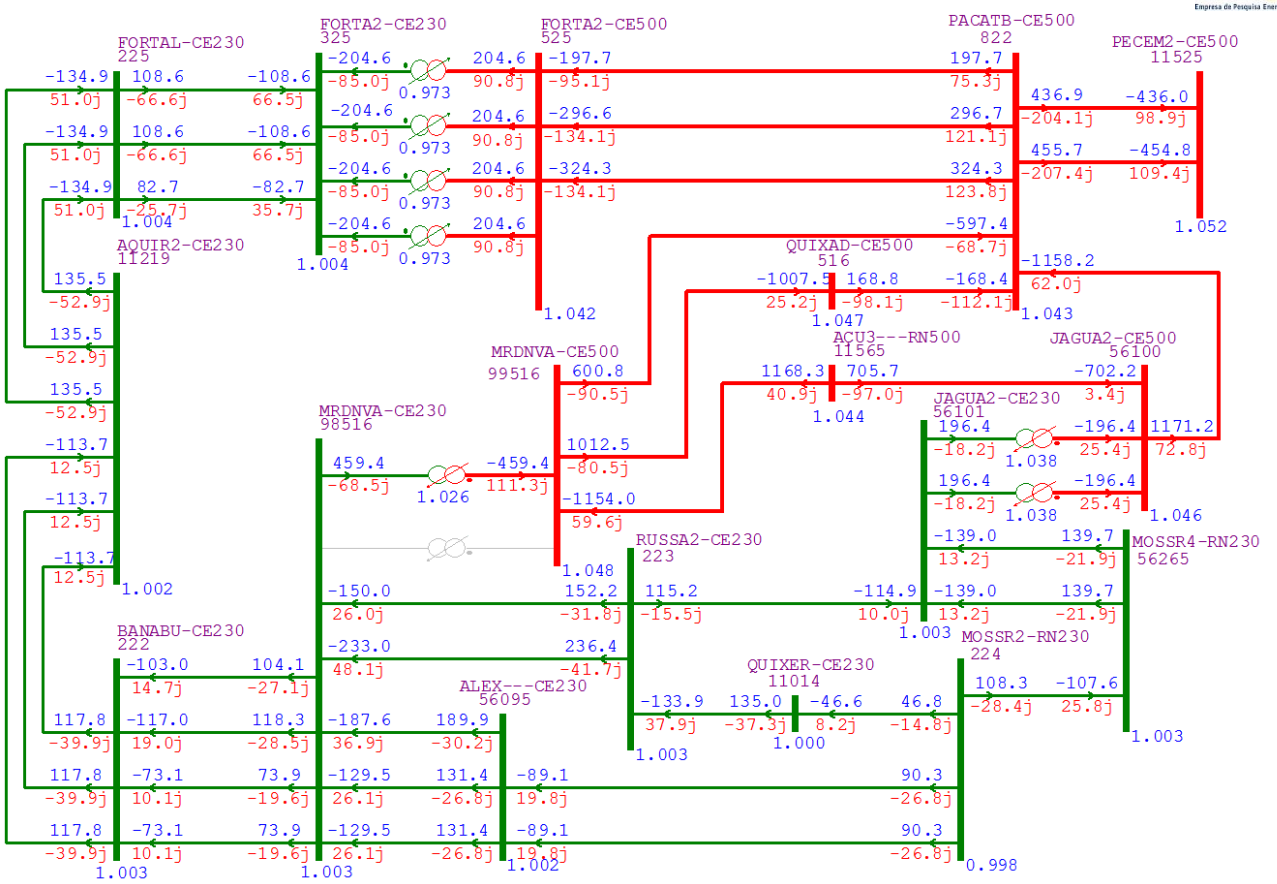


Figura 7-26 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência ATR 500/230 kV SE Morada Nova – 2030

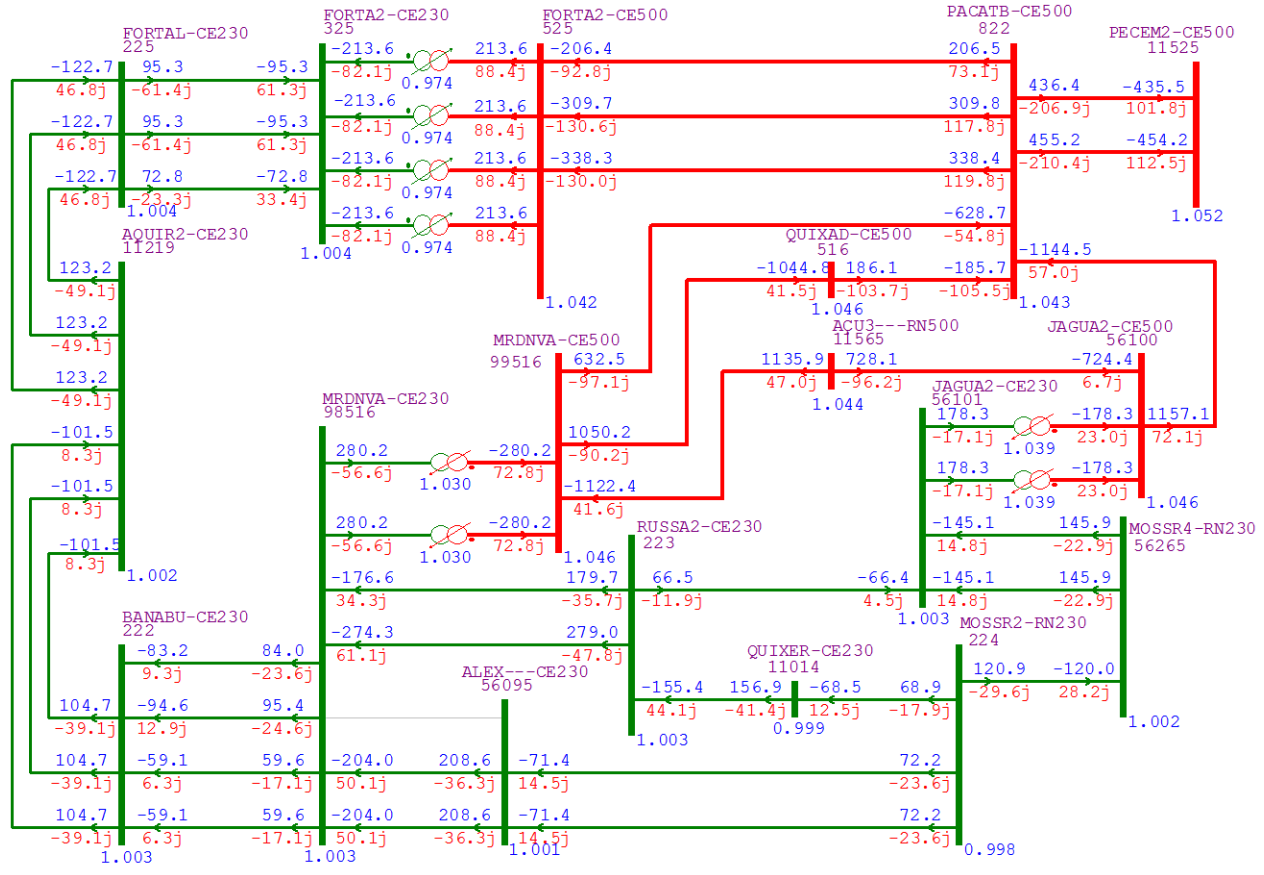


Figura 7-27 Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 230 kV Alex – Morada Nova – 2030

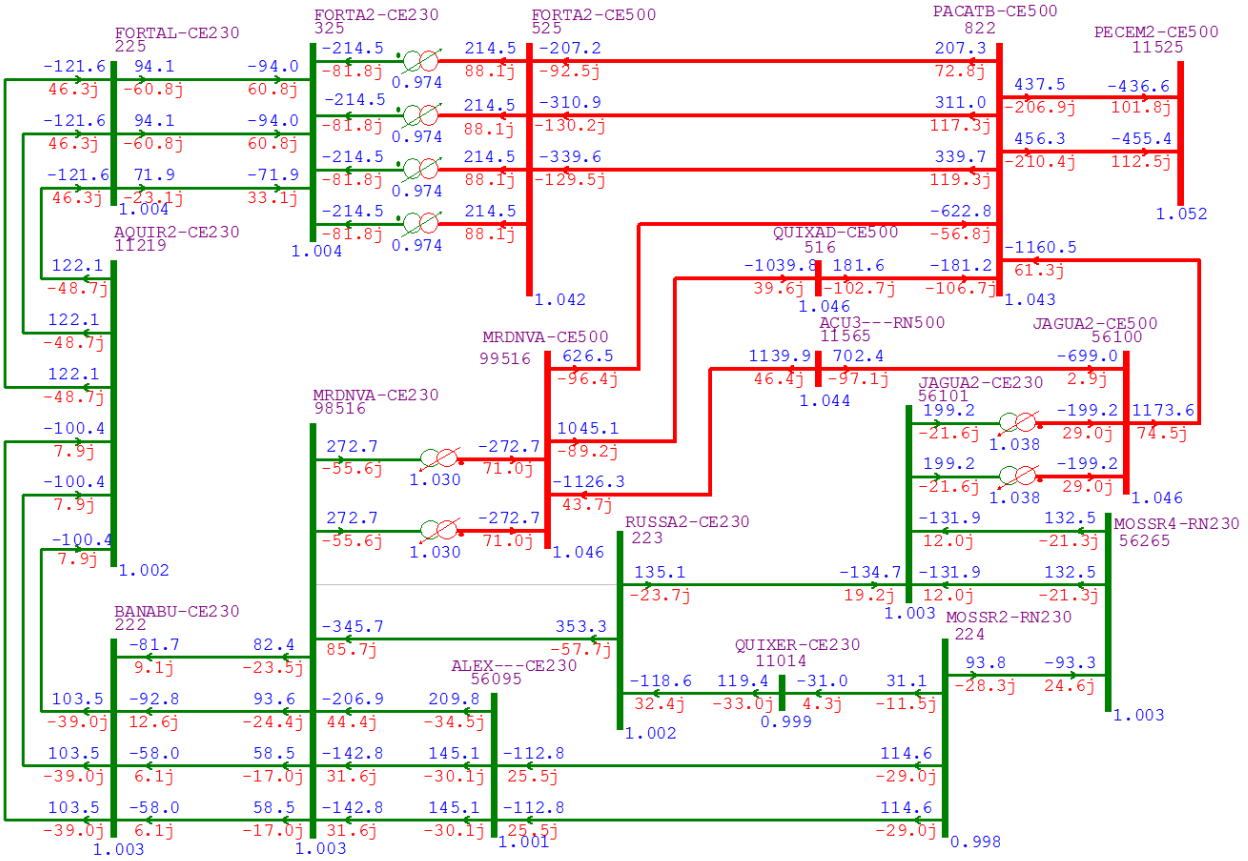


Figura 7-28 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 230 kV Morada Nova – Russas II – 2030

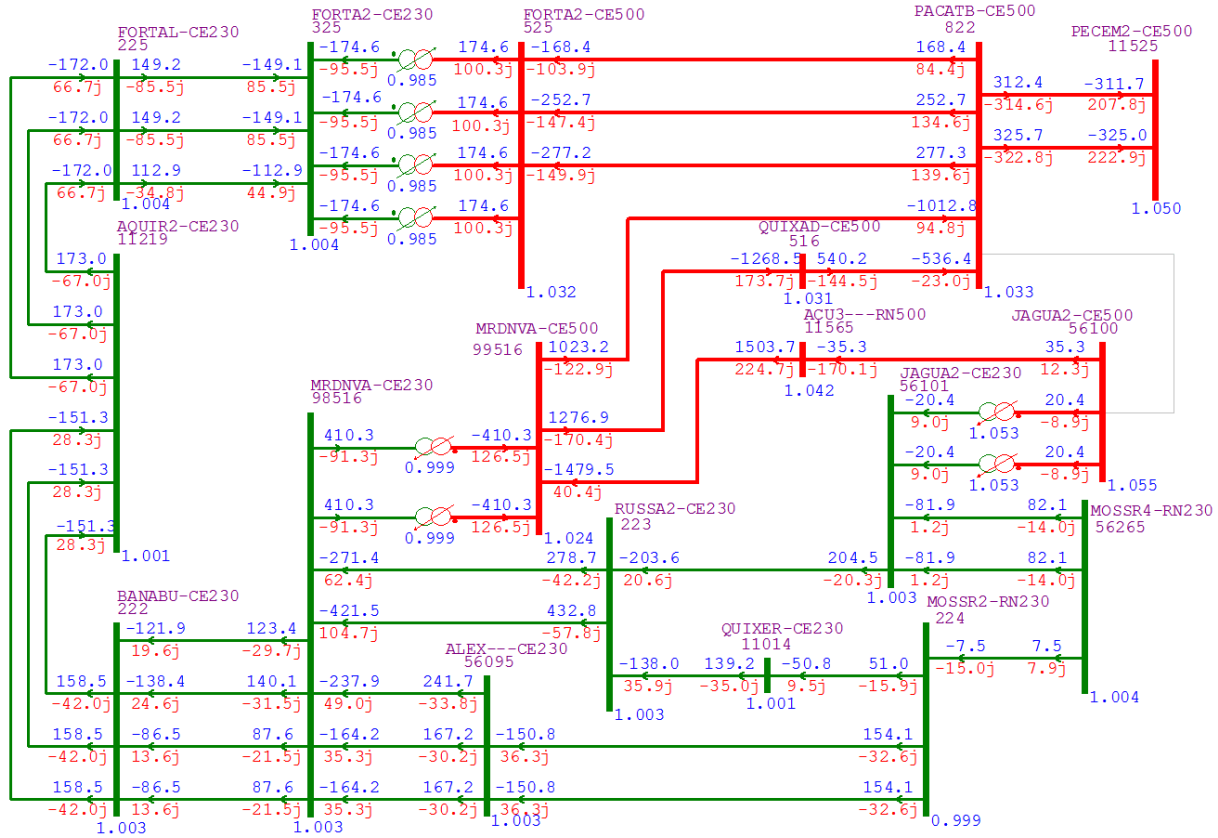


Figura 7-29 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Jaguaruana II – Pacatuba – 2030

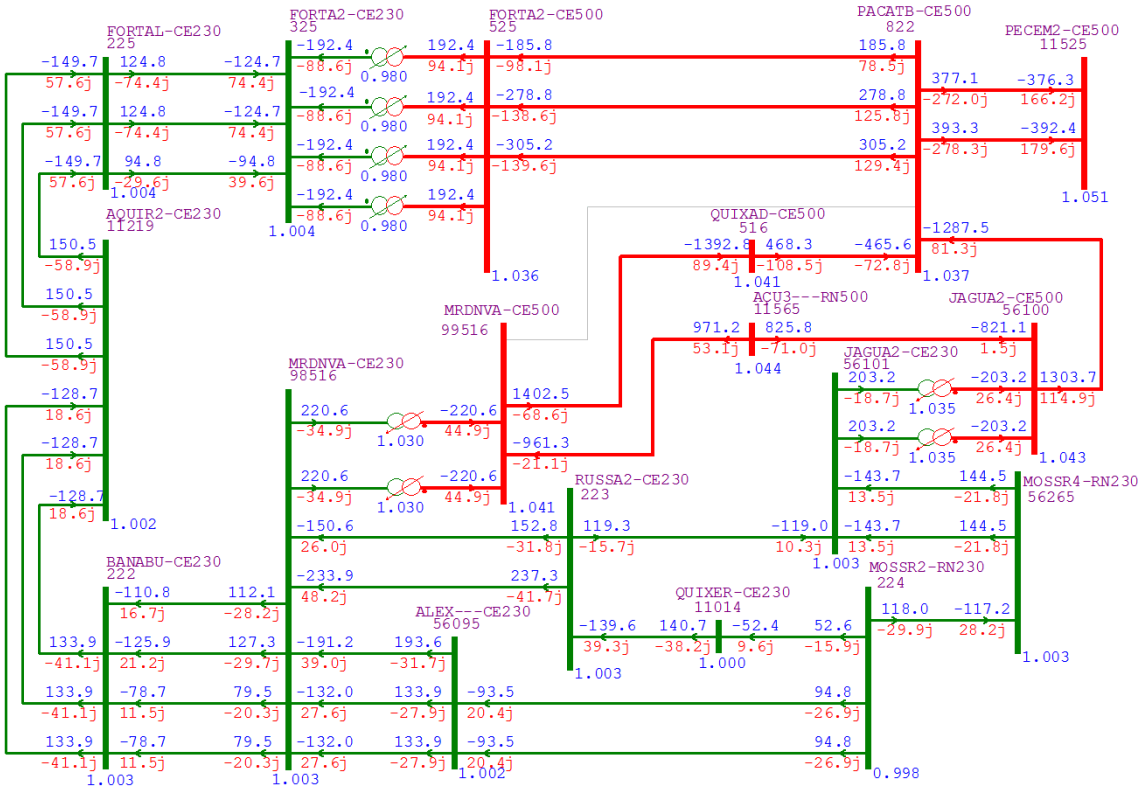


Figura 7-30 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Morada Nova – Pacatuba – 2030

7.1.3 Alternativa 3

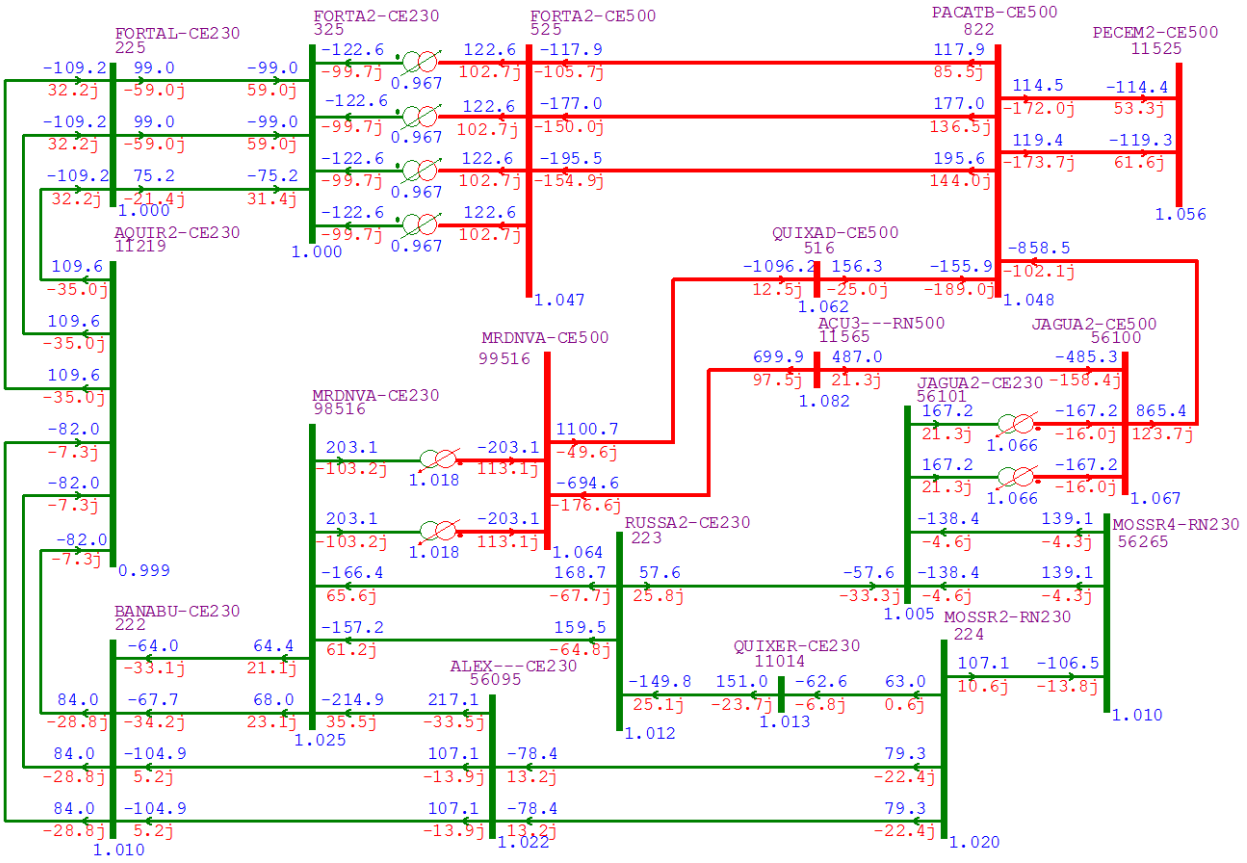


Figura 7-31 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Regime normal de operação – 2028

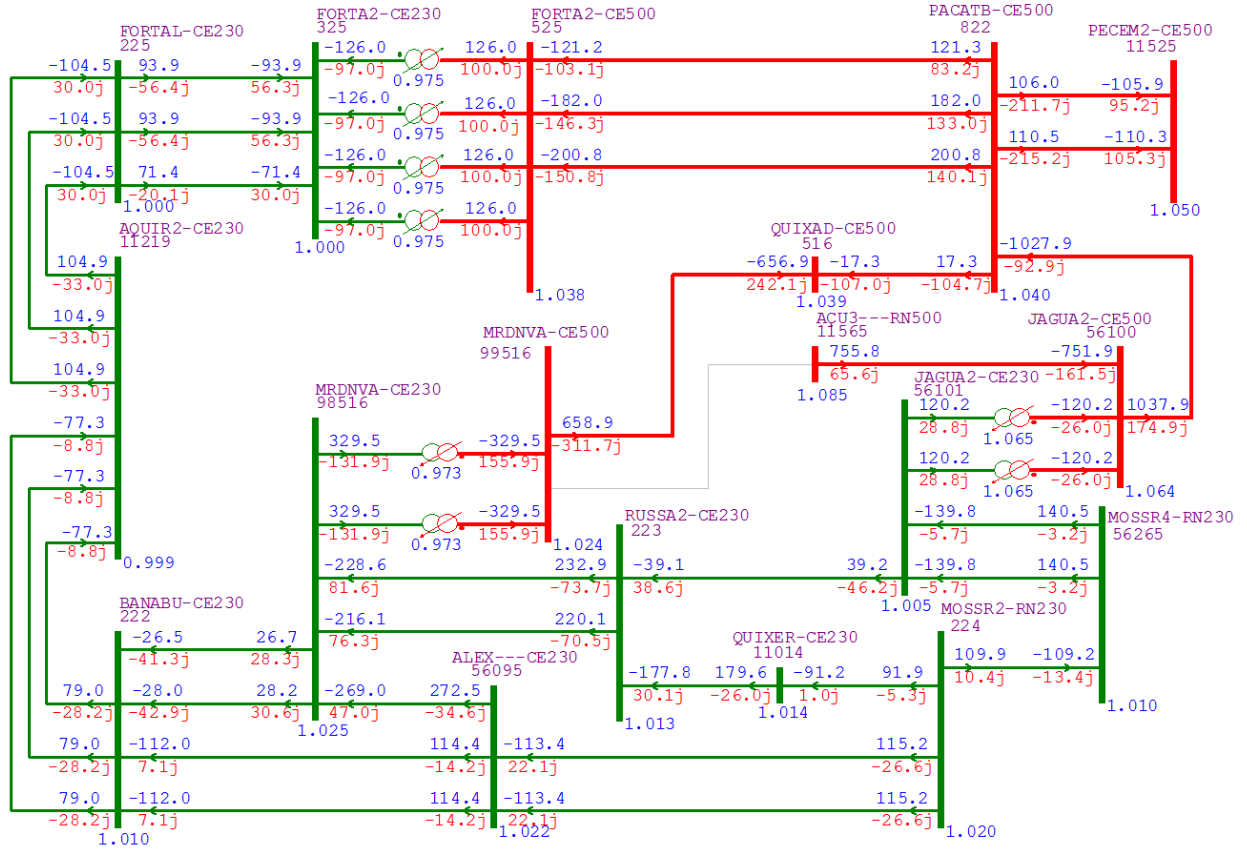


Figura 7-32 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Açu III – Morada Nova – 2028

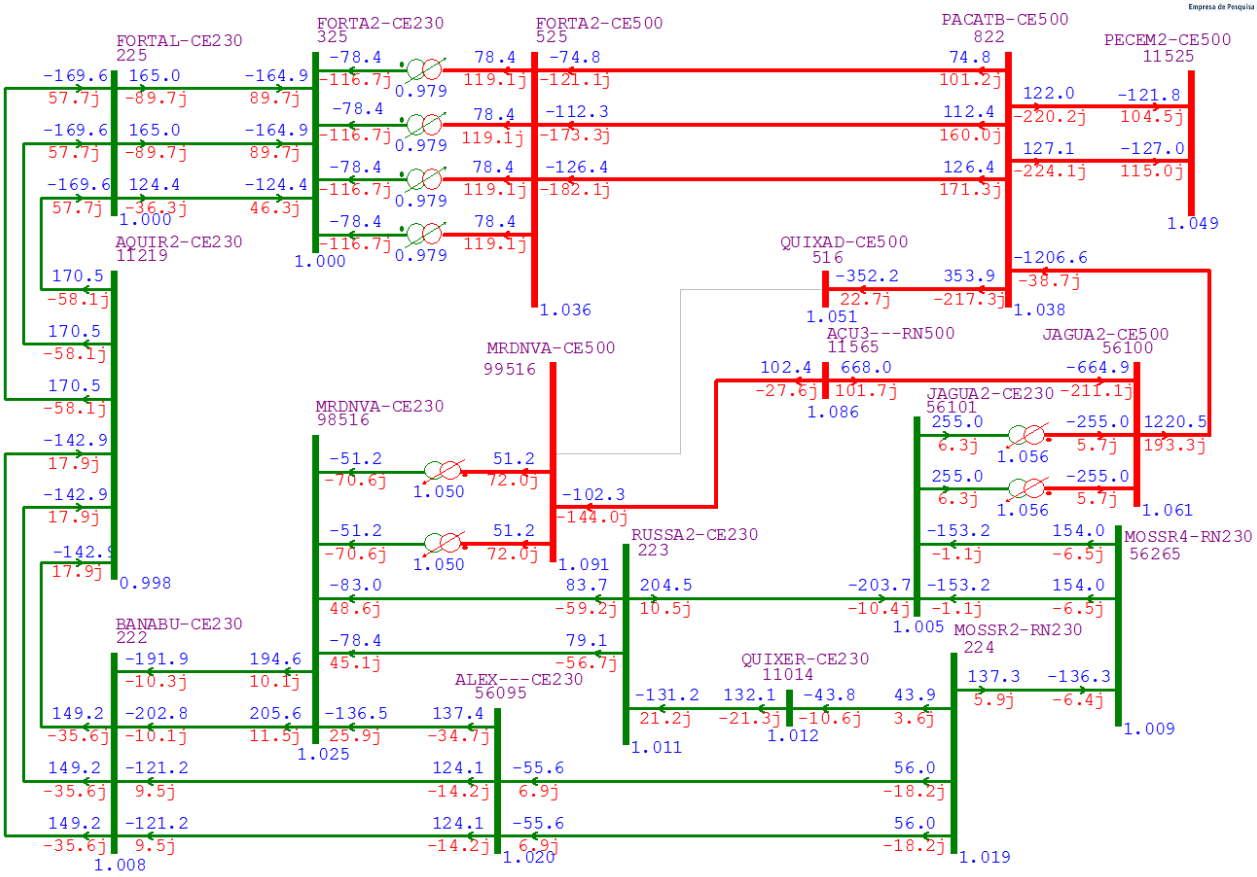


Figura 7-33 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Morada Nova – Quixadá – 2028

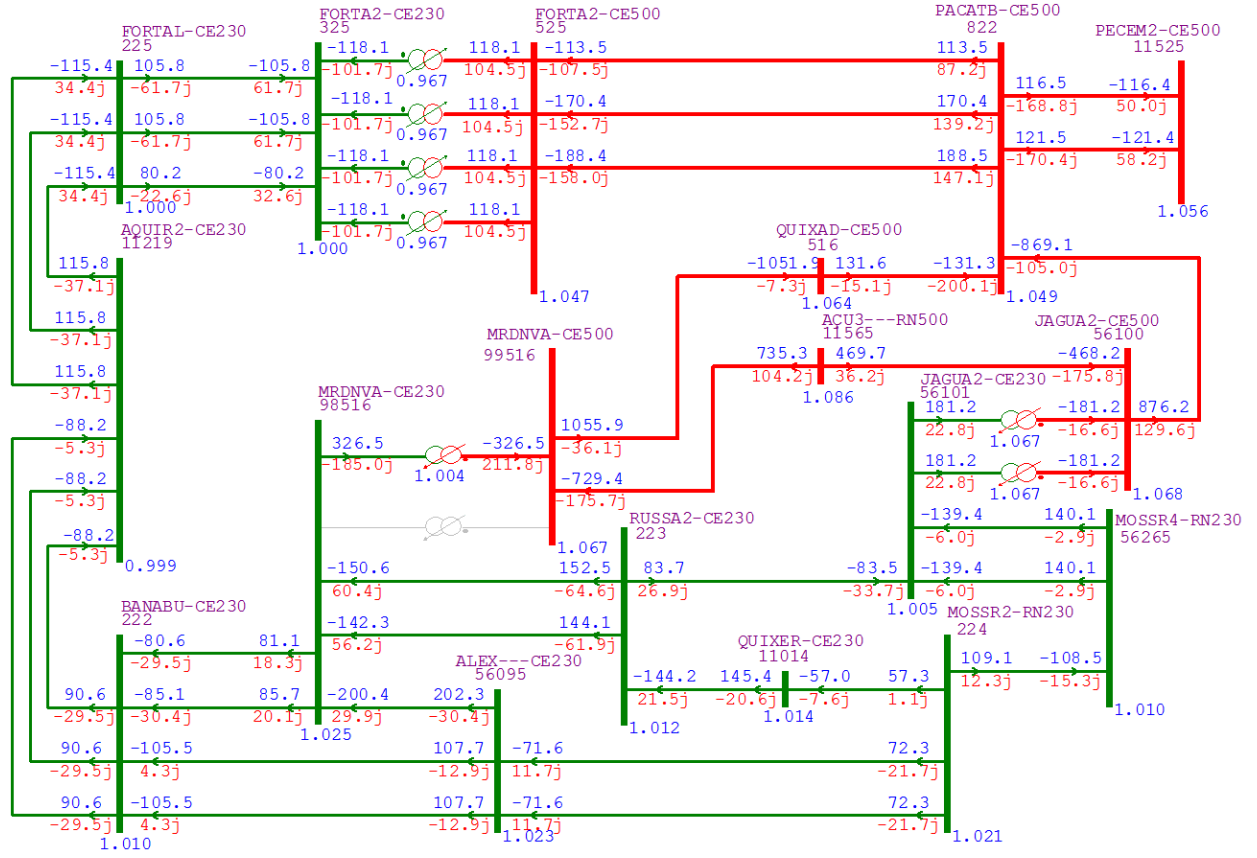


Figura 7-34 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência ATR 500/230 kV SE Morada Nova – 2028

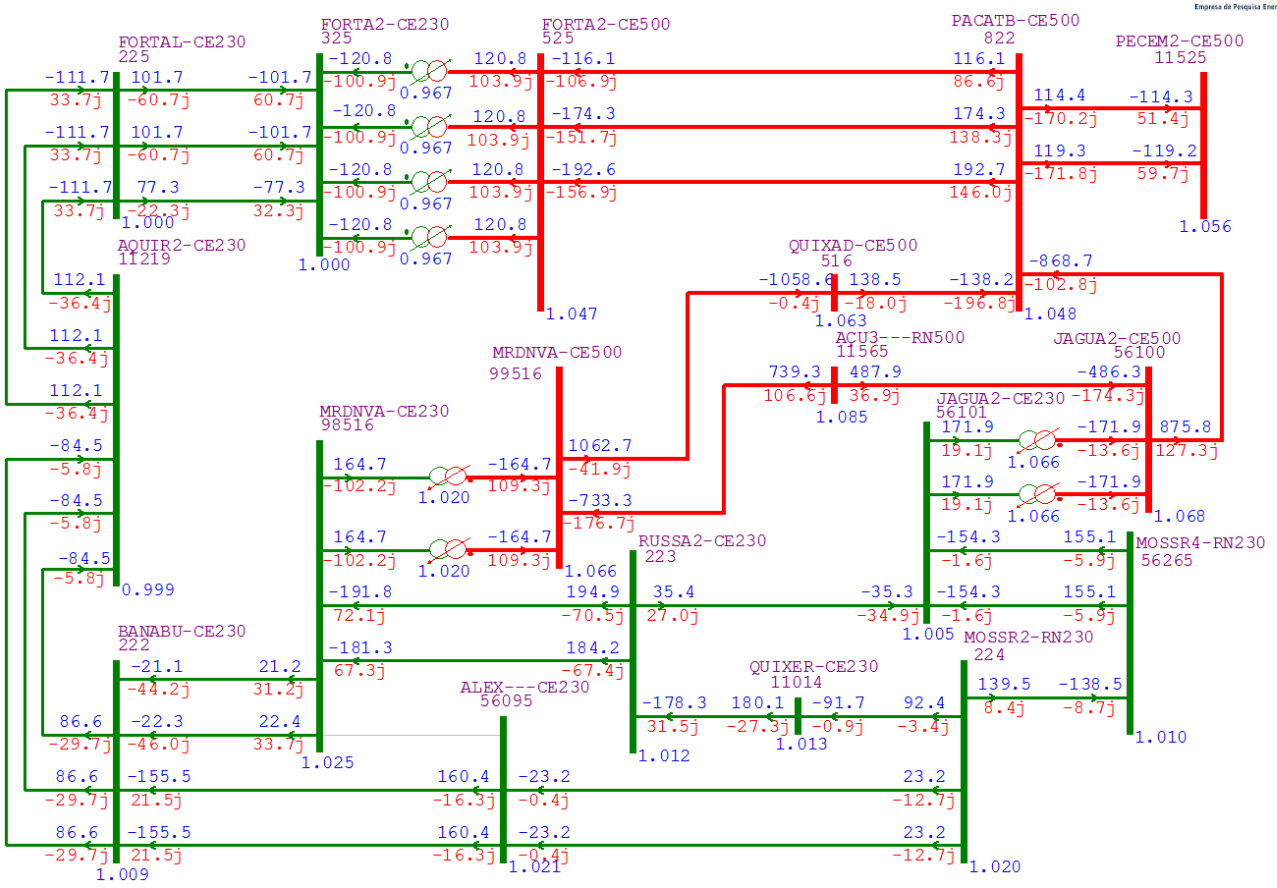


Figura 7-35 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 230 kV Alex – Morada Nova – 2028

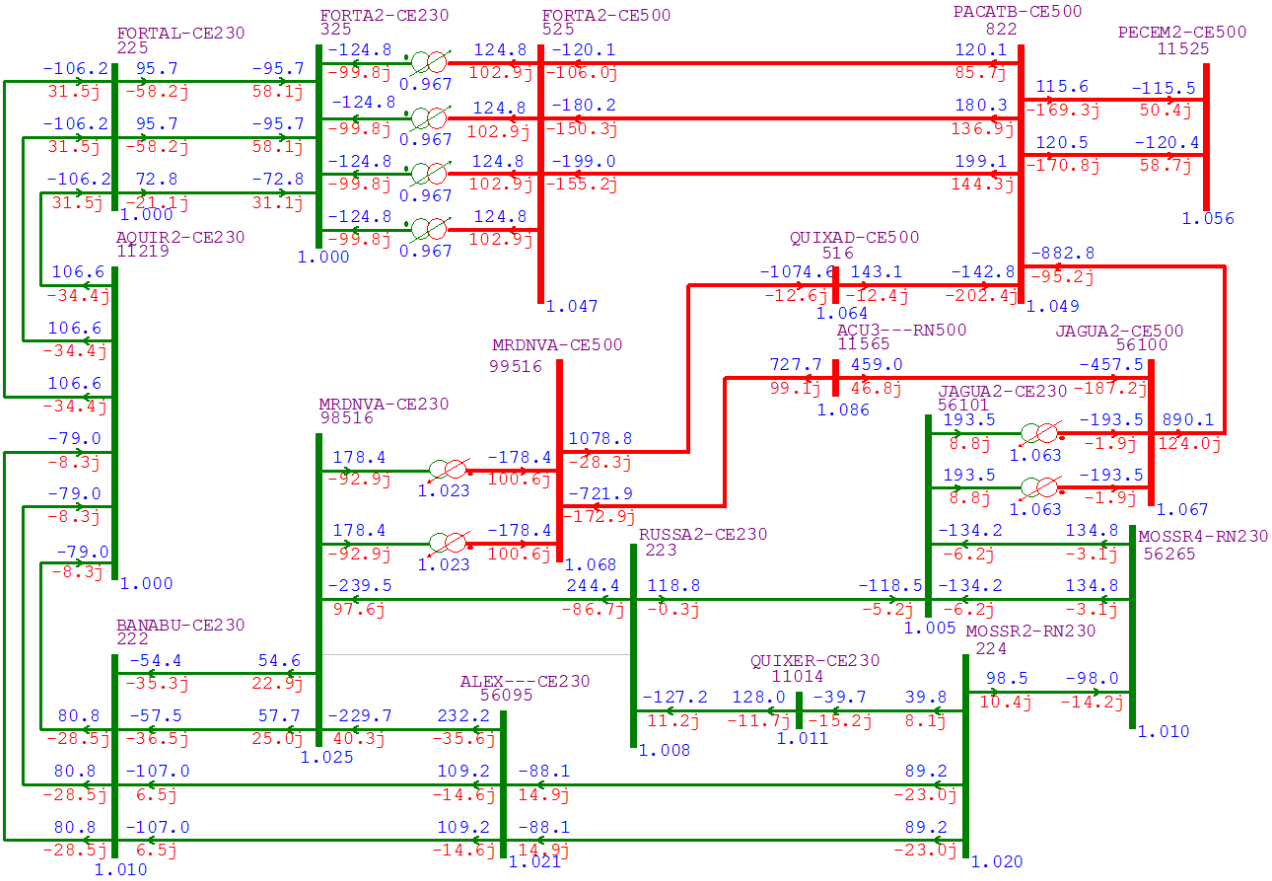


Figura 7-36 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 230 kV Morada Nova – Russas II – 2028

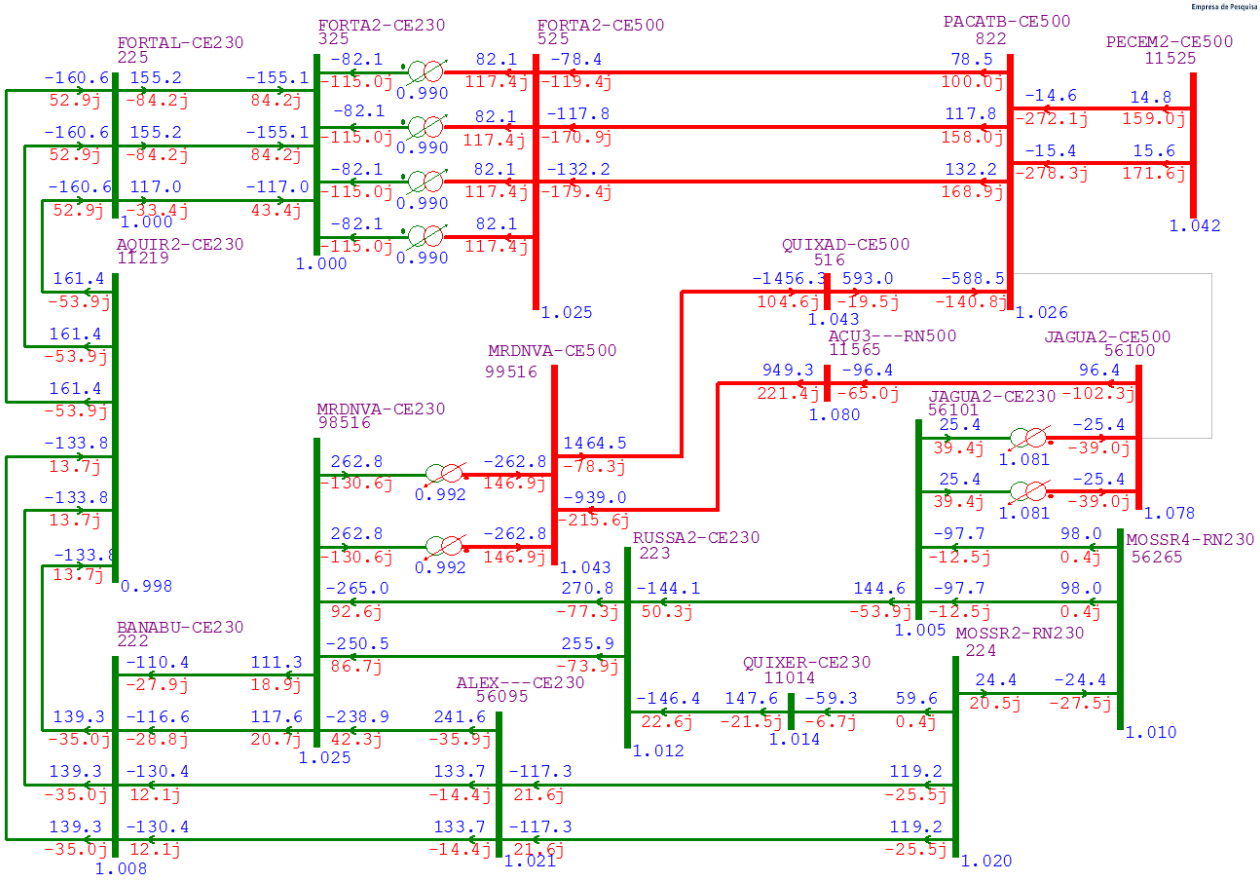


Figura 7-37 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Jaguaruana II - Pacatuba – 2028

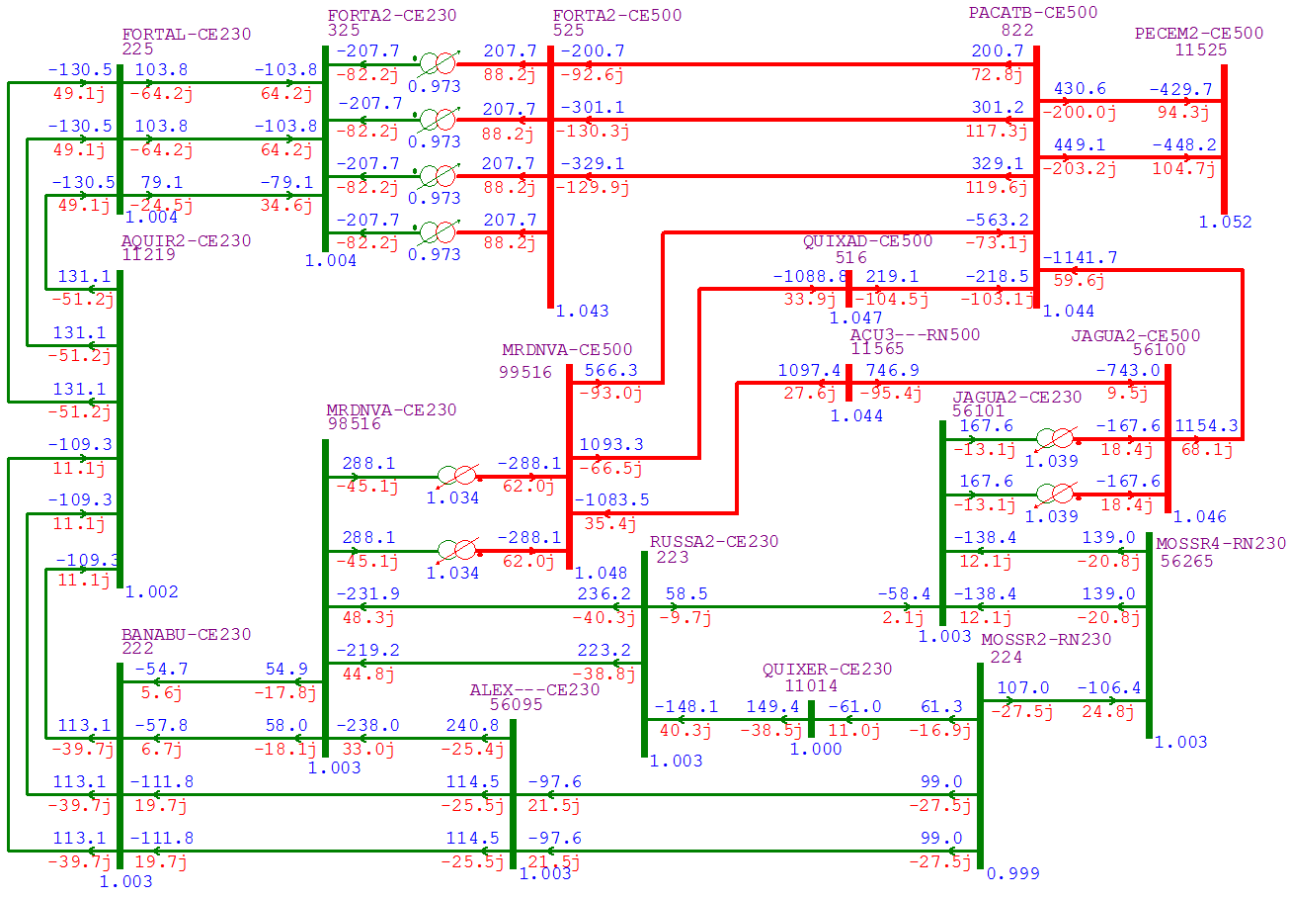


Figura 7-38 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Regime normal de operação – 2030

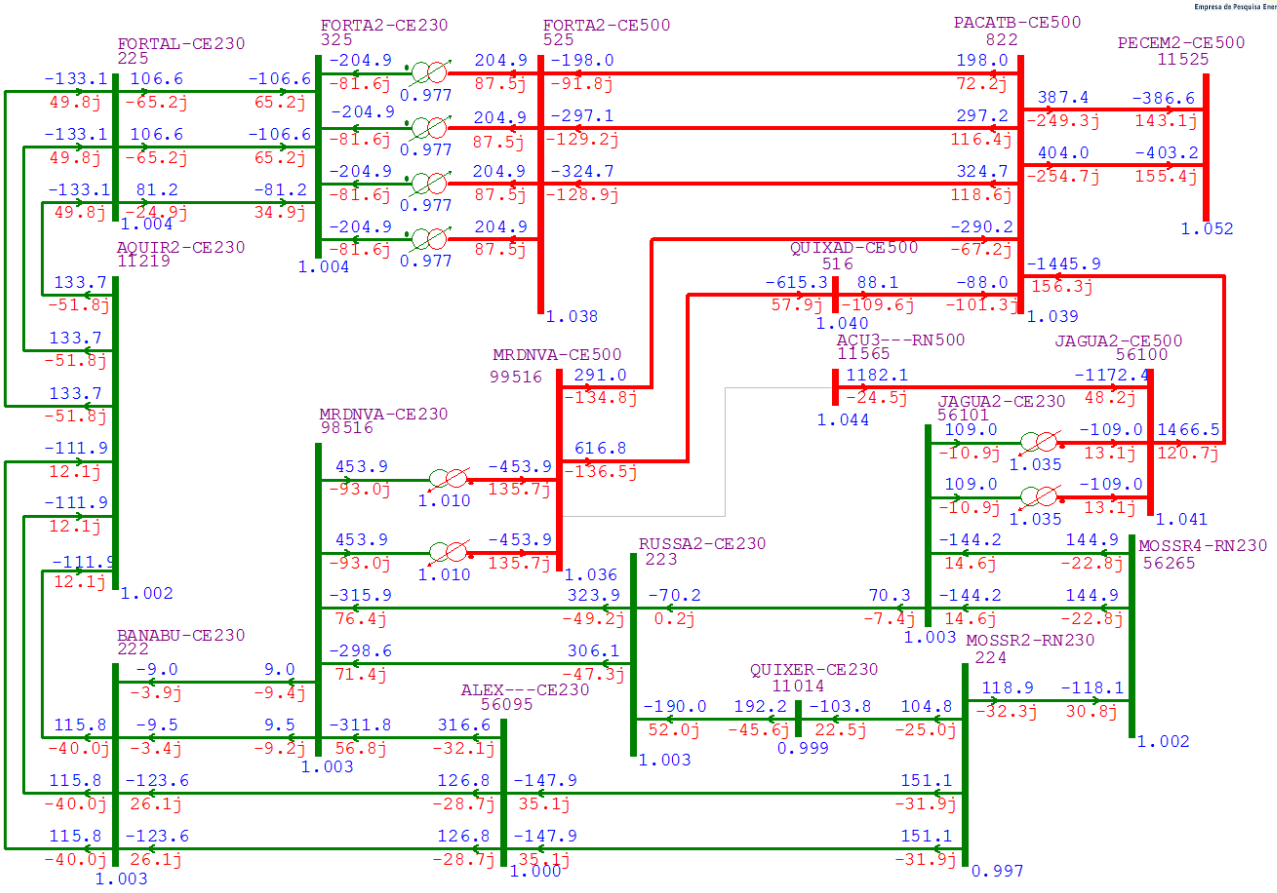


Figura 7-39 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Açu III – Morada Nova – 2030

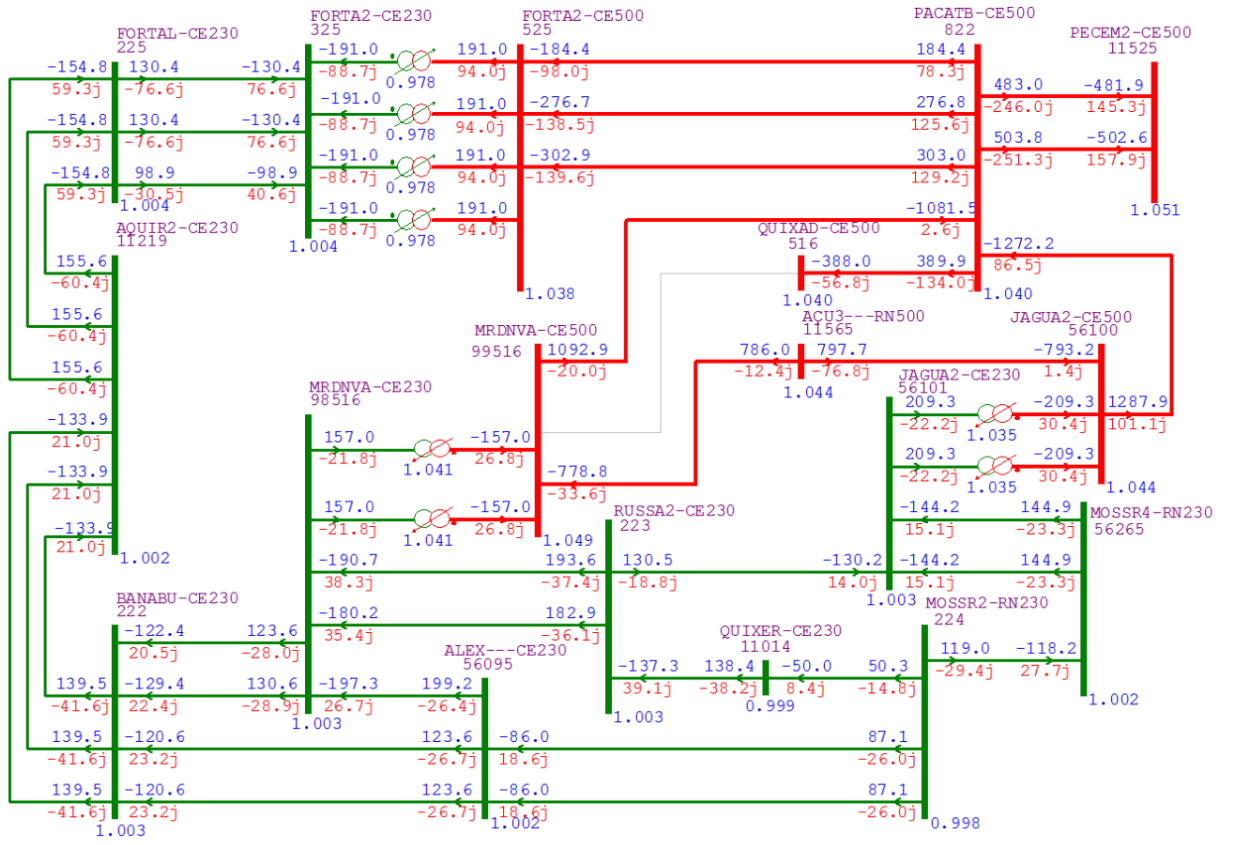


Figura 7-40 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Morada Nova – Quixadá – 2030

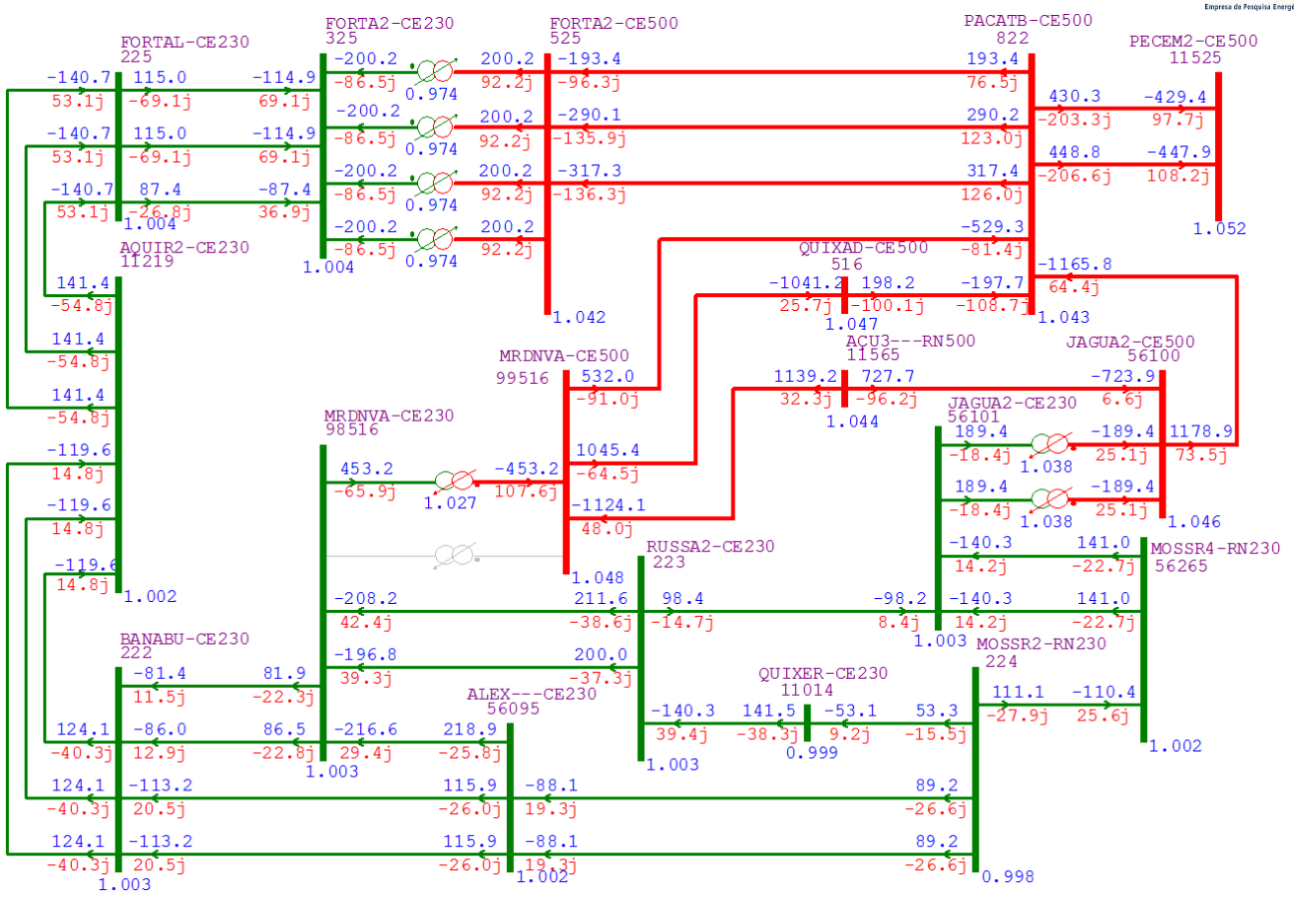


Figura 7-41 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência ATR 500/230 kV SE Morada Nova – 2030

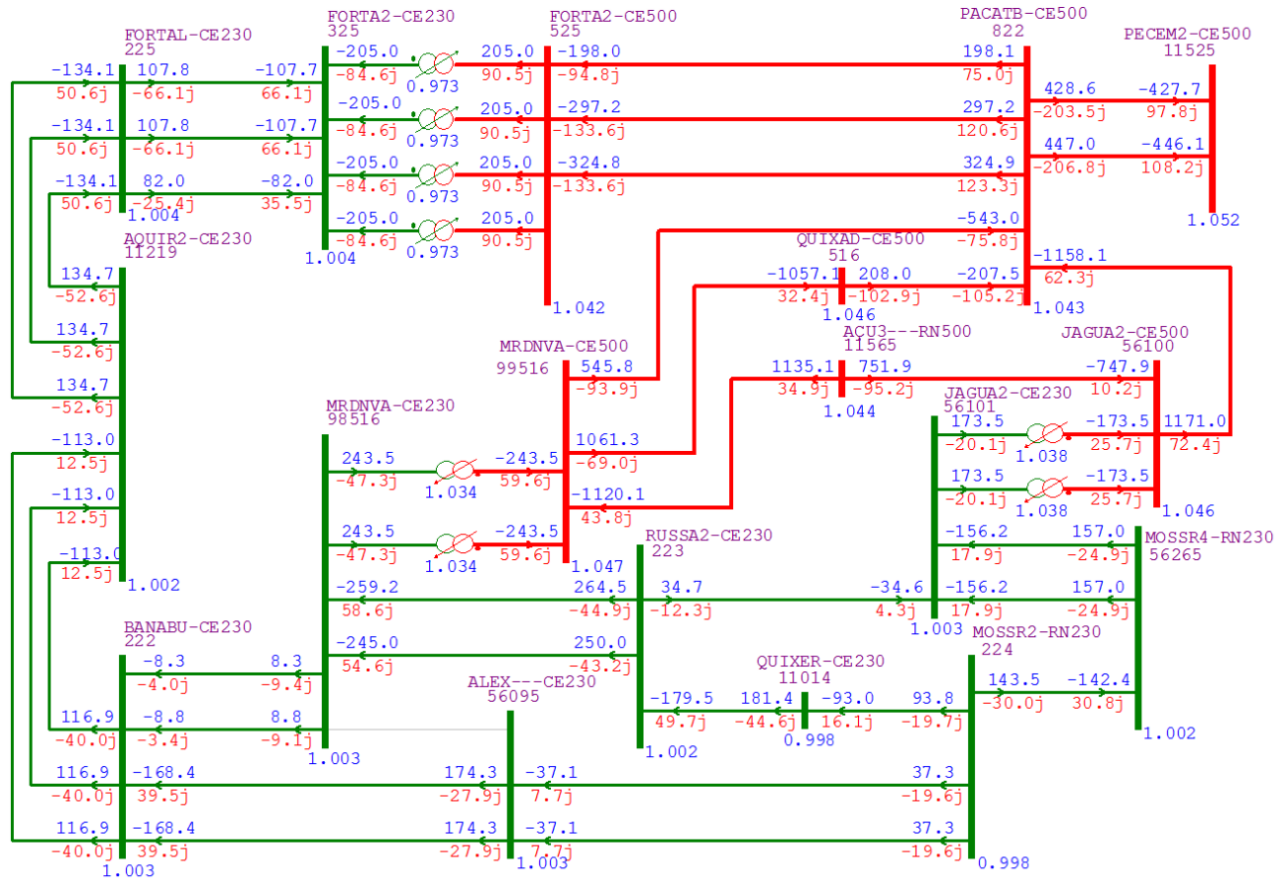


Figura 7-42 – Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 230 kV Alex – Morada Nova – 2030

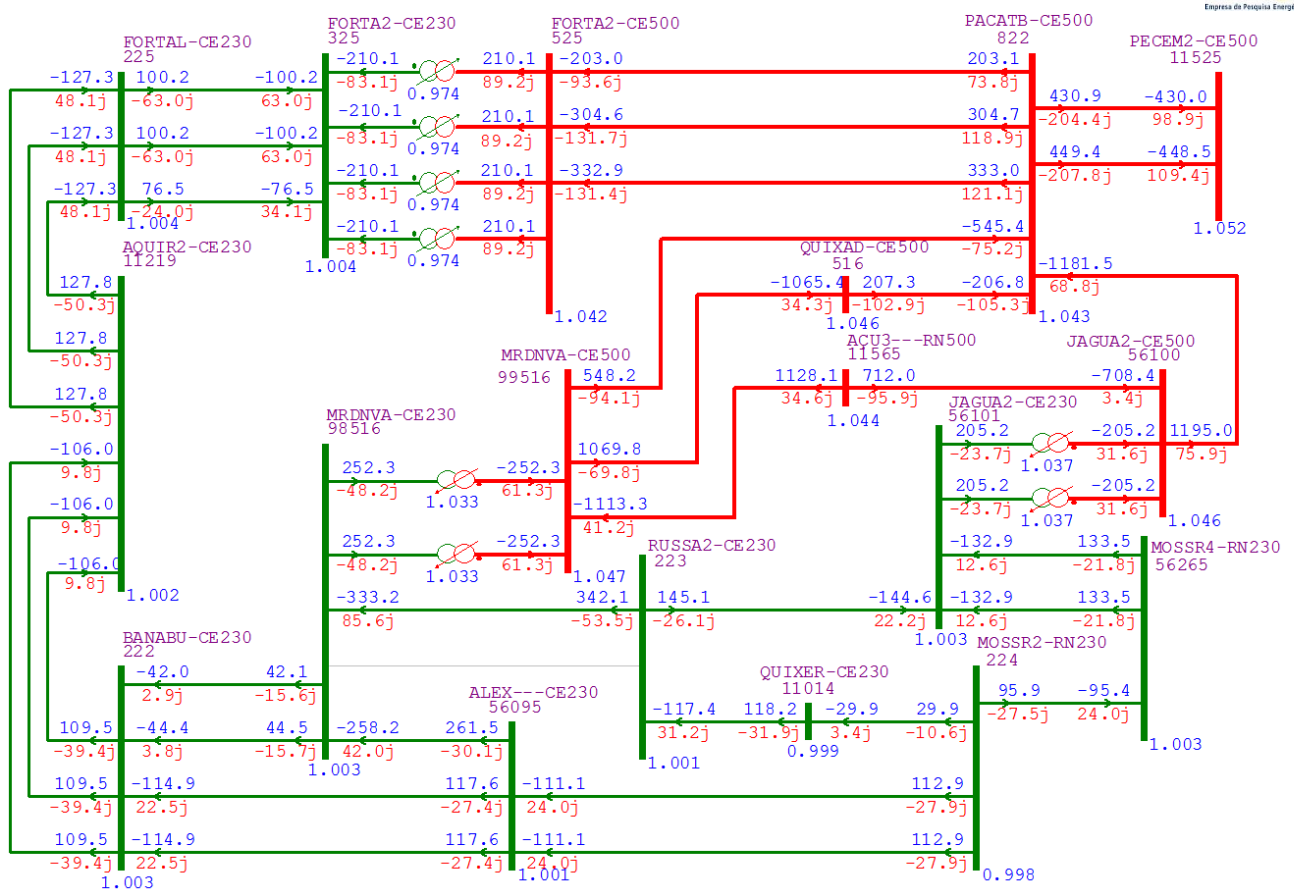


Figura 7-43 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 230 kV Morada Nova – Russas II – 2030

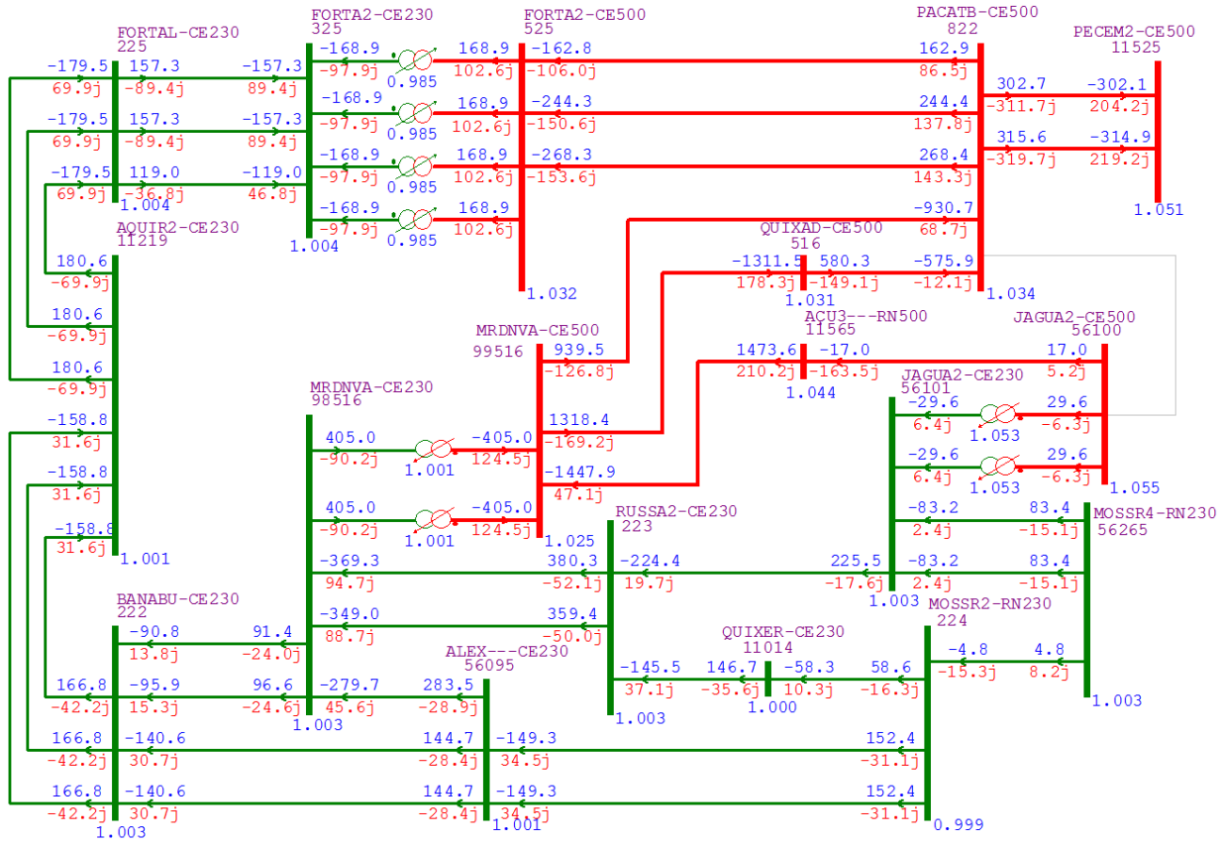


Figura 7-44 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Jaguaruana II – Pacatuba – 2030

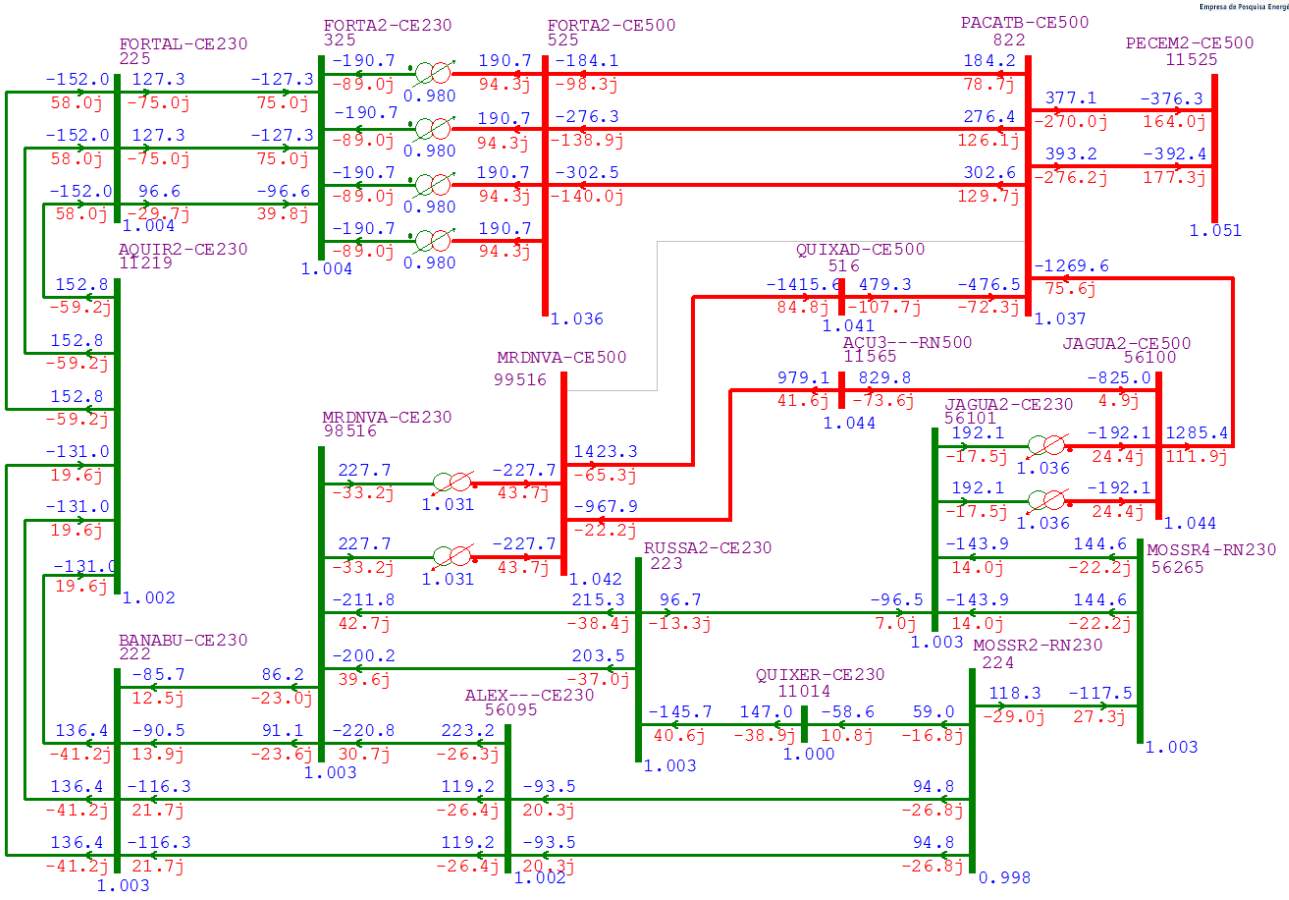


Figura 7-45 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Morada Nova – Pacatuba – 2030

7.2 Análise Técnico-Econômica 2 - Localização da SE Seccionadora Piauí

7.2.1 Alternativa 1

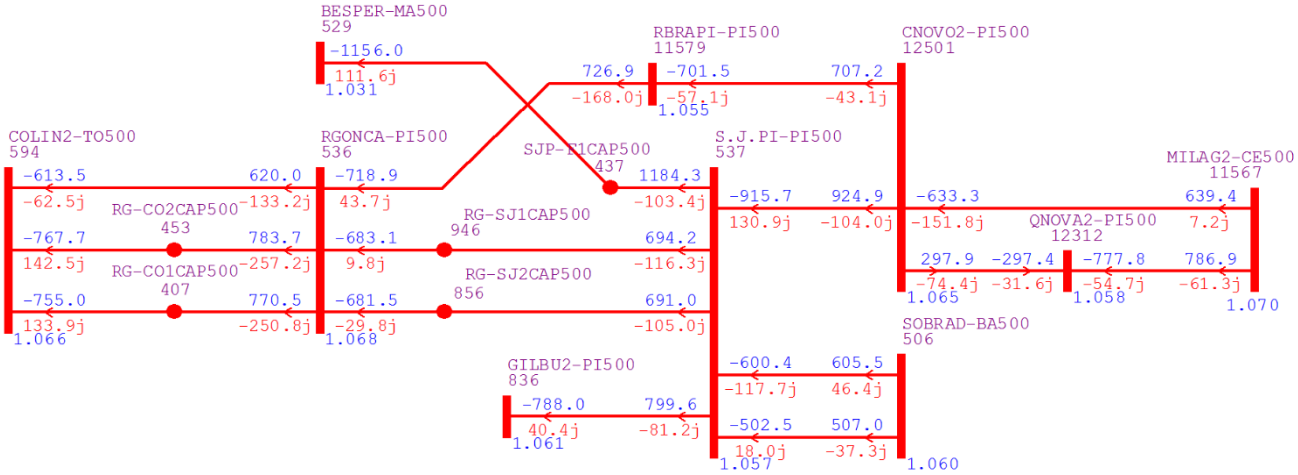


Figura 7-46 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Regime normal de operação – 2028

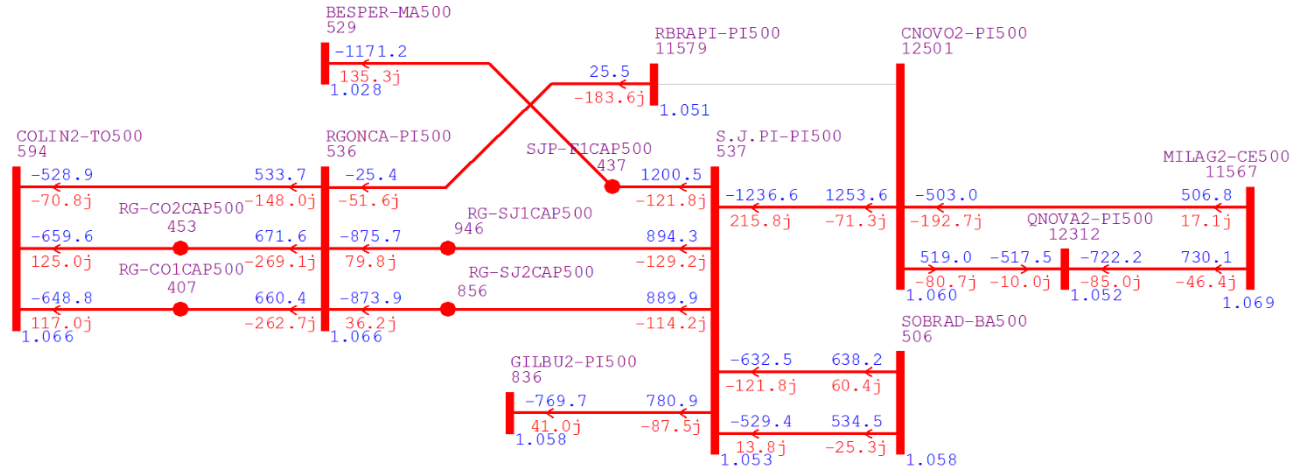


Figura 7-47 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – Ribeira do Piauí – 2028

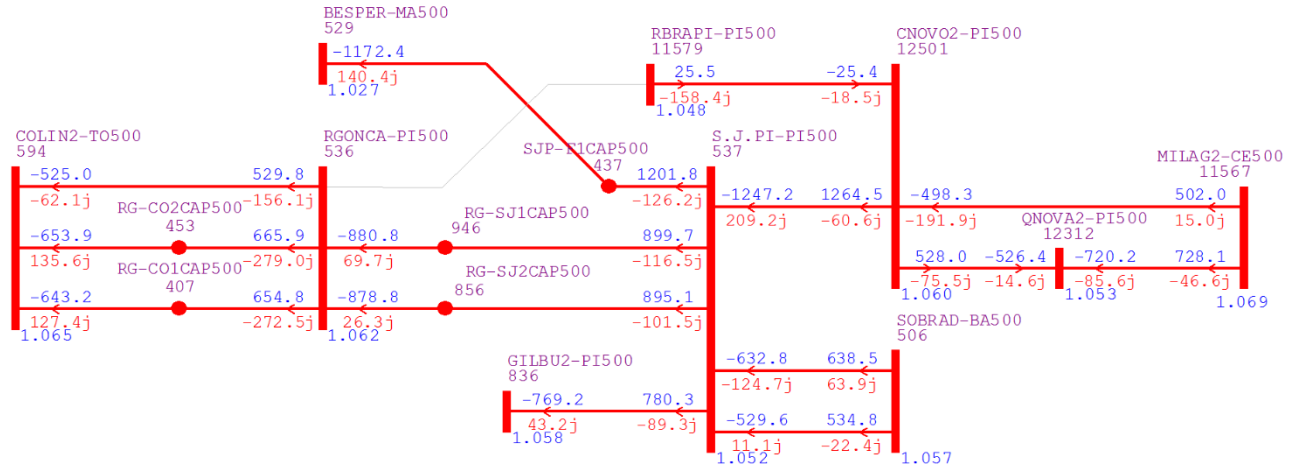


Figura 7-48 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeira do Piauí – Ribeiro Gonçalves – 2028

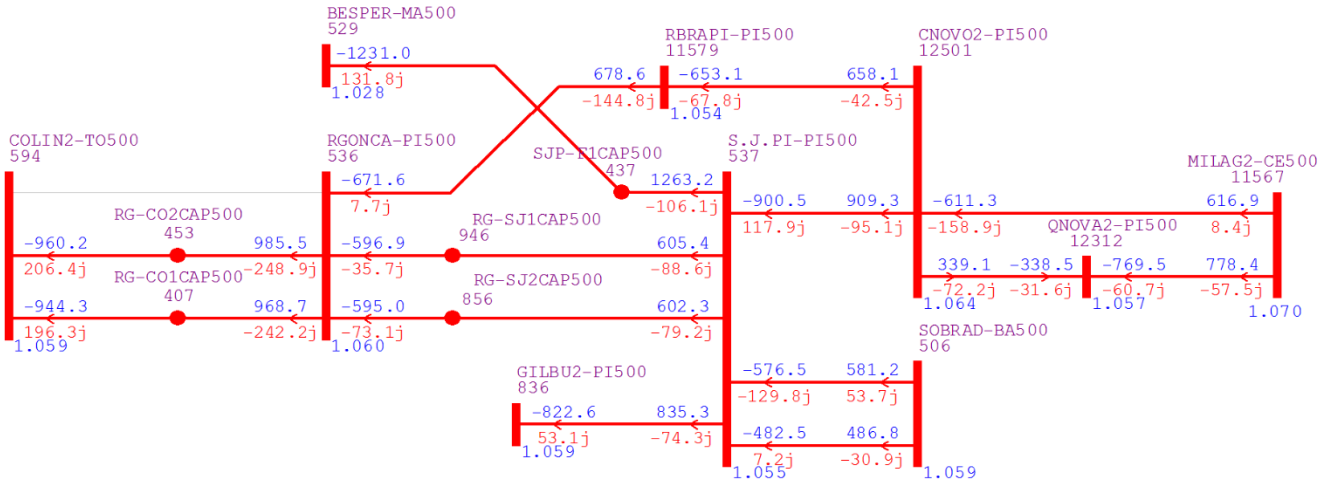


Figura 7-49 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C3 – 2028

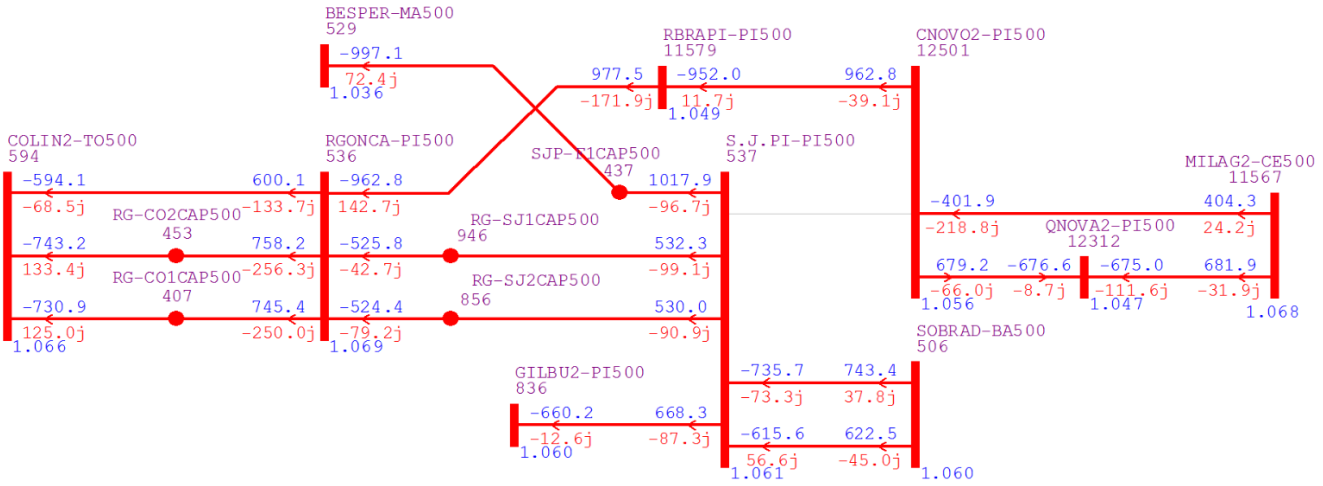


Figura 7-50 - Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – São João do Piauí – 2028

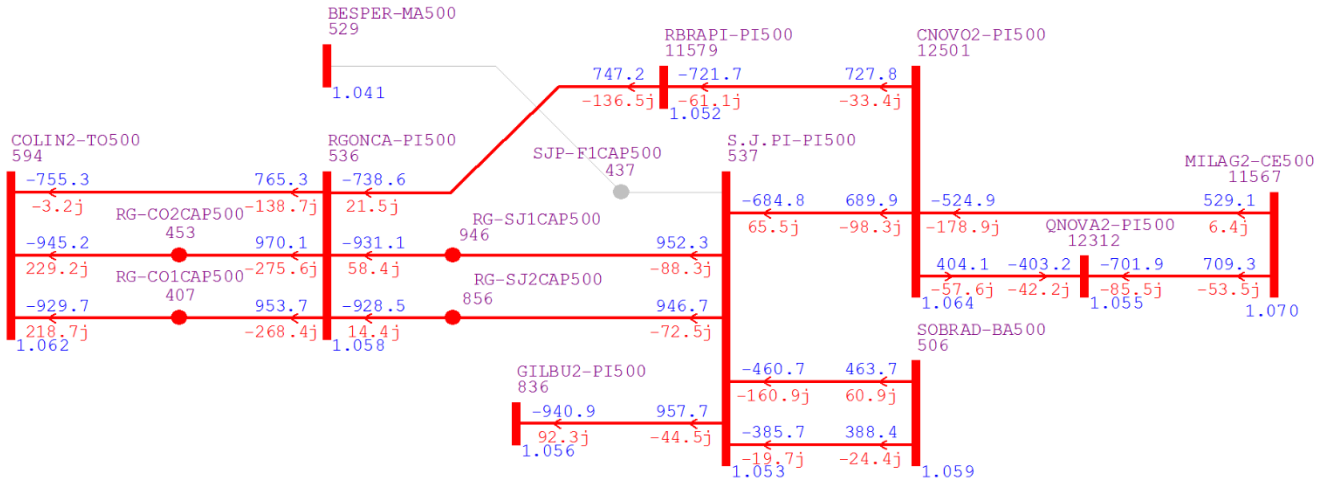


Figura 7-51 - Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí – Boa Esperança – 2028

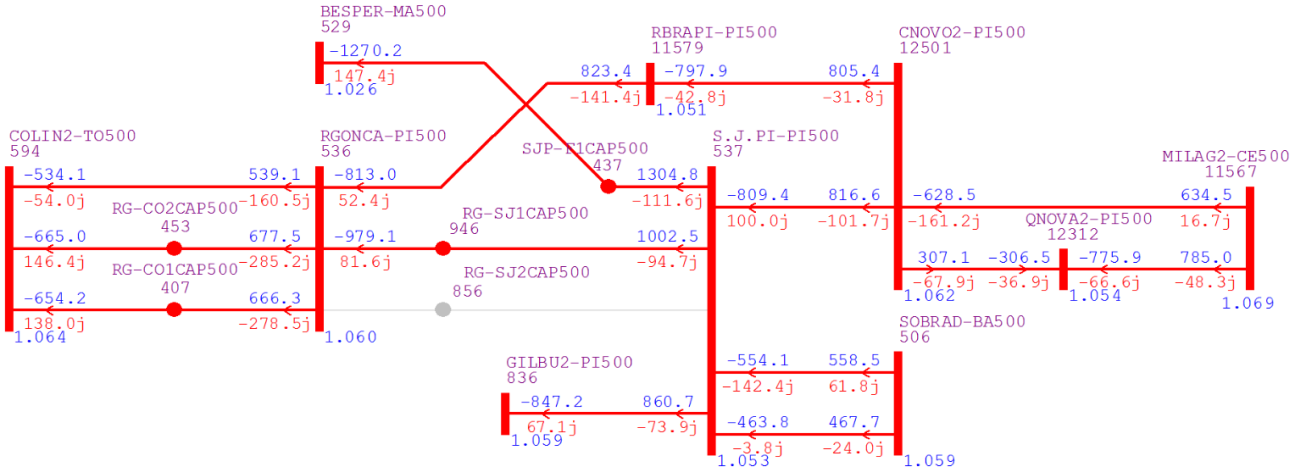


Figura 7-52 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí –Ribeiro Gonçalves C1 – 2028

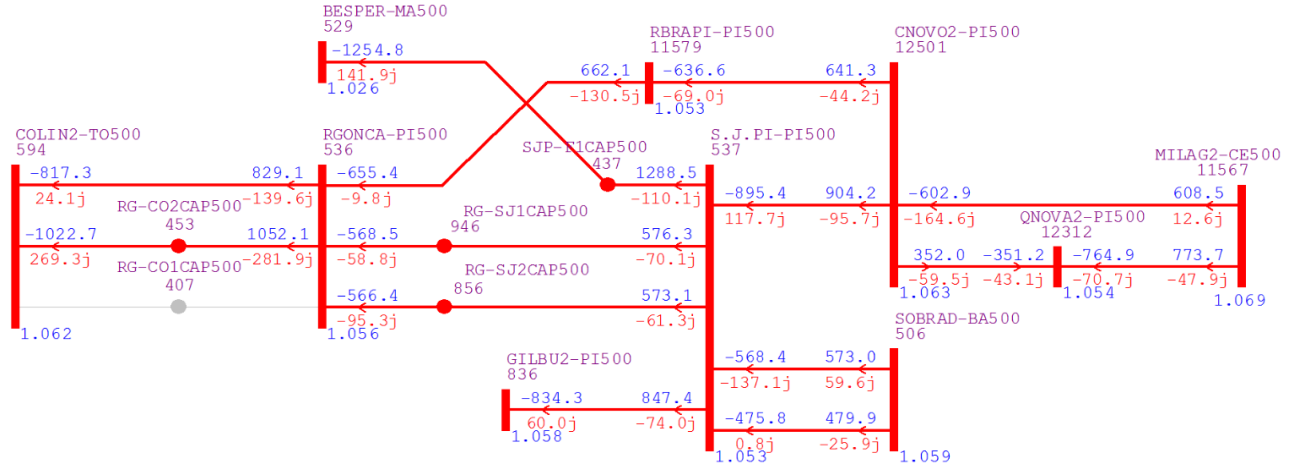


Figura 7-53 - Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas – 2028

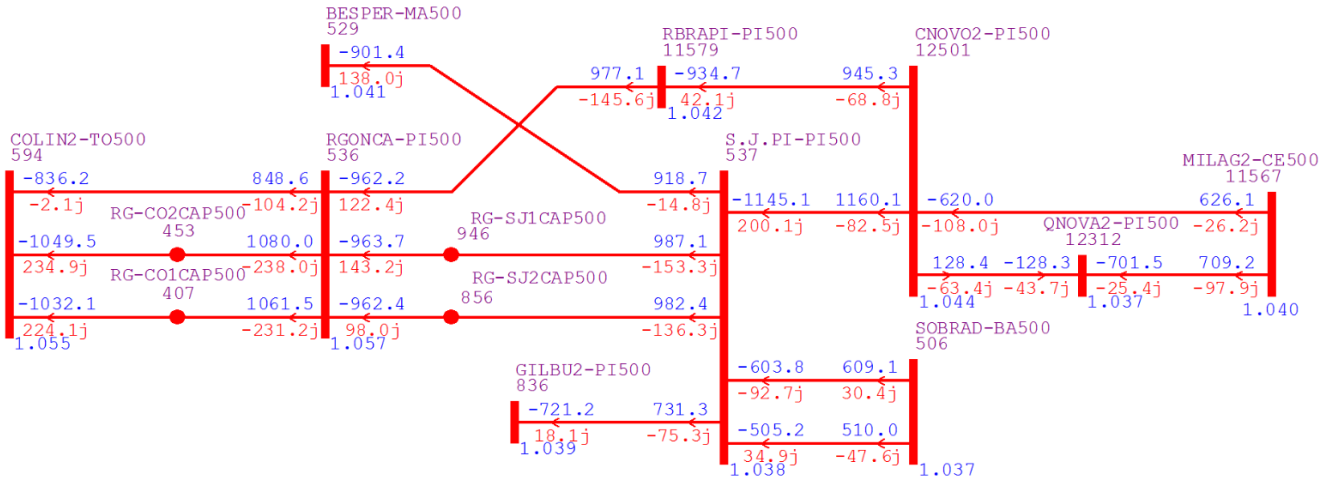


Figura 7-54 - Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Regime normal de operação – 2030

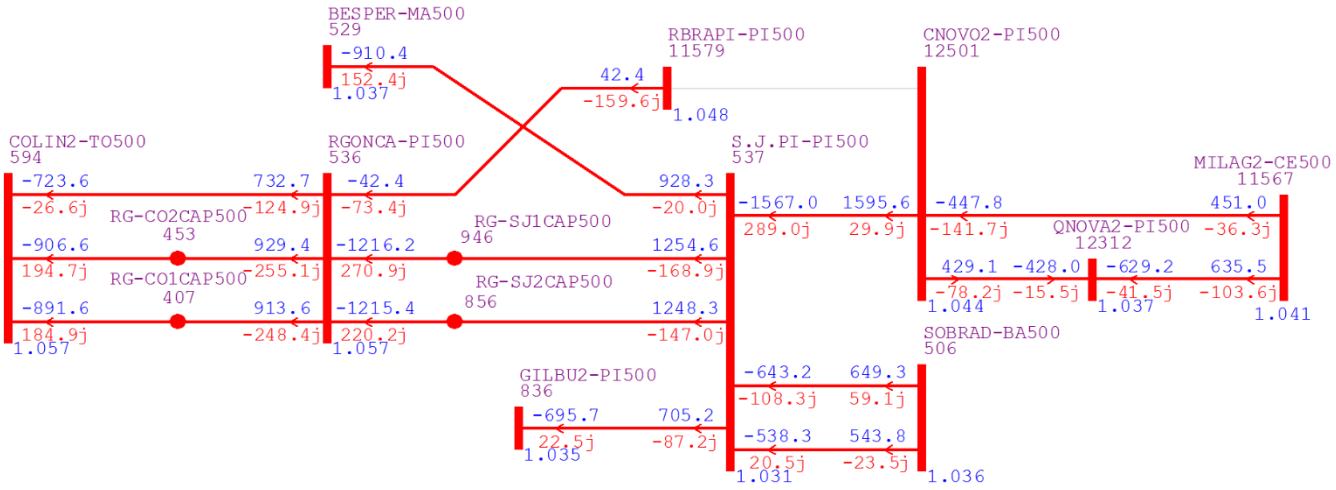


Figura 7-55 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – Ribeira do Piauí – 2030

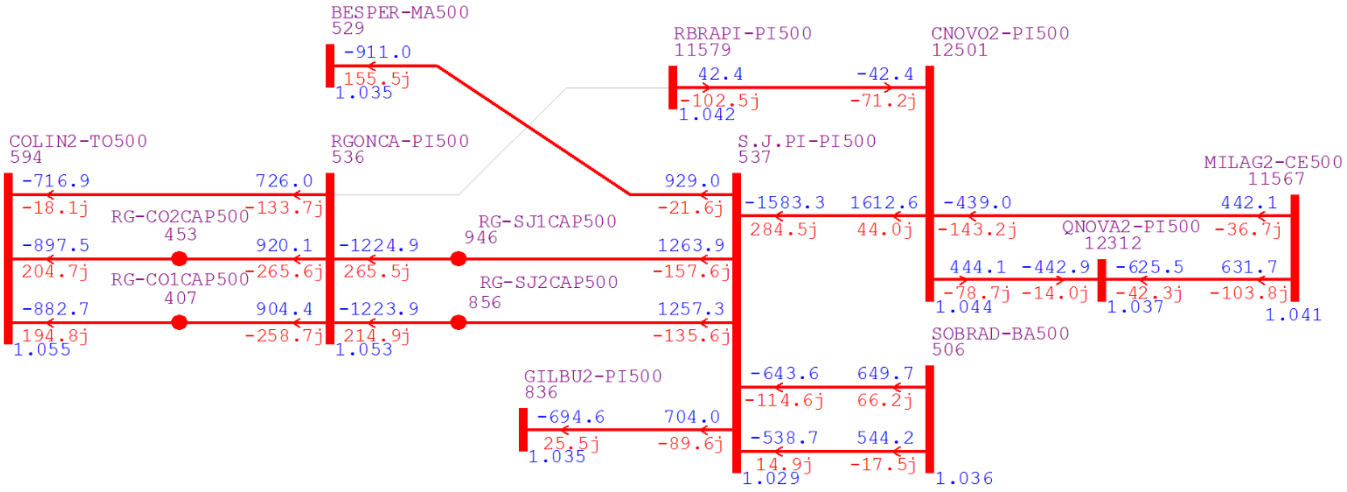


Figura 7-56 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeira do Piauí – Ribeiro Gonçalves – 2030

