



SOLUÇÃO PARA PROBLEMA DE TENSÃO NA REGIÃO DE ARAPIRACA E PENEDO

PERÍODO 2029/2038

ELB-T-SUB-GERAL-006-RT-R0
EPE-DEE-RE-042/2025-rev0

Vice-presidência Engenharia e Projetos
Centro de Excelência Engenharia Aplicada
Estudos Eletroenergéticos e Sistêmicos
Estudos Sistêmicos



Relatório R1

SOLUÇÃO PARA PROBLEMA DE TENSÃO NA REGIÃO DE ARAPIRACA E PENEDO PERÍODO 2029/2038

**ELB-T-SUB-GERAL-006-RT-R0
EPE-DEE-RE-042/2025-rev0**

Elaboração

**Luiz Antônio Magnata da Fonte – CREA/PE
Marcelo José de Albuquerque Maia – CREA/PB Nº 161533327-4
Fernando Rodrigues Alves – CREA-PB nº 160096803-1**

Coordenação Técnica

**Gustavo Henrique Santos Vieira de Melo - Gestor Técnico
Carlos Leoncio Gonzaga Costa - Fiscal do Contrato
Marcelo Willian Henriques Szrajbman – EPE
Igor Chaves – EPE
João Alves da Silva Neto – EPE**

Coordenação Geral

**Rafael Lewergger Meireles Piccirili – EETAS
Rafael Theodoro Alves e Mello - EPE**

CONTRATANTE: COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO - CHESF

Rua Delmiro Gouveia, nº 333, San Martin, Recife/PE

CNPJ: nº 33.541.368/0001-16

EXECUTORA: BAMBU – CONSULTORIA E PROJETOS DE ENGENHARIA LTDA

Rua Arnóbio Marques 253 - Sala 1908 Caixa Postal 0014, Santo Amaro, Recife/PE

CNPJ: nº 53.336.676/0001-17

CONTRATO: nº 4500079889 de 26/09/2024

Histórico de Revisões

Nº	DATA	NATUREZA DA REVISÃO
0	20/10/2025	Emissão inicial



Sumário

1. INTRODUÇÃO	6
2. OBJETIVO	8
3. CONCLUSÕES	8
4. RECOMENDAÇÕES	12
5. DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS	14
5.1. Base de Dados	14
5.1.1. Cenários de Geração	14
5.1.2. Tempo de permanência para ponderação de perdas elétricas	15
5.1.3. Arquivos de curto-circuito	15
5.2. Mercado	16
5.3. Horizonte do estudo	18
5.4. Tensões Admissíveis	18
5.5. Limites de Carregamento	18
5.6. Fator de Potência	18
5.7. Parâmetros Econômicos	18
5.8. Recomendação das Obras	19
6. DIAGNÓSTICO DO SISTEMA	20
6.1. Região Leste de Alagoas	20
6.2. Região Agreste de Alagoas	24
7. ALTERNATIVAS	28
7.1. Alternativa 1	30
7.2. Alternativa 2	30
7.3. Alternativa 3	31
7.4. Alternativa 4	