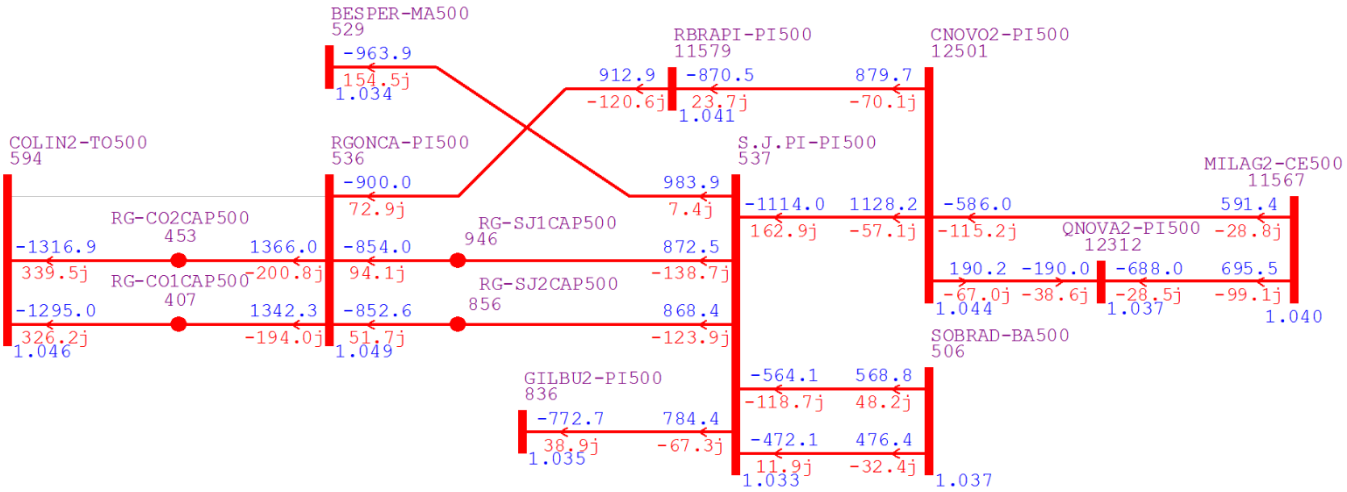


Figura 7-57 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C3 – 2030

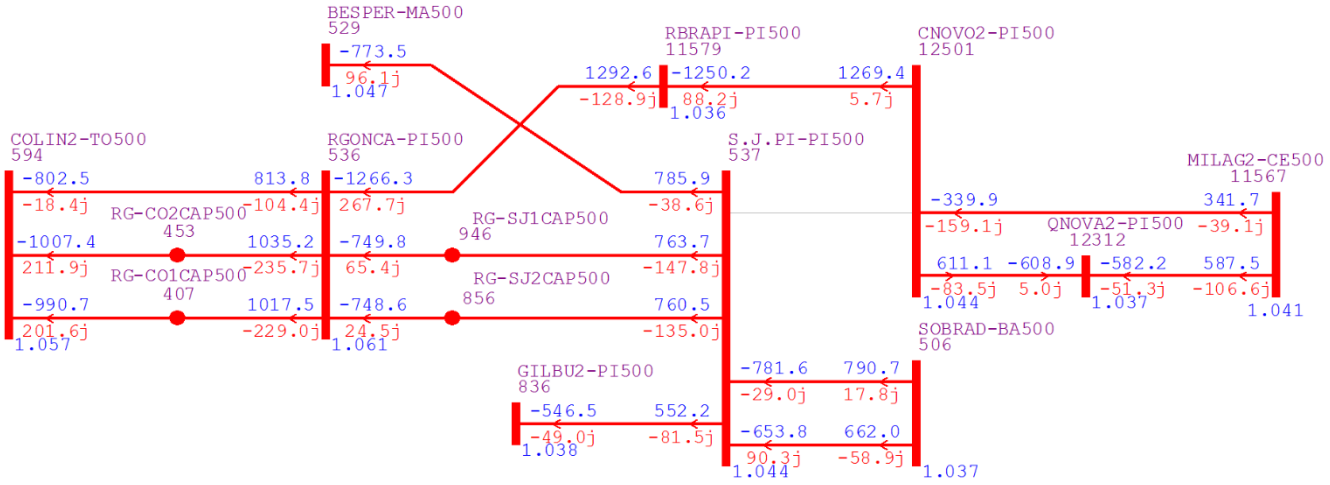


Figura 7-58 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – São João do Piauí – 2030

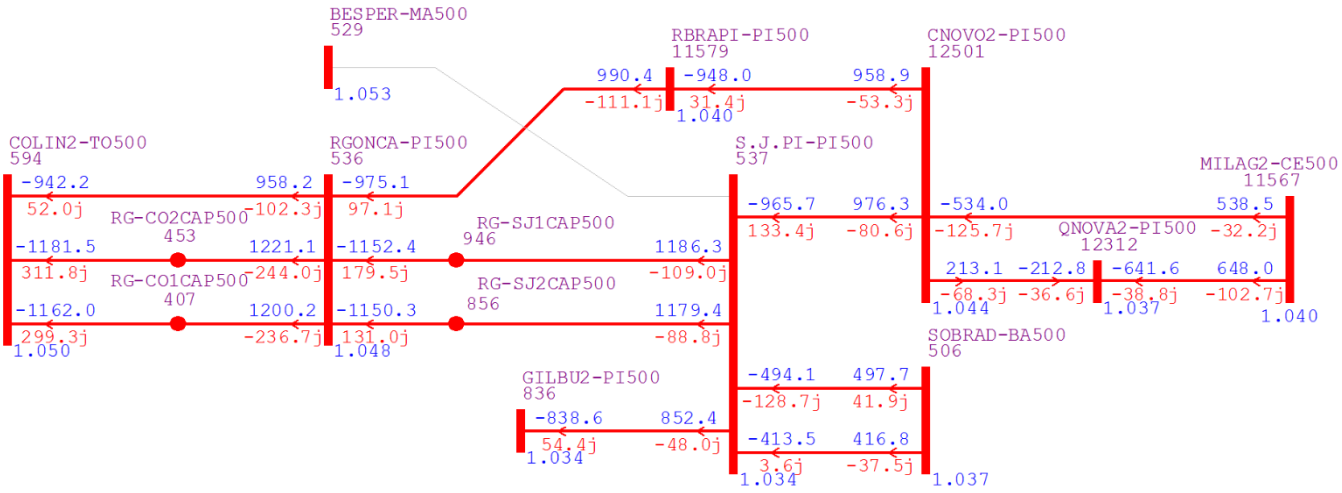


Figura 7-59 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí – Boa Esperança – 2030

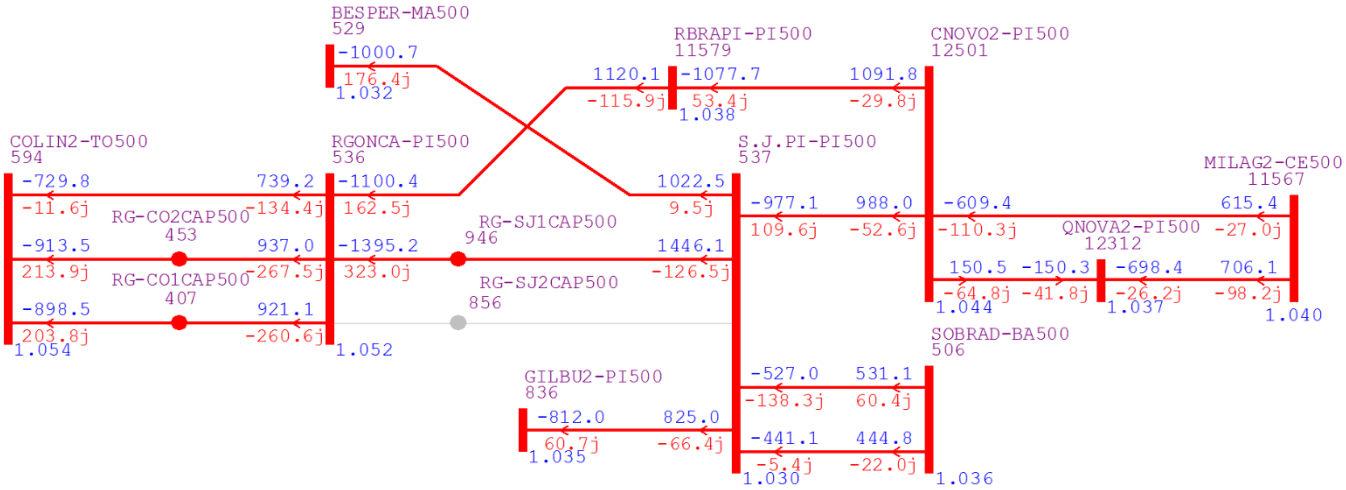


Figura 7-60 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí –Ribeiro Gonçalves C1 – 2030

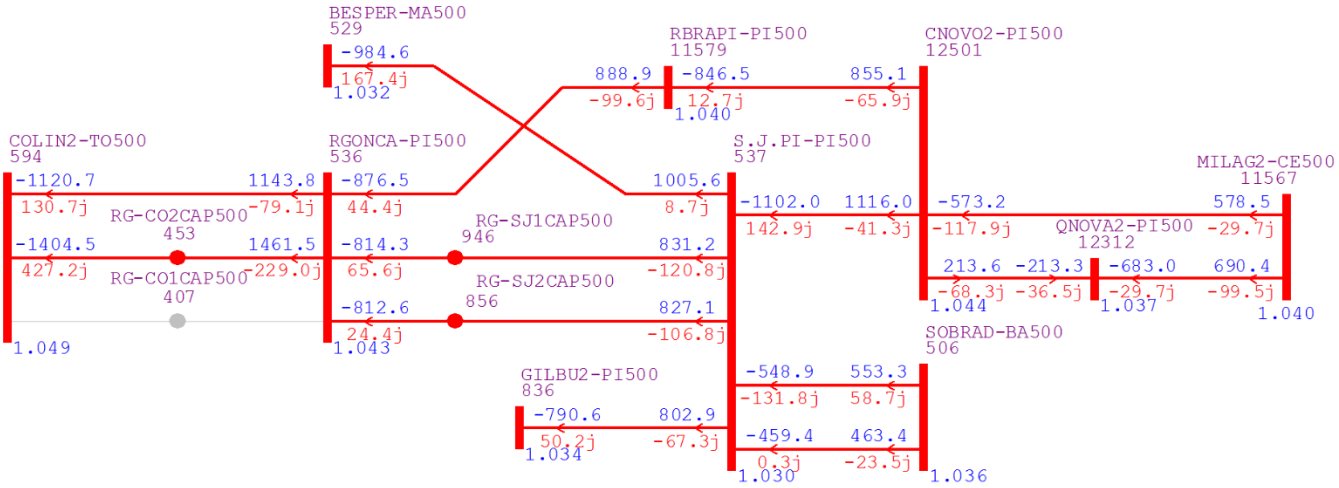


Figura 7-61 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas – 2028

7.2.2 Alternativa 2

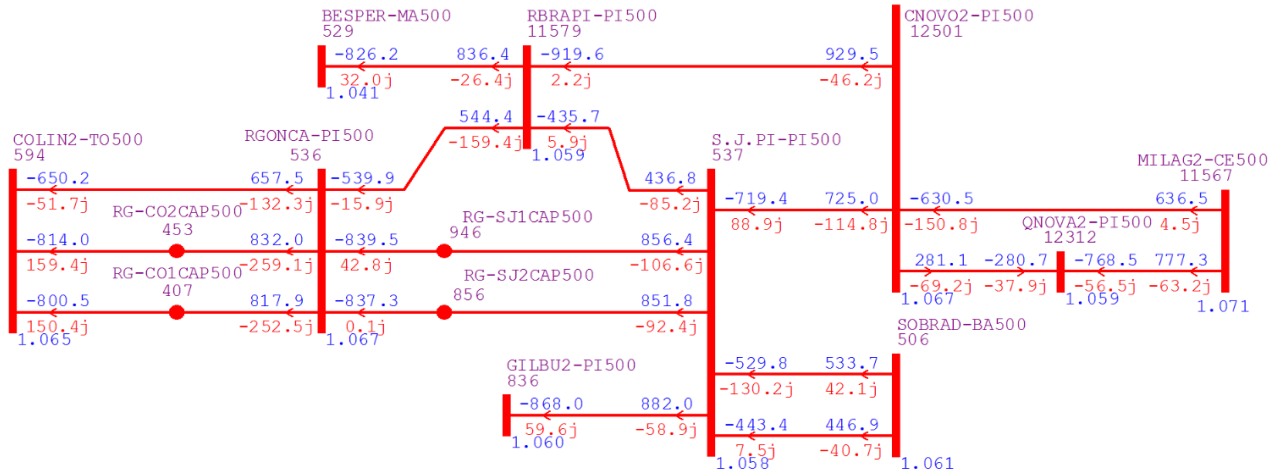


Figura 7-62 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Regime normal de operação – 2028

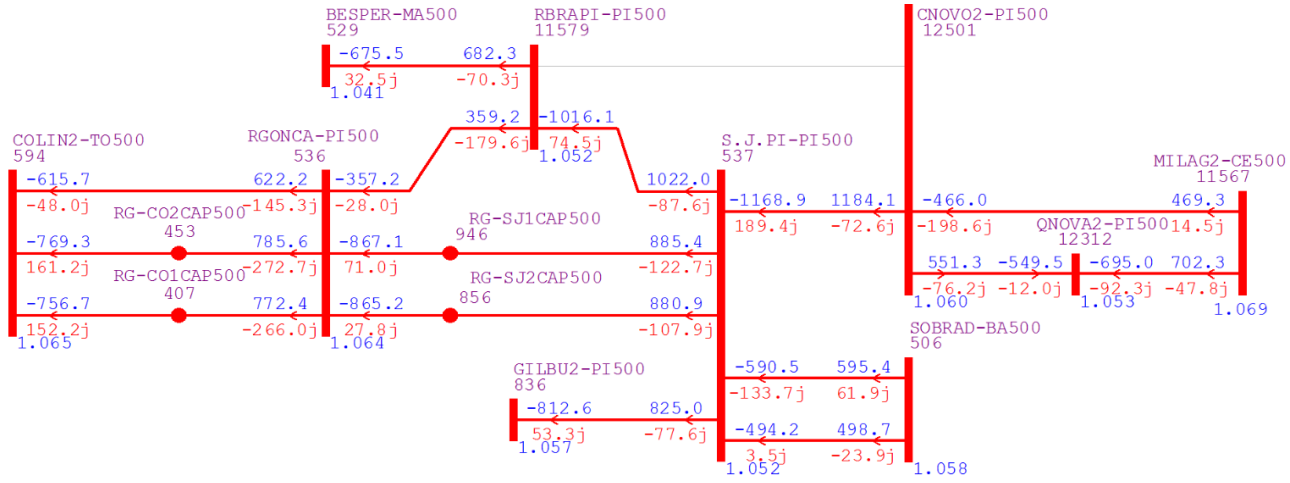


Figura 7-63 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – Ribeira do Piauí – 2028

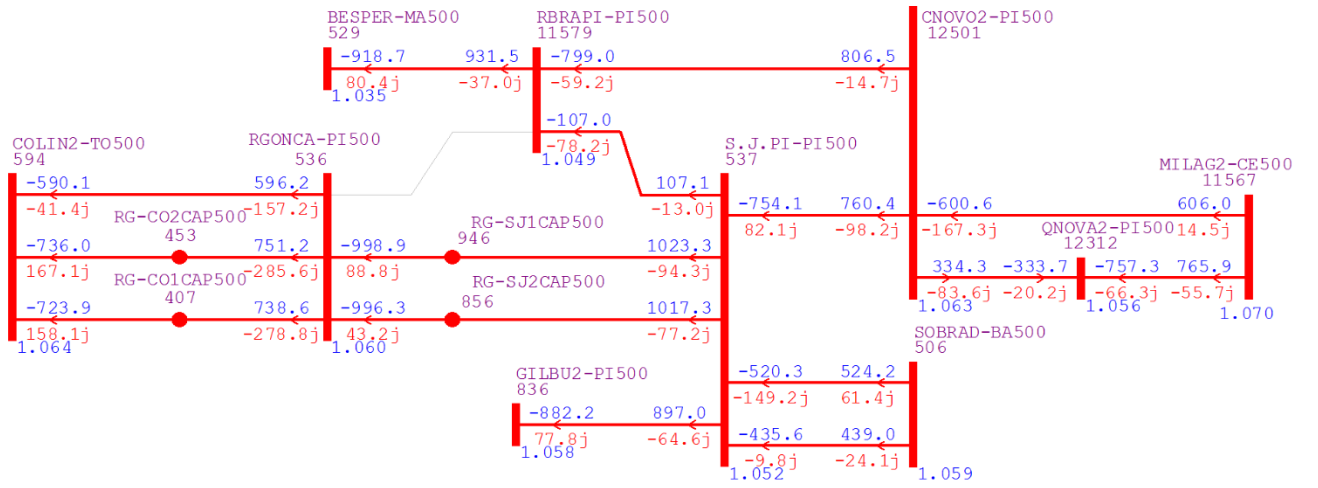


Figura 7-64 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeira do Piauí – Ribeiro Gonçalves – 2028

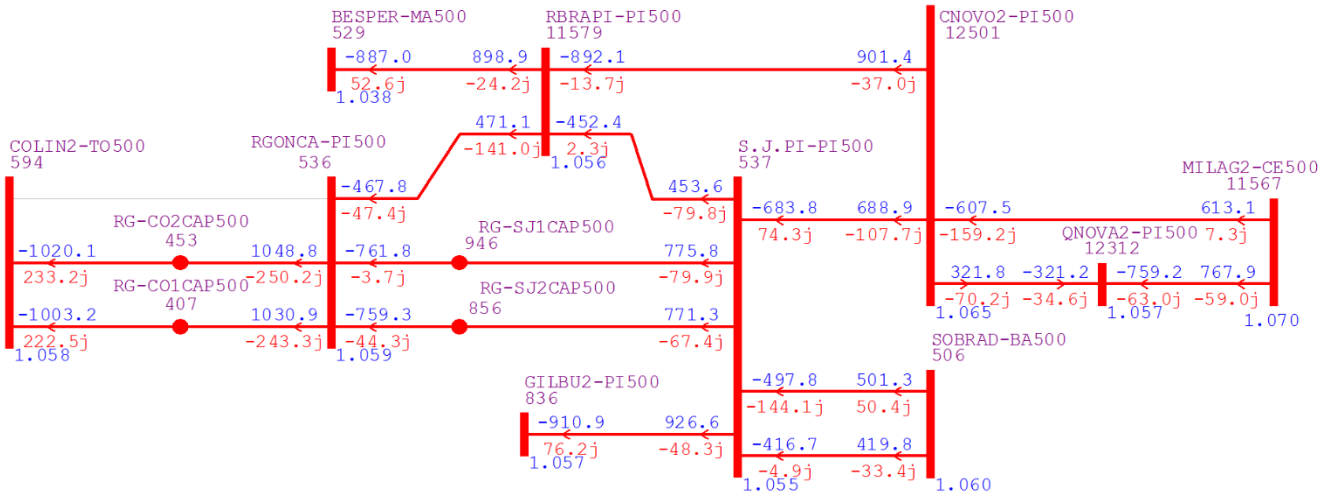


Figura 7-65 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C3 – 2028

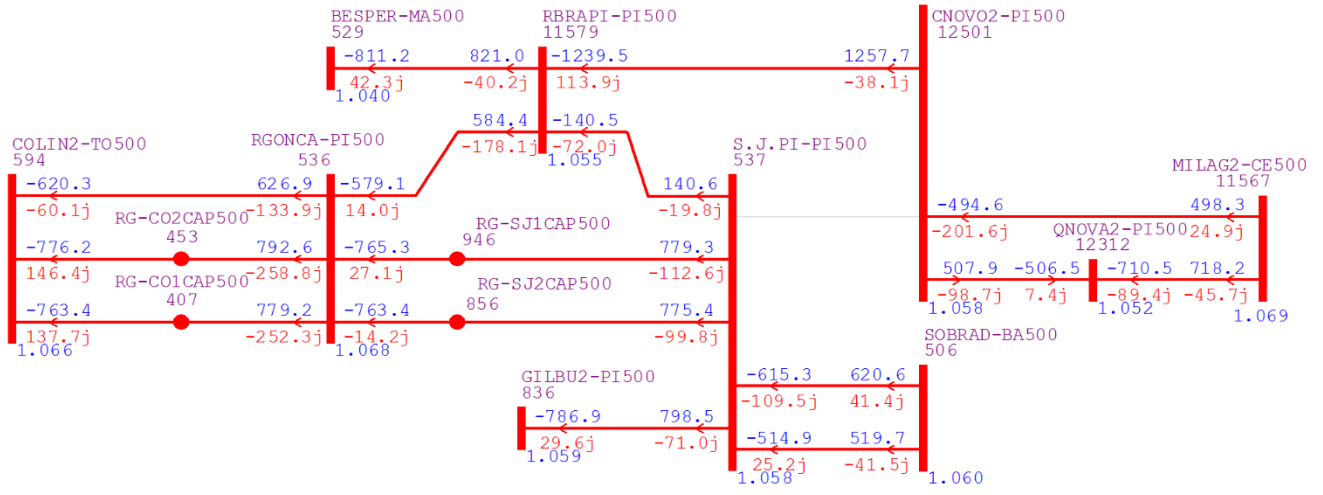


Figura 7-66 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – São João do Piauí – 2028

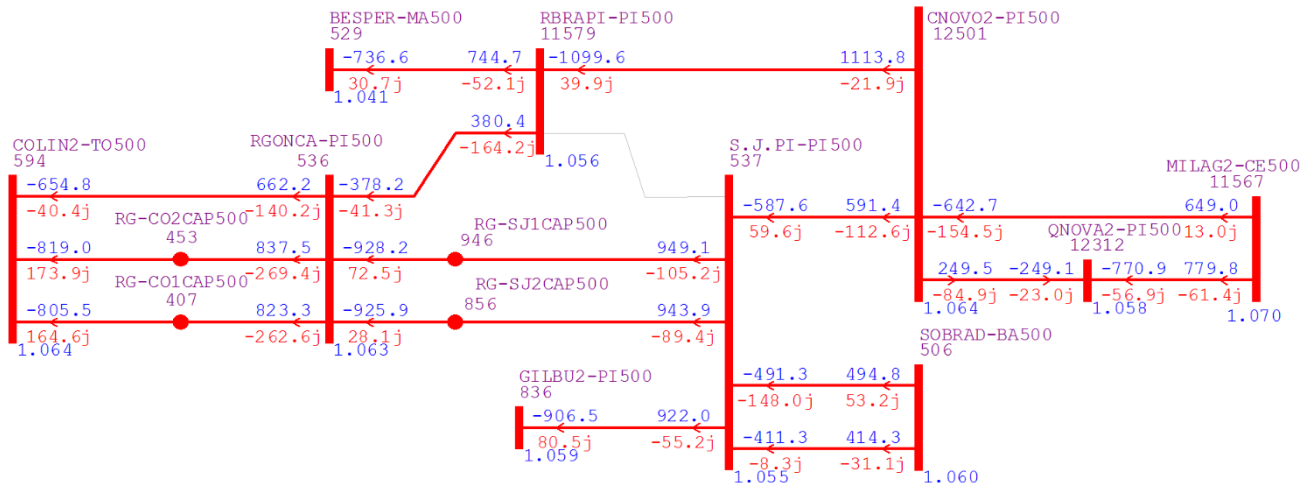


Figura 7-67 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí – Boa Esperança – 2028

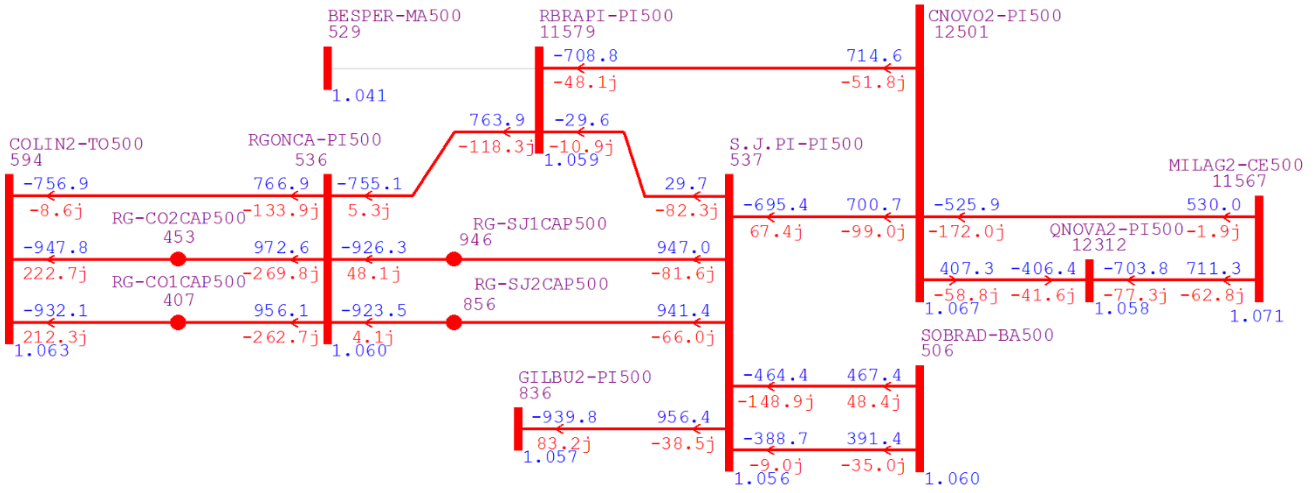


Figura 7-68 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeira do Piauí – Boa Esperança – 2028

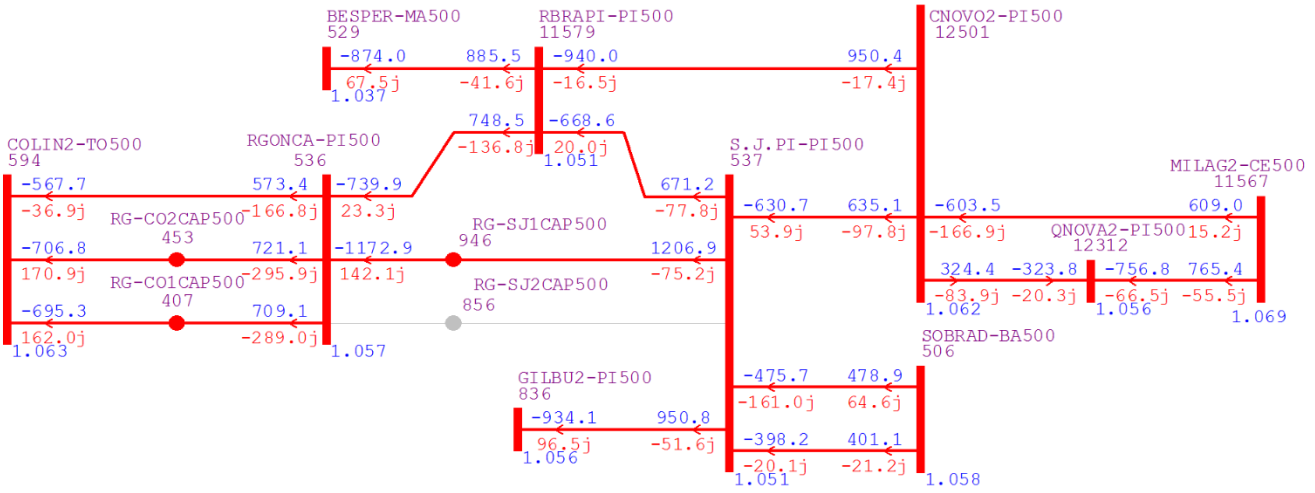


Figura 7-69 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí –Ribeiro Gonçalves C1 – 2028

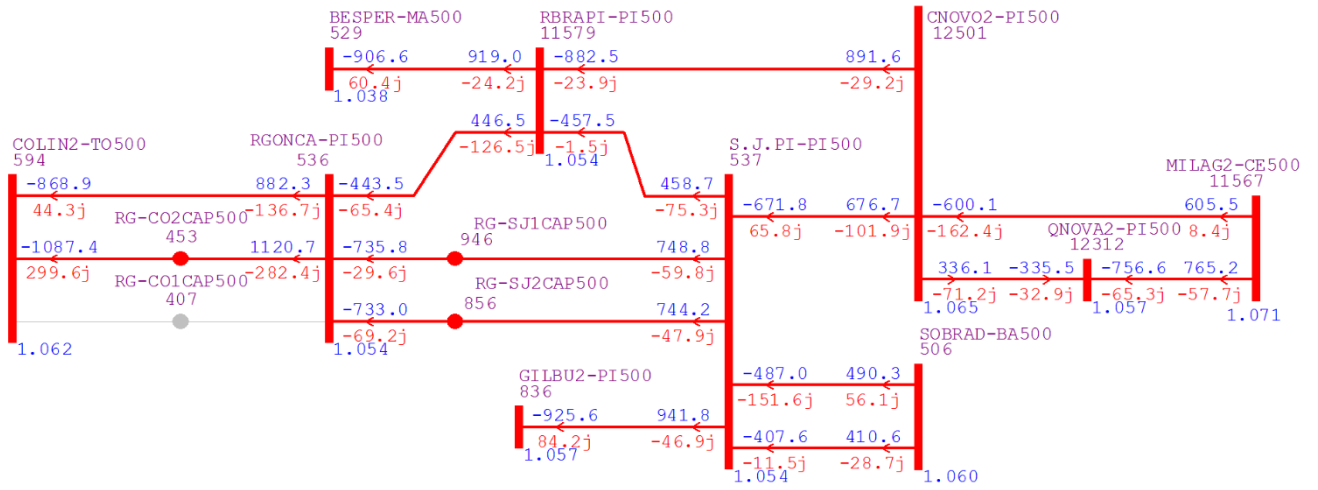


Figura 7-70 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas – 2028

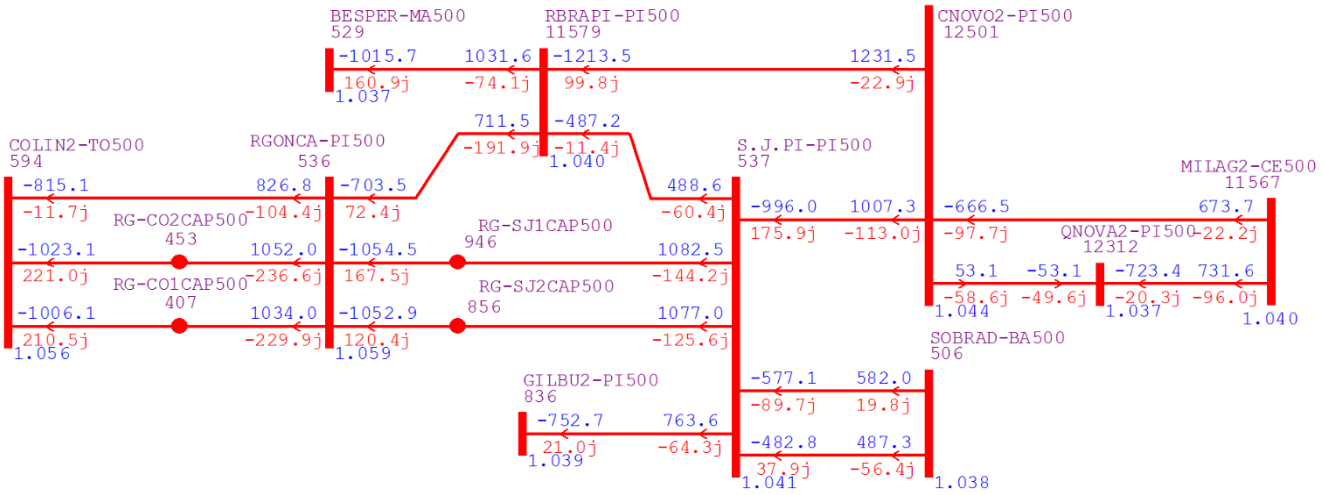


Figura 7-71 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Regime normal de operação – 2030

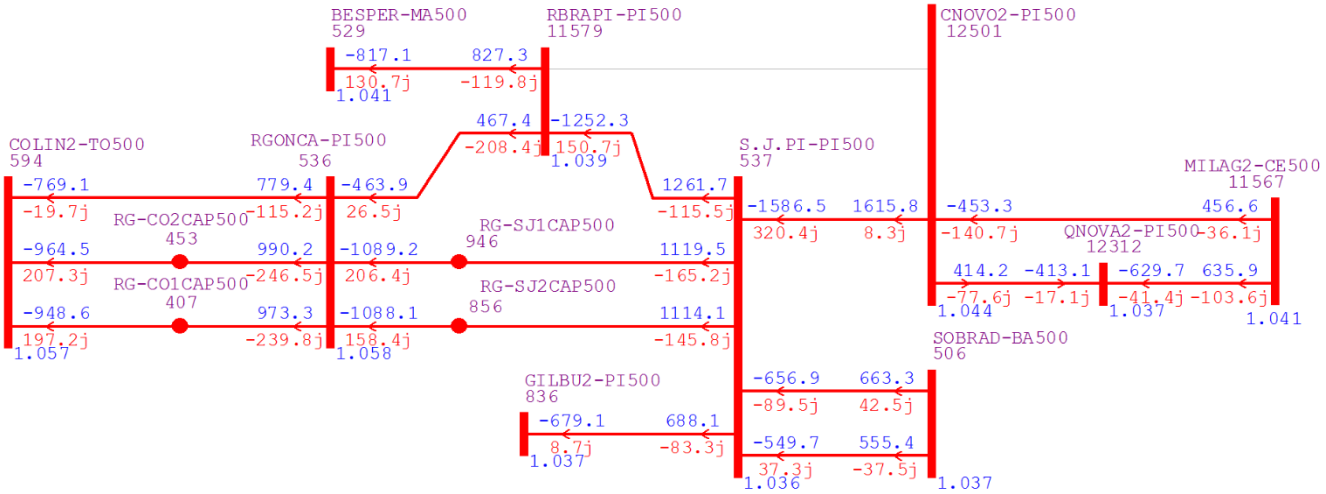


Figura 7-72 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – Ribeira do Piauí – 2030

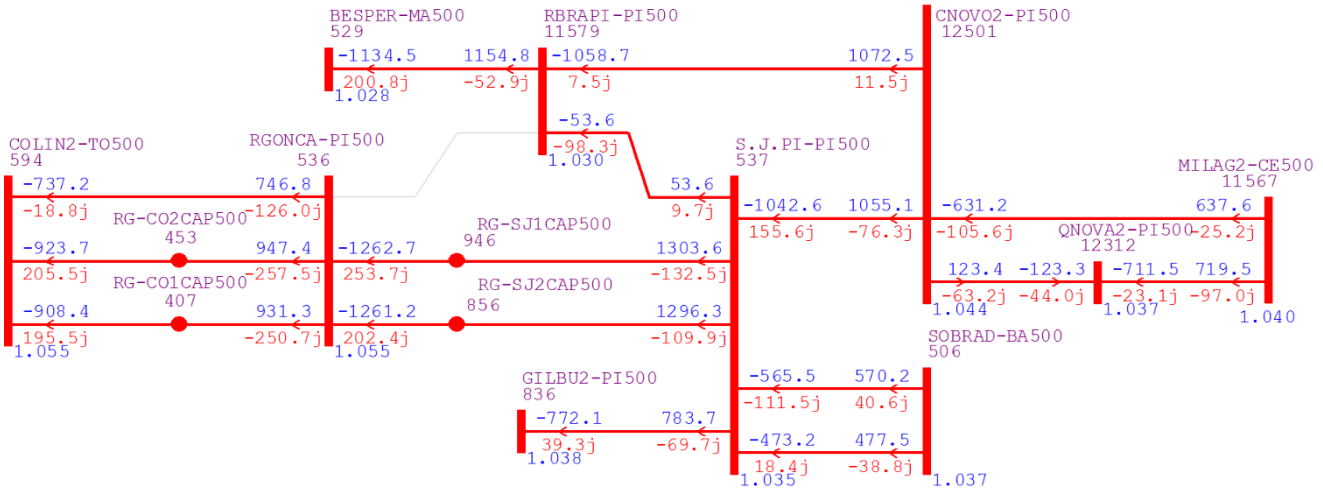


Figura 7-73 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeira do Piauí – Ribeiro Gonçalves – 2030

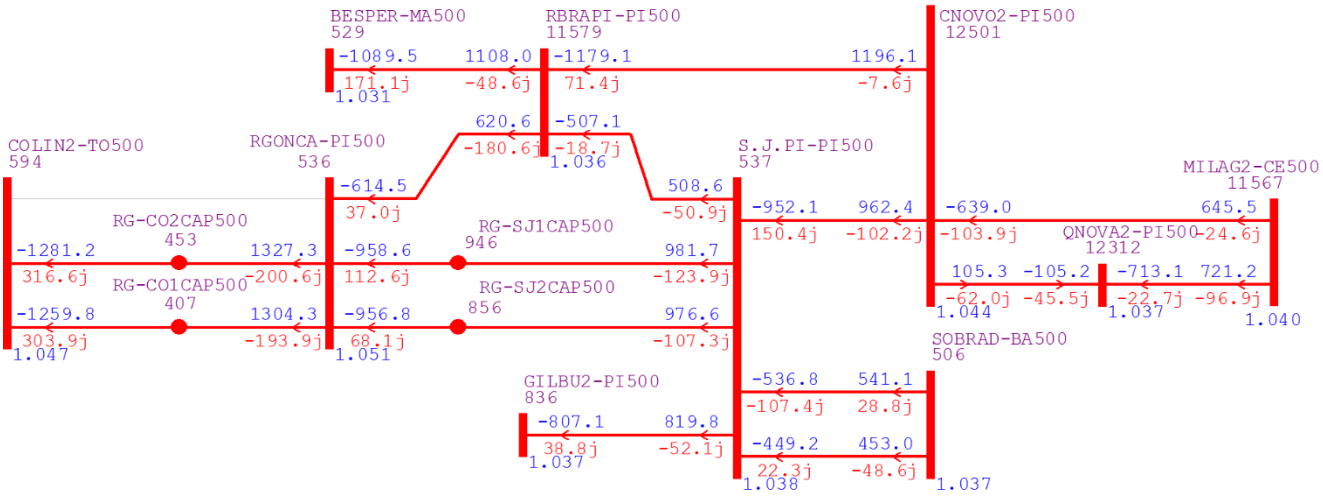


Figura 7-74 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C3 – 2030

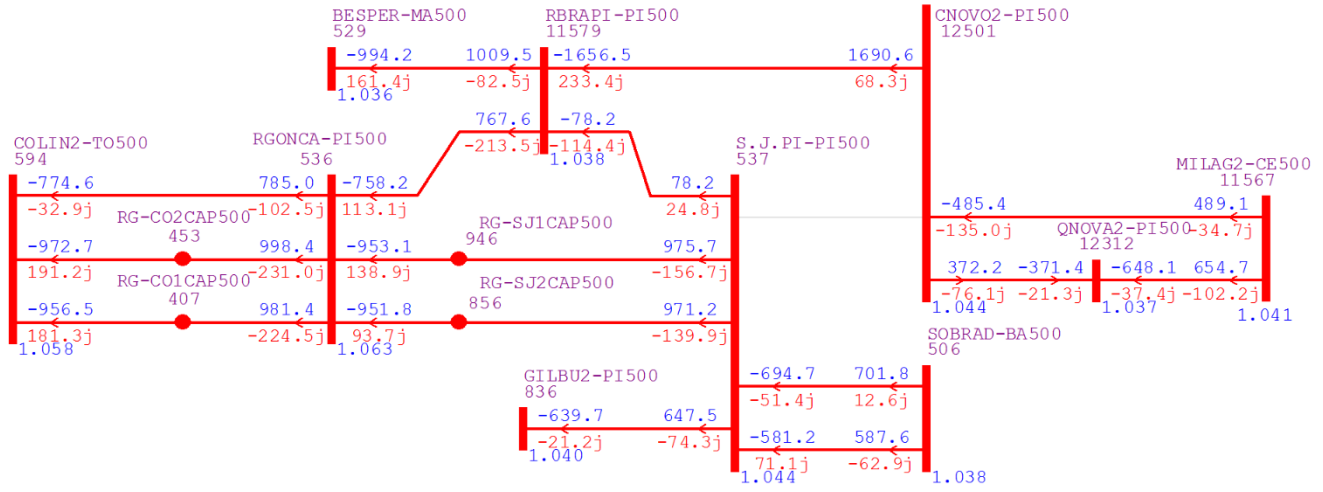


Figura 7-75 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – São João do Piauí – 2030

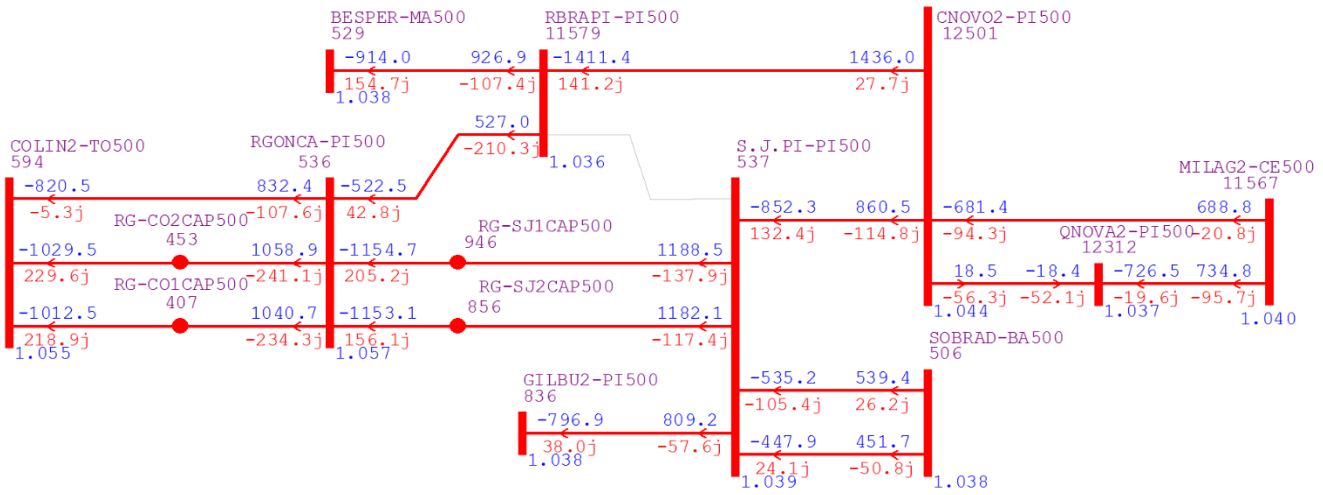


Figura 7-76 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí – Boa Esperança – 2030

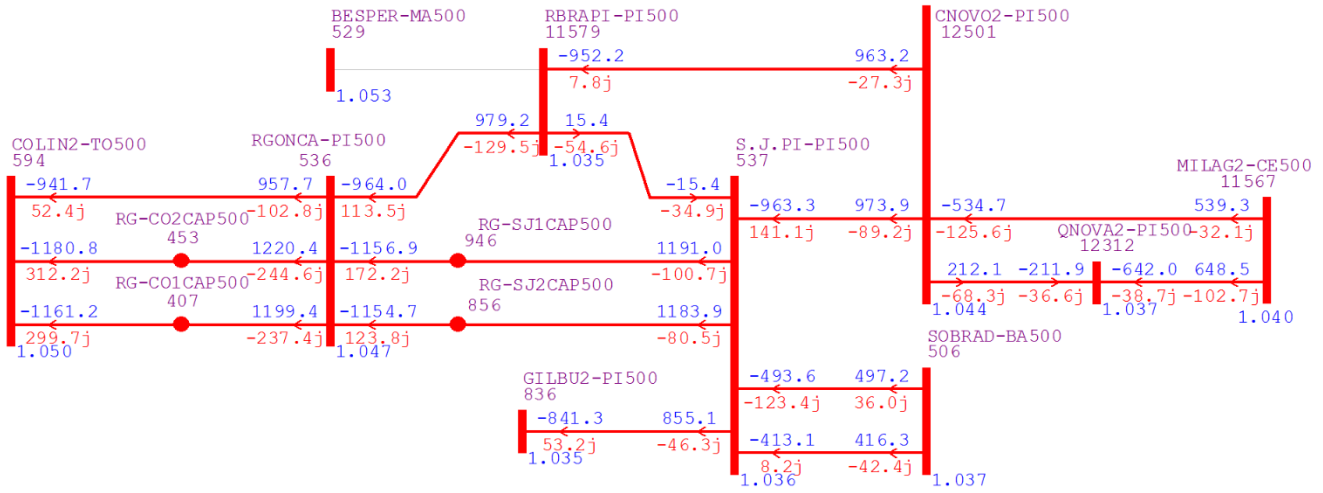


Figura 7-77 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeira do Piauí – Boa Esperança – 2028

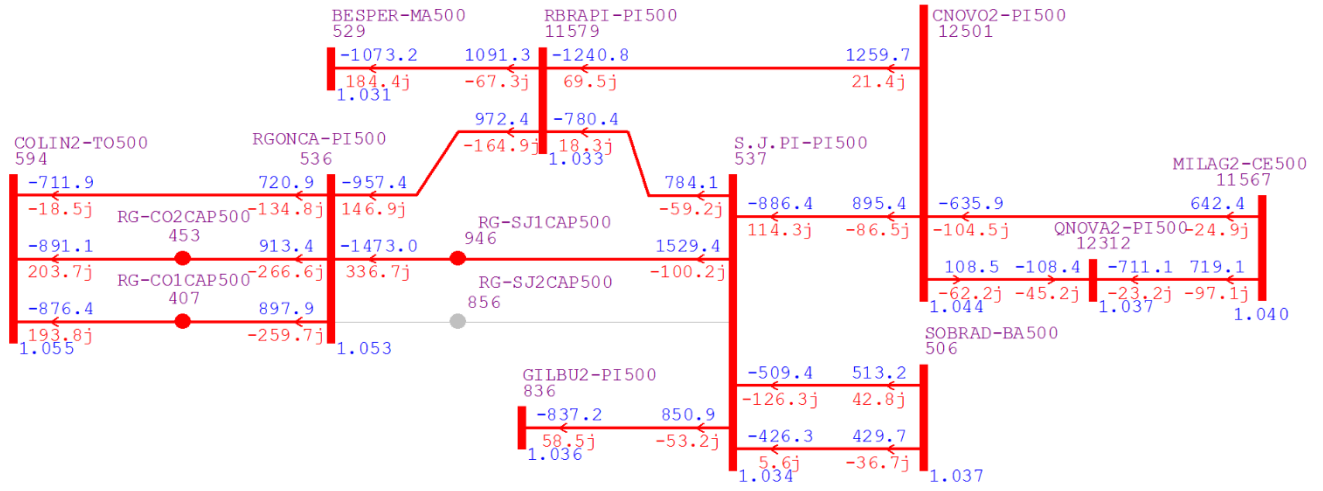


Figura 7-78 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves C1 – 2030

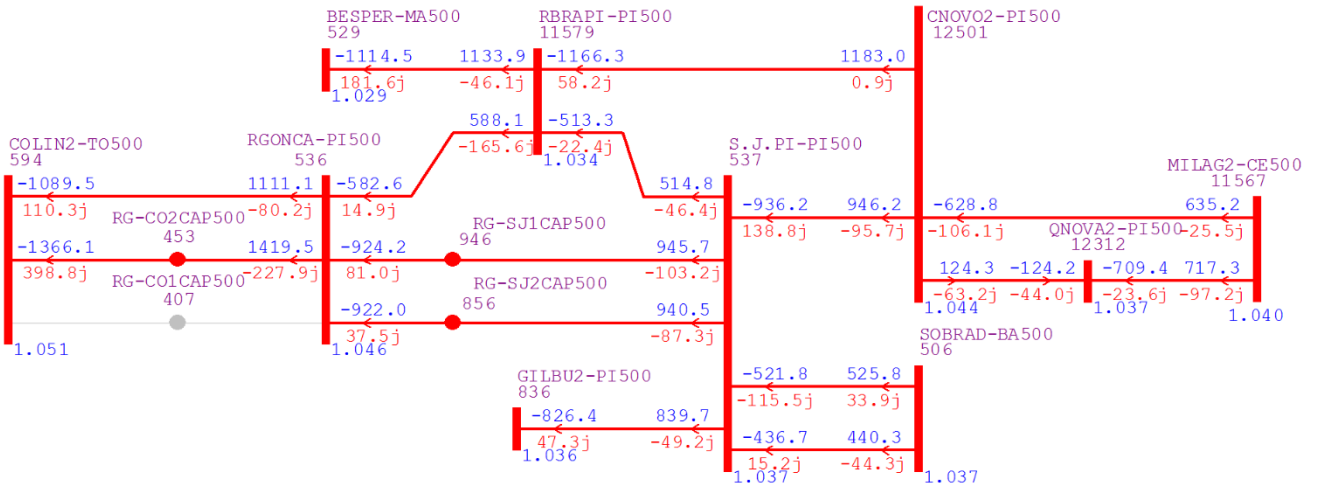


Figura 7-79 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas – 2028

7.2.3 Alternativa 3

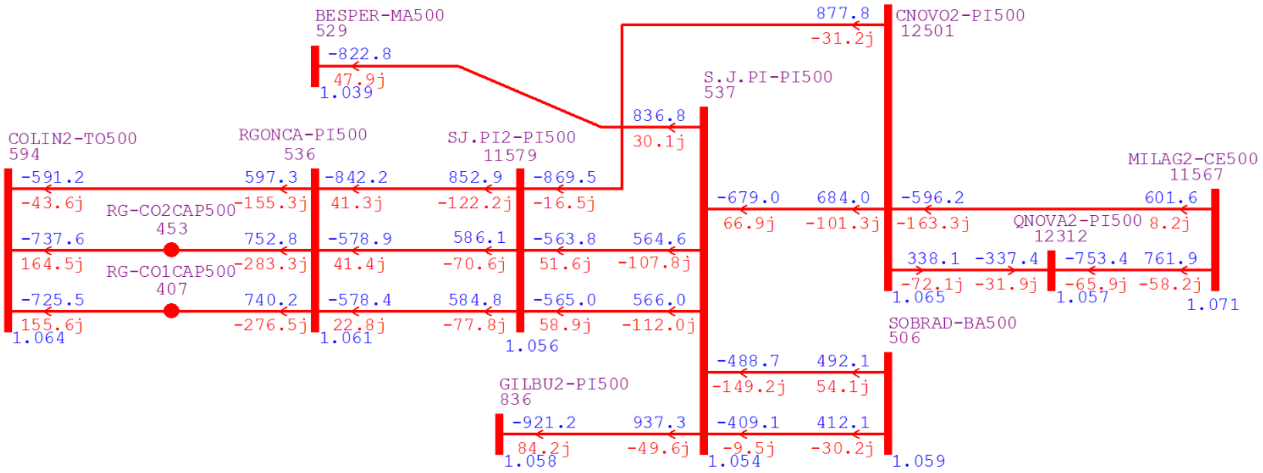


Figura 7-80 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Regime normal de operação – 2028

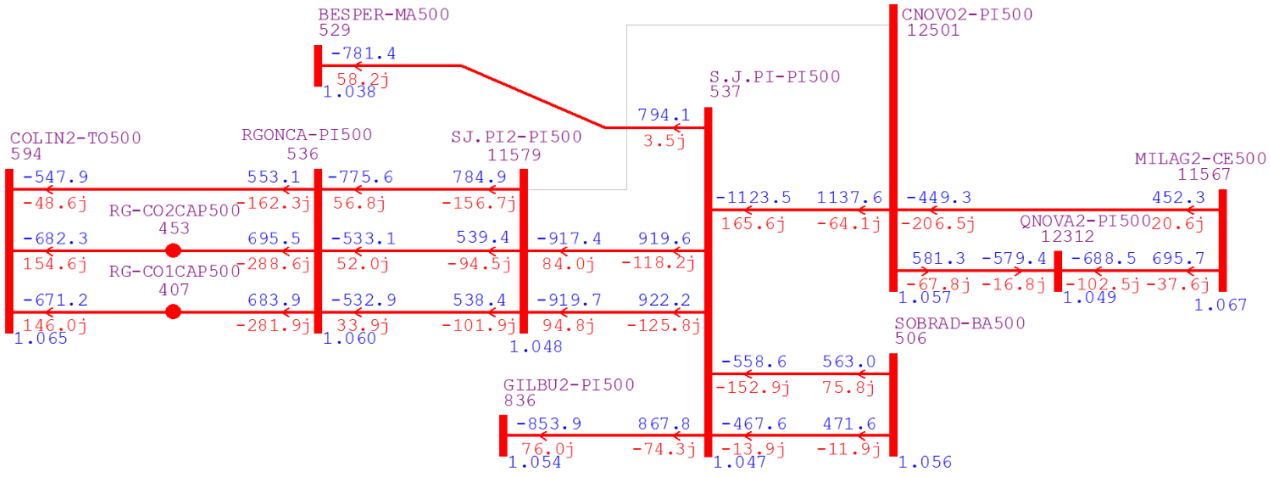


Figura 7-81 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – São João do Piauí II – 2028

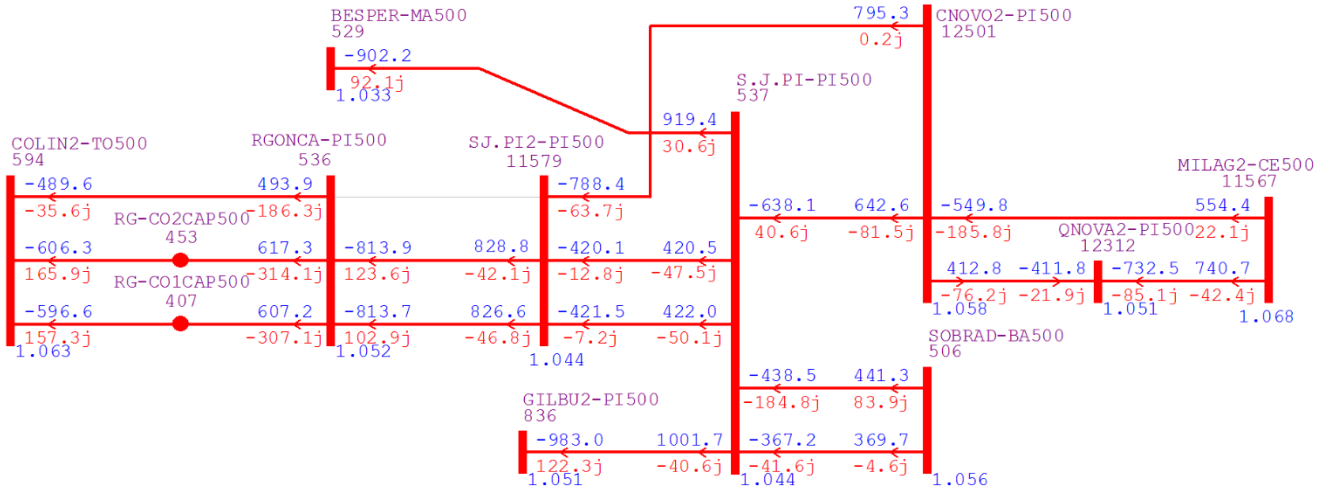


Figura 7-82 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí II – Ribeiro Gonçalves – 2028

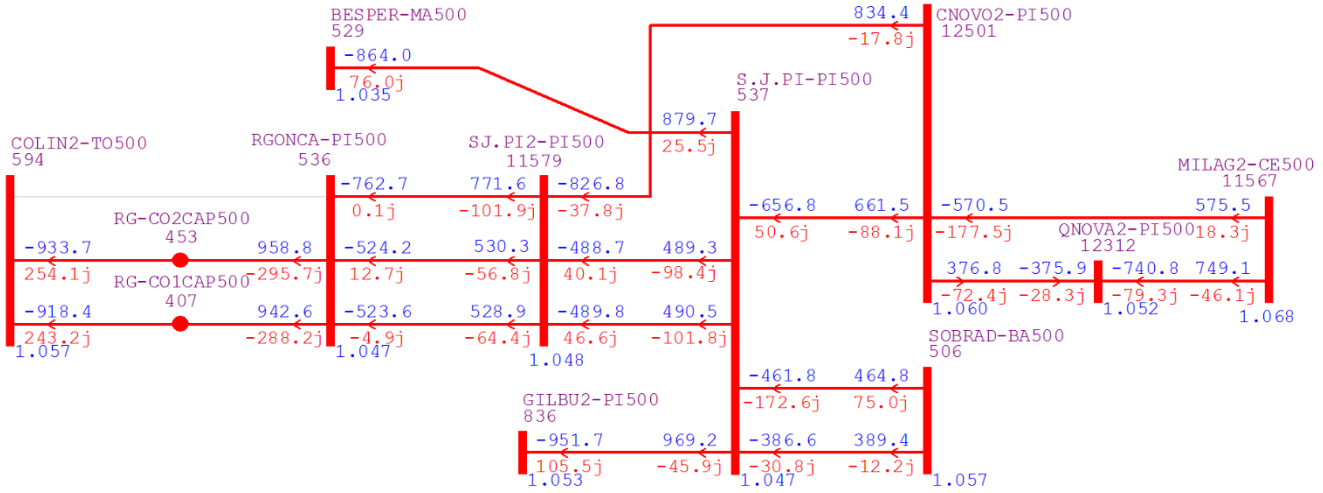


Figura 7-83 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C3 – 2028

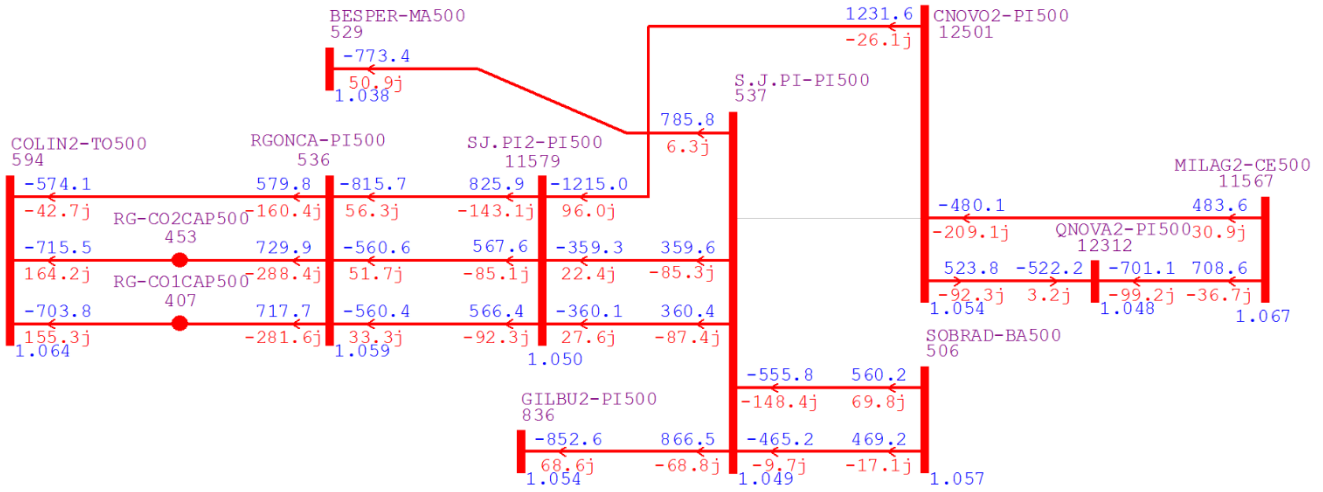


Figura 7-84 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – São João do Piauí – 2028

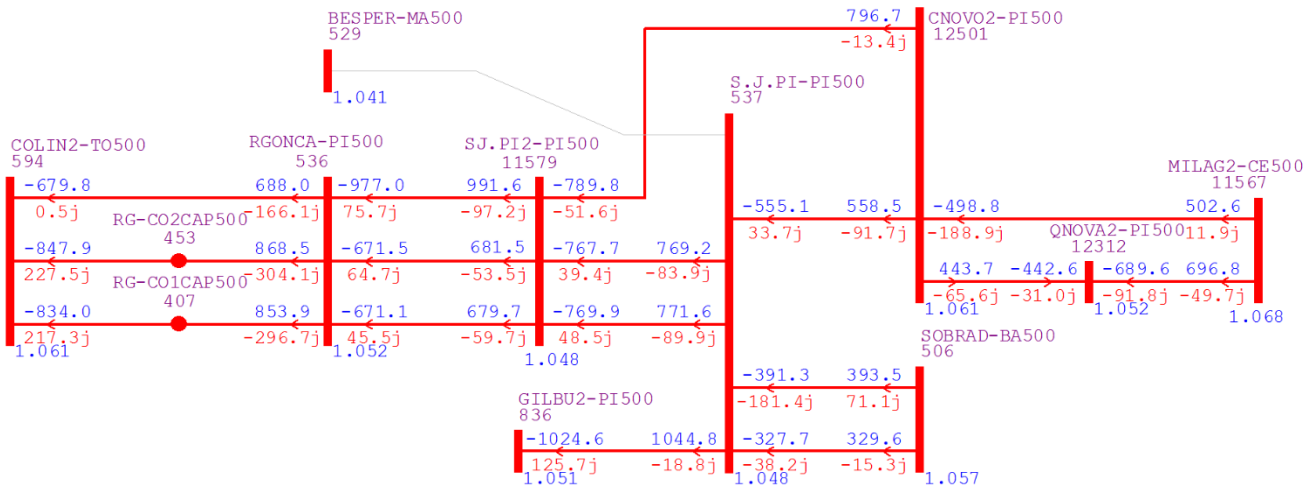


Figura 7-85 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí – Boa Esperança – 2028

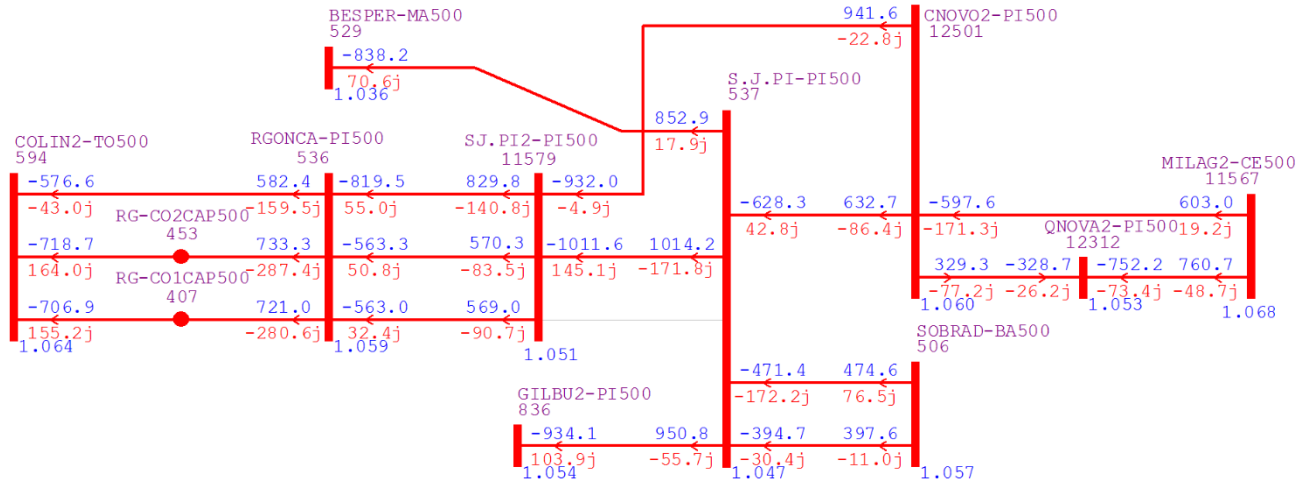


Figura 7-86 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí – São João do Piauí II C1 – 2028

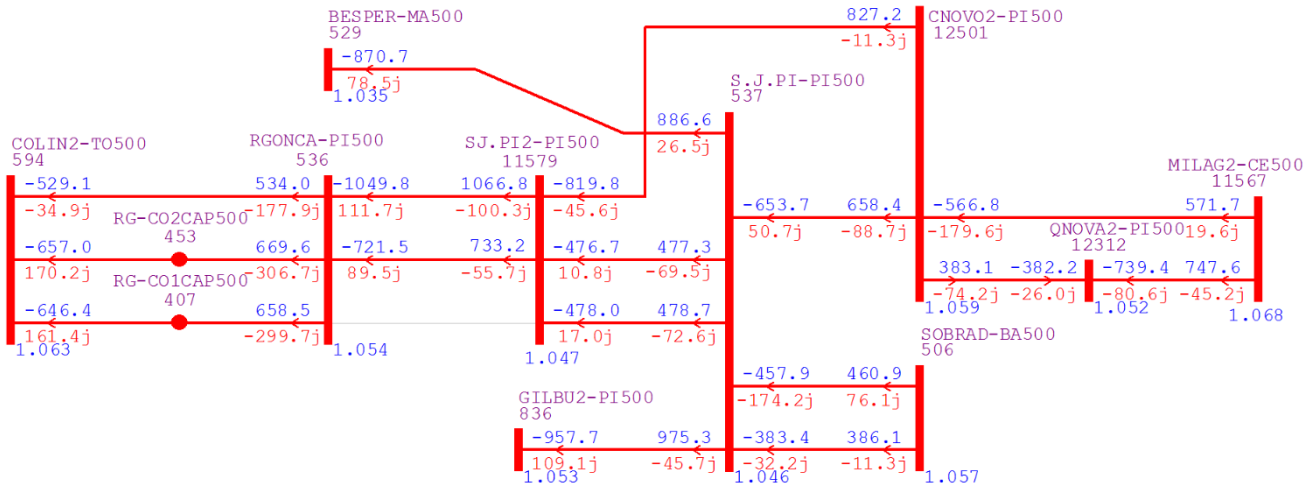


Figura 7-87 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí II – Ribeiro Gonçalves C1 – 2028

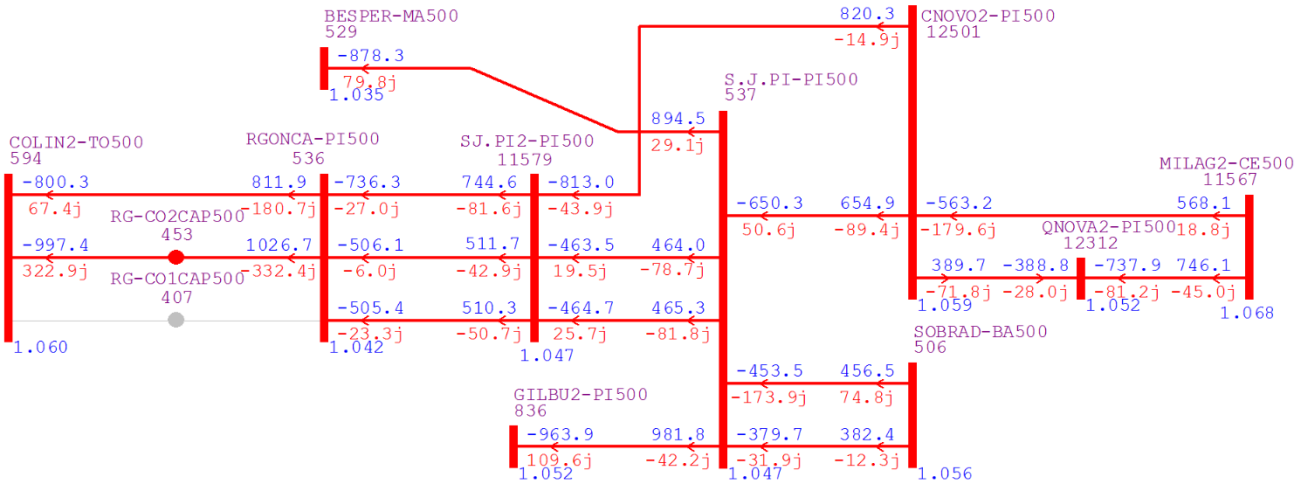


Figura 7-88 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C1 – 2028

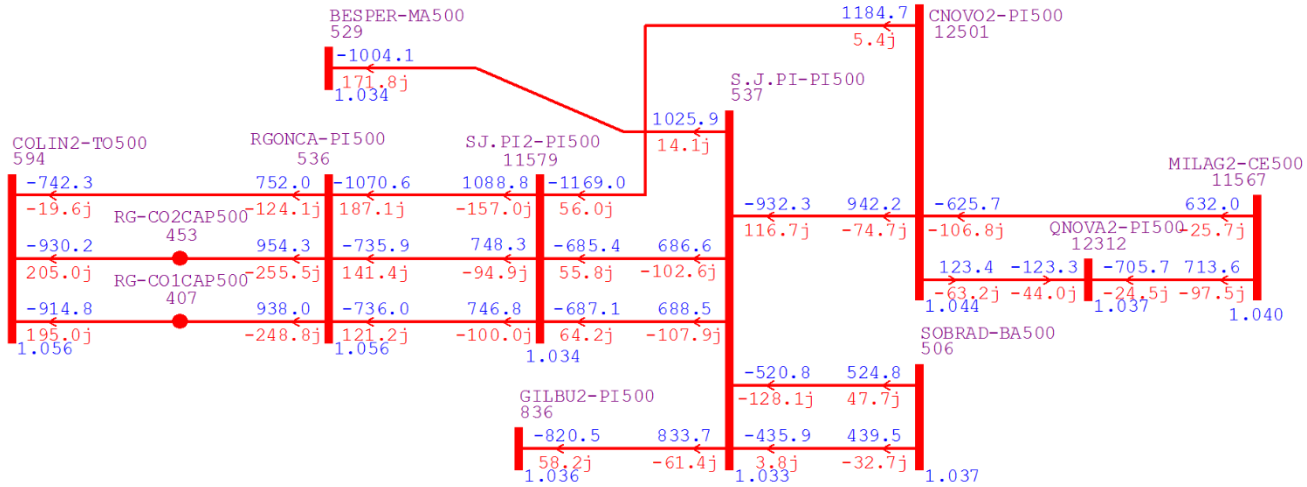


Figura 7-89 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Regime normal de operação – 2030

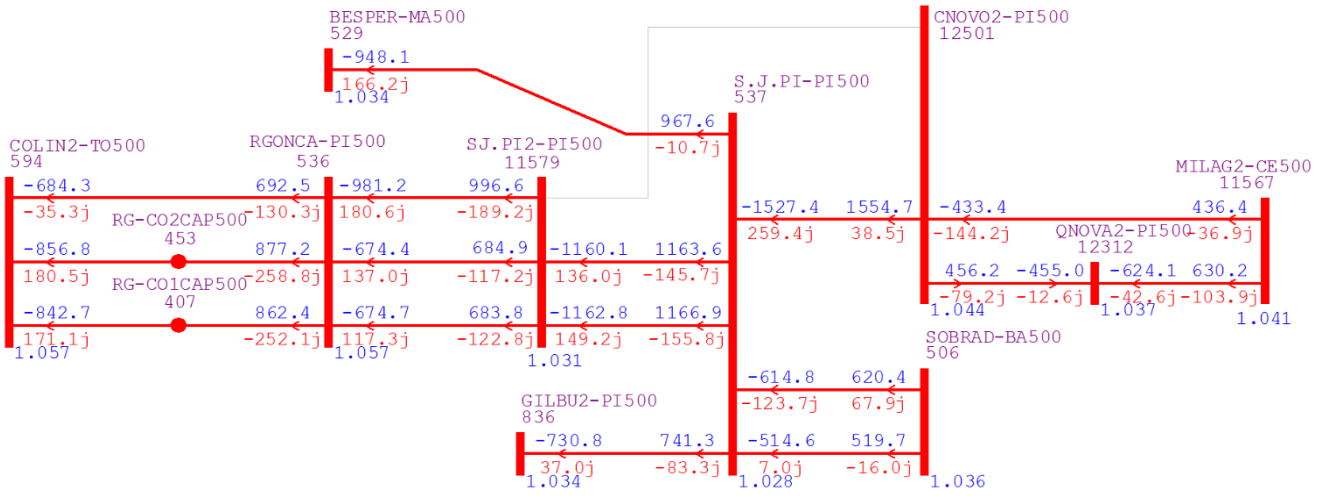


Figura 7-90 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – São João do Piauí II – 2030

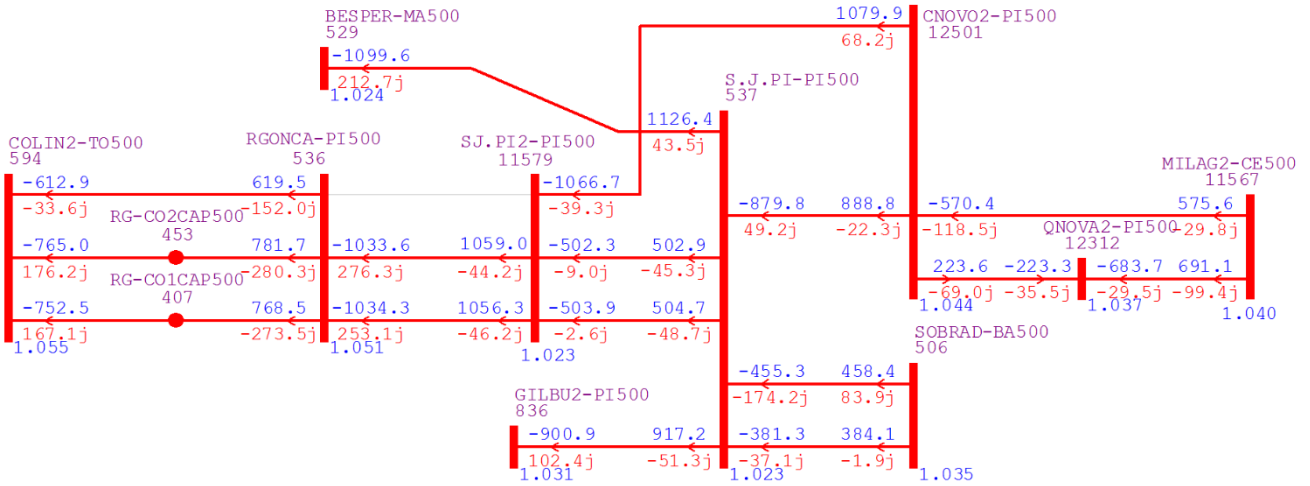


Figura 7-91 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí II – Ribeiro Gonçalves – 2030

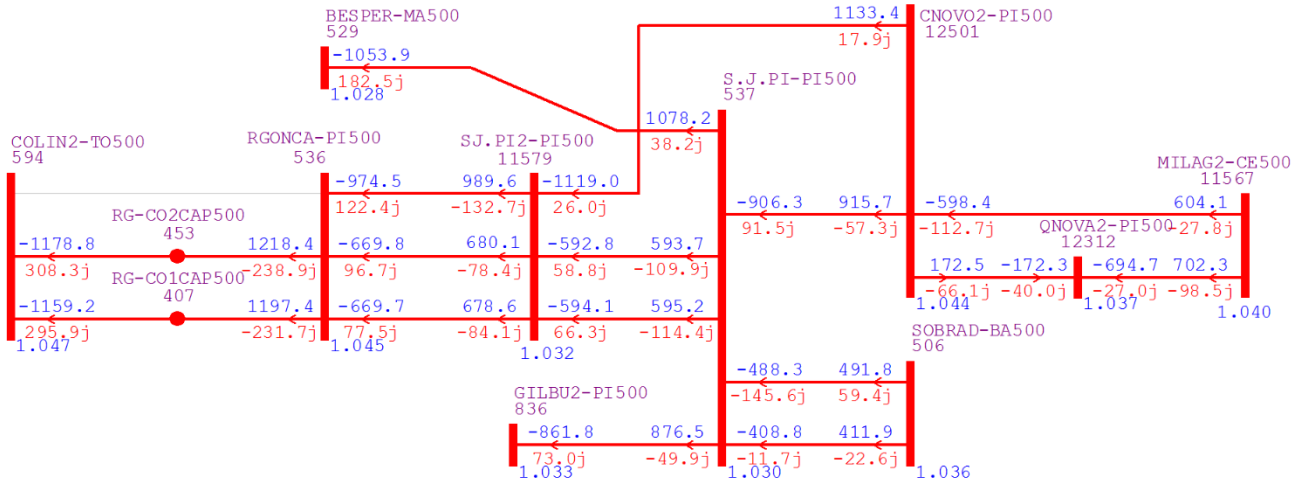


Figura 7-92 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C3 – 2030

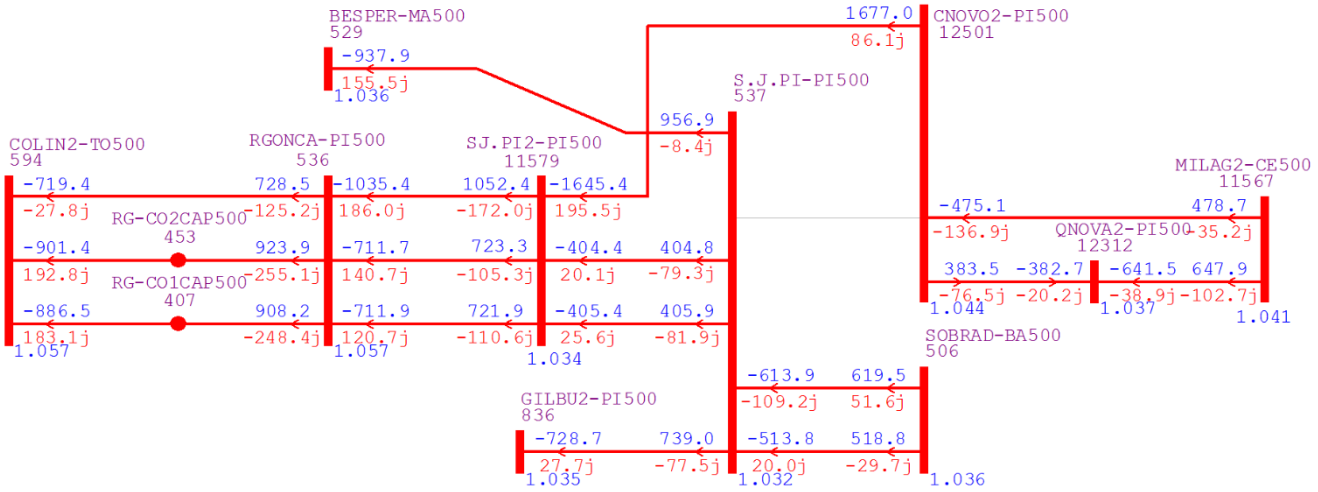


Figura 7-93 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – São João do Piauí – 2030

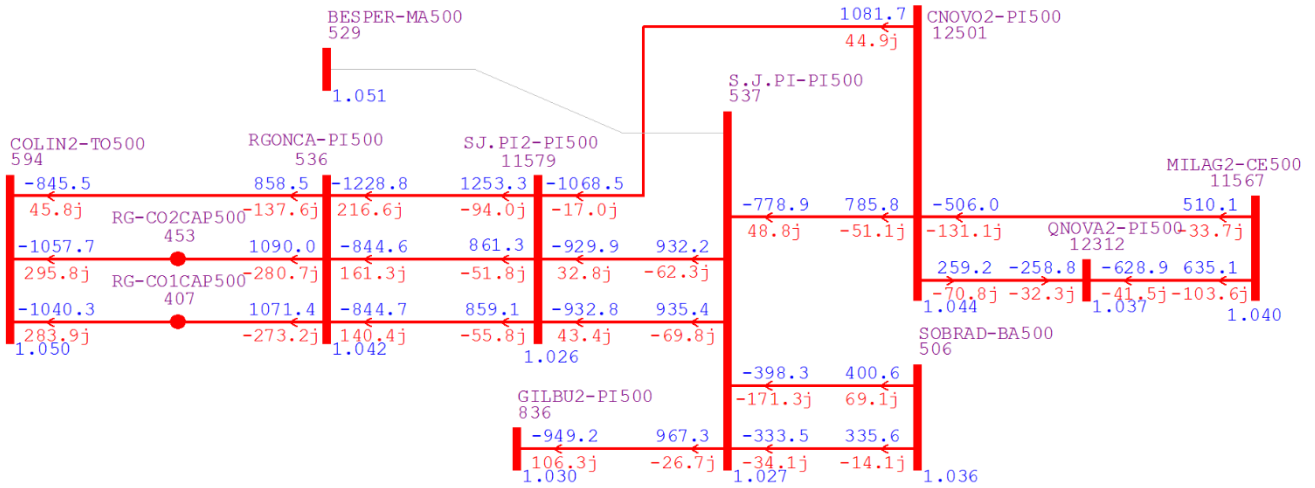


Figura 7-94 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí – Boa Esperança – 2030

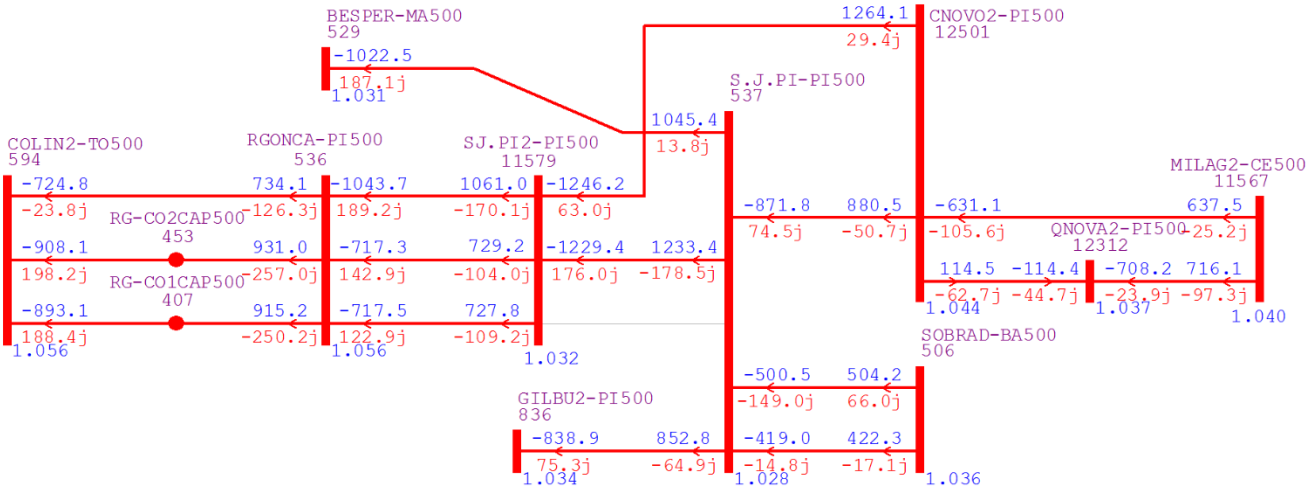


Figura 7-95 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí – São João do Piauí II C1 – 2030

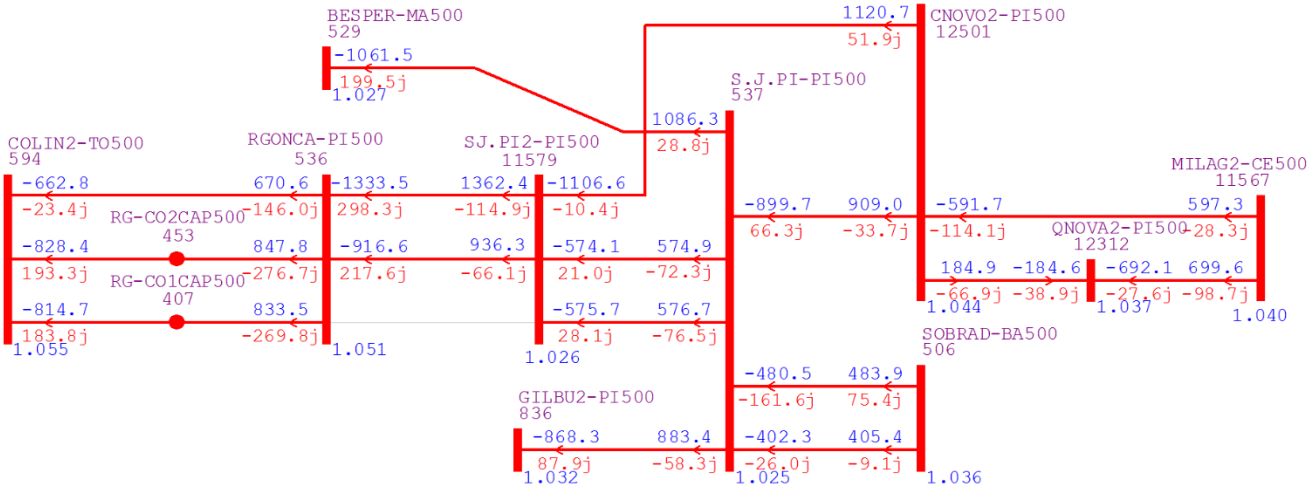


Figura 7-96 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí II – Ribeiro Gonçalves C1 – 2030

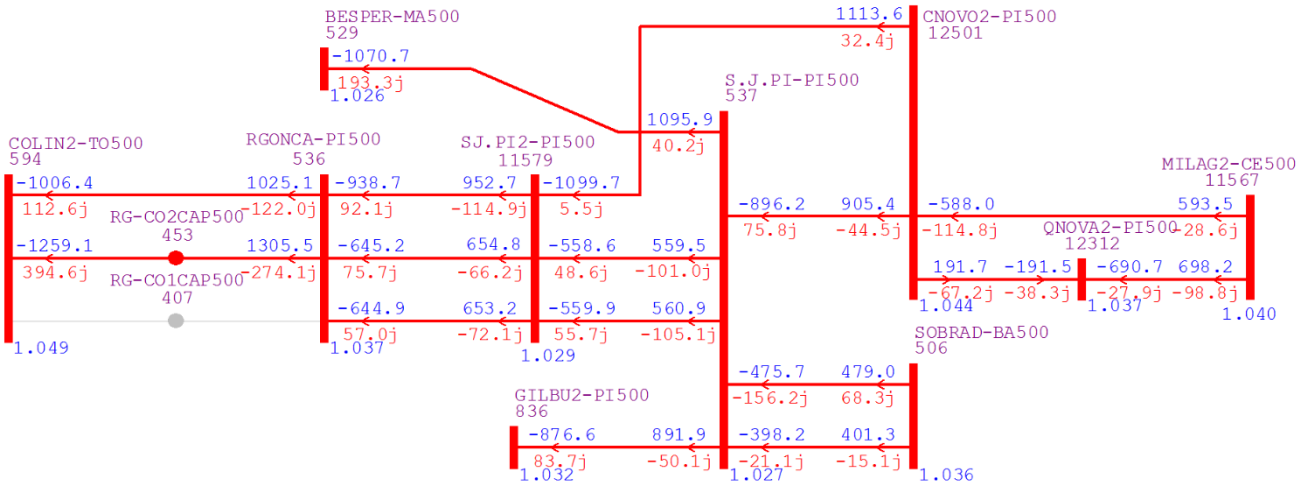


Figura 7-97 – Alternativa 3 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C1 – 2030

7.3 Análise Técnico-Econômica 3 - Solução para a sobrecarga na transformação 500/230 kV da SE Boa Esperança

7.3.1 Alternativa 1

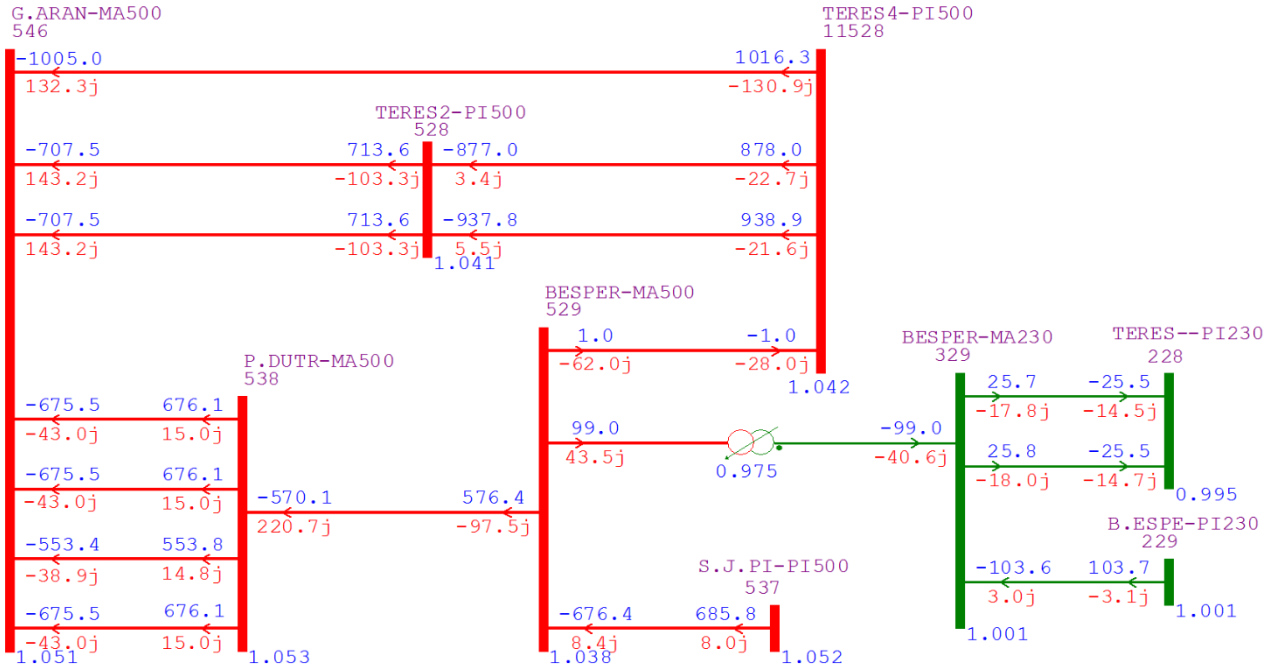


Figura 7-98 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência Regime normal de operação – 2028

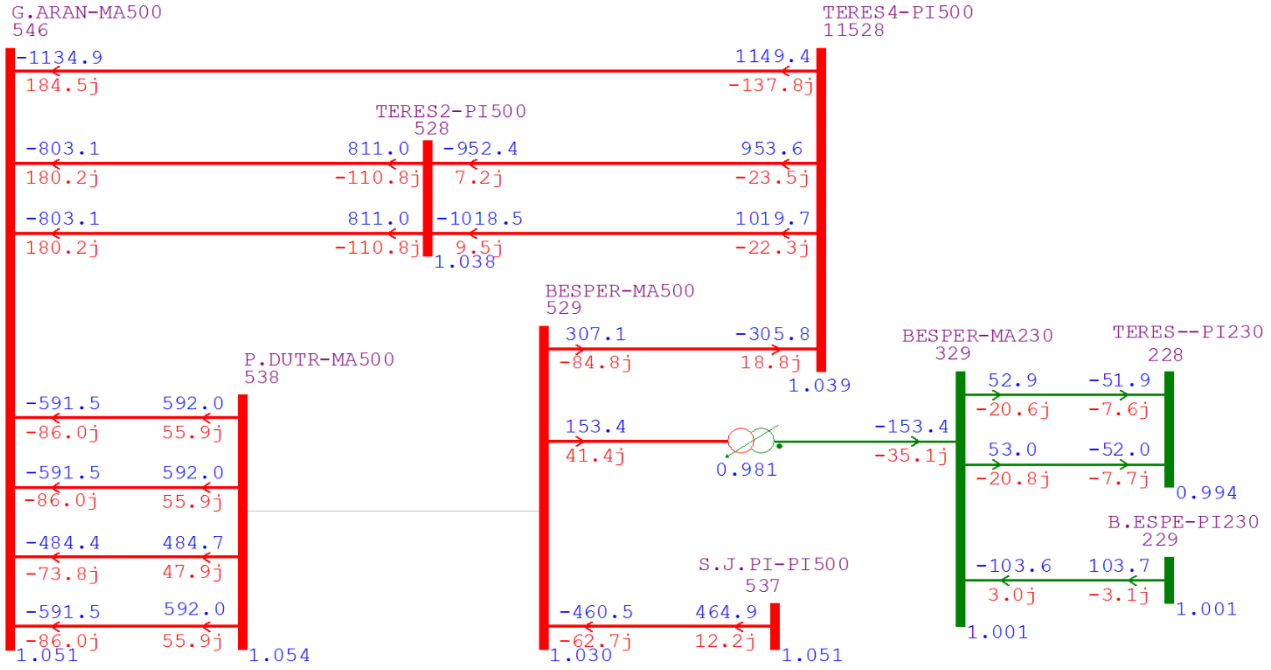


Figura 7-99 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Boa Esperança – Presidente Dutra – 2028

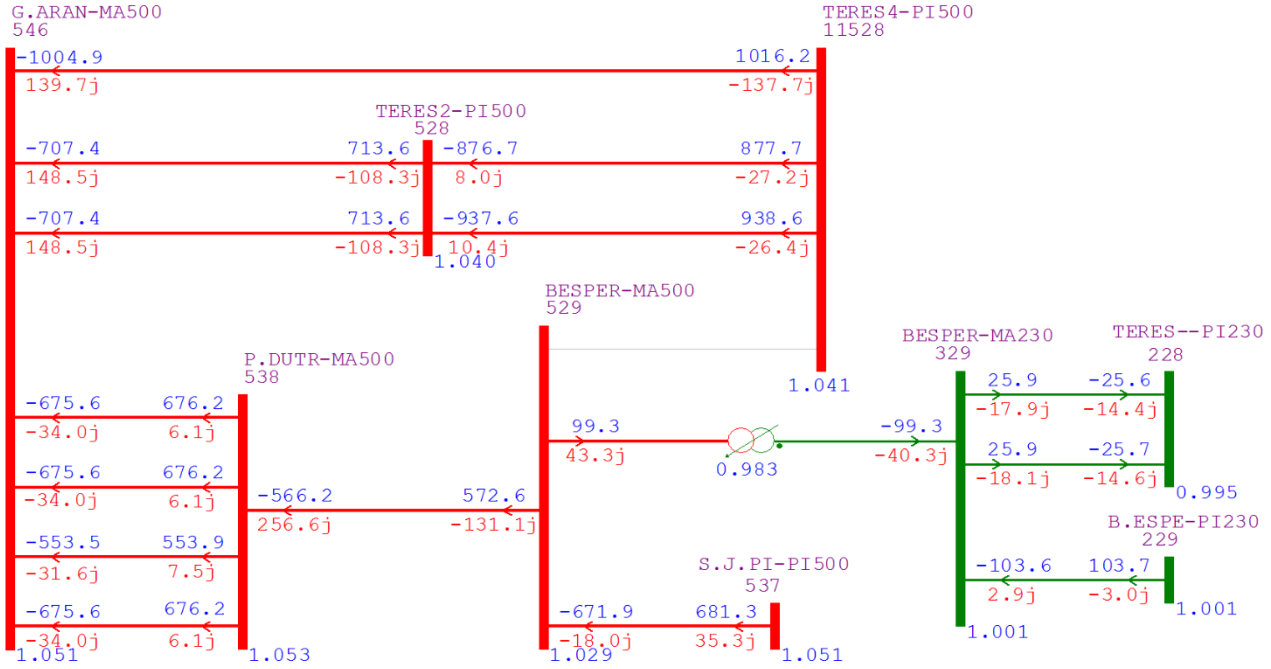


Figura 7-100 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Boa Esperança – Teresina IV – 2028

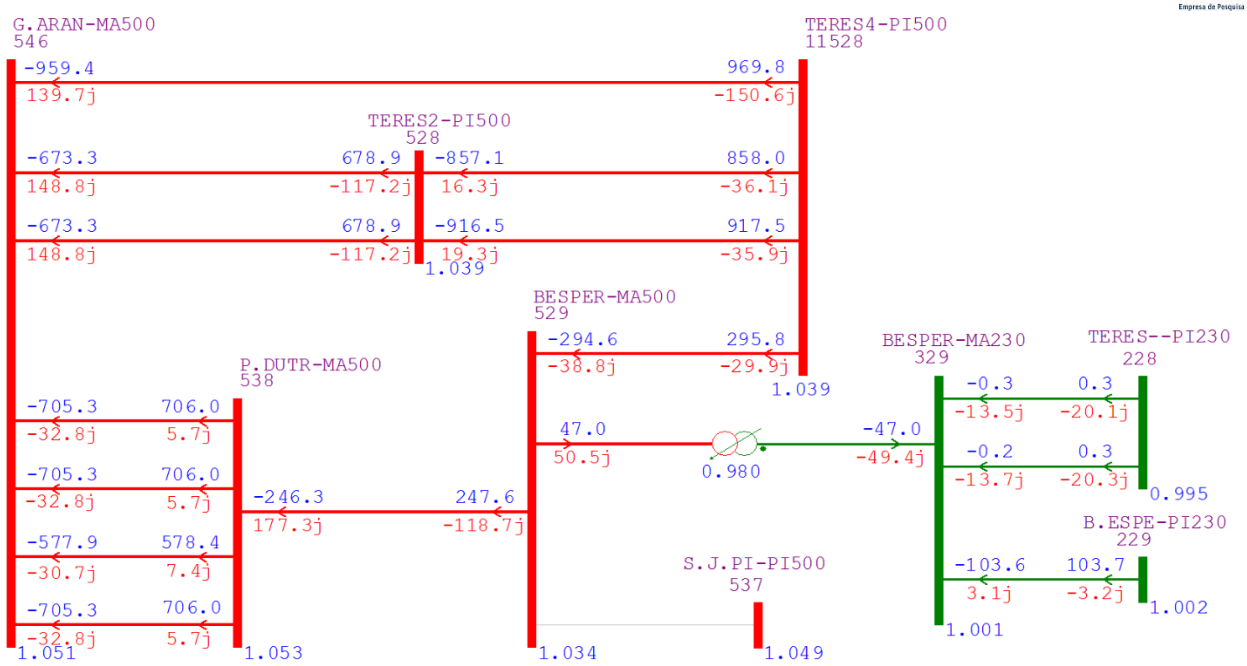


Figura 7-101 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí – Boa Esperança – 2028

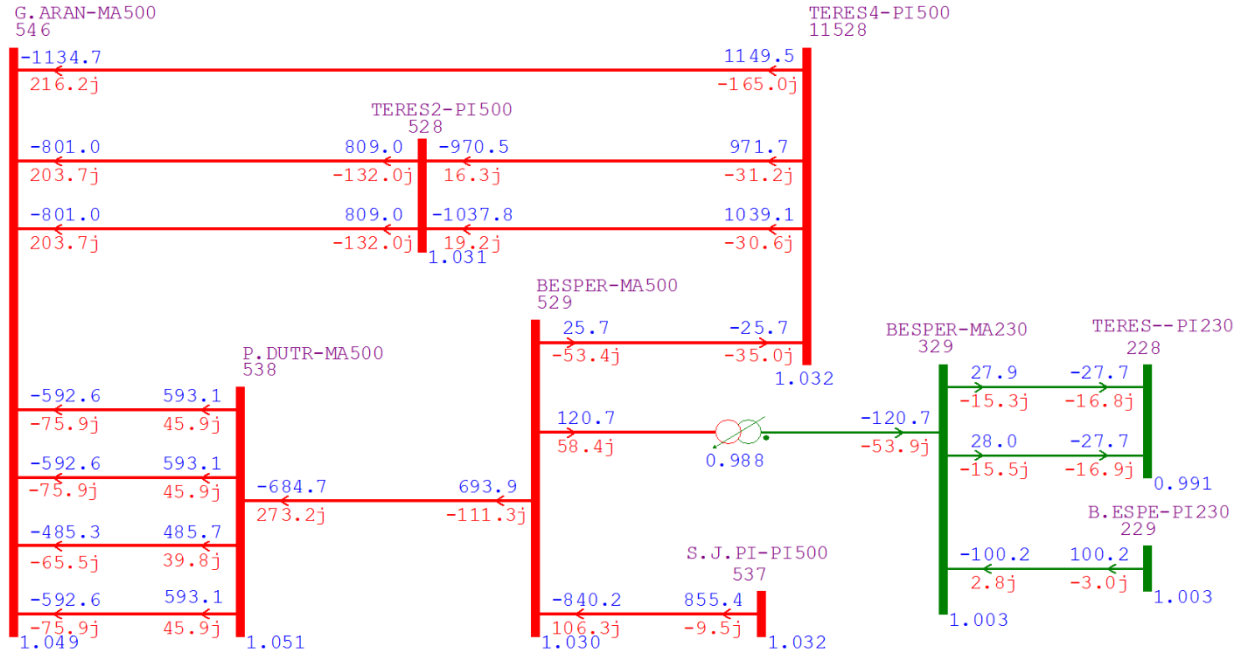


Figura 7-102 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Regime normal de operação – 2030

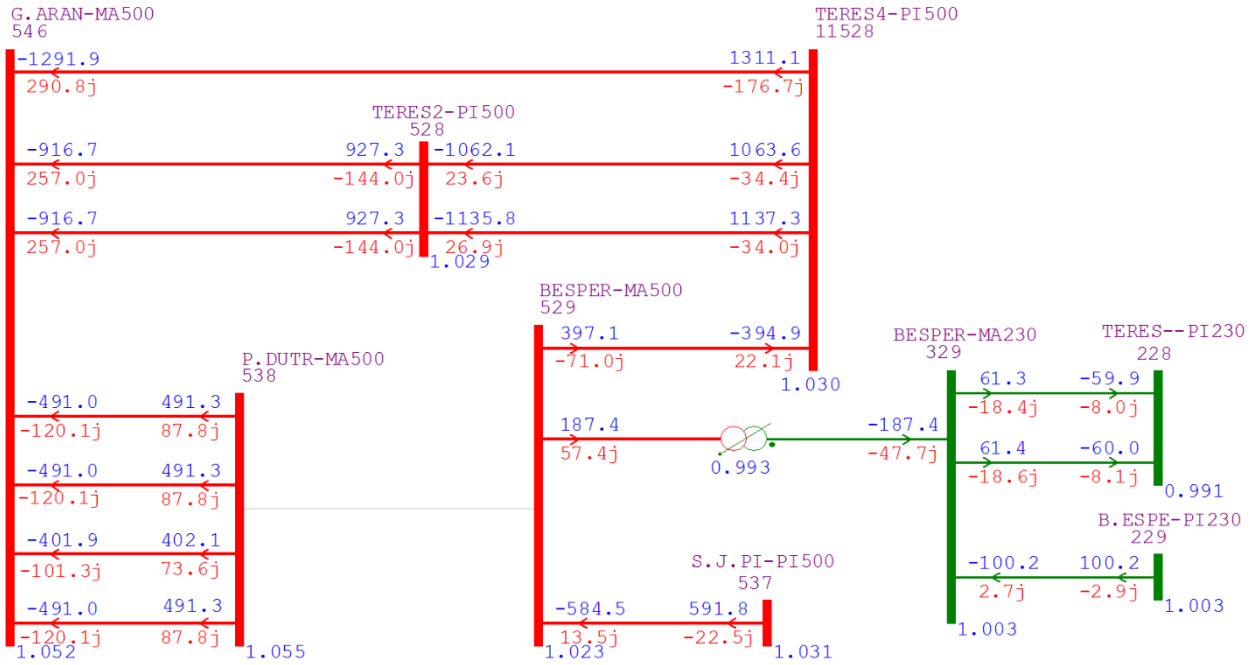


Figura 7-103 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Boa Esperança – Presidente Dutra – 2030

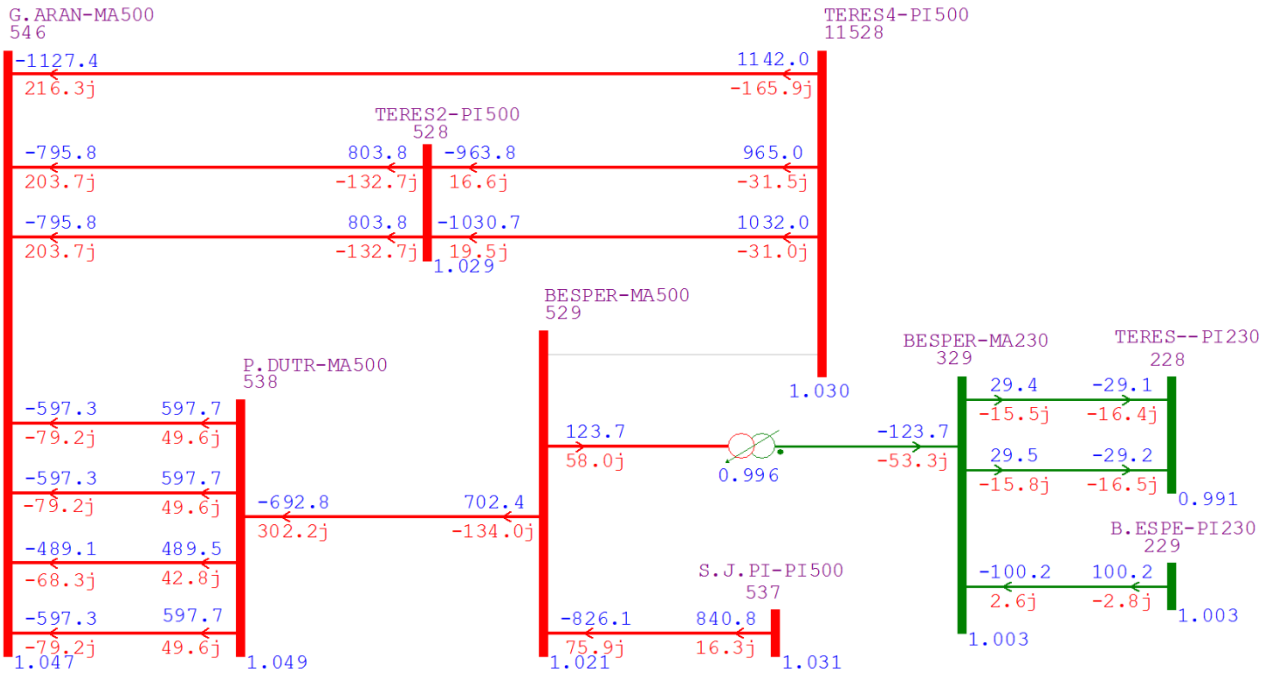


Figura 7-104 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Boa Esperança – Teresina IV – 2030

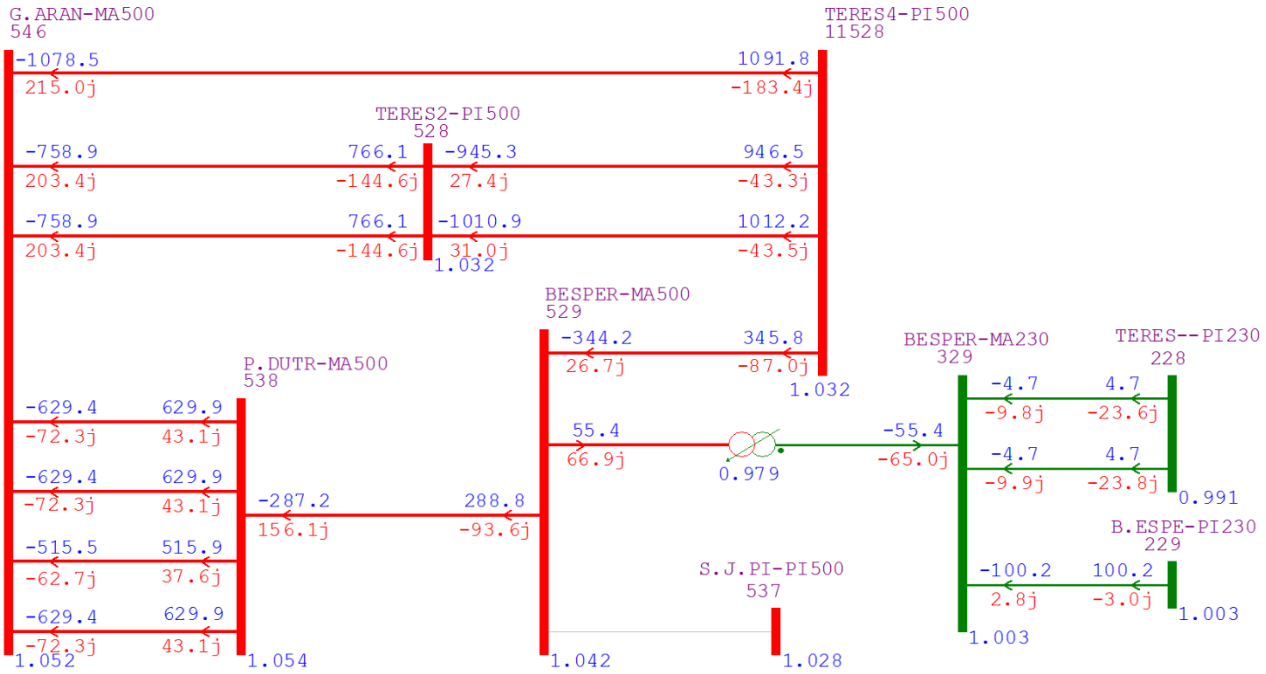


Figura 7-105 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí – Boa Esperança – 2030

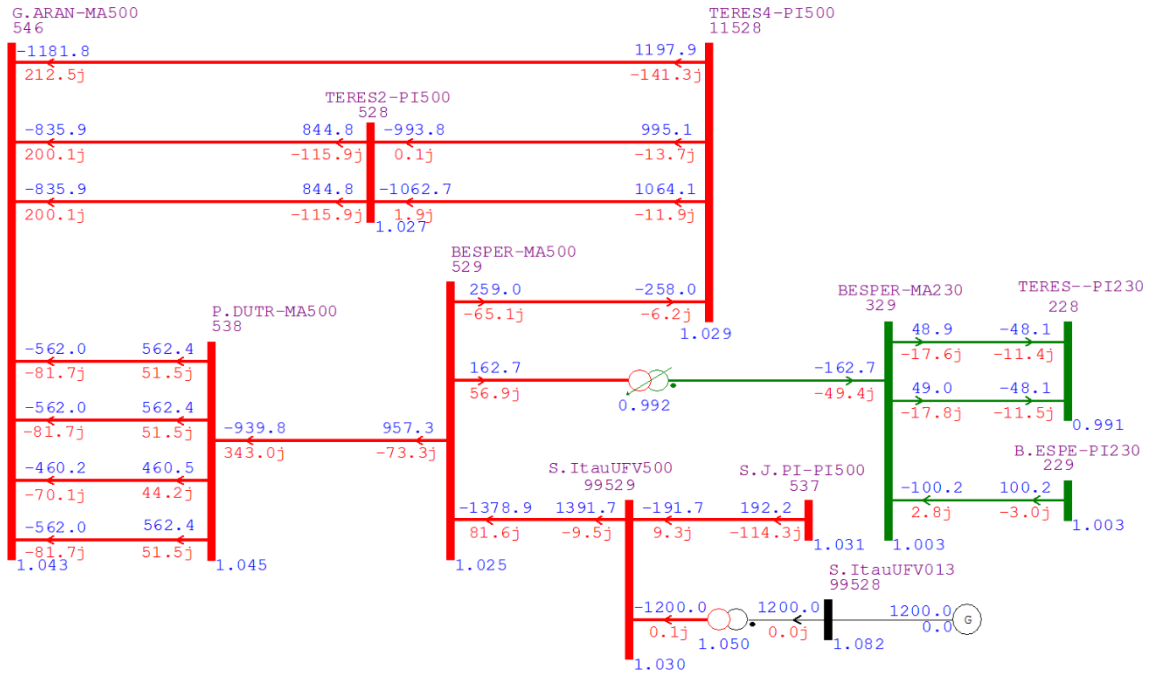


Figura 7-106 – Cenário 2 - Carga Média – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência Regime normal de operação – 2030 - Com UFV Sol de Itaueira

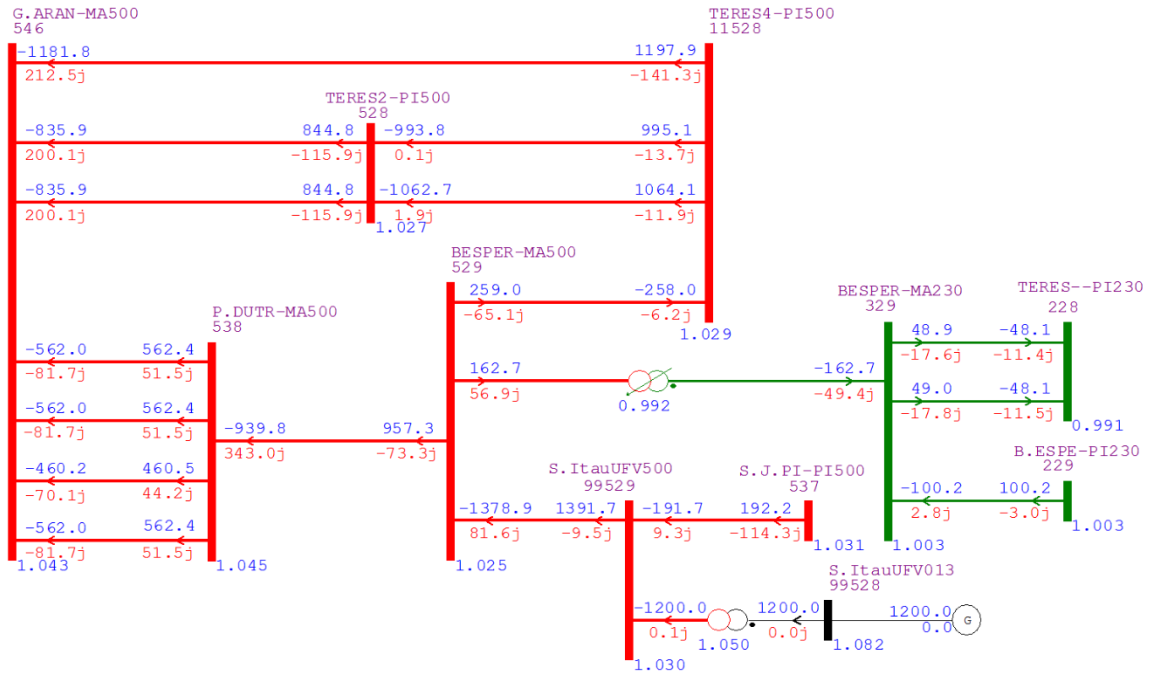


Figura 7-107 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Boa Esperança – Presidente Dutra – 2030 - Com UFV Sol de Itaueira

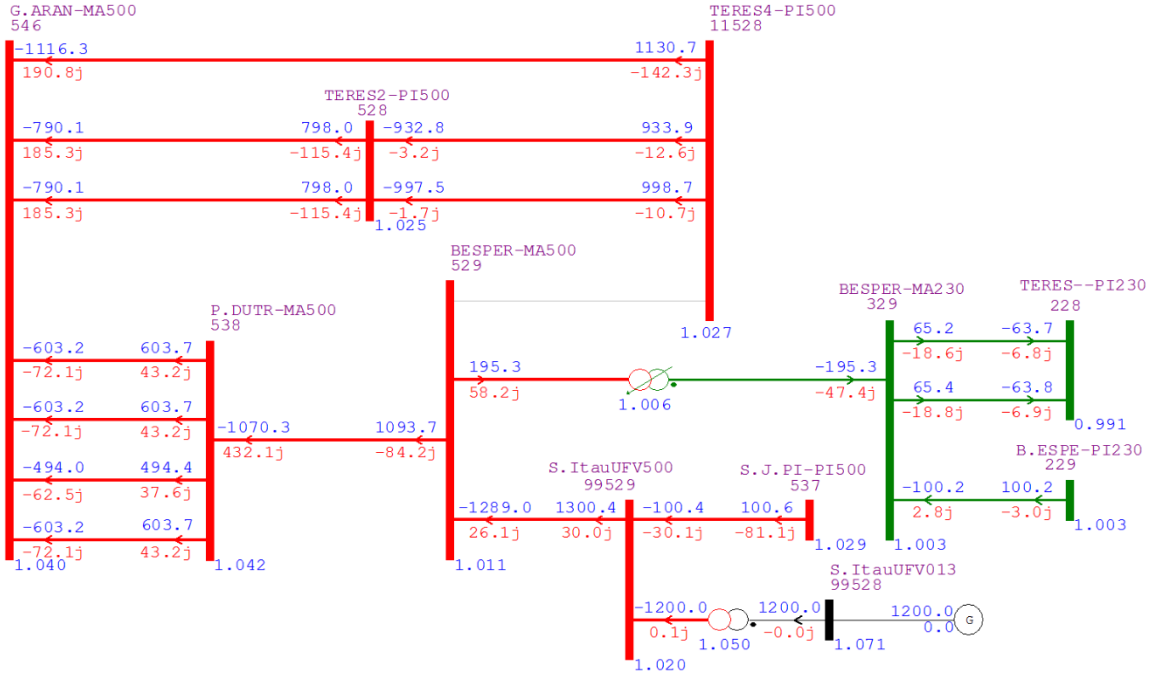


Figura 7-108 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Boa Esperança – Teresina IV – 2030 - Com UFV Sol de Itaueira

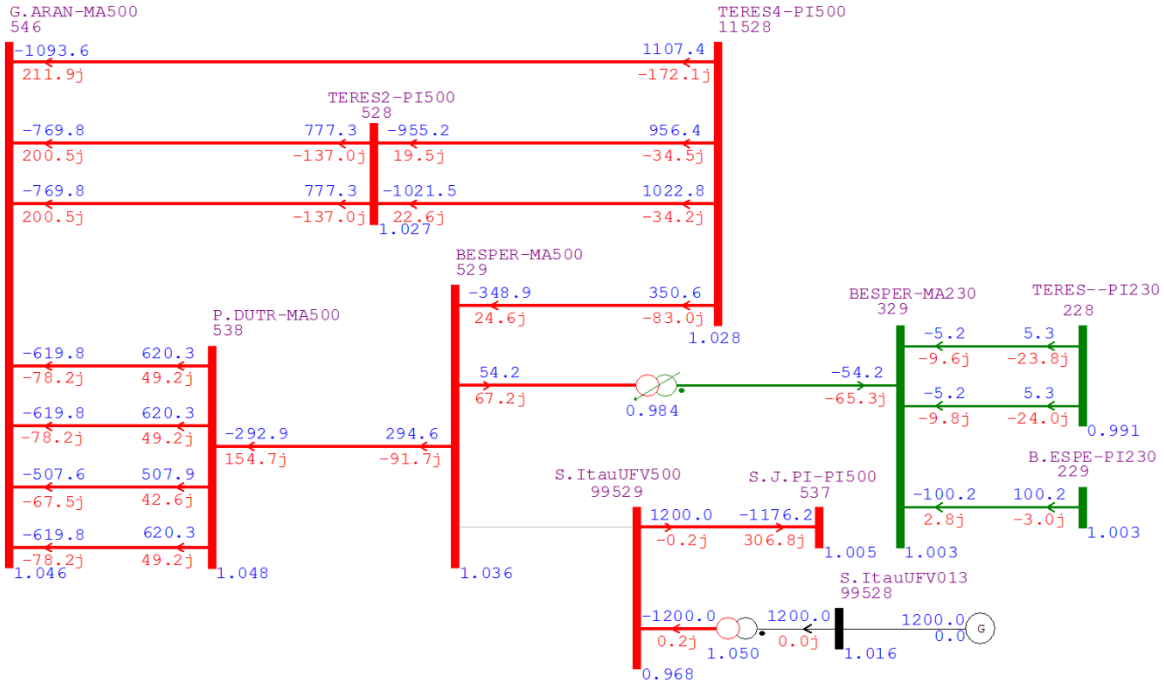


Figura 7-109 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Sol de Itaueira –Boa Esperança – 2030

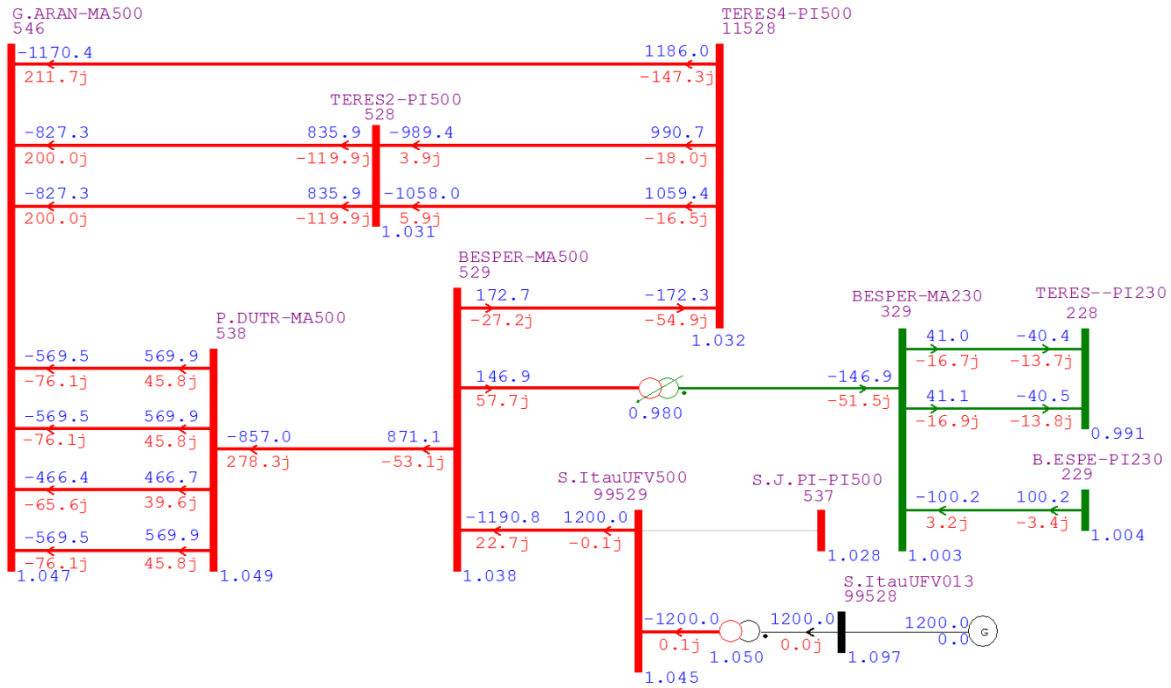


Figura 7-110 – Alternativa 1 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Sol de Itaueira – São João do Piauí – 2030

7.3.2 Alternativa 2

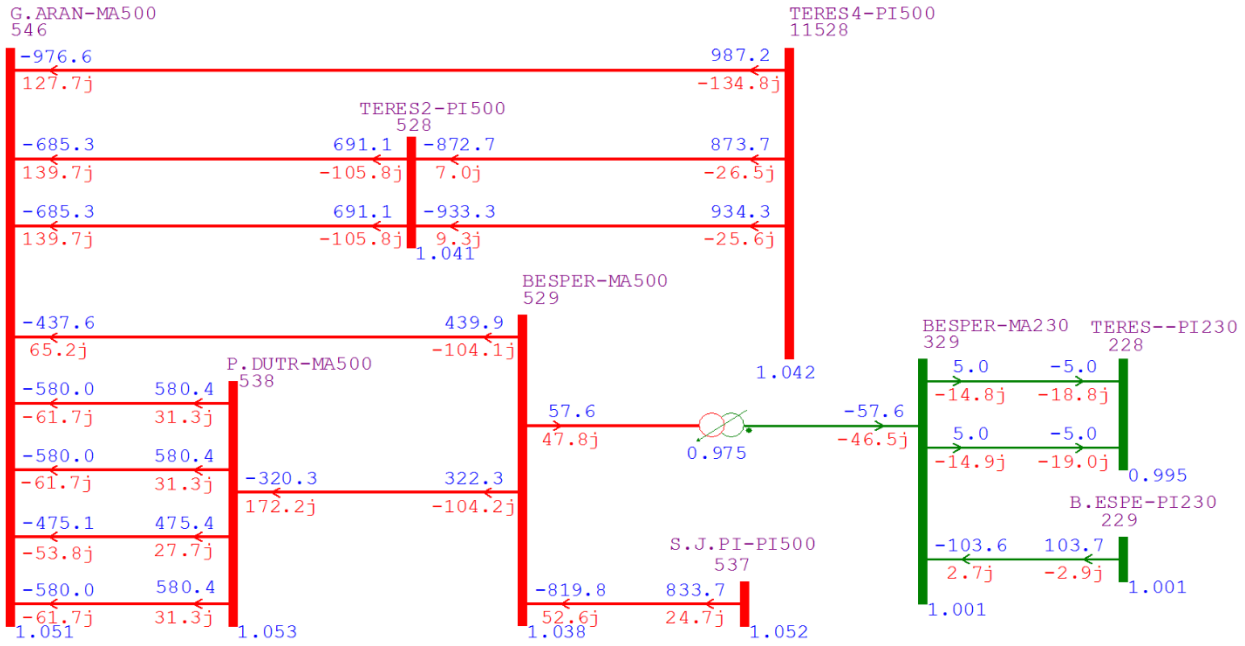


Figura 7-111 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência Regime normal de operação – 2028

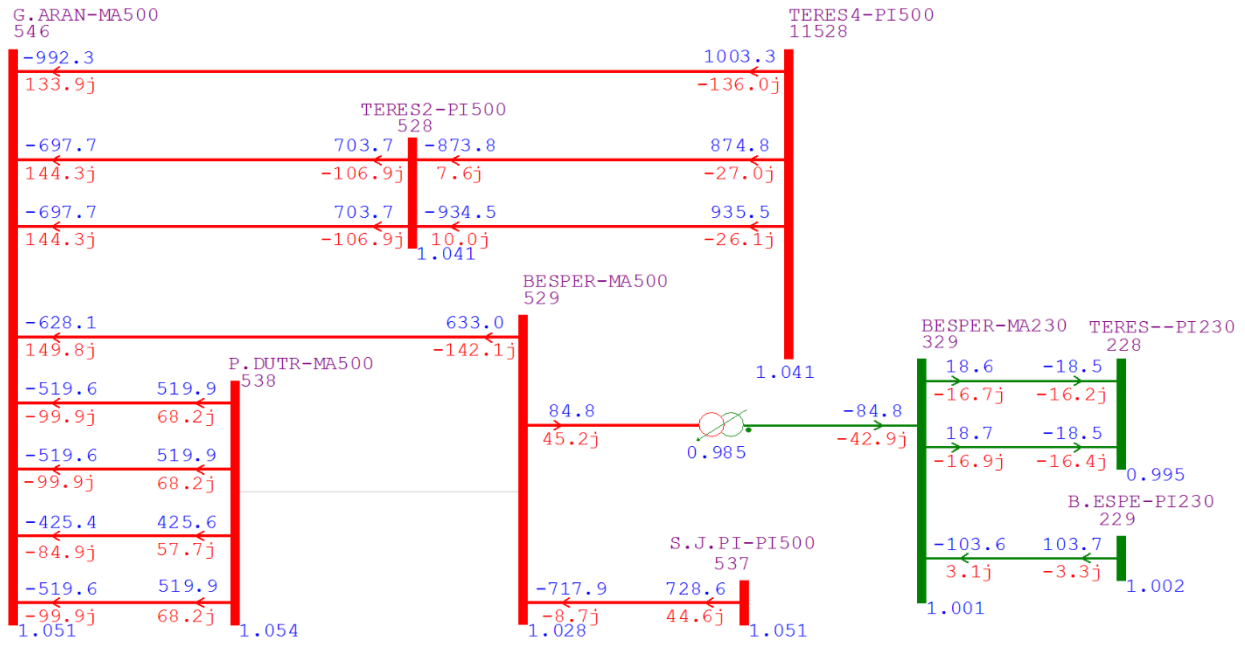


Figura 7-112 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Boa Esperança – Presidente Dutra – 2028

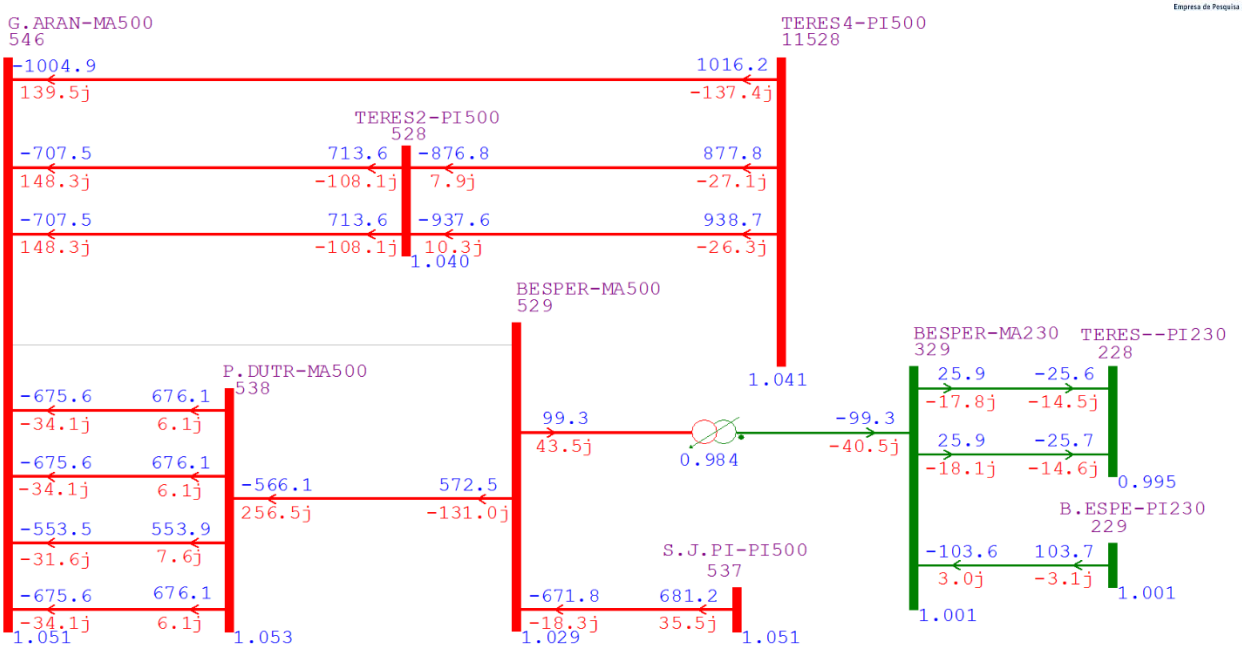


Figura 7-113 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Boa Esperança – Graça Aranha – 2028

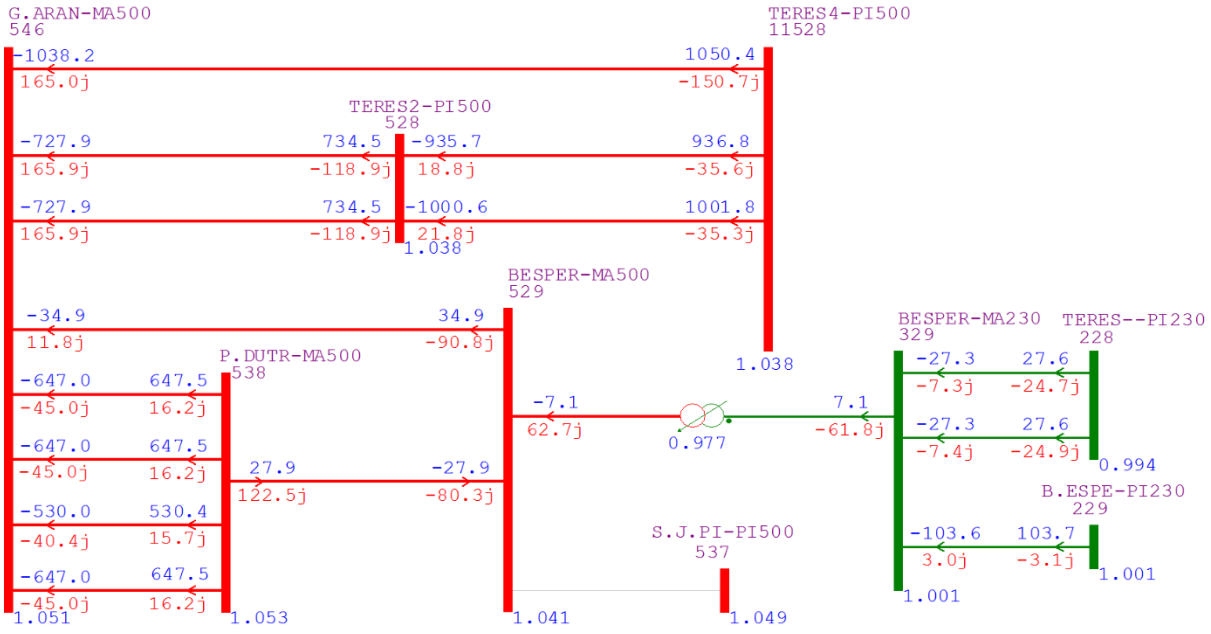


Figura 7-114 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí – Boa Esperança

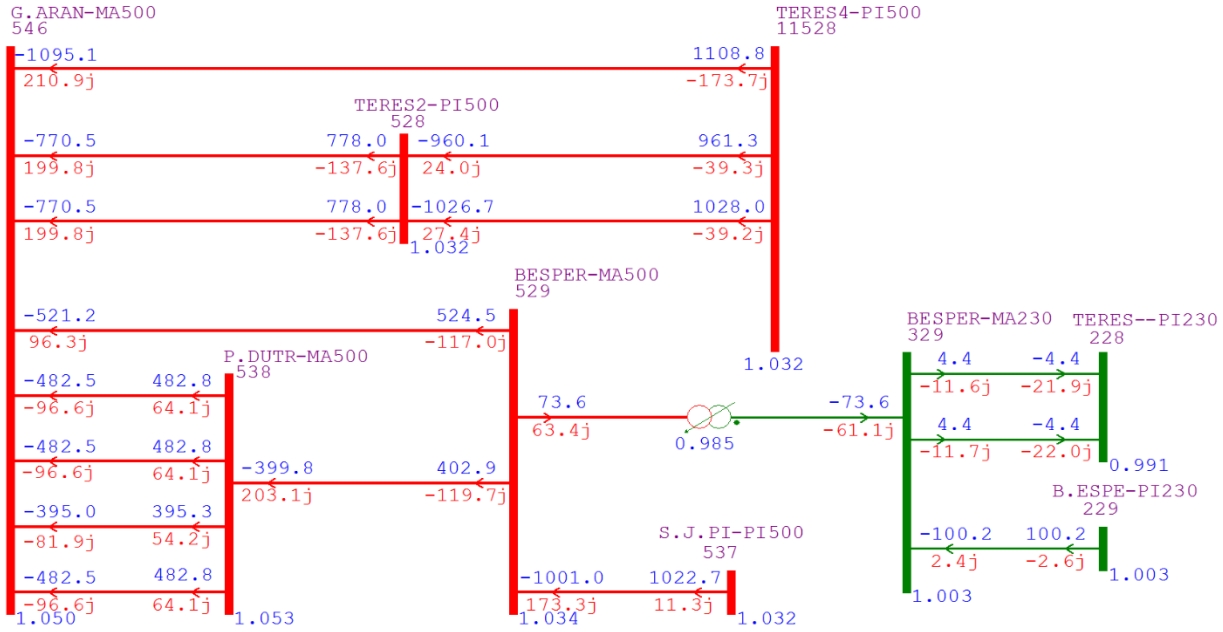


Figura 7-115 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência Regime normal de operação – 2030

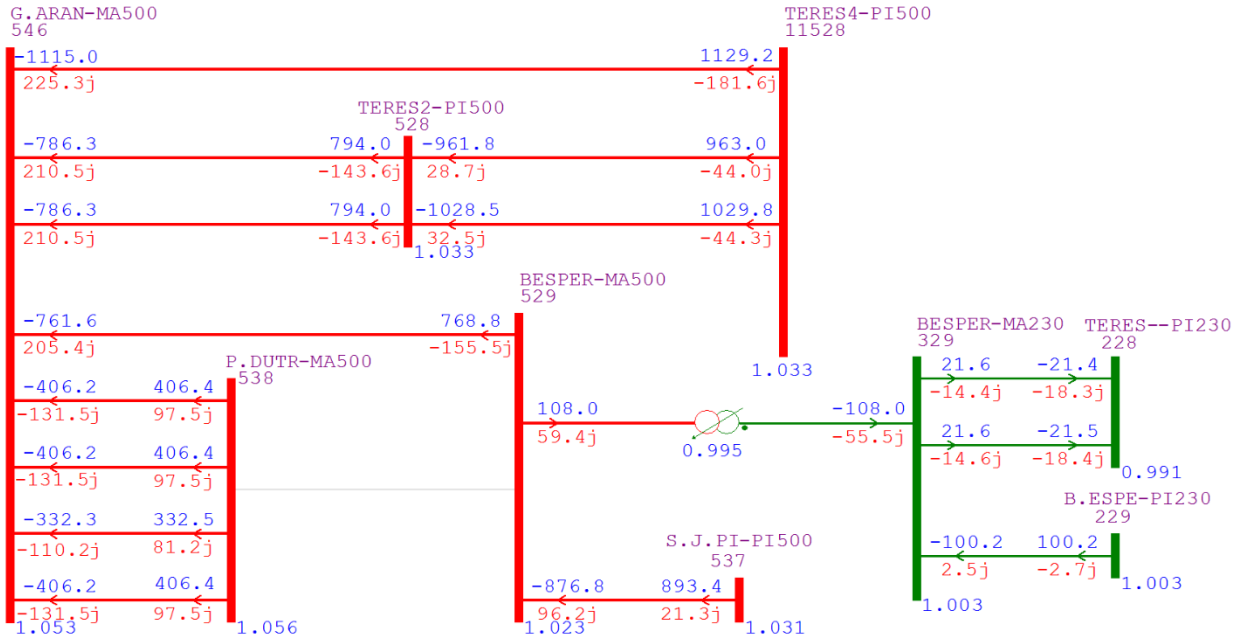


Figura 7-116 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Boa Esperança – Presidente Dutra – 2030

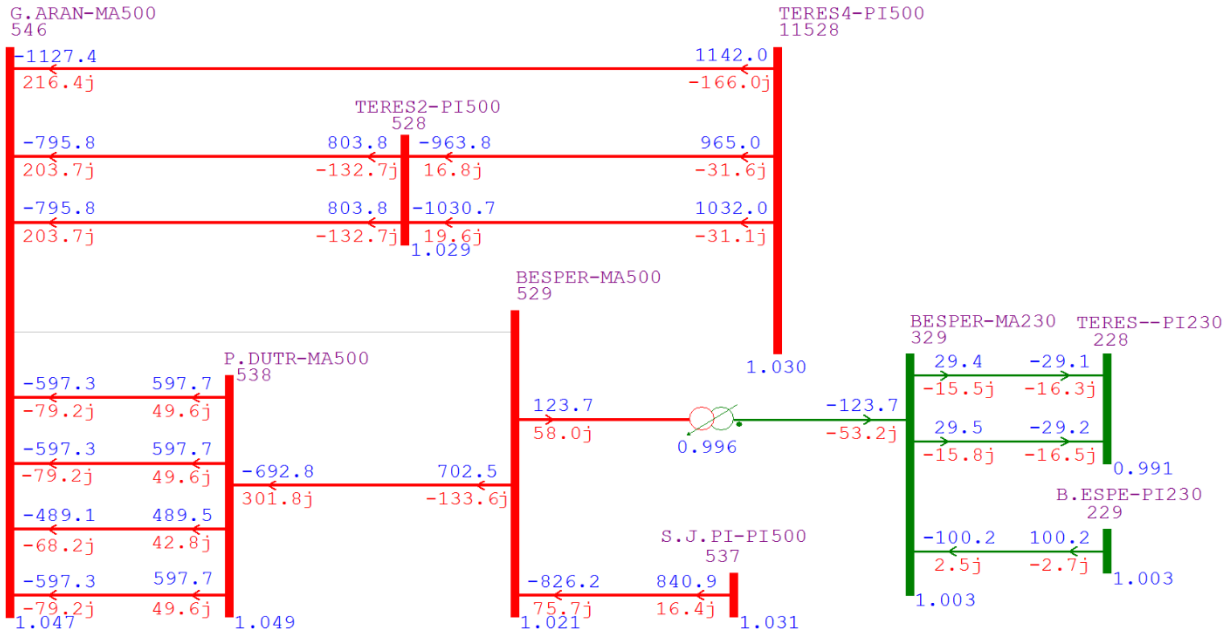


Figura 7-117 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Boa Esperança – Graça Aranha – 2030

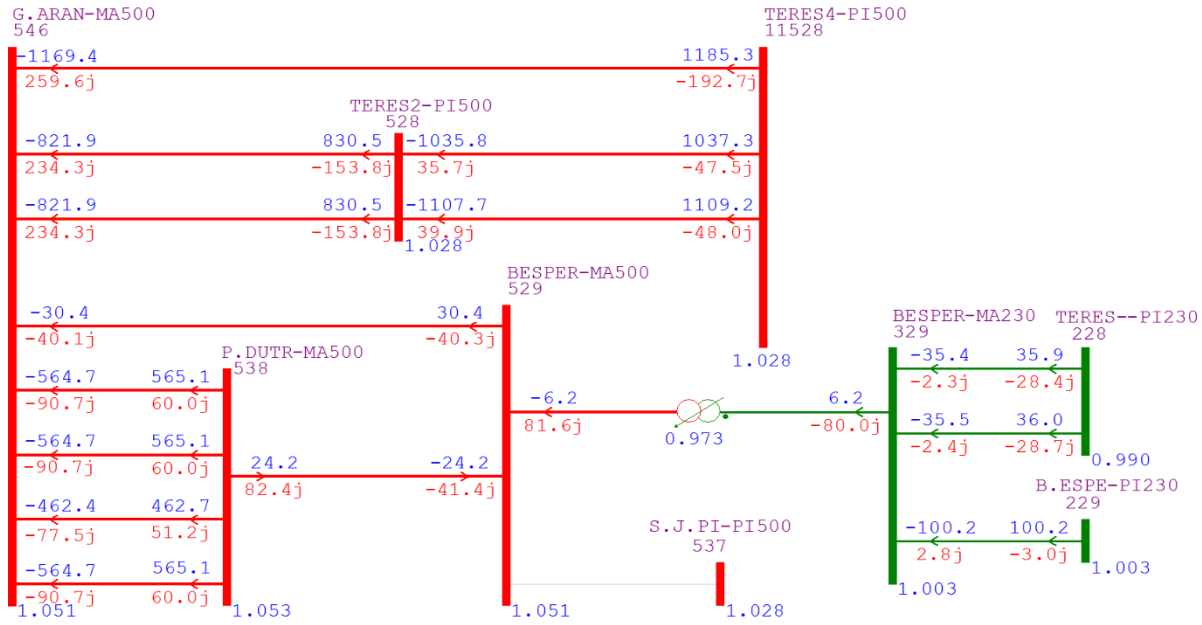


Figura 7-118 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV São João do Piauí – Boa Esperança

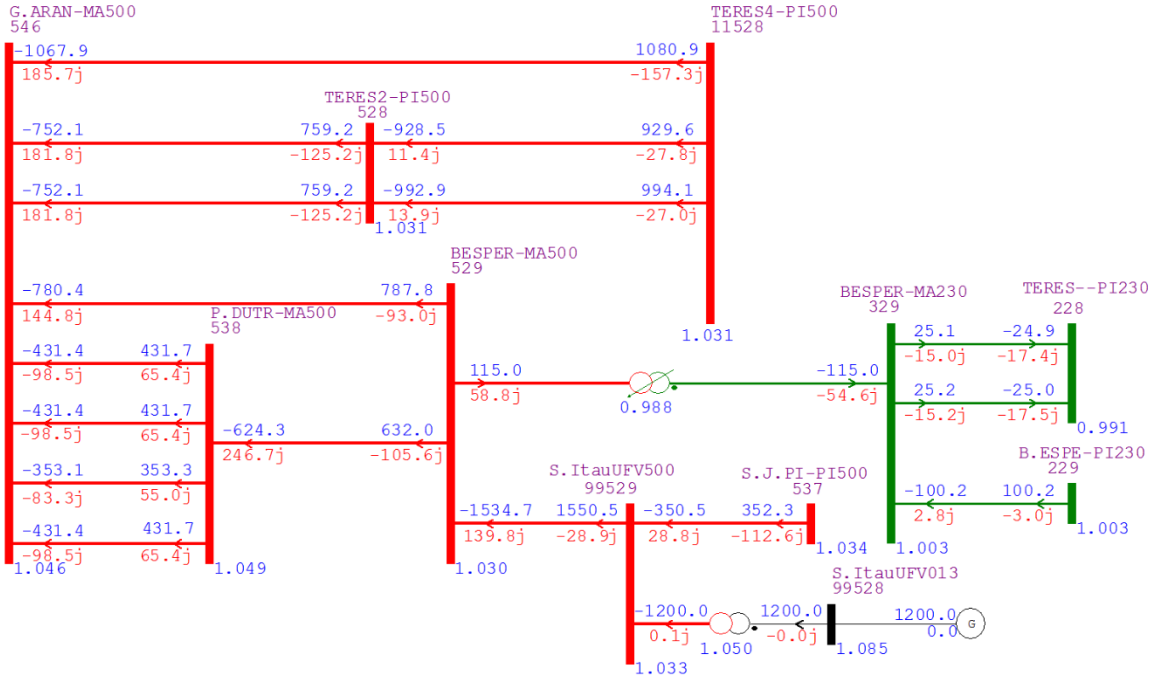


Figura 7-119 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência Regime normal de operação – 2030 - Com UFV Sol de Itaueira

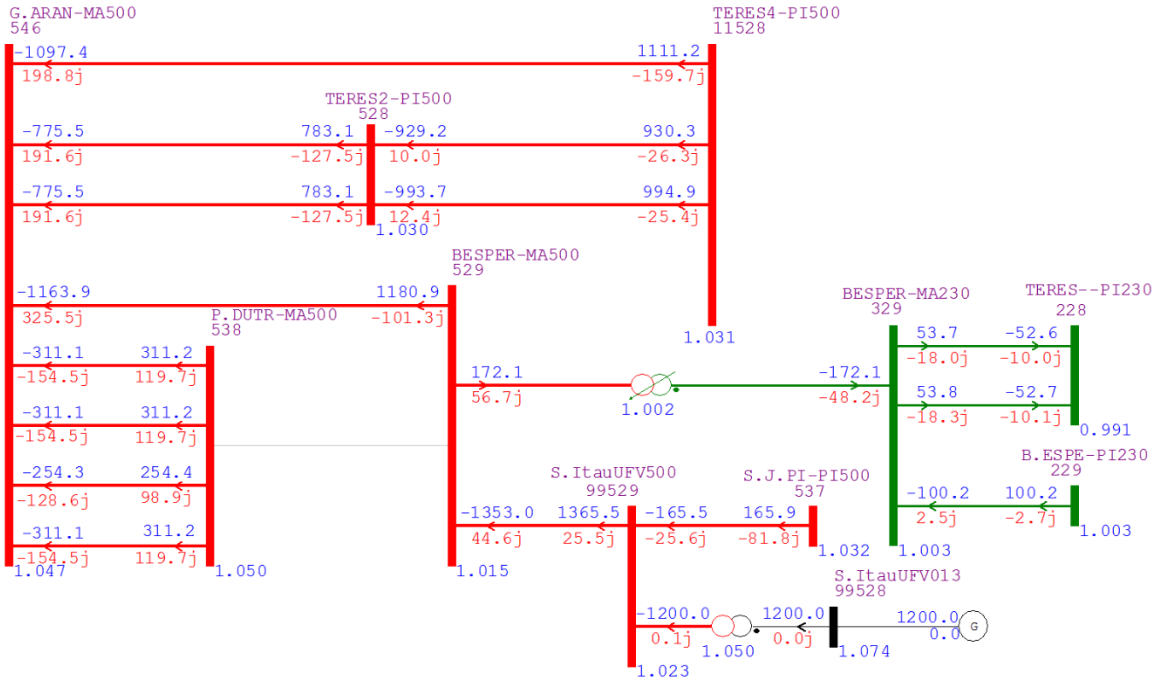


Figura 7-120 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Boa Esperança – Presidente Dutra – 2030 - Com UFV Sol de Itaueira

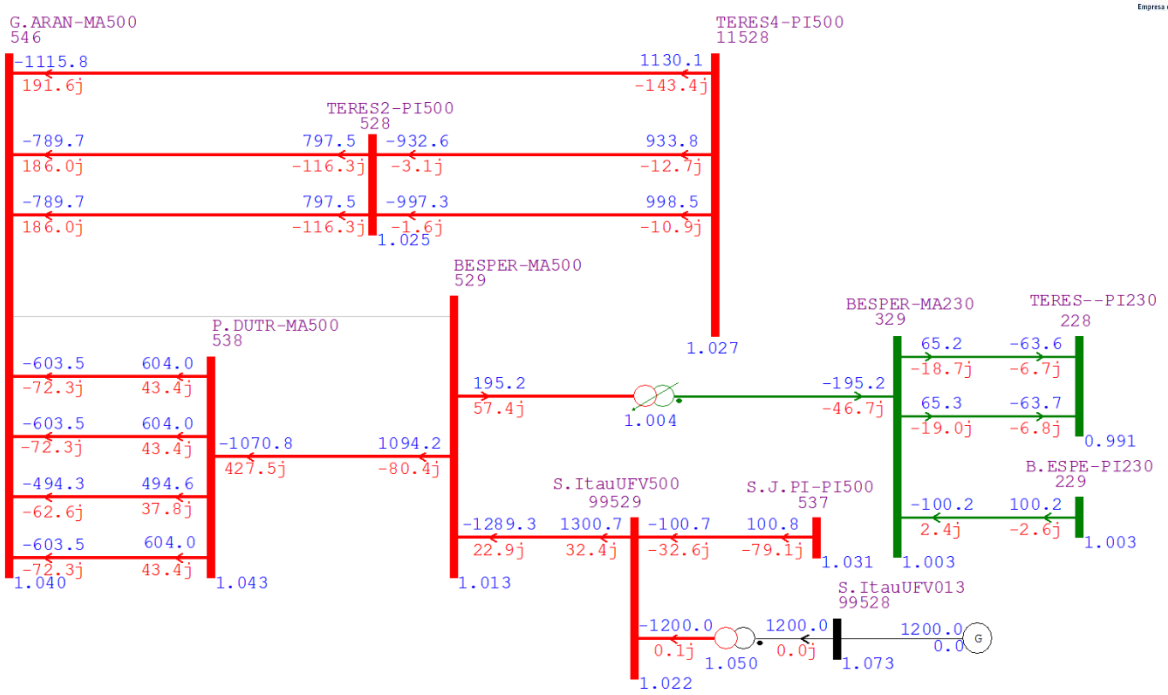


Figura 7-121 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Boa Esperança – Graça Aranha – 2030 - Com UFV Sol de Itaueira

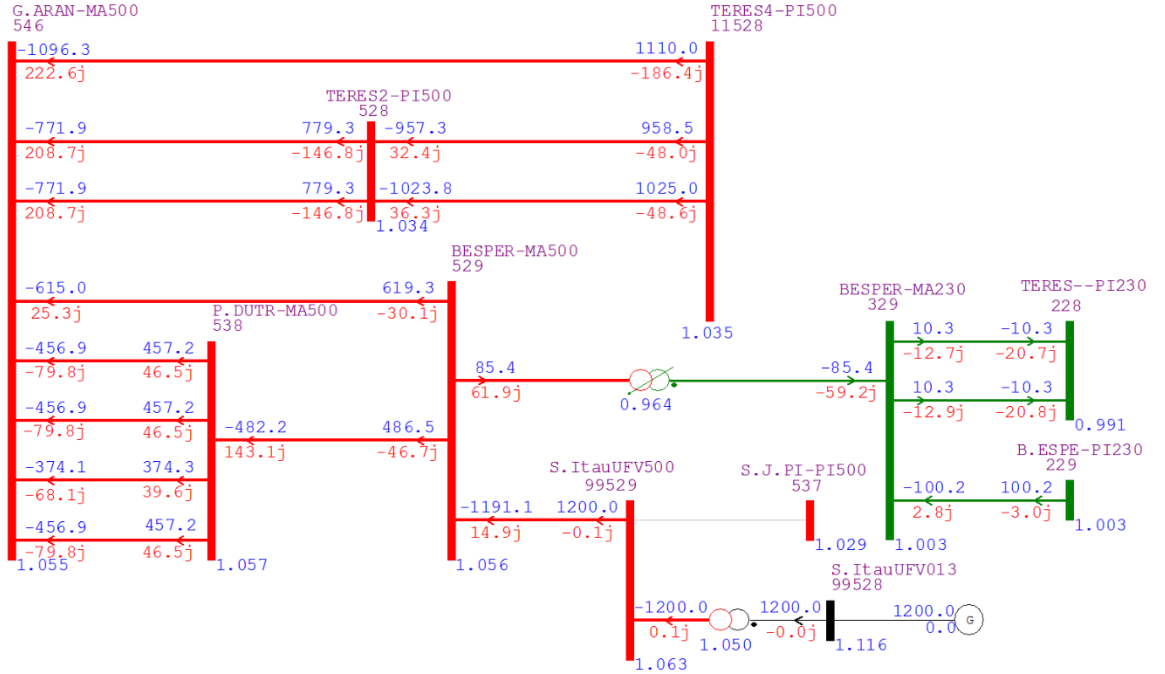


Figura 7-122 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Sol de Itaueira – São João do Piauí – 2030

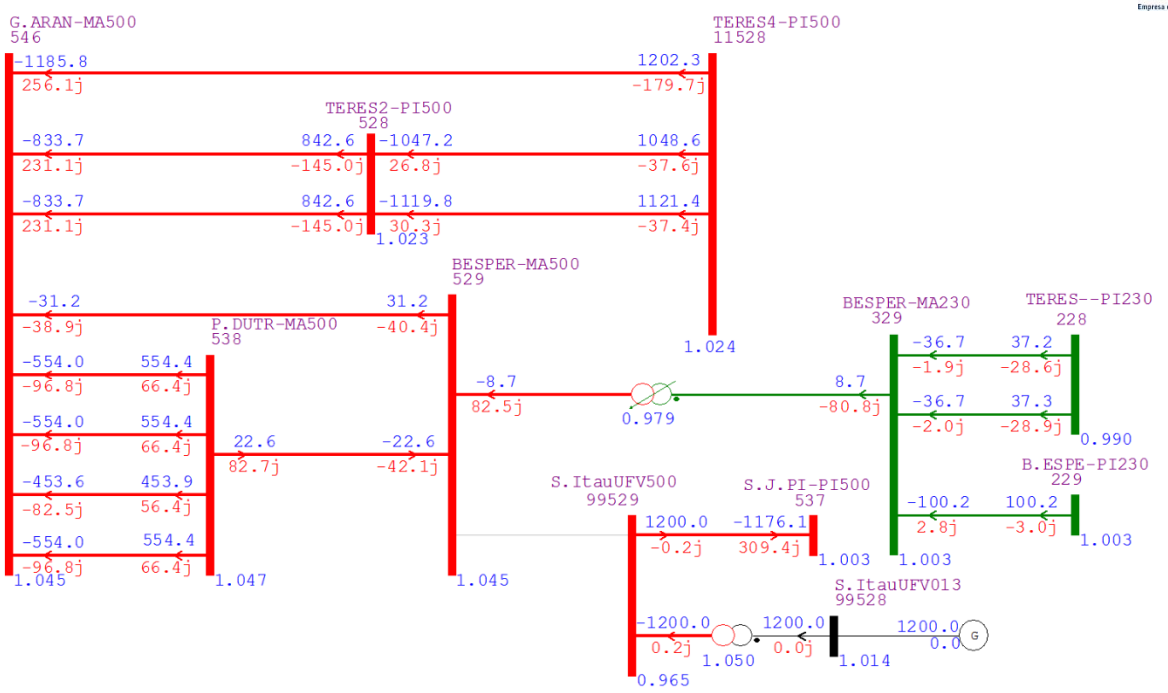


Figura 7-123 – Alternativa 2 - Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 500 kV Sol de Itaueira –Boa Esperança – 2030

7.4 Análise Técnico-Econômica 4 - Reconfiguração do eixo em 230 kV entre as subestações Banabuiú, Milagres e Bom Nome

7.4.1 Alternativa 1

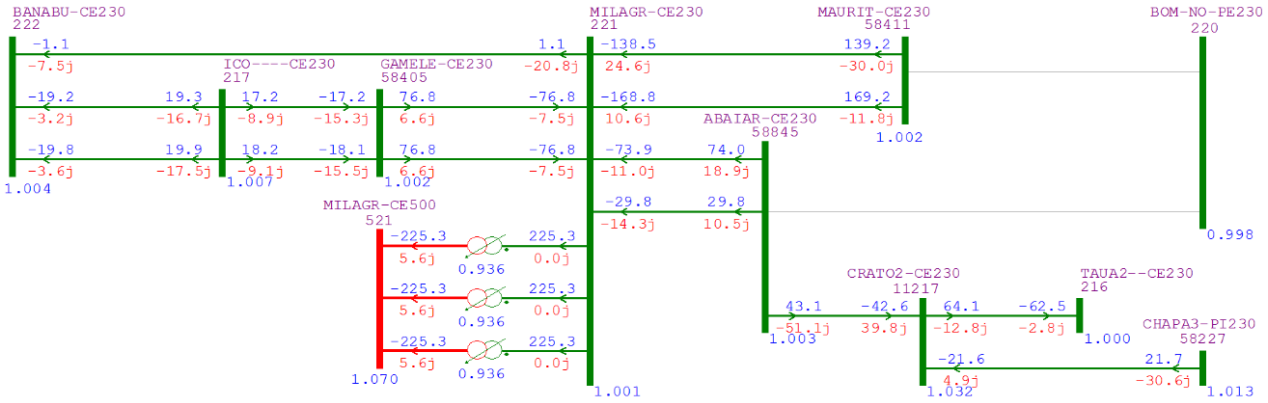


Figura 7-124 – Alternativa 1 – Cenário 2 - Carga Média – Regime normal de operação – 2028

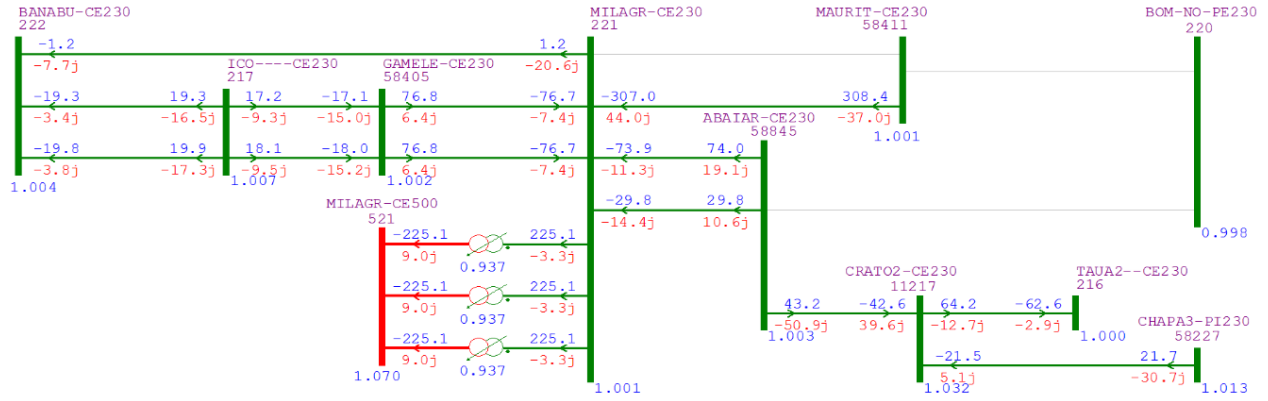


Figura 7-125 – Alternativa 1 – Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 230 kV Araticum (Mauriti) – Milagres C1 – 2028

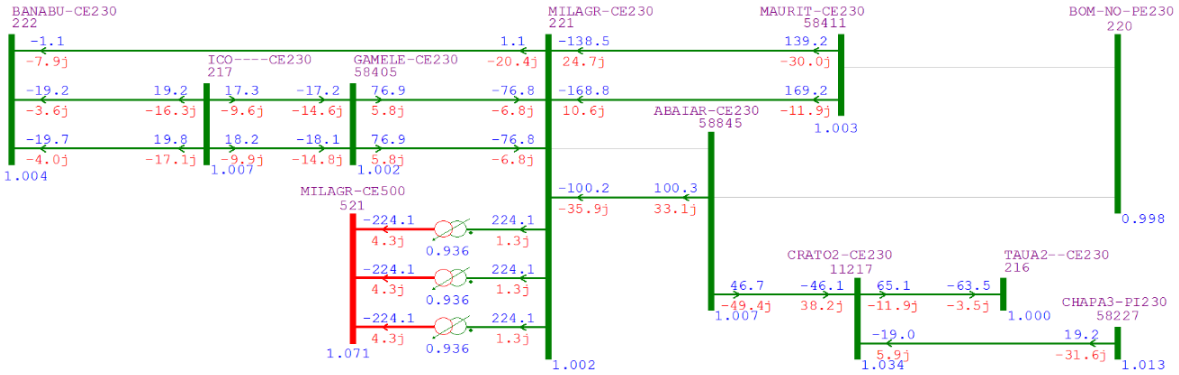


Figura 7-126 – Alternativa 1 – Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 230 kV Abaiara – Milagres C1 – 2028

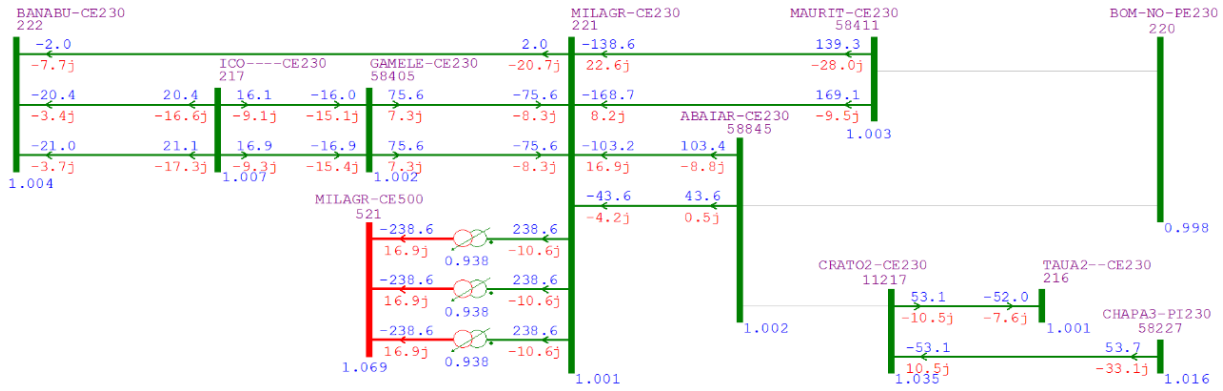


Figura 7-127 – Alternativa 1 – Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 230 kV Abaiara – Crato II – 2028

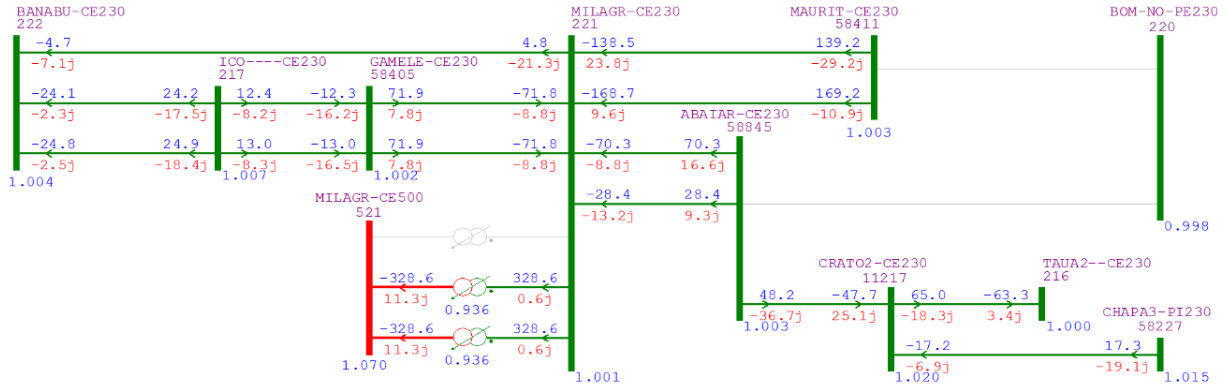


Figura 7-128 – Alternativa 1 – Cenário 2 - Carga Média – Contingência LT 230 kV ATR 500/230 kV SE Milagres – 2028

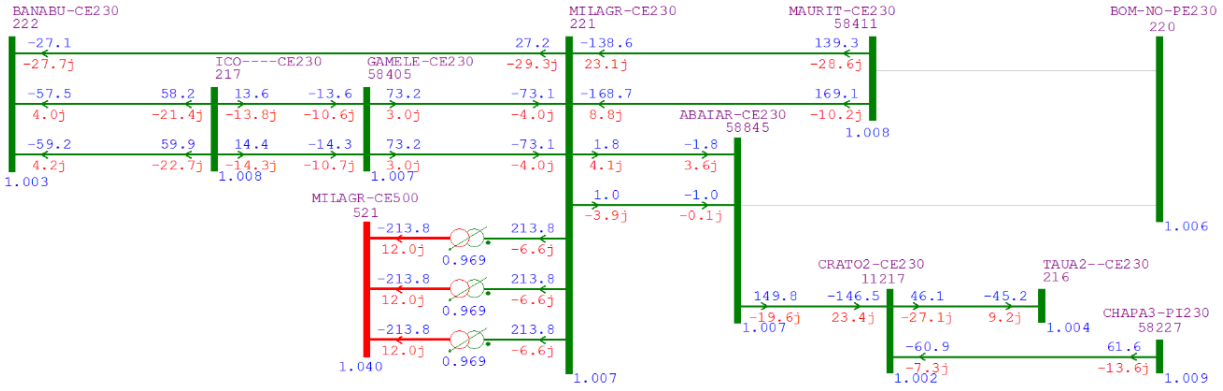


Figura 7-129 – Alternativa 1 – Cenário 2 - Carga Média – Regime normal – 2028

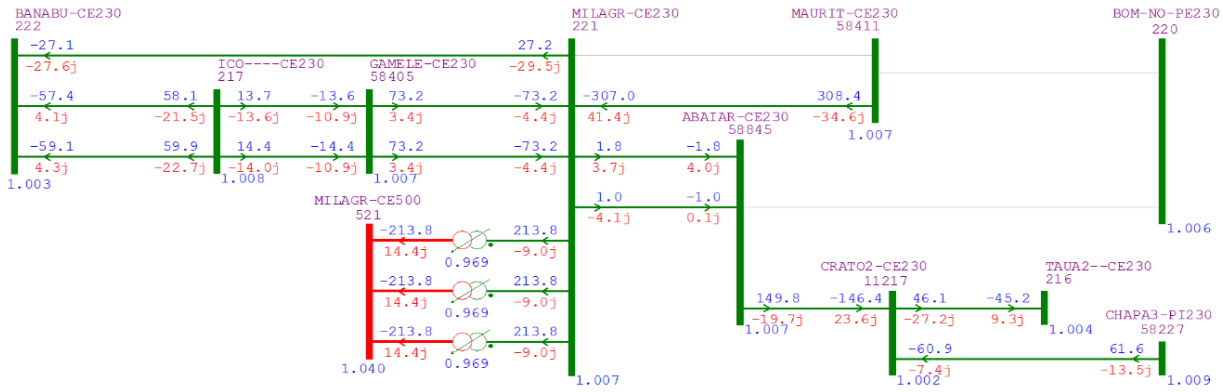


Figura 7-130 – Alternativa 1 – Cenário 2 - Carga Média - Contingência LT 230 kV Araticum (Mauriti) – Milagres C1 – 2030

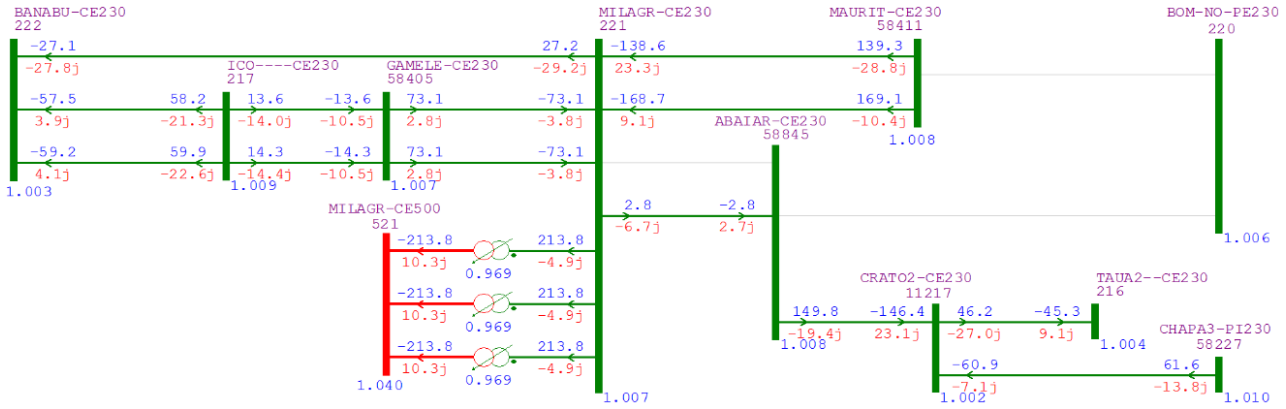


Figura 7-131 – Alternativa 1 – Cenário 2 - Carga Média - Contingência LT 230 kV Abaiara – Milagres C1 – 2030

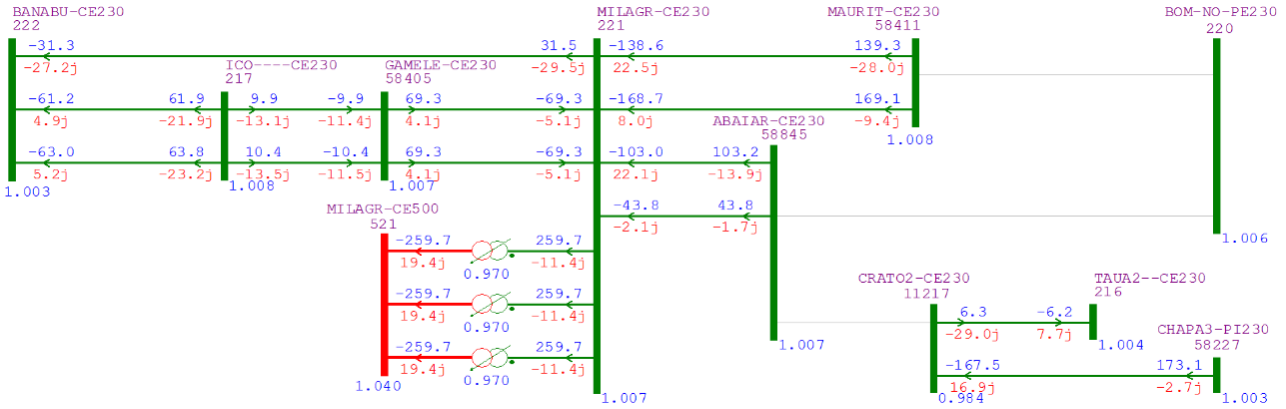


Figura 7-132 – Alternativa 1 – Cenário 2 - Carga Média - Contingência LT 230 kV Abaiara – Crato II – 2030

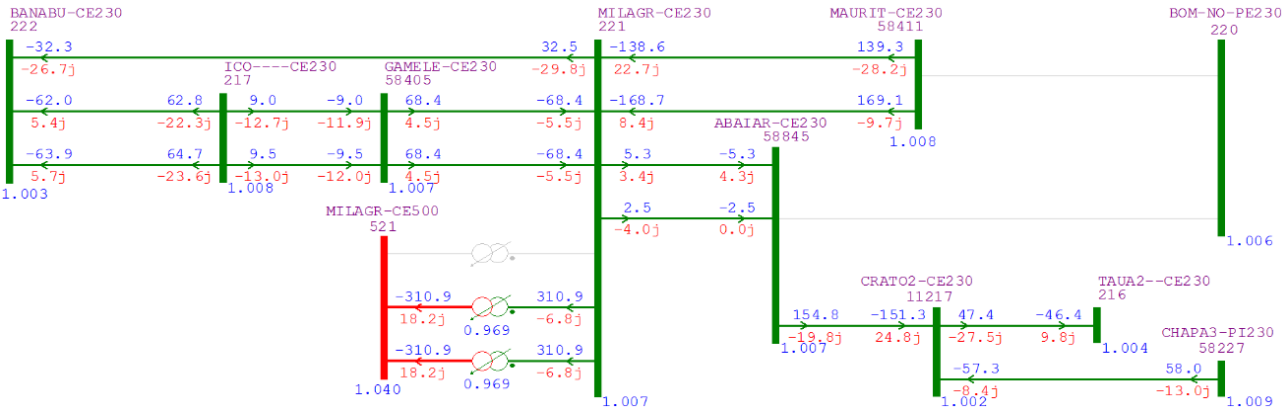


Figura 7-133 – Alternativa 1 – Cenário 2 - Carga Média - Contingência ATR 500/230 kV SE Milagres – 2030

7.4.2 Alternativa 2

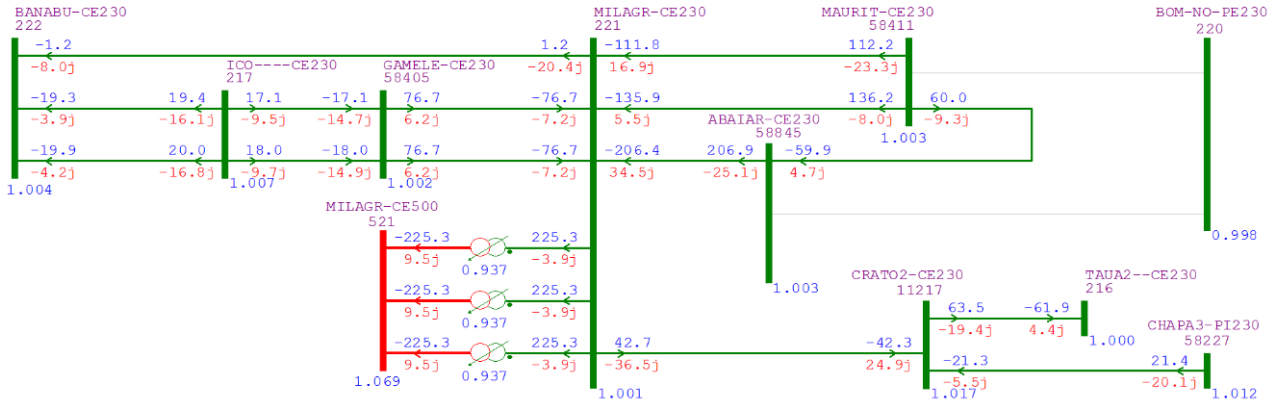


Figura 7-134 – Alternativa 2 – Cenário 2 - Carga Média – Regime normal de operação – 2028

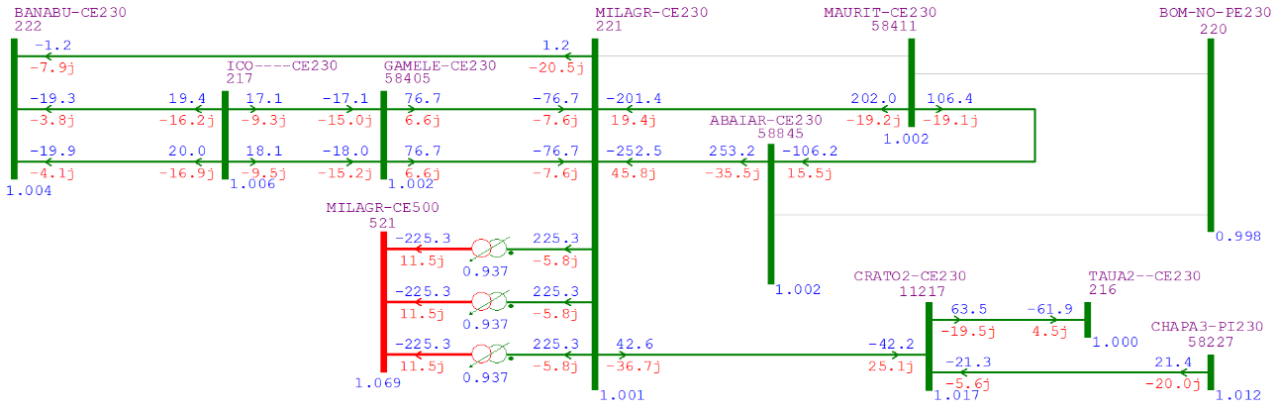


Figura 7-135 – Alternativa 2 – Cenário 2 - Carga Média – Contingência da LT 230 kV Araticum (Mauriti) – Milagres C1 – 2028

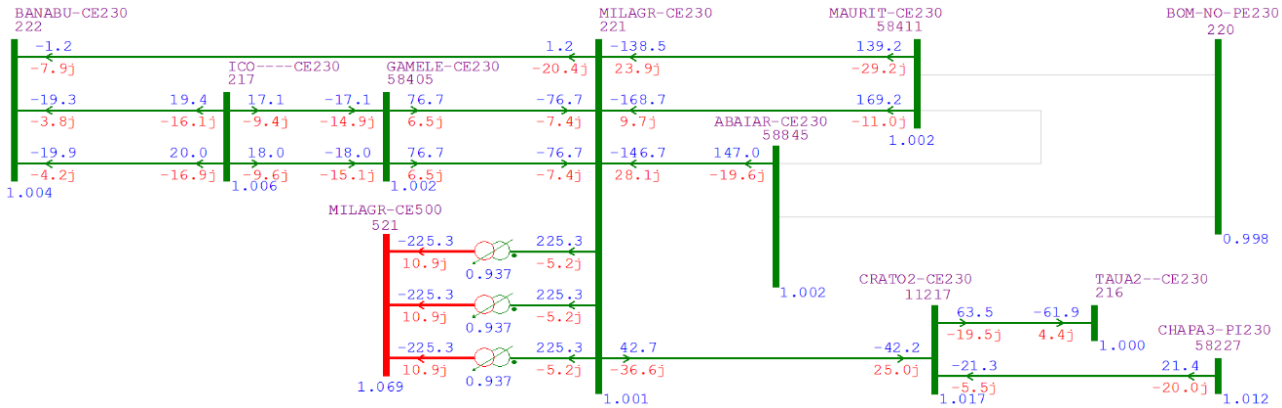


Figura 7-136 – Alternativa 2 – Cenário 2 - Carga Média – Contingência da LT 230 kV Araticum (Mauriti) - Abaiara – 2028

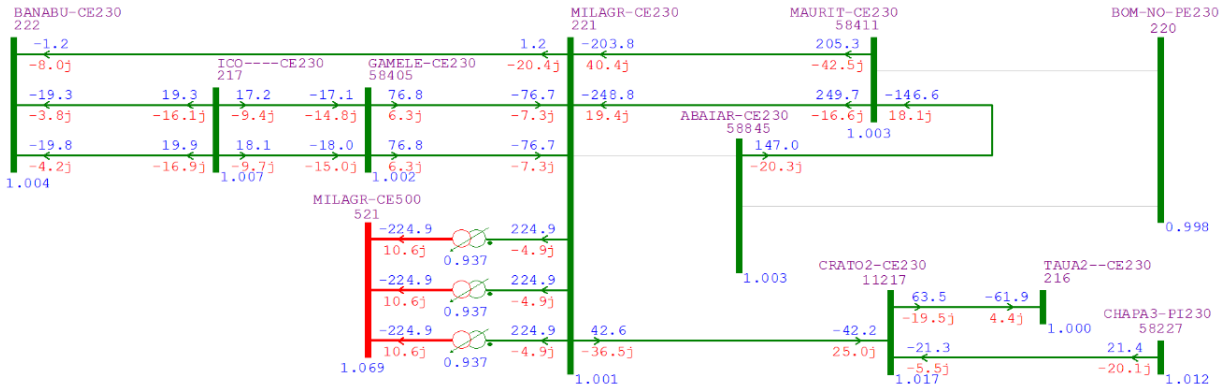


Figura 7-137 – Alternativa 2 – Cenário 2 - Carga Média – Contingência da LT 230 kV Abaiara - Milagres – 2028

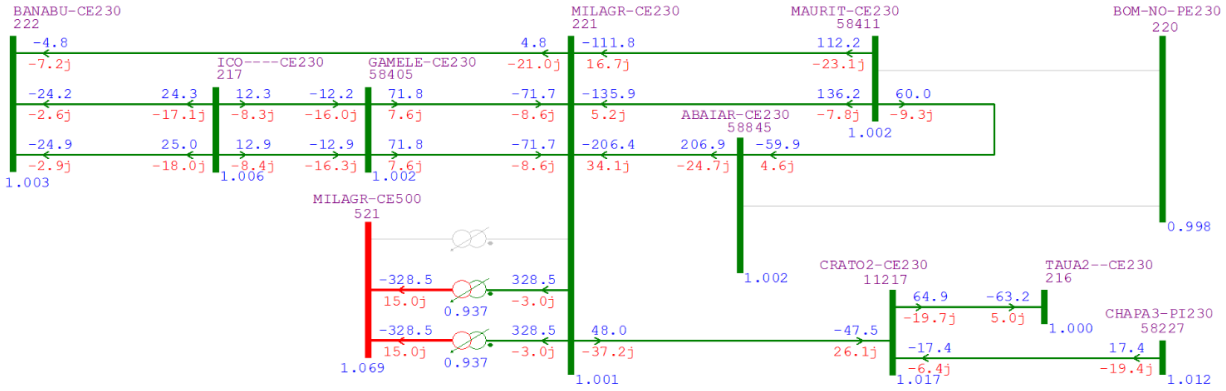


Figura 7-138 – Alternativa 2 – Cenário 2 - Carga Média – Contingência ATR 500/230 kV SE Milagres – 2028

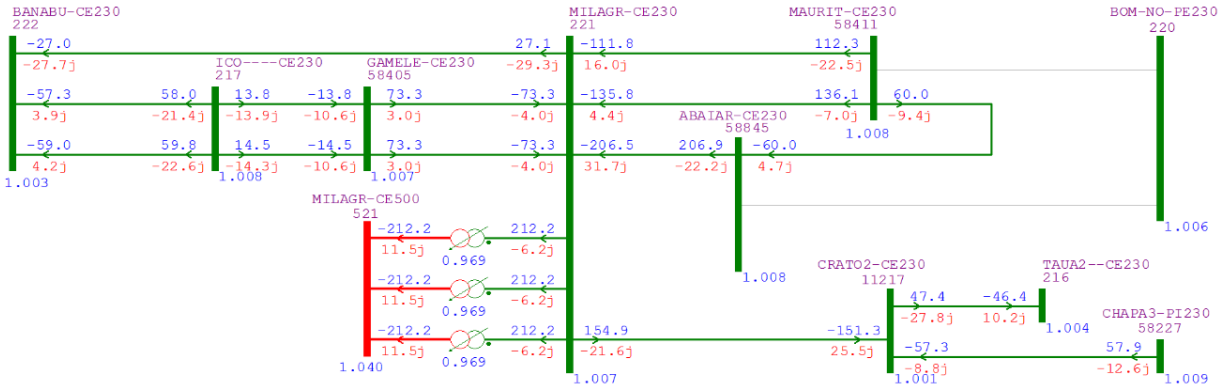


Figura 7-139 – Alternativa 2 – Cenário 2 - Carga Média – Regime normal de operação – 2030

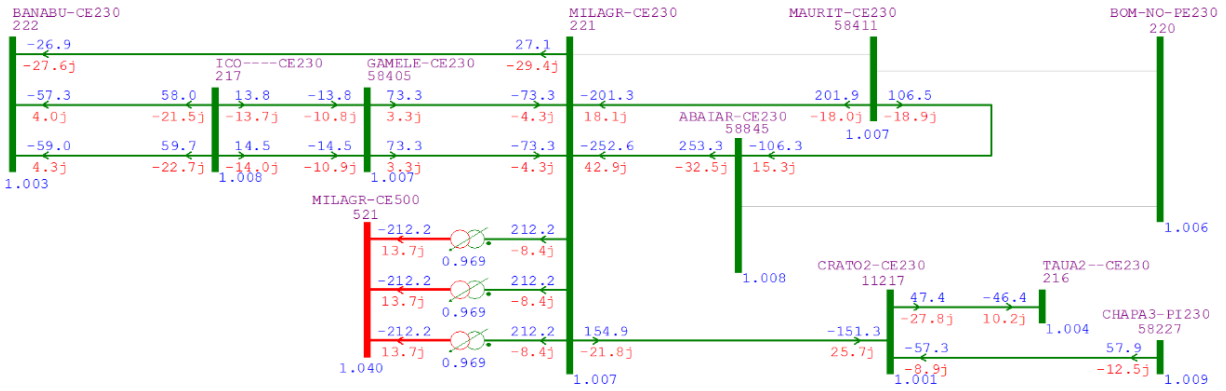


Figura 7-140 – Alternativa 2 – Cenário 2 - Carga Média – Contingência da LT 230 kV Araticum (Mauriti) – Milagres C1 – 2030

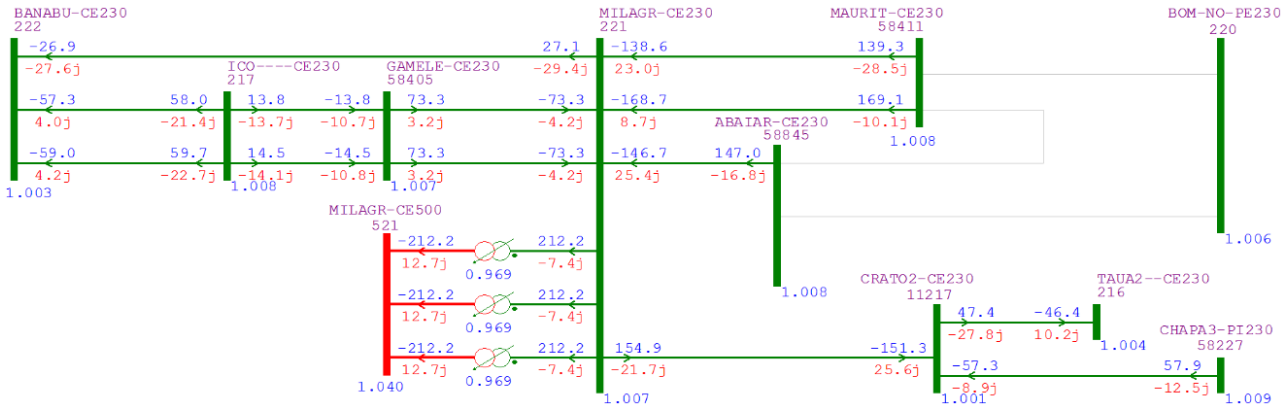


Figura 7-141 – Alternativa 2 – Cenário 2 - Carga Média – Contingência da LT 230 kV Araticum (Mauriti) - Abaiara – 2030

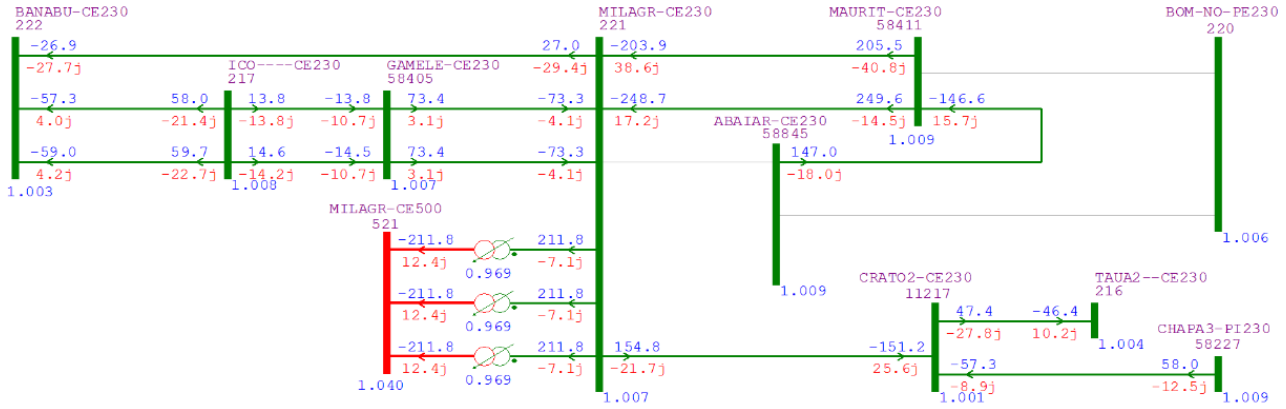


Figura 7-142 – Alternativa 2 – Cenário 2 - Carga Média – Contingência da LT 230 kV Abaiara - Milagres – 2030

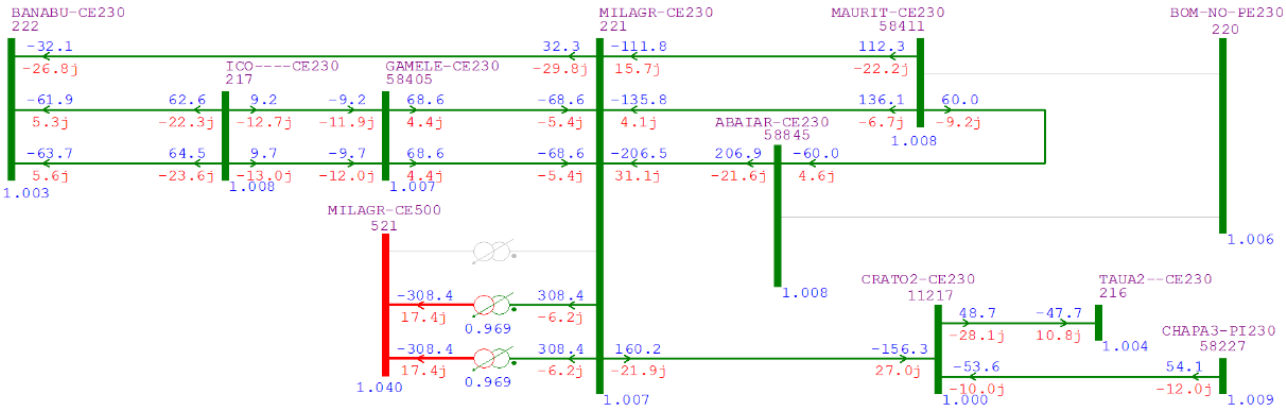


Figura 7-143 – Alternativa 2 – Cenário 2 - Carga Média – Contingência ATR 500/230 kV SE Milagres – 2028

7.4.3 Avaliação de sensibilidade de margens de escoamento para as alternativas de reconfiguração propostas na Análise Técnico-Econômica 4

Com o objetivo de se obter uma comparação de desempenho entre as alternativas 1 e 2 propostas para a reconfiguração do eixo Banbuiú – Milagres - Bom Nome 230 kV foi feita uma análise de sensibilidade quanto às margens de escoamento no nível de barramento proporcionada por cada

alternativa. Para isso foi considerado o caso relativo ao Cenário 2 – Carga Média – Ano 2030 no qual foi feito um incremento de geração individualmente em cada um dos barramentos envolvidos na reconfiguração. A Tabela 7-1 resume os resultados encontrados.

Tabela 7-1 - Margens de escoamento - Análise 4

Barramento	Alternativa 1		Alternativa 2	
	Margem (MW)	Limitante	Margem (MW)	Limitante
Abaiara 230 kV	420	sobrecarga na LT 230 kV Abaiara - Milagres C1 na contingência da LT 230 kV Abaiara-Crato II C2	230	sobrecarga na LT 230 kV Abaiara - Milagres em regime normal
Araticum 230 kV	90	sobrecarga na LT 230 kV Araticum - Milagres C1 na contingência do C2	280	sobrecarga na LT 230 kV Abaiara - Milagres na contingência da LT 230 kV Araticum - Milagres C2
Crato II 230 kV	580	sobrecarga na LT 230 kV Crato II - Abaiara na contingência da LT 230 kV Chapada III - Crato II	580	sobrecarga na LT 230 kV Crato II - Milagres na contingência da LT 230 kV Chapada III - Crato II
Gameleira 230 kV	690	sobrecarga na LT 230 kV Gameleira - Milagres C1 na contingência do C2	690	sobrecarga na LT 230 kV Gameleira - Milagres C1 na contingência do C2
Icó 230 kV	670	sobrecarga na LT Icó - Gameleira C1 na contingência do C2	670	sobrecarga na LT Icó - Gameleira C1 na contingência do C2

Observa-se que as margens encontradas para os barramentos Crato II, Gameleira e Icó são idênticas nas duas alternativas. Para os barramentos Abaiara e Araticum, no entanto, observa-se um melhor desempenho da Alternativa 1 que permite um escoamento de 510 MW adicionais considerando os despachos dois barramentos em conjunto.

Como na Alternativa 2 os barramentos Abaiara e Araticum concorrem pelo escoamento na LT 230 kV Abaiara – Milagres C1, que é o circuito com fator limitante neste caso, o escoamento conjunto dos dois barramentos é inferior à soma das margens individuais dos barramentos e acaba ficando limitado a montantes de geração da ordem de 50% da margem alcançada pela configuração da Alternativa 1.

7.5 Configuração recomendada

A seguir são apresentados os resultados das simulações para a configuração recomendada, isto é, considerando as obras comuns à todas as análises técnico-econômicas e as obras consideradas vencedoras em cada uma das análises técnico-econômicas efetuadas.

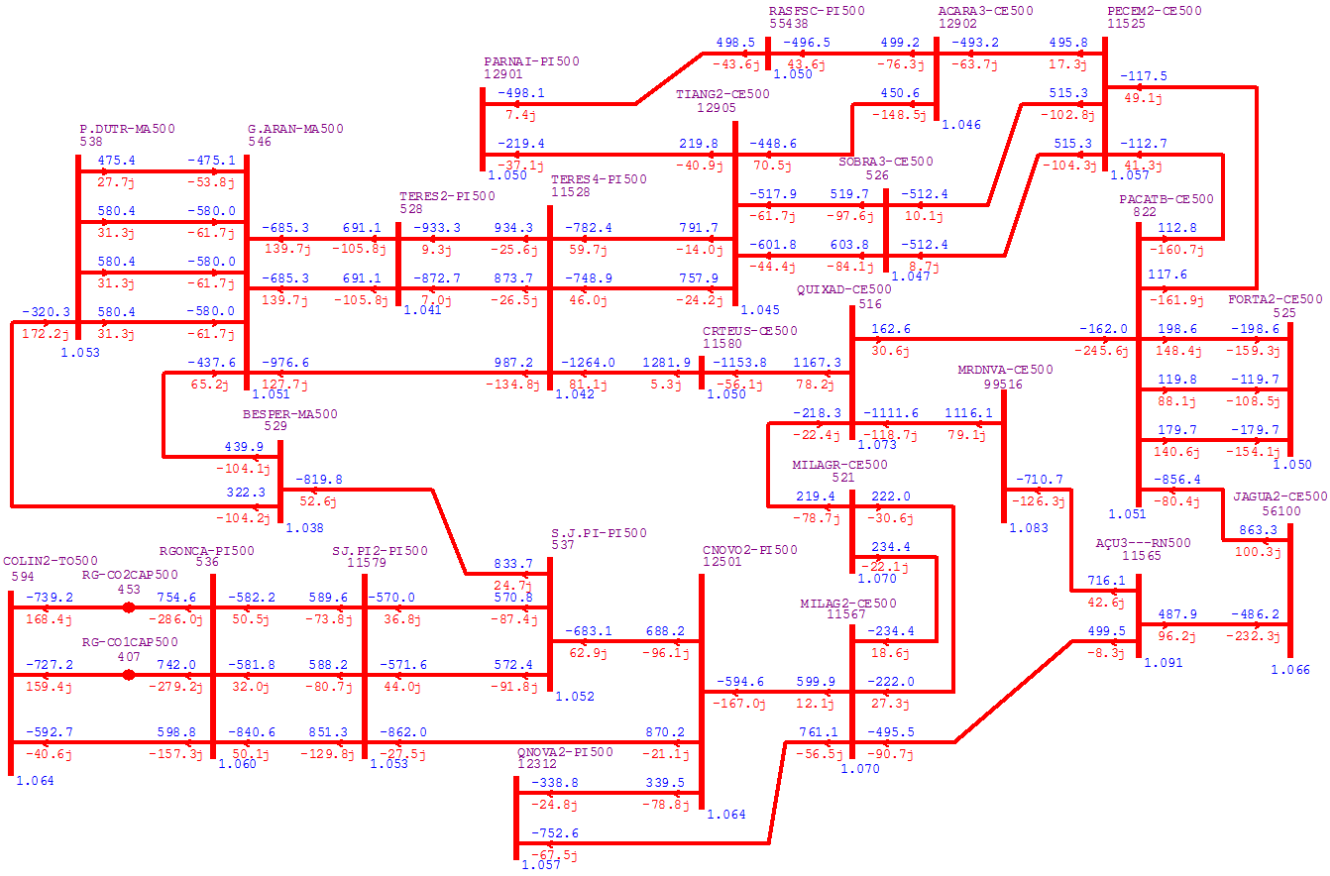


Figura 7-144 – Cenário 2 – Carga Média – Regime normal de operação – Ano 2028

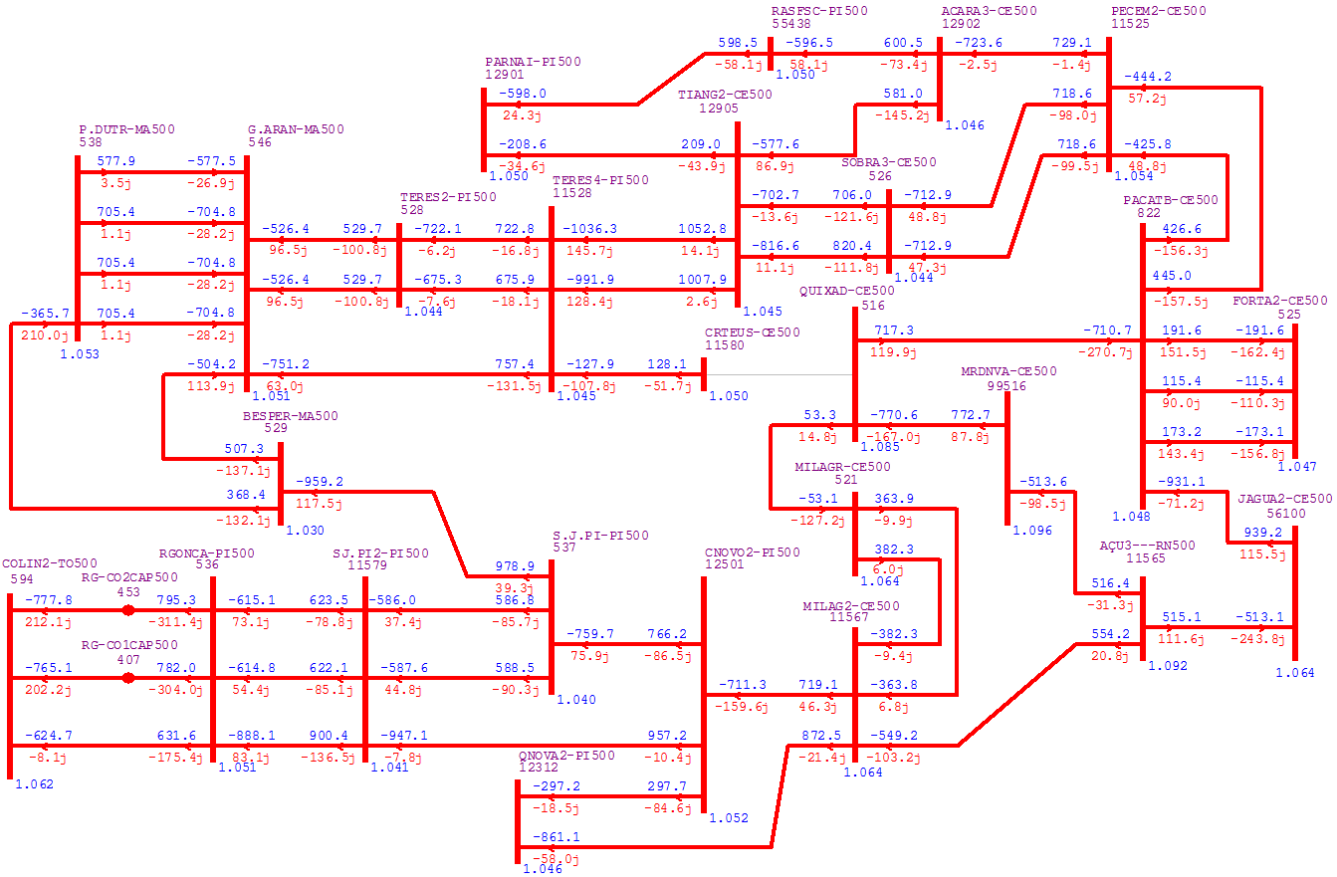


Figura 7-145 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Quixadá - Crateús – Ano 2028

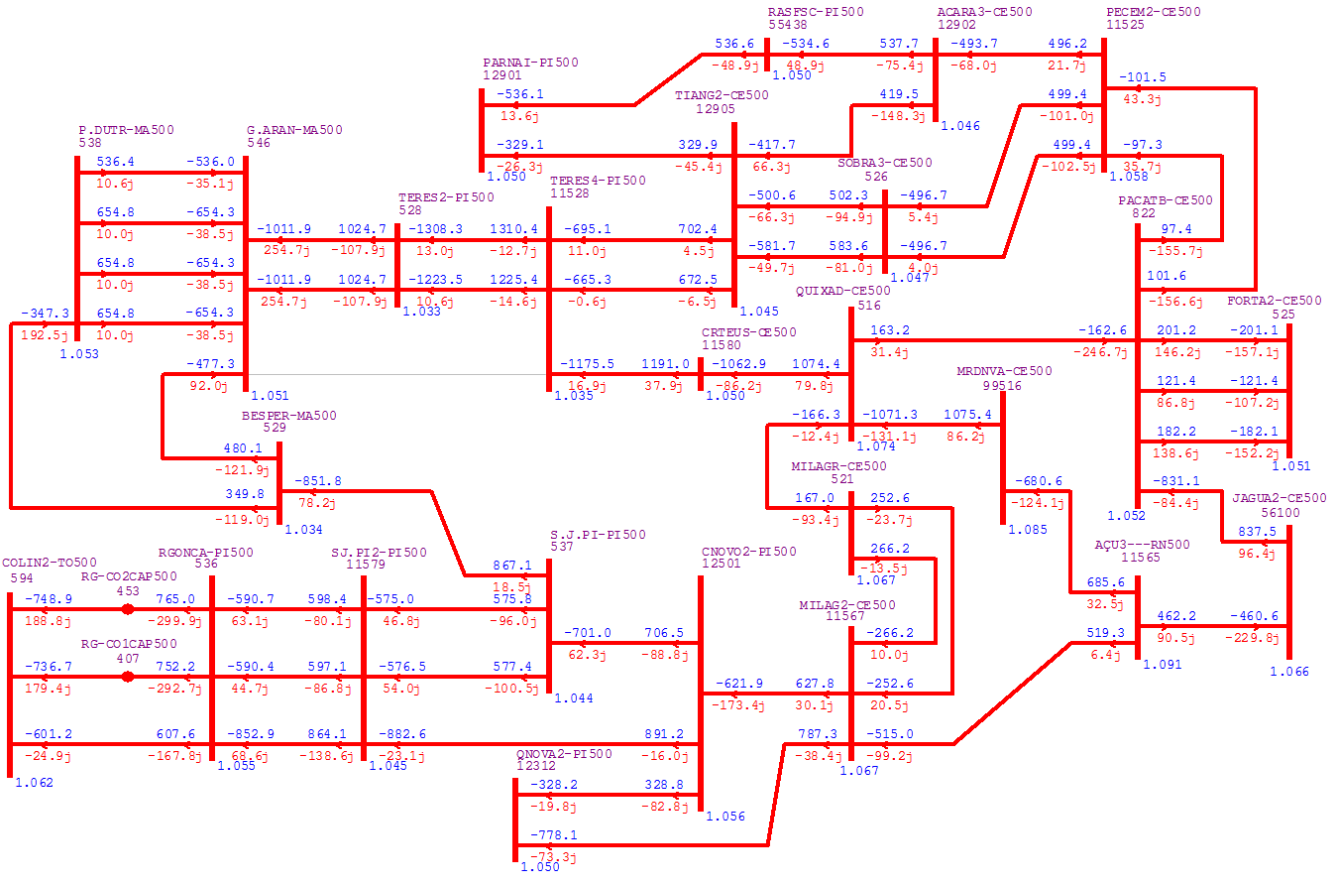


Figura 7-146 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Teresina IV – Graça Aranha – Ano 2028

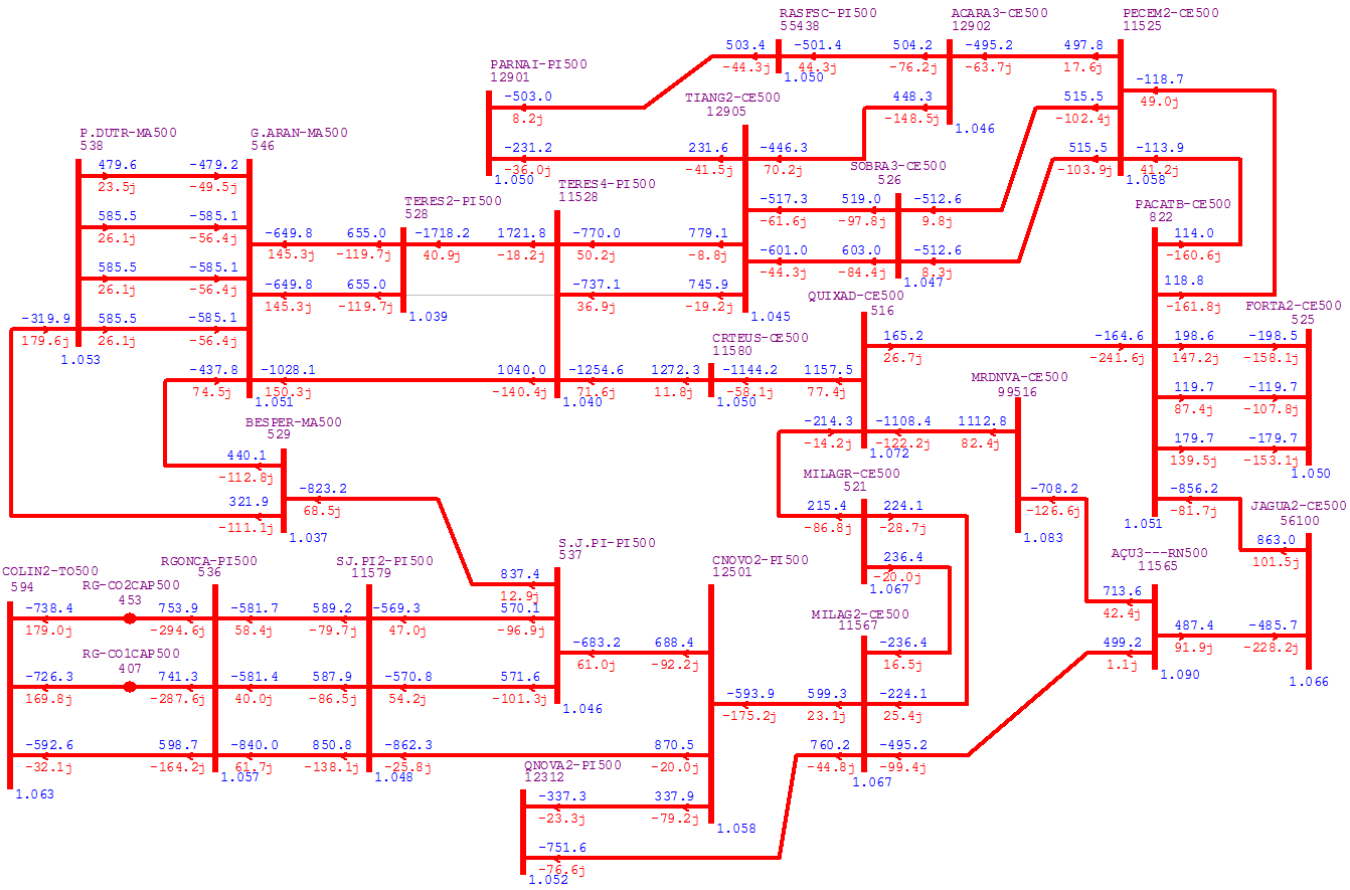


Figura 7-147 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Teresina IV – Teresina II – Ano 2028

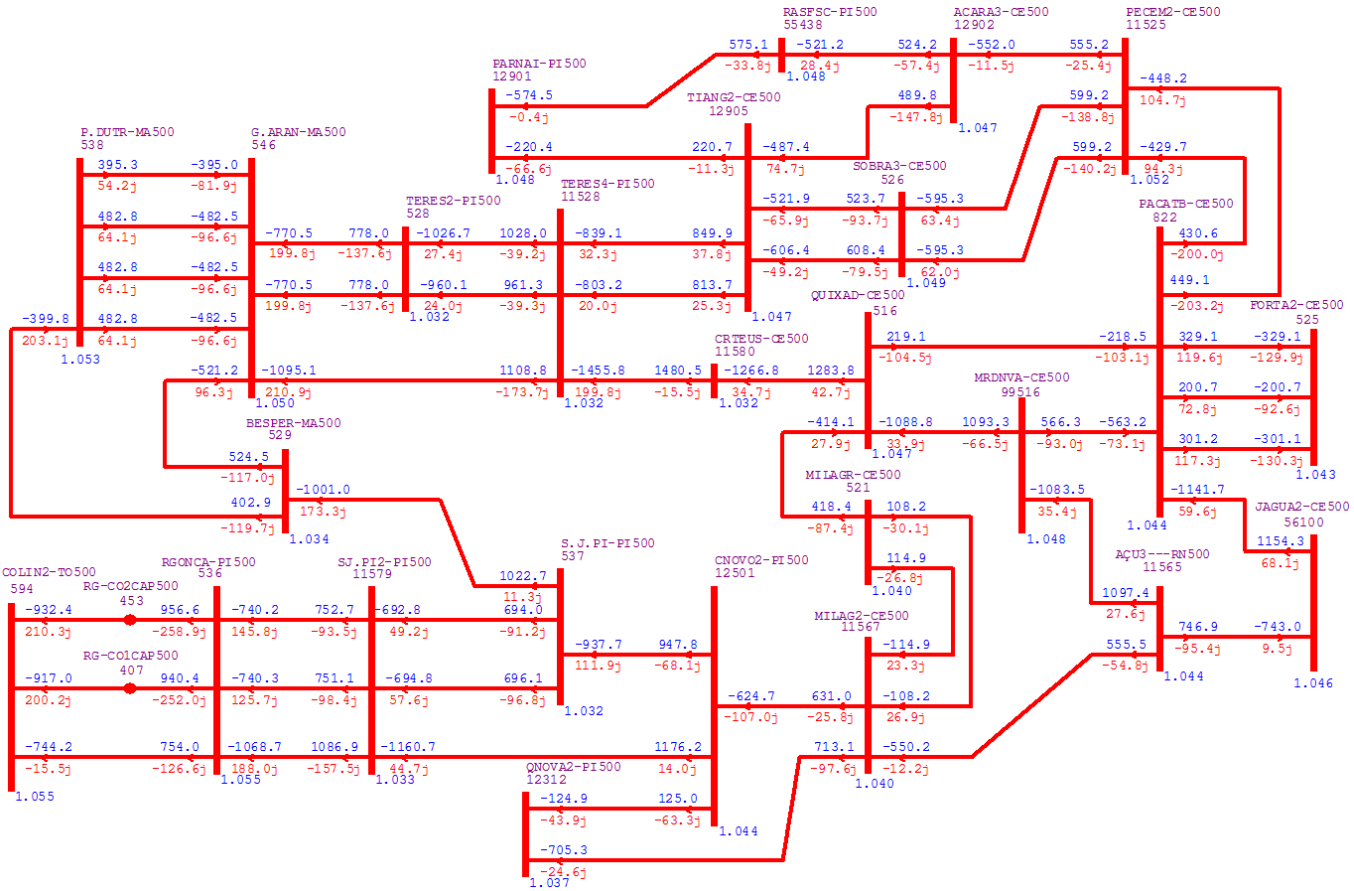


Figura 7-148 – Cenário 2 – Carga Média – Regime normal de operação – Ano 2030

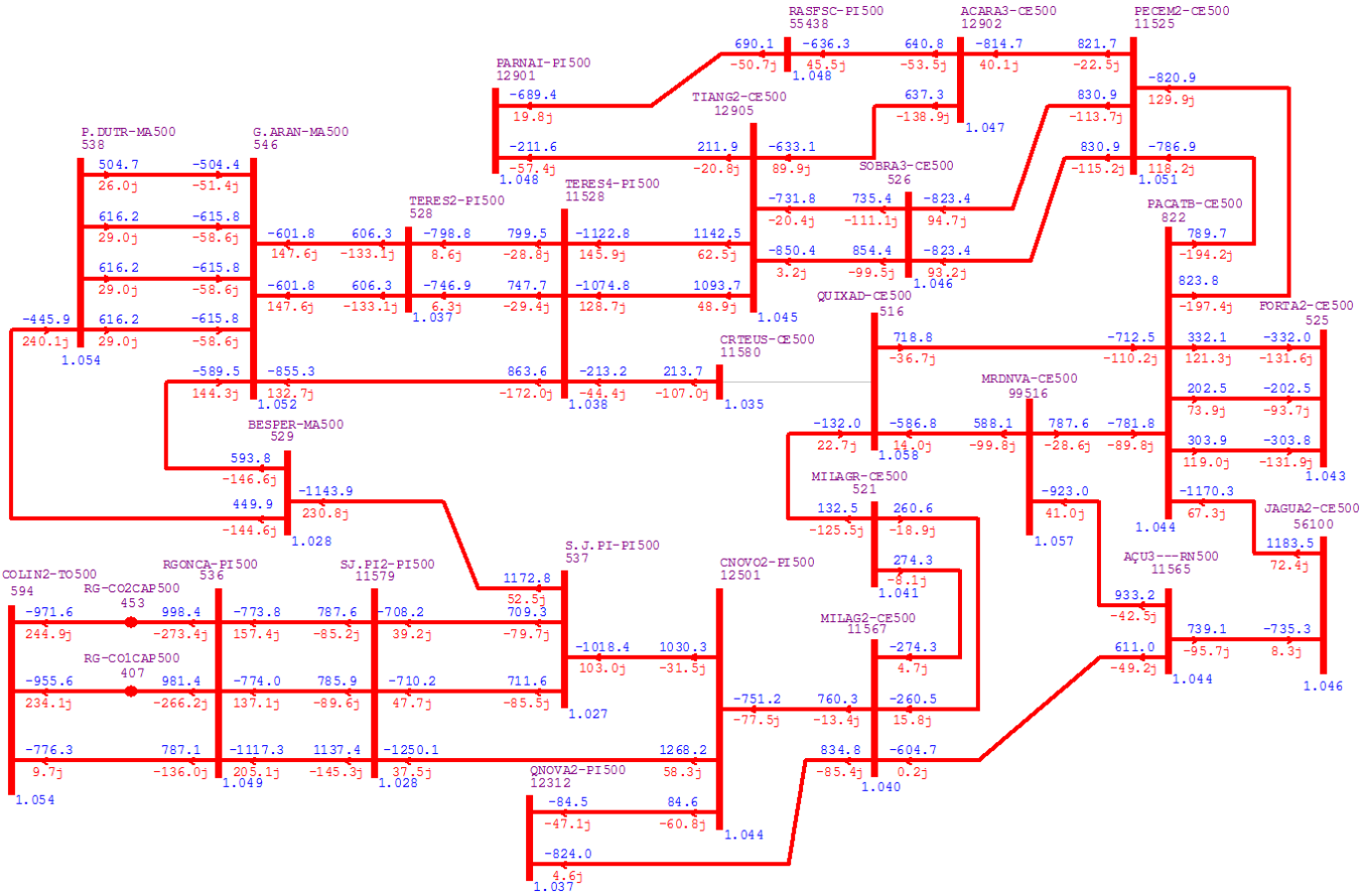


Figura 7-149 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Quixadá – Crateús – Ano 2030

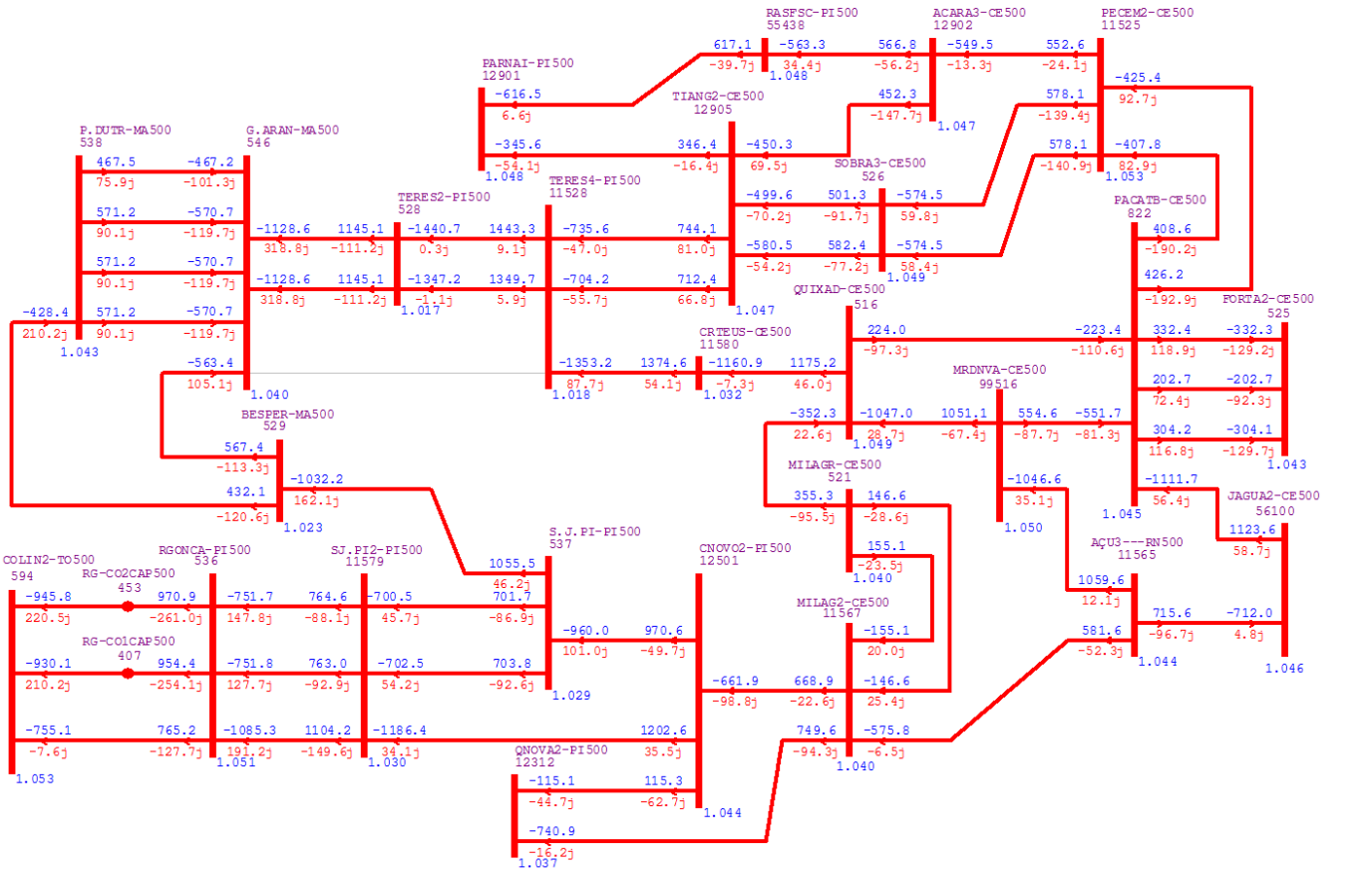


Figura 7-150 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Teresina IV – Graça Aranha – Ano 2030

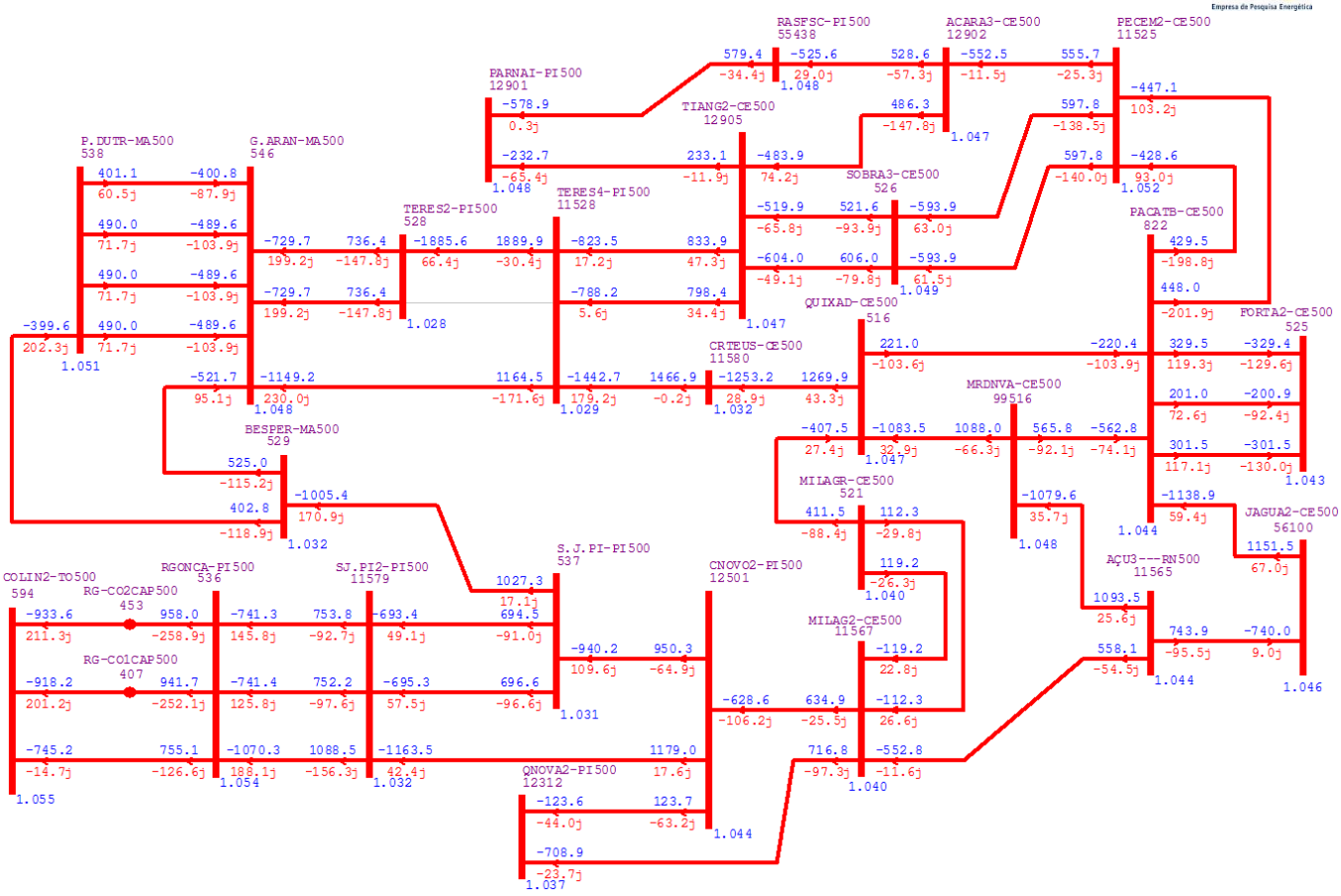


Figura 7-151 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Teresina IV – Teresina II– Ano 2030

8 ANÁLISE ECONÔMICA

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas foi utilizado o documento: "Base de Referência de Preços ANEEL – Março de 2021", Ref.[6]; e o método dos rendimentos necessários, com o truncamento das séries temporais no ano 2037.

Para valoração das perdas elétricas, utilizou-se custo de 187,46 R$/MWh, calculado com base no custo marginal de expansão da geração informado pela EPE Ref. [7]. Para ponderação das perdas, foram simulados os patamares de carga Pesada, Média e Leve, cenários 1, 2, 3 e 4, com 25% do tempo de permanência em cada cenário. O detalhamento das perdas elétricas em cada um dos cenários e patamares é apresentado no Anexo 18.3.

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

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

Alternativas	Rendimentos Necessários Investimento (R$)	Δ Perdas (R$)	Total (R$)	%	Ordem
Alternativa 1	318.683,73	10.607,57	329.291,30	103,2%	2º
Alternativa 2	338.976,88	0,00	338.976,88	106,3%	3º
Alternativa 3	316.486,69	2.529,39	319.016,08	100,0%	1º

Sob o ponto de vista técnico e econômico, recomenda-se a implantação da Alternativa 3, que é a alternativa de mínimo custo global.

A Tabela 8-2 apresenta a comparação econômica das alternativas da Análise Técnico-Econômica 2 levando-se em consideração custos de investimentos e diferencial de perdas.

Tabela 8-2 – Custo de investimento e perdas (R$ x 1000)

Alternativas	Rendimentos Necessários Investimento (R$)	Δ Perdas (R$)	Total (R$)	%	Ordem
Alternativa 1	918.239,02	17.572,55	935.811,57	100,8%	2º
Alternativa 2	924.177,42	4.569,72	928.747,14	100,0%	1º
Alternativa 3	963.628,70	0,00	963.628,70	103,8%	3º

Conforme observado na tabela acima, a análise econômica apontou um empate entre as alternativas analisadas, visto que a diferença percentual de custos (investimentos + perdas elétricas) é inferior a 5%. Segundo os critérios estabelecidos nesse estudo foi necessário considerar outros fatores para a

tomada de decisão sobre a alternativa a ser recomendada. Dentro desse contexto a Alternativa 3 foi considerada a alternativa vencedora, pois essa alternativa recomenda a implantação da "SE Seccionadora Piauí" (São João do Piauí II) mais próxima à subestação existente São João do Piauí, que já atingiu o limite de expansão para a transformação 500/230 kV. A nova SE São João do Piauí II proporcionará, portanto, melhores condições para a expansão futura do sistema de 230 kV na região e, quando comparada com as demais alternativas, essa configuração apresenta maior sinergia com as necessidades de atendimento ao crescimento do mercado além de prover uma nova subestação coletora de geração.

A Tabela 8-3 apresenta a comparação econômica das alternativas da Análise Técnico-Econômica 3 levando-se em consideração custos de investimentos e diferencial de perdas.

Tabela 8-3 – Custo de investimento e perdas (R$ x 1000)

Alternativas	Rendimentos Necessários Investimento (R$)	Δ Perdas (R$)	Total (R$)	%	Ordem
Alternativa 1	179.459,38	16.756,39	196.215,77	124,2%	2º
Alternativa 2	158.041,40	0,00	158.041,40	100,0%	1º

Sob o ponto de vista técnico e econômico, recomenda-se a implantação da Alternativa 2, que é a alternativa de mínimo custo global.

A Tabela 8-4 apresenta a comparação econômica das alternativas da Análise Técnico-Econômica 4 levando-se em consideração custos de investimentos e diferencial de perdas.

Tabela 8-4 – Custo de investimento e perdas (R$ x 1000)

Alternativas	Rendimentos Necessários Investimento (R$)	Δ Perdas (R$)	Total (R$)	%	Ordem
Alternativa 1	118.342,63	0,00	118.342,63	100,3%	2º
Alternativa 2	117.550,07	390,70	117.940,77	100,0%	1º

Sob o ponto de vista técnico e econômico, recomenda-se a implantação da Alternativa 1, visto que ela proporciona maior aumento margem de escoamento no sistema de 230 kV da região conforme apresentado no item 7.4.3.

Os planos de obras referentes a cada alternativa são apresentados no item 18.4.

9 ANÁLISE DE SOBRETENSÕES À FREQUÊNCIA INDUSTRIAL 60 HZ

A seguir estão resumidos os resultados das simulações de energização e rejeição das novas linhas de transmissão indicadas neste relatório.

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

A análise de rejeição de carga tem o objetivo de verificar os reflexos da abertura intempestiva das linhas de transmissão previstas. Dessa forma, estas análises buscam verificar a existência de sobretensões acima da suportabilidade dos equipamentos associados quando de aberturas intempestivas em um dos terminais das linhas de transmissão devido a uma atuação da proteção ou falha humana.

Foi realizada a análise de rejeição no Cenário 2, patamar de Carga Média. Esta é a situação na qual o carregamento nas linhas de transmissão é mais elevado e o mínimo de reatores de barra desligados nos terminais, configurando-se condição mais adversa sob o ponto de vista de sobretensão.

9.1 Corredor 500 kV Quixadá – Crateús – Teresina IV

9.1.1 Energização

Caso utilizado: ano 2028, cenário 4.

As análises indicaram a viabilidade de energização do corredor 500 kV Quixadá – Crateús – Teresina IV, com a necessidade de implantação de reatores de linha de 165 Mvar em cada terminal do trecho Quixadá – Crateús (neste caso, foi considerado fora de operação o novo compensador síncrono na SE Crateús).

Com destaque para energização do trecho Crateús – Teresina IV (energização no sentido de Crateús – Teresina IV), pois foi verificada uma variação de tensão elevada no terminal do emissor (em torno de 8%), logo foi necessário considerar um reator de barra conectado em Crateús antes da energização do trecho em destaque, evitando assim sobretensões no terminal do emissor. A Figura 9-1 e a Figura 9-2 ilustram os resultados da sequência de simulações realizadas.

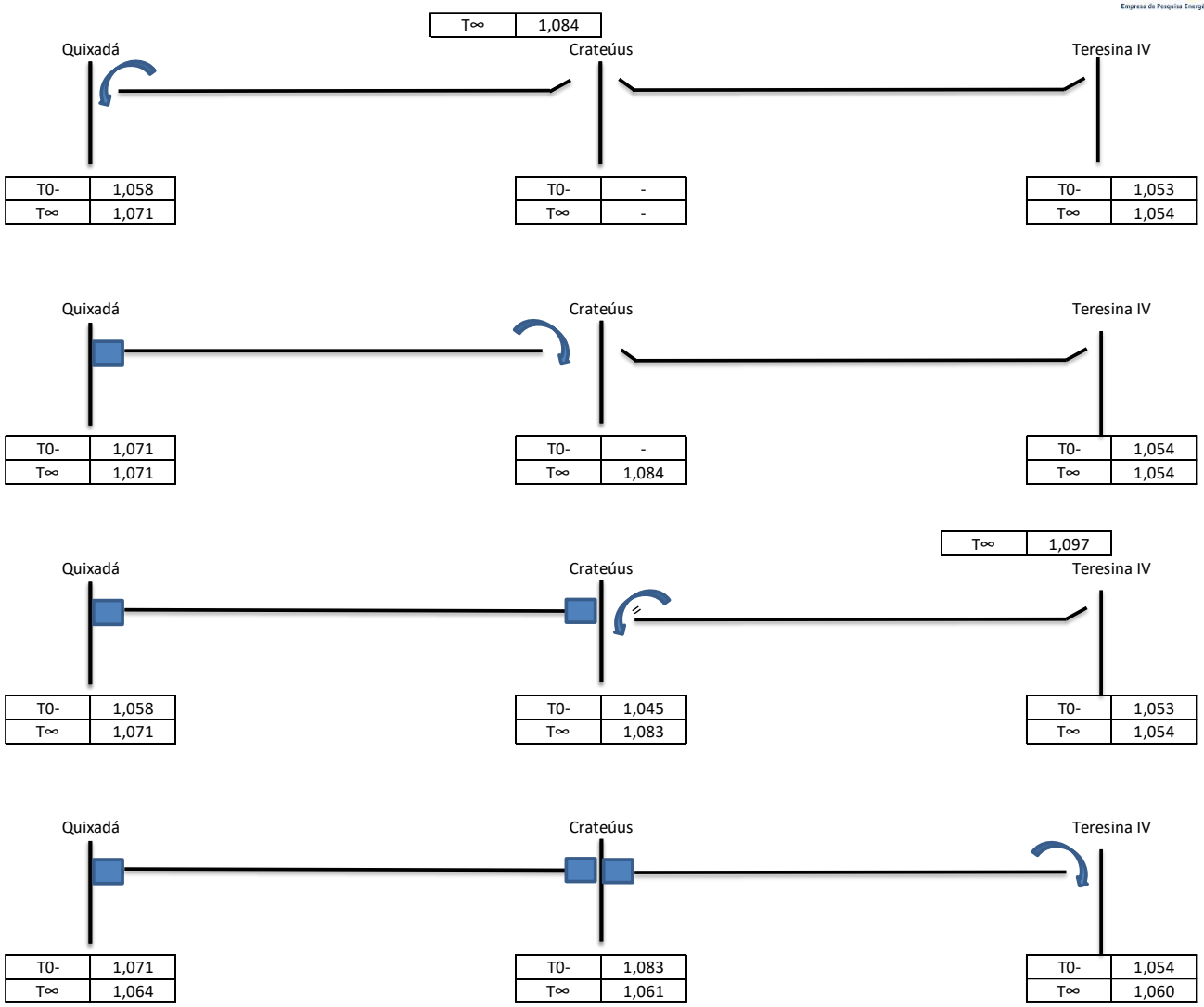


Figura 9-1 Energização do corredor – sentido Quixadá – Crateús - Teresina IV C1

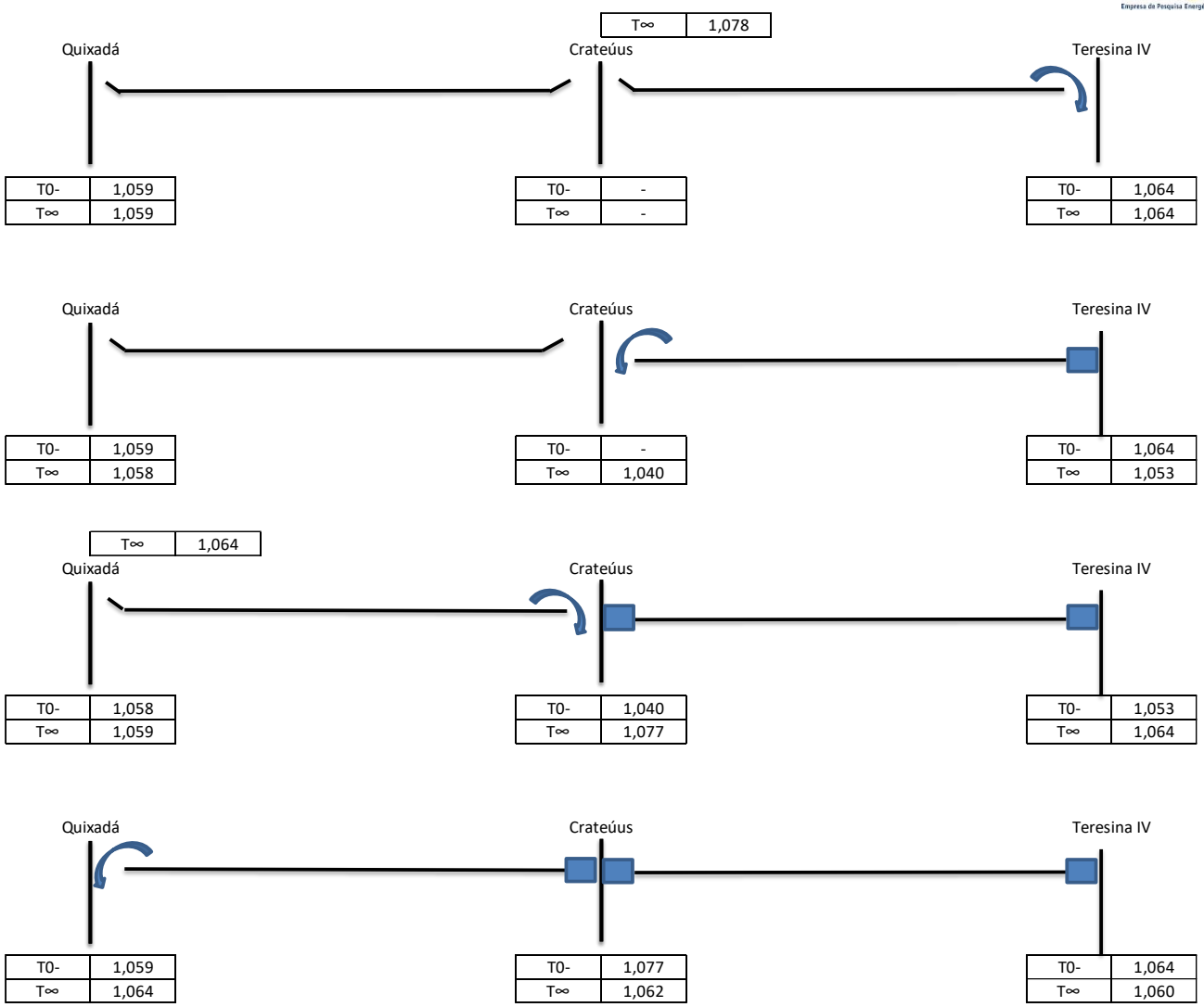


Figura 9-2 Energização do corredor – sentido Quixadá – Crateús - Teresina IV C1

9.1.2 Rejeição

Caso utilizado: ano 2030, cenário 2.

As análises indicaram a suportabilidade de rejeição simples com a presença dos reatores de linha já recomendados. Além disso, foi considerada a atuação do compensador síncrono de -200/300 Mvar (SE Crateús) para suportar a rejeição nos terminais Teresina IV e, visto que auxilia na manutenção da tensão dos terminais emissores dentro dos limites aceitáveis. A figura abaixo ilustra os resultados da sequência de simulações realizadas.

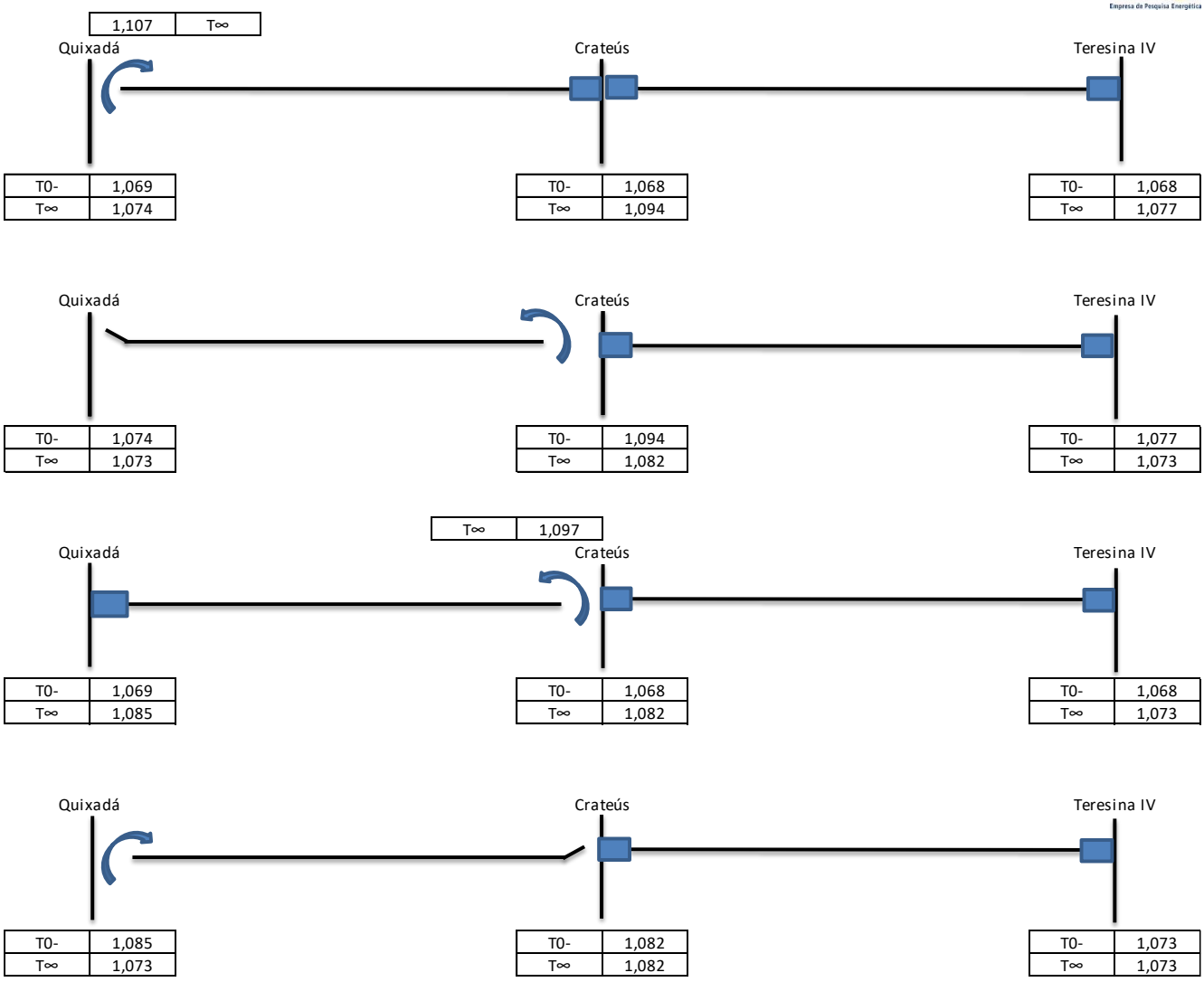


Figura 9-3 Rejeição simples da LT 500 kV Quixadá - Crateús C1

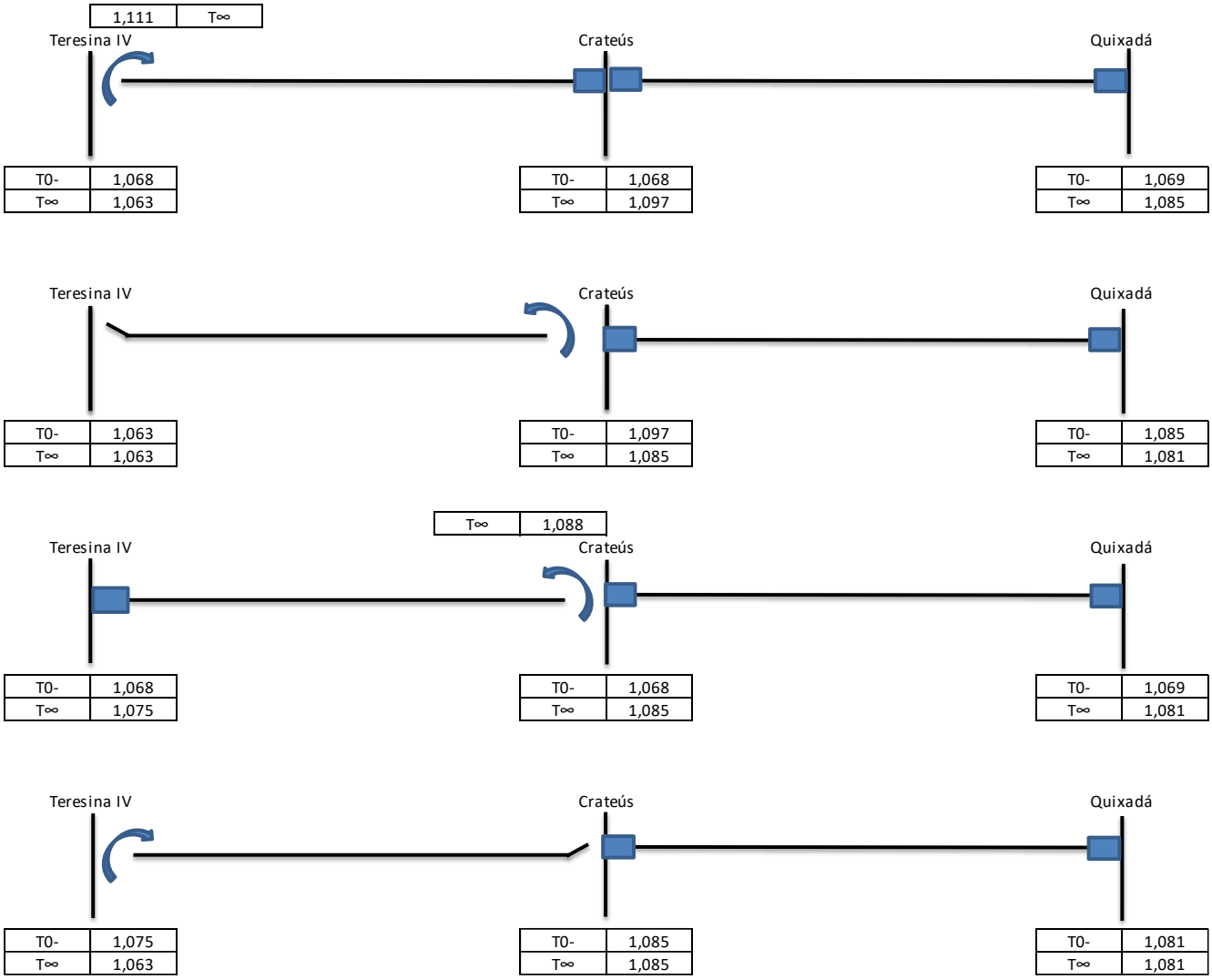


Figura 9-4 Rejeição simples da LT 500 kV Teresina IV - Crateús C1

9.2 LT 500 kV Teresina IV – Graça Aranha

9.2.1 Energização

Caso utilizado: ano 2028, cenário 4.

As análises indicaram a viabilidade de energização da LT 500 kV Teresina IV – Graça Aranha, com a necessidade de implantação de reatores de linha de 165 Mvar em cada terminal. A Figura 9-5 ilustra os resultados da sequência de simulações realizadas.

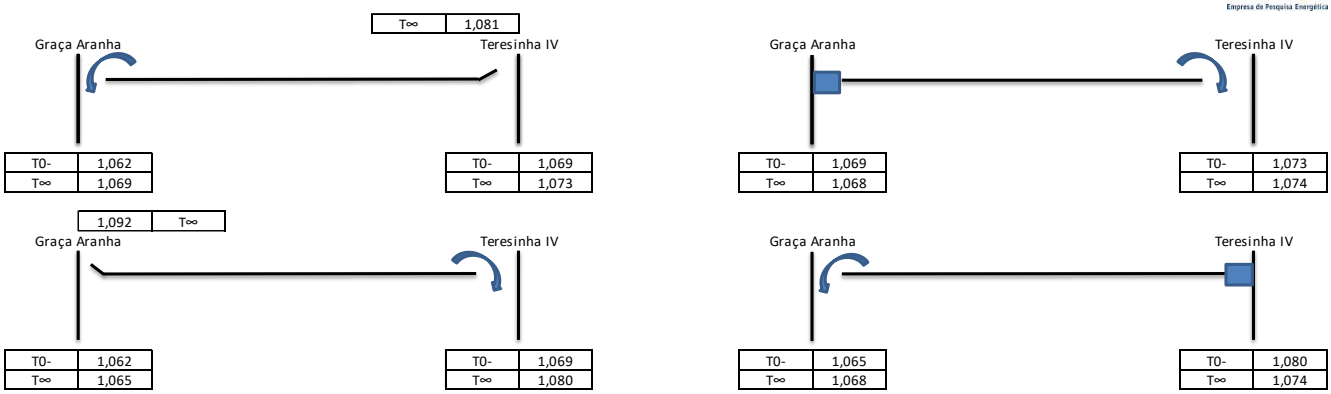


Figura 9-5 Energização da LT 500 kV Teresina IV – Graça Aranha C1

9.2.2 Rejeição

Caso utilizado: ano 2030, cenário 2.

As análises indicaram a suportabilidade de rejeição simples com a presença dos reatores de linha já recomendados. A figura abaixo ilustra os resultados da sequência de simulações realizadas.

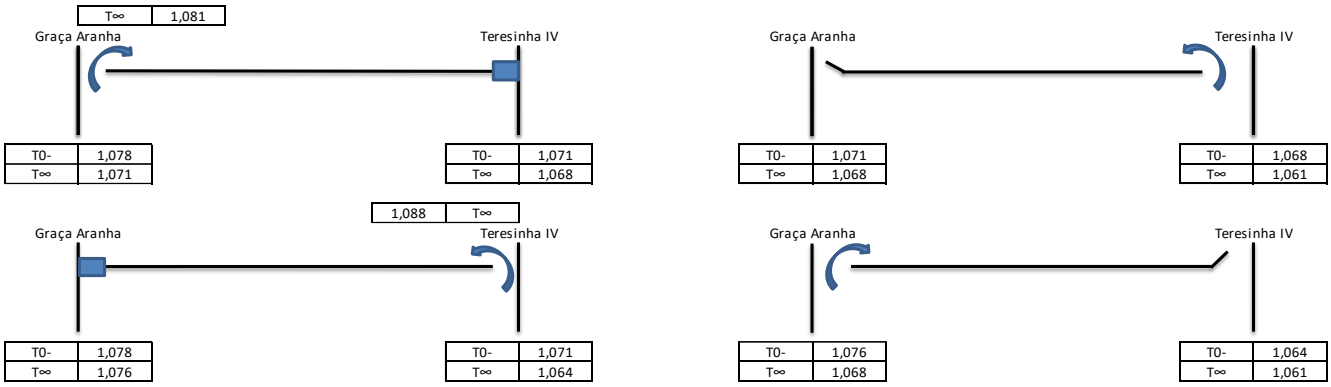


Figura 9-6 Rejeição da LT 500 kV Teresina IV – Graça Aranha C1

9.3 LT 500 kV Tianguá II – Teresina IV C1 e C2

9.3.1 Energização

Caso utilizado: ano 2028, cenário 4.

- **Manobra do Circuito 1 (Circuito 2 desligado)**

As análises indicaram a viabilidade de energização da LT 500 kV Tianguá II – Teresina IV C1 e C2, considerando o remanejamento dos reatores de linha fixos de 150 Mvar das LTs 500 kV Tianguá – Teresina II C1 e C2 do terminal Teresina II para o terminal Teresina IV. A Figura 9-7 ilustra os resultados da sequência de simulações realizadas.

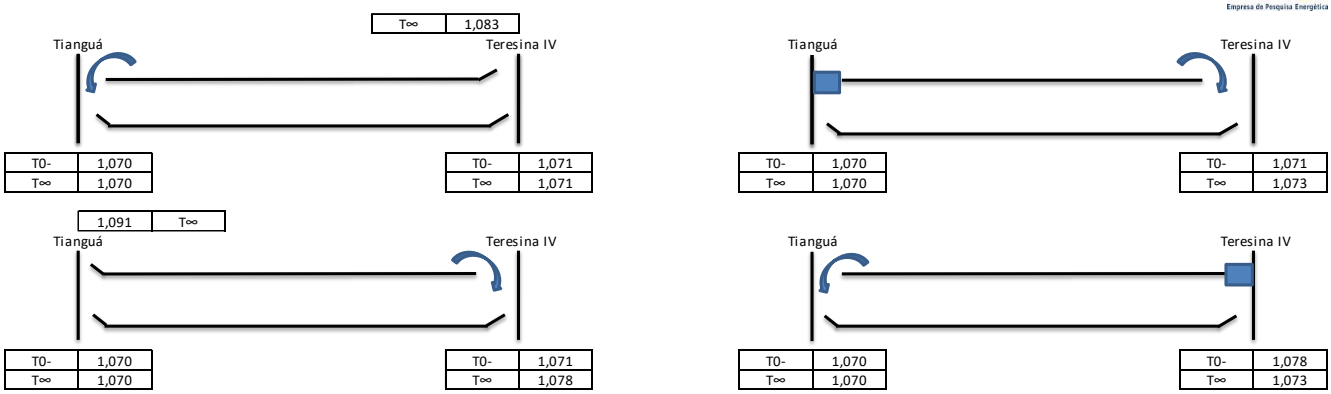


Figura 9-7 Energização da LT 500 kV Tianguá – Teresina IV C1 (C2 desligado)

- **Manobra do Circuito 1 (Circuito 2 ligado)**

As análises indicaram que não houve a necessidade de compensação reativa adicional para viabilizar a energização do circuito em questão, segundo os critérios estabelecidos. A ilustra os resultados da sequência de simulações realizadas.

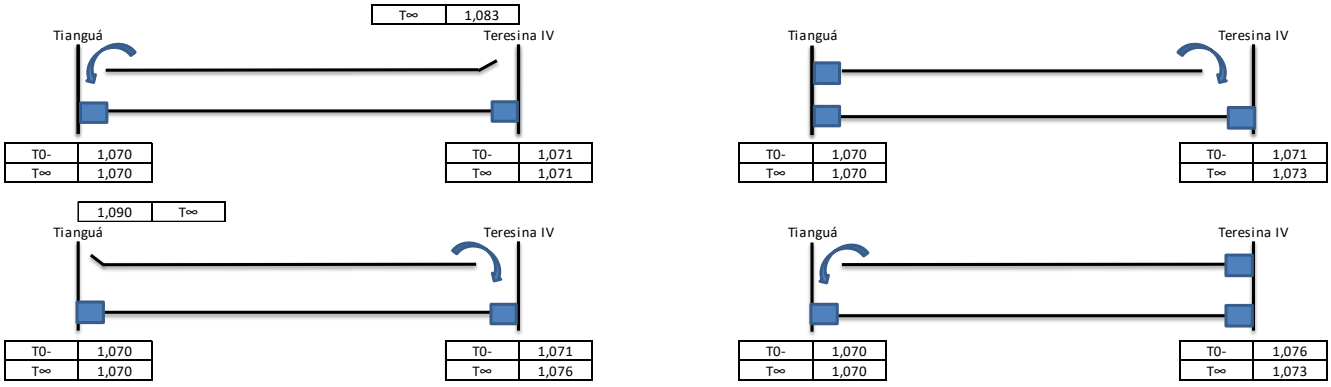


Figura 9-8 Energização da LT 500 kV Tianguá – Teresina IV C1 (C2 ligado)

9.3.2 Rejeição

Caso utilizado: ano 2030, cenário 2.

As análises indicaram a suportabilidade de rejeição simples com a presença dos reatores de linha já recomendados. As figuras abaixo ilustram os resultados da sequência de simulações realizadas.

- **Manobra do Circuito 1 (Circuito 2 desligado)**

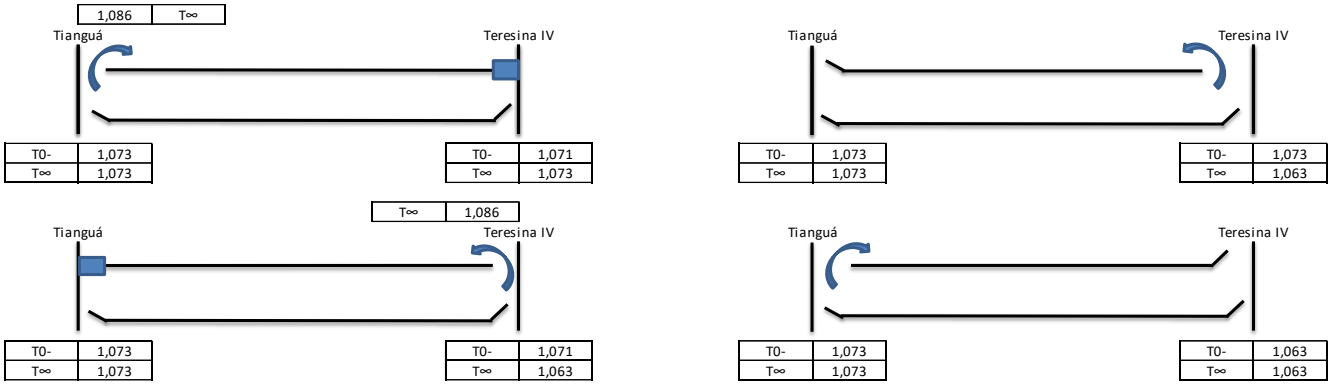


Figura 9-9 Rejeição simples da LT 500 kV Tianguá – Teresina IV C1 (C2 desligado)

- **Manobra do Circuito 1 (Circuito 2 ligado)**

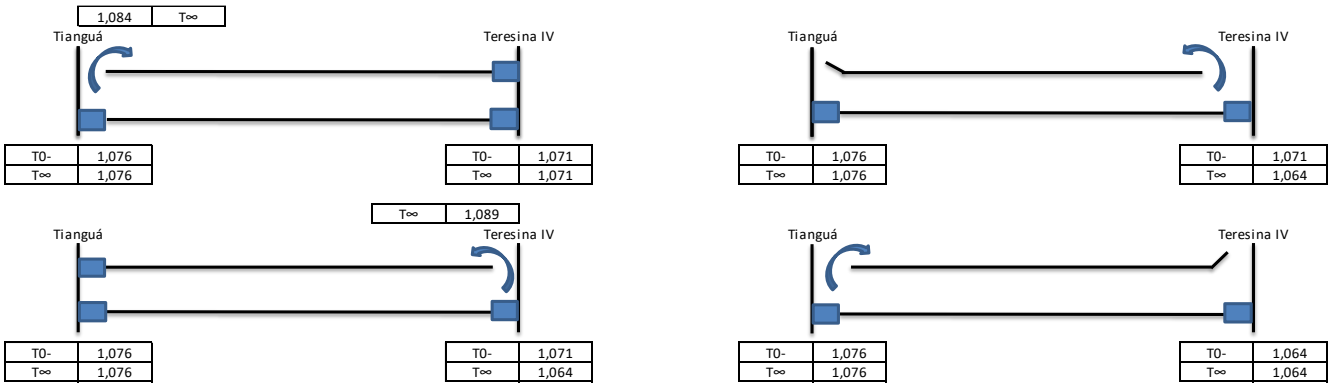


Figura 9-10 Rejeição simples da LT 500 kV Tianguá – Teresina IV C1 (C2 ligado)

- **Perda dupla**

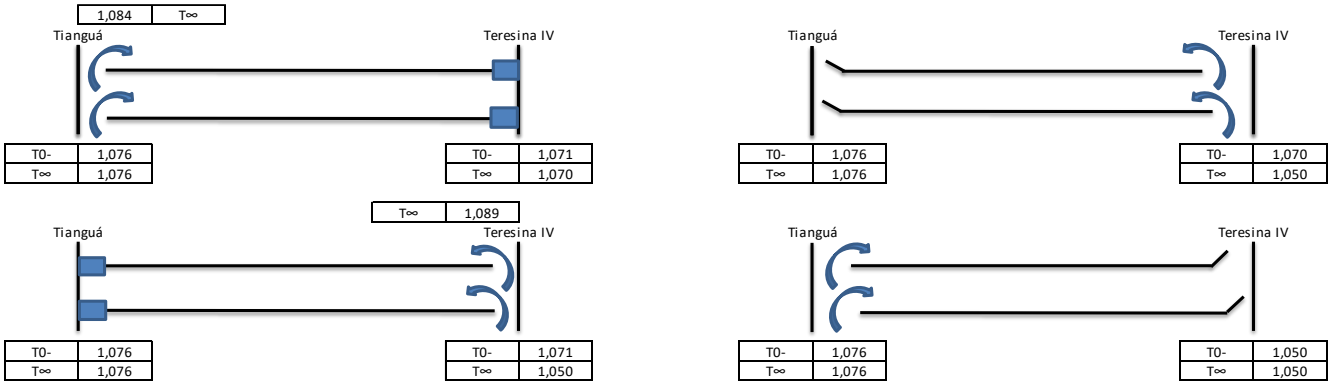


Figura 9-11 Rejeição dupla da LT 500 kV Tianguá – Teresina IV C1 e C2

9.4 LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – São João do Piauí II

9.4.1 Energização

Caso utilizado: ano 2028, cenário 4.

As análises indicaram a viabilidade de energização da LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – São João do Piauí II, com a necessidade de implantação de reatores de linha de 180 Mvar em cada terminal. A Figura 9-12 ilustra os resultados da sequência de simulações realizadas.

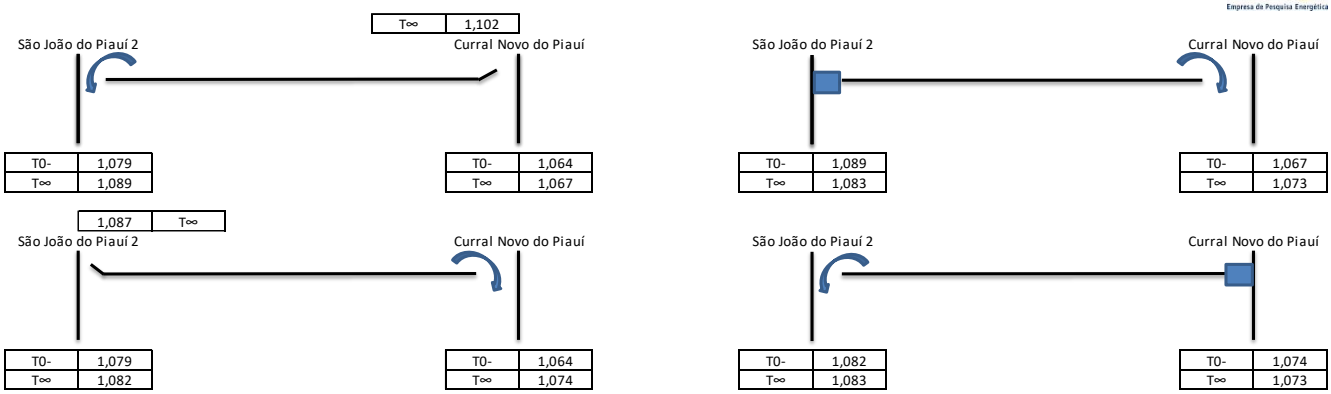


Figura 9-12 Energização da LT 500 kV Curral Novo do Piauí – São João do Piauí II C1

9.4.2 Rejeição

Caso utilizado: ano 2030, cenário 2.

As análises indicaram a suportabilidade de rejeição simples com a presença dos reatores de linha já recomendados.

A figura abaixo ilustra os resultados da sequência de simulações realizadas.

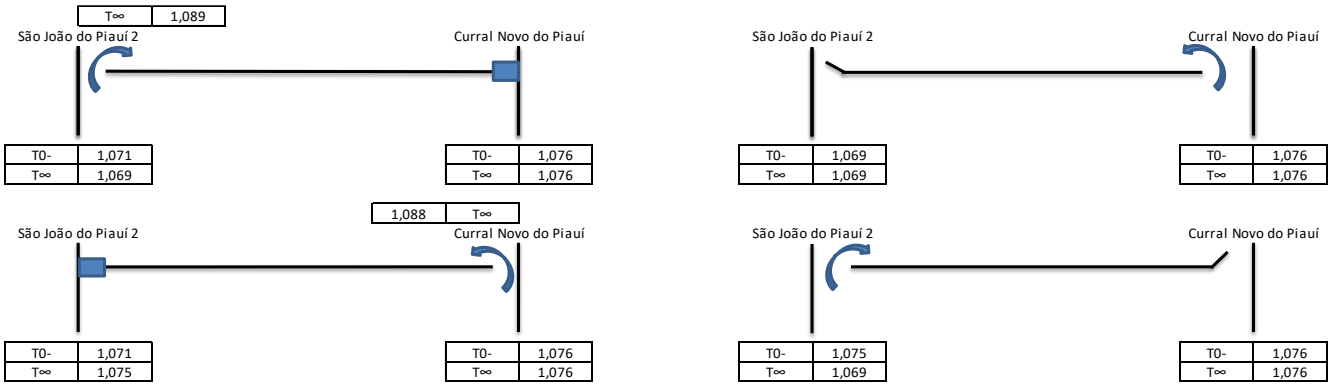


Figura 9-13 Rejeição da LT 500 kV Curral Novo do Piauí – São João do Piauí II C1

9.5 LT 500 kV São João do Piauí II – Ribeiro Gonçalves C3

9.5.1 Energização

Caso utilizado: ano 2028, cenário 4.

As análises indicaram a viabilidade de energização da LT 500 kV São João do Piauí II – Ribeiro Gonçalves C3, com a necessidade de implantação de reatores de linha de 250 Mvar em cada terminal. A Figura 9-5 ilustra os resultados da sequência de simulações realizadas.

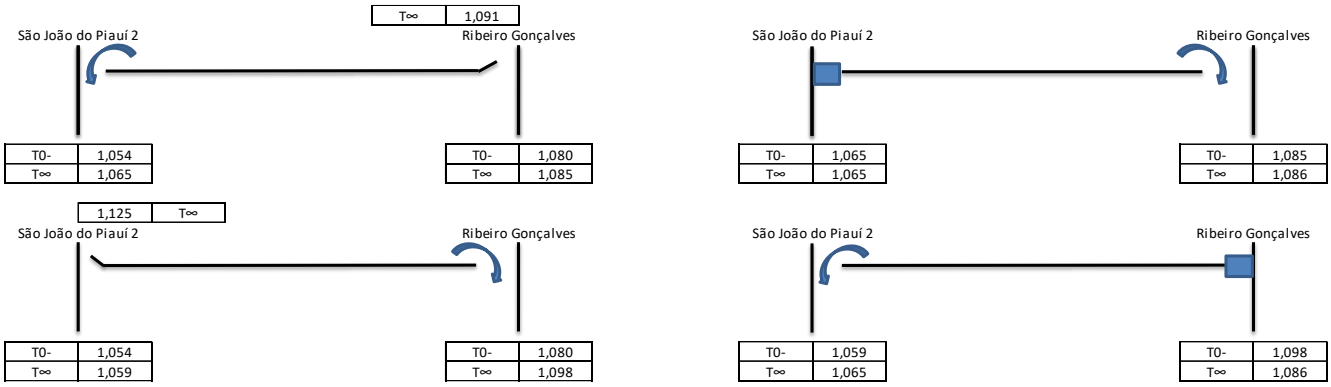


Figura 9-14 Energização da LT 500 kV São João do Piauí II – Ribeiro Gonçalves C1

9.5.2 Rejeição

Caso utilizado: ano 2030, cenário 2.

As análises indicaram a suportabilidade de rejeição simples com a presença dos reatores de linha já recomendados. A figura abaixo ilustra os resultados da sequência de simulações realizadas.

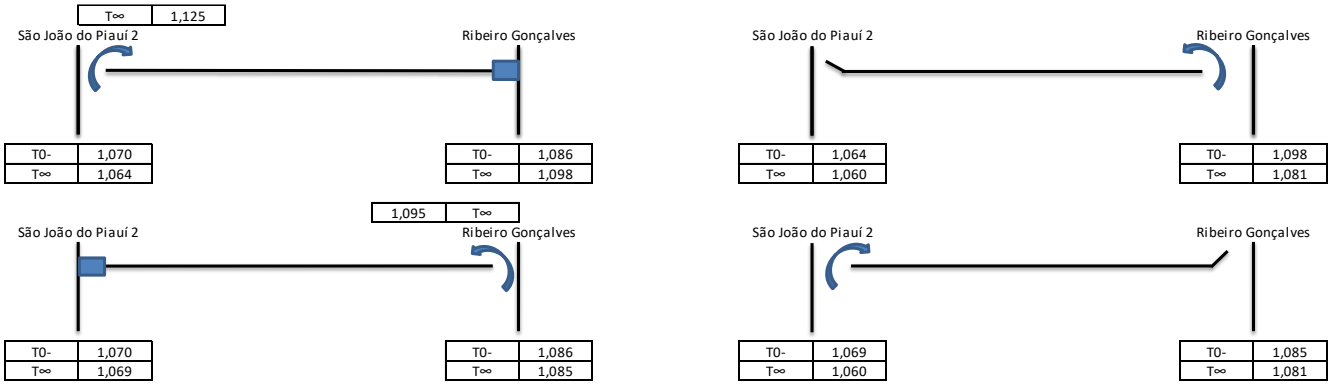


Figura 9-15 Rejeição da LT 500 kV São João do Piauí II – Ribeiro Gonçalves C1

9.6 LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C3

9.6.1 Energização

Caso utilizado: ano 2028, cenário 4.

As análises indicaram a viabilidade de energização da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C3, com a necessidade de implantação de reatores de linha de 300 Mvar em cada terminal. A Figura 9-16 ilustra os resultados da sequência de simulações realizadas.

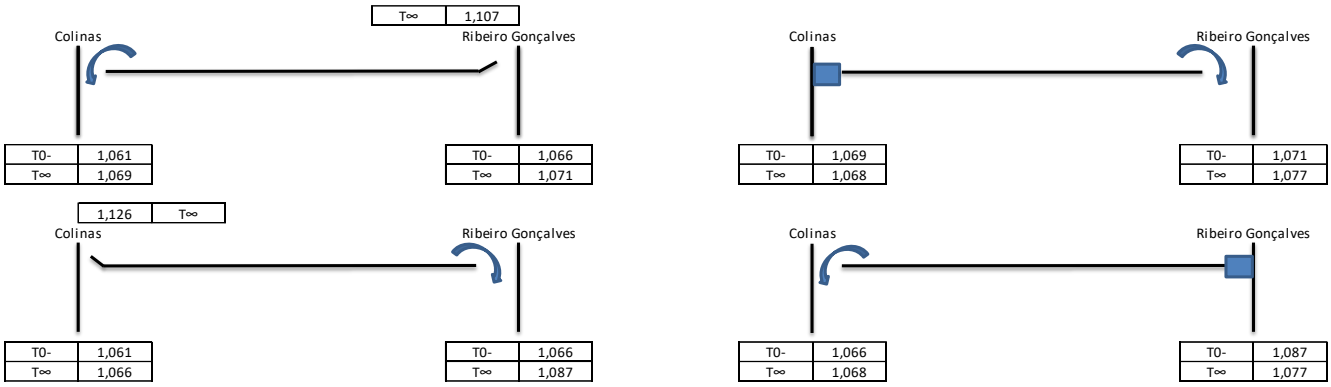


Figura 9-16 Energização da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C1

9.6.2 Rejeição

Caso utilizado: ano 2030, cenário 2.

As análises indicaram a suportabilidade de rejeição simples com a presença dos reatores de linha já recomendados. A figura abaixo ilustra os resultados da sequência de simulações realizadas.

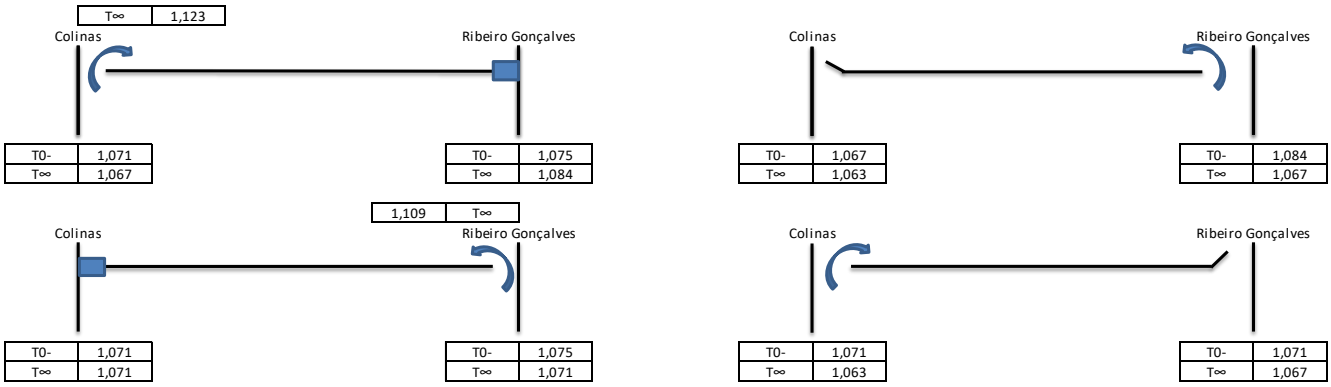


Figura 9-17 Rejeição da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C1

9.7 LT 500 kV Açu III – Morada Nova

9.7.1 Energização

Caso utilizado: ano 2028, cenário 4.

As análises indicaram a viabilidade de energização da LT 500 kV Açu III – Morada Nova, considerando o reator de linha de 150 Mvar no terminal Açu III e o remanejamento do reator da LT 500 kV Açu III – Quixadá, terminal Quixadá, para a barra da SE Morada Nova. A Figura 9-18 ilustra os resultados da sequência de simulações realizadas.

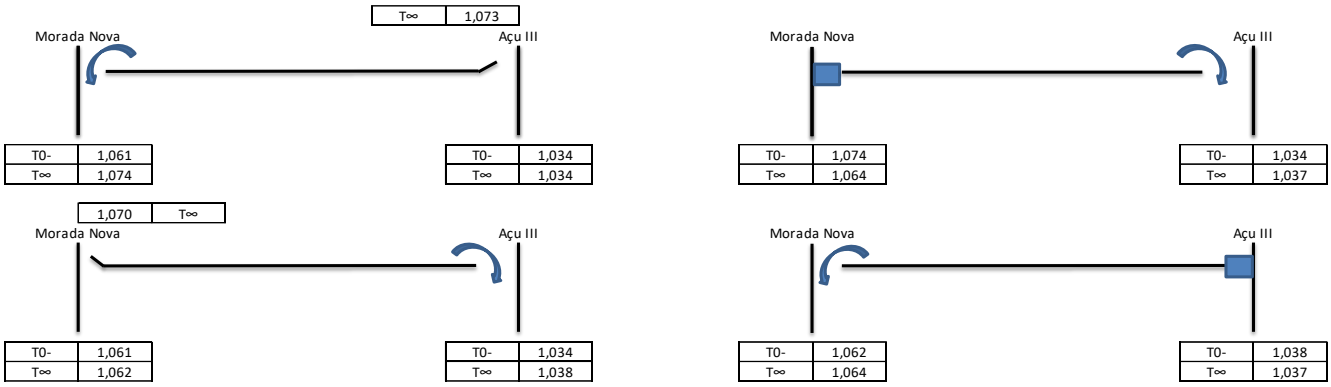


Figura 9-18 Energização da LT 500 kV Açu III – Morada Nova C1

9.7.2 Rejeição

Caso utilizado: ano 2030, cenário 2.

As análises indicaram a suportabilidade de rejeição simples com a presença dos reatores de linha já recomendados. A figura abaixo ilustra os resultados da sequência de simulações realizadas.

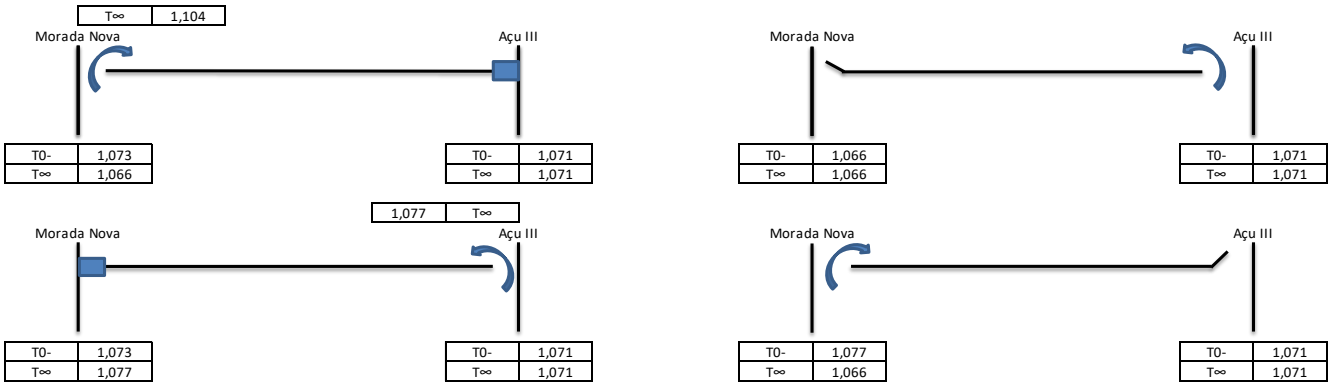


Figura 9-19 Rejeição da LT 500 kV Açu III – Morada Nova C1

9.8 LT 500 kV Quixadá – Pacatuba

9.8.1 Energização

Caso utilizado: ano 2028, cenário 4.

As análises indicaram a viabilidade de energização da LT 500 kV Quixadá – Pacatuba, sem a necessidade de reatores de linha, linha resultante do seccionamento da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II na SE Pacatuba. A Figura 9-20 ilustra os resultados da sequência de simulações realizadas.

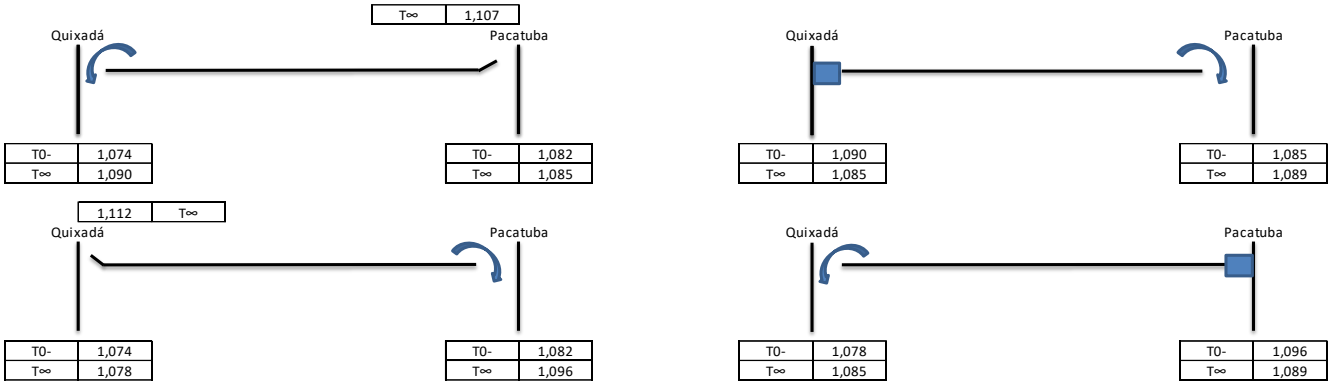


Figura 9-20 Energização da LT 500 kV Quixadá – Pacatuba C1

9.8.2 Rejeição

Caso utilizado: ano 2030, cenário 2.

As análises indicaram a suportabilidade de rejeição simples com a presença dos reatores de linha já recomendados. A figura abaixo ilustra os resultados da sequência de simulações realizadas.

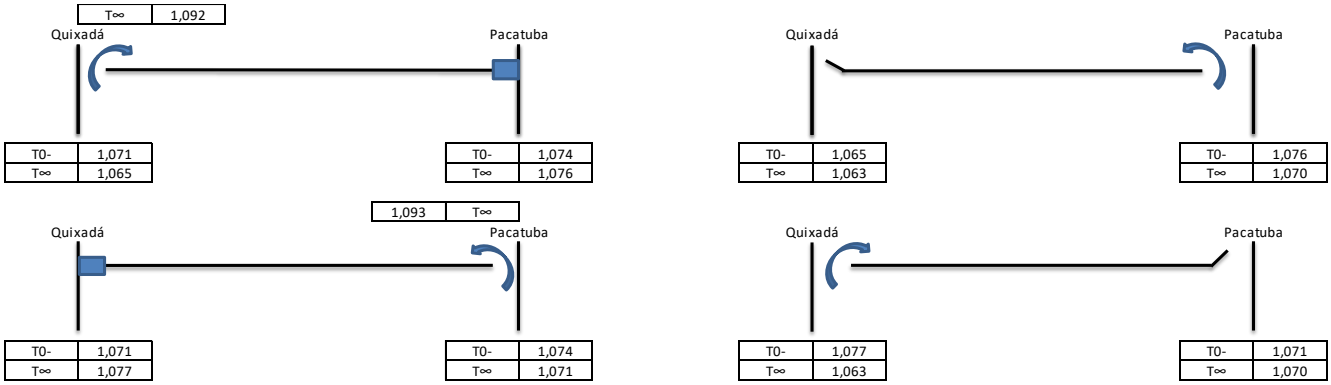


Figura 9-21 Rejeição da LT 500 kV Quixadá – Pacatuba C1

9.9 LT 500 kV Boa Esperança – Graça Aranha

9.9.1 Energização

Caso utilizado: ano 2028, cenário 4.

As análises indicaram a viabilidade de energização da LT 500 kV Boa Esperança – Graça Aranha, com a necessidade de implantação de reatores de linha de 70 Mvar em cada terminal. A Figura 9-22 ilustra os resultados da sequência de simulações realizadas.

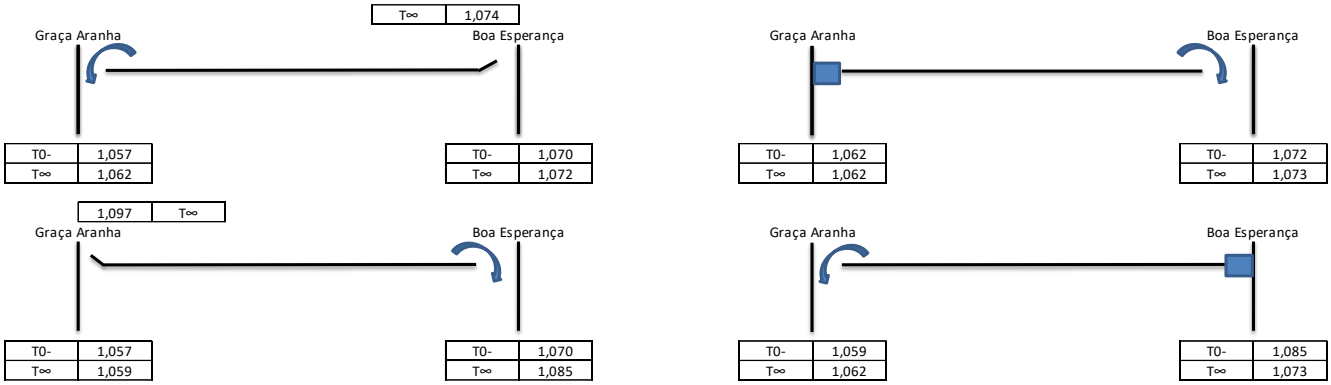


Figura 9-22 Energização da LT 500 kV Boa Esperança – Graça Aranha C1

9.9.2 Rejeição

Caso utilizado: ano 2030, cenário 2.

As análises indicaram a suportabilidade de rejeição simples com a presença dos reatores de linha já recomendados. A figura abaixo ilustra os resultados da sequência de simulações realizadas.

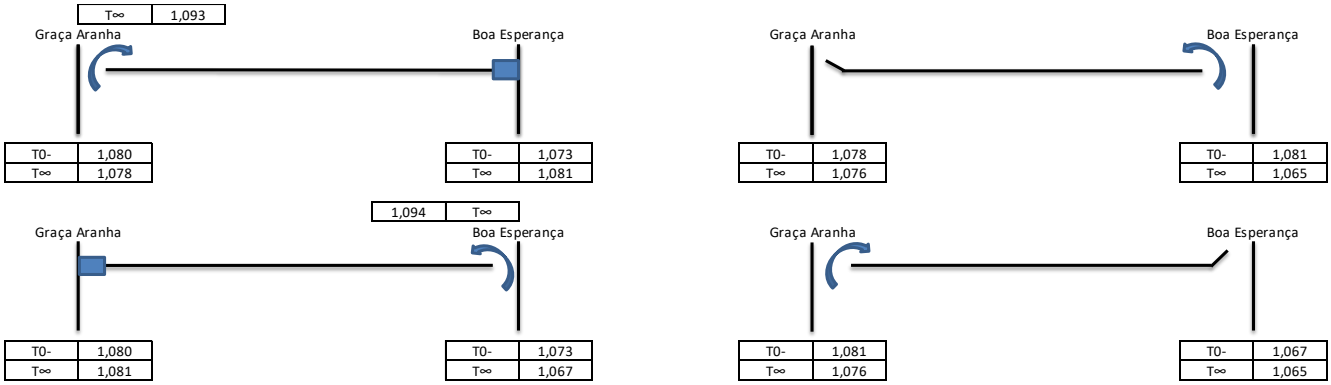


Figura 9-23 Rejeição da LT 500 kV Boa Esperança – Graça Aranha C1

9.10 LT 500 kV Morada Nova – Pacatuba

9.10.1 Energização

Caso utilizado: ano 2030, cenário 4.

As análises indicaram a viabilidade de energização da LT 500 kV Morada Nova – Pacatuba, sem a necessidade de reatores de linha. A Figura 9-24 ilustra os resultados da sequência de simulações realizadas.

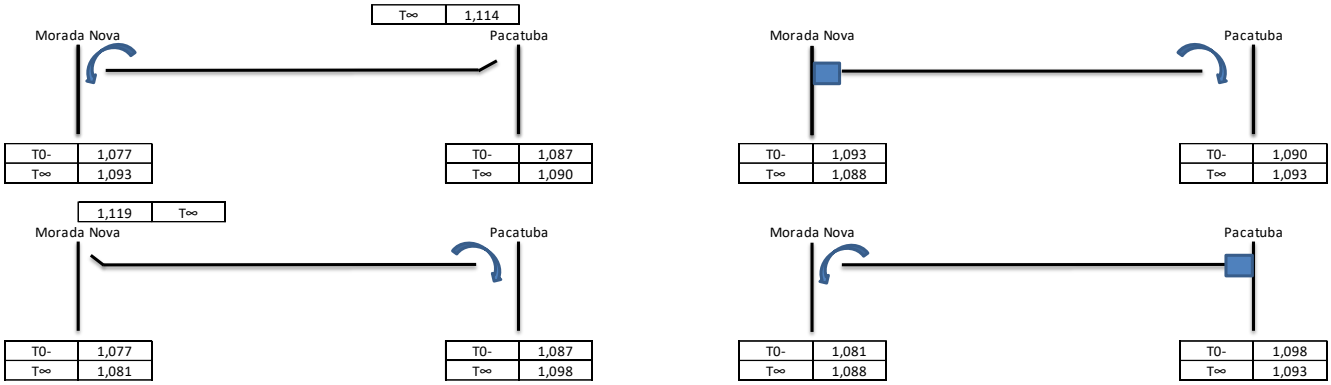


Figura 9-24 Energização da LT 500 kV Morada Nova – Pacatuba C1

9.10.2 Rejeição

Caso utilizado: ano 2030, cenário 2.

As análises indicaram a suportabilidade de rejeição simples com a presença dos reatores de linha já recomendados. A figura abaixo ilustra os resultados da sequência de simulações realizadas.

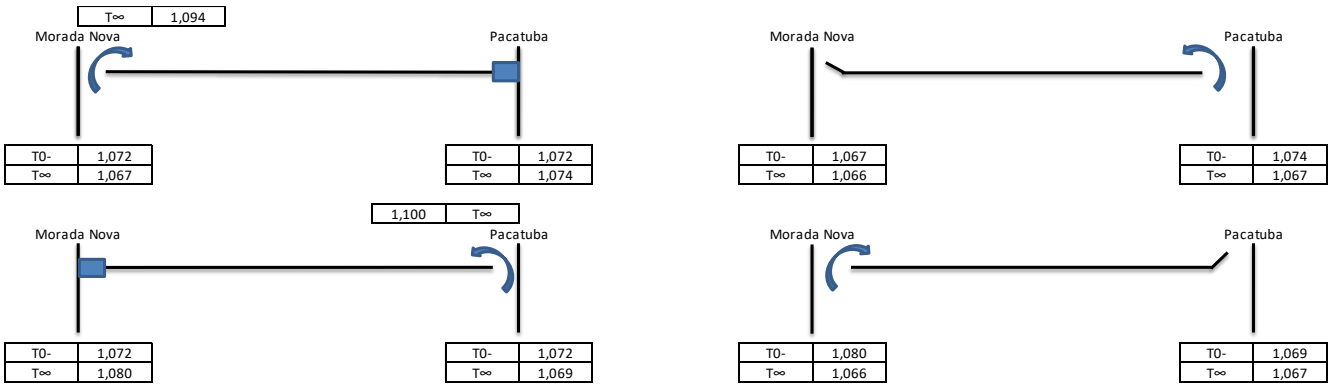


Figura 9-25 Rejeição da LT 500 kV Morada Nova – Pacatuba C1

10 Análise de sensibilidade – Modulação dos transformadores da SE Morada Nova

Dada a rápida dinâmica de acessos de empreendimentos de geração renovável na região nordeste, ainda durante a realização do presente estudo e também após a emissão original do relatório EPE-DEE-RE-014/2022-rev0, a região de influência da nova SE Morada Nova recebeu a confirmação de acesso, através da assinatura de Contratos de Uso do Sistema de Transmissão, de diversos empreendimentos de geração que totalizam 2350 MW, que não foram, portanto, considerados na concepção da solução original. Diante disso a EPE observou a necessidade de reavaliar a modulação dos transformadores 500/230 kV da nova SE Morada Nova, de modo a garantir que a solução recomendada seja capaz de escoar a geração futura que venha a se conectar na região sem que seja rapidamente esgotada. Na emissão original do estudo observava-se na contingência mais crítica para a transformação em questão, que é a contingência de uma das unidades transformadoras, um carregamento de 66% da capacidade de emergência na unidade remanescente. Considerando a conexão do montante adicional de geração esse carregamento atinge 77%.

Diante disso foi feita uma análise de sensibilidade econômica, considerando o método dos rendimentos necessários, de modo a comparar a modulação original recomendada de 600 MVA com uma modulação de 900 MVA. A Alternativa A considera a instalação de 2 bancos de autotransformadores de 600 MVA no ano inicial 2028 e que o terceiro banco seja necessário em um determinado ano futuro, que depende da entrada de novos projetos de geração na região. A Alternativa B considera a instalação de 2 bancos de autotransformadores de 900 MVA no ano inicial 2028.

Observou-se que caso a terceira unidade transformadora na Alternativa A seja necessária no ano 2030, ela se mostra 17,9% mais cara que a Alternativa B. Caso essa necessidade seja observada no ano 2032, a Alternativa A se mostra 9,1% mais cara. Considerando a necessidade no ano 2035, a Alternativa A se mostra 1,5% mais cara. Caso a necessidade ocorra a partir do ano 2036 a Alternativa A passa a ser a mais vantajosa. A Figura 10-1e Figura 10-2 mostram a contabilização dos custos das duas alternativas.

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
				Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					263.006,22	**148.485,56**	**23.362,17**	**72.810,77**
SE 500/230 kV MORADA NOVA (Nova)					**263.006,22**	**148.485,56**	**23.362,17**	**72.810,77**
1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 200 MVA 1Φ	2028	7,0	1,0	13322,93	93.260,51	58.769,94	8.284,09	32.611,15
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2028	2,0	1,0	11988,66	23.977,32	15.109,78	2.129,84	8.384,34
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2028	2,0	1,0	7660,50	15.321,00	9.654,83	1.360,93	5.357,42
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2028	2,0	1,0	11261,82	22.523,64	14.193,71	2.000,72	7.876,02
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2028	1,0	1,0	6064,10	6.064,10	3.821,41	538,66	2.120,48
MIM - 500 kV	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	2.202,67
MIM - 230 kV	2028	1,0	1,0	2545,46	2.545,46	1.604,07	226,11	890,09
MIG (Terreno Rural)	2028	1,0	1,0	18985,73	18.985,73	11.964,23	1.686,45	6.638,89
3° ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	2034	3,0	1,0	13322,93	39.968,79	15.872,16	3.550,33	3.633,41
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2034	1,0	1,0	11988,66	11.988,66	4.760,86	1.064,92	1.089,84
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2034	1,0	1,0	7660,50	7.660,50	3.042,09	680,46	696,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2034	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	4.472,22	1.000,36	1.023,77
MIM - 500 kV	2034	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.250,73	279,77	286,31

Figura 10-1 - Modulação da transformação da SE Morada Nova - Alternativa A

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
				Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					205.169,85	**129.291,81**	**18.224,71**	**71.743,38**
SE 500/230 kV MORADA NOVA (Nova)					**205.169,85**	**129.291,81**	**18.224,71**	**71.743,38**
1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 300 MVA 1Φ	2028	7,0	1,0	15636,21	109.453,47	68.974,25	9.722,47	38.273,47
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2028	2,0	1,0	11988,66	23.977,32	15.109,78	2.129,84	8.384,34
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2028	2,0	1,0	7660,50	15.321,00	9.654,83	1.360,93	5.357,42
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2028	2,0	1,0	11261,82	22.523,64	14.193,71	2.000,72	7.876,02
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2028	1,0	1,0	6064,10	6.064,10	3.821,41	538,66	2.120,48
MIM - 500 kV	2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	2.202,67
MIM - 230 kV	2028	1,0	1,0	2545,46	2.545,46	1.604,07	226,11	890,09
MIG (Terreno Rural)	2028	1,0	1,0	18985,73	18.985,73	11.964,23	1.686,45	6.638,89

Figura 10-2 - Modulação da transformação da SE Morada Nova - Alternativa B

Em termos de análise de sensibilidade de fluxo de potência, foi feita uma análise expedita considerando a conexão novos empreendimentos de geração nas subestações da região de influência direta da SE Morada Nova. Para tal foi utilizado como base o cadastro do Sistema AEGE relativa aos Leilões de Energia Nova LEN A-4, A-5 e A-6 de 2022 que contou com empreendimentos de geração que cadastraram como pontos de conexão de interesse as SEs Icó, Banabuiú, Aquiraz, Russas II, Quixeré, Quixadá, Mossoró II e Mossoró IV e os seccionamentos das LTs 230 kV Banabuiú-Russas C2, Banabuiú-Milagres C2 e Banabuiú-Aquiraz C3, que totalizam 4068 MW. Considerando a conexão de 30% deste montante (1149 MW) distribuídos proporcionalmente ao montante cadastrado em cada um dos pontos indicados, observa-se a superação da transformação na SE Morada Nova, caso seja considerada a modulação de 600 MVA.

Diante do exposto constata-se um baixo arrependimento em se alterar a modulação da transformação da SE Morada Nova de 600 MVA para 900 MVA, visto que é alta a probabilidade de que um montante de 1149 MW de geração se viabilize na região até o ano 2035.

11 CURTO-CIRCUITO

O cálculo dos níveis de curto-circuito foi efetuado considerando o sistema em regime subtransitório, com todas as linhas de transmissão representadas na base de dados referente ao PDE 2030, e nos cenários com número máximo e mínimo de unidades de geração.

Os valores referentes às correntes de curto-circuito máximo para as principais subestações influenciadas pela implantação dos reforços recomendados nesse estudo são apresentados na Tabela 11-1. Esses valores foram obtidos para as condições pré-entrada e pós-entrada das obras indicadas nesse estudo, tanto para o ano inicial do estudo (2028), como para o ano horizonte (2030).

Com esse intuito, foram analisadas as correntes de curto-circuito trifásicas, bifásicas e monofásicas nos barramentos de 500 kV e 230 kV das principais subestações da região de interesse, antes e após a implantação das obras recomendadas.

Para as simulações, foi utilizada a base de dados relativa ao Plano Decenal de Energia – Ciclo 2030, com as seguintes implementações e/ou ajustes:

- As subestações existentes foram modeladas considerando-se as capacidades instaladas dos menores disjuntores em cada nível de tensão da subestação.
- As subestações novas do estudo foram inicialmente modeladas com disjuntores similares aos que vêm sendo adotados pela ANEEL nos últimos leilões de transmissão, a saber: (i) 500 kV – DJ 50 kA (ii) 230 kV – DJ 40 kA.
- Disjuntores novos autorizados pela ANEEL por meio de resoluções específicas, em substituição a outros superados, já foram contemplados.

Tabela 11-1 – Níveis de Curto-Circuito Máximo

BARRA	Vbase	Capacidade do Disjuntor	TRIFÁSICO (kA)				MONOFÁSICO (kA)				BIFÁSICO (kA)			
			Antes das obras recomendadas		Após as obras recomendadas		Antes das obras recomendadas		Após as obras recomendadas		Antes das obras recomendadas		Após as obras recomendadas	
	kV	kA	2028	2030	2028	2030	2028	2030	2028	2030	2028	2030	2028	2030
RGONCA-PI230	230	40	10,6	10,6	10,53	10,53	12,2	12,2	12,14	12,14	11,71	11,71	11,64	11,64
ICO----CE230	230	40	5,07	5,07	9,05	9,08	5,75	5,75	9,11	9,13	5,71	5,71	9,37	9,4
MILAGR-CE230	230	40	27,42	27,42	25,92	26,24	34,25	34,25	32,56	32,9	33,18	33,18	31,49	31,79
BANABU-CE230	230	23,5	11,92	11,92	14,86	15,38	11,94	11,94	14,22	14,63	12,05	12,05	14,66	15,1
RUSSA2-CE230	230	50	10,14	10,14	13,22	13,46	10,77	10,77	13,24	13,43	10,49	10,49	13,29	13,52
MOSSR2-RN230	230	50	11,01	11,01	11,53	11,64	12,13	12,13	12,5	12,59	11,82	11,82	12,21	12,31
TERES--PI230	230	40	12,21	12,21	12,77	12,87	13,54	13,54	14	14,08	13,06	13,06	13,54	13,62
MIRAND-MA230	230	50	16,14	16,14	16,2	16,2	18,45	18,45	18,5	18,51	17,75	17,75	17,81	17,81
S.J.PI-PI230	230	40	17,89	17,89	17,77	17,78	20,97	20,97	20,86	20,87	20,18	20,18	20,05	20,06
P.DUTR-MA230	230	40	11,95	11,95	12,03	12,03	13,92	13,92	14,07	14,07	13,33	13,33	13,45	13,46
IMPERA-MA230	230	40	28,58	28,58	28,7	28,71	28,99	28,99	29,08	29,08	29,11	29,11	29,23	29,23
FORTA2-CE230	230	50	26,3	26,3	27,21	28,08	32,04	32,04	32,99	33,94	30,92	30,92	31,86	32,8
SOBRA3-CE230	230	40	18,35	18,35	18,71	18,9	19,41	19,41	19,68	19,81	19,23	19,23	19,56	19,71
TERES2-PI230	230	50	17,78	17,78	19,66	19,76	22,41	22,41	24,4	24,51	21,76	21,76	23,54	23,64
BESPER-MA230	230	40	9,58	9,58	9,29	10,36	10,47	10,47	10,43	11,39	10,21	10,21	10,07	11,07
QUIXAD-CE500	500	50	9,68	9,68	12,8	13,18	14,51	14,51	19,18	19,76	16,74	16,74	22,13	22,8
MILAGR-CE500	500	50	17,03	17,03	17,83	18	24,57	24,57	25,68	25,91	26,79	26,79	27,95	28,19
FORTA2-CE500	500	50	14,23	14,23	14,88	15,67	16,02	16,02	16,62	17,42	15,54	15,54	16,2	17,03
SOBRA3-CE500	500	50	11,75	11,75	12,07	12,23	12,4	12,4	12,65	12,77	12,41	12,41	12,69	12,82
TERES2-PI500	500	50	12,26	12,26	15,53	15,54	18,38	18,38	23,27	23,29	21,2	21,2	26,84	26,86
BESPER-MA500	500	40	11,82	11,82	10,79	10,88	7,49	7,49	8,11	8,36	10,63	10,63	10,08	10,19
RGONCA-PI500	500	50	16,14	16,14	15,81	15,81	24,19	24,19	23,7	23,7	27,9	27,9	27,33	27,34
S.J.PI-PI500	500	50	20,25	20,25	19,98	20	30,35	30,35	29,94	29,98	34,99	34,99	34,52	34,56
P.DUTR-MA500	500	40	23,95	23,95	25,12	25,15	18,31	18,31	20,27	20,31	22,67	22,67	24,09	24,12
IMPERA-MA500	500	40	30,12	30,12	30,49	30,5	21,01	21,01	21,14	21,14	27,57	27,57	27,89	27,9
G.ARAN-MA500	500	50	21,94	21,94	23,51	23,53	16,11	16,11	18,61	18,64	20,69	20,69	22,51	22,54
SALOPE-MA500	500	40	18,47	18,47	18,75	18,76	20,29	20,29	20,58	20,58	19,58	19,58	19,85	19,85
MIRAND-MA500	500	50	14,86	14,86	14,99	15	14,66	14,66	14,74	14,75	15,16	15,16	15,27	15,28
COLIN2-TO500	500	40	30,39	30,39	30,43	30,44	17,27	17,27	17,28	17,28	27,48	27,48	27,52	27,52

BARRA	Vbase	Capacidade do Disjuntor	TRIFÁSICO (kA)				MONOFÁSICO (kA)				BIFÁSICO (kA)			
			Antes das obras recomendadas		Após as obras recomendadas		Antes das obras recomendadas		Após as obras recomendadas		Antes das obras recomendadas		Após as obras recomendadas	
	kV	kA	2028	2030	2028	2030	2028	2030	2028	2030	2028	2030	2028	2030
PACATB-CE500	500	50	14,47	14,47	15,46	16,37	15,29	15,29	16,99	17,97	15,37	15,37	16,78	17,78
PACATB-CE230	230	40	12,78	12,78	13,13	13,47	14,53	14,53	15,03	15,33	14	14	14,43	14,74
GILBU2-PI500	500	50	16,57	16,57	16,54	16,54	24,85	24,85	24,79	24,8	28,65	28,65	28,59	28,6
GILBU2-PI230	230	40	8,4	8,4	8,39	8,39	9,45	9,45	9,44	9,44	9,11	9,11	9,11	9,11
CRATO2-CE230	230	40	4,84	4,84	4,37	4,37	5,82	5,82	5,34	5,34	5,72	5,72	5,25	5,26
PECEM2-CE230	230	50	29,61	29,61	30,08	30,77	39,19	39,19	39,73	40,54	38,9	38,9	39,39	40,12
PECEM2-CE500	500	50	15,38	15,38	15,72	16,24	23,05	23,05	23,56	24,34	26,58	26,58	27,17	28,07
TERES4-PI500	500	50			15,79	15,8			18,28	18,29			18,21	18,22
MILAG2-CE500	500	50	17,16	17,16	18,01	18,18	25,72	25,72	26,99	27,25	29,65	29,65	31,12	31,42
SJ.PI2-PI500	500	50			18,51	18,53			26,03	26,05			27,26	27,28
CRTEUS-CE500	500	50			18,51	18,53			26,03	26,05			27,26	27,28
CNOVO2-PI230	230	S.INF.			8,57	8,62			12,46	12,52			13,64	13,71
QNOVA2-PI500	500	50			8,57	8,62			12,46	12,52			13,64	13,71
CNOVO2-PI500	500	50	18,73	18,73	19,89	19,9	21,89	21,89	22,93	22,95	21,06	21,06	22,06	22,07
PARNAI-PI500	500	50	13,35	13,35	14,03	14,05	20,01	20,01	21,03	21,06	23,09	23,09	24,25	24,3
ACARA3-CE500	500	50	13,84	13,84	16,07	16,1	20,75	20,75	24,1	24,14	23,95	23,95	27,81	27,86
PARNAI-PI230	230	40	10,26	10,26	10,45	10,5	15,39	15,39	15,67	15,75	17,76	17,76	18,08	18,18
TIANG2-CE500	500	50	9,99	9,99	10,18	10,28	14,98	14,98	15,26	15,42	17,29	17,29	17,61	17,79
ACARA3-CE230	230	40	10,94	10,94	11,03	11,06	13,08	13,08	13,17	13,2	12,58	12,58	12,67	12,69
TIANG2-CE230	230	40	12,57	12,57	13,22	13,34	18,86	18,86	19,82	20	21,76	21,76	22,88	23,08
SLUIS4-MA500	500	50	16,11	16,11	16,35	16,47	20,73	20,73	20,98	21,12	20,39	20,39	20,66	20,83
RASFSC-PI500	500	S.INF.	16,47	16,47	17	17,17	20,04	20,04	20,56	20,77	19,37	19,37	19,89	20,05
ALEX---CE230	230	40	11,57	11,57	11,64	11,65	14,53	14,53	14,61	14,62	14,02	14,02	14,09	14,1
JAGUA2-CE500	500	50	9,26	9,26	9,41	9,46	9,43	9,43	9,54	9,58	9,88	9,88	10,02	10,06
JAGUA2-CE230	230	40	4,29	4,29	8,05	8,19	2,79	2,79	5,35	5,42	3,93	3,93	7,42	7,55
GAMELE-CE230	230	S.INF.	9,11	9,11	9,66	9,69	13,67	13,67	14,49	14,53	15,77	15,77	16,72	16,77
MAURIT-CE230	230	S.INF.	14,37	14,37	15,71	15,8	17,58	17,58	18,91	18,99	17,01	17,01	18,23	18,31
ABAIAR-CE230	230	S.INF.	19,78	19,78	22,7	22,93	18,31	18,31	24,3	24,48	19,73	19,73	24,22	24,42
MRDNVA-CE230	230	40			19,87	21,27			17,53	19,14			19,59	21,12
MRDNVA-CE500	500	50			11,16	12,91			9,35	10,96			10,91	12,7

Em relação aos resultados das tabelas anteriores, observa-se que as capacidades dos disjuntores adotados pela ANEEL nos últimos leilões de transmissão, descritas anteriormente, se mostraram adequadas para a composição das subestações planejadas no estudo. Para efeitos de recomendação, essas informações foram inseridas no ANEXO 16.1.

12 RECOMENDAÇÕES PARA RELATÓRIOS R2

Para cada instalação aplicável deste relatório R1 apresenta-se a seguir a recomendação quando 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 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); e (iv) os resultados de relatórios R2 já realizados para instalações semelhantes [14].

12.1 Linhas de Transmissão

Dentre todas aquelas analisadas, as Linhas de Transmissão (LT) e/ou troncos, cuja recomendação consiste na elaboração de relatório R2, estão relacionados na Tabela 12-1.

Tabela 12-1 Relação de linhas ou troncos de transmissão recomendados para elaboração de relatório R2

Linha ou Tronco de Transmissão
LT 500 kV Quixadá – Crateús, C1
LT 500 kV Crateús – Teresina IV, C1
LT 500 kV São João do Piauí II – Ribeiro Gonçalves, C3
LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas, C3

Para as demais LT analisadas, recomenda-se a dispensa de elaboração do relatório R2 associado. 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, reatores de neutro, dispositivos sincronizadores e resistores de pré-inserção.

12.1.1 LT 500 kV Quixadá – Crateús, C1

LT em estruturas de circuito simples, com SIL elevado (cerca de 1680 MW), compensada em cerca de 74 %, com cerca de 205 km de extensão. Não obstante o comprimento não tão elevado e o elevado grau de compensação, devido à baixa potência de curto-circuito nas barras terminais, além do fato de

formar tronco de cerca de 424 km até a SE Teresina IV, sem interconexões na subestação intermediária (SE Crateús 500 kV), condições que podem potencializar os impactos dos TEM, recomenda-se a elaboração do relatório R2.

12.1.2 LT 500 kV Crateús – Teresina IV, C1

LT em estruturas de circuito simples, com SIL elevado (cerca de 1680 MW), compensada em cerca de 69 %, com cerca de 219 km de extensão. Não obstante o comprimento não tão elevado e o elevado grau de compensação, devido ao fato de formar tronco de cerca de 424 km a partir da SE Quixadá, sem interconexões na subestação intermediária (SE Crateús 500 kV), condições que podem potencializar os impactos dos TEM, recomenda-se a elaboração do relatório R2.

12.1.3 LT 500 kV São João do Piauí II – Ribeiro Gonçalves, C3

LT em estruturas de circuito simples, com SIL elevado (cerca de 1680 MW), compensada em cerca de 74 %, com cerca de 308 km de extensão. Não obstante o elevado grau de compensação, devido ao fato de poder formar tronco de cerca de 676 km até a SE Colinas 500 kV, quando da indisponibilidade dos transformadores da SE Ribeiro Gonçalves 500/230 kV, e considerando o paralelismo com outros 2 circuitos com consequente possibilidade de rejeições duplas e/ou triplas do referido tronco de transmissão, condições que podem potencializar os impactos dos TEM, recomenda-se a elaboração do relatório R2.

12.1.4 LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas, C3

LT em estruturas de circuito simples, com SIL elevado (cerca de 1680 MW), compensada em cerca de 74 %, com cerca de 368 km de extensão. Não obstante o elevado grau de compensação, devido ao fato de poder formar tronco de cerca de 676 km a partir da SE São João do Piauí II 500 kV quando da indisponibilidade dos transformadores da SE Ribeiro Gonçalves 500/230 kV, e considerando o paralelismo com outros 2 circuitos com consequente possibilidade de rejeições duplas e/ou triplas do referido tronco de transmissão, condições que podem potencializar os impactos dos TEM, recomenda-se a elaboração do relatório R2.

12.1.5 LT 500 kV Teresina IV – Graça Aranha, C1

LT em estruturas de circuito simples, com SIL elevado (cerca de 1680 MW), compensada em cerca de 70 %, com cerca de 216 km de extensão. Devido ao comprimento não tão elevado, ao elevado grau de compensação e à potência de curto-circuito não reduzida nas barras terminais, recomenda-se dispensar a elaboração do relatório R2.

12.1.6 LT 500 kV Curral Novo Piauí II – São João do Piauí II, C1

LT em estruturas de circuito simples, com SIL elevado (cerca de 1680 MW), compensada em cerca de 74 %, com cerca de 222 km de extensão. Devido ao comprimento não tão elevado, ao elevado grau de compensação e à potência de curto-circuito não reduzida nas barras terminais, recomenda-se dispensar a elaboração do relatório R2.

12.1.7 LT 500 kV Boa Esperança – Graça Aranha, C1

LT em estruturas de circuito simples, de SIL convencional (cerca de 1000 MW), compensada em cerca de 58 %, com cerca de 182 km de extensão. Devido ao comprimento não tão elevado e ao grau de compensação intermediário, recomenda-se dispensar a elaboração do relatório R2.

12.1.8 LT 500 kV Morada Nova – Pacatuba, C1

LT em estruturas de circuito simples, de SIL convencional (cerca de 1000 MW), sem compensação reativa, com cerca de 151 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.

12.1.9 LT 230 kV Banabuiú – Morada Nova, C1

LT em estruturas de circuito simples, com 2 (dois) subcondutores por fase, sem compensação reativa, com cerca de 56 km de extensão. Devido ao reduzido comprimento, estudos de TEM não se justificam nesta fase de planejamento, logo recomenda-se dispensar a elaboração do relatório R2.

12.1.10 LT 230 kV Morada Nova – Russas II, C1

LT em estruturas de circuito simples, com 2 (dois) subcondutores por fase, sem compensação reativa, com cerca de 58 km de extensão. Devido ao reduzido comprimento, estudos de TEM não se justificam nesta fase de planejamento, logo recomenda-se dispensar a elaboração do relatório R2.

12.1.11 LT 230 kV Alex – Morada Nova, C1

LT em estruturas de circuito simples, com 2 (dois) subcondutores por fase, sem compensação reativa, com cerca de 62 km de extensão. Devido ao reduzido comprimento, estudos de TEM não se justificam nesta fase de planejamento, logo recomenda-se dispensar a elaboração do relatório R2.

12.1.12 LT 230 kV Araticum (Mauriti) – Milagres, C2

LT em estruturas de circuito simples, com 2 (dois) subcondutores por fase, sem compensação reativa, com cerca de 19 km de extensão. Devido ao reduzido comprimento, estudos de TEM não se justificam nesta fase de planejamento, logo recomenda-se dispensar a elaboração do relatório R2.

12.1.13 LT 230 kV Gameleira – Milagres, C2 e C3

LT em estruturas de circuito simples, com 2 (dois) subcondutores por fase, sem compensação reativa, com cerca de 5 km de extensão. Devido ao reduzido comprimento, estudos de TEM não se justificam nesta fase de planejamento, logo recomenda-se dispensar a elaboração do relatório R2.

12.1.14 LT 230 kV Banabuiú – Milagres, C4

LT em estruturas de circuito simples, com 2 (dois) subcondutores por fase, sem compensação reativa, com cerca de 226 km de extensão. Não obstante o comprimento e a ausência de compensação reativa, esta LT está conectada em terminais com nível de curto-circuito não reduzido, então estudos de TEM não se justificam nesta fase de planejamento e, assim, recomenda-se dispensar a elaboração do relatório R2.

12.1.15 LT 230 kV Ibiapina – Piripiri, C3

LT em estruturas de circuito simples, com 2 (dois) subcondutores por fase, sem compensação reativa, com cerca de 86 km de extensão. Devido ao reduzido comprimento, estudos de TEM não se justificam nesta fase de planejamento, logo recomenda-se dispensar a elaboração do relatório R2.

12.2 Seccionamentos de Linhas de Transmissão

Dentre todos aqueles analisados, não foram identificados seccionamentos com recomendação para elaboração de relatório R2. 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, reatores de neutro, dispositivos sincronizadores e resistores de pré-inserção. Adicionalmente, cumpre ressaltar que, devido aos seccionamentos, avaliações adicionais poderão ser necessárias nessas etapas posteriores, dentre as quais a avaliação de superação, substituição e dimensionamento de cabos para-raios, assim como de desequilíbrio de tensão e necessidade de adequação das transposições de fases nos trechos existentes.

12.2.1 Seccionamentos de LT existentes sem compensação reativa prévia

Os novos circuitos, resultantes de seccionamentos e/ou reconfigurações de LT existentes, que não possuíam compensação reativa em derivação anterior aos seccionamentos, tanto em nível de tensão 500 kV quanto em nível de tensão 230 kV, resultarão menores que as LT originais (que já possuíam comprimento reduzido e/ou não tão elevado) e, similarmente, não serão dotados de compensação, de forma que estudos de TEM não se justificam nesta fase de planejamento, logo recomenda-se dispensar a elaboração dos relatórios R2. Os seccionamentos que se enquadram nesta categoria são:

- Seccionamento da LT 230 kV Banabuiú – Russas II, C2, na nova SE Morada Nova;
- Seccionamento da LT 230 kV Banabuiú – Mossoró II, C1, na SE Alex;
- Seccionamento da LT 230 kV Banabuiú – Milagres, C2, na SE Icó;
- Seccionamento da LT 230 kV Banabuiú – Milagres, C2, na SE Gameleira;
- Seccionamento da 230 kV LT Milagres – Crato II, C1, na SE Abaiara;
- Seccionamento da LT 500 kV Pecém II – Fortaleza II, C2, na SE Pacatuba.

12.2.2 Seccionamentos em LT existentes com compensação reativa prévia

Os novos circuitos, resultantes de seccionamentos e/ou reconfigurações de LT existentes, que possuíam compensação reativa em derivação anterior aos seccionamentos, em nível de tensão 500 kV, serão detalhados a seguir, caso a caso. De qualquer forma, conforme mencionado anteriormente, não foi identificada, nesta etapa de planejamento, necessidade de recomendação para elaboração de relatório R2.

12.2.2.1 Seccionamento da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza, C1, na SE Pacatuba

LT existente em circuito simples, com 04 (quatro) subcondutores por fase, compensada apenas no terminal Fortaleza, com cerca de 141 km de extensão. Após o seccionamento, os novos circuitos resultarão com cerca de 138 e 8 km de extensão, ambos sem compensação, devido ao remanejamento do reator de LT do terminal Fortaleza para a barra da SE Pacatuba. Devido ao comprimento não elevado e/ou reduzido de ambos os novos circuitos, sem compensação reativa, estudos de TEM não se justificam nesta fase de planejamento, logo recomenda-se dispensar a elaboração do relatório R2.

12.2.2.2 Seccionamento da LT 500 kV Açu III – Quixadá, C1, na SE Morada Nova

LT existente em circuito simples, com 04 (quatro) subcondutores por fase, compensada com reatores de 150 Mvar em ambos os terminais, com cerca de 231 km de extensão. Após o seccionamento, os

novos circuitos resultarão com cerca de 176 e 57 km de extensão, com compensação de LT no valor de 150 Mvar apenas no terminal Açu III da nova LT 500 kV Açu III – Morada Nova, devido ao remanejamento do reator de LT do terminal Quixadá para a barra da SE Morava Nova, resultando em um grau de compensação de cerca de 51 %. A nova LT 500 kV Morada Nova – Quixadá não será dotada de compensação reativa. Devido à diminuição de comprimento de ambos os circuitos, em relação à LT original, e ao grau de compensação intermediário do trecho mais extenso, estudos de TEM não se justificam nesta fase de planejamento, considerando as premissas e dados desta análise preliminar, logo recomenda-se dispensar a elaboração do relatório R2.

12.2.2.3 Seccionamentos das LT 500 kV Teresina II – Tianguá II, C1 e C2, na SE Teresina IV

As LT existentes são compostas de circuito simples, com 04 (quatro) subcondutores por fase, compensadas com reatores de 150 Mvar em ambos os terminais de cada circuito, possuindo o C1 comprimento de cerca 273 km e o C2 268 km. Após o seccionamento, os circuitos das novas LT 500 kV Teresina IV – Tianguá II, C1 e C2, terão cerca de 21 km, enquanto os circuitos das novas LT 500 kV Teresina II – Teresina IV, C1 e C2, terão cerca de 256 km e 251 km de extensão, respectivamente, com compensação de LT em derivação no valor de 150 Mvar em ambos os terminais destas últimas LT, resultando em graus de compensação de cerca de 75% e 72%, respectivamente. Já as novas LT 500 kV Teresina II – Teresina IV, C1 e C2, não serão dotadas de compensação reativa.

De um lado, devido ao comprimento bastante reduzido das LT 500 kV Teresina II – Teresina IV, C1 e C2, e, de outro, a diminuição de comprimento para as novas LT 500 kV Teresina IV – Tianguá II, C1 e C2, em relação às LT que originaram os seccionamentos, e grau de compensação elevado para estas últimas LT, considerando como premissa a factibilidade de implantação de medidas mitigatórias como, por exemplo, reatores de neutro (RN) acoplados neutro ao reatores em derivação (ou uso de eventuais RN existentes) que viabilizem a manobra de religamento monopolar, a princípio, estudos de TEM não se justificam nesta fase de planejamento, logo recomenda-se dispensar a elaboração do relatório R2.

12.2.2.4 Seccionamento da LT 500 kV São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves, C1 e C2, na SE São João do Piauí II

As LT existentes são compostas de circuito simples, com 04 (quatro) subcondutores por fase, compensadas com reatores de 180 Mvar em ambos os terminais de cada circuito, possuindo ambos os circuitos cerca de 344 km de comprimento. Após o seccionamento, os circuitos das novas LT 500 kV São João do Piauí – São João do Piauí II, C1 e C2, terão cerca de 39 km, enquanto os circuitos das novas LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – LT 500 kV São João do Piauí II, C1 e C2, terão cerca de 312 km de extensão, com compensação reativa em derivação no valor de 180 Mvar em ambos os terminais

destas últimas LT, resultando em graus de compensação de cerca de 71 % e 74 %, respectivamente. Já as novas LT 500 kV São João do Piauí – São João do Piauí II, C1 e C2, não serão dotadas de compensação reativa.

De um lado, devido ao comprimento bastante reduzido das LT 500 kV São João do Piauí – São João do Piauí II, C1 e C2, e, de outro, a diminuição de comprimento para as novas LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – LT 500 kV São João do Piauí II, C1 e C2, em relação às LT que originaram os seccionamentos, e grau de compensação elevado para estas últimas LT, considerando como premissa a factibilidade de implantação de medidas mitigatórias como, por exemplo, reatores de neutro (RN) acoplados neutro ao reatores em derivação (ou uso de eventuais RN existentes) que viabilizem a manobra de religamento monopolar, a princípio, estudos de TEM não se justificam nesta fase de planejamento, logo recomenda-se dispensar a elaboração do relatório R2.

12.3 Transformadores

Dentre todos aqueles analisados, os transformadores com recomendação para elaboração de relatório R2 estão relacionados na Tabela 12-2.

Tabela 12-2 Relação de transformadores recomendados para elaboração de relatório R2

Transformadores
1° e 2° banco de ATF 500/230 kV, 900 MVA, da SE Morada Nova

Para os demais transformadores das Subestações (SE) avaliadas, recomenda-se a dispensa de elaboração do relatório R2 associado. Entretanto, sugere-se que, caso sejam identificadas nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores ao certame licitatório elevadas sobretensões, correntes e/ou energias nos para-raios de óxido metálico, bem como algum fenômeno de interação relevante entre o transformador 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 e resistores de pré-inserção.

12.3.1 SE Morada Nova 500/230 kV

Primeira e segunda unidades de banco de autotransformadores 500/230 kV, com potência de 900 MVA. Tendo em vista a elevada potência dos equipamentos, recomenda-se a elaboração do relatório R2.

12.3.2 SE Boa Esperança 500/230 kV

Substituição do banco de autotransformadores 500/230 kV – 300 MVA por (01) uma unidade de 450 MVA. Considerando que se trata de apenas 01 (uma) unidade de transformação, e de potência intermediária, estudos de TEM não se justificam nesta fase de planejamento, logo recomenda-se dispensar a elaboração do relatório R2.

13 AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS EM CORRENTE ALTERNADA

Neste capítulo são apresentadas análises técnicas e de otimização visando definir as especificações básicas das novas Linhas de Transmissão (LT) aéreas e/ou da reconstrução de circuitos de LT existentes listadas nas tabelas a seguir. Para as demais LT e trechos de seccionamento, as características básicas podem ser encontradas diretamente na Seção 18.2.

Considerando a quantidade expressiva de LT avaliadas neste estudo e, naturalmente, a existência de diferentes configurações e características ambientais e sistêmicas nas regiões atravessadas por essas novas LT, identificou-se a possibilidade de dividir a avaliação em **03 conjuntos de LT.** Os conjuntos são: (i) LT 500 kV em feixe expandido, (ii) LT 500 kV em feixe convencional e (iii) LT 230 kV.

Cumpre ressaltar que, para os trechos de seccionamentos, tanto em nível de tensão 500 kV quanto em 230 kV, julgou-se não necessária a realização de destaques neste capítulo.

O conjunto 01 é formado de LT 500 kV aéreas compostas por 6 subcondutores por fase, **em circuitos simples**, com feixes expandidos, de SIL aproximadamente 1680 MW.

Tabela 13-1 Grupo de LT que compõem o conjunto 1

	Conjunto (01)					
	Ano	Tensão	De	Para	Circuito (s)	Comprimento* (km)
LT 1	2028	500 kV	Quixadá	Crateús	1	205
LT 2	2028	500 kV	Crateús	Teresina IV	1	219
LT 3	2028	500 kV	Teresina IV	Graça Aranha	1	216
LT 4	2028	500 kV	Curral Novo do Piauí II	São João do Piauí II	1	222
LT 5	2028	500 kV	São João do Piauí II	Ribeiro Gonçalves	1	308
LT 6	2028	500 kV	Ribeiro Gonçalves	Colinas	1	368

*Dados disponíveis quando da realização das análises.

O conjunto 02 é formado de LT 500 kV aéreas compostas por 4 subcondutores por fase, **em circuitos simples**, com feixes de geometria convencional.

Tabela 13-2 Grupo de LT que compõem o conjunto 2

	Conjunto (02)					
	Ano	Tensão	De	Para	Circuito (s)	Comprimento* (km)
LT 1	2028	500 kV	Boa Esperança	Graça Aranha	1	182
LT 2	2030	500 kV	Morada Nova	Pacatuba	1	151

*Dados disponíveis quando da realização das análises.

O conjunto 03 é formado de novas (ou que serão reconstruídas) LT 230 kV aéreas compostas por 2 subcondutores por fase, **em circuitos simples**. A razão para a quantidade de subcondutores escolhida para o conjunto não é a mesma para cada LT, mas as motivações gerais para essa escolha são explicadas, brevemente, na seção 13.2.

Tabela 13-3 Grupo de LT que compõem o conjunto 3ab

	Conjunto (03)					
	Ano	Tensão	De	Para	Circuito (s)	Comprimento* (km)
LT 1	2028	230 kV	Banabuiú	Morada Nova	2	55,9
LT 2	2028	230 kV	Morada Nova	Russas II	2	58
LT 3	2028	230 kV	Alex	Morada Nova	1	61,7
LT 4	2028	230 kV	Araticum (Mauriti)	Milagres	2	18,8
LT 5	2028	230 kV	Gameleira	Milagres	1 e 2	5
LT 6	2028	230 kV	Abaiara	Milagres	1	14

*Dados disponíveis quando da realização das análises.

Por outro lado, as 02 (duas) LT deste conjunto mais representativas, para o seu contexto regional, em termos de comprimento e magnitude de fluxos, são as LT 3 e 4. A LT 3 (nova) circunda a região de Morada Nova (CE), a LT 4 (nova) circunda a região de Milagres (CE). Portanto, as regiões atravessadas por essas LT, os dados ambientais e fluxos obtidos para essas LT são considerados suficientes para extração de resultados relevantes, os quais serão estendidos para as demais LT do conjunto, conforme análise desenvolvida na seção 13.2.

As únicas LT 230 kV desconsideradas na análise realizada para o conjunto 03, excepcionalmente, são: (i) LT 230 kV Ibiapina – Piripiri C3 e LT 230 kV Banabuiu – Milagres C4.

No caso da LT 230 kV Ibiapina – Piripiri C3, recomenda-se que as suas características elétricas sejam semelhantes as do C2[4]:

Tabela 13-4 Parâmetros elétricos propostos para a LT 230 kV Ibiapina – Piripiri C3, conforme dados do C2

	r (ohm/km)	x (ohms/km)	b (uS/km)
Seq. (+)	0,0346	0,3474	4,7508
Seq. (0)	0,3723	1,1879	2,6478

[4] Dados extraídos da plataforma como construído do ONS – SAGIT. http://aplicac.ons.org.br/sagit/

No caso da LT 230 kV Banabuiú – Milagres C4, a configuração de cabos e geometria típica mais adequada deverá ser revisitada quando houver uma melhor definição dos potenciais energéticos no horizonte futuro.

Os dados ambientais predominantes e preliminares para as análises técnicas e definição das capacidades operativas estão dispostos nas Tabela 13-5 e Tabela 13-6, por conjunto e LT avaliados. A temperatura do ar corresponde à maior máxima média mensal registrada nas estações de medição localizada próximas às LT, conforme Normal Climatológico publicado pelo INMET. A ordem das LT segue conforme apresentado nas Tabela 13-1, Tabela 13-2 e Tabela 13-3.

Tabela 13-5 Dados do ambiente para os conjuntos 1 e 2

	Conjunto 1						Conjunto 2	
	LT 1	**LT 2**	**LT 3**	**LT 4**	**LT 5**	**LT 6**	**LT 1**	**LT 2**
Temperatura do ar [°C]	36	37	37	37	37	36	38	36
Vento p/ cálculo de temperatura [m/s]	1	1	1	1	1	1	1	1
Radiação solar [W/m²]	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Altitude média [m]	316	239	142	381	379	278	262	62
Altitude máxima [m]	628	604	244	821	530	473	470	215
DRA[1] [p.u.]	0,90	0,90	0,94	0,88	0,91	0,92	0,91	0,94
Vento p/ balanço [km/h] (50 anos, 30 s, 10 m)	80	85	85	80	80	85	85	80

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

Na Tabela 13-7 estão apresentados os parâmetros econômicos considerados na otimização. Os fluxos, fatores de carga e de perdas utilizados estão apresentados Tabela 13-8. Já a Tabela 13-9 apresentam 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 no capítulos 7.

Tabela 13-6 Dados do ambiente para o conjunto 3

	Conjunto 3		
	LT 3	**LT 4**	**LT 6**
Temperatura do ar [°C]	36	35	36
Vento p/ cálculo de temperatura [m/s]	1	1	1
Radiação solar [W/m²]	1000	1000	1000
Altitude média [m]	83	359	252
Altitude máxima [m]	162	437	561
DRA[1] [p.u.]	0,95	0,92	0,91
Vento p/ balanço [km/h] (50 anos, 30 s, 10 m)	75	75	75

(1) Densidade Relativa do Ar adotada para verificação de efeito corona visual.
(2) Para fins deste tabelamento, por simplicidade, associa-se cada LT a apenas 1 circuito. Embora nestes casos (LT4, LT5 LT 6, LT 11 e LT 12) sejam recomendados 2 circuitos simples (em paralelo), os dados ambientais expostos para um circuito valem também para o outro.

Tabela 13-7 Dados para avaliação econômica

Custo das perdas de energia [R$/MWh]	187,46
Período [anos]	30
Taxa de desconto anual [%]	8
Banco de preços	Ref. ANEEL – 2021/03[5]

[5] Atualizado pela EPE conforme [15].

Tabela 13-8 Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas

	Linha	Fluxo[1] [MVA]	Duração [Anos]	Fator de carga	Fator de perdas
Conjunto 1	LT 500 kV Quixadá – Crateús C1	1177	2	0,57	0,32
		1268	28	0,58	0,34
	LT 500 kV Crateús - Teresina IV C1	1291	2	0,54	0,30
		1465	28	0,55	0,30
	LT 500 kV Teresina IV - Graça Aranha C1	1012	2	0,59	0,35
		1128	28	0,58	0,34
	LT 500 kV Curral Novo do Piauí II - São João do Piauí II C1	851	2	0,58	0,34
		1034	28	0,62	0,38
	LT 500 kV São João do Piauí II – Ribeiro Gonçalves C3	852	2	0,54	0,29
		1057	28	0,52	0,27
	LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C3	593	2	0,56	0,32
		723	28	0,53	0,29
Conjunto 2	LT 500 kV Boa Esperança - Graça Aranha C1	781	2	0,64	0,41
		768	28	0,60	0,36
	LT 500 kV Morada Nova – Pacatuba C1	566	30	0,57	0,33
Conjunto 3	LT 230 kV Alex - Morada Nova C1	215	2	0,53	0,28
		241	28	0,53	0,28
	LT 230 kV Araticum (Mauriti) – Milagres C2	170	2	0,66	0,44
		169	28	0,66	0,44

(1) Fluxos verificados à tensão nominal e por circuito.

Tabela 13-9 Dados do sistema – Fluxos máximos observados para diferentes cenários operativos

	Linha	Fluxo[1] [MVA]	
		Normal	Emergência
Conjunto 1	LT 500 kV Quixadá – Crateús C1	1268	1405
	LT 500 kV Crateús - Teresina IV C1	1465	1595
	LT 500 kV Teresina IV - Graça Aranha C1	1128	1429
	LT 500 kV Curral Novo do Piauí II - São João do Piauí II C1	1034	1598
	LT 500 kV São João do Piauí II – Ribeiro Gonçalves C3	1057	1318
	LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C3	723	990
Conjunto 2	LT 500 kV Boa Esperança - Graça Aranha C1	531	770
	LT 500 kV Morada Nova – Pacatuba C1	566	1105
Conjunto 3	LT 230 kV Alex - Morada Nova C1	241	292
	LT 230 kV Araticum (Mauriti) – Milagres C2	170	311

(1) Fluxos verificados à tensão nominal e por circuito.

A observação detalhada dos dados expostos nessas tabelas permitiu realizar a divisão nos conjuntos propostos, de forma a considerar as similaridades das características ambientais das regiões atravessadas pelas LT, além de, naturalmente, serem levadas em consideração as LT que possuem características sistêmicas semelhantes.

Nestas análises adotou-se estruturas estaiadas e/ou autoportantes em circuito simples, com diferentes geometrias de fases e feixes de condutores, a depender da LT analisada. Na seção 13.3 constam as coordenadas finais, após a otimização, dos cabos na torre e flechas para a silhueta típica de cada LT. Embora existam LT de feixe convencional, nota-se que boa parte das LT envolve configurações de SIL (*Surge Impedance Loading*) elevado, compactas e/ou de feixe expandido, com 6 (seis) subcondutores por fase, de SIL da ordem de 1680 MW. Para estas últimas, apesar de terem sido consideradas apenas estruturas estaiadas nas análises, cumpre destacar que existem propostas de estruturas autoportantes que atingem essa mesma ordem de SIL. 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.

13.1 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, estes devem observar os requisitos mínimos definidos em [16]. Essas restrições, juntamente com o balanço dos cabos, entre outras variáveis a serem levadas em consideração, devem ser observadas de forma a definir uma estimativa inicial para a faixa de segurança e o conjunto de cabos condutores tecnicamente viáveis.

Configurações com custos totais, de instalação e perdas, com diferenças de até 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.

13.2 Avaliações Econômicas

Inicialmente, cumpre destacar que a otimização só foi realizada para as novas LT e/ou LT existentes que serão reconstruídas.

13.2.1 Seleção dos cabos condutores do conjunto 01

As 06 (seis) LT deste conjunto podem ser consideradas como 02 subgrupos regionais. De um lado, as LT 1 a 3 são adjacentes e, de outro lado, as LT 4 a 6, algumas delas formando troncos de transmissão, em cada um dos subgrupos.

Embora tenha sido realizada uma análise individualizada, considerando todas as características ambientais e de altitude particulares a cada LT, tendo em vista a sinergia entre os

projetos e a observação de parâmetros ambientais não tão discrepantes, foi realizada uma otimização conjunta entre elas, visando um eventual ganho de escala para os empreendimentos, ponderando-se os custos totais pelo comprimento de cada trecho.

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que, para todas as 06 (seis) LT do conjunto 1, a configuração de menor custo total é a **6 x TERN (795 MCM)**, vide Tabela 13-10, onde são apresentadas as soluções com até 10 % de diferenças daquela de menor custo total.

Além disso, essa é a única solução dentro do critério de equivalência para todas as LT. Para a análise de otimização individual de algumas LT, a solução com 6 x GROSBEAK (636 MCM) constou na da região de equivalência, com 1 % a 3 % de diferença daquela de menor custo total. Contudo, para outras LT, especialmente regiões de altitude mais elevada, a solução 6 x GROSBEAK (636 MCM) não apresentou um bom desempenho frente ao efeito corona visual e, inclusive, ficou fora dos cabos candidatos viáveis. Portanto, a solução com subcondutores TERN é aquela escolhida e considerada mais interessante.

Tabela 13-10 Configurações com menor custo total – otimização global LT conjunto 1

Cabo condutor		Custos (1000 x R$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
TERN	**6**	**2105**	**422**	**2526**	**100**
RUDDY	6	2283	372	2656	105
STARLING	6	2252	464	2716	108
RAIL	6	2372	351	2724	108

13.2.2 Seleção dos cabos condutores do conjunto 02

Este conjunto é formado por 02 (duas) LT. Similarmente ao conjunto 01, embora tenha sido realizada uma análise individualizada, tendo em vista a sinergia entre os projetos e a observação de parâmetros ambientais não tão discrepantes, foi realizada uma otimização conjunta entre elas, ponderando-se os custos totais pelo comprimento de cada trecho.

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que a configuração de menor custo total é a **4 x TERN (795 MCM)**. Uma vez que as regiões atravessadas pela LT não possuem altitudes muito elevadas (onde o desempenho frente ao efeito corona visual não é uma questão crítica), recomenda-se a utilização dessa solução, que é aquela mais economicamente

favorável para o conjunto, vide Tabela 13-11, onde são apresentadas as soluções com até 10 % de diferenças daquela de menor custo total.

Vale ressaltar que soluções de menor seção e custo de instalação, dentro da região do critério de equivalência de 3 %, a princípio, não representam um ganho econômico percentual expressivo no custo de instalação (com custo no máximo 4 % inferior) frente ao ganho percentual com o custo de perdas (economia do custo perdas com subcondutores TERN é até 36 % maior que soluções de menor seção). Além disso, neste contexto, é garantida uma solução mais robusta, do ponto de vista de ampacidade de LT. Por outro lado, soluções de maior seção que o cabo TERN estão fora da área de equivalência.

Tabela 13-11 Configurações com menor custo total – otimização global LT conjunto 2

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	**4**	**1603**	**225**	**1828**	**100**
SQUAB	4	1544	307	1850	101
GROSBEAK	4	1577	288	1864	102
GANNET	4	1610	270	1881	103
RUDDY	4	1716	192	1908	104
STARLING	4	1674	246	1921	105
RAIL	4	1778	178	1956	107
DRAKE	4	1781	215	1996	109

13.2.3 Seleção dos cabos condutores do conjunto 3

O conjunto 03 é formado por 06 (seis) LT 230 kV aéreas novas (ou que serão reconstruídas). Por outro lado, as 02 (duas) LT mais representativas deste conjunto, em termos de comprimento, fluxo e considerando seu contexto regional, são a LT 230 kV Alex - Morada Nova e LT 230 kV Araticum (Mauriti) – Milagres C2. A primeira LT circunda a região de Morada Nova (CE) e a segunda LT a região de Milagres (CE).

LT 230 kV Araticum – Milagres C2 (região de Milagres)

Esta LT será otimizada a partir da premissa fundamental de serem considerados 2 cabos subcondutores por fase. Essa razão reside no fato do circuito em paralelo (C1) possuir também 2 cabos subcondutores por fase, a partir da recapacitação da LT 230 kV Milagres – Bom Nome C3, com comprimento de 19 km.

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que a configuração de menor custo total é a **2 x TERN (795 MCM)**, vide Tabela 13-12, onde são apresentadas as soluções mais competitivas.

Tabela 13-12 Configurações com menor custo total – otimização LT região de Milagres

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	**2**	**772**	**181**	**953**	**100**
HAWK	2	654	308	963	101
DOVE	2	706	261	966	101
IBIS	2	737	239	976	102
SQUAB	2	603	376	979	103
GROSBEAK	2	757	226	983	103
RUDDY	2	827	159	986	103
GANNET	2	776	216	992	104

Vale ressaltar que soluções de menor seção e custo de instalação, dentro da região do critério de equivalência de 3 %, a princípio, não se configuram como notadamente vantajosas economicamente, quando é realizada uma análise de variação do custo das perdas frente a variações percentuais no carregamento da LT, conforme pode ser observado na Figura 13-1. Além disso, pode ser observada a permanência do condutor TERN, para a janela de variação de carregamento observada, sempre em um faixa de até 5 % da solução de menor custo, o que atesta, neste contexto, a robustez da solução.

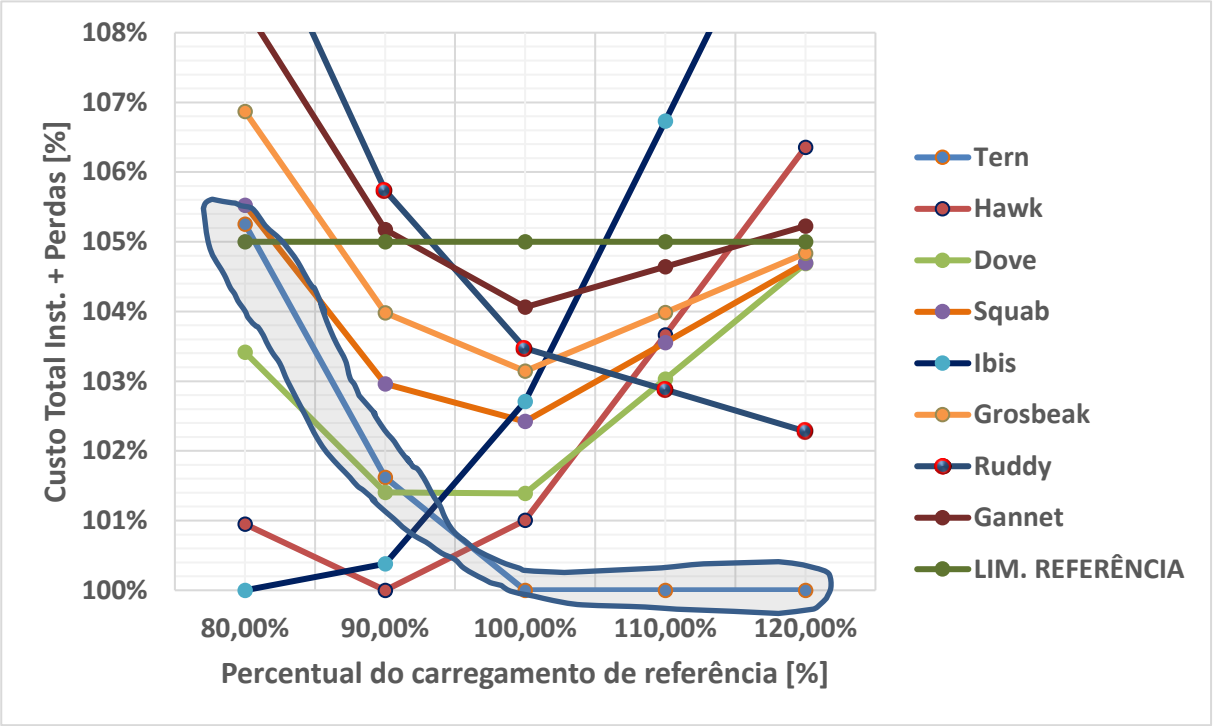


Figura 13-1 Análise de sensibilidade quanto à variação do carregamento e o impacto no custo total da solução para a LT 230 kV Araticum – Milagres C2

Os resultados desta análise são estendidos para as LT 230 kV Milagres – Gameleira C2 e C3 e para a LT 230 kV Abaiara – Milagres C2, em circuitos simples, considerando a representatividade da LT em destaque na avaliação em relação às demais.

LT 230 kV Alex – Morada Nova C1 (Região de Morada Nova)

Esta LT será otimizada a partir da premissa fundamental de serem considerados 2 cabos subcondutores por fase. A motivação para essa decisão advém do fato de que, a partir da SE Morada Nova 230 kV, ramificam-se 05 circuitos para diferentes subestações: Banabuiú 230 kV, Russas 230 kV e Alex 230 kV, sendo que as LT 230 kV Morada Nova – Banabuiú C2 (nova) e LT 230 kV Morada Nova – Russas C2 (nova) necessariamente devem considerar 2 subcondutores, por estarem em paralelo com o circuito existente (LT 230 kV Banabuiú – Russas C2 a ser seccionado na SE Morada Nova), o qual conta com 2 subcondutores por fase, conforme Figura 3-4.

Portanto, é interessante que todas as LT 230 kV deste sistema possua 2 subcondutores por fase e, de preferência, que esses subcondutores possuam seções próximas às dos existentes (C1), quando ocorrer situações operativas de fluxos similares entre os C1 e C2 do trecho em 230 kV Russas – Morada Nova – Russas, como, por exemplo, em um cenário de indisponibilidade ou contingência da LT 230 kV Alex – Morada Nova C1.

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que a configuração de menor custo total é a **2 x TERN (795 MCM)**, vide Tabela 13-13, onde são apresentadas as soluções mais competitivas.

Tabela 13-13 Configurações com menor custo total – otimização LT região de Morada Nova

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	**2**	**773**	**221**	**994**	**100**
DOVE	2	706	316	1023	103
RUDDY	2	828	195	1023	103
HAWK	2	655	372	1027	103
SQUAB	2	738	290	1028	103
GROSBEAK	2	757	275	1033	104
GANNET	2	777	263	1040	105
RAIL	2	857	184	1040	105

Vale ressaltar que outras soluções, dentro da região do critério de equivalência de 3 %, a princípio, não se configuram como notadamente vantajosas economicamente, quando é realizada uma análise de variação do custo das perdas frente a variações percentuais no carregamento da LT, conforme pode ser observado na Figura 13-2. Além disso, pode ser observada a permanência do condutor TERN, para a janela de variação de carregamento observada, sempre em um faixa de até 3 % da solução de menor custo, o que atesta, neste contexto, a robustez da solução.

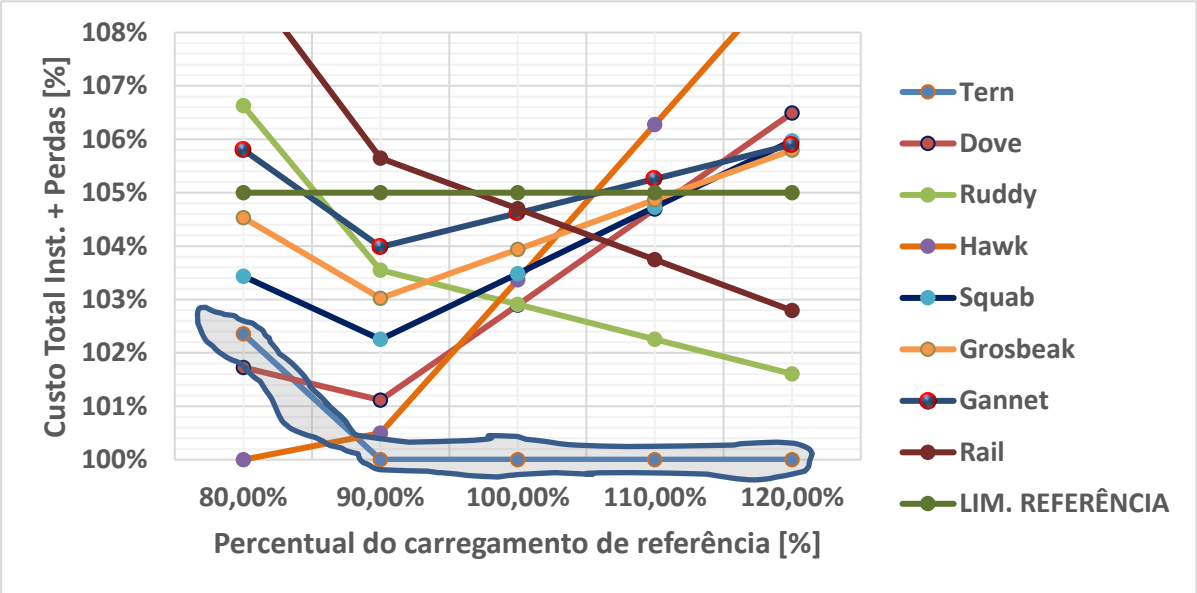


Figura 13-2 Análise de sensibilidade quanto à variação do carregamento e o impacto no custo total da solução para a LT 230 kV Alex – Morada Nova C1

Os resultados desta análise são estendidos para as LT 230 kV Morada Nova – Banabuiú C2 (nova) e LT 230 kV Morada Nova – Russas C2 (nova), em circuitos simples, pelas razões já expostas e considerando a representatividade da LT em destaque na avaliação.

13.3 Características Técnicas da Solução de Referência

13.3.1 Características elétricas e construtivas do conjunto 1

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades operativas especificadas para as 06 (seis) LT do conjunto 1, de SIL da ordem de 1680 MW, com 6 subcondutores por fase, estão sumarizados na Tabela 13-14.

Tabela 13-14 Características elétricas básicas das LT do conjunto 1

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 6 x TERN (795 MCM)	4000	5000	+	0,0140	0,1917	8,6559
				0	0,3060	1,1980	3,1321
				mut.0	-	-	-

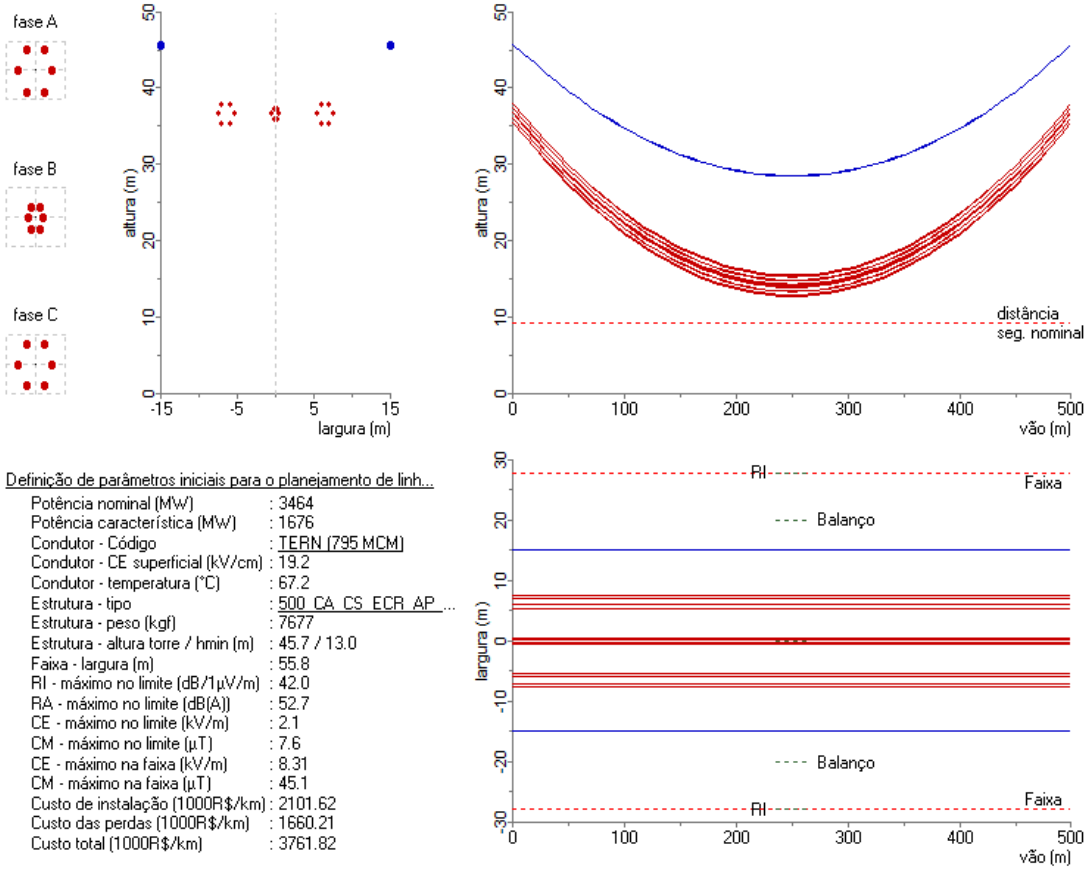


Figura 13-3 Dados técnicos básicos das LT do conjunto 1, 500 kV em SIL elevado

A Figura 13-3, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da LT 500 kV CS, incluindo o vão médio de 500 m utilizado na análise referencial.

Por outro lado, considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos centros dos feixes de condutores e dos cabos para-raios da silhueta típica, bem como as respectivas flechas, estão apresentadas na Tabela 13-15. Tendo em vista a característica dos feixes, a Tabela 13-16

apresenta as coordenadas dos subcondutores em relação aos centros dos feixes. O valor da faixa de segurança para esta solução é indicado na seção 13.3.4.

Tabela 13-15 Coordenadas da silhueta típica das LT do conjunto 1

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A	-6,5	36,7	22,6
Feixe B	0,0	36,7	22,6
Feixe C	6,5	36,7	22,6
Para-raios 1	-15,0	45,7	17,3
Para-raios 2	15,0	45,7	17,3

Tabela 13-16 Coordenadas relativas dos subcondutores das LT do conjunto 1

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

13.3.2 Características elétricas e construtivas do conjunto 2

Os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades operativas especificadas para as LT do conjunto 2, constituídas por feixes de espaçamento convencional, estão sumarizados na Tabela 13-17.

Tabela 13-17 Características elétricas básicas das LT que compõem o conjunto 2

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 4 x TERN (795 MCM)	2710	3875	+	0,0208	0,3094	5,2841
				0	0,3246	1,2028	2,9535
				mut.0	-	-	-

A Figura 13-4, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos das LT em circuito simples que compõem o conjunto 2, incluindo o vão médio de 500 m utilizado na análise referencial.

Por outro lado, considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos centros dos feixes de condutores e dos cabos para-raios da silhueta típica, bem como as respectivas flechas, estão apresentadas na Tabela 13-18. Ressalta-se que o espaçamento entre os subcondutores dos feixes é de 45,72 cm. O valor da faixa de segurança para esta solução é indicado na seção 13.3.4.

Tabela 13-18 Coordenadas da silhueta típica das LT que compõem o conjunto 1

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A	-7,5	35,40	22,7
Feixe B	0,0	42,90	22,7
Feixe C	7,5	35,40	22,7
Para-raios 1	-6,2	47,40	17,3
Para-raios 2	6,2	47,40	17,3

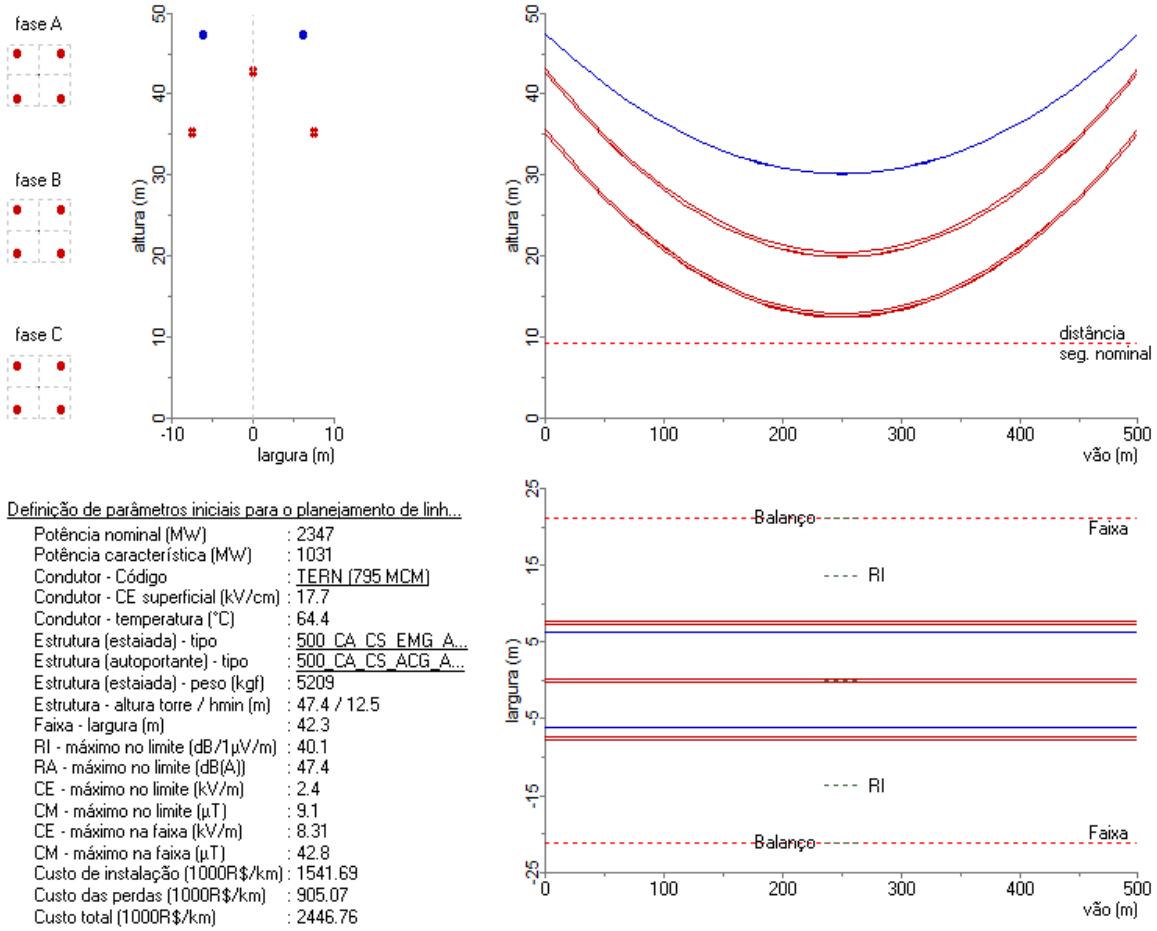


Figura 13-4 Dados técnicos básicos das LT do conjunto 2

13.3.3 Características elétricas e construtivas do conjunto 3

Os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades operativas especificadas para as LT do conjunto 3, constituídas por feixes de espaçamento convencional, estão sumarizados a seguir.

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades operativas especificadas para as 06 (seis) LT do conjunto 03 estão sumarizados na Tabela 13-19.

Tabela 13-19 Características elétricas básicas das LT do conjunto 3

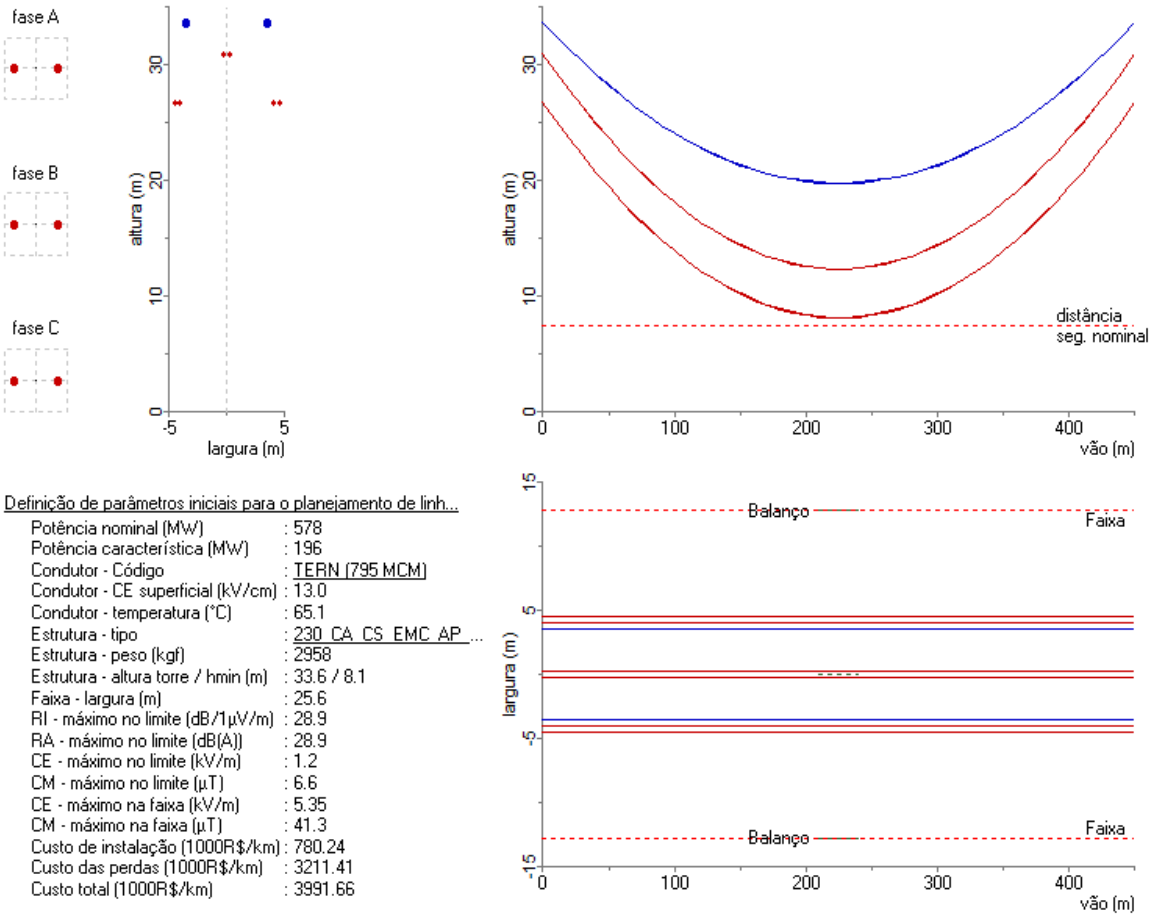
Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω/km]	x [Ω/km]	b [μS/km]
Circuito Simples	CAA 2 x TERN (795 MCM)	1450	1995	+	0,0411	0,3442	4,7774
				0	0,3739	1,3066	2,6437
				mut.0	-	-	-

A Figura 13-5, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da LT 230 kV CS, incluindo o vão médio de 450 m utilizado na análise referencial.

Por outro lado, considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos centros dos feixes de condutores e dos cabos para-raios da silhueta típica, bem como as respectivas flechas, estão apresentadas na Tabela 13-20. Foram considerados feixes com geometria convencional e espaçamento de 45,72 cm entre os cabos condutores. O valor da faixa de segurança para esta solução é indicado na seção 13.3.4.

Tabela 13-20 Coordenadas da silhueta típica das LT do conjunto 3

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A	-4,3	26,7	18,6
Feixe B	0,0	30,9	18,6
Feixe C	4,3	26,7	18,6
Para-raios 1	-3,5	33,6	13,9
Para-raios 2	3,5	33,6	13,9



Definição de parâmetros iniciais para o planejamento de linh...

Potência nominal (MW)	: 578
Potência característica (MW)	: 196
Condutor - Código	: TERN (795 MCM)
Condutor - CE superficial (kV/cm)	: 13.0
Condutor - temperatura (°C)	: 65.1
Estrutura - tipo	: 230_CA_CS_EMC_AP_...
Estrutura - peso (kgf)	: 2958
Estrutura - altura torre / hmin (m)	: 33.6 / 8.1
Faixa - largura (m)	: 25.6
RI - máximo no limite (dB/1µV/m)	: 28.9
RA - máximo no limite (dB(A))	: 28.9
CE - máximo no limite (kV/m)	: 1.2
CM - máximo no limite (µT)	: 6.6
CE - máximo na faixa (kV/m)	: 5.35
CM - máximo na faixa (µT)	: 41.3
Custo de instalação (1000R$/km)	: 780.24
Custo das perdas (1000R$/km)	: 3211.41
Custo total (1000R$/km)	: 3991.66

Figura 13-5 Dados técnicos básicos das LT do conjunto 3

13.3.4 Estimativas iniciais para faixa de segurança de LT novas ou a serem reconstruídas

Com relação às faixas de segurança, a Tabela 13-21 apresenta os valores calculados pelo ELEKTRA, para todas as LT novas ou a serem reconstruídas, 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, recomenda-se a adoção referencial dos valores conforme coluna "Faixa Adotada". Nota-se que esse fator de segurança eventualmente também pode cobrir a faixa ocupada pelos estais.

Tabela 13-21 Estimativas iniciais para faixa de segurança

Linha	Faixa calculada [m]	Restrição	Faixa Adotada [m]
LT 500 kV Quixadá – Crateús C1	54,0	Rádio Interferência	60,0
LT 500 kV Crateús - Teresina IV C1	52,5	Rádio Interferência	60,0
LT 500 kV Teresina IV - Graça Aranha C1	52,2	Rádio Interferência	60,0
LT 500 kV Curral Novo do Piauí II - São João do Piauí II C1	55,2	Rádio Interferência	60,0
LT 500 kV São João do Piauí II – Ribeiro Gonçalves C3	55,2	Rádio Interferência	60,0
LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C3	53,2	Rádio Interferência	60,0
LT 500 kV Boa Esperança - Graça Aranha C1	42,1	Balanço	45,0
LT 500 kV Morada Nova – Pacatuba C1	41,1	Balanço	45,0
LT 230 kV Alex - Morada Nova C1	25,0	Balanço	35,0
LT 230 kV Banabuiu – Morada Nova C2	25,0	Balanço	35,0
LT 230 kV Morada Nova – Russas C2	25,0	Balanço	35,0
LT 230 kV Milagres – Gameleira C2 e C3	25,0	Balanço	35,0
LT 230 kV Araticum (Mauriti) – Milagres C2	25,0	Balanço	35,0
LT 230 kV Abaiara – Milagres C1	25,0	Balanço	35,0

14 ANÁLISE DE RESSONÂNCIA E EXTINÇÃO DE ARCO SECUNDÁRIO

Para as LT com compensação em derivação (novas ou a serem seccionadas) recomendadas neste relatório, foram realizadas análises expeditas com o programa ATP/ATPDraw, considerando: (i) modelagens trifásicas, (ii) transposições e configuração das LT, (iii) reatores em derivação de LT e de neutro (tendo em conta também o nível de isolamento suportável pelo neutro de reatores em derivação existentes). Adicionalmente, foram impostos fluxos e tensões conservadores, com equivalentes de Thévenin conectados nos terminais da LT, visando obter conclusões preliminares de destaque sobre a viabilidade da manobra de religamento monopolar. Além disso, quando considerado de notória relevância eventuais acoplamentos eletromagnéticos entre circuitos, foram modelados paralelismos com outras LT. Muito embora as análises não tenham sido documentadas, não foram encontradas grandes dificuldades para a viabilização da manobra.

Similarmente, julgou-se desnecessária a documentação das análises para as LT restantes devido a alguma combinação dos seguintes fatores: (i) comprimento não elevado; (ii) silhueta convencional e (iii) ausência de compensação. Nestes casos, a princípio, também não se vislumbra grandes dificuldades na implantação do religamento monopolar.

Não obstante as análises preliminares realizadas, ressalta-se que as situações deverão ser investigadas novamente nos relatórios R2, quando aplicável, e no âmbito do Projeto Básico, para todas as linhas e seccionamentos recomendados. Nestas análises deverão ser consideradas as soluções que de fato serão adotadas, com simulações nos domínios do tempo e da frequência, com uma modelagem mais acurada da rede adjacente, incluindo a reavaliação das especificações de eventuais reatores de neutro, caso seja identificada a necessidade nestes estudos.

15 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

As avaliações socioambientais preliminares referentes às novas instalações de Rede Básica recomendadas neste estudo foram objeto da Nota Técnica EPE/DEA/SMA 007/22 "Análise Socioambiental do Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume II: Área Norte - Relatório R1", Ref.[8], que complementa e acompanha este documento.

16 REFERÊNCIAS

[1]. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2021

[2]. EPE-DEE-RE-031/2021-rev1 – "Diagnóstico Regional da Rede Elétrica – PDE 2030 – Volume II – GET Nordeste – Alagoas | Bahia | Ceará | Paraíba | Pernambuco | Piauí | Rio Grande do Norte | Sergipe", EPE – Maio/2021

[3]. EPE-DEE-NT-072/2021-r0 – Expansão das Interligações Regionais – Diagnóstico Inicial, EPE – julho de 2021.

[4]. "Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão", CCPE/CTET - Janeiro/2001

[5]. EPE-DEE-DEA-RE-062/2016-rev0 - "Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica", EPE - Julho/2016

[6]. "Base de Referência de Preços ANEEL" – Março/2021

[7]. Nota Técnica - Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro Metodologia E Cálculo – 2020, Dezembro de 2020;

[8]. "Análise Socioambiental do Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume II: Área Norte - Relatório R1" – Março/2022

[9]. Transitórios eletromagnéticos de manobra em linhas de transmissão CA: experiência dos Relatórios R2,"Relatório no EPE-DEE-NT-100/2018-rev0, Rio de Janeiro, 2018.

[10]. Expansão do sistema de transmissão para escoamento do potencial termelétrico dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, Relatório R2 no EPE-DEE-RE-050/2018, Rio de Janeiro, 2018.

[11]. EPE-DEE-RE-015/2022-rev0 – "Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 3: Área Leste"

[12]. Resolução Homologatória Nº 2.959 de 5 de outubro de 2021, ANEEL – Outubro/2021

[13]. Ofício n. 0213/2022/DEE/EPE - Estudo de Mínimo Custo Global para Integração do Complexo Fotovoltaico Sol de Itaueira I – 1300MW, EPE – Março/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-DEE-IT-038/2021 – Banco de Preços de Referência da ANEEL: Atualização dos Valores para a Data-Base Março de 2021. Informe Técnico. 2021.

[16]. ONS. Procedimentos de Rede – Submódulo 2.7 – Requisitos Mínimos Para Linhas de Transmissão. 2021.

17 EQUIPE TÉCNICA

Bruno César Mota Maçada – EPE/STE

Daniel José Tavares de Souza – EPE/STE

Dourival de Souza Carvalho Junior – EPE/STE

Fabiano Schmidt – EPE/STE

Igor Chaves – EPE/STE

Luiz Felipe Froede Lorentz – EPE/STE

Marcelo Willian Henriques Szrajbman – EPE/STE

Maria de Fátima Carvalho Gama – EPE/STE

Marcos Vinicius Gonçalves da Silva Farinha – EPE/STE

Paulo Fernando de Matos Araujo – EPE/STE

Rafael Theodoro Alves e Mello – EPE/STE

Rodrigo Ribeiro Ferreira – EPE/STE

Sergio Felipe Falcão Lima – EPE/STE

Vinicius Ferreira Martins – EPE/STE

Aline Pessanha do Amaral (estagiária) – EPE/SMA

André Viola Barreto – EPE/SMA

Bernardo Regis Guimarães de Oliveira – EPE/SMA

Daniel Filipe Silva – EPE/SMA

Kátia Gisele Matosinho – EPE/SMA

Leonardo de Sousa Lopes – EPE/SMA

Luciana Álvares da Silva – EPE/SMA

Thiago Galvão – EPE/SMA

18 ANEXOS

18.1 Caracterização das subestações novas

A tabela abaixo apresenta o quantitativo de obras vislumbrado para cada uma das subestações novas definidas no estudo, dentro e fora do horizonte do ano 2030. Em seguida, são apresentados esquemas preliminares para a arquitetura dessas subestações.

Tabela 18-1 Previsão de expansão das subestações novas

	Expansões na subestação (informações acumulativas)		
Subestação	**Configuração inicial - 2028 (a ser licitada)**	**Dentro do horizonte 2030**	**Após horizonte 2030 (porte final)**

SE 500/230kV Crateús (área prevista de 227.700 m²; DJ 500kV: 50 kA; DJ 230kV: 40 kA)	• 3x IBs 500 kV
	• 2x LTs 500 kV
	  ○ 2x ELs 500 kV
	  ○ 2x CRLs 500 kV (fixo)
	• 2x Reatores de Barra 500kV
	  ○ 2x CRBs 500 kV
	• 1x Compensador síncrono
	  ○ 1x CC 500 kV
		Sem alterações.
		Mesma configuração inicial de 2028.
			• 8x IBs 500 kV
			• 9x LTs 500 kV
			  ○ 9x ELs 500 kV
			  ○ 5x CRLs 500 kV
			• 2x Reatores de Barra 500kV
			  ○ 2x CRBs 500 kV
			• 1x Compensador síncrono
			  ○ 1x CC 500 kV
			
			• 1 IB 230 kV
			• 10 LTs 230 kV
			  ○ 10 ELs 230 kV
			• 4 ATFs 500/230kV
			  ○ 4 CTs 500 kV
			  ○ 4 CTs 230 kV

SE 500/230 kV Teresina IV (área prevista de 236.250 m²; DJ 500kV: 50 kA; DJ 230kV: 40 kA)	• 4x IBs 500 kV
	• 6x LTs 500 kV
	  ○ 6x ELs 500 kV
	  ○ 4x CRLs 500 kV (fixo)
	• 2x Reator de Barra 500kV
	  ○ 2x CRB 500 kV
		Sem alterações.
		Mesma configuração inicial de 2028.
			• 9x IBs 500 kV
			• 12x LTs 500 kV
			  ○ 12x ELs 500 kV
			  ○ 7x CRLs 500 kV
			• 2x Reator de Barra 500kV
			  ○ 2x CRB 500 kV
			
			• 1 IB 230 kV
			• 10 LTs 230 kV
			  ○ 10 ELs 230 kV
			• 4 ATFs 500/230kV
			  ○ 4 CTs 500 kV
			  4 CTs 230 kV

	Expansões na subestação (informações acumulativas)		
Subestação	**Configuração inicial - 2028 (a ser licitada)**	**Dentro do horizonte 2030**	**Após horizonte 2030 (porte final)**

SE 500/230 kV São João do Piauí II (área prevista de 236.250 m²; DJ 500kV: 50 kA; DJ 230kV: 40 kA)	• 5x IBs 500 kV
	• 6x LTs 500 kV
	  ○ 6x ELs 500 kV
	  ○ 4x CRLs 500 kV (fixo)
	• 2x Reator de Barra 500kV
	  ○ 2x CRB 500 kV
		Sem alterações.
		Mesma configuração inicial de 2028.
			• 9x IBs 500 kV
			• 12x LTs 500 kV
			  ○ 12x ELs 500 kV
			  ○ 7x CRLs 500 kV
			• 2x Reator de Barra 500kV
			  ○ 2x CRB 500 kV
			• 1 IB 230 kV
			• 10 LTs 230 kV
			  ○ 10 ELs 230 kV
			• 4 ATFs 500/230kV
			  ○ 4 CTs 500 kV
			  ○ 4 CTs 230 kV

SE 500/230 kV Morada Nova (área prevista de 217.350 m²; DJ 500kV: 50 kA; DJ 230kV: 40 kA)	• 3x IBs 500 kV
	• 2x LTs 500 kV
	  ○ 2x ELs 500 kV
	  ○ 1x CRLs 500 kV (fixo)
	• 1x Reator de Barra 500kV
	  ○ 1x CRB 500 kV
	• 1 IB 230 kV
	• 5 LTs 230 kV
	  ○ 5 ELs 230 kV
	• 2 ATFs 500/230kV
	  ○ 2 CTs 500 kV
	  2 CTs 230 kV
		• 1x LTs 500 kV
		  ○ 1x ELs 500 kV
			• 8x IBs 500 kV
			• 11x LTs 500 kV
			  ○ 11x ELs 500 kV
			  ○ *5x CRLs 500 kV
			• 1x Reator de Barra 500kV
			  ○ 1x CRB 500 kV
			• 1 IB 230 kV
			• 10 LTs 230 kV
			  ○ 10 ELs 230 kV
			• 4 ATFs 500/230kV
			  ○ 4 CTs 500 kV
			  ○ 4 CTs 230 kV

*previsão de a cada duas novas LTs seja necessário um reator de linha fixo.

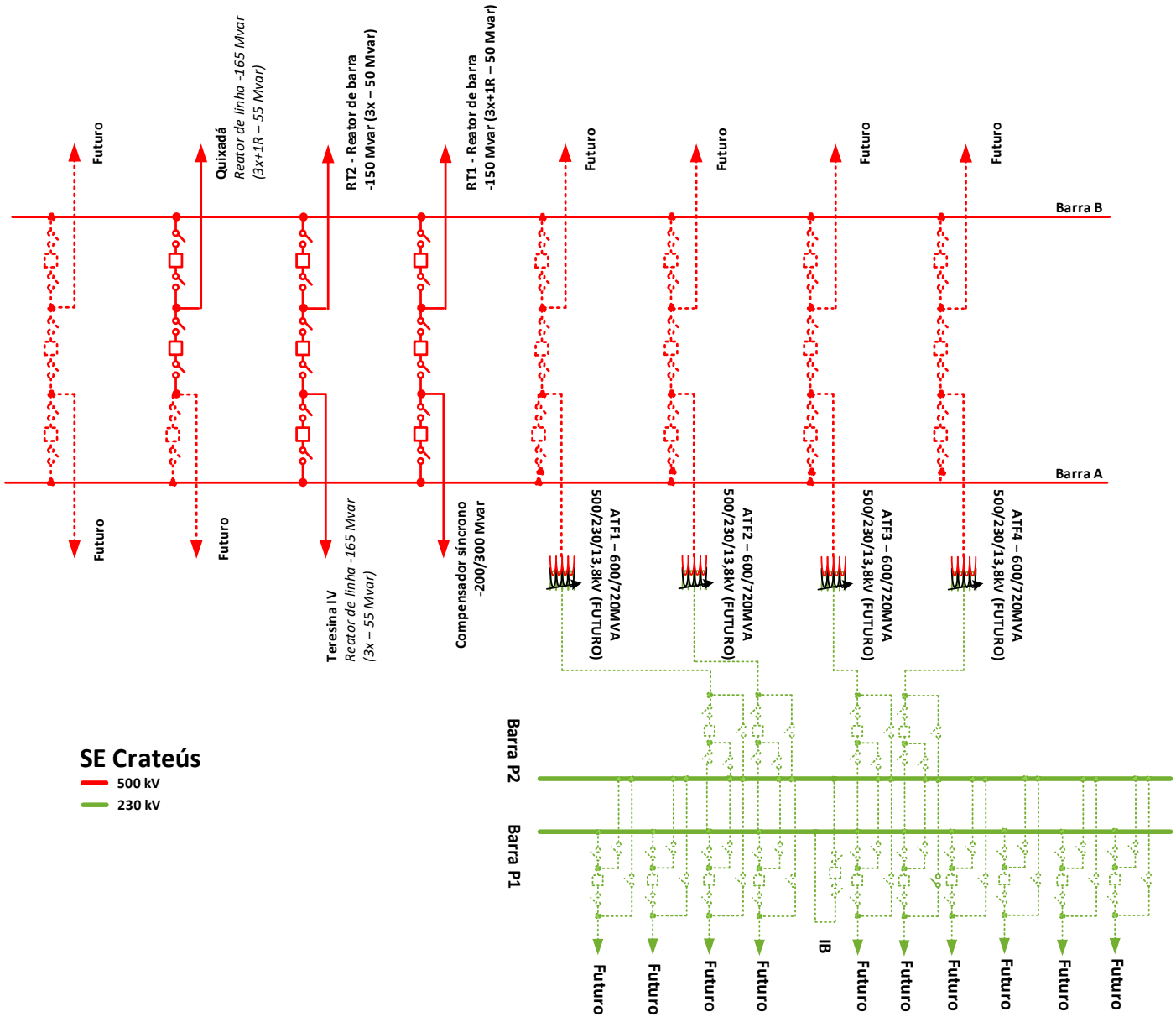


Figura 18-1 SE 500/230 Crateús

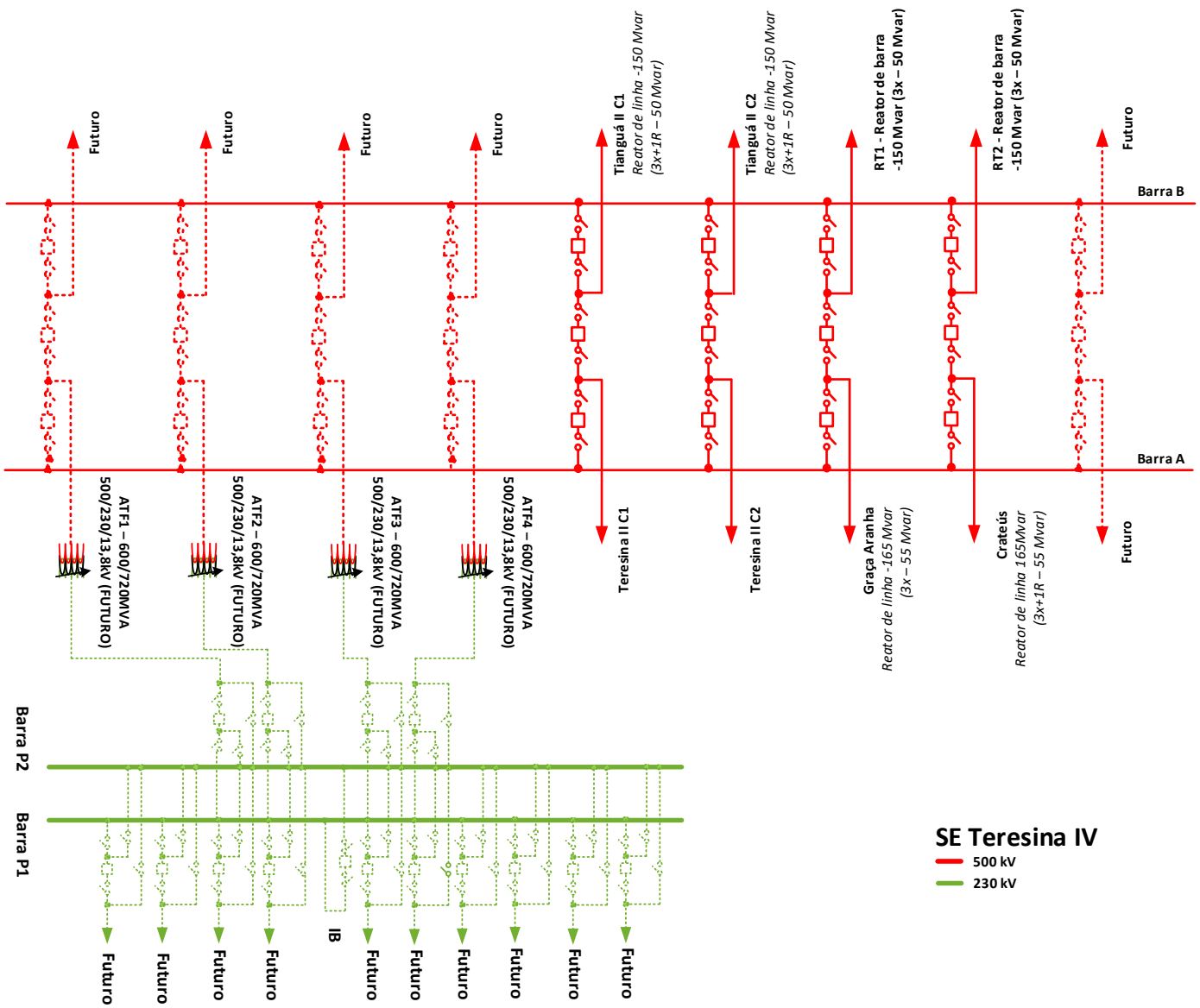


Figura 18-2 SE 500/230 kV Teresina IV

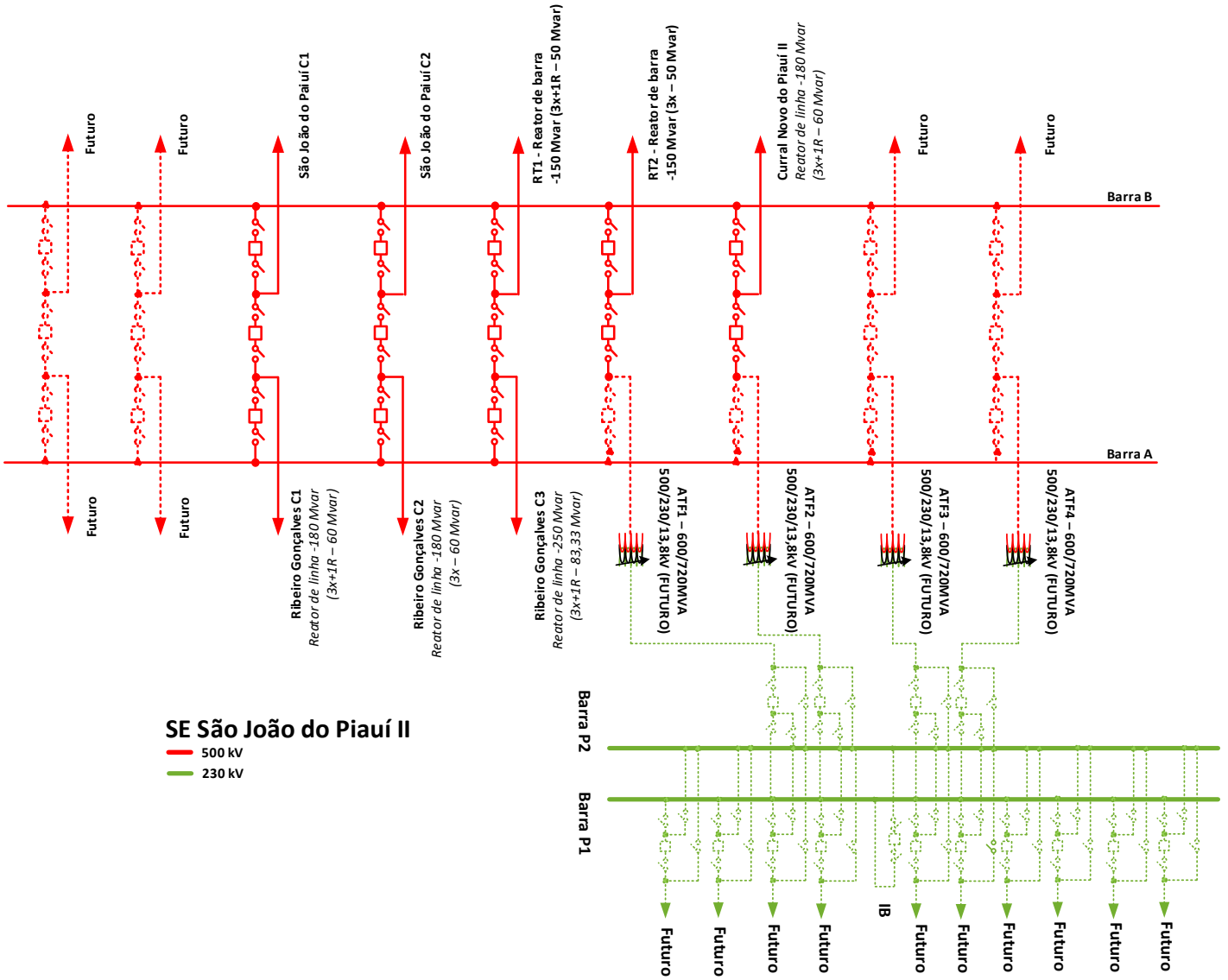


Figura 18-3 SE 500/230 kV São João do Piauí II

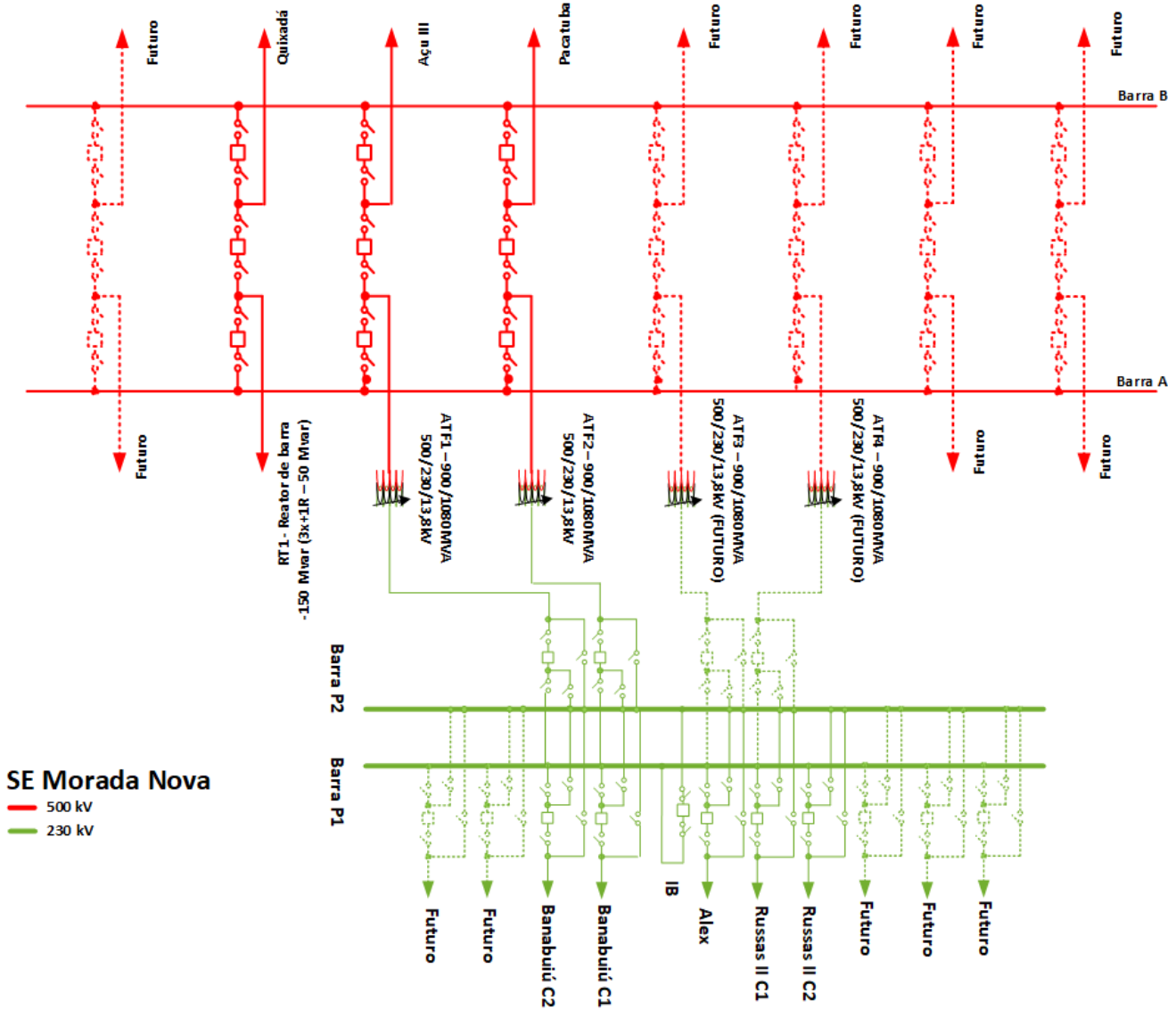


Figura 18-4 SE 500/230 kV Morada Nova

18.2 Parâmetros dos Equipamentos

Linha de Transmissão Nova (LT)

Tabela 18-2 – Características Elétricas das Linhas de Transmissão Recomendadas

Linha de transmissão	Tensão (kV)	Extensão (km) (conforme atualizações Relatório R3)	Condutor	Capacidade de Projeto (A)				
				Longa Duração	Curta Duração	r+ (Ω/km)	x+ (Ω/km)	b+ (µS/km)
LT 500 kV Quixadá – Crateús C1	500	210,7	6x795 MCM (TERN)	4000	5000*	0,0140	0,1917	8,6559
LT 500 kV Crateús – Teresina IV C1	500	230,6	6x795 MCM (TERN)	4000	5000*	0,0140	0,1917	8,6559
LT 500 kV Teresina IV – Graça Aranha C1	500	205,13	6x795 MCM (TERN)	4000	5000*	0,0140	0,1917	8,6559
LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – S.J. do Piauí II C1	500	219,7	6x795 MCM (TERN)	4000	5000*	0,0140	0,1917	8,6559
LT 500 kV S.J. do Piauí II – Ribeiro Gonçalves C3	500	308,9	6x795 MCM (TERN)	4000	5000*	0,0140	0,1917	8,6559
LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C3	500	366,3	6x795 MCM (TERN)	4000	5000*	0,0140	0,1917	8,6559
LT 500 kV Boa Esperança – Graça Aranha C1	500	188,4	4x795 MCM (TERN)	2710	3875	0,0208	0,3094	5,2841
LT 230 kV Banabuiú – Morada Nova C1	230	55,9	2x795 MCM (TERN)	1450	1995	0,0411	0,3442	4,7774
LT 230 kV Morada Nova – Russas II C1	230	57,9	2x795 MCM (TERN)	1450	1995	0,0411	0,3442	4,7774
LT 230 kV Alex – Morada Nova C1	230	61,8	2x795 MCM (TERN)	1450	1995	0,0411	0,3442	4,7774
LT 230 kV Gameleira – Milagres C2/3	230	4,64 | 4,62	2x795 MCM (TERN)	1450	1995	0,0411	0,3442	4,7774
LT 230 kV Araticum – Milagres C2	230	19,25	2x795 MCM (TERN)	1450	1995	0,0411	0,3442	4,7774
LT 230 kV Abaiara – Milagres C2	230	14,78	2x795 MCM (TERN)	1450	1995	0,0411	0,3442	4,7774
LT 500 kV Morada Nova – Pacatuba C1	500	146,7	4x795 MCM (TERN)	2710	3875	0,0208	0,3094	5,2841
LT 230 kV Banabuiú – Milagres C4	230	225,9	2x795 MCM (TERN)	1450	1995	0,0411	0,3442	4,7774
LT 230 kV Ibiapina II – Piripiri C3	230	88	2x954 MCM (RAIL)	1575	1960	0,0346	0,3474	4,7508

*Os equipamentos instalados nos terminais da LT deverão ter capacidade nominal mínima de 4000 A, mesmo que a capacidade de projeto de curta duração da LT ultrapasse esse valor.

Seccionamento de Linha de Transmissão

Tabela 18-3 – Alternativa 2 - Características Elétricas dos Seccionamentos de Linhas de Transmissão

Origem	Destino	Tensão (kV)	Circuito	Extensão (km) (conforme atualizações Relatório R3)	Condutor	Capacidade de Projeto (A)	
						Longa Duração	Curta Duração
Ponto de seccionamento da LT 500 kV Tianguá II – Teresina II C1/C2	Teresina IV	500	CS	2,0	4x954 MCM (RAIL)	2452	3090
Ponto de seccionamento da LT 500 kV São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves C1/C2	São João do Piauí II	500	CS	1 x 1,72 1 x 1,67 1 x 1,75 1 x 1,68	4x954 MCM (RAIL)	2300	2900
Ponto de seccionamento da LT 500 kV Açu III – Quixadá	Morada Nova	500	CS	0,38	4x954 MCM (RAIL)	2910	3680
Ponto de seccionamento da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II	Pacatuba	500	CS	1,23	4x636 MCM (GROSBEAK)	2390	3011
Ponto de seccionamento da LT 500 kV Pecém II – Fortaleza II C2	Pacatuba	500	CS	1,83	4x954 MCM (RAIL)	2956	3725
Ponto de seccionamento da LT 230 kV Banabuiú – Russas II C2	Morada Nova	230	CS	1,03	2x740,8 MCM (FLINT)	1270	1510
Ponto de seccionamento da LT 230 kV Banabuiú – Mossoró II C1	Alex	230	CS	2,78	1x636 MCM (GROSBEAK)	631	795
Ponto de seccionamento da LT 230 kV Banabuiú – Milagres C2 (M3)	Icó	230	CS	1,7	1x636 MCM (GROSBEAK)*	810	810
Ponto de seccionamento da LT 230 kV Banabuiú – Milagres C2 (M3)	Gameleira	230	CS	0,08	1x636 MCM (GROSBEAK)*	810	810
Ponto de seccionamento da LT 230 kV Milagres – Crato II	Abaiara	230	CS	14,21	1x636 MCM (GROSBEAK)	730	870

*Cabo condutor do projeto original da LT a ser seccionada, a qual foi recapacitada com a inclusão de um segundo condutor de características distintas. O cabo condutor do novo trecho de seccionamento deverá ser revisto oportunamente, na fase de projeto, visando o atendimento das capacidades de projeto com segurança.

- Transformadores

Tabela 18-4 - Parâmetros dos novos transformadores

Subestação	Transformação	Unidade	Capacidade [MVA]	X (%) na base de 100 MVA	Ligação	Δ TAP
Morada Nova	500/230 kV	ATR1 (1Φ)	900/ 1080	1,33	Y-Y	1,1 / 0,9
Morada Nova	500/230 kV	ATR2 (1Φ)	900/ 1080	1,33	Y-Y	1,1 / 0,9
Boa Esperança	500/230 kV	ATR1 (1Φ)	450 / 540	2,66	Y-Y	1,1 / 0,9

18.3 Diferencial de Perdas das Alternativas

A seguir são apresentadas as tabelas com valor de perdas elétricas totais do SIN para a contabilização do diferencial de perdas elétricas de cada alternativa.

Tabela 18-5 - Perdas Elétricas [MW] – Análise Técnico-econômica 1

Ano	CEN 1 - Carga Leve		
	ALT1	ALT2	ALT3
2028	2.605,6	2.605,6	2.605,5
2029	2.605,6	2.605,6	2.605,5
2030	2.827,5	2.827,1	2.827,4
2031	2.827,5	2.827,1	2.827,4
2032	2.827,5	2.827,1	2.827,4
2033	2.827,5	2.827,1	2.827,4
2034	2.827,5	2.827,1	2.827,4
2035	2.827,5	2.827,1	2.827,4
2036	2.827,5	2.827,1	2.827,4
2037	2.827,5	2.827,1	2.827,4

Ano	CEN 1 - Carga Média		
	ALT1	ALT2	ALT3
2028	6.887,3	6.885,2	6.885,1
2029	6.887,3	6.885,2	6.885,1
2030	7.369,7	7.367,0	7.367,5
2031	7.369,7	7.367,0	7.367,5
2032	7.369,7	7.367,0	7.367,5
2033	7.369,7	7.367,0	7.367,5
2034	7.369,7	7.367,0	7.367,5
2035	7.369,7	7.367,0	7.367,5
2036	7.369,7	7.367,0	7.367,5
2037	7.369,7	7.367,0	7.367,5

Ano	CEN 1 - Carga Pesada		
	ALT1	ALT2	ALT3
2028	5.194,7	5.194,7	5.194,7
2029	5.194,7	5.194,7	5.194,7
2030	5.196,8	5.196,5	5.196,7
2031	5.196,8	5.196,5	5.196,7
2032	5.196,8	5.196,5	5.196,7
2033	5.196,8	5.196,5	5.196,7
2034	5.196,8	5.196,5	5.196,7
2035	5.196,8	5.196,5	5.196,7
2036	5.196,8	5.196,5	5.196,7
2037	5.196,8	5.196,5	5.196,7

Ano	CEN 2 - Carga Leve		
	ALT1	ALT2	ALT3
2028	3.015,3	3.015,2	3.014,9
2029	3.015,3	3.015,2	3.014,9
2030	3.931,5	3.930,0	3.930,7
2031	3.931,5	3.930,0	3.930,7
2032	3.931,5	3.930,0	3.930,7
2033	3.931,5	3.930,0	3.930,7
2034	3.931,5	3.930,0	3.930,7
2035	3.931,5	3.930,0	3.930,7
2036	3.931,5	3.930,0	3.930,7
2037	3.931,5	3.930,0	3.930,7

Ano	CEN 2 - Carga Média		
	ALT1	ALT2	ALT3
2028	6.291,3	6.288,8	6.288,6
2029	6.291,3	6.288,8	6.288,6
2030	6.461,6	6.456,8	6.457,9
2031	6.461,6	6.456,8	6.457,9
2032	6.461,6	6.456,8	6.457,9
2033	6.461,6	6.456,8	6.457,9
2034	6.461,6	6.456,8	6.457,9
2035	6.461,6	6.456,8	6.457,9
2036	6.461,6	6.456,8	6.457,9
2037	6.461,6	6.456,8	6.457,9

Ano	CEN 2 - Carga Pesada		
	ALT1	ALT2	ALT3
2028	3.896,6	3.896,5	3.896,2
2029	3.896,6	3.896,5	3.896,2
2030	4.235,1	4.234,0	4.234,6
2031	4.235,1	4.234,0	4.234,6
2032	4.235,1	4.234,0	4.234,6
2033	4.235,1	4.234,0	4.234,6
2034	4.235,1	4.234,0	4.234,6
2035	4.235,1	4.234,0	4.234,6
2036	4.235,1	4.234,0	4.234,6
2037	4.235,1	4.234,0	4.234,6

Ano	CEN 3 - Carga Leve		
	ALT1	ALT2	ALT3
2028	2.109,4	2.109,5	2.109,5
2029	2.109,4	2.109,5	2.109,5
2030	1.972,4	1.972,5	1.972,5
2031	1.972,4	1.972,5	1.972,5
2032	1.972,4	1.972,5	1.972,5
2033	1.972,4	1.972,5	1.972,5
2034	1.972,4	1.972,5	1.972,5
2035	1.972,4	1.972,5	1.972,5
2036	1.972,4	1.972,5	1.972,5
2037	1.972,4	1.972,5	1.972,5

Ano	CEN 3 - Carga Média		
	ALT1	ALT2	ALT3
2028	4.898,6	4.897,6	4.898,0
2029	4.898,6	4.897,6	4.898,0
2030	4.976,2	4.975,3	4.975,6
2031	4.976,2	4.975,3	4.975,6
2032	4.976,2	4.975,3	4.975,6
2033	4.976,2	4.975,3	4.975,6
2034	4.976,2	4.975,3	4.975,6
2035	4.976,2	4.975,3	4.975,6
2036	4.976,2	4.975,3	4.975,6
2037	4.976,2	4.975,3	4.975,6

Ano	CEN 3 - Carga Pesada		
	ALT1	ALT2	ALT3
2028	4.888,4	4.888,7	4.888,5
2029	4.888,4	4.888,7	4.888,5
2030	4.721,9	4.721,9	4.722,0
2031	4.721,9	4.721,9	4.722,0
2032	4.721,9	4.721,9	4.722,0
2033	4.721,9	4.721,9	4.722,0
2034	4.721,9	4.721,9	4.722,0
2035	4.721,9	4.721,9	4.722,0
2036	4.721,9	4.721,9	4.722,0
2037	4.721,9	4.721,9	4.722,0

Ano	CEN 4 - Carga Leve		
	ALT1	ALT2	ALT3
2028	2.347,4	2.347,5	2.347,6
2029	2.347,4	2.347,5	2.347,6
2030	2.073,8	2.073,8	2.073,9
2031	2.073,8	2.073,8	2.073,9
2032	2.073,8	2.073,8	2.073,9
2033	2.073,8	2.073,8	2.073,9
2034	2.073,8	2.073,8	2.073,9
2035	2.073,8	2.073,8	2.073,9
2036	2.073,8	2.073,8	2.073,9
2037	2.073,8	2.073,8	2.073,9

Ano	CEN 4 - Carga Média		
	ALT1	ALT2	ALT3
2028	4.018,1	4.017,5	4.017,3
2029	4.018,1	4.017,5	4.017,3
2030	4.252,1	4.250,8	4.251,3
2031	4.252,1	4.250,8	4.251,3
2032	4.252,1	4.250,8	4.251,3
2033	4.252,1	4.250,8	4.251,3
2034	4.252,1	4.250,8	4.251,3
2035	4.252,1	4.250,8	4.251,3
2036	4.252,1	4.250,8	4.251,3
2037	4.252,1	4.250,8	4.251,3

Ano	CEN 4 - Carga Pesada		
	ALT1	ALT2	ALT3
2028	3.943,6	3.943,7	3.943,8
2029	3.943,6	3.943,7	3.943,8
2030	4.156,6	4.156,1	4.156,7
2031	4.156,6	4.156,1	4.156,7
2032	4.156,6	4.156,1	4.156,7
2033	4.156,6	4.156,1	4.156,7
2034	4.156,6	4.156,1	4.156,7
2035	4.156,6	4.156,1	4.156,7
2036	4.156,6	4.156,1	4.156,7
2037	4.156,6	4.156,1	4.156,7

Tabela 18-6 - Perdas Elétricas [MW] – Análise Técnico-econômica 2

Ano	CEN 1 - Carga Leve		
	ALT1	ALT2	ALT3
2028	2.604,4	2.603,5	2.605,4
2029	2.604,4	2.603,5	2.605,4
2030	2.829,8	2.826,3	2.827,3
2031	2.829,8	2.826,3	2.827,3
2032	2.829,8	2.826,3	2.827,3
2033	2.829,8	2.826,3	2.827,3
2034	2.829,8	2.826,3	2.827,3
2035	2.829,8	2.826,3	2.827,3
2036	2.829,8	2.826,3	2.827,3
2037	2.829,8	2.826,3	2.827,3

Ano	CEN 1 - Carga Média		
	ALT1	ALT2	ALT3
2028	6.889,9	6.885,0	6.885,0
2029	6.889,9	6.885,0	6.885,0
2030	7.371,2	7.368,0	7.367,4
2031	7.371,2	7.368,0	7.367,4
2032	7.371,2	7.368,0	7.367,4
2033	7.371,2	7.368,0	7.367,4
2034	7.371,2	7.368,0	7.367,4
2035	7.371,2	7.368,0	7.367,4
2036	7.371,2	7.368,0	7.367,4
2037	7.371,2	7.368,0	7.367,4

Ano	CEN 1 - Carga Pesada		
	ALT1	ALT2	ALT3
2028	5.191,5	5.190,1	5.194,7
2029	5.191,5	5.190,1	5.194,7
2030	5.196,5	5.191,7	5.196,5
2031	5.196,5	5.191,7	5.196,5
2032	5.196,5	5.191,7	5.196,5
2033	5.196,5	5.191,7	5.196,5
2034	5.196,5	5.191,7	5.196,5
2035	5.196,5	5.191,7	5.196,5
2036	5.196,5	5.191,7	5.196,5
2037	5.196,5	5.191,7	5.196,5

Ano	CEN 2 - Carga Leve		
	ALT1	ALT2	ALT3
2028	3.019,4	3.015,4	3.014,8
2029	3.019,4	3.015,4	3.014,8
2030	3.936,1	3.934,4	3.930,5
2031	3.936,1	3.934,4	3.930,5
2032	3.936,1	3.934,4	3.930,5
2033	3.936,1	3.934,4	3.930,5
2034	3.936,1	3.934,4	3.930,5
2035	3.936,1	3.934,4	3.930,5
2036	3.936,1	3.934,4	3.930,5
2037	3.936,1	3.934,4	3.930,5

Ano	CEN 2 - Carga Média		
	ALT1	ALT2	ALT3
2028	6.297,3	6.292,4	6.288,2
2029	6.297,3	6.292,4	6.288,2
2030	6.467,0	6.465,3	6.457,8
2031	6.467,0	6.465,3	6.457,8
2032	6.467,0	6.465,3	6.457,8
2033	6.467,0	6.465,3	6.457,8
2034	6.467,0	6.465,3	6.457,8
2035	6.467,0	6.465,3	6.457,8
2036	6.467,0	6.465,3	6.457,8
2037	6.467,0	6.465,3	6.457,8

Ano	CEN 2 - Carga Pesada		
	ALT1	ALT2	ALT3
2028	3.899,5	3.895,9	3.895,8
2029	3.899,5	3.895,9	3.895,8
2030	4.238,6	4.234,7	4.234,3
2031	4.238,6	4.234,7	4.234,3
2032	4.238,6	4.234,7	4.234,3
2033	4.238,6	4.234,7	4.234,3
2034	4.238,6	4.234,7	4.234,3
2035	4.238,6	4.234,7	4.234,3
2036	4.238,6	4.234,7	4.234,3
2037	4.238,6	4.234,7	4.234,3

Ano	CEN 3 - Carga Leve		
	ALT1	ALT2	ALT3
2028	2.110,7	2.110,4	2.109,4
2029	2.110,7	2.110,4	2.109,4
2030	1.973,1	1.973,3	1.972,5
2031	1.973,1	1.973,3	1.972,5
2032	1.973,1	1.973,3	1.972,5
2033	1.973,1	1.973,3	1.972,5
2034	1.973,1	1.973,3	1.972,5
2035	1.973,1	1.973,3	1.972,5
2036	1.973,1	1.973,3	1.972,5
2037	1.973,1	1.973,3	1.972,5

Ano	CEN 3 - Carga Média		
	ALT1	ALT2	ALT3
2028	4.897,2	4.897,1	4.898,0
2029	4.897,2	4.897,1	4.898,0
2030	4.975,0	4.974,2	4.975,7
2031	4.975,0	4.974,2	4.975,7
2032	4.975,0	4.974,2	4.975,7
2033	4.975,0	4.974,2	4.975,7
2034	4.975,0	4.974,2	4.975,7
2035	4.975,0	4.974,2	4.975,7
2036	4.975,0	4.974,2	4.975,7
2037	4.975,0	4.974,2	4.975,7

Ano	CEN 3 - Carga Pesada		
	ALT1	ALT2	ALT3
2028	4.891,7	4.891,1	4.888,1
2029	4.891,7	4.891,1	4.888,1
2030	4.722,3	4.722,8	4.721,5
2031	4.722,3	4.722,8	4.721,5
2032	4.722,3	4.722,8	4.721,5
2033	4.722,3	4.722,8	4.721,5
2034	4.722,3	4.722,8	4.721,5
2035	4.722,3	4.722,8	4.721,5
2036	4.722,3	4.722,8	4.721,5
2037	4.722,3	4.722,8	4.721,5

Ano	CEN 4 - Carga Leve		
	ALT1	ALT2	ALT3
2028	2.347,5	2.347,6	2.347,6
2029	2.347,5	2.347,6	2.347,6
2030	2.073,8	2.073,8	2.073,9
2031	2.073,8	2.073,8	2.073,9
2032	2.073,8	2.073,8	2.073,9
2033	2.073,8	2.073,8	2.073,9
2034	2.073,8	2.073,8	2.073,9
2035	2.073,8	2.073,8	2.073,9
2036	2.073,8	2.073,8	2.073,9
2037	2.073,8	2.073,8	2.073,9

Ano	CEN 4 - Carga Média		
	ALT1	ALT2	ALT3
2028	4.013,6	4.015,7	4.017,3
2029	4.013,6	4.015,7	4.017,3
2030	4.251,5	4.249,5	4.251,4
2031	4.251,5	4.249,5	4.251,4
2032	4.251,5	4.249,5	4.251,4
2033	4.251,5	4.249,5	4.251,4
2034	4.251,5	4.249,5	4.251,4
2035	4.251,5	4.249,5	4.251,4
2036	4.251,5	4.249,5	4.251,4
2037	4.251,5	4.249,5	4.251,4

Ano	CEN 4 - Carga Pesada		
	ALT1	ALT2	ALT3
2028	3.940,5	3.942,0	3.943,8
2029	3.940,5	3.942,0	3.943,8
2030	4.155,2	4.154,4	4.156,5
2031	4.155,2	4.154,4	4.156,5
2032	4.155,2	4.154,4	4.156,5
2033	4.155,2	4.154,4	4.156,5
2034	4.155,2	4.154,4	4.156,5
2035	4.155,2	4.154,4	4.156,5
2036	4.155,2	4.154,4	4.156,5
2037	4.155,2	4.154,4	4.156,5

Tabela 18-7 - Perdas Elétricas [MW] – Análise Técnico-econômica 3

Ano	CEN 1 - Carga Leve	
	ALT1	ALT2
2028	2.613,6	2.605,5
2029	2.613,6	2.605,5
2030	2.834,6	2.827,5
2031	2.834,6	2.827,5
2032	2.834,6	2.827,5
2033	2.834,6	2.827,5
2034	2.834,6	2.827,5
2035	2.834,6	2.827,5
2036	2.834,6	2.827,5
2037	2.834,6	2.827,5

Ano	CEN 1 - Carga Média	
	ALT1	ALT2
2028	6.888,1	6.885,2
2029	6.888,1	6.885,2
2030	7.370,3	7.367,6
2031	7.370,3	7.367,6
2032	7.370,3	7.367,6
2033	7.370,3	7.367,6
2034	7.370,3	7.367,6
2035	7.370,3	7.367,6
2036	7.370,3	7.367,6
2037	7.370,3	7.367,6

Ano	CEN 1 - Carga Pesada	
	ALT1	ALT2
2028	5.196,8	5.194,7
2029	5.196,8	5.194,7
2030	5.199,8	5.196,8
2031	5.199,8	5.196,8
2032	5.199,8	5.196,8
2033	5.199,8	5.196,8
2034	5.199,8	5.196,8
2035	5.199,8	5.196,8
2036	5.199,8	5.196,8
2037	5.199,8	5.196,8

Ano	CEN 2 - Carga Leve	
	ALT1	ALT2
2028	3.020,9	3.014,9
2029	3.020,9	3.014,9
2030	3.931,7	3.930,8
2031	3.931,7	3.930,8
2032	3.931,7	3.930,8
2033	3.931,7	3.930,8
2034	3.931,7	3.930,8
2035	3.931,7	3.930,8
2036	3.931,7	3.930,8
2037	3.931,7	3.930,8

Ano	CEN 2 - Carga Média	
	ALT1	ALT2
2028	6.293,1	6.288,7
2029	6.293,1	6.288,7
2030	6.465,3	6.458,1
2031	6.465,3	6.458,1
2032	6.465,3	6.458,1
2033	6.465,3	6.458,1
2034	6.465,3	6.458,1
2035	6.465,3	6.458,1
2036	6.465,3	6.458,1
2037	6.465,3	6.458,1

Ano	CEN 2 - Carga Pesada	
	ALT1	ALT2
2028	3.900,4	3.896,2
2029	3.900,4	3.896,2
2030	4.240,0	4.234,7
2031	4.240,0	4.234,7
2032	4.240,0	4.234,7
2033	4.240,0	4.234,7
2034	4.240,0	4.234,7
2035	4.240,0	4.234,7
2036	4.240,0	4.234,7
2037	4.240,0	4.234,7

Ano	CEN 3 - Carga Leve	
	ALT1	ALT2
2028	2.108,3	2.109,5
2029	2.108,3	2.109,5
2030	1.972,2	1.972,5
2031	1.972,2	1.972,5
2032	1.972,2	1.972,5
2033	1.972,2	1.972,5
2034	1.972,2	1.972,5
2035	1.972,2	1.972,5
2036	1.972,2	1.972,5
2037	1.972,2	1.972,5

Ano	CEN 3 - Carga Média	
	ALT1	ALT2
2028	4.897,6	4.898,0
2029	4.897,6	4.898,0
2030	4.974,3	4.975,6
2031	4.974,3	4.975,6
2032	4.974,3	4.975,6
2033	4.974,3	4.975,6
2034	4.974,3	4.975,6
2035	4.974,3	4.975,6
2036	4.974,3	4.975,6
2037	4.974,3	4.975,6

Ano	CEN 3 - Carga Pesada	
	ALT1	ALT2
2028	4.889,5	4.888,4
2029	4.889,5	4.888,4
2030	4.721,3	4.721,9
2031	4.721,3	4.721,9
2032	4.721,3	4.721,9
2033	4.721,3	4.721,9
2034	4.721,3	4.721,9
2035	4.721,3	4.721,9
2036	4.721,3	4.721,9
2037	4.721,3	4.721,9

Ano	CEN 4 - Carga Leve	
	ALT1	ALT2
2028	2.347,4	2.347,5
2029	2.347,4	2.347,5
2030	2.073,8	2.073,9
2031	2.073,8	2.073,9
2032	2.073,8	2.073,9
2033	2.073,8	2.073,9
2034	2.073,8	2.073,9
2035	2.073,8	2.073,9
2036	2.073,8	2.073,9
2037	2.073,8	2.073,9

Ano	CEN 4 - Carga Média	
	ALT1	ALT2
2028	4.017,7	4.017,3
2029	4.017,7	4.017,3
2030	4.252,7	4.251,4
2031	4.252,7	4.251,4
2032	4.252,7	4.251,4
2033	4.252,7	4.251,4
2034	4.252,7	4.251,4
2035	4.252,7	4.251,4
2036	4.252,7	4.251,4
2037	4.252,7	4.251,4

Ano	CEN 4 - Carga Pesada	
	ALT1	ALT2
2028	3.943,6	3.943,8
2029	3.943,6	3.943,8
2030	4.156,7	4.156,7
2031	4.156,7	4.156,7
2032	4.156,7	4.156,7
2033	4.156,7	4.156,7
2034	4.156,7	4.156,7
2035	4.156,7	4.156,7
2036	4.156,7	4.156,7
2037	4.156,7	4.156,7

Tabela 18-8 - Perdas Elétricas [MW] – Análise Técnico-econômica 4

Ano	CEN 1 - Carga Leve	
	ALT1	ALT2
2028	2.605,5	2.605,5
2029	2.605,5	2.605,5
2030	2.827,5	2.827,4
2031	2.827,5	2.827,4
2032	2.827,5	2.827,4
2033	2.827,5	2.827,4
2034	2.827,5	2.827,4
2035	2.827,5	2.827,4
2036	2.827,5	2.827,4
2037	2.827,5	2.827,4

Ano	CEN 1 - Carga Média	
	ALT1	ALT2
2028	6.885,2	6.885,3
2029	6.885,2	6.885,3
2030	7.367,6	7.367,7
2031	7.367,6	7.367,7
2032	7.367,6	7.367,7
2033	7.367,6	7.367,7
2034	7.367,6	7.367,7
2035	7.367,6	7.367,7
2036	7.367,6	7.367,7
2037	7.367,6	7.367,7

Ano	CEN 1 - Carga Pesada	
	ALT1	ALT2
2028	5.194,7	5.194,7
2029	5.194,7	5.194,7
2030	5.196,8	5.196,7
2031	5.196,8	5.196,7
2032	5.196,8	5.196,7
2033	5.196,8	5.196,7
2034	5.196,8	5.196,7
2035	5.196,8	5.196,7
2036	5.196,8	5.196,7
2037	5.196,8	5.196,7

Ano	CEN 2 - Carga Leve	
	ALT1	ALT2
2028	3.014,9	3.014,9
2029	3.014,9	3.014,9
2030	3.930,8	3.930,8
2031	3.930,8	3.930,8
2032	3.930,8	3.930,8
2033	3.930,8	3.930,8
2034	3.930,8	3.930,8
2035	3.930,8	3.930,8
2036	3.930,8	3.930,8
2037	3.930,8	3.930,8

Ano	CEN 2 - Carga Média	
	ALT1	ALT2
2028	6.288,7	6.288,8
2029	6.288,7	6.288,8
2030	6.458,1	6.458,4
2031	6.458,1	6.458,4
2032	6.458,1	6.458,4
2033	6.458,1	6.458,4
2034	6.458,1	6.458,4
2035	6.458,1	6.458,4
2036	6.458,1	6.458,4
2037	6.458,1	6.458,4

Ano	CEN 2 - Carga Pesada	
	ALT1	ALT2
2028	3.896,2	3.896,2
2029	3.896,2	3.896,2
2030	4.234,7	4.234,6
2031	4.234,7	4.234,6
2032	4.234,7	4.234,6
2033	4.234,7	4.234,6
2034	4.234,7	4.234,6
2035	4.234,7	4.234,6
2036	4.234,7	4.234,6
2037	4.234,7	4.234,6

Ano	CEN 3 - Carga Leve	
	ALT1	ALT2
2028	2.109,5	2.109,5
2029	2.109,5	2.109,5
2030	1.972,5	1.972,4
2031	1.972,5	1.972,4
2032	1.972,5	1.972,4
2033	1.972,5	1.972,4
2034	1.972,5	1.972,4
2035	1.972,5	1.972,4
2036	1.972,5	1.972,4
2037	1.972,5	1.972,4

Ano	CEN 3 - Carga Média	
	ALT1	ALT2
2028	4.898,0	4.898,1
2029	4.898,0	4.898,1
2030	4.975,6	4.975,8
2031	4.975,6	4.975,8
2032	4.975,6	4.975,8
2033	4.975,6	4.975,8
2034	4.975,6	4.975,8
2035	4.975,6	4.975,8
2036	4.975,6	4.975,8
2037	4.975,6	4.975,8

Ano	CEN 3 - Carga Pesada	
	ALT1	ALT2
2028	4.888,4	4.888,4
2029	4.888,4	4.888,4
2030	4.721,9	4.721,9
2031	4.721,9	4.721,9
2032	4.721,9	4.721,9
2033	4.721,9	4.721,9
2034	4.721,9	4.721,9
2035	4.721,9	4.721,9
2036	4.721,9	4.721,9
2037	4.721,9	4.721,9

Ano	CEN 4 - Carga Leve	
	ALT1	ALT2
2028	2.347,5	2.347,5
2029	2.347,5	2.347,5
2030	2.073,9	2.073,8
2031	2.073,9	2.073,8
2032	2.073,9	2.073,8
2033	2.073,9	2.073,8
2034	2.073,9	2.073,8
2035	2.073,9	2.073,8
2036	2.073,9	2.073,8
2037	2.073,9	2.073,8

Ano	CEN 4 - Carga Média	
	ALT1	ALT2
2028	4.017,3	4.017,3
2029	4.017,3	4.017,3
2030	4.251,4	4.251,4
2031	4.251,4	4.251,4
2032	4.251,4	4.251,4
2033	4.251,4	4.251,4
2034	4.251,4	4.251,4
2035	4.251,4	4.251,4
2036	4.251,4	4.251,4
2037	4.251,4	4.251,4

Ano	CEN 4 - Carga Pesada	
	ALT1	ALT2
2028	3.943,8	3.943,7
2029	3.943,8	3.943,7
2030	4.156,7	4.156,6
2031	4.156,7	4.156,6
2032	4.156,7	4.156,6
2033	4.156,7	4.156,6
2034	4.156,7	4.156,6
2035	4.156,7	4.156,6
2036	4.156,7	4.156,6
2037	4.156,7	4.156,6

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

Tabela 18-9 - Diferencial de Perdas Elétricas [MW] – Análise Técnico-econômica 1

Ano	Diferencial Perdas (MW)		
	ALT1	ALT2	ALT3
2028	0,84	0,0	-0,09
2029	0,84	0,0	-0,09
2030	1,55	0,0	0,45
2031	1,55	0,0	0,45
2032	1,55	0,0	0,45
2033	1,55	0,0	0,45
2034	1,55	0,0	0,45
2035	1,55	0,0	0,45
2036	1,55	0,0	0,45
2037	1,55	0,0	0,45

Tabela 18-10 - Diferencial de Perdas Elétricas [MW] – Análise Técnico-econômica 2

Ano	Diferencial Perdas (MW)		
	ALT1	ALT2	ALT3
2028	1,76	0,12	0,0
2029	1,76	0,12	0,0
2030	2,55	0,79	0,0
2031	2,55	0,79	0,0
2032	2,55	0,79	0,0
2033	2,55	0,79	0,0
2034	2,55	0,79	0,0
2035	2,55	0,79	0,0
2036	2,55	0,79	0,0
2037	2,55	0,79	0,0

Tabela 18-11 - Diferencial de Perdas Elétricas [MW] – Análise Técnico-econômica 3

Ano	Diferencial Perdas (MW)	
	ALT1	ALT2
2028	2,22	0,0
2029	2,22	0,0
2030	2,24	0,0
2031	2,24	0,0
2032	2,24	0,0
2033	2,24	0,0
2034	2,24	0,0
2035	2,24	0,0
2036	2,24	0,0
2037	2,24	0,0

Tabela 18-12 - Diferencial de Perdas Elétricas [MW] – Análise Técnico-econômica 4

Ano	Diferencial Perdas (MW)	
	ALT1	ALT2
2028	0,0	0,04
2029	0,0	0,04
2030	0,0	0,06
2031	0,0	0,06
2032	0,0	0,06
2033	0,0	0,06
2034	0,0	0,06
2035	0,0	0,06
2036	0,0	0,06
2037	0,0	0,06

18.4 Plano de Obras e Estimativa de Investimentos

Tabela 18-13 - Plano de obras e estimativa de investimentos – Análise 1 - Alternativa 1

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						994.795,34	**600.614,77**	**88.365,12**	**318.683,73**
SE 500/230 kV MORADA NOVA (Nova)						**223.679,41**	**140.955,97**	**19.868,87**	**78.215,77**
1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 300 MVA 1Φ		2028	7,0	1,0	15636,21	109.453,47	68.974,25	9.722,47	38.273,47
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11988,66	23.977,32	15.109,78	2.129,84	8.384,34
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2028	2,0	1,0	7660,50	15.321,00	9.654,83	1.360,93	5.357,42
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11261,82	22.523,64	14.193,71	2.000,72	7.876,02
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2028	1,0	1,0	6064,10	6.064,10	3.821,41	538,66	2.120,48
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*3,0*		*0,00*	0,00	0,00	0,00	0,00
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			*8,0*		*0,00*	0,00	0,00	0,00	0,00
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	9428,98	9.428,98	5.941,86	837,55	3.297,11
1° Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ		2028	3,0	0,2	4941,87	2.965,12	1.868,53	263,38	1.036,84
1 Reator de Barra 500 kV, 1 x 50 Mvar 1Φ (reserva)		2028	1,0	1,0	4941,87	4.941,87	3.114,22	438,97	1.728,06
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6695,52	6.695,52	4.219,31	594,75	2.341,28
MIM - 230 kV		2028	1,0	1,0	2683,16	2.683,16	1.690,85	238,34	938,24
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	19625,23	19.625,23	12.367,22	1.743,26	6.862,51
SECC LT 500 kV QUIXADÁ - AÇU III, C1, NA SE MORADA NOVA						**39.680,89**	**25.005,69**	**3.524,75**	**13.875,53**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 0,5 km		2028	0,5	1,0	1931,85	965,93	608,70	85,80	337,76
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 0,5 km		2028	0,5	1,0	1931,85	965,93	608,70	85,80	337,76
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	10344,40	20.688,80	13.037,45	1.837,73	7.234,42
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	3.938,01
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	1.101,33
MIG-A		2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	926,25
SECC LT 230 kV BANABUIÚ - RUSSAS II, C2, NA SE MORADA NOVA						**22.868,72**	**14.411,17**	**2.031,37**	**7.996,69**
Circuito Simples 230 kV, 2 x 740,8 MCM (FLINT), 0,9 km		2028	0,9	1,0	978,39	880,55	554,90	78,22	307,91
Circuito Simples 230 kV, 2 x 740,8 MCM (FLINT), 0,9 km		2028	0,9	1,0	978,39	880,55	554,90	78,22	307,91
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2028	2,0	1,0	8442,29	16.884,58	10.640,15	1.499,81	5.904,17
MIM - 230 kV		2028	1,0	1,0	1696,97	1.696,97	1.069,38	150,74	593,39
MIG-A		2028	1,0	1,0	2526,07	2.526,07	1.591,85	224,38	883,31

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
LT 230 kV BANABUIÚ - MORADA NOVA, C1 (Nova)						**75.496,07**	**47.575,33**	**6.706,12**	**26.399,31**
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 55,9 km		2028	55,9	1,0	978,39	54.692,00	34.465,24	4.858,15	19.124,59
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Morada Nova	2028	1,0	1,0	8442,29	8.442,29	5.320,07	749,91	2.952,08
MIM - 230 kV	Morada Nova	2028	1,0	1,0	894,39	894,39	563,62	79,45	312,75
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT	Banabuiú	2028	1,0	1,0	8092,83	8.092,83	5.099,86	718,87	2.829,88
MIM - 230 kV	Banabuiú	2028	1,0	1,0	848,49	848,49	534,69	75,37	296,70
MIG-A	Banabuiú	2028	1,0	1,0	2526,07	2.526,07	1.591,85	224,38	883,31
LT 230 kV MORADA NOVA - RUSSAS II, C1 (Nova)						**79.551,21**	**50.130,76**	**7.066,33**	**27.817,31**
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 58 km		2028	58,0	1,0	978,39	56.746,62	35.760,00	5.040,66	19.843,04
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Morada Nova	2028	1,0	1,0	8442,29	8.442,29	5.320,07	749,91	2.952,08
MIM - 230 kV	Morada Nova	2028	1,0	1,0	1696,97	1.696,97	1.069,38	150,74	593,39
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Russas II	2028	1,0	1,0	8442,29	8.442,29	5.320,07	749,91	2.952,08
MIM - 230 kV	Russas II	2028	1,0	1,0	1696,97	1.696,97	1.069,38	150,74	593,39
MIG-A	Russas II	2028	1,0	1,0	2526,07	2.526,07	1.591,85	224,38	883,31
LT 230 kV BANABUIÚ - RUSSAS II, C1 (desativação)						**35.624,17**	**22.449,27**	**3.164,40**	**12.456,99**
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 111 km		2028	111,0	0,2	702,73	15.600,61	9.831,03	1.385,76	5.455,19
Amortização remanescente		2028	1,0	1,0	18405,00	18.405,00	11.598,27	1.634,87	6.435,82
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT	Banabuiú	2028	1,0	0,2	8092,83	1.618,57	1.019,97	143,77	565,98
SECC LT 230 kV BANABUIÚ - ALEX, C1 e C2, NA SE MORADA NOVA						**87.771,75**	**55.311,09**	**7.796,54**	**30.691,85**
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 20,3 km		2028	20,3	1,0	1184,30	24.041,29	15.150,09	2.135,53	8.406,71
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 20,3 km		2028	20,3	1,0	1184,30	24.041,29	15.150,09	2.135,53	8.406,71
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2028	4,0	1,0	8442,29	33.769,16	21.280,30	2.999,63	11.808,33
MIM - 230 kV		2028	1,0	1,0	3393,94	3.393,94	2.138,76	301,47	1.186,79
MIG-A		2028	1,0	1,0	2526,07	2.526,07	1.591,85	224,38	883,31
SECC LT 230 kV BANABUIÚ - MOSSORÓ, C1, NA SE ALEX						**24.343,94**	**15.340,81**	**2.162,41**	**8.512,54**
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 4,1 km		2028	4,1	1,0	702,73	2.881,19	1.815,64	255,93	1.007,49
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 4,1 km		2028	4,1	1,0	702,73	2.881,19	1.815,64	255,93	1.007,49
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2028	2,0	1,0	8442,29	16.884,58	10.640,15	1.499,81	5.904,17
MIM - 230 kV		2028	1,0	1,0	1696,97	1.696,97	1.069,38	150,74	593,39
SECC LT 500 kV QUIXADÁ - FORTALEZA II, C1, NA SE PACATUBA						**42.385,48**	**26.710,04**	**3.764,99**	**14.821,27**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 1,2 km		2028	1,2	1,0	1931,85	2.318,22	1.460,87	205,92	810,63
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 1,2 km		2028	1,2	1,0	1931,85	2.318,22	1.460,87	205,92	810,63
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	10344,40	20.688,80	13.037,45	1.837,73	7.234,42
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	3.938,01
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	1.101,33
MIG-A		2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	926,25

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 500 kV PACATUBA (remanejamento do reator da LT 500 kV Quixadá - Fortaleza)						**25.263,73**	**15.920,44**	**2.244,11**	**8.834,17**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11478,04	11.478,04	7.233,11	1.019,56	4.013,62
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	9588,60	9.588,60	6.042,44	851,73	3.352,92
3° Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ		2028	0,2	1,0	4246,66	849,33	535,22	75,44	296,99
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3347,76	3.347,76	2.109,66	297,37	1.170,64
SECC LT 500 kV PECÉM II - FORTALEZA II, 05C2, NA SE PACATUBA						**45.862,81**	**28.901,35**	**4.073,88**	**16.037,22**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2,1 km		2028	2,1	1,0	1931,85	4.056,89	2.556,53	360,36	1.418,60
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2,1 km		2028	2,1	1,0	1931,85	4.056,89	2.556,53	360,36	1.418,60
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	10344,40	20.688,80	13.037,45	1.837,73	7.234,42
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	3.938,01
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	1.101,33
MIG-A		2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	926,25
LT 500 kV MORADA NOVA - PACATUBA, C1 (Nova)						**292.267,15**	**157.902,85**	**25.961,34**	**73.025,09**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 795 MCM (TERN), 151 km		2030	151,0	1,0	1780,99	268.929,49	145.294,24	23.888,32	67.194,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Morada Nova	2030	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	5.588,76	918,87	2.584,62
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Pacatuba	2030	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	5.588,76	918,87	2.584,62
MIG-A	Pacatuba	2030	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.431,10	235,29	661,84

Tabela 18-14 - Plano de obras e estimativa de investimentos – Análise 1 - Alternativa 2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						1.052.839,41	**637.189,15**	**93.521,02**	**338.976,88**
SE 500/230 kV MORADA NOVA (Nova)						**223.713,27**	**140.977,31**	**19.871,88**	**78.227,61**
1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 300 MVA 1Φ		2028	7,0	1,0	15636,21	109.453,47	68.974,25	9.722,47	38.273,47
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11988,66	23.977,32	15.109,78	2.129,84	8.384,34
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2028	2,0	1,0	7660,50	15.321,00	9.654,83	1.360,93	5.357,42
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11261,82	22.523,64	14.193,71	2.000,72	7.876,02
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2028	1,0	1,0	6064,10	6.064,10	3.821,41	538,66	2.120,48
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*3,0*		*0,00*	0,00	0,00	0,00	0,00
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			*9,0*		*0,00*	0,00	0,00	0,00	0,00
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	9428,98	9.428,98	5.941,86	837,55	3.297,11
1° Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ		2028	3,0	0,2	4941,87	2.965,12	1.868,53	263,38	1.036,84
1 Reator de Barra 500 kV, 1 x 50 Mvar 1Φ (reserva)		2028	1,0	1,0	4941,87	4.941,87	3.114,22	438,97	1.728,06
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6695,52	6.695,52	4.219,31	594,75	2.341,28
MIM - 230 kV		2028	1,0	1,0	2683,16	2.683,16	1.690,85	238,34	938,24
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	19659,09	19.659,09	12.388,56	1.746,27	6.874,35
SECC LT 500 kV QUIXADÁ - AÇU III, C1, NA SE MORADA NOVA						**39.680,89**	**25.005,69**	**3.524,75**	**13.875,53**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 0,5 km		2028	0,5	1,0	1931,85	965,93	608,70	85,80	337,76
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 0,5 km		2028	0,5	1,0	1931,85	965,93	608,70	85,80	337,76
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	10344,40	20.688,80	13.037,45	1.837,73	7.234,42
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	3.938,01
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	1.101,33
MIG-A		2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	926,25
SECC LT 230 kV BANABUIÚ - RUSSAS II, C2, NA SE MORADA NOVA						**50.202,43**	**31.636,05**	**4.459,35**	**17.554,68**
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 740,8 MCM (FLINT), 17 km		2028	17,0	1,0	1703,45	28.958,65	18.248,86	2.572,32	10.126,20
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2028	2,0	1,0	8442,29	16.884,58	10.640,15	1.499,81	5.904,17
MIM - 230 kV		2028	1,0	1,0	1788,78	1.788,78	1.127,23	158,89	625,50
MIG-A		2028	1,0	1,0	2570,42	2.570,42	1.619,80	228,32	898,82
LT 230 kV BANABUIÚ - MORADA NOVA, C1 (Nova)						**85.331,91**	**53.773,58**	**7.579,81**	**29.838,69**
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 66,0 km		2028	66,0	1,0	978,39	64.573,74	40.692,41	5.735,92	22.580,02
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Morada Nova	2028	1,0	1,0	8442,29	8.442,29	5.320,07	749,91	2.952,08
MIM - 230 kV	Morada Nova	2028	1,0	1,0	848,49	848,49	534,69	75,37	296,70
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT	Banabuiú	2028	1,0	1,0	8092,83	8.092,83	5.099,86	718,87	2.829,88
MIM - 230 kV	Banabuiú	2028	1,0	1,0	848,49	848,49	534,69	75,37	296,70
MIG-A	Banabuiú	2028	1,0	1,0	2526,07	2.526,07	1.591,85	224,38	883,31

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
LT 230 kV MORADA NOVA - RUSSAS II, C1 (Nova)						**67.810,53**	**42.732,14**	**6.023,44**	**23.711,85**
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 46 km		2028	46,0	1,0	978,39	45.005,94	28.361,38	3.997,76	15.737,59
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Morada Nova	2028	1,0	1,0	8442,29	8.442,29	5.320,07	749,91	2.952,08
MIM - 230 kV	Morada Nova	2028	1,0	1,0	1696,97	1.696,97	1.069,38	150,74	593,39
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Russas II	2028	1,0	1,0	8442,29	8.442,29	5.320,07	749,91	2.952,08
MIM - 230 kV	Russas II	2028	1,0	1,0	1696,97	1.696,97	1.069,38	150,74	593,39
MIG-A	Russas II	2028	1,0	1,0	2526,07	2.526,07	1.591,85	224,38	883,31
LT 230 kV BANABUIÚ - RUSSAS II, C1 (desativação)						**35.624,17**	**22.449,27**	**3.164,40**	**12.456,99**
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 111 km		2028	111,0	0,2	702,73	15.600,61	9.831,03	1.385,76	5.455,19
Amortização remanescente		2028	1,0	1,0	18405,00	18.405,00	11.598,27	1.634,87	6.435,82
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT	Banabuiú	2028	1,0	0,2	8092,83	1.618,57	1.019,97	143,77	565,98
SECC LT 230 kV BANABUIÚ - ALEX, C1 e C2, NA SE MORADA NOVA						**70.708,93**	**44.558,62**	**6.280,89**	**24.725,36**
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 13,0 km		2028	13,0	1,0	1184,30	15.395,90	9.702,03	1.367,58	5.383,61
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 13,0 km		2028	13,0	1,0	1184,30	15.395,90	9.702,03	1.367,58	5.383,61
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2028	4,0	1,0	8442,29	33.769,16	21.280,30	2.999,63	11.808,33
MIM - 230 kV		2028	1,0	1,0	3577,55	3.577,55	2.254,46	317,78	1.250,99
MIG-A		2028	1,0	1,0	2570,42	2.570,42	1.619,80	228,32	898,82
LT 230 kV ALEX - MORADA NOVA, C1 (Nova)						**49.608,18**	**31.261,57**	**4.406,57**	**17.346,89**
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 40 km		2028	40,0	1,0	709,11	28.364,40	17.874,38	2.519,54	9.918,41
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Alex	2028	1,0	1,0	8442,29	8.442,29	5.320,07	749,91	2.952,08
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Morada Nova	2028	1,0	1,0	8442,29	8.442,29	5.320,07	749,91	2.952,08
MIM - 230 kV	Alex	2028	1,0	1,0	894,39	894,39	563,62	79,45	312,75
MIM - 230 kV	Morada Nova	2028	1,0	1,0	894,39	894,39	563,62	79,45	312,75
MIG-A	Alex	2028	1,0	1,0	2570,42	2.570,42	1.619,80	228,32	898,82
SECC LT 230 kV BANABUIÚ - MOSSORÓ, C1, NA SE ALEX						**24.343,94**	**15.340,81**	**2.162,41**	**8.512,54**
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 4,1 km		2028	4,1	1,0	702,73	2.881,19	1.815,64	255,93	1.007,49
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 4,1 km		2028	4,1	1,0	702,73	2.881,19	1.815,64	255,93	1.007,49
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2028	2,0	1,0	8442,29	16.884,58	10.640,15	1.499,81	5.904,17
MIM - 230 kV		2028	1,0	1,0	1696,97	1.696,97	1.069,38	150,74	593,39
SECC LT 500 kV QUIXADÁ - FORTALEZA II, C1, NA SE PACATUBA						**42.385,48**	**26.710,04**	**3.764,99**	**14.821,27**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 1,2 km		2028	1,2	1,0	1931,85	2.318,22	1.460,87	205,92	810,63
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 1,2 km		2028	1,2	1,0	1931,85	2.318,22	1.460,87	205,92	810,63
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	10344,40	20.688,80	13.037,45	1.837,73	7.234,42
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	3.938,01
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	1.101,33
MIG-A		2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	926,25

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 500 kV PACATUBA (remanejamento do reator da LT 500 kV Quixadá - Fortaleza)						**25.263,73**	**15.920,44**	**2.244,11**	**8.834,17**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11478,04	11.478,04	7.233,11	1.019,56	4.013,62
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	9588,60	9.588,60	6.042,44	851,73	3.352,92
3° Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ		2028	0,2	1,0	4246,66	849,33	535,22	75,44	296,99
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3347,76	3.347,76	2.109,66	297,37	1.170,64
SECC LT 500 kV PECÉM II - FORTALEZA II, 05C2, NA SE PACATUBA						**45.862,81**	**28.901,35**	**4.073,88**	**16.037,22**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2,1 km		2028	2,1	1,0	1931,85	4.056,89	2.556,53	360,36	1.418,60
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2,1 km		2028	2,1	1,0	1931,85	4.056,89	2.556,53	360,36	1.418,60
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	10344,40	20.688,80	13.037,45	1.837,73	7.234,42
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	3.938,01
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	1.101,33
MIG-A		2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	926,25
LT 500 kV MORADA NOVA - PACATUBA, C1 (Nova)						**292.303,14**	**157.922,29**	**25.964,54**	**73.034,08**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 795 MCM (TERN), 151 km		2030	151,0	1,0	1780,99	268.929,49	145.294,24	23.888,32	67.194,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Morada Nova	2030	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	5.588,76	918,87	2.584,62
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Pacatuba	2030	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	5.588,76	918,87	2.584,62
MIG-A	Pacatuba	2030	1,0	1,0	2684,85	2.684,85	1.450,54	238,49	670,83

Tabela 18-15 - Plano de obras e estimativa de investimentos – Análise 1 - Alternativa 3

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						988.522,55	**596.658,62**	**87.807,92**	**316.486,69**
SE 500/230 kV MORADA NOVA (Nova)						**223.577,84**	**140.891,97**	**19.859,85**	**78.180,25**
1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 300 MVA 1Φ		2028	7,0	1,0	15636,21	109.453,47	68.974,25	9.722,47	38.273,47
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11988,66	23.977,32	15.109,78	2.129,84	8.384,34
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2028	2,0	1,0	7660,50	15.321,00	9.654,83	1.360,93	5.357,42
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11261,82	22.523,64	14.193,71	2.000,72	7.876,02
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2028	1,0	1,0	6064,10	6.064,10	3.821,41	538,66	2.120,48
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*3,0*		*0,00*	0,00	0,00	0,00	0,00
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			*5,0*		*0,00*	0,00	0,00	0,00	0,00
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	9428,98	9.428,98	5.941,86	837,55	3.297,11
1° Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ		2028	3,0	0,2	4941,87	2.965,12	1.868,53	263,38	1.036,84
1 Reator de Barra 500 kV, 1 x 50 Mvar 1Φ (reserva)		2028	1,0	1,0	4941,87	4.941,87	3.114,22	438,97	1.728,06
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6695,52	6.695,52	4.219,31	594,75	2.341,28
MIM - 230 kV		2028	1,0	1,0	2683,16	2.683,16	1.690,85	238,34	938,24
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	19523,66	19.523,66	12.303,22	1.734,24	6.826,99
SECC LT 500 kV QUIXADÁ - AÇU III, C1, NA SE MORADA NOVA						**39.680,89**	**25.005,69**	**3.524,75**	**13.875,53**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 0,5 km		2028	0,5	1,0	1931,85	965,93	608,70	85,80	337,76
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 0,5 km		2028	0,5	1,0	1931,85	965,93	608,70	85,80	337,76
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	10344,40	20.688,80	13.037,45	1.837,73	7.234,42
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	3.938,01
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	1.101,33
MIG-A		2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	926,25
SECC LT 230 kV BANABUIÚ - RUSSAS II, C2, NA SE MORADA NOVA						**22.868,72**	**14.411,17**	**2.031,37**	**7.996,69**
Circuito Simples 230 kV, 2 x 740,8 MCM (FLINT), 0,9 km		2028	0,9	1,0	978,39	880,55	554,90	78,22	307,91
Circuito Simples 230 kV, 2 x 740,8 MCM (FLINT), 0,9 km		2028	0,9	1,0	978,39	880,55	554,90	78,22	307,91
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2028	2,0	1,0	8442,29	16.884,58	10.640,15	1.499,81	5.904,17
MIM - 230 kV		2028	1,0	1,0	1696,97	1.696,97	1.069,38	150,74	593,39
MIG-A		2028	1,0	1,0	2526,07	2.526,07	1.591,85	224,38	883,31

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
LT 230 kV BANABUIÚ - MORADA NOVA, C1 (Nova)						**75.450,17**	**47.546,41**	**6.702,05**	**26.383,26**
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 55,9 km		2028	55,9	1,0	978,39	54.692,00	34.465,24	4.858,15	19.124,59
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Morada Nova	2028	1,0	1,0	8442,29	8.442,29	5.320,07	749,91	2.952,08
MIM - 230 kV	Morada Nova	2028	1,0	1,0	848,49	848,49	534,69	75,37	296,70
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT	Banabuiú	2028	1,0	1,0	8092,83	8.092,83	5.099,86	718,87	2.829,88
MIM - 230 kV	Banabuiú	2028	1,0	1,0	848,49	848,49	534,69	75,37	296,70
MIG-A	Banabuiú	2028	1,0	1,0	2526,07	2.526,07	1.591,85	224,38	883,31
LT 230 kV MORADA NOVA - RUSSAS II, C1 (Nova)						**79.551,21**	**50.130,76**	**7.066,33**	**27.817,31**
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 58 km		2028	58,0	1,0	978,39	56.746,62	35.760,00	5.040,66	19.843,04
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Morada Nova	2028	1,0	1,0	8442,29	8.442,29	5.320,07	749,91	2.952,08
MIM - 230 kV	Morada Nova	2028	1,0	1,0	1696,97	1.696,97	1.069,38	150,74	593,39
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Russas II	2028	1,0	1,0	8442,29	8.442,29	5.320,07	749,91	2.952,08
MIM - 230 kV	Russas II	2028	1,0	1,0	1696,97	1.696,97	1.069,38	150,74	593,39
MIG-A	Russas II	2028	1,0	1,0	2526,07	2.526,07	1.591,85	224,38	883,31
LT 230 kV BANABUIÚ - RUSSAS II, C1 (desativação)						**35.624,17**	**22.449,27**	**3.164,40**	**12.456,99**
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 111 km		2028	111,0	0,2	702,73	15.600,61	9.831,03	1.385,76	5.455,19
Amortização remanescente		2028	1,0	1,0	18405,00	18.405,00	11.598,27	1.634,87	6.435,82
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT	Banabuiú	2028	1,0	0,2	8092,83	1.618,57	1.019,97	143,77	565,98
LT 230 kV ALEX - MORADA NOVA, C1 (Nova)						**81.610,44**	**51.428,42**	**7.249,25**	**28.537,38**
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 61,7 km		2028	61,7	1,0	978,39	60.366,66	38.041,24	5.362,22	21.108,89
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Alex	2028	1,0	1,0	8442,29	8.442,29	5.320,07	749,91	2.952,08
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Morada Nova	2028	1,0	1,0	8442,29	8.442,29	5.320,07	749,91	2.952,08
MIM - 230 kV	Alex	2028	1,0	1,0	894,39	894,39	563,62	79,45	312,75
MIM - 230 kV	Morada Nova	2028	1,0	1,0	894,39	894,39	563,62	79,45	312,75
MIG-A	Alex	2028	1,0	1,0	2570,42	2.570,42	1.619,80	228,32	898,82
SECC LT 230 kV BANABUIÚ - MOSSORÓ, C1, NA SE ALEX						**24.343,94**	**15.340,81**	**2.162,41**	**8.512,54**
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 4,1 km		2028	4,1	1,0	702,73	2.881,19	1.815,64	255,93	1.007,49
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 4,1 km		2028	4,1	1,0	702,73	2.881,19	1.815,64	255,93	1.007,49
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2028	2,0	1,0	8442,29	16.884,58	10.640,15	1.499,81	5.904,17
MIM - 230 kV		2028	1,0	1,0	1696,97	1.696,97	1.069,38	150,74	593,39

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SECC LT 500 kV QUIXADÁ - FORTALEZA II, C1, NA SE PACATUBA						**42.385,48**	**26.710,04**	**3.764,99**	**14.821,27**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 1,2 km		2028	1,2	1,0	1931,85	2.318,22	1.460,87	205,92	810,63
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 1,2 km		2028	1,2	1,0	1931,85	2.318,22	1.460,87	205,92	810,63
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	10344,40	20.688,80	13.037,45	1.837,73	7.234,42
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	3.938,01
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	1.101,33
MIG-A		2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	926,25
SE 500 kV PACATUBA (remanejamento do reator da LT 500 kV Quixadá - Fortaleza)						**25.263,73**	**15.920,44**	**2.244,11**	**8.834,17**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11478,04	11.478,04	7.233,11	1.019,56	4.013,62
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	9588,60	9.588,60	6.042,44	851,73	3.352,92
3° Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ		2028	0,2	1,0	4246,66	849,33	535,22	75,44	296,99
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3347,76	3.347,76	2.109,66	297,37	1.170,64
SECC LT 500 kV PECÉM II - FORTALEZA II, 05C2, NA SE PACATUBA						**45.862,81**	**28.901,35**	**4.073,88**	**16.037,22**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2,1 km		2028	2,1	1,0	1931,85	4.056,89	2.556,53	360,36	1.418,60
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2,1 km		2028	2,1	1,0	1931,85	4.056,89	2.556,53	360,36	1.418,60
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	10344,40	20.688,80	13.037,45	1.837,73	7.234,42
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	3.938,01
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	1.101,33
MIG-A		2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	926,25
LT 500 kV MORADA NOVA - PACATUBA, C1 (Nova)						**292.303,14**	**157.922,29**	**25.964,54**	**73.034,08**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 795 MCM (TERN), 151 km		2030	151,0	1,0	1780,99	268.929,49	145.294,24	23.888,32	67.194,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Morada Nova	2030	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	5.588,76	918,87	2.584,62
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Pacatuba	2030	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	5.588,76	918,87	2.584,62
MIG-A	Pacatuba	2030	1,0	1,0	2684,85	2.684,85	1.450,54	238,49	670,83

Tabela 18-16 - Plano de obras e estimativa de investimentos – Análise 2 - Alternativa 1

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						2.634.550,87	**1.657.507,18**	**234.020,39**	**918.239,02**
SE 500 kV RIBEIRA DO PIAUÍ (Nova)						**169.858,95**	**107.039,95**	**15.088,13**	**59.395,94**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	11261,82	33.785,46	21.290,57	3.001,08	11.814,03
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*		*0,00*	0,00	0,00	0,00	0,00
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*		*0,00*	0,00	0,00	0,00	0,00
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ		2028	7,0	1,0	4941,87	34.593,09	21.799,51	3.072,82	12.096,44
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9428,98	18.857,96	11.883,71	1.675,10	6.594,21
Compensador Síncrono 69 kV, 1 x (-200/+300) Mvar		2028	1,0	1,0	44255,19	44.255,19	27.888,28	3.931,07	15.475,07
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12281,29	12.281,29	7.739,30	1.090,92	4.294,50
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	9448,69	9.448,69	5.954,28	839,30	3.304,00
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	16637,27	16.637,27	10.484,30	1.477,85	5.817,69
LT 500 kV CURRAL NOVO DO PIAUÍ II - RIBEIRA DO PIAUÍ, C1 (Nova)						**643.773,48**	**405.686,49**	**57.184,75**	**225.113,41**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 238 km		2028	238,0	1,0	2350,90	559.514,20	352.588,85	49.700,21	195.649,80
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Curral Novo do Piauí II	2028	4,0	1,0	5066,46	20.265,84	12.770,92	1.800,16	7.086,52
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Ribeira do Piauí	2028	4,0	1,0	5066,46	20.265,84	12.770,92	1.800,16	7.086,52
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Curral Novo do Piauí II	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	1.045,29
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeira do Piauí	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	1.045,29
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Curral Novo do Piauí II	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	3.938,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Curral Novo do Piauí II	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	3.617,21
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeira do Piauí	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	3.617,21
MIM - 500 kV	Curral Novo do Piauí II	2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	1.101,33
MIG-A	Curral Novo do Piauí II	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	926,25

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
LT 500 kV RIBEIRA DO PIAUÍ - RIBEIRO GONÇALVES, C1 (Nova)						**835.826,38**	**526.712,40**	**74.244,31**	**292.270,09**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 319 km		2028	319,0	1,0	2350,90	749.937,10	472.587,58	66.614,99	262.236,50
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 80 Mvar 1Φ	Ribeira do Piauí	2028	4,0	1,0	5270,21	21.080,84	13.284,51	1.872,56	7.371,51
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 80 Mvar 1Φ	Ribeiro Gonçalves	2028	4,0	1,0	5270,21	21.080,84	13.284,51	1.872,56	7.371,51
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeira do Piauí	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	1.045,29
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeiro Gonçalves	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	1.045,29
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeira do Piauí	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	3.617,21
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeiro Gonçalves	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	3.938,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeiro Gonçalves	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	3.617,21
MIM - 500 kV	Ribeiro Gonçalves	2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	1.101,33
MIG-A	Ribeiro Gonçalves	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	926,25
LT 500 kV RIBEIRO GONÇALVES - COLINAS, C3 (Nova)						**954.983,82**	**601.801,80**	**84.828,76**	**333.936,82**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 368 km		2028	368,0	1,0	2350,90	865.131,20	545.179,41	76.847,38	302.517,34
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 100 Mvar 1Φ	Ribeiro Gonçalves	2028	4,0	1,0	5434,52	21.738,08	13.698,68	1.930,94	7.601,33
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 100 Mvar 1Φ	Colinas	2028	4,0	1,0	5434,52	21.738,08	13.698,68	1.930,94	7.601,33
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeiro Gonçalves	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	1.045,29
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Colinas	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	1.045,29
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeiro Gonçalves	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	3.617,21
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Colinas	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	3.938,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Colinas	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	3.617,21
MIM - 500 kV	Colinas	2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	1.101,33
MIG-A	Ribeiro Gonçalves	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	926,25
MIG-A	Colinas	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	926,25
LT 500 kV SÃO JOÃO DO PIAUÍ - BOA ESPERANÇA, C1 (desativação Capacitor Série)						**30.108,24**	**16.266,54**	**2.674,44**	**7.522,76**
Capacitor Série 500 kV, 1 x 484 Mvar 3Φ	São João do Piauí	2030	1,0	0,20	140607,13	28.121,43	15.193,13	2.497,95	7.026,34
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	São João do Piauí	2030	1,0	0,20	6784,49	1.356,90	733,09	120,53	339,03
MIM - 500 kV	São João do Piauí	2030	1,0	0,20	3149,56	629,91	340,32	55,95	157,39

Tabela 18-17 - Plano de obras e estimativa de investimentos – Análise 2 - Alternativa 2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						2.642.938,52	**1.665.499,58**	**234.765,45**	**924.177,42**
SE 500 kV RIBEIRA DO PIAUÍ (Nova)						**98.911,09**	**62.330,76**	**8.786,02**	**34.587,03**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11261,82	22.523,64	14.193,71	2.000,72	7.876,02
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			*1,0*			0,00	0,00	0,00	0,00
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*		*0,00*	0,00	0,00	0,00	0,00
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*		*0,00*	0,00	0,00	0,00	0,00
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ		2028	7,0	1,0	4941,87	34.593,09	21.799,51	3.072,82	12.096,44
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9428,98	18.857,96	11.883,71	1.675,10	6.594,21
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	2.202,67
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	16637,27	16.637,27	10.484,30	1.477,85	5.817,69
LT 500 kV CURRAL NOVO DO PIAUÍ II - RIBEIRA DO PIAUÍ, C1 (Nova)						**658.184,86**	**414.768,11**	**58.464,87**	**230.152,76**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 238 km		2028	238,0	1,0	2350,90	559.514,20	352.588,85	49.700,21	195.649,80
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Curral Novo do Piauí II	2028	4,0	1,0	5066,46	20.265,84	12.770,92	1.800,16	7.086,52
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Ribeira do Piauí	2028	4,0	1,0	5066,46	20.265,84	12.770,92	1.800,16	7.086,52
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Curral Novo do Piauí II	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	1.045,29
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeira do Piauí	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	1.045,29
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Curral Novo do Piauí II	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	3.938,01
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeira do Piauí	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	3.938,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Curral Novo do Piauí II	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	3.617,21
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeira do Piauí	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	3.617,21
MIM - 500 kV	Curral Novo do Piauí II	2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	1.101,33
MIM - 500 kV	Ribeira do Piauí	2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	1.101,33
MIG-A	Curral Novo do Piauí II	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	926,25
LT 500 kV RIBEIRA DO PIAUÍ - RIBEIRO GONÇALVES, C1 (Nova)						**835.826,38**	**526.712,40**	**74.244,31**	**292.270,09**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 319 km		2028	319,0	1,0	2350,90	749.937,10	472.587,58	66.614,99	262.236,50
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 80 Mvar 1Φ	Ribeira do Piauí	2028	4,0	1,0	5270,21	21.080,84	13.284,51	1.872,56	7.371,51
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 80 Mvar 1Φ	Ribeiro Gonçalves	2028	4,0	1,0	5270,21	21.080,84	13.284,51	1.872,56	7.371,51
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeira do Piauí	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	1.045,29
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeiro Gonçalves	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	1.045,29
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeira do Piauí	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	3.617,21
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeiro Gonçalves	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	3.938,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeiro Gonçalves	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	3.617,21
MIM - 500 kV	Ribeiro Gonçalves	2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	1.101,33
MIG-A	Ribeiro Gonçalves	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	926,25

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SECC LT 500 kV SÃO JOÃO DO PIAUÍ - BOA ESPERANÇA, C1, NA SE RIBEIRA DO PIAUÍ (Nova)						**39.680,89**	**25.005,69**	**3.524,75**	**13.875,53**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 0,5 km		2028	0,5	1,0	1931,85	965,93	608,70	85,80	337,76
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 0,5 km		2028	0,5	1,0	1931,85	965,93	608,70	85,80	337,76
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	3.938,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	10344,40	20.688,80	13.037,45	1.837,73	7.234,42
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	1.101,33
MIG-A		2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	926,25
SE 500 kV SÃO JOÃO DO PIAUÍ (Ampliação/Adequação)						**25.243,24**	**15.907,53**	**2.242,29**	**8.827,01**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	3.938,01
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	9428,98	9.428,98	5.941,86	837,55	3.297,11
3° Reator de Barra 500 kV, 3 x 33,3 Mvar 1Φ (remanejado da LT S.J. F		2028	3,0	0,1	4676,28	1.402,88	884,05	124,61	490,56
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	1.101,33
LT 500 kV SÃO JOÃO DO PIAUÍ - BOA ESPERANÇA, C1 (desativação Capacitor Série)						**30.108,24**	**18.973,30**	**2.674,44**	**10.528,19**
Capacitor Série 500 kV, 1 x 484 Mvar 3Φ	São João do Piauí	2028	1,0	0,20	140607,13	28.121,43	17.721,27	2.497,95	9.833,44
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	São João do Piauí	2028	1,0	0,20	6784,49	1.356,90	855,08	120,53	474,48
MIM - 500 kV	São João do Piauí	2028	1,0	0,20	3149,56	629,91	396,95	55,95	220,27
LT 500 kV RIBEIRO GONÇALVES - COLINAS, C3 (Nova)						**954.983,82**	**601.801,80**	**84.828,76**	**333.936,82**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 368 km		2028	368,0	1,0	2350,90	865.131,20	545.179,41	76.847,38	302.517,34
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 100 Mvar 1Φ	Ribeiro Gonçalves	2028	4,0	1,0	5434,52	21.738,08	13.698,68	1.930,94	7.601,33
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 100 Mvar 1Φ	Colinas	2028	4,0	1,0	5434,52	21.738,08	13.698,68	1.930,94	7.601,33
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeiro Gonçalves	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	1.045,29
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Colinas	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	1.045,29
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeiro Gonçalves	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	3.617,21
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Colinas	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	3.938,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Colinas	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	3.617,21
MIM - 500 kV	Colinas	2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	1.101,33
MIG-A	Ribeiro Gonçalves	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	926,25
MIG-A	Colinas	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	926,25

Tabela 18-18 - Plano de obras e estimativa de investimentos – Análise 2 – Alternativa 3

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						2.755.760,27	**1.736.596,42**	**244.787,11**	**963.628,70**
SE 500 kV SÃO JOÃO DO PIAUÍ II (Nova)						**99.009,97**	**62.393,08**	**8.794,80**	**34.621,61**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11261,82	22.523,64	14.193,71	2.000,72	7.876,02
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*		*0,00*	0,00	0,00	0,00	0,00
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*6,0*		*0,00*	0,00	0,00	0,00	0,00
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*		*0,00*	0,00	0,00	0,00	0,00
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ		2028	7,0	1,0	4941,87	34.593,09	21.799,51	3.072,82	12.096,44
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9428,98	18.857,96	11.883,71	1.675,10	6.594,21
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	2.202,67
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	16736,15	16.736,15	10.546,61	1.486,63	5.852,26
LT 500 kV CURRAL NOVO DO PIAUÍ II - SÃO JOÃO DO PIAUÍ II, C1 (Nova)						**620.570,46**	**391.064,66**	**55.123,68**	**216.999,83**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 222 km		2028	222,0	1,0	2350,90	521.899,80	328.885,40	46.359,02	182.496,87
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Curral Novo do Piauí II	2028	4,0	1,0	5066,46	20.265,84	12.770,92	1.800,16	7.086,52
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	São João do Piauí II	2028	4,0	1,0	5066,46	20.265,84	12.770,92	1.800,16	7.086,52
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Curral Novo do Piauí II	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	1.045,29
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	São João do Piauí II	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	1.045,29
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Curral Novo do Piauí II	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	3.938,01
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	São João do Piauí II	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	3.938,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Curral Novo do Piauí II	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	3.617,21
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	São João do Piauí II	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	3.617,21
MIM - 500 kV	Curral Novo do Piauí II	2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	1.101,33
MIM - 500 kV	São João do Piauí II	2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	1.101,33
MIG-A	Curral Novo do Piauí II	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	926,25
LT 500 kV SÃO JOÃO DO PIAUÍ II - RIBEIRO GONÇALVES, C3 (Nova)						**810.203,44**	**510.565,60**	**71.968,29**	**283.310,31**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 308 km		2028	308,0	1,0	2350,90	724.077,20	456.291,46	64.317,92	253.193,86
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,33 Mvar 1Φ	São João do Piauí II	2028	4,0	1,0	5299,83	21.199,32	13.359,17	1.883,08	7.412,94
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,33 Mvar 1Φ	Ribeiro Gonçalves	2028	4,0	1,0	5299,83	21.199,32	13.359,17	1.883,08	7.412,94
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	São João do Piauí II	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	1.045,29
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeiro Gonçalves	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	1.045,29
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	São João do Piauí II	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	3.617,21
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeiro Gonçalves	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	3.938,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeiro Gonçalves	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	3.617,21
MIM - 500 kV	Ribeiro Gonçalves	2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	1.101,33
MIG-A	Ribeiro Gonçalves	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	926,25

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SECC LT 500 kV SÃO JOÃO DO PIAUÍ - RIBEIRO GONÇALVES, C1 e C2 (CS), NA SE SÃO JOÃO DO PIAUÍ II (Nova)						**118.565,38**	**74.716,30**	**10.531,86**	**41.459,70**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 3,5 km		2028	3,7	1,0	1931,85	7.147,85	4.504,35	634,92	2.499,44
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 3,5 km		2028	3,7	1,0	1931,85	7.147,85	4.504,35	634,92	2.499,44
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 3,5 km		2028	3,7	1,0	1931,85	7.147,85	4.504,35	634,92	2.499,44
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 3,5 km		2028	3,7	1,0	1931,85	7.147,85	4.504,35	634,92	2.499,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11261,82	22.523,64	14.193,71	2.000,72	7.876,02
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2028	4,0	1,0	10344,40	41.377,60	26.074,91	3.675,47	14.468,84
Reator de Linha Fixo 500 kV, 6 x 60 Mvar 1Φ (remanejado da LT 500 kV SJPI - Rib. Gon.)		2028	6,0	0,2	5066,46	6.079,75	3.831,28	540,05	2.125,96
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	2989,28	5.978,56	3.767,51	531,06	2.090,57
Reator de Linha Fixo 500 kV, 1 x 60 Mvar 1Φ		2028	1,0	1,0	5066,46	5.066,46	3.192,73	450,04	1.771,63
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	2.202,67
MIG-A		2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	926,25
LT 500 kV SÃO JOÃO DO PIAUÍ - RIBEIRO GONÇALVES, C1 e C2 (desativação Capacitores Série)						**122.318,96**	**77.081,69**	**10.865,28**	**42.772,25**
Capacitor Série 500 kV, 2 x 425 Mvar 3Φ	São João do Piauí	2028	2,0	0,20	123544,80	49.417,92	31.141,67	4.389,67	17.280,36
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	São João do Piauí	2028	2,0	0,20	6784,49	2.713,80	1.710,15	241,06	948,95
MIM - 500 kV	São João do Piauí	2028	1,0	0,20	6299,15	1.259,83	793,91	111,91	440,53
Amortização remanescente		2028	1,0	1,0	68927,41	68.927,41	43.435,96	6.122,65	24.102,40
LT 500 kV SÃO JOÃO DO PIAUÍ - BOA ESPERANÇA, C1 (desativação Capacitor Série)						**30.108,24**	**18.973,30**	**2.674,44**	**10.528,19**
Capacitor Série 500 kV, 1 x 484 Mvar 3Φ	São João do Piauí	2028	1,0	0,20	140607,13	28.121,43	17.721,27	2.497,95	9.833,44
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	São João do Piauí	2028	1,0	0,20	6784,49	1.356,90	855,08	120,53	474,48
MIM - 500 kV	São João do Piauí	2028	1,0	0,20	3149,56	629,91	396,95	55,95	220,27
LT 500 kV RIBEIRO GONÇALVES - COLINAS, C3 (Nova)						**954.983,82**	**601.801,80**	**84.828,76**	**333.936,82**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 368 km		2028	368,0	1,0	2350,90	865.131,20	545.179,41	76.847,38	302.517,34
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 100 Mvar 1Φ	Ribeiro Gonçalves	2028	4,0	1,0	5434,52	21.738,08	13.698,68	1.930,94	7.601,33
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 100 Mvar 1Φ	Colinas	2028	4,0	1,0	5434,52	21.738,08	13.698,68	1.930,94	7.601,33
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeiro Gonçalves	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	1.045,29
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Colinas	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	1.045,29
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeiro Gonçalves	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	3.617,21
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Colinas	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	3.938,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Colinas	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	3.617,21
MIM - 500 kV	Colinas	2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	1.101,33
MIG-A	Ribeiro Gonçalves	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	926,25
MIG-A	Colinas	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	926,25

Tabela 18-19 - Plano de obras e estimativa de investimentos – Análise 3 - Alternativa 1

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						526.807,90	**327.697,01**	**46.794,99**	**179.459,38**
SE 500/230 kV BOA ESPERANÇA (Ampliação/Adequação)						**47.622,88**	**25.729,16**	**4.230,22**	**11.898,93**
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 150 MVA 1Φ		2030	4,0	1,0	11905,72	47.622,88	25.729,16	4.230,22	11.898,93
LT 500 kV BOA ESPERANÇA - TERESINA IV, C1 (Nova)						**479.185,02**	**301.967,85**	**42.564,78**	**167.560,45**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 795 MCM (TERN), 212 km		2028	212,0	1,0	1780,99	377.569,88	237.933,07	33.538,56	132.027,88
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Boa Esperança	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	3.938,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Boa Esperança	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	3.617,21
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Teresina IV	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	3.938,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Teresina IV	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	3.617,21
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Boa Esperança	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	1.045,29
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 100 Mvar 1Φ	Boa Esperança	2028	4,0	1,0	5434,52	21.738,08	13.698,68	1.930,94	7.601,33
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Teresina IV	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	1.045,29
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 100 Mvar 1Φ	Teresina IV	2028	4,0	1,0	5434,52	21.738,08	13.698,68	1.930,94	7.601,33
MIM - 500 kV	Boa Esperança	2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	1.101,33
MIM - 500 kV	Teresina IV	2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	1.101,33
MIG-A	Boa Esperança	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	926,25

Tabela 18-20 - Plano de obras e estimativa de investimentos – Análise 3 - Alternativa 2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						465.557,32	**289.098,75**	**41.354,26**	**158.041,40**
SE 500/230 kV BOA ESPERANÇA (Ampliação/Adequação)						**47.622,88**	**25.729,16**	**4.230,22**	**11.898,93**
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 150 MVA 1Φ		2030	4,0	1,0	11905,72	47.622,88	25.729,16	4.230,22	11.898,93
LT 500 kV BOA ESPERANÇA - GRAÇA ARANHA IV, C1 (Nova)						**417.934,44**	**263.369,59**	**37.124,04**	**146.142,47**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 795 MCM (TERN), 182 km		2028	182,0	1,0	1780,99	324.140,18	204.263,30	28.792,54	113.344,69
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Boa Esperança	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	3.938,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Boa Esperança	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	3.617,21
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Graça Aranha	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	3.938,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Graça Aranha	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	3.617,21
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Boa Esperança	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	1.045,29
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 23,33 Mvar 1Φ	Boa Esperança	2028	4,0	1,0	4456,91	17.827,64	11.234,44	1.583,58	6.233,93
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Graça Aranha	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	1.045,29
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 23,33 Mvar 1Φ	Graça Aranha	2028	4,0	1,0	4456,91	17.827,64	11.234,44	1.583,58	6.233,93
MIM - 500 kV	Boa Esperança	2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	1.101,33
MIM - 500 kV	Graça Aranha	2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	1.101,33
MIG-A	Boa Esperança	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	926,25

Tabela 18-21 - Plano de obras e estimativa de investimentos – Análise 4 - Alternativa 1

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						414.762,38	**237.048,90**	**36.842,28**	**118.342,63**
SECC LT 230 kV MILAGRES - CRATO II, C1, NA SE ABAIARA | (trecho Abaiara - Crato II) (Nova)						**19.129,00**	**12.054,51**	**1.699,18**	**6.688,99**
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 14 km		2028	14,0	1,0	702,73	9.838,22	6.199,75	873,90	3.440,21
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2028	1,0	1,0	8442,29	8.442,29	5.320,07	749,91	2.952,08
MIM - 230 kV		2028	1,0	1,0	848,49	848,49	534,69	75,37	296,70
LT 230 kV ABAIARA - MILAGRES, C2 (Nova)						**28.035,99**	**17.667,43**	**2.490,37**	**9.803,57**
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 15,5 km		2028	15,5	1,0	978,39	15.165,05	9.556,55	1.347,07	5.302,88
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1,5 km (desativação)		2028	1,5	1,0	702,73	1.054,10	664,26	93,63	368,59
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Abaiara	2028	1,0	1,0	8442,29	8.442,29	5.320,07	749,91	2.952,08
MIM - 230 kV	Abaiara	2028	1,0	1,0	848,49	848,49	534,69	75,37	296,70
MIG-A	Abaiara	2028	1,0	1,0	2526,07	2.526,07	1.591,85	224,38	883,31
LT 230 kV MILAGRES - BOM NOME, C1 (Desativação)						**12.143,17**	**7.085,43**	**1.078,65**	**3.931,67**
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 86,4 km		2028	86,4	0,2	702,73	12.143,17	7.085,43	1.078,65	3.931,67
LT 230 kV ARATICUM - MILAGRES, C2 (Nova)						**38.369,19**	**24.179,10**	**3.408,24**	**13.416,86**
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 18 km		2028	18,0	1,0	978,39	17.611,02	11.097,93	1.564,34	6.158,19
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Araticum	2028	1,0	1,0	8442,29	8.442,29	5.320,07	749,91	2.952,08
MIM - 230 kV	Araticum	2028	1,0	1,0	848,49	848,49	534,69	75,37	296,70
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT	Milagres	2028	1,0	1,0	8092,83	8.092,83	5.099,86	718,87	2.829,88
MIM - 230 kV	Milagres	2028	1,0	1,0	848,49	848,49	534,69	75,37	296,70
MIG-A	Milagres	2028	1,0	1,0	2526,07	2.526,07	1.591,85	224,38	883,31
SECC LT 230 kV BANABUIÚ - MILAGRES, C2, NA SE ICÓ						**20.271,91**	**12.774,74**	**1.800,70**	**7.088,64**
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1,7 km		2028	1,7	1,0	702,73	1.194,64	752,83	106,12	417,74
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1,7 km		2028	1,7	1,0	702,73	1.194,64	752,83	106,12	417,74
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT		2028	2,0	1,0	8092,83	16.185,66	10.199,71	1.437,73	5.659,77
MIM - 230 kV		2028	1,0	1,0	1696,97	1.696,97	1.069,38	150,74	593,39
SECC LT 230 kV BANABUIÚ - MILAGRES, C2, NA SE GAMELEIRA | (apenas trecho Banabuiú - Gameleira)						**9.642,15**	**6.076,19**	**856,49**	**3.371,65**
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,5 km		2028	0,5	1,0	702,73	351,37	221,42	31,21	122,86
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2028	1,0	1,0	8442,29	8.442,29	5.320,07	749,91	2.952,08
MIM - 230 kV		2028	1,0	1,0	848,49	848,49	534,69	75,37	296,70

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
LT 230 kV GAMELEIRA - MILAGRES, C2 e C3 (CS) (Nova)						**22.935,94**	**14.453,53**	**2.037,34**	**8.020,19**
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 5 km (desativação)		2028	5,0	0,2	702,73	702,73	442,84	62,42	245,73
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 4,5 km (desativação)		2028	4,5	0,2	702,73	632,46	398,56	56,18	221,16
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 5 km		2028	5,0	1,0	978,39	4.891,95	3.082,76	434,54	1.710,61
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 5 km		2028	5,0	1,0	978,39	4.891,95	3.082,76	434,54	1.710,61
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Gameleira	2028	1,0	1,0	8442,29	8.442,29	5.320,07	749,91	2.952,08
MIM - 230 kV	Gameleira	2028	1,0	1,0	848,49	848,49	534,69	75,37	296,70
MIG-A	Gameleira	2028	1,0	1,0	2526,07	2.526,07	1.591,85	224,38	883,31
LT 230 kV BANABUIÚ - MILAGRES, C1 (Ampliação/Adequação)						**264.235,03**	**142.757,97**	**23.471,32**	**66.021,06**
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 225,9 km (desativaçã		2030	225,9	0,2	702,73	31.749,34	17.153,18	2.820,21	7.932,81
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 225,9 km		2030	225,9	1,0	978,39	221.018,30	119.409,31	19.632,49	55.223,04
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT	Banabuiú	2030	1,0	1,0	8092,83	8.092,83	4.372,30	718,87	2.022,05
MIM - 230 kV	Banabuiú	2030	1,0	1,0	848,49	848,49	458,41	75,37	212,00
MIG-A	Banabuiú	2030	1,0	1,0	2526,07	2.526,07	1.364,76	224,38	631,16

Tabela 18-22 - Plano de obras e estimativa de investimentos – Análise 4 - Alternativa 2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						412.495,85	**235.620,60**	**36.640,95**	**117.550,07**
LT 230 kV ABAIARA - ARATICUM, C1 (Nova)						**44.898,46**	**28.293,65**	**3.988,21**	**15.700,00**
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 20 km		2028	20,0	1,0	978,39	19.567,80	12.331,03	1.738,16	6.842,43
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Araticum	2028	1,0	1,0	8442,29	8.442,29	5.320,07	749,91	2.952,08
MIM - 230 kV	Araticum	2028	1,0	1,0	1696,97	1.696,97	1.069,38	150,74	593,39
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Abaiara	2028	1,0	1,0	8442,29	8.442,29	5.320,07	749,91	2.952,08
MIM - 230 kV	Abaiara	2028	1,0	1,0	1696,97	1.696,97	1.069,38	150,74	593,39
MIG-A	Abaiara	2028	1,0	1,0	2526,07	2.526,07	1.591,85	224,38	883,31
MIG-A	Araticum	2028	1,0	1,0	2526,07	2.526,07	1.591,85	224,38	883,31
LT 230 kV MILAGRES - BOM NOME, C1 (Desativação)						**12.143,17**	**7.085,43**	**1.078,65**	**3.931,67**
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 86,4 km		2028	86,4	0,2	702,73	12.143,17	7.085,43	1.078,65	3.931,67
LT 230 kV ARATICUM - MILAGRES, C2 (Nova)						**38.369,19**	**24.179,10**	**3.408,24**	**13.416,86**
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 18 km		2028	18,0	1,0	978,39	17.611,02	11.097,93	1.564,34	6.158,19
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Araticum	2028	1,0	1,0	8442,29	8.442,29	5.320,07	749,91	2.952,08
MIM - 230 kV	Araticum	2028	1,0	1,0	848,49	848,49	534,69	75,37	296,70
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT	Milagres	2028	1,0	1,0	8092,83	8.092,83	5.099,86	718,87	2.829,88
MIM - 230 kV	Milagres	2028	1,0	1,0	848,49	848,49	534,69	75,37	296,70
MIG-A	Milagres	2028	1,0	1,0	2526,07	2.526,07	1.591,85	224,38	883,31
SECC LT 230 kV BANABUIÚ - MILAGRES, C2, NA SE ICÓ						**20.271,91**	**12.774,74**	**1.800,70**	**7.088,64**
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1,7 km		2028	1,7	1,0	702,73	1.194,64	752,83	106,12	417,74
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1,7 km		2028	1,7	1,0	702,73	1.194,64	752,83	106,12	417,74
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT		2028	2,0	1,0	8092,83	16.185,66	10.199,71	1.437,73	5.659,77
MIM - 230 kV		2028	1,0	1,0	1696,97	1.696,97	1.069,38	150,74	593,39
SECC LT 230 kV BANABUIÚ - MILAGRES, C2, NA SE GAMELEIRA | (apenas trecho Banabuiú - Gameleira)						**9.642,15**	**6.076,19**	**856,49**	**3.371,65**
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,5 km		2028	0,5	1,0	702,73	351,37	221,42	31,21	122,86
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2028	1,0	1,0	8442,29	8.442,29	5.320,07	749,91	2.952,08
MIM - 230 kV		2028	1,0	1,0	848,49	848,49	534,69	75,37	296,70

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
LT 230 kV GAMELEIRA - MILAGRES, C2 e C3 (CS) (Nova)						**22.935,94**	**14.453,53**	**2.037,34**	**8.020,19**
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 5 km (desativação)		2028	5,0	0,2	702,73	702,73	442,84	62,42	245,73
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 4,5 km (desativação)		2028	4,5	0,2	702,73	632,46	398,56	56,18	221,16
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 5 km		2028	5,0	1,0	978,39	4.891,95	3.082,76	434,54	1.710,61
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 5 km		2028	5,0	1,0	978,39	4.891,95	3.082,76	434,54	1.710,61
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Gameleira	2028	1,0	1,0	8442,29	8.442,29	5.320,07	749,91	2.952,08
MIM - 230 kV	Gameleira	2028	1,0	1,0	848,49	848,49	534,69	75,37	296,70
MIG-A	Gameleira	2028	1,0	1,0	2526,07	2.526,07	1.591,85	224,38	883,31
LT 230 kV BANABUIÚ - MILAGRES, C1 (Ampliação/Adequação)						**264.235,03**	**142.757,97**	**23.471,32**	**66.021,06**
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 225,9 km (desativação)		2030	225,9	0,2	702,73	31.749,34	17.153,18	2.820,21	7.932,81
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 225,9 km		2030	225,9	1,0	978,39	221.018,30	119.409,31	19.632,49	55.223,04
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT	Banabuiú	2030	1,0	1,0	8092,83	8.092,83	4.372,30	718,87	2.022,05
MIM - 230 kV	Banabuiú	2030	1,0	1,0	848,49	848,49	458,41	75,37	212,00
MIG-A	Banabuiú	2030	1,0	1,0	2526,07	2.526,07	1.364,76	224,38	631,16

Tabela 18-23 - Plano de obras e estimativa de investimentos – Obras comuns a todas as Análises Técnico-econômicas

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						2.232.460,07	**1.396.545,39**	**198.303,70**	**769.224,33**
SE 500 kV CRATEÚS (Nova)						**155.398,12**	**97.927,18**	**13.803,62**	**54.339,30**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11261,82	22.523,64	14.193,71	2.000,72	7.876,02
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*		*0,00*	0,00	0,00	0,00	0,00
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*2,0*		*0,00*	0,00	0,00	0,00	0,00
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ		2028	7,0	1,0	4941,87	34.593,09	21.799,51	3.072,82	12.096,44
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9428,98	18.857,96	11.883,71	1.675,10	6.594,21
Compensador Síncrono 69 kV, 1 x (-200/+300) Mvar		2028	1,0	1,0	44255,19	44.255,19	27.888,28	3.931,07	15.475,07
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	12281,29	12.281,29	7.739,30	1.090,92	4.294,50
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	2.202,67
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	16587,82	16.587,82	10.453,14	1.473,45	5.800,40
SE 500 kV TERESINA IV (Nova)						**110.254,97**	**69.479,33**	**9.793,67**	**38.553,74**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11261,82	22.523,64	14.193,71	2.000,72	7.876,02
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*6,0*			0,00	0,00	0,00	0,00
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*			0,00	0,00	0,00	0,00
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, 6 x 50 Mvar 1Φ		2028	6,0	1,0	4941,87	29.651,22	18.685,30	2.633,84	10.368,38
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	9428,98	18.857,96	11.883,71	1.675,10	6.594,21
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	2.202,67
MIG (Terreno Urbano)		2028	1,0	1,0	32923,02	32.923,02	20.747,09	2.924,47	11.512,46
LT 500 kV QUIXADÁ - CRATEÚS, C1 (Nova)						**580.126,04**	**365.577,81**	**51.531,11**	**202.857,31**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 205 km		2028	205,0	1,0	2350,90	481.934,50	303.700,48	42.809,00	168.521,89
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ	Quixadá	2028	4,0	1,0	5006,57	20.026,28	12.619,95	1.778,88	7.002,75
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ	Crateús	2028	4,0	1,0	5006,57	20.026,28	12.619,95	1.778,88	7.002,75
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Quixadá	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	1.045,29
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Crateús	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	1.045,29
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Quixadá	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	3.617,21
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Crateús	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	3.617,21
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Quixadá	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	3.938,01
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Crateús	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	3.938,01
MIM - 500 kV	Quixadá	2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	1.101,33
MIM - 500 kV	Crateús	2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	1.101,33
MIG-A	Quixadá	2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	926,25

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
LT 500 kV CRATEÚS - TERESINA IV, C1 (Nova)						**590.971,83**	**372.412,50**	**52.494,51**	**206.649,84**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 219 km		2028	219,0	1,0	2350,90	514.847,10	324.441,00	45.732,55	180.030,70
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 55 Mvar 1Φ	Crateús	2028	3,0	1,0	5006,57	15.019,71	9.464,97	1.334,16	5.252,06
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ	Teresina IV	2028	4,0	1,0	5006,57	20.026,28	12.619,95	1.778,88	7.002,75
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Crateús	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	1.045,29
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Teresina IV	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	1.045,29
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Crateús	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	3.617,21
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Teresina IV	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	3.938,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Teresina IV	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	3.617,21
MIM - 500 kV	Teresina IV	2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	1.101,33
LT 500 kV TERESINA IV - GRAÇA ARANHA, C1 (Nova)						**583.919,13**	**367.968,10**	**51.868,04**	**204.183,67**
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 216 km		2028	216,0	1,0	2350,90	507.794,40	319.996,61	45.106,07	177.564,52
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 55 Mvar 1Φ	Teresina IV	2028	3,0	1,0	5006,57	15.019,71	9.464,97	1.334,16	5.252,06
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ	Graça Aranha	2028	4,0	1,0	5006,57	20.026,28	12.619,95	1.778,88	7.002,75
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Teresina IV	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	1.045,29
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Graça Aranha	2028	1,0	1,0	2989,28	2.989,28	1.883,75	265,53	1.045,29
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Teresina IV	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	3.617,21
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Graça Aranha	2028	1,0	1,0	11261,82	11.261,82	7.096,86	1.000,36	3.938,01
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Graça Aranha	2028	1,0	1,0	10344,40	10.344,40	6.518,73	918,87	3.617,21
MIM - 500 kV	Graça Aranha	2028	1,0	1,0	3149,56	3.149,56	1.984,76	279,77	1.101,33
SECC LT 500 kV TIANGUÁ - TERESINA II, C1 e C2 (CS), NA SE TERESINA IV (Nova)						**97.406,73**	**61.382,77**	**8.652,39**	**34.060,99**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2,0 km		2028	2,0	1,0	1931,85	3.863,70	2.434,79	343,20	1.351,05
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2,0 km		2028	2,0	1,0	1931,85	3.863,70	2.434,79	343,20	1.351,05
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2,0 km		2028	2,0	1,0	1931,85	3.863,70	2.434,79	343,20	1.351,05
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2,0 km		2028	2,0	1,0	1931,85	3.863,70	2.434,79	343,20	1.351,05
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	11261,82	22.523,64	14.193,71	2.000,72	7.876,02
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2028	4,0	1,0	10344,40	41.377,60	26.074,91	3.675,47	14.468,84
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ (remanejado de Teresina II)		2028	4,0	0,2	4941,87	3.953,50	2.491,37	351,18	1.382,45
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ (remanejado de Teresina II)		2028	4,0	0,2	4941,87	3.953,50	2.491,37	351,18	1.382,45
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM (remanejado de Teresina II)		2028	2,0	0,2	2989,28	1.195,71	753,50	106,21	418,11
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	6299,13	6.299,13	3.969,52	559,54	2.202,67
MIG-A		2028	1,0	1,0	2648,86	2.648,86	1.669,23	235,29	926,25
LT 230 kV IBIAPINA II - PIRIPIRI, C3 (Nova)						**114.383,25**	**61.797,71**	**10.160,37**	**28.579,49**
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 86 km		2030	86,0	1,0	1056,15	90.828,90	49.072,03	8.068,10	22.694,27
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT	Piripiri	2030	1,0	1,0	8092,83	8.092,83	4.372,30	718,87	2.022,05
MIM - 230 kV	Piripiri	2030	1,0	1,0	848,49	848,49	458,41	75,37	212,00
MIG-A	Piripiri	2030	1,0	1,0	2526,07	2.526,07	1.364,76	224,38	631,16
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 86 km (desativação C1)		2030	86,0	0,2	702,73	12.086,96	6.530,21	1.073,65	3.020,01

18.5 Formulários de Consultas sobre a Viabilidade de Expansões da Subestação

18.5.1 Subestação Quixadá

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 10/12/2021 Revisão: Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Escoamento na Área Norte da Região Nordeste.

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Quixadá 500 kV **Concessionária Proprietária:** CHESF

1. Módulos de Manobra

☐	CT	Quantidade:	Tensão Prim/Sec (kV):	Arranjo Prim.: Sec.: Ter:	
■	EL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM	
■	IB	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM	
☐	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
■	CRL	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM	
■	CRB	Quantidade: 1*	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM	
☐	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	

2. Módulos de Equipamentos

☐	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV):	Fase:
■	Reator (de linha)**	Quantidade:3+1	Potência (Mvar): 60	Tensão (kV): 500	Fase: monofásico
☐	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Compensador Síncrono	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:

3. Diagrama Unifilar

4. Observações:

(1) Considerar uma linha de transmissão no sentido oeste**(associada ao reator de linha solicitado) e outra no sentido leste;

(2) Informar se haverá necessidade de implantação de IB adicional em função da topologia da subestação;

(3) Informar se há viabilidade de remanejamento do reator de linha da LT 500 kV Açu III – Quixadá, terminal Quixadá, para a barra da SE Quixadá (*associado ao CRB solicitado);

(4) Informar se há disponibilidade e compatibilidade de fases reservas para compartilhamento com os reatores mencionados nessa consulta.

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).

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 10/12/2021 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.

1. Módulos de Manobra

☐	CT	Quantidade:	Tensão Prim/Sec/Ter (kV)		Arranjo Prim.: Sec.:	Ter:
■	EL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM		
☐	EL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
■	IB	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM		
☐	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
■	CRL	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM		
■	CRB	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM		
☐	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		

2. Módulos de Equipamentos

☐	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV):		Fase:
■	Reator	Quantidade: 3+1	Potência (Mvar): 60	Tensão (kV): 550	Fase: 1	
☐	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Compensador Síncrono	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	

3. Módulo de Infraestrutura Geral

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

■ Não

4. Outros

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

■ Não _____

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 10/12/2021 Revisão: Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Para instalação das novas ELs e instalação do reator 05E2 como reator de barra, será necessária a ampliação das barras 05B1 e 05B2, a ampliação ocorrerá dentro do terreno da subestação. Foi considerada a possibilidade de instalação do 05E2 na barra, porém o equipamento não pertence a Chesf e sim ao acessante Esperanza Transmissora

5. Observações.

Rio de Janeiro, 10 de dezembro de 2021

Data da Solicitação

THIAGO DE FARIA ROCHA DOURADO
Assinado de forma digital por THIAGO DE FARIA ROCHA DOURADO
Dados: 2021.12.10 11:43:49 -03'00'

Thiago Dourado Martins
Superintendente Adjunto
STE/DEE/EPE

Recife, 08 de fevereiro de 2022

Data da Entrega do Formulário

Felipe Luna Freire da Fonte
Assinado de forma digital por Felipe Luna Freire da Fonte
Dados: 2022.02.08 17:31:03 -03'00'

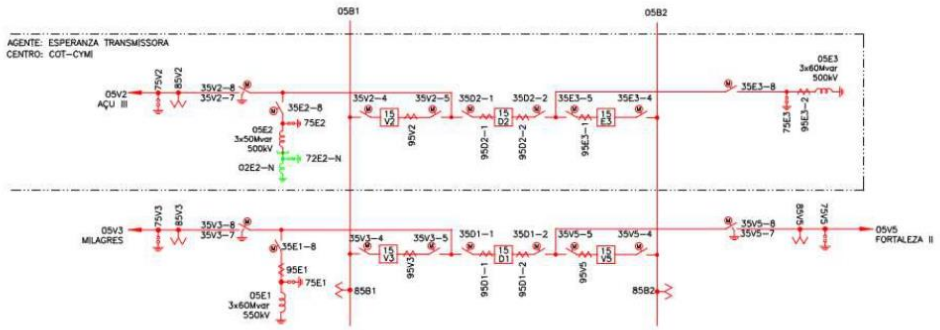
Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

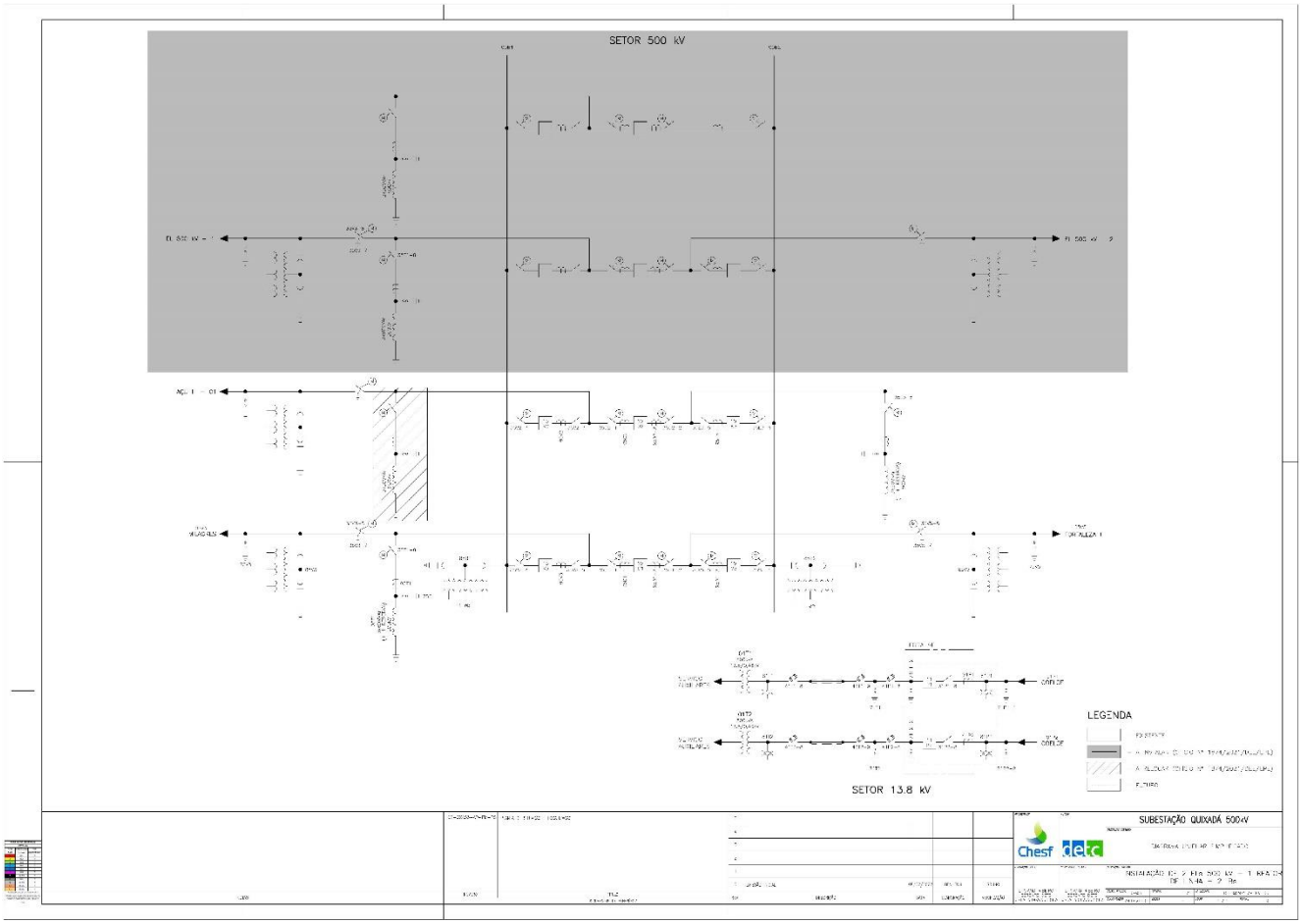
Nome: Felipe Luna Freire da Fonte
Cargo: Gerente Interino DETC

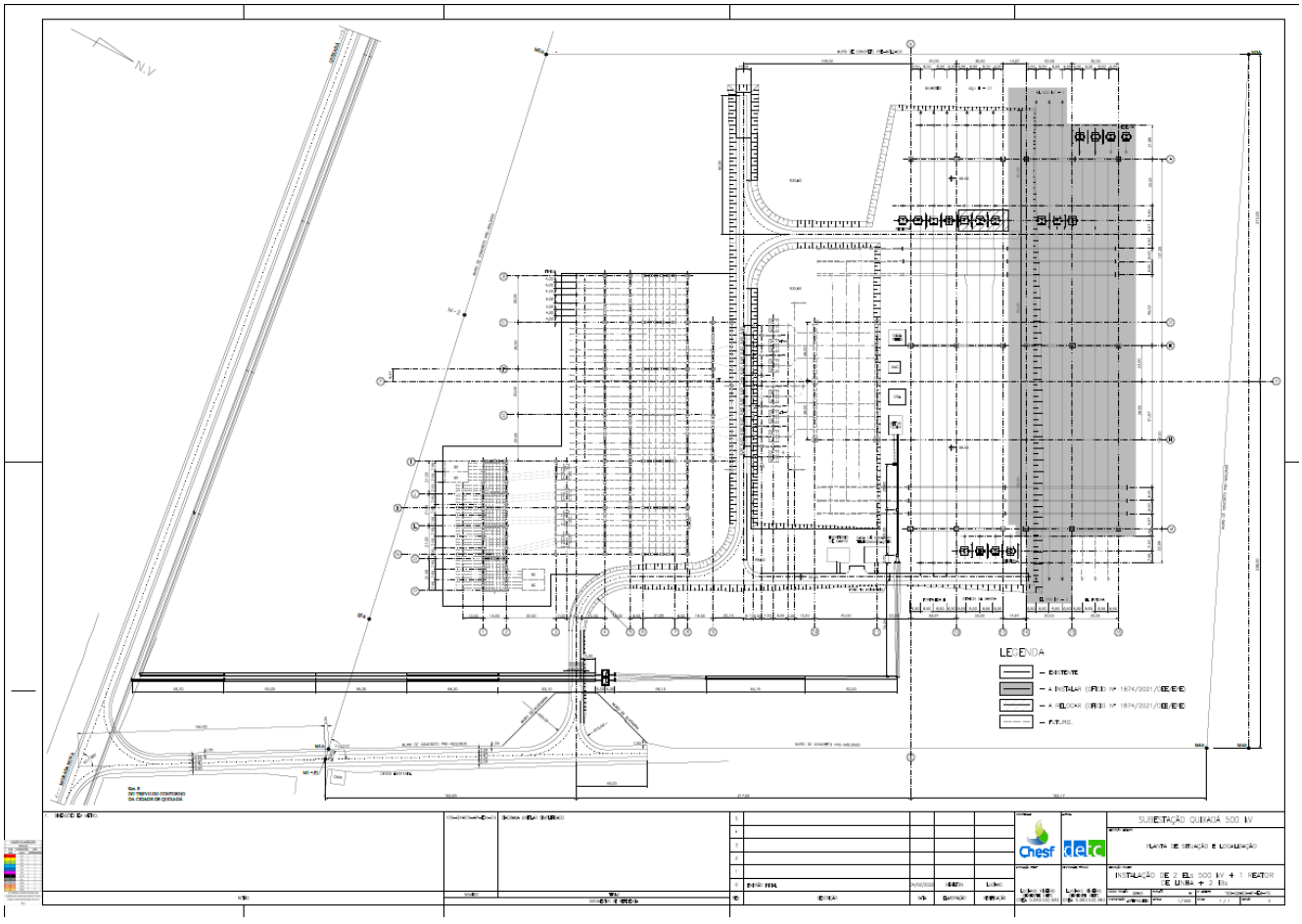
Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 10/12/2021 Revisão: Página: 4 - 4

ANEXO ➔ DIAGRAMA UNIFILAR A SER INFORMADO PELA TRANSMISSORA

DIAGRAMA UNIFILAR DA SITUAÇÃO ATUAL DA SUBESTAÇÃO QUIXADÁ




SETOR 500 kV
SETOR 13.8 kV
LEGENDA
SUBESTAÇÃO QUIXADÁ 500kV


N.V
LEGENDA
SUBESTAÇÃO QUIXADÁ 500 kV

18.5.2 Subestação Teresina II

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 10/12/2021 Revisão: Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Escoamento na Área Norte da Região Nordeste.

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Teresina II 500 kV **Concessionária Proprietária:** CHESF

1. Módulos de Manobra

☐	CT	Quantidade:	Tensão Prim/Sec (kV):	Arranjo Prim.: Sec.: Ter:
■	EL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
■	IB	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
☐	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
☐	CRL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
■	CRB	Quantidade: 2*	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
☐	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
☐	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:

2. Módulos de Equipamentos

☐	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV):	Fase:
☐	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Compensador Síncrono	Quantidade:	Potência (Mvar): -	Tensão (kV):	Fase:

3. Diagrama Unifilar

4. Observações:

(1) Informar se haverá necessidade de implantação de um IB adicional em função da topologia da subestação;

(2) Devido à possibilidade de seccionamento das LTs Teresina II – Tianguá II C1 e C2 por agentes de geração, solicitamos informar se há viabilidade de remanejamento dos reatores de linha fixos das referidas LTs para a barra da SE Teresina II (*associado aos CRBs solicitados);

(3) Informar se é viável o compartilhamento de fase reserva com os reatores mencionados.

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).

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 10/12/2021 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.

1. Módulos de Manobra

☐	CT	Quantidade:	Tensão Prim/Sec/Ter (kV)	Arranjo Prim.:	Sec.:	Ter:
■	EL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM		
☐	EL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
■	IB	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM		
☐	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CRL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
■	CRB	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM		
☐	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		

2. Módulos de Equipamentos

☐	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV):		Fase:
■	Reator	Quantidade: 1	Potência (Mvar): 50	Tensão (kV): 500	Fase: Reserva	
☐	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Compensador Síncrono	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? ■ Sim Área Prevista: 57.400 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: 10/12/2021 Revisão: Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações.

(1) A análise em referência diz respeito meramente à viabilidade física. A área de terreno indicada para a ampliação do pátio foi estimada com base em projetos disponíveis. A análise detalhada desta necessidade não é escopo desta resposta, bem como questões fundiárias associadas.

(2) A análise da relocação do banco de reatores de linha de posição operacional 05E6, sob concessão da transmissora STN, é meramente de viabilidade física, através da qual entendemos ser viável o compartilhamento da unidade reserva sob concessão da STN com o banco 05E6 na nova posição. Para detalhamento técnico, faz-se neceessária uma consulta da EPE à STN.

(3) Considerando-se que o banco de reatores de linha 05E3, sob concessão da Chesf, possui 03 reatores com potência nominal 50 Mvar cada, e que o reator reserva disponível na região projetada para relocação, de posição operacional 05ER-1, possui potência nominal 33 Mvar, será necessária a instalação de novo reator com potência nominal 50 Mvar para a função de reator reserva do banco 05E3 na nova posição. Independente da locação do banco no novo vão, a extensão das conexões do reator reserva 05ER-2, de potência nominal 50 Mvar, atualmente apto a substituir qualquer das unidades do banco de reatores 05E3, é impraticável, considerando-se os demais eventos previstos.

Rio de Janeiro, 10 de dezembro de 2021

Data da Solicitação

THIAGO DE FARIA ROCHA DOURADO
Assinado de forma digital por THIAGO DE FARIA ROCHA DOURADO
Dados: 2021.12.10 11:44:04 -03'00'

Thiago Dourado Martins
Superintendente Adjunto
STE/DEE/EPE

26 de janeiro de 2022

Data da Entrega do Formulário

Felipe Luna Freire da Fonte
Assinado de forma digital por Felipe Luna Freire da Fonte
Dados: 2022.01.27 18:27:32 -03'00'

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Felipe Luna Freire da Fonte

Cargo: Gerente Interino DETC

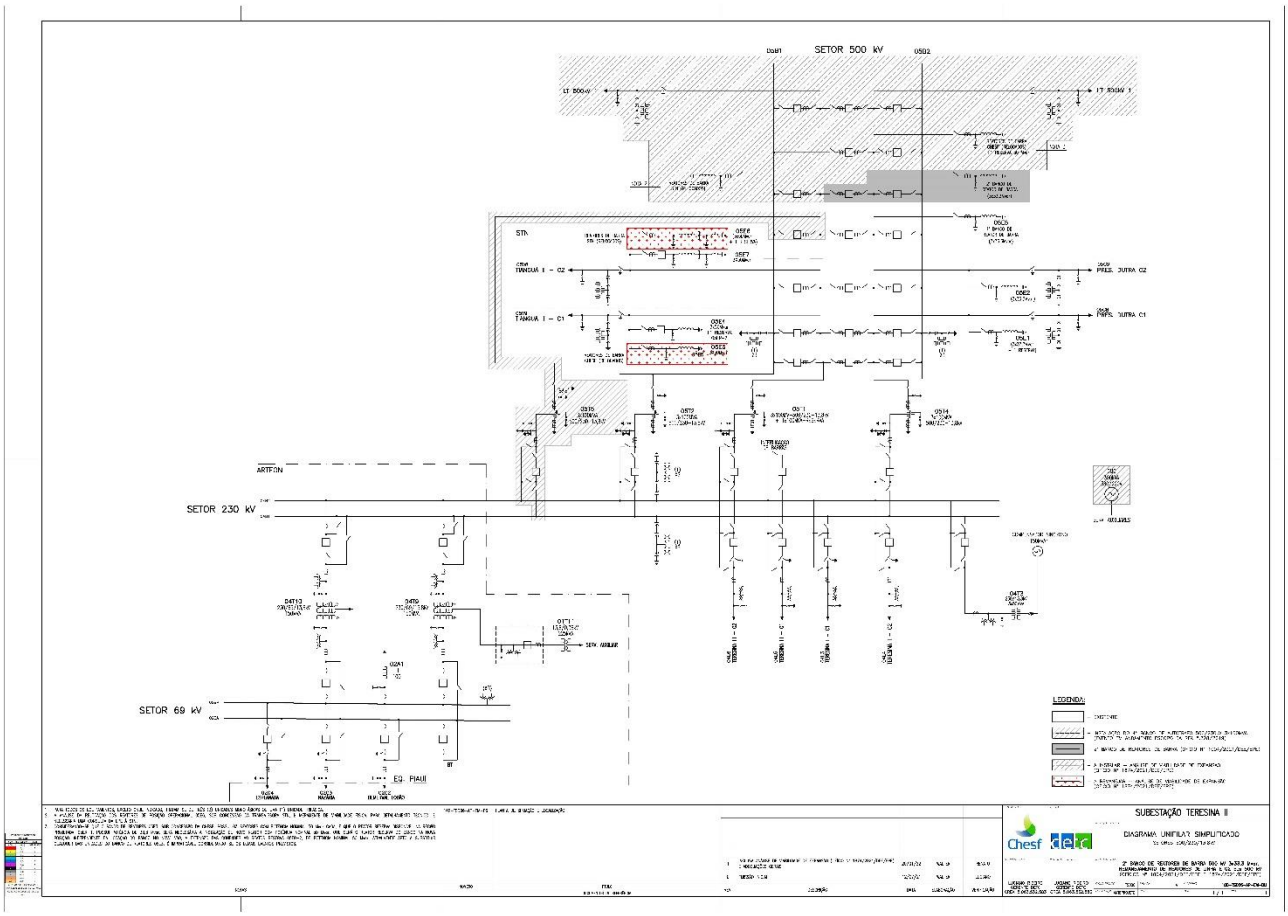
	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 10/12/2021
		Revisão:
		Página: 4 - 4

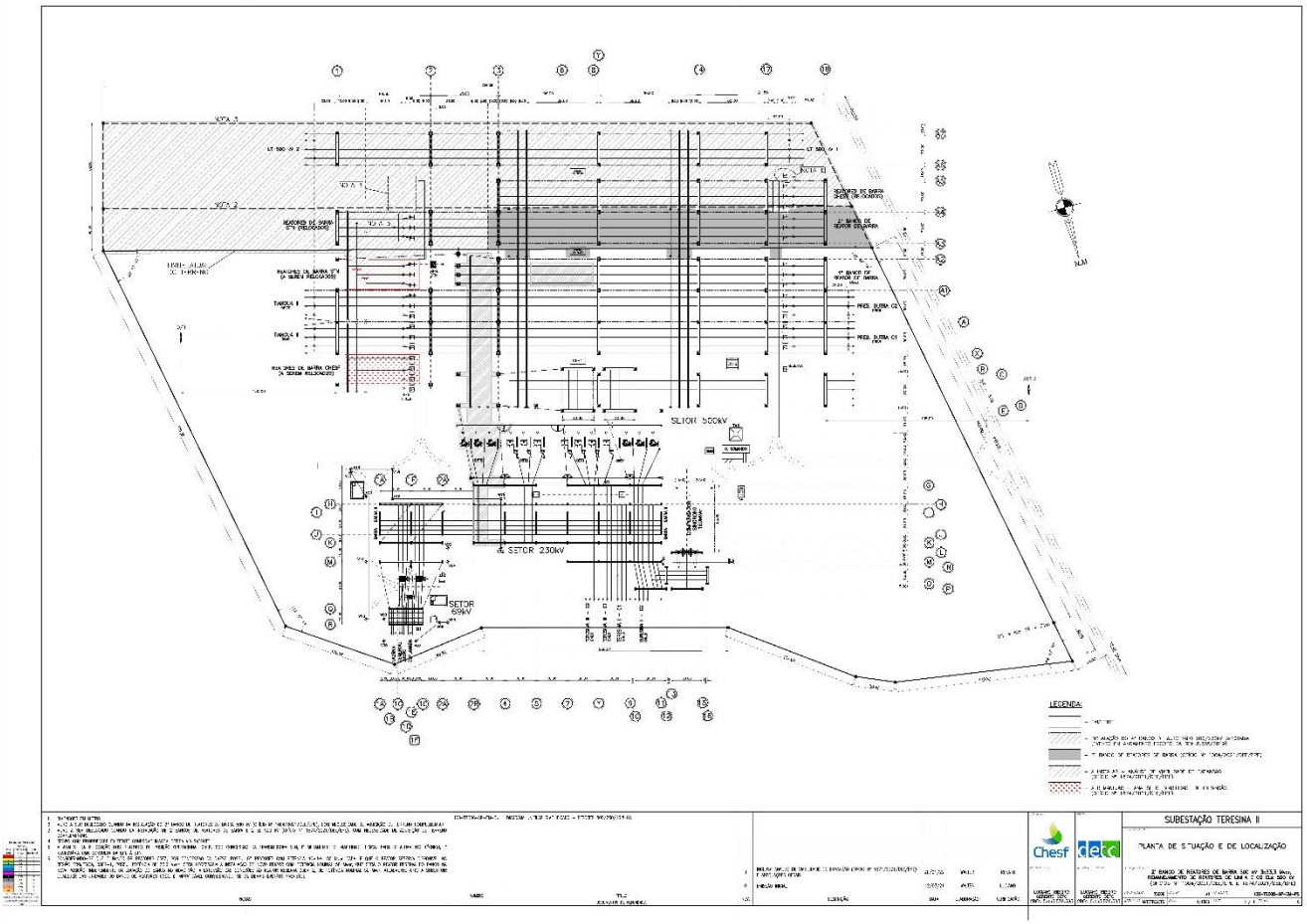
ANEXO ➔ DIAGRAMA UNIFILAR A SER INFORMADO PELA TRANSMISSORA

Anexos Chesf

100-TSD06-AP-EM-DU - SE Teresina II - Diagrama Unifilar Simplificado

102-TSD06-AP-EM-PS - SE Teresina II - Planta de Situação e Localização


SETOR 500 kV
SETOR 230 kV
SETOR 69 kV
SUBESTAÇÃO TERESINA II
DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO


SETOR 500kV
SETOR 230kV
SETOR 69kV
SUBESTAÇÃO TERESINA II
PLANTA DE SITUAÇÃO E DE LOCALIZAÇÃO

18.5.3 Subestação Curral Novo do Piauí II

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 10/12/2021 Revisão: Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Escoamento na Área Norte da Região Nordeste.

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Curral Novo do Piauí II 500 kV **Concessionária Proprietária:** Iracema Transmissora de Energia S.A.

1. Módulos de Manobra

☐	CT	Quantidade:	Tensão Prim/Sec (kV):	Arranjo Prim.: Sec.: Ter:
■	EL	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
■	IB	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
☐	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
■	CRL	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
☐	CRB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
☐	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
☐	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:

2. Módulos de Equipamentos

☐	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV):	Fase:
■	Reator	Quantidade:3+1	Potência (Mvar): 60	Tensão (kV):500	Fase:monofásico
☐	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Compensador Síncrono	Quantidade:	Potência (Mvar): -	Tensão (kV):	Fase:

3. Diagrama Unifilar

4. Observações:

(1) Considerar uma linha de transmissão no sentido oeste;

(2) Informar se haverá necessidade de implantação de um IB adicional em função da topologia da subestação;

(3) Informar se há disponibilidade e compatibilidade de fases reservas para compartilhamento com os reatores mencionados nessa consulta.

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).

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 10/12/2021 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.

1. Módulos de Manobra

☐	CT	Quantidade:	Tensão Prim/Sec/Ter (kV)	Arranjo Prim.:	Sec.:	Ter:
☐	EL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
■	EL	Quantidade: 04	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM		
■	IB	Quantidade: 02	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM		
☐	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
■	CRL	Quantidade: 03	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM		
☐	CRB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		

2. Módulos de Equipamentos

☐	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV):		Fase:
■	Reator	Quantidade: 3x (3+1)	Potência (Mvar): 60Mvar	Tensão (kV): 500	Fase:	monofasico
☐	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Compensador Síncrono	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	

3. Módulo de Infraestrutura Geral

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

■ Não

4. Outros

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

■ Não _____

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 10/12/2021 Revisão: Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações.

As informações permanecem inalteradas desde a última consulta respondida em 07 de fevereiro de 2022.

04 entradas de linha, sendo três com possibilidade conexão de reator de linha.

Rio de Janeiro, 10 de dezembro de 2021

Data da Solicitação

Data da Entrega do Formulário

THIAGO DE FARIA ROCHA DOURADO

Assinado de forma digital por THIAGO DE FARIA ROCHA DOURADO
Dados: 2021.12.10 11:49:44 -03'00'

Thiago Dourado Martins
Superintendente Adjunto
STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome:
Cargo:

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 10/12/2021 Revisão: Página: 4 - 4

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR A SER INFORMADO PELA TRANSMISSORA

18.5.4 Subestação Ribeiro Gonçalves

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 10/12/2021 Revisão: Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Escoamento na Área Norte da Região Nordeste.

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Ribeiro Gonçalves 500 kV **Concessionária Proprietária:** TAESA

1. Módulos de Manobra

☐	CT	Quantidade:	Tensão Prim/Sec (kV):	Arranjo Prim.: Sec.: Ter:	
■	EL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM	
■	IB	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM	
☐	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
■	CRL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM	
☐	CRB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	

2. Módulos de Equipamentos

☐	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV):	Fase:
■	Reator	Quantidade:3+1	Potência (Mvar): 80	Tensão (kV):500	Fase:monofásico
■	Reator	Quantidade:3+1	Potência (Mvar): 90	Tensão (kV):500	Fase:monofásico
☐	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Compensador Síncrono	Quantidade:	Potência (Mvar): -	Tensão (kV):	Fase:

3. Diagrama Unifilar

4. Observações:

(1) Considerar uma linha de transmissão no sentido oeste e outra no sentido leste;

(2) Informar se haverá necessidade de implantação de um IB adicional em função da topologia da subestação;

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).

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 10/12/2021 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.

1. Módulos de Manobra

☐	CT	Quantidade:	Tensão Prim/Sec/Ter (kV)	Arranjo Prim.:	Sec.:	Ter:
☐	EL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	EL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	IB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CRL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CRB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		

2. Módulos de Equipamentos

☐	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV):		Fase:
☐	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Compensador Síncrono	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	

3. Módulo de Infraestrutura Geral

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

☐ Não

4. Outros

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

☐ Não _____

epe Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 10/12/2021 Revisão: Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações.

Rio de Janeiro, 10 de dezembro de 2021

Data da Solicitação

Data da Entrega do Formulário

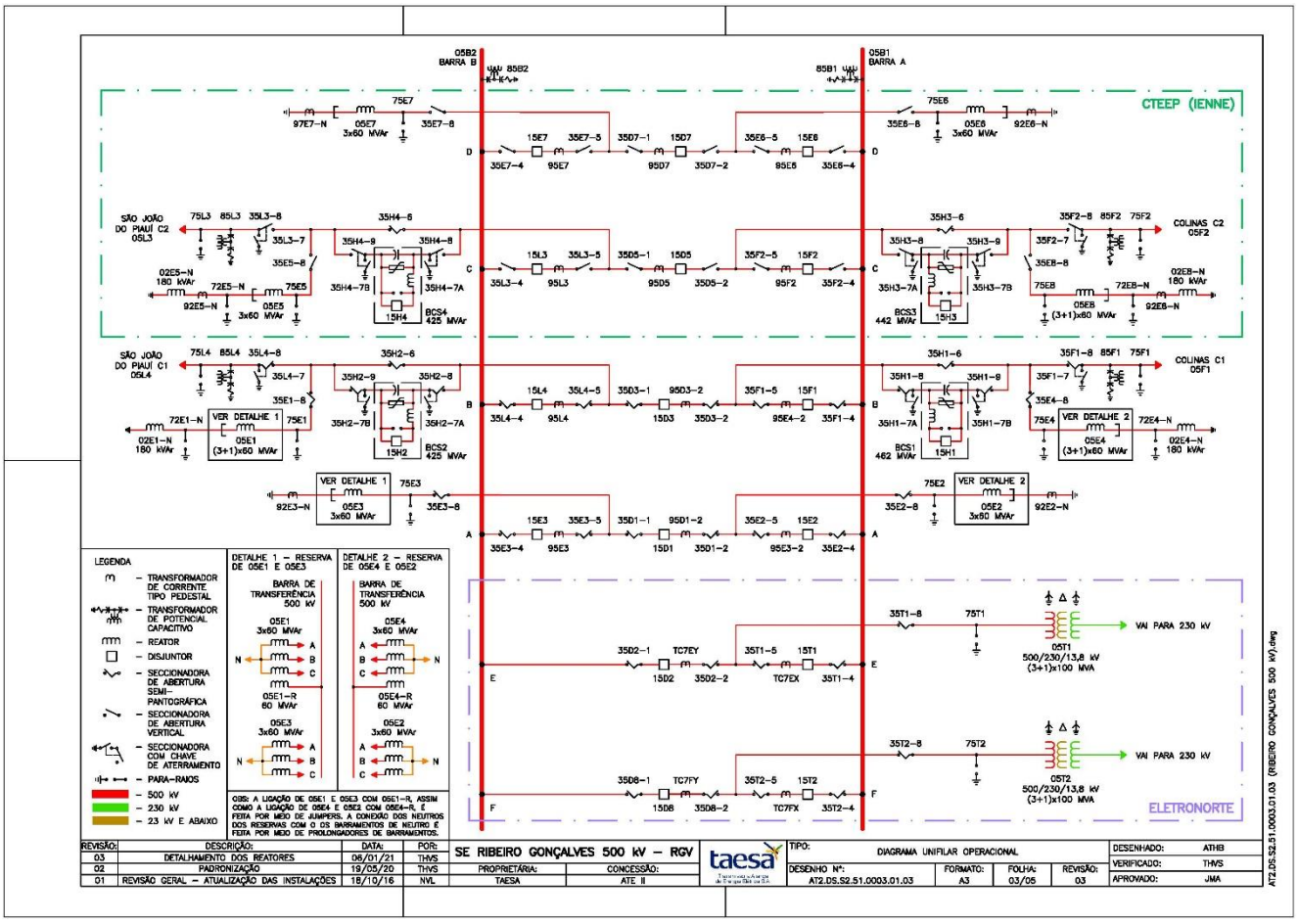
THIAGO DE FARIA ROCHA DOURADO
Assinado de forma digital por THIAGO DE FARIA ROCHA DOURADO
Dados: 2021.12.10 11:52:16 -03'00'

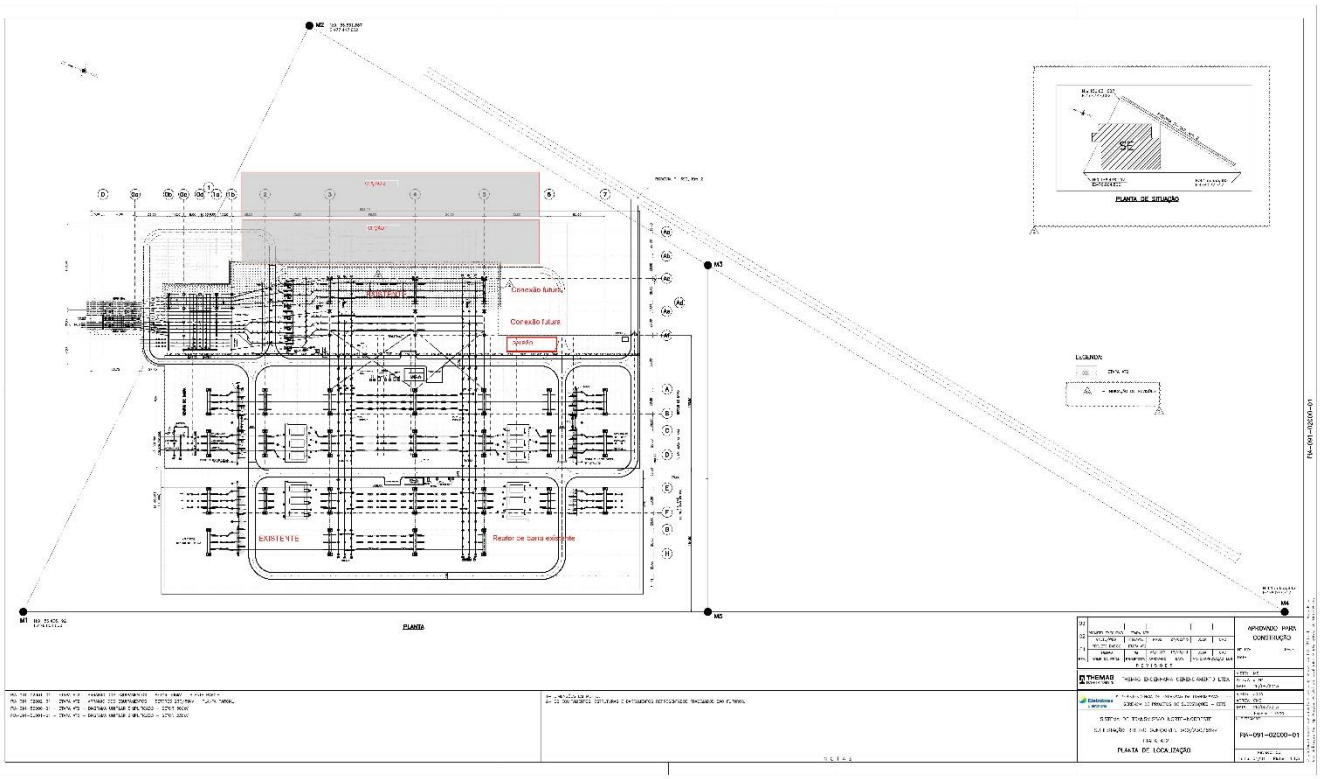
Thiago Dourado Martins
Superintendente Adjunto
STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome:
Cargo:

epe Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 10/12/2021 Revisão: Página: 4 - 4

ANEXO ➔ DIAGRAMA UNIFILAR A SER INFORMADO PELA TRANSMISSORA


CTEEP (IENNE)
ELETRONORTE
SÃO JOÃO DO PIAUÍ C2 05L3
SÃO JOÃO DO PIAUÍ C1 05L4
COLINAS C2 05F2
COLINAS C1 05F1
VAI PARA 230 kV
LEGENDA
DETALHE 1 – RESERVA DE 05E1 E 05E3
DETALHE 2 – RESERVA DE 05E4 E 05E2
OBS: A LIGAÇÃO DE 05E1 E 05E3 COM 05E1-R, ASSIM COMO A LIGAÇÃO DE 05E4 E 05E2 COM 05E4-R, É FEITA POR MEIO DE JUMPERS. A CONEXÃO DOS NEUTROS DOS RESERVAS COM O OS BARRAMENTOS DE NEUTRO É FEITA POR MEIO DE PROLONGADORES DE BARRAMENTOS.
SE RIBEIRO GONÇALVES 500 kV – RGV
DIAGRAMA UNIFILAR OPERACIONAL
AT2.DS.S2.51.0003.01.03 (RIBEIRO GONÇALVES 500 kV).dwg


PLANTA DE SITUAÇÃO
PLANTA
Conexão futura
EXISTENTE
PLANTA DE LOCALIZAÇÃO

18.5.5 Subestação Colinas

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 10/12/2021 Revisão: Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Escoamento na Área Norte da Região Nordeste.

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Colinas 500 kV **Concessionária Proprietária:** ELETRONORTE

1. Módulos de Manobra

☐	CT	Quantidade:	Tensão Prim/Sec (kV):	Arranjo Prim.: Sec.: Ter:
■	EL	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
■	IB	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
☐	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
■	CRL	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
☐	CRB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
☐	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
☐	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:

2. Módulos de Equipamentos

☐	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV):	Fase:
■	Reator	Quantidade:3+1	Potência (Mvar): 90	Tensão (kV):500	Fase:monofásico
☐	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Compensador Síncrono	Quantidade:	Potência (Mvar): -	Tensão (kV):	Fase:

3. Diagrama Unifilar

4. Observações:

(1) Considerar uma linha de transmissão no sentido leste;

(2) Informar se haverá necessidade de implantação de um IB adicional em função da topologia da subestação;

(3) Informar se há disponibilidade e compatibilidade de fases reservas para compartilhamento com os reatores mencionados nessa consulta.

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).

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 10/12/2021 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.

1. Módulos de Manobra

☐	CT	Quantidade:	Tensão Prim/Sec/Ter (kV)		Arranjo Prim.:	Sec.:	Ter:
■	EL	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM			
☐	EL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:			
■	IB	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM			
☐	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:			
■	CRL	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM			
☐	CRB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:			
☐	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:			
☐	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:			

2. Módulos de Equipamentos

☐	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV):	Fase:
■	Reator	Quantidade: 3+1	Potência (Mvar): 90	Tensão (kV): 500	Fase: Monofásico
☐	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Compensador Síncrono	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:

3. Módulo de Infraestrutura Geral

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

■ Não

4. Outros

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

■ Não _____

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 10/12/2021 Revisão: Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações.

1) CONFORME DIAGRAMA ORIENTATIVO, CASO A LINHA DE TRANSMISSÃO ENTRE PELO VÃO F, SERÁ NECESSÁRIO A IMPLANTAÇÃO DE UMA IB;
2) NÃO HÁ DISPONIBILIDADE E COMPATIBILIDADE DE FASES RESERVAS PARA COMPARTILHAMENTO COM OS REATORES MENCIONADOS NESTA CONSULTA.

Rio de Janeiro, 10 de dezembro de 2021

Data da Solicitação

THIAGO DE FARIA ROCHA DOURADO
Assinado de forma digital por THIAGO DE FARIA ROCHA DOURADO
Dados: 2021.12.10 11:46:40 -03'00'

Thiago Dourado Martins
Superintendente Adjunto
STE/DEE/EPE

Data da Entrega do Formulário

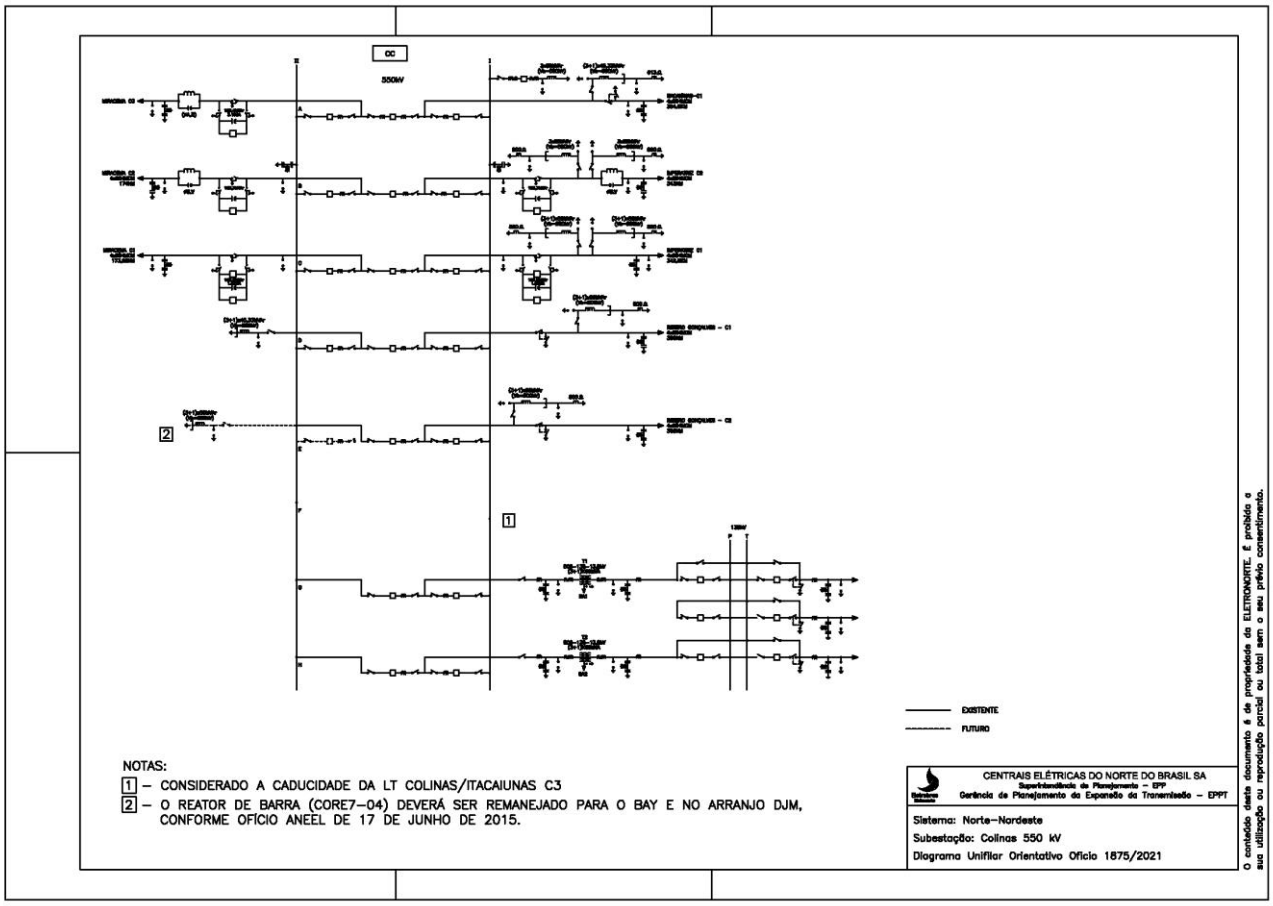
Edmar de Paula Melo Filho 043.354.696-40
Assinado de forma digital por Edmar de Paula Melo Filho 043.354.696-40
Dados: 2021.12.21 19:35:04 -03'00'

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: MARCOS CÉSAR DE ARAUJO
Cargo: SUPERINTENDENTE DE ENGENHARIA DE TRANSMISSÃO

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 10/12/2021 Revisão: Página: 4 - 4

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR A SER INFORMADO PELA TRANSMISSORA


CC
550kV
1
2
EXISTENTE
FUTURO
NOTAS:
1 – CONSIDERADO A CADUCIDADE DA LT COLINAS/ITACAIUNAS C3
2 – O REATOR DE BARRA (CORE7–04) DEVERÁ SER REMANEJADO PARA O BAY E NO ARRANJO DJM, CONFORME OFÍCIO ANEEL DE 17 DE JUNHO DE 2015.
CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL SA
Superintendência de Planejamento – EPP
Gerência de Planejamento da Expansão da Transmissão – EPPT
Sistema: Norte–Nordeste
Subestação: Colinas 550 kV
Diagrama Unifilar Orientativo Ofício 1875/2021
O conteúdo deste documento é de propriedade da ELETRONORTE. É proibido a sua utilização ou reprodução parcial ou total sem o seu prévio consentimento.

18.5.6 Subestação Boa Esperança

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 18/01/2022 Revisão: Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Escoamento na Área Norte da Região Nordeste.

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Boa Esperança 500 kV **Concessionária Proprietária:** CHESF

1. Módulos de Manobra

☐	CT	Quantidade:	Tensão Prim/Sec (kV):	Arranjo Prim.: Sec.: Ter:
■	EL	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
■	IB	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
☐	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
■	CRL	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
☐	CRB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
☐	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
☐	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:

2. Módulos de Equipamentos

■	Transformadores	Quantidade:3+1	Potência (MVA):150	Tensão Prim./Sec. (kV):500/230	Fase:monofásico
■	Reator (de linha)	Quantidade:3+1	Potência (Mvar): 33,33	Tensão (kV): 500	Fase: monofásico
☐	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Compensador Síncrono	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:

3. Diagrama Unifilar

4. Observações:

(1) Considerar a linha de transmissão no sentido noroeste;

(2) Informar se haverá necessidade de implantação de IB adicional em função da topologia da subestação;

(3) Informar se há disponibilidade e compatibilidade de fases reservas para compartilhamento com os reatores mencionados nessa consulta.

(4) Considerar o banco de transformadores mencionado nesta consulta em substituição ao banco atualmente instalado e informar se outras adequações são necessárias (nos módulo de manobra por exemplo).

(**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).

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 18/01/2022 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.

1. Módulos de Manobra

☐	CT	Quantidade:	Tensão Prim/Sec/Ter (kV)		Arranjo Prim.:	Sec.:	Ter:
■	EL	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM			
☐	EL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:			
■	IB	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM			
☐	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:			
■	CRL	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM			
☐	CRB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:			
☐	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:			
☐	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:			

2. Módulos de Equipamentos

■	Transformadores	Quantidade: 3+1	Potência (MVA): 150	Tensão Prim./Sec. (kV): 500/230	Fase: monofásico	
■	Reator	Quantidade: 3+1	Potência (Mvar): 33,33	Tensão (kV): 500	Fase: monofásico	
☐	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Compensador Síncrono	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	

3. Módulo de Infraestrutura Geral

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

■ Não

4. Outros

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

■ Não _____

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 18/01/2022
		Revisão:
		Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações.

(1) A análise de viabilidade física considerou a instalação da nova EL 500 kV e IB associada em região na qual atualmente existe um secionador de interligação de barras e respectivas conexões e estruturas associadas. Para a instalação dos novos vãos, deve ser prevista a desmontagem do secionador bem como das estruturas que se façam necessárias para a instalação dos novos equipamentos, conforme indicado na NOTA 2 do desenho de n° 102-BEA03-AP-EM-PS.

(2) A região de ampliação mencionada em (1) atualmente possui estruturas dos barramentos semelhantes às torres utilizadas nas linhas de transmissão. Assim sendo, além da desmontagem e substituição das estruturas dos barramentos transversais, podem ser necessárias adequações nos trechos das barras I e II, tais como instalação de barramentos inferiores, por exemplo, conforme evidenciado na NOTA 3 do desenho de n° 102-BEA03-AP-EM-PS. A análise de tais impactos não constitui escopo da presente resposta.

Rio de Janeiro, 18 de janeiro de 2022

Data da Solicitação

THIAGO DE FARIA ROCHA DOURADO
Assinado de forma digital por THIAGO DE FARIA ROCHA DOURADO
Dados: 2022.01.18 14:52:11 -03'00'

Thiago Dourado Martins

Superintendente Adjunto

STE/DEE/EPE

31 de janeiro de 2022

Data da Entrega do Formulário

Felipe Luna Freire da Fonte
Assinado de forma digital por Felipe Luna Freire da Fonte
Dados: 2022.02.01 12:07:16 -03'00'

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Felipe Luna Freire da Fonte

Cargo: Gerente Interino DETC

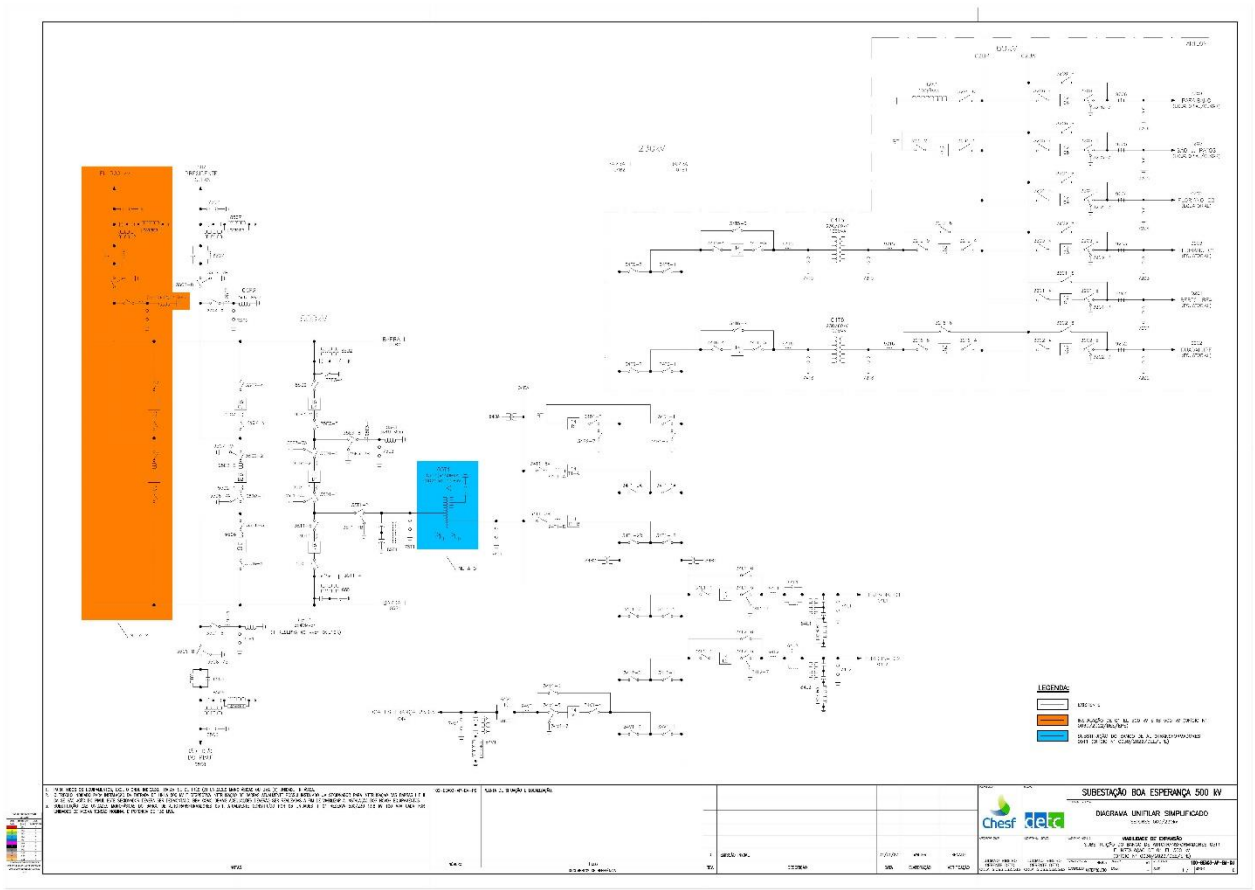
epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 18/01/2022 Revisão: Página: 4 - 4

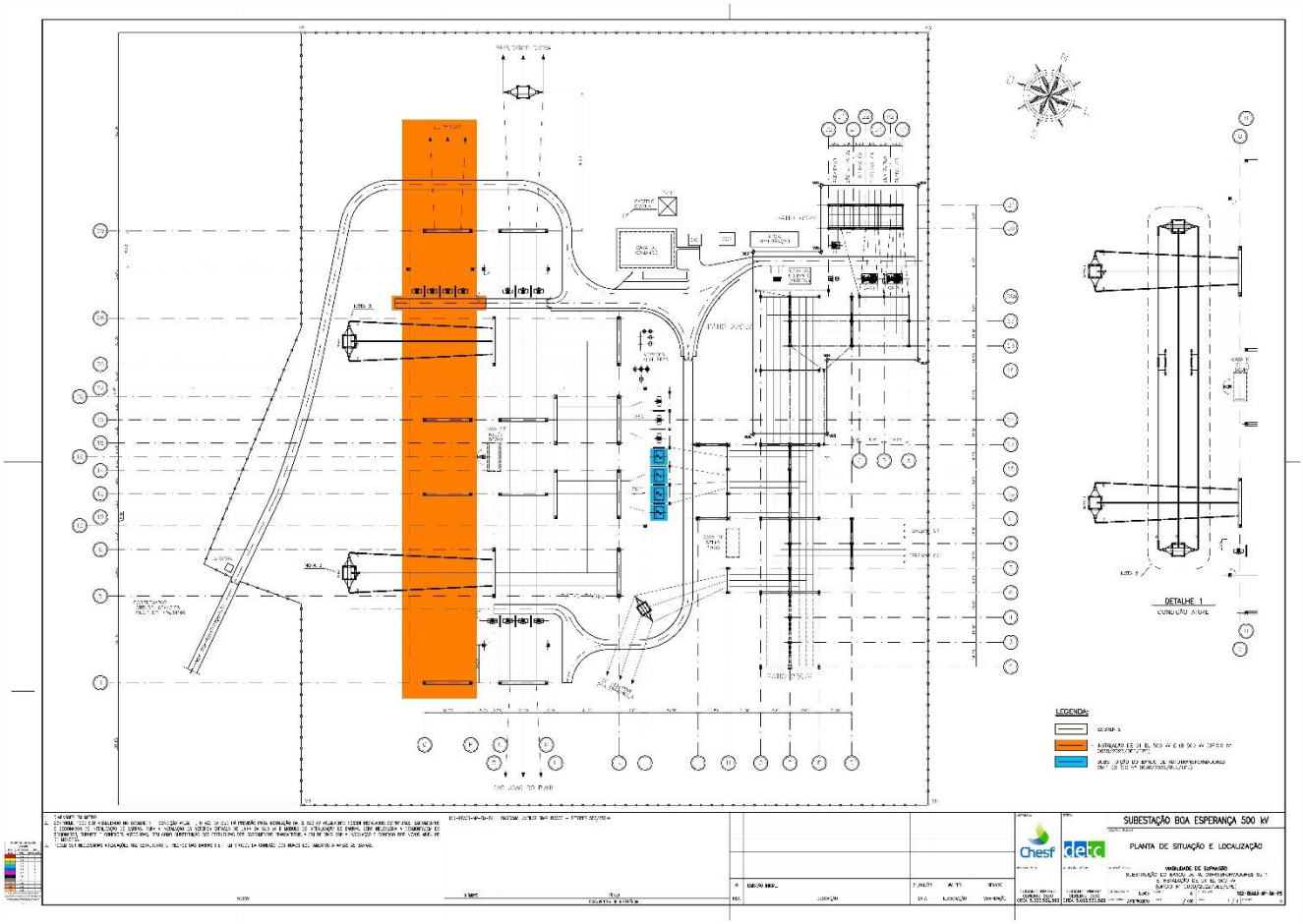
ANEXO ➔ DIAGRAMA UNIFILAR A SER INFORMADO PELA TRANSMISSORA

Anexos Chesf

100-BEA03-AP-EM-DU - SE Boa Esperança 500 kV - Diagrama Unifilar Simplificado

102-BEA03-AP-EM-PS - SE Boa Esperança 500 kV - Planta de Situação e Localização


SUBESTAÇÃO BOA ESPERANÇA 500 kV
DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO
LEGENDA:


DETALHE 1
LEGENDA:
SUBESTAÇÃO BOA ESPERANÇA 500 kV
PLANTA DE SITUAÇÃO E LOCALIZAÇÃO

18.5.7 Subestação Banabuiú

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 15/02/2022 Revisão: Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Escoamento na Área Norte da Região Nordeste.

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Banabuiú 230 kV **Concessionária Proprietária:** CHESF

1. Módulos de Manobra

☐	CT	Quantidade:	Tensão Prim/Sec (kV):	Arranjo Prim.: Sec.: Ter:
■	EL	Quantidade: 1	Tensão (kV): 230	Arranjo: BPT
☐	IB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
☐	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
☐	CRL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
☐	CRB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
☐	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
☐	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:

2. Módulos de Equipamentos

☐	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV):	Fase:
☐	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Compensador Síncrono	Quantidade:	Potência (Mvar): -	Tensão (kV):	Fase:

3. Diagrama Unifilar

4. Observações:

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

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 15/02/2022 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.

1. Módulos de Manobra

☐	CT	Quantidade:	Tensão Prim/Sec/Ter (kV)	Arranjo Prim.:	Sec.:	Ter:
■	EL	Quantidade: 1	Tensão (kV): 230	Arranjo: BPT		
☐	EL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	IB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CRL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CRB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		

2. Módulos de Equipamentos

☐	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV):		Fase:
☐	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Compensador Síncrono	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	

3. Módulo de Infraestrutura Geral

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

■ Não

4. Outros

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

■ Não _____

epe Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 15/02/2022 Revisão: Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações.

Rio de Janeiro, 15 de fevereiro de 2022

Data da Solicitação

THIAGO DE FARIA ROCHA DOURADO

Assinado de forma digital por THIAGO DE FARIA ROCHA DOURADO
Dados: 2022.02.16 16:32:55 -03'00'

Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Recife, 02 de março de 2022

Data da Entrega do Formulário

LUCIANO RIBEIRO
GERENTE DETC
ID. 256658

2022.03.03 17:27:13 -03'00'

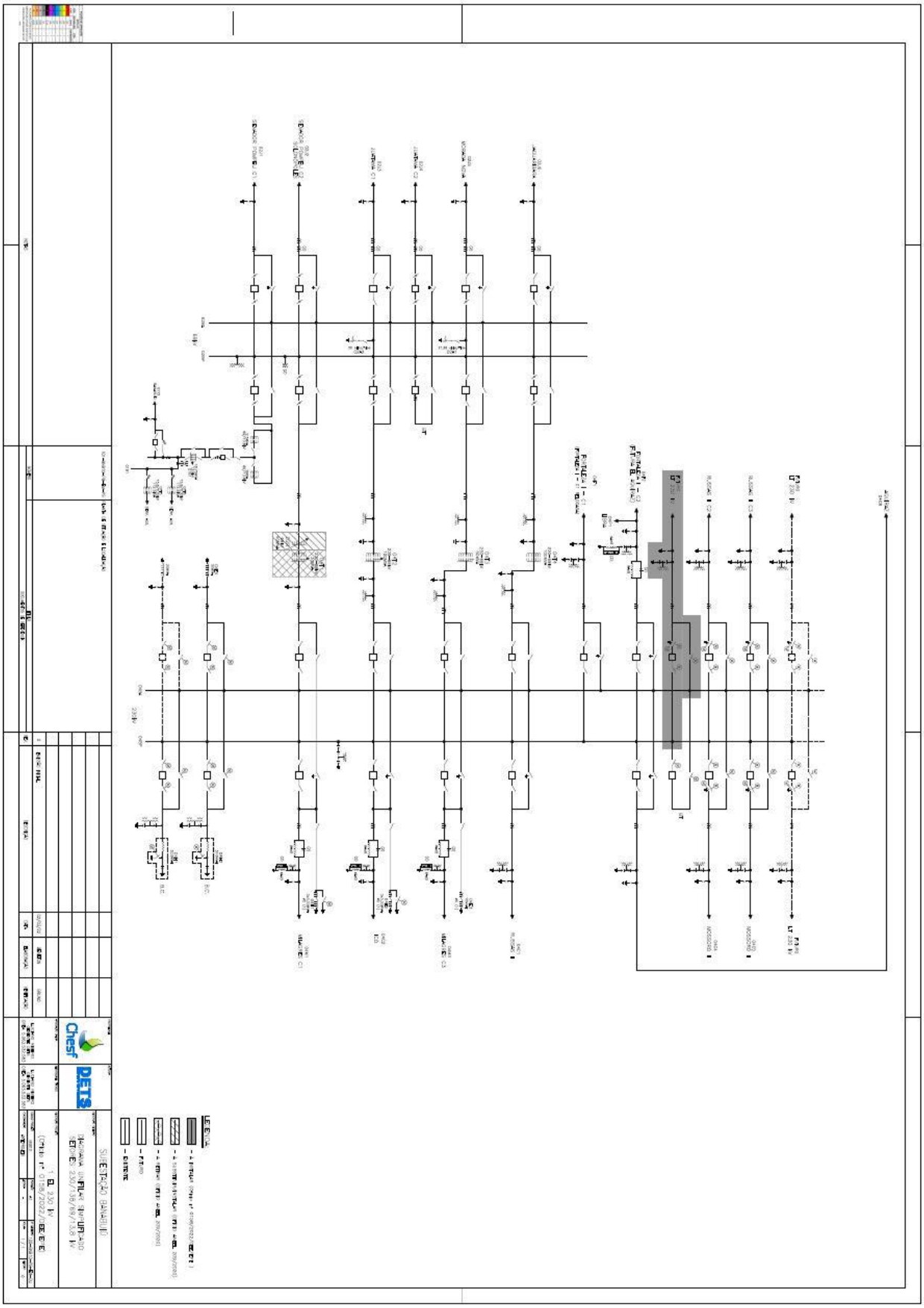
Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

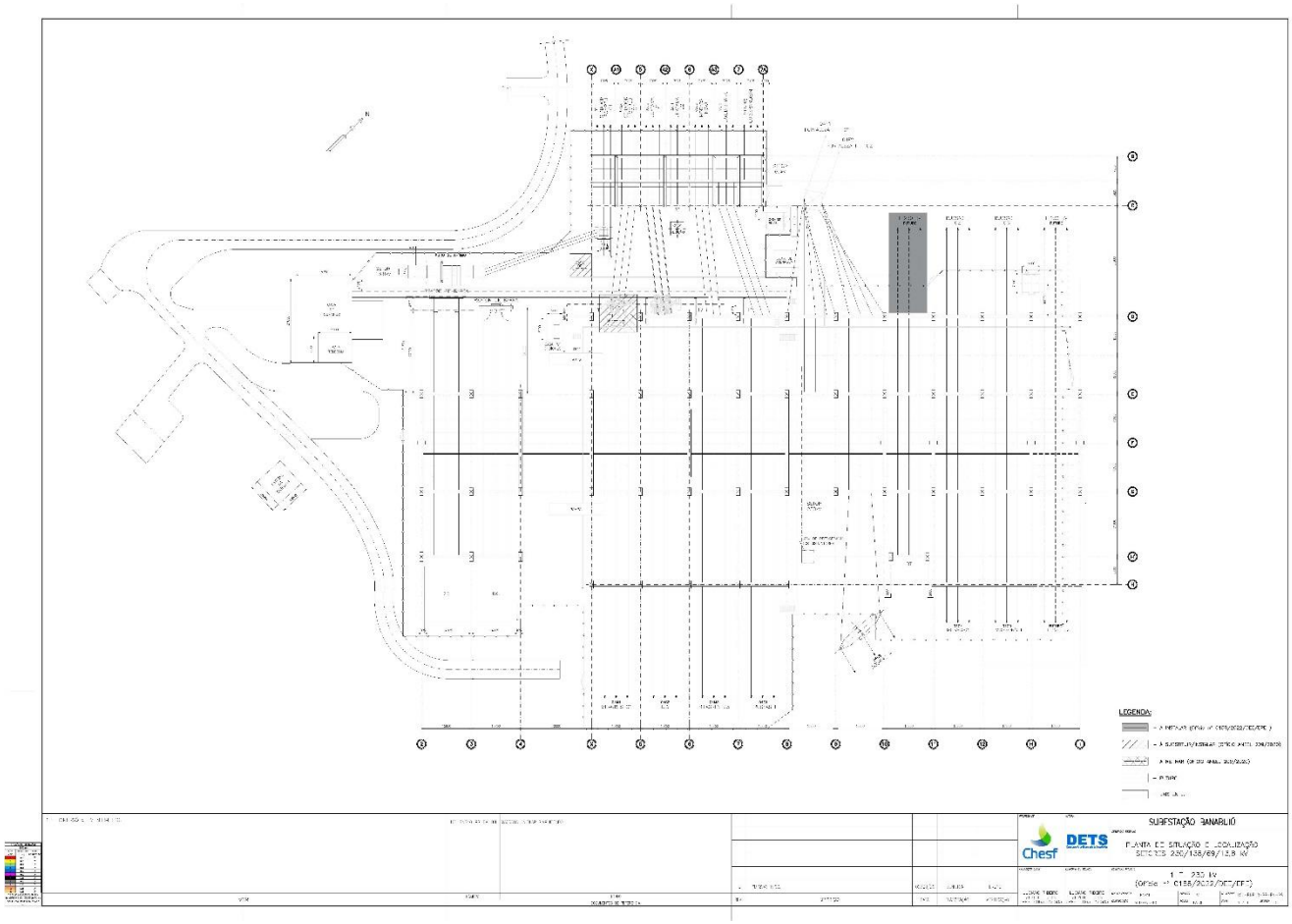
Nome: Luciano Ribeiro do Vale Jardelino da Costa

Cargo: Gerente DETC

epe Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 15/02/2022 Revisão: Página: 4 - 4

ANEXO ➔ DIAGRAMA UNIFILAR A SER INFORMADO PELA TRANSMISSORA




LEGENDA:
Chesf
DETS
SUBESTAÇÃO JANABLIÚ

18.5.8 Subestação Russas II

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 15/02/2022 Revisão: Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Escoamento na Área Norte da Região Nordeste.

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Russas II 230 kV **Concessionária Proprietária:** CHESF

1. Módulos de Manobra

☐	CT	Quantidade:	Tensão Prim/Sec (kV):	Arranjo Prim.: Sec.: Ter:	
■	EL	Quantidade:1	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4	
☐	IB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CRL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CRB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	

2. Módulos de Equipamentos

☐	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV):	Fase:
☐	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Compensador Síncrono	Quantidade:	Potência (Mvar): -	Tensão (kV):	Fase:

3. Diagrama Unifilar

4. Observações:

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

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 15/02/2022 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.

1. Módulos de Manobra

☐	CT	Quantidade:	Tensão Prim/Sec/Ter (kV)	Arranjo Prim.:	Sec.:	Ter:
■	EL	Quantidade: 1	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4		
☐	EL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	IB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CRL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CRB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		

2. Módulos de Equipamentos

☐	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV):		Fase:
☐	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Compensador Síncrono	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	

3. Módulo de Infraestrutura Geral

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

■ Não

4. Outros

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

■ Não _____

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 15/02/2022 Revisão: Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações.

Viabilidade demonstrada nos desenhos 100-RSD01-PB-EM-DU e 102-RSD01-PB-EM-PS.

Rio de Janeiro, 15 de fevereiro de 2022

Data da Solicitação

THIAGO DE FARIA ROCHA DOURADO

Assinado de forma digital por THIAGO DE FARIA ROCHA DOURADO
Dados: 2022.02.16 16:33:57 -03'00'

Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Recife, 25 de fevereiro de 2022

Data da Entrega do Formulário

LUCIANO RIBEIRO
GERENTE DETC
ID. 256658

2022.03.03 18:30:00 -03'00'

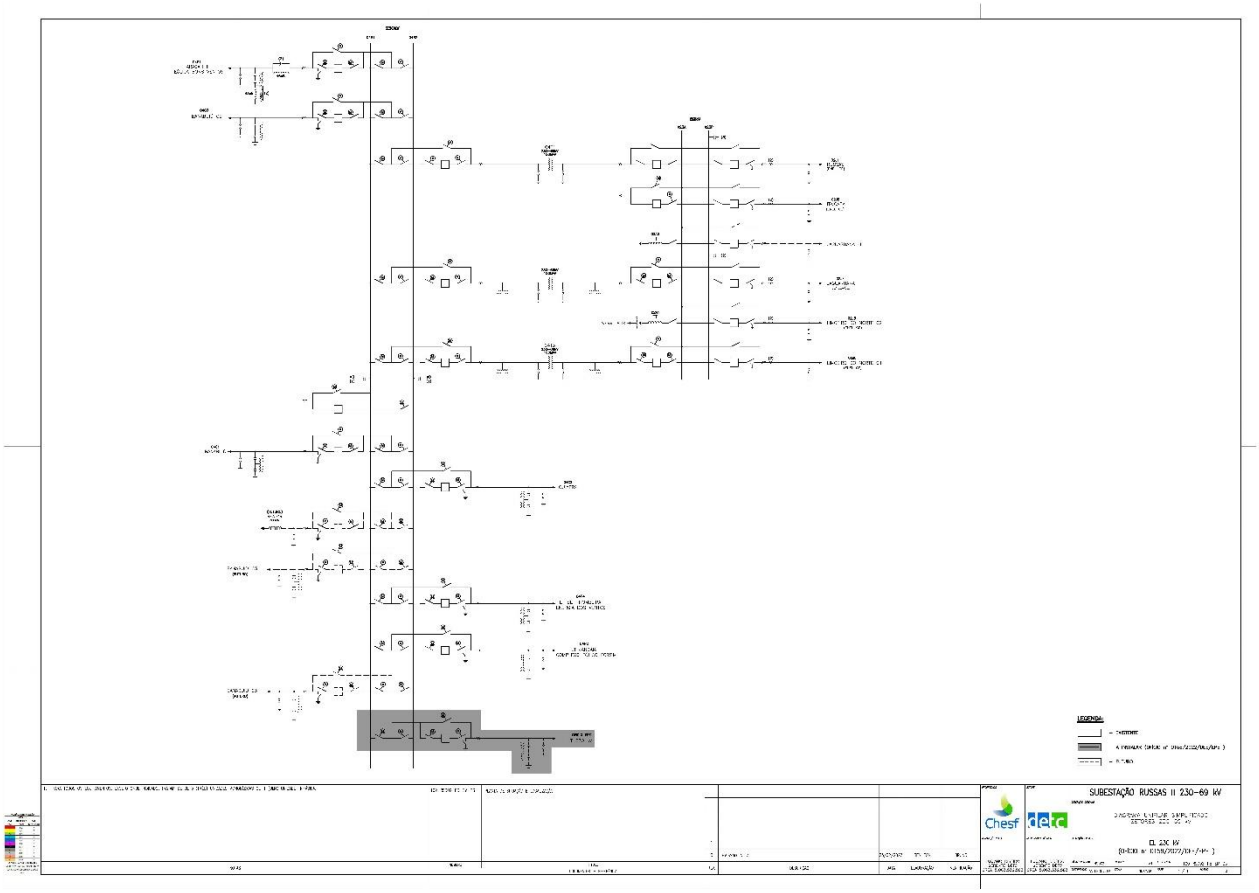
Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

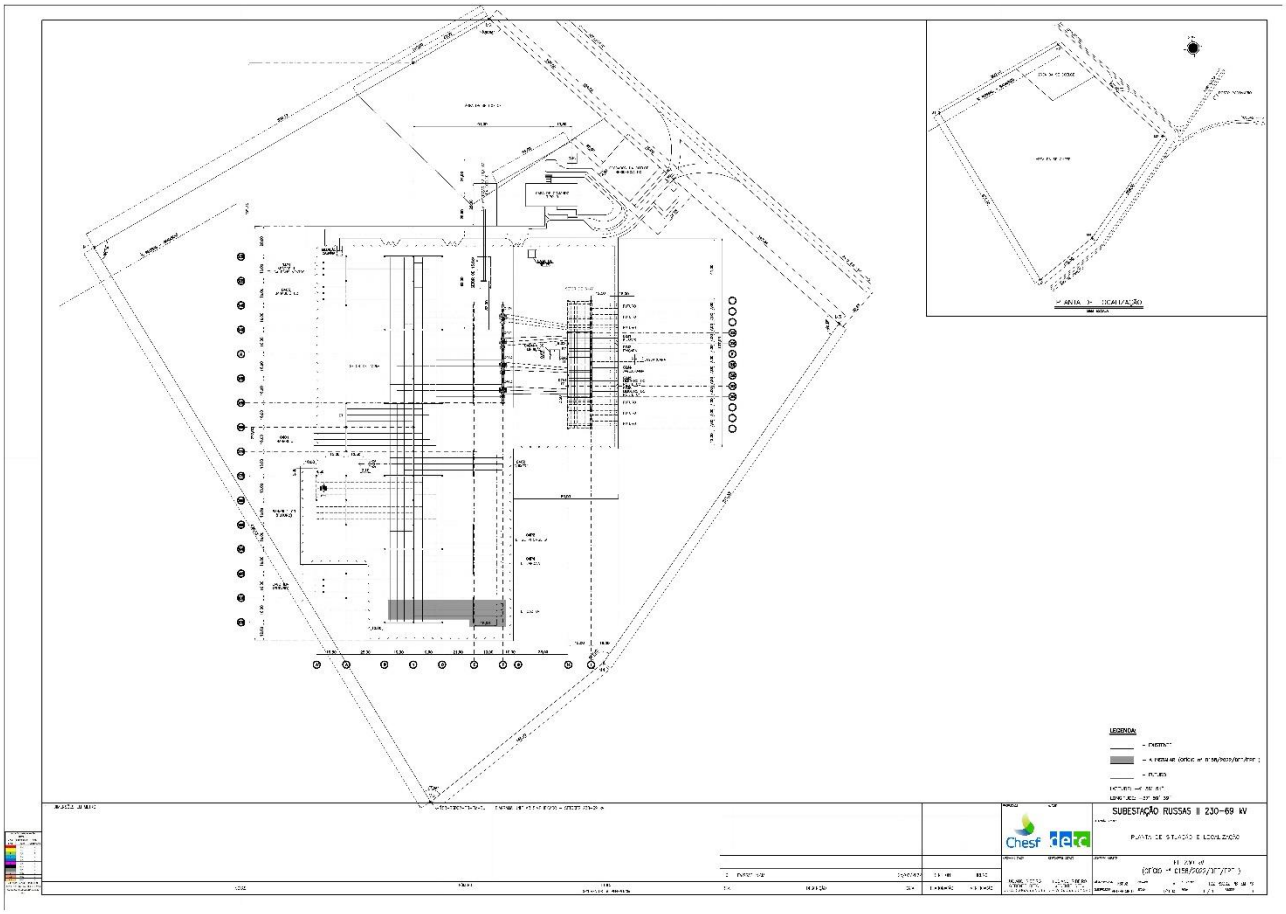
Nome: Luciano Ribeiro do Vale Jardelino da Costa

Cargo: Gerente DETC

epe Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 15/02/2022 Revisão: Página: 4 - 4

ANEXO ➔ DIAGRAMA UNIFILAR A SER INFORMADO PELA TRANSMISSORA


SUBESTAÇÃO RUSSAS II 230-69 kV
Chesf
DEC


SUBESTAÇÃO RUSSAS II 230-69 kV
Chesf
DEC

18.5.9 Subestação Alex

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 10/12/2021 Revisão: Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Escoamento na Área Norte da Região Nordeste.

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Alex 230 kV (SE no seccionamento da LT 230 kV Banabuiú-Mossoró II C2) **Concessionária Proprietária:** CHESF

1. Módulos de Manobra

☐	CT	Quantidade:	Tensão Prim/Sec (kV):	Arranjo Prim.:	Sec.: Ter:
■	EL	Quantidade: 4	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4	
☐	IB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CRL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CRB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	

2. Módulos de Equipamentos

☐	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV):	Fase:
☐	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Compensador Síncrono	Quantidade:	Potência (Mvar): -	Tensão (kV):	Fase:

3. Diagrama Unifilar

4. Observações:

(1) Considerar 2 linhas no sentido sul e 2 linhas no sentido noroeste.

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).

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 10/12/2021 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.

1. Módulos de Manobra

☐	CT	Quantidade:	Tensão Prim/Sec/Ter (kV)	Arranjo Prim.:	Sec.:	Ter:
■	EL	Quantidade: **4**	Tensão (kV): **230**	Arranjo: **BD4**		
☐	EL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	IB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CRL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CRB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		

2. Módulos de Equipamentos

☐	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV):		Fase:
☐	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Compensador Síncrono	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	

3. Módulo de Infraestrutura Geral

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

■ Não

4. Outros

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

■ Não _____

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 10/12/2021 Revisão: Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

A conexão das 2 ELs 230 kV sentido Noroeste poderá gerar dificuldades no futuro se for considerado instalar novos transformadores na subestação, pois as ELs ficarão instaladas onde seria o espaço de novas CTs 230 kV. arranjo atual contempla a instalação de mais 1 transformador além do existente.

5. Observações.

1 - A análise realizada levou em conta apenas o espaço físico para instalação de 4 ELs 230 kV, não foi levada em conta a capacidade de condução do barramento existente na subestação.

2 - Conforme verifica-se na planta de situação 102-ALX01-AP-EM-PS será necessário a ampliação do barramento 230kV existente, no terreno já pertencente à subestação.

Rio de Janeiro, 10 de dezembro de 2021

Data da Solicitação

THIAGO DE FARIA ROCHA DOURADO
Assinado de forma digital por THIAGO DE FARIA ROCHA DOURADO
Dados: 2021.12.10 11:43:20 -03'00'

Thiago Dourado Martins

Superintendente Adjunto

STE/DEE/EPE

Recife, 02 de fevereiro de 2022

Data da Entrega do Formulário

Felipe Luna Freire da Fonte
Assinado de forma digital por Felipe Luna Freire da Fonte
Dados: 2022.02.02 16:21:08 -03'00'

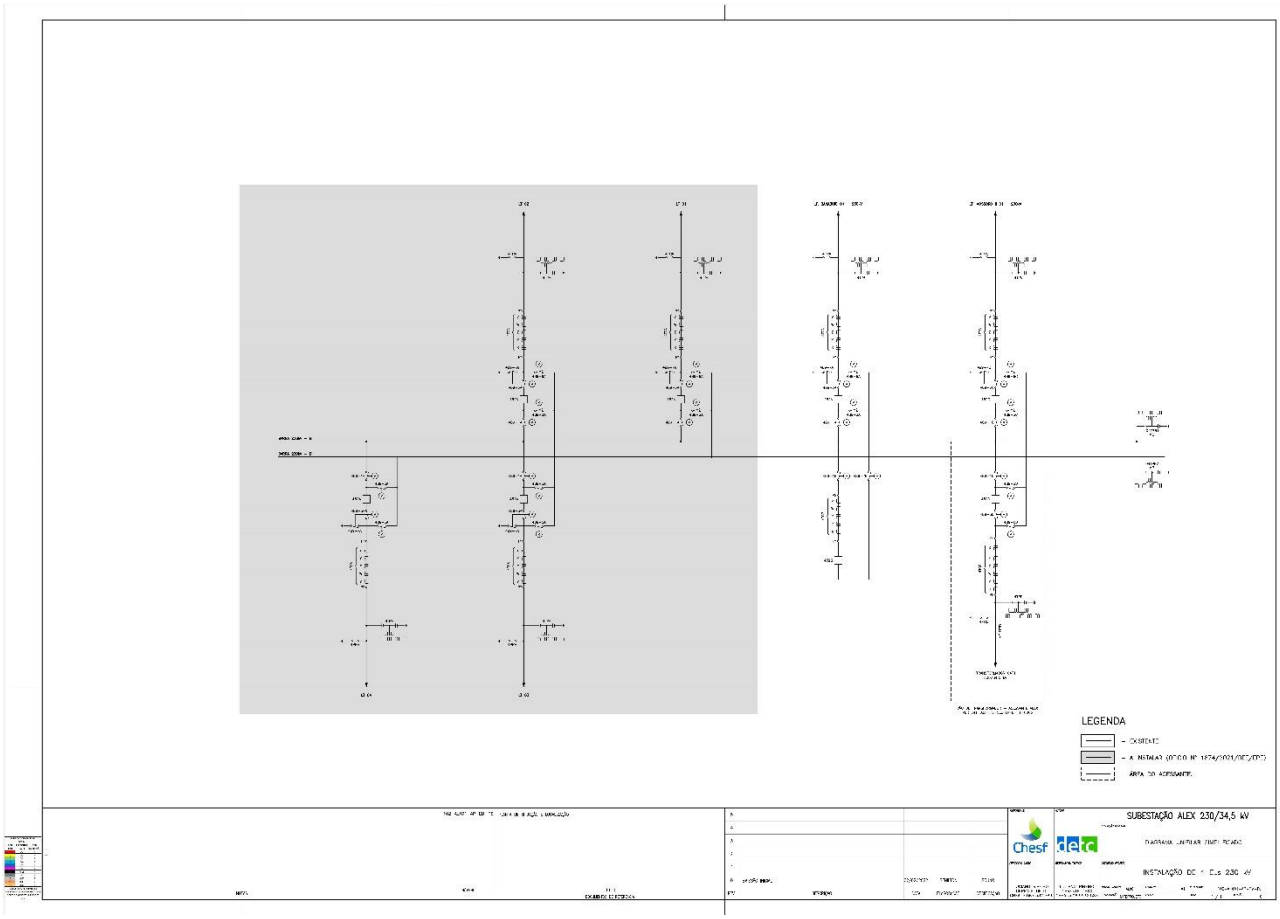
Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

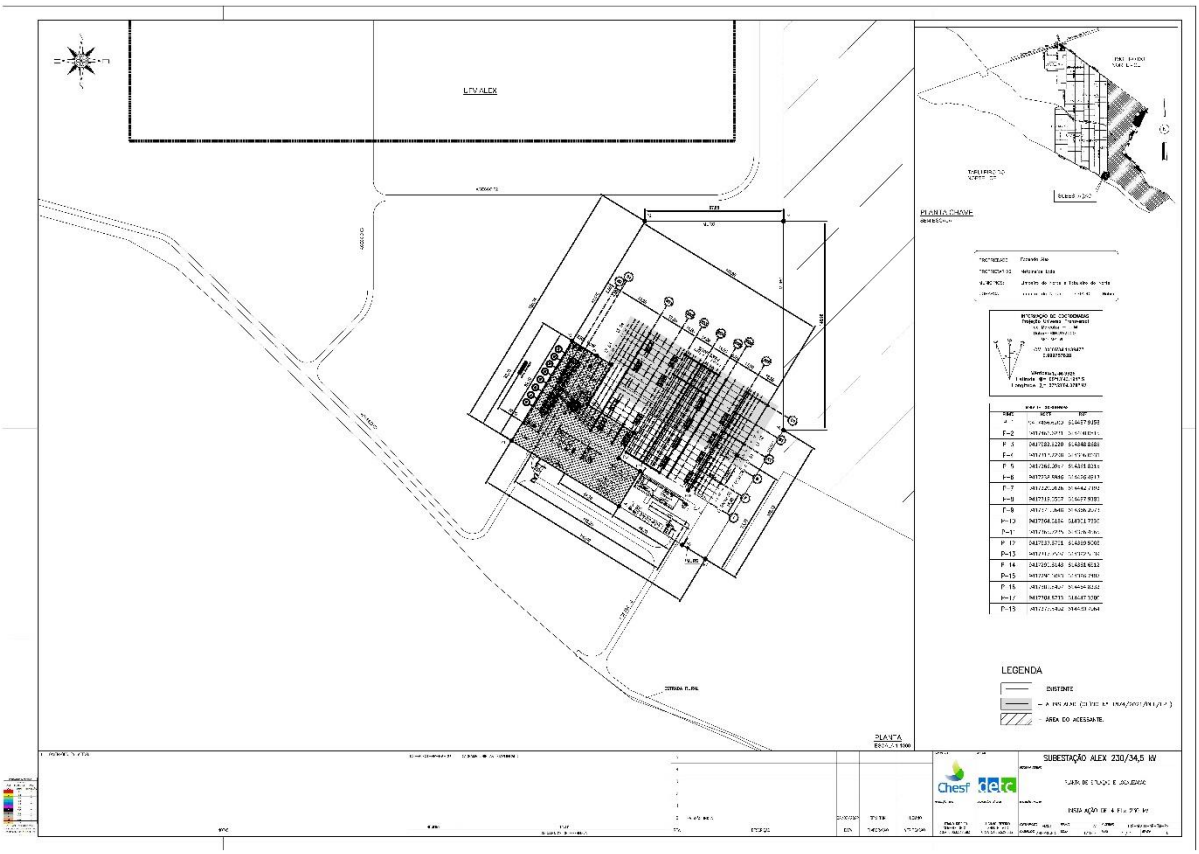
Nome: Felipe Luna Freire da Fonte

Cargo: Gerente Interino DETC

epe Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 10/12/2021 Revisão: Página: 4 - 4

ANEXO ➔ DIAGRAMA UNIFILAR A SER INFORMADO PELA TRANSMISSORA


LEGENDA
SUBESTAÇÃO ALEX 230/34,5 kV
Chesf


LTV ALEX
PLANTA CHAVE
LEGENDA
SUBESTAÇÃO ALEX 230/34,5 kV
Chesf

18.5.10 LT 230 kV Banabuiú – Russas II C1

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs	Data: 10/12/2021
		Revisão:
		Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Escoamento na Área Norte da Região Nordeste.

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Linha de Transmissão: recapacitação/recondutoramento da LT 230 kV Banabuiú – Russas II C1 para a mesma configuração da LT 230 kV Banabuiú – Russas II C2

Concessionária Proprietária: CHESF

1. Novos limites de transmissão requeridos:

Limite Normal (MVA) para cada circuito: 506

Limite de Emergência (MVA) para cada circuito: 601

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

*** Considerar a possibilidade de reconstruir caso não seja viável a recapacitação do circuito existente.*

2. Diagrama Unifilar

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs**	Data: 10/12/2021 Revisão:

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

1. Informações atuais sobre a LT 230 kV Banabuiú – Russas II C1

a) Nº de subcondutores/ fase: 1

b) Cabo adotado: GROSBEAK

c) Temperatura de projeto: Temperatura Longa Duração = 50°C Temperatura Curta Duração = 67°C

2. Informações atuais sobre a LT 230 kV Banabuiú – Russas II C2

a) Nº de subcondutores/ fase: 2

b) Cabo adotado: FLINT

c) Temperatura de projeto:
Temperatura Longa Duração = 64°C
Temperatura Curta Duração = 74°C

3. A alteração proposta pelo planejamento é:

[X] Viável

[ ] Inviável

4. Caso a alteração proposta seja viável:

a) Caracterizar as adequações necessárias (recondutoramento, elevação de estruturas...):

Para que a LT 230kV Banabuiu/Russas II C1 tenha a mesma capacidade operativa do circuito C2 será necessário o recondutoramento, utilizando o cabo com núcleo de carbono do tipo ACCC CÓRDOBA. Substituindo, também, suas ferragens de fixação à estrutura e o sistema de amortecimento mantendo as mesmas estruturas já instaladas na Linha de Transmissão.

b) Informar os novos limites de transmissão relacionados à adequação descrita no item 4a:
506 /601 MVA (Normal/Emergência).

c) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT existente: 131.434,64 R$x1000

d) Informar o custo estimado à adequação descrita no item 4a, de forma relativa ao custo apresentado no item 4c: 122 %

e) Informar o tempo estimado para a implantação das obras necessárias à adequação descrita no item 4a: 30 meses

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs**	Data: 10/12/2021 Revisão:

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

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

6. Observações

O recondutoramento com os cabos condutores com núcleo em compósito ACCC possibilita uma elevação de potência transmitida reduzindo o valor das flechas em comparação com os cabos do tipo ACSR.

O ACCC Córdoba atende perfeitamente aos requisitos do recondutoramento, permitindo uma redução na flecha, alcançando para a corrente de longa duração (1272 A) o valor de 16.1m atingindo temperatura de operação de 120°C e para a corrente de curta duração (1510A) o valor de 16.2m atingindo a temperatura de 180°C.

Quanto aos esforços, considerando as condições críticas (531.3 Pa ou 50.48 kgf/m2), para o cabo ACSR GROSBEAK serão 31,2 kN enquanto para o ACCC Córdoba 29.4 kN. Portanto, reduziremos os esforços nas estruturas instaladas.

Os valores de flecha foram calculados levando em consideração a tração EDS final de 18% e com vão médio de 450m.

O valor descrito no item 4c foi desenvolvido no simulador de preços ANEEL. Foi realizado consulta ao mercado para estimar o valor das adequações previstas em 4a.

Todos os cálculos foram realizados tomando como base a extensão de 111km.

Para a execução da solução prevista em 4a será necessário a previsão de desligamentos na Linha de Transmissão.

	07 de fevereiro de 2022
Data da Solicitação	**Data da Entrega do Formulário**
	Felipe Luna Freire da Fonte Assinado de forma digital por Felipe Luna Freire da Fonte Dados: 2022.02.07 08:28:56 -03'00'
José Marcos Bressane **Superintendente de Transmissão de Energia** **STE/DEE/EPE**	**Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas** **Nome:** Felipe Luna Freire da Fonte **Cargo:** Gerente Interino do DETC

18.5.11 Subestação Milagres

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 15/02/2022 Revisão: Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Escoamento na Área Norte da Região Nordeste.

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Milagres 500/230 kV **Concessionária Proprietária:** CHESF

1. Módulos de Manobra

■	CT	Quantidade:1	Tensão Prim/Sec (kV):500/230	Arranjo Prim.:DJM	Sec.:BPT Ter:
☐	EL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
■	IB	Quantidade:1	Tensão (kV):500	Arranjo: DJM	
☐	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CRL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CRB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	

2. Módulos de Equipamentos

■	Transformadores	Quantidade:3	Potência (MVA):200	Tensão Prim./Sec. (kV):500/230		Fase:monofásico
☐	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):		Tensão (kV):	Fase:
☐	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):		Tensão (kV):	Fase:
☐	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):		Tensão (kV):	Fase:
☐	Compensador Síncrono	Quantidade:	Potência (Mvar): -		Tensão (kV):	Fase:

3. Diagrama Unifilar

4. Observações:

(1) Informar se há possibilidade de compartilhamento de IB ou se haverá necessidade de implantação de um IB adicional;

(2) Caso a alteração proposta seja inviável, especificar o motivo impeditivo;

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).

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 15/02/2022 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.

1. Módulos de Manobra

■	CT	Quantidade: 1	Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 500/230	Arranjo Prim.: DJM Sec.: BPT	Ter:
☐	EL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	EL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
■	IB	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM	
☐	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CRL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CRB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	

2. Módulos de Equipamentos

■	Transformadores	Quantidade: 3	Potência (MVA): 200	Tensão Prim./Sec. (kV): 500/230		Fase: monofásico
☐	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):		Fase:
☐	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):		Fase:
☐	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):		Fase:
☐	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):		Fase:
☐	Compensador Síncrono	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):		Fase:

3. Módulo de Infraestrutura Geral

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

■ Não

4. Outros

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

■ Não _____

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 15/02/2022 Revisão: Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

1 - A conexão do transformador com o barramento 230 kV só pode ocorrer através de cabos isolados, devido ao espaço disponível, conforme pode ser verificado em 102-MLG03-AP-EM-PS.

2 - Devido ao fato de ser uma avaliação de viabilidade preliminar, foram verificadas apenas as viabilidades de implementação física, não foi verificada a capacidade dos barramentos com a nova carga instalada.

5. Observações.

1- Existe possibilidade de compartilhamento de IB existente, conforme demonstrado em 100-MLG03-AP-EM-DU

2 - Uma verificação em campo deverá ser realizada para verificar possíveis interferências no encaminhamento dos cabos isolados 230 kV.

Rio de Janeiro, 15 de fevereiro de 2022

Data da Solicitação

THIAGO DE FARIA ROCHA DOURADO

Assinado de forma digital por THIAGO DE FARIA ROCHA DOURADO
Dados: 2022.02.16 16:33:42 -03'00'

Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Recife, 25 de fevereiro de 2022

Data da Entrega do Formulário

LUCIANO RIBEIRO
GERENTE DETC
ID. 256658

2022.03.03 18:25:32 -03'00'

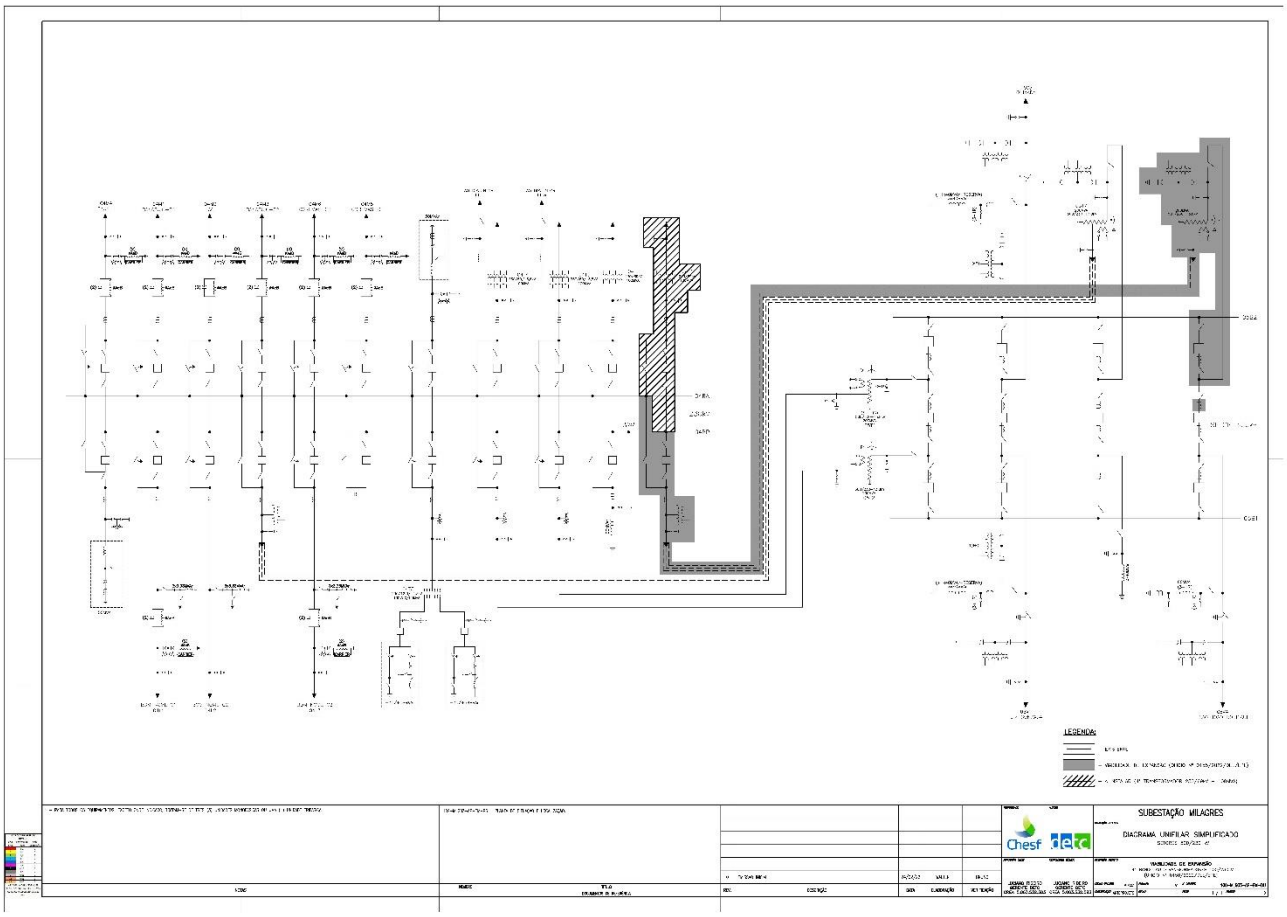
Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

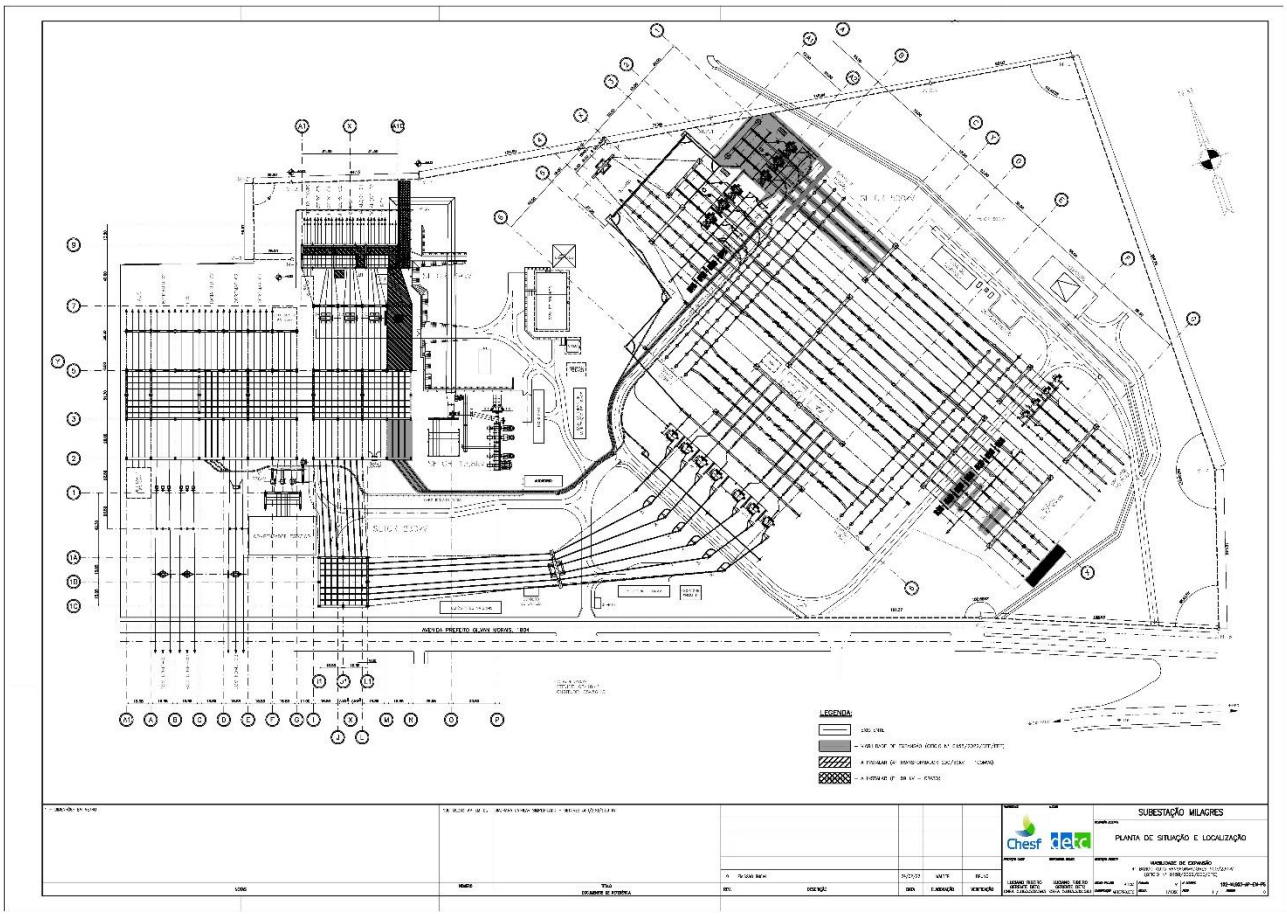
Nome: Luciano Ribeiro do Vale Jardelino da Costa

Cargo: Gerente DETC

epe Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 15/02/2022 Revisão: Página: 4 - 4

ANEXO ➔ DIAGRAMA UNIFILAR A SER INFORMADO PELA TRANSMISSORA


SUBESTAÇÃO MILAGRES
DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO
LEGENDA:


SUBESTAÇÃO MILAGRES
PLANTA DE SITUAÇÃO E LOCALIZAÇÃO
LEGENDA:

18.5.12 Subestação Icó

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 15/02/2022 Revisão: Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Escoamento na Área Norte da Região Nordeste.

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Icó 230 kV **Concessionária Proprietária:** CHESF

1. Módulos de Manobra

☐	CT	Quantidade:	Tensão Prim/Sec (kV):	Arranjo Prim.:	Sec.: Ter:
■	EL	Quantidade: 4	Tensão (kV): 230	Arranjo: BPT	
☐	IB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CRL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CRB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	

2. Módulos de Equipamentos

☐	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV):	Fase:
☐	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Compensador Síncrono	Quantidade:	Potência (Mvar): -	Tensão (kV):	Fase:

3. Diagrama Unifilar

4. Observações:

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

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 15/02/2022 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.

1. Módulos de Manobra

☐	CT	Quantidade:	Tensão Prim/Sec/Ter (kV)	Arranjo Prim.:	Sec.:	Ter:
■	EL	Quantidade: 4	Tensão (kV): 230	Arranjo: BPT		
☐	EL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	IB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CRL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CRB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		

2. Módulos de Equipamentos

☐	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV):	Fase:
☐	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Compensador Síncrono	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:

3. Módulo de Infraestrutura Geral

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

■ Não

4. Outros

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

■ Não _____

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 15/02/2022 Revisão: Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Conforme pode ser verificado em 102-ICO02-PB-EM-PG, existe espaço disponível para instalação das 4 ELs 230 kV no terreno da subestação, porém, faz-se necessária a ampliação do barramento 230 kV.

5. Observações.

Rio de Janeiro, 15 de fevereiro de 2022

Data da Solicitação

THIAGO DE FARIA ROCHA DOURADO

Assinado de forma digital por THIAGO DE FARIA ROCHA DOURADO
Dados: 2022.02.16 16:33:27 -03'00'

Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Recife, 02 de março de 2022

Data da Entrega do Formulário

LUCIANO RIBEIRO
GERENTE DETC
ID. 256658

2022.03.03 17:30:46 -03'00'

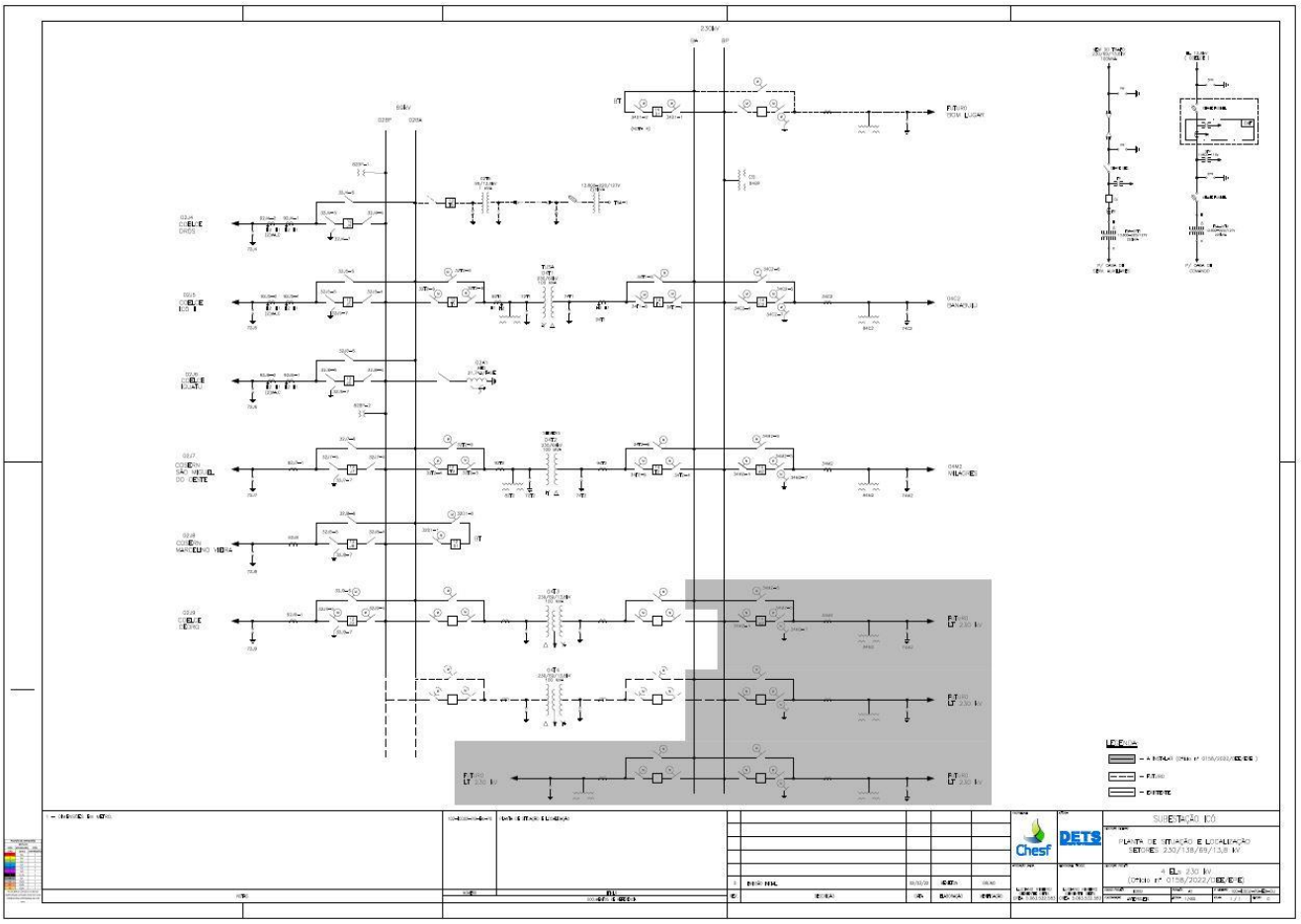
Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Luciano Ribeiro do Vale Jardelino da Costa

Cargo: Gerente DETC

epe Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 15/02/2022 Revisão: Página: 4 - 4

ANEXO ➔ DIAGRAMA UNIFILAR A SER INFORMADO PELA TRANSMISSORA



18.5.13 Subestação Gameleira

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 18/02/2022 Revisão: Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Escoamento na Área Norte da Região Nordeste.

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Seccionadora Gameleira 230 kV (SE no seccionamento da LT 230 kV Milagres – Icó)

Concessionária Proprietária: CANADIAN SOLAR

1. Módulos de Manobra

☐	CT	Quantidade:	Tensão Prim/Sec (kV):	Arranjo Prim.:	Sec.: Ter:
■	EL	Quantidade: 4	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4	
☐	IB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CRL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CRB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	

2. Módulos de Equipamentos

☐	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV):	Fase:
☐	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Compensador Síncrono	Quantidade:	Potência (Mvar): -	Tensão (kV):	Fase:

3. Diagrama Unifilar

4. Observações:

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

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 18/02/2022 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.

1. Módulos de Manobra

☐	CT	Quantidade:	Tensão Prim/Sec/Ter (kV)		Arranjo Prim.:	Sec.:	Ter:
■	EL	Quantidade: 4	Tensão (kV): 230		Arranjo: BD4		
☐	EL	Quantidade:	Tensão (kV):		Arranjo:		
■	IB	Quantidade: 1	Tensão (kV): 230		Arranjo: BD4		
☐	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):		Arranjo:		
☐	CRL	Quantidade:	Tensão (kV):		Arranjo:		
☐	CRB	Quantidade:	Tensão (kV):		Arranjo:		
☐	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):		Arranjo:		
☐	CC	Quantidade:	Tensão (kV):		Arranjo:		

2. Módulos de Equipamentos

☐	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV):		Fase:
☐	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Compensador Síncrono	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? ☐ Sim Área Prevista: 7ha

■ Não

4. Outros

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

☐ Não _____

epe Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 18/02/2022 Revisão: Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações.

Rio de Janeiro, 18 de fevereiro de 2022

Data da Solicitação

Data da Entrega do Formulário

THIAGO DE FARIA ROCHA DOURADO

Assinado de forma digital por THIAGO DE FARIA ROCHA DOURADO
Dados: 2022.02.18 16:33:04 -03'00'

Thiago Dourado Martins

Superintendente

STE/DEE/EPE

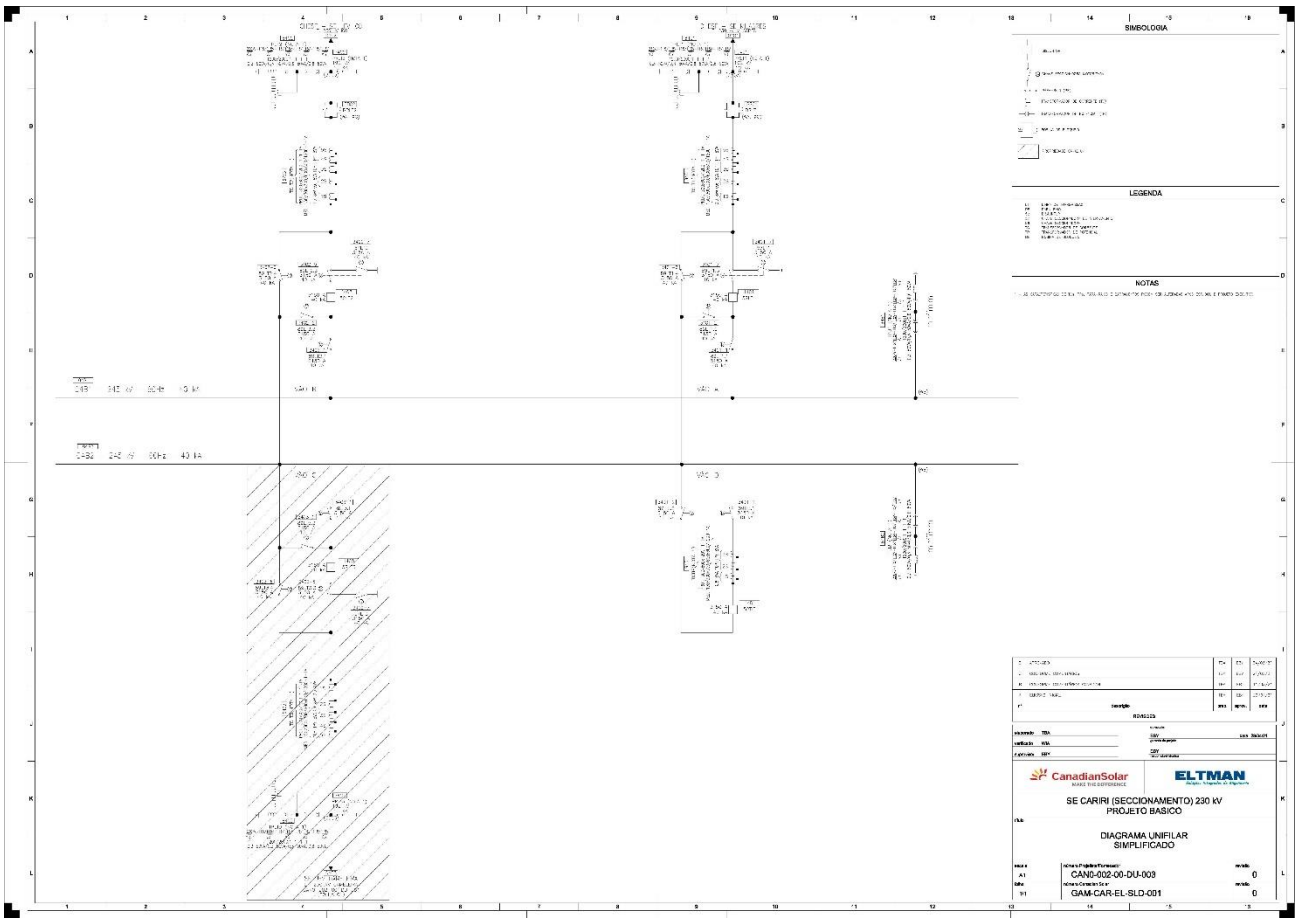
Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome:

Cargo:

epe Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 18/02/2022 Revisão: Página: 4 - 4

ANEXO ➔ DIAGRAMA UNIFILAR A SER INFORMADO PELA TRANSMISSORA


SIMBOLOGIA
LEGENDA
NOTAS
CanadianSolar
ELTMAN
SE CARIRI (SECCIONAMENTO) 230 kV
PROJETO BASICO
DIAGRAMA UNIFILAR
SIMPLIFICADO
CANI-002-00-DU-003
GAM-CAR-EL-SLD-001

18.5.14 LT Banabuiú – Milagres C1

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs**	Data: 15/02/2022 Revisão: Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Escoamento na Área Norte da Região Nordeste.

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Linha de Transmissão: recapacitação/recondutoramento da LT 230 kV Banabuiú – Milagres C1 (04 M1)

Concessionária Proprietária: CHESF

1. Novos limites de transmissão requeridos:

Limite Normal (MVA) para cada circuito: 573

Limite de Emergência (MVA) para cada circuito: 796

** 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 Unifilar

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs**	Data: 15/02/2022 Revisão: Página: 2 - 3

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

1. Informações atuais sobre a LT 230 kV Banabuiú – Milagres 04M1

a) extensão (km): 225,91km

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

c) Nº de subcondutores/ fase: 1 Condutor

d) Cabo adotado: GROSBEAK

e) Temperatura de projeto: 50°C (Condição Longa Duração e Curta Duração)

2. A alteração proposta pelo planejamento é:

[X] Viável

[ ] Inviável

3. Caso a alteração proposta seja viável:

a) Caracterizar as adequações necessárias (recondutoramento, elevação de estruturas...):

Para que a LT 230kV Milagres/Banabuiu C1 passe a operar com as condições solicitadas será necessário o recondutoramento, utilizando o cabo com núcleo de carbono do tipo ACCC. Substituindo, também, suas ferragens de fixação à estrutura e o sistema de amortecimento mantendo as mesmas estruturas já instaladas na Linha de Transmissão.

b) Informar os novos limites de transmissão relacionados à adequação descrita no item 3a:
573 / 796 MVA (Normal/Emergência).

c) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT requerida: 269.520,43 R$x1000

d) Informar o custo estimado à adequação descrita no item 3a, de forma relativa ao custo apresentado no item 3c: 144 %

e) Informar o tempo estimado para a implantação das obras necessárias à adequação descrita no item 3a: 30 meses

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs**	Data: 15/02/2022 Revisão: Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

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

6. Observações

O recondutoramento com os cabos condutores com núcleo em compósito ACCC possibilita uma elevação de potência transmitida reduzindo o valor das flechas em comparação com os cabos do tipo ACSR.

Os esforços, considerando a condição crítica (531.3 Pa ou 50.48 kgf/m2), e as flechas para as novas condições de operação foram verificados e atendem ao critério de recondutoramento, preservando as estruturas já instaladas na LT.

O valor descrito no item 3c foi desenvolvido no simulador de preços ANEEL. Foi realizado consulta ao mercado para estimar o valor das adequações previstas em 3a.

Para a execução da solução prevista em 3a será necessário a previsão de desligamentos na Linha de Transmissão.

Rio de Janeiro, 15 de fevereiro de 2022

Data da Solicitação

THIAGO DE FARIA ROCHA DOURADO

Assinado de forma digital por THIAGO DE FARIA ROCHA DOURADO
Dados: 2022.02.16 16:31:08 -03'00'

Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Recife, 03 de março de 2022

Data da Entrega do Formulário

LUCIANO RIBEIRO
GERENTE DETC
ID. 256659

2022.03.03 17:12:15 -03'00'

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Luciano Ribeiro do Vale J. da Costa

Cargo: Gerente de Departamento

18.5.15 LT Banabuiú – Milagres C3

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs**	Data: 15/02/2022 Revisão: Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Escoamento na Área Norte da Região Nordeste.

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Linha de Transmissão: recapacitação/recondutoramento da LT 230 kV Banabuiú – Milagres C3 (04 M3)

Concessionária Proprietária: CHESF

1. Novos limites de transmissão requeridos:

Limite Normal (MVA) para cada circuito: 573

Limite de Emergência (MVA) para cada circuito: 796

** 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 Unifilar

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs**	Data: 15/02/2022 Revisão: Página: 2 - 3

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

1. Informações atuais sobre a LT 230 kV Banabuiú – Milagres 04M3

a) extensão (km): 225,91km

b) Limite Normal (MVA): 305MVA Limite de Emergência (MVA): 305MVA

c) Nº de subcondutores/ fase: 1 Condutor

d) Cabo adotado: GROSBEAK

e) Temperatura de projeto: 60°C (Condição Longa Duração e Curta Duração)

2. A alteração proposta pelo planejamento é:

[X] Viável

[ ] Inviável

3. Caso a alteração proposta seja viável:

a) Caracterizar as adequações necessárias (recondutoramento, elevação de estruturas...):

Para que a LT 230kV Milagres/Banabuiu C3 passe a operar com as condições solicitadas será necessário o recondutoramento, utilizando o cabo com núcleo de carbono do tipo ACCC. Substituindo, também, suas ferragens de fixação à estrutura e o sistema de amortecimento mantendo as mesmas estruturas já instaladas na Linha de Transmissão.

b) Informar os novos limites de transmissão relacionados à adequação descrita no item 3a:
573 / 796 MVA (Normal/Emergência).

c) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT requerida: 269.520,43 R$x1000

d) Informar o custo estimado à adequação descrita no item 3a, de forma relativa ao custo apresentado no item 3c: 144 %

e) Informar o tempo estimado para a implantação das obras necessárias à adequação descrita no item 3a: 30 meses

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs**	Data: 15/02/2022 Revisão: Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

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

6. Observações

O recondutoramento com os cabos condutores com núcleo em compósito ACCC possibilita uma elevação de potência transmitida reduzindo o valor das flechas em comparação com os cabos do tipo ACSR.

Os esforços, considerando a condição crítica (531.3 Pa ou 50.48 kgf/m2), e as flechas para as novas condições de operação foram verificados e atendem ao critério de recondutoramento, preservando as estruturas já instaladas na LT.

O valor descrito no item 3c foi desenvolvido no simulador de preços ANEEL. Foi realizado consulta ao mercado para estimar o valor das adequações previstas em 3a.

Para a execução da solução prevista em 3a será necessário a previsão de desligamentos na Linha de Transmissão.

Rio de Janeiro, 15 de fevereiro de 2022

Data da Solicitação

THIAGO DE FARIA ROCHA DOURADO

Assinado de forma digital por THIAGO DE FARIA ROCHA DOURADO
Dados: 2022.02.16 16:31:29 -03'00'

Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Recife, 03 de março de 2022

Data da Entrega do Formulário

LUCIANO RIBEIRO
GERENTE DETC
ID. 256658

2022.03.03 17:15:26 -03'00'

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Luciano Ribeiro do Vale J. da Costa

Cargo: Gerente de Departamento

18.5.16 Subestação Araticum

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 18/02/2022 Revisão: Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Escoamento na Área Norte da Região Nordeste.

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Araticum 230 kV (SE Seccionadora/Coletora no seccionamento da LT 230 kV Milagres – Bom Nome C3)

Concessionária Proprietária: PONTOON CLEAN ENERGY

1. Módulos de Manobra

☐	CT	Quantidade:	Tensão Prim/Sec (kV):	Arranjo Prim.:	Sec.: Ter:
■	EL	Quantidade:2	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4	
☐	IB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CRL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CRB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	

2. Módulos de Equipamentos

☐	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV):	Fase:
☐	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Compensador Síncrono	Quantidade:	Potência (Mvar): -	Tensão (kV):	Fase:

3. Diagrama Unifilar

Favor consultar arquivo anexo PCBRMA500PV-D1-01~02 SLD & Substation Layout

4. Observações:

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

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 18/02/2022 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.

1. Módulos de Manobra

[X]	CT	Quantidade: 2	Tensão Prim/Sec/Ter (kV): 230/34,5/34,5	Arranjo Prim.: Y Sec.: Δ Ter: Δ
[X]	EL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4
[ ]	EL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
[ ]	IB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
[ ]	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
[ ]	CRL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
[ ]	CRB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
[ ]	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:
[ ]	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:

2. Módulos de Equipamentos

[X]	Transformadores	Quantidade: 2	Potência (MVA): 230	Tensão Prim./Sec. (kV): 230/34,5/34,5	Fase: 3
[ ]	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
[ ]	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
[ ]	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
[ ]	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
[ ]	Compensador Síncrono	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno?

[ ] Sim Área Prevista:_____

[X] Não Terreno já adquirido pela proprietária da instalação. Trata-se de uma SE nova

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo?

[ ] Sim Equipamentos Necessários: _____

[X] Não _____

epe Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 18/02/2022 Revisão: Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações.

Rio de Janeiro, 18 de fevereiro de 2022

Data da Solicitação

THIAGO DE FARIA ROCHA DOURADO
Assinado de forma digital por THIAGO DE FARIA ROCHA DOURADO
Dados: 2022.02.18 16:36:01 -03'00'

Thiago Dourado Martins

Superintendente

STE/DEE/EPE

São Paulo, 25 de fevereiro de 2022

Data da Entrega do Formulário

Marcelo Degani Panzetti
CREA SP - 060.132.915-1

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

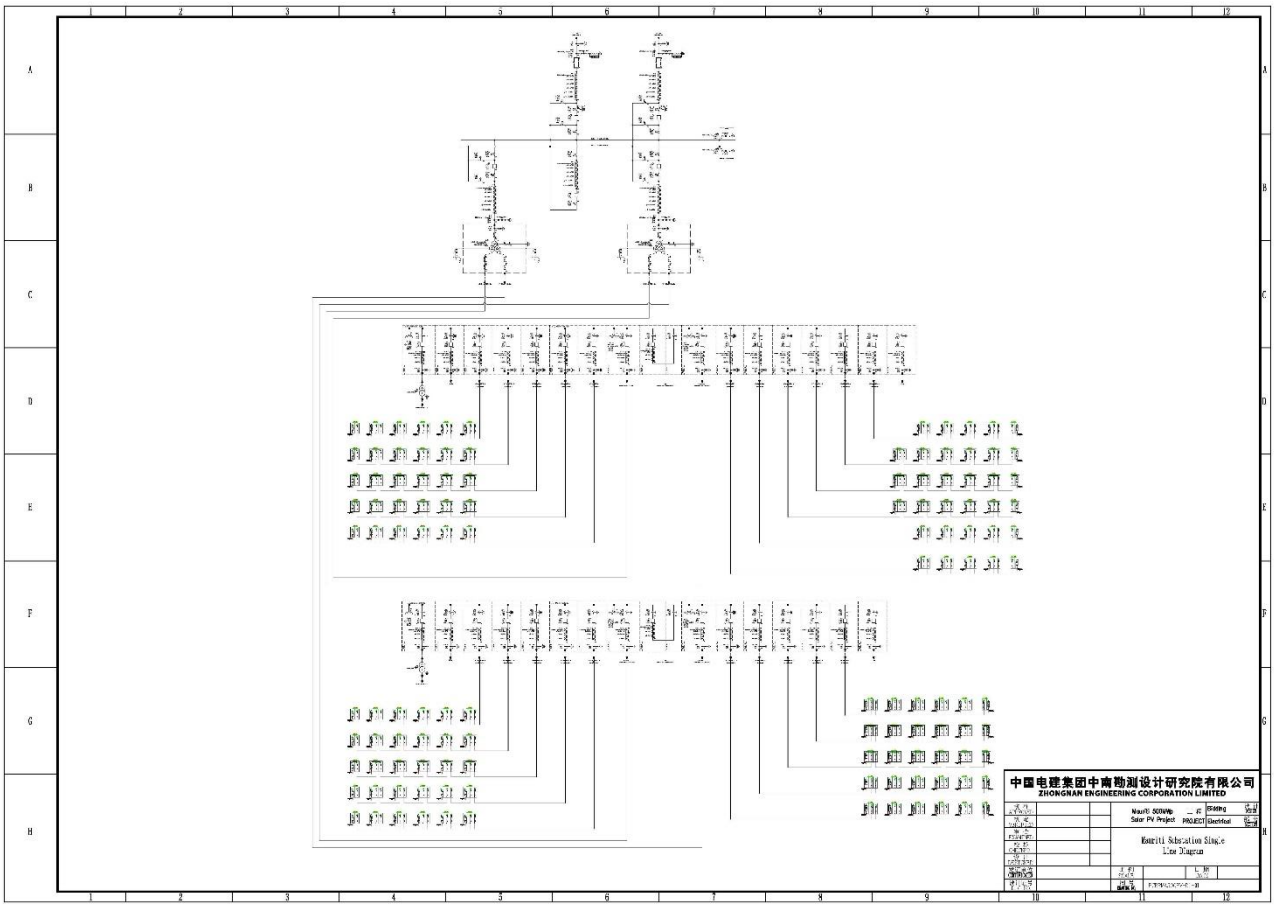
Nome: MARCELO DEGANI PANZETTI

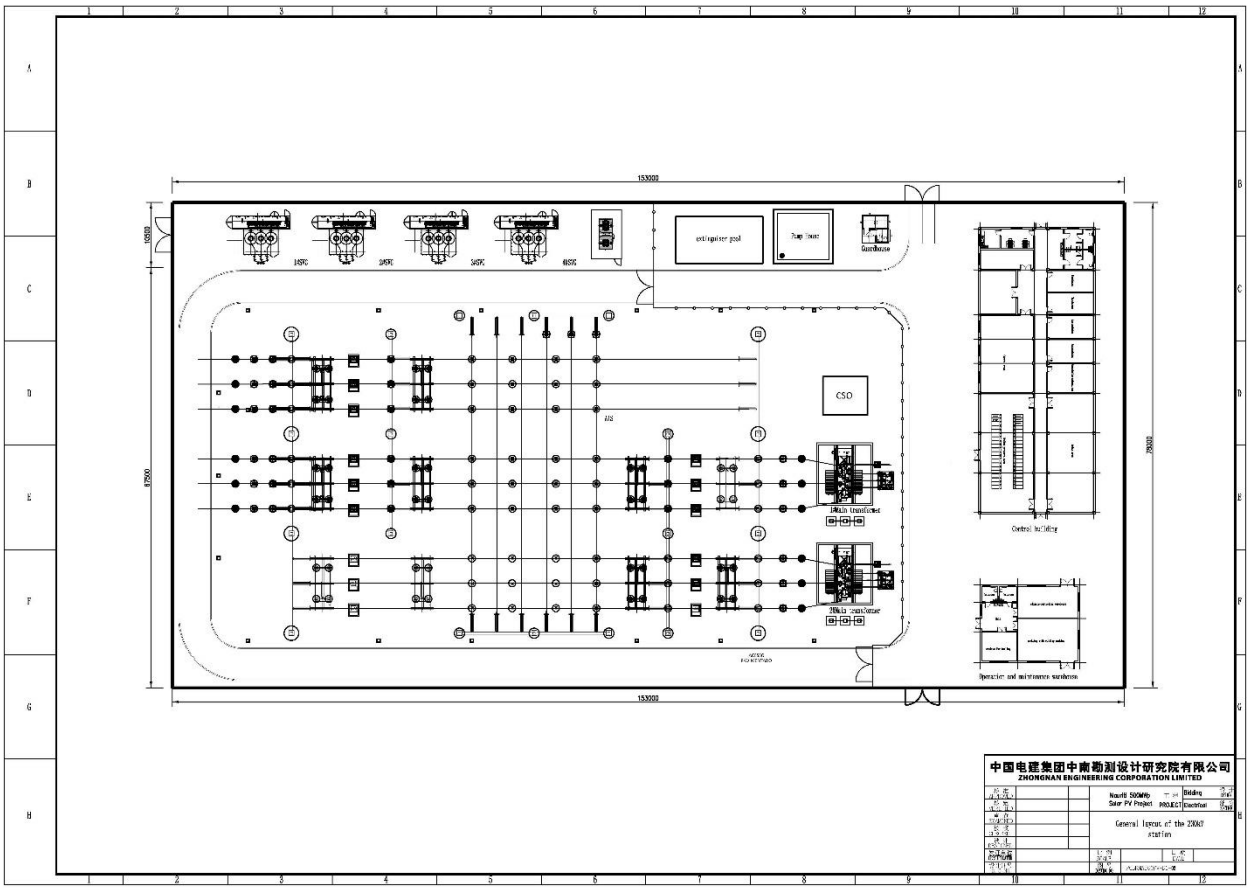
Cargo: DIRETOR PONTOON CLEAN ENERGY

epe Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 18/02/2022 Revisão: Página: 4 - 4

ANEXO ➔ DIAGRAMA UNIFILAR A SER INFORMADO PELA TRANSMISSORA

Favor consultar arquivo anexo PCBRMA500PV-D1-01~02 SLD & Substation Layout


中国电建集团中南勘测设计研究院有限公司
ZHONGNAN ENGINEERING CORPORATION LIMITED



18.5.17 Subestação Abaiara

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 18/02/2022 Revisão: Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Escoamento na Área Norte da Região Nordeste.

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Abaiara 230 kV (SE Seccionadora/Coletora no seccionamento da LT 230 kV Milagres – Bom Nome C2)

Concessionária Proprietária: LIGHTSOURCE BP

1. Módulos de Manobra

☐	CT	Quantidade:	Tensão Prim/Sec (kV):	Arranjo Prim.:	Sec.: Ter:
■	EL	Quantidade:2	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4	
☐	IB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CRL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CRB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	

2. Módulos de Equipamentos

☐	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV):	Fase:
☐	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Compensador Síncrono	Quantidade:	Potência (Mvar): -	Tensão (kV):	Fase:

3. Diagrama Unifilar

4. Observações:

Considerar linhas no sentido norte

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).

Clicksign cb1999db-84f1-427a-86d6-207b74597161

epe Empresa de Pesquisa Energética	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 18/02/2022 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.

1. Módulos de Manobra

☐	CT	Quantidade:	Tensão Prim/Sec/Ter (kV)	Arranjo Prim.:	Sec.:	Ter:
■	EL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4		
☐	EL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	IB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CRL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CRB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
☐	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		

2. Módulos de Equipamentos

☐	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV):		Fase:
☐	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Compensador Síncrono	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? ■ Sim Área Prevista: Nosso terreno possui 34000m², já considerando um vão de EL para uma possível ampliação. Avaliar se há necessidade de um espaço maior.

☐ Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? ■ Sim Equipamentos Necessários: Avaliar necessidade de ampliação da capacidade do barramento de acordo com a potência a ser escoada e os equipamentos necessários à construção da EL.

☐ Não _____

Clicksign cb1999db-84f1-427a-86d6-207b74597161

epe Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 18/02/2022 Revisão: Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações.

A nossa LT faz travessia com as seguintes LTs:

LT 69 kV Milagres- Brejo Santo (CHESF)

LT 500 kV Curral Novo do Piauí 2 – Milagres (Rialma)

LT 230 kV Milagres – Bom Nome C1 (CHESF)

A LT ainda possui duas travessias com rodovias, sendo uma a BR-116 e a outra a Rodovia CE- 293.

Rio de Janeiro, 15 de fevereiro de 2022

Data da Solicitação

Rio de Janeiro, 25 de março de 2022.

Data da Entrega do Formulário

Thiago Dourado Martins
Superintendente
STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome:
Cargo:

Clicksign cb1999db-84f1-427a-86d6-207b74597161

epe Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 18/02/2022 Revisão: Página: 4 - 4

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR A SER INFORMADO PELA TRANSMISSORA

Clicksign cb1999db-84f1-427a-86d6-207b74597161

Clicksign

Datas e horários em GMT -03:00 Brasilia
Log gerado em 25 de março de 2022. Versão v1.8.1.

Formulário de Consulta SE Abaiara.pdf

Documento número #cb1999db-84f1-427a-86d6-207b74597161
Hash do documento original (SHA256): c5b22f859f2f829e6e907a10d1c081a3d4a43290a3d7db146e5755bc782529e9

Assinaturas

Anderson Concon
CPF: 292.468.708-08
Assinou em 25 mar 2022 às 11:30:56
Emitido por Clicksign Gestão de documentos S.A.

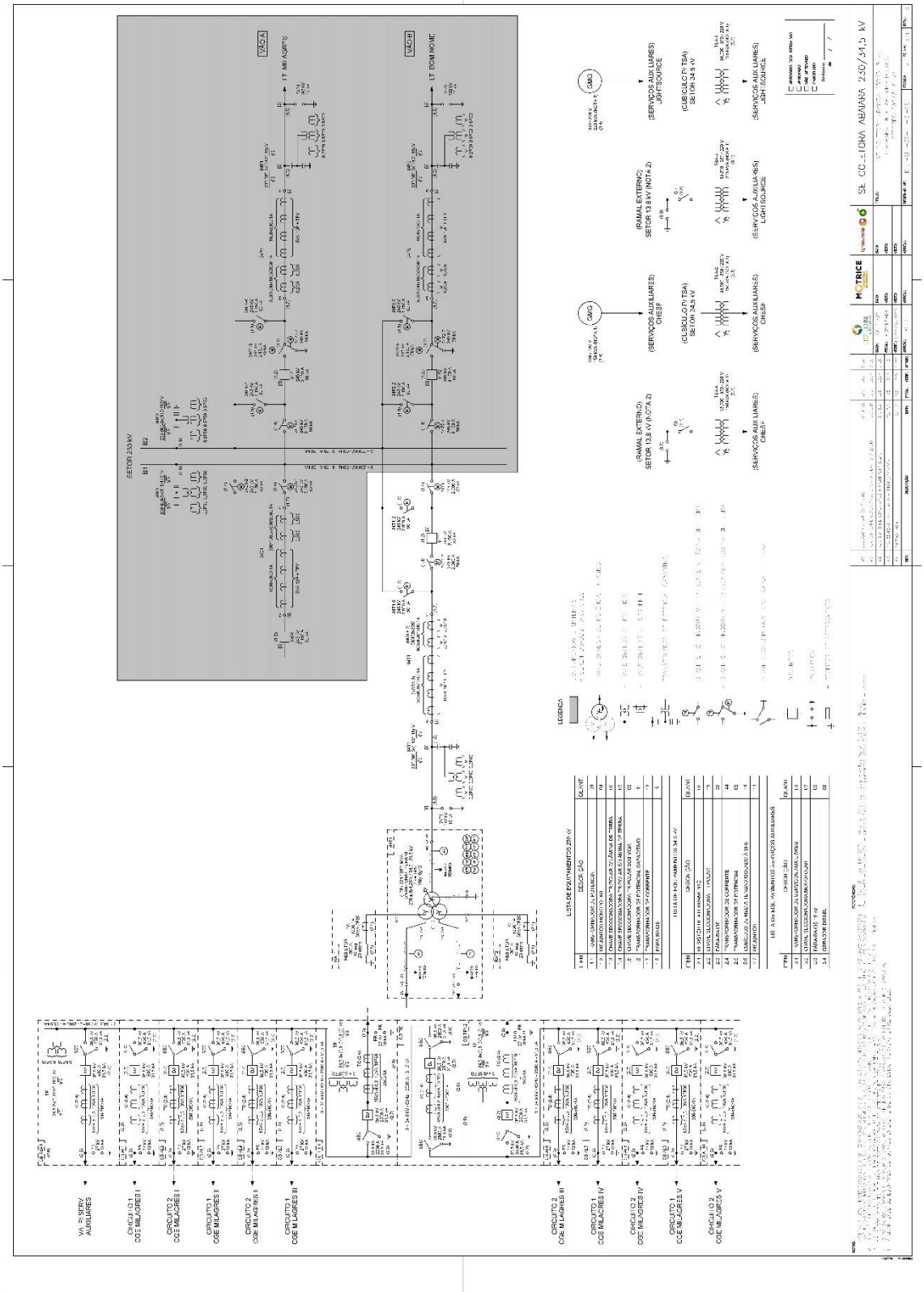
Log

25 mar 2022, 11:19:03	Operador com email michelle.mello@lightsourcebp.com na Conta 3dd89d68-8315-4cf4-8003-f9af5210d5b4 criou este documento número cb1999db-84f1-427a-86d6-207b74597161. Data limite para assinatura do documento: 24 de abril de 2022 (11:16). Finalização automática após a última assinatura: habilitada. Idioma: Português brasileiro.
25 mar 2022, 11:19:07	Operador com email michelle.mello@lightsourcebp.com na Conta 3dd89d68-8315-4cf4-8003-f9af5210d5b4 adicionou à Lista de Assinatura: anderson.concon@lightsourcebp.com, para assinar, com os pontos de autenticação: email (via token); Nome Completo; CPF; endereço de IP. Dados informados pelo Operador para validação do signatário: nome completo Anderson Concon e CPF 292.468.708-08.
25 mar 2022, 11:30:56	Anderson Concon assinou. Pontos de autenticação: email anderson.concon@lightsourcebp.com (via token). CPF informado: 292.468.708-08. IP: 187.95.48.204. Componente de assinatura versão 1.232.0 disponibilizado em https://app.clicksign.com.
25 mar 2022, 11:30:56	Processo de assinatura finalizado automaticamente. Motivo: finalização automática após a última assinatura habilitada. Processo de assinatura concluído para o documento número cb1999db-84f1-427a-86d6-207b74597161.

ICP Brasil

Documento assinado com validade jurídica.
Para conferir a validade, acesse https://validador.clicksign.com e utilize a senha gerada pelos signatários ou envie este arquivo em PDF.
As assinaturas digitais e eletrônicas têm validade jurídica prevista na Medida Provisória nº. 2200-2 / 2001

Este Log é exclusivo ao, e deve ser considerado parte do, documento número cb1999db-84f1-427a-86d6-207b74597161, com os efeitos prescritos nos Termos de Uso da Clicksign disponível em www.clicksign.com.



18.5.18 Consultas de disponibilidade de vãos - LEN A-5 e A-6 de 2022 - Subestações Chesf

Chesf

CE-Chesf-SET-017/2022

Recife, 02 de junho de 2022.

À
Empresa de Pesquisa Energética – EPE
At.: Marcos Vinicius G. da Silva Farinha
Superintendente Adjunto de Transmissão de Energia Elétrica

***Assunto**: Consulta de Disponibilidade de Vãos nas Subestações de Propriedade da CHESF com Vistas a Subsidiar a Habilitação Técnica para os Leilões de Energia Nova A-5 e A-6 de 2022*

***Ref**.: Ofício nº. 0676/2022/DEE/EPE*

Senhor Superintendente,

Conforme solicitado no Ofício em referência, estamos encaminhando, em anexo, o formulário de Consulta sobre a Disponibilidade de Vãos nas Subestações de Propriedade da CHESF.

Julgamos importante tecer as seguintes considerações em relação aos dados fornecidos:

1. *Os dados fornecidos têm como data base a data de emissão desta correspondência. Como é de vosso conhecimento o processo é dinâmico e sujeito a constantes mudanças.*
2. *Os vãos comprometidos, nas nossas informações, são os vãos para os quais efetivamente existem contratos de conexão. Não indicamos como comprometidos aqueles que estão em negociação. Ao longo dos anos ficou evidente que muitas dessas negociações não são concretizadas e uma reserva de vão poderia inibir interessados.*

Classificação do documento: Público

Rua Delmiro Gouveia, nº 333 – Bongi – Recife – PE CEP: 50761-901
fabionf@chesf.gov.br
(81) 3229-2590

Chesf

CE-Chesf-SET-xxx/2022

3. *Os vãos disponíveis são aqueles que fisicamente podem ser utilizados por novos acessantes, cabendo ressaltar que não foram observados ou mesmo avaliados os aspectos técnicos associados à conexão. É sempre bom lembrar que a conexão de um novo acessante pode implicar em superação de equipamentos elétricos e componentes como barramento e malha de terra ou até mesmo na impossibilidade física de usar o vão disponível.*

Diante dos fatos expostos, ficamos à disposição desta EPE para novas interações, mantendo a política setorial do livre acesso às instalações de transmissão do SIN.

Atenciosamente,

Assinado de forma digital por FABIO NEPOMUCENO FRAGA:02217409450
Dados: 2022.06.07 17:53:48 -03'00'

Fabio Nepomuceno Fraga
Superintendente de Engenharia de Transmissão

Classificação do documento: Público

Rua Delmiro Gouveia, nº 333 – Bongi – Recife – PE CEP: 50761-901
fabionf@chesf.gov.br
(81) 3229-2590

2

Chesf

CE-Chesf-SET-xxx/2022

ANEXO – Disponibilidade de espaço físico nas subestações de propriedade da CHESF nas quais houve solicitação de acesso, com a base de dados de cadastramento dos Leilões de Energia Nova A-5 e A-6 de 2022.

UF	Ponto de Conexão	Nível de Tensão	Vãos Disponíveis		Vãos já comprometidos		Observações
			Tipo	Quantidade	Quantidade	Empreendimento associado	
CE	ACARAÚ II	230	A	2	1	EL 230 kV SOBRAL III - C3	OFÍCIO 214/2014 MME (LEILÃO)
RN	AÇU II	230	A	2	0		
CE	AQUIRAZ II	230	A	10	1	4º TR 230/69/13,8 kV	CONTRAÇÃO CHESF (REA 4877/2014)
					1	EL 230KV MORADA DO SOL - OMEGA	REA 8955 a 8960 e TA 025/2021
CE	BANABUIÚ	230	A	1	1	EL 230 kV	Ofício 0158/2022/DEE/EPE
					1	EL 230KV PANATI - Canadian Solar	ReA 9759 a 9766/2021 e TA 030/2021
					1	EL 230kV BELO HORIZONTE - Power Tree	ReA 10.233 a 10.237/2021 e TA 004/2022
BA	BARREIRAS	138	A	4	1	3° TR 230/138 kV	Ofício 270/2020/DPE-MME
BA	BOM JESUS DA LAPA	230	A	5	0		
BA	BOM JESUS DA LAPA	69	A	4	0		
PE	BOM NOME	230	A	1	1	4ºTR 230/138 kV	Ofício 107/2022/DPE/SPE-MME
					2	EL's 230 kV	Ofício 107/2022/DPE/SPE-MME
					1	SE BOM NOME - EL 230KV BELMONTE	CCT 018/2021
					1	SE BOM NOME - EL 230KV CIRANDA E XAXADO	CCT 037/2021
					1	SE BOM NOME - EL 230KV ZIMBA	CCT 081/2021
BA	BROTAS DE MACAUBAS	230	A	3	0		

Classificação do documento: Público

Rua Delmiro Gouveia, nº 333 – Bongi – Recife – PE CEP: 50761-901
fabionf@chesf.gov.br
(81) 3229-2590

Chesf

CE-Chesf-SET-xxx/2022

UF	Ponto de Conexão	Nível de Tensão	Vãos Disponíveis		Vãos já comprometidos		Observações
			Tipo	Quantidade	Quantidade	Empreendimento associado	
BA	CAMACARI II-B	230	A	3	1	Banco Capacitor	Ofício 0019/2022/DEE/EPE
BA	CAMPO FORMOSO	230	B	0	0		
PB	COREMAS	69	A	6			
PE	FLORESTA II	230	A	>1	1	EL 230KV DOURADO	CCT 056/2021
							Não existe espaço no limite do terreno Chesf. Existe terrenos contíguos.
CE	IBIAPINA II	230	A	4	2	TR/BC	
CE	ICÓ	230	A	5	1	3° TR 230/69/13,8 kV	REA 8451/2019
					1	EL 230 kV Bom Lugar	CCT 055/2021
BA	IRECE	230	A	5	1	EL 230 kV Morro de Chapeu - Sterlite	CCI 009/2019
BA	IRECE	138	A	6	1	EL 138 kV Bonito	CCT 033/2000
BA	IRECE	69	A	6	0		
SE	JARDIM	500	A	3	0		
RN	JOAO CAMARA II	230	A	1	1	EL 230 kV Extremoz C1	
RN	LAGOA NOVA II	230	A	2	1	EL 230KV ACAUÃ - ALIANÇA ENERGIA	CCT 118/2020
PE	LUIZ GONZAGA	500	A	2	0		
RN	MOSSORO II	230	A	2	0		
RN	NATAL III	69	A	6	0		
BA	OLINDINA	500	A	6	1	2º Banco de reator de barra	REA 10090/21
					1	Remanejamento do 05E2 da Linha para barra	Despacho ANEEL 3755/2021
					1	EL 500KV PORTO SERGIPE COM REATOR - STERLITE	CCI 010/2019
					1	EL 500KV SAPEAÇU COM REATOR - STERLITE	CCI 010/2019
					1	REATOR DE BARRA 500KV - STERLITE	CCI 010/2019
					1	1º BCO de ATR 500/230 kV	Ofício 107/2022/DPE/SPE-MME
RN	PARAISO	138	A	5	0		

Classificação do documento: Público

Rua Delmiro Gouveia, nº 333 – Bongi – Recife – PE CEP: 50761-901
fabionf@chesf.gov.br
(81) 3229-2590

4

Chesf

CE-Chesf-SET-xxx/2022

UF	Ponto de Conexão	Nível de Tensão	Vãos Disponíveis		Vãos já comprometidos		Observações
			Tipo	Quantidade	Quantidade	Empreendimento associado	
CE	PECEM II	500	A	2	0		
CE	PECEM II	230	A	3	0		
AL	PENEDO	230	A	1	0		
BA	PINDAI II	230	A	3	0		
PI	PIRIPIRI	230	A	>1	0		Não existe espaço no limite do terreno Chesf. Existe terrenos contíguos.
CE	QUIXERÉ	230	A	3	0		
AL	RIO LARGO II	69	A	5	1	EL CIDADE UNIVERSITÁRIA	
					1	EL RIO LARGO I	
CE	RUSSAS II	230	A	1	1	EL 230KV JAGUARUANA II - CYMI	CCI 004/2019
					1	EL Lagoinha - Energybras Energias Renováveis	CCT 027, 028, 029, 030 e 031/2022
					1	EL 230 kV	Ofício 0158/2022/DEE/EPE
PI	SAO JOAO DO PIAUI	500	A	3	1	2º ATR 500/230 kV	REA .328/2019
					1	REATOR	EPE-DEE-RE-112/2011 Rev1
PI	SAO JOAO DO PIAUI	69	A	12	0		
BA	SENHOR DO BONFIM II	138	A	1	0		
BA	SOBRADINHO	500	A	2	0		
BA	SOBRADINHO	230	A	2	0		
PE	SUAPE II	500	A	3	2	EL 500 kV	ReA 8.328/2019
BA	TABOCAS DO BREJO VELHO	230	A	>1	0		Não existe espaço no limite do terreno Chesf. Existe terrenos contíguos.
PE	TACAIMBO	230	A	6	0		
PE	TACAIMBO	69	A	19	1	EL UFV CENTRAL SOLAR BOA HORA - CONSORCIO BOA HORA	TA - 009/2016

Classificação do documento: Público

Rua Delmiro Gouveia, nº 333 – Bongi – Recife – PE CEP: 50761-901
fabionf@chesf.gov.br
(81) 3229-2590

18.6 Fichas PET

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **CE**
SE 500 kV CRATEÚS (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	22.523,64
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	34.593,09
2 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	18.857,96
Compensador Síncrono 69 kV, 1 x (-200/+300) Mvar	44.255,19
1 CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	12.281,29
MIM - 500 kV	6.299,13
MIG (Terreno Rural)	16.587,82

Total de Investimentos Previstos: **155.398,12**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – MARÇO/2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **PI**
SE 500 kV TERESINA IV (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	22.523,64
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, 6 x 50 Mvar 1Φ	29.651,22
2 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	18.857,96
MIM - 500 kV	6.299,13
MIG (Terreno Urbano)	32.923,02

Total de Investimentos Previstos: **110.254,97**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – MARÇO/2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **CE**
LT 500 kV QUIXADÁ - CRATEÚS, C1 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 210,7 km	495.334,63
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ // Quixadá	20.026,28
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ // Quixadá	20.026,28
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Quixadá	2.989,28
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Crateús	2.989,28
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Quixadá	10.344,40
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Crateús	10.344,40
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Quixadá	11.261,82
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Crateús	11.261,82
MIM - 500 kV // Quixadá	3.149,56
MIM - 500 kV // Crateús	3.149,56
MIG-A // Quixadá	2.648,86

Total de Investimentos Previstos: **593.526,17**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – MARÇO/2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **CE/PI**
LT 500 kV CRATEÚS - TERESINA IV, C1 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 230,6 km	542.117,54
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 55 Mvar 1Φ // Crateús	15.019,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ // Teresina IV	20.026,28
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Teresina IV	2.989,28
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Teresina IV	2.989,28
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Teresina IV	10.344,40
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Teresina IV	10.344,40

Total de Investimentos Previstos: **603.830,89**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – MARÇO/2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **PI/MA**
LT 500 kV TERESINA IV - GRAÇA ARANHA, C1 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 205,13 km	482.240,12
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 55 Mvar 1Φ // Teresina IV	15.019,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ // Graça Aranha	20.026,28
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Graça Aranha	2.989,28
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Graça Aranha	2.989,28
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Teresina IV	10.344,40
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Graça Aranha	11.261,82
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Graça Aranha	10.344,40
MIM - 500 kV // Graça Aranha	3.149,56

Total de Investimentos Previstos: **558.364,85**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – MARÇO/2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **PI**
SECC LT 500 kV TIANGUÁ - TERESINA II, C1 e C2 (CS), NA SE TERESINA IV (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2,0 km	3.863,70
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2,0 km	3.863,70
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2,0 km	3.863,70
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2,0 km	3.863,70
2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	22.523,64
4 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	41.377,60
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ (remanejado de Teresina II)	3.953,50
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ (remanejado de Teresina II)	3.953,50
2 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM (remanejado de Teresina II)	1.195,71
MIM - 500 kV	6.299,13
MIG-A	2.648,86

Total de Investimentos Previstos: **97.406,73**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – MARÇO/2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **PI**
LT 230 kV IBIAPINA II - PIRIPIRI, C3 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2030**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 88 km	92.941,20
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT // Piripiri	8.092,83
MIM - 230 kV // Piripiri	848,49
MIG-A // Piripiri	2.526,07
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 86 km (desativação C1)	12.086,96

Total de Investimentos Previstos: **116.495,55**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **CE**
SE 500/230 kV MORADA NOVA (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 300 MVA 1Φ	109.453,57
2 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	23.977,32
2 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	15.321,00
2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	22.523,64
1 IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	6.064,10
1 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	9.428,98
1° Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ (remanejado)	2.965,12
1 Reator de Barra 500 kV, 1 x 50 Mvar 1Φ (reserva)	4.941,87
MIM - 500 kV	6.695,52
MIM - 230 kV	2.683,16
MIG (Terreno Rural)	19.523,66

Total de Investimentos Previstos: **223.577,84**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – MARÇO/2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **CE**
SECC LT 500 kV QUIXADÁ - AÇU III, C1, NA SE MORADA NOVA (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 0,38 km	734,10
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 0,38 km	734,10
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	20.688,80
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	11.261,82
MIM - 500 kV	3.149,56
MIG-A	2.648,86

Total de Investimentos Previstos: **39.217,25**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – MARÇO/2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **CE**
SECC LT 230 kV BANABUIÚ - RUSSAS II, C2, NA SE MORADA NOVA (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 230 kV, 2 x 740,8 MCM (FLINT), 1,03 km	1.007,74
Circuito Simples 230 kV, 2 x 740,8 MCM (FLINT), 1,03 km	1.007,74
2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	16.884,58
MIM - 230 kV	1.696,97
MIG-A	2.526,07

Total de Investimentos Previstos: **23.123,10**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – MARÇO/2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **CE**
LT 230 kV BANABUIÚ - MORADA NOVA, C1 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 55,9 km	54.692,00
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Morada Nova	8.442,29
MIM - 230 kV // Morada Nova	848,49
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT // Banabuiú	8.092,83
MIM - 230 kV // Banabuiú	848,49
MIG-A // Banabuiú	2.526,07

Total de Investimentos Previstos: **75.450,17**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **CE**
LT 230 kV MORADA NOVA - RUSSAS II, C1 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 57,9 km	56.648,78
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Russas II	8.442,29
MIM - 230 kV // Russas II	1.696,97
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Russas II	8.442,29
MIM - 230 kV // Russas II	1.696,97
MIG-A // Russas II	2.526,07

Total de Investimentos Previstos: **79.453,37**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **CE**
LT 230 kV BANABUIÚ - RUSSAS II, C1 (Desativação)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 111 km	15.600,61
Amortização Remanescente	18.405,00

Total de Investimentos Previstos: **34.005,61**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – MARÇO/2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **CE**
LT 230 kV ALEX - MORADA NOVA, C1 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 61,8 km	60.464,50
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Alex	8.442,29
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Morada Nova	8.442,29
MIM - 230 kV // Alex	894,39
MIM - 230 kV // Morada Nova	894,39
MIG-A // Alex	2.570,42

Total de Investimentos Previstos: **81.708,28**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – MARÇO/2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **CE**
SECC LT 230 kV BANABUIÚ – MOSSORÓ II, C1, NA SE ALEX (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 2,78 km	1.953,59
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 2,78 km	1.953,59
2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	16.884,58
MIM - 230 kV	1.696,97

Total de Investimentos Previstos: **22.488,73**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – MARÇO/2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **CE**
SECC LT 500 kV QUIXADÁ - FORTALEZA II, C1, NA SE PACATUBA	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 1,23 km	2.166,55
Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 1,23 km	2.166,55
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	20.688,80
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	11.261,82
MIM - 500 kV	3.149,56
MIG-A	2.648,86

Total de Investimentos Previstos: **42.082,13**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – MARÇO/2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **CE**
SE 500 kV PACATUBA (remanejamento do reator da LT 500 kV Quixadá - Fortaleza)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	11.478,04
1 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	9.588,60
3° Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ (remanejado)	849,33
MIM - 500 kV	3.347,76

Total de Investimentos Previstos: **25.263,73**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – MARÇO/2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **CE**
SECC LT 500 kV PECÉM II - FORTALEZA II, 05C2, NA SE PACATUBA	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 1,83 km	3.535,29
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 1,83 km	3.535,29
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	20.688,80
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	11.261,82
MIM - 500 kV	3.149,56
MIG-A	2.648,86

Total de Investimentos Previstos: **44.819,61**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – MARÇO/2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **CE**
LT 500 kV MORADA NOVA - PACATUBA, C1 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2030**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 795 MCM (RAIL), 146,7 km	261.271,23
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Morada Nova	10.344,40
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Pacatuba	10.344,40
MIG-A // Pacatuba	2.684,85

Total de Investimentos Previstos: **284.644,88**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – MARÇO/2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **PI**
SE 500 kV SÃO JOÃO DO PIAUÍ II (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	22.523,64
1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	34.593,09
2 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	18.857,96
MIM - 500 kV	6.299,13
MIG (Terreno Rural)	16.736,15

Total de Investimentos Previstos: **99.009,97**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – MARÇO/2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **PI**
LT 500 kV CURRAL NOVO DO PIAUÍ II - SÃO JOÃO DO PIAUÍ II, C1 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 219,7 km	516.492,73
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ // Curral Novo do Piauí II	20.265,84
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ // São João do Piauí II	20.265,84
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Curral Novo do Piauí II	2.989,28
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // São João do Piauí II	2.989,28
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Curral Novo do Piauí II	11.261,82
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // São João do Piauí II	11.261,82
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Curral Novo do Piauí II	10.344,40
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // São João do Piauí II	10.344,40
MIM - 500 kV // Curral Novo do Piauí II	3.149,56
MIM - 500 kV // São João do Piauí II	3.149,56
MIG-A // Curral Novo do Piauí II	2.648,86

Total de Investimentos Previstos: **615.163,39**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – MARÇO/2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **PI**
LT 500 kV SÃO JOÃO DO PIAUÍ II - RIBEIRO GONÇALVES, C3 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 308,9 km	726.193,01
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,33 Mvar 1Φ // São João do Piauí II	21.199,32
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,33 Mvar 1Φ // Ribeiro Gonçalves	21.199,32
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // São João do Piauí II	2.989,28
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Ribeiro Gonçalves	2.989,28
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // São João do Piauí II	10.344,40
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Ribeiro Gonçalves	11.261,82
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Ribeiro Gonçalves	10.344,40
MIM - 500 kV // Ribeiro Gonçalves	3.149,56
MIG-A // Ribeiro Gonçalves	2.648,86

Total de Investimentos Previstos: **812.319,25**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – MARÇO/2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **PI**
SECC LT 500 kV SÃO JOÃO DO PIAUÍ - RIBEIRO GONÇALVES, C1 e C2 (CS), NA SE SÃO JOÃO DO PIAUÍ II (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 1,72 km	3.322,78
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 1,67 km	3.226,19
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 1,75 km	3.380,74
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 1,68 km	3.245,51
2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	22.523,64
4 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	41.377,60
Reator de Linha Fixo 500 kV, 6 x 60 Mvar 1Φ (remanejado da LT 500 kV SJPI - Rib. Gon.)	6.079,75
2 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	5.978,56
Reator de Linha Fixo 500 kV, 1 x 60 Mvar 1Φ (fase reserva)	5.066,46
MIM - 500 kV	6.299,13
MIG-A	2.648,86

Total de Investimentos Previstos: **103.149,22**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – MARÇO/2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **PI**
LT 500 kV SÃO JOÃO DO PIAUÍ - RIBEIRO GONÇALVES, C1 e C2 (desativação Capacitores Série)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Capacitor Série 500 kV, 2 x 425 Mvar 3Φ // Ribeiro Gonçalves	49.417,92
2 CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM // Ribeiro Gonçalves	2.713,80
MIM - 500 kV // Ribeiro Gonçalves	1.259,83
Amortização remanescente	68.927,41

Total de Investimentos Previstos: **122.318,96**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – MARÇO/2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **PI/MA**
LT 500 kV SÃO JOÃO DO PIAUÍ - BOA ESPERANÇA, C1 (desativação Capacitor Série)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Capacitor Série 500 kV, 1 x 484 Mvar 3Φ // São João do Piauí	28.121,43
1 CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM // São João do Piauí	1.356,90
MIM - 500 kV // São João do Piauí	629,91

Total de Investimentos Previstos: **30.108,24**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – MARÇO/2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **PI/TO**
LT 500 kV RIBEIRO GONÇALVES - COLINAS, C3 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 366,3 km	861.134,67
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 100 Mvar 1Φ // Ribeiro Gonçalves	21.738,08
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 100 Mvar 1Φ // Colinas	21.738,08
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Ribeiro Gonçalves	2.989,28
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Colinas	2.989,28
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Ribeiro Gonçalves	10.344,40
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Colinas	11.261,82
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Colinas	10.344,40
MIM - 500 kV // Colinas	3.149,56
MIG-A // Ribeiro Gonçalves	2.648,86
MIG-A // Colinas	2.648,86

Total de Investimentos Previstos: **950.987,29**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – MARÇO/2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **MA**
SE 500/230 kV BOA ESPERANÇA (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2030**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 150 MVA 1Φ	47.622,88

Total de Investimentos Previstos: **47.622,88**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – MARÇO/2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **MA**
LT 500 kV BOA ESPERANÇA - GRAÇA ARANHA, C1 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 795 MCM (TERN), 188,4 km	335.538,52
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Boa Esperança	11.261,82
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Boa Esperança	10.344,40
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Graça Aranha	11.261,82
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Graça Aranha	10.344,40
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Boa Esperança	2.989,28
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 23,33 Mvar 1Φ // Boa Esperança	17.827,64
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Graça Aranha	2.989,28
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 23,33 Mvar 1Φ // Graça Aranha	17.827,64
MIM - 500 kV // Boa Esperança	3.149,56
MIM - 500 kV // Graça Aranha	3.149,56
MIG-A // Boa Esperança	2.648,86

Total de Investimentos Previstos: **429.332,78**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – MARÇO/2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **CE**
SECC LT 230 kV MILAGRES - CRATO II, C1, NA SE ABAIARA (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
(trecho Abaiara - Crato II)	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 14,21 km	9.985,79
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	8.442,29
MIM - 230 kV	848,49

Total de Investimentos Previstos: **19.276,57**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **CE**
LT 230 kV ABAIARA - MILAGRES, C2 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 14,78 km	14.460,60
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1,5 km (desativação)	1.054,10
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Abaiara	8.442,29
MIM - 230 kV // Abaiara	848,49
MIG-A // Abaiara	2.526,07

Total de Investimentos Previstos: **27.331,55**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **CE/PE**
LT 230 kV MILAGRES - BOM NOME, C1 (Desativação)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 86,4 km	12.143,17

Total de Investimentos Previstos: **12.143,17**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – MARÇO/2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **CE**
LT 230 kV ARATICUM - MILAGRES, C2 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 19,25 km	18.834,01
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Araticum	8.442,29
MIM - 230 kV // Araticum	848,49
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT // Milagres	8.092,83
MIM - 230 kV // Milagres	848,49
MIG-A // Milagres	2.526,07

Total de Investimentos Previstos: **39.592,18**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **CE**
SECC LT 230 kV BANABUIÚ - MILAGRES, C2, NA SE ICÓ (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1,7 km	1.194,64
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1,7 km	1.194,64
2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT	16.185,66
MIM - 230 kV	1.696,97

Total de Investimentos Previstos: **20.271,91**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – MARÇO/2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **CE**
SECC LT 230 kV BANABUIÚ - MILAGRES, C2, NA SE GAMELEIRA (Nova) (apenas trecho Banabuiú - Gameleira)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028** PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,08 km	56,22
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	8.442,29
MIM - 230 kV	848,49

Total de Investimentos Previstos: **9.347,00**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **CE**
LT 230 kV GAMELEIRA - MILAGRES, C2 e C3 (CS) (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2028**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 5 km (desativação)	702,73
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 4,5 km (desativação)	632,46
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 4,64 km	4.539,73
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 4,62 km	4.520,16
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Gameleira	8.442,29
MIM - 230 kV // Gameleira	848,49
MIG-A // Gameleira	2.526,07

Total de Investimentos Previstos: **22.211,93**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **CE**
LT 230 kV BANABUIÚ - MILAGRES, C4 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2030**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Escoamento de Geração na Área Norte da Região Nordeste

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 225,9 km (desativação)	31.749,34
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 225,9 km	221.018,30
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT // Banabuiú	8.092,83
MIM - 230 kV // Banabuiú	848,49
MIG-A // Banabuiú	2.526,07

Total de Investimentos Previstos:

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

[2] EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 – Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte

18.7 Tabelas de Comparação R1xR4

18.7.1 Fichas para verificação de adequação dos relatórios R4 em relação ao relatório R1

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 *Empreendimento (Tipo A): SE 500 kV Quixadá*			
Característica da Instalação	**Recomendações R1**	**Considerações do R4**	**Justificativas em Caso de Alterações no R4**
Posicionamento dos novos bays	Vide diagrama unifilar básico contido na ficha de consulta de viabilidade de expansão da subestação	Posicionamento dos novos bays idêntico ao R1 (Sim/Não)?	
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 *Empreendimento (Tipo B): SE 500/230 kV Teresina II*			
Característica da Instalação	**Recomendações R1**	**Considerações do R4**	**Justificativas em Caso de Alterações no R4**
Posicionamento dos novos bays	Vide diagrama unifilar básico contido na ficha de consulta de viabilidade de expansão da subestação	Posicionamento dos novos bays idêntico ao R1 (Sim/Não)?	
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 *Empreendimento (Tipo A): SE 500/230 kV Curral Novo do Piauí II*			
Característica da Instalação	**Recomendações R1**	**Considerações do R4**	**Justificativas em Caso de Alterações no R4**
Posicionamento dos novos bays	Vide diagrama unifilar básico contido na ficha de consulta de viabilidade de expansão da subestação	Posicionamento dos novos bays idêntico ao R1 (Sim/Não)?	
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 *Empreendimento (Tipo B): SE 500/230 kV São João do Piauí*			
Característica da Instalação	**Recomendações R1**	**Considerações do R4**	**Justificativas em Caso de Alterações no R4**
Posicionamento dos novos bays	Subestação licitada recentemente, já prevendo espaço para implantação dos reforços propostos neste estudo	Posicionamento dos novos bays idêntico ao R1 (Sim/Não)?	
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 *Empreendimento (Tipo A): SE 500/230 kV Ribeiro Gonçalves*			
Característica da Instalação	**Recomendações R1**	**Considerações do R4**	**Justificativas em Caso de Alterações no R4**
Posicionamento dos novos bays	Vide diagrama unifilar básico contido na ficha de consulta de viabilidade de expansão da subestação	Posicionamento dos novos bays idêntico ao R1 (Sim/Não)?	
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 *Empreendimento (Tipo A): SE 500 kV Colinas*			
Característica da Instalação	**Recomendações R1**	**Considerações do R4**	**Justificativas em Caso de Alterações no R4**
Posicionamento dos novos bays	Vide diagrama unifilar básico contido na ficha de consulta de viabilidade de expansão da subestação	Posicionamento dos novos bays idêntico ao R1 (Sim/Não)?	
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 *Empreendimento (Tipo A): SE 500/230 kV Boa Esperança*			
Característica da Instalação	**Recomendações R1**	**Considerações do R4**	**Justificativas em Caso de Alterações no R4**
Posicionamento dos novos bays	Vide diagrama unifilar básico contido na ficha de consulta de viabilidade de expansão da subestação	Posicionamento dos novos bays idêntico ao R1 (Sim/Não)?	
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 *Empreendimento (Tipo A): SE 500 kV Pacatuba*			
Característica da Instalação	**Recomendações R1**	**Considerações do R4**	**Justificativas em Caso de Alterações no R4**
Posicionamento dos novos bays	Vide diagrama unifilar básico contido na ficha de consulta de viabilidade de expansão da subestação	Posicionamento dos novos bays idêntico ao R1 (Sim/Não)?	
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 *Empreendimento (Tipo A): SE 230 kV Banabuiú*			
Característica da Instalação	**Recomendações R1**	**Considerações do R4**	**Justificativas em Caso de Alterações no R4**
Posicionamento dos novos bays	Vide diagrama unifilar básico contido na ficha de consulta de viabilidade de expansão da subestação	Posicionamento dos novos bays idêntico ao R1 (Sim/Não)?	
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 *Empreendimento (Tipo A): SE 230 kV Russas II*			
Característica da Instalação	**Recomendações R1**	**Considerações do R4**	**Justificativas em Caso de Alterações no R4**
Posicionamento dos novos bays	Vide diagrama unifilar básico contido na ficha de consulta de viabilidade de expansão da subestação	Posicionamento dos novos bays idêntico ao R1 (Sim/Não)?	
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 *Empreendimento (Tipo A): SE 230 kV Alex*			
Característica da Instalação	**Recomendações R1**	**Considerações do R4**	**Justificativas em Caso de Alterações no R4**
Posicionamento dos novos bays	Subestação licitada recentemente, já prevendo espaço para implantação dos reforços propostos neste estudo	Posicionamento dos novos bays idêntico ao R1 (Sim/Não)?	
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 *Empreendimento (Tipo A: SE 230 kV Icó*			
Característica da Instalação	**Recomendações R1**	**Considerações do R4**	**Justificativas em Caso de Alterações no R4**
Posicionamento dos novos bays	Subestação licitada recentemente, já prevendo espaço para implantação dos reforços propostos neste estudo	Posicionamento dos novos bays idêntico ao R1 (Sim/Não)?	
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 *Empreendimento (Tipo A): SE 230 kV Gameleira*			
Característica da Instalação	**Recomendações R1**	**Considerações do R4**	**Justificativas em Caso de Alterações no R4**
Posicionamento dos novos bays	Subestação licitada recentemente, já prevendo espaço para implantação dos reforços propostos neste estudo	Posicionamento dos novos bays idêntico ao R1 (Sim/Não)?	
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 *Empreendimento (Tipo A): SE 500/230 kV Milagres*			
Característica da Instalação	**Recomendações R1**	**Considerações do R4**	**Justificativas em Caso de Alterações no R4**
Posicionamento dos novos bays	Vide diagrama unifilar básico contido na ficha de consulta de viabilidade de expansão da subestação	Posicionamento dos novos bays idêntico ao R1 (Sim/Não)?	
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 *Empreendimento (Tipo A): SE 230 kV Abaiara*			
Característica da Instalação	**Recomendações R1**	**Considerações do R4**	**Justificativas em Caso de Alterações no R4**
Posicionamento dos novos bays	Vide diagrama unifilar básico contido na ficha de consulta de viabilidade de expansão da subestação	Posicionamento dos novos bays idêntico ao R1 (Sim/Não)?	
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 *Empreendimento (Tipo A): SE 230 kV Araticum*			
Característica da Instalação	**Recomendações R1**	**Considerações do R4**	**Justificativas em Caso de Alterações no R4**
Posicionamento dos novos bays	Vide diagrama unifilar básico contido na ficha de consulta de viabilidade de expansão da subestação	Posicionamento dos novos bays idêntico ao R1 (Sim/Não)?	
OBSERVAÇÕES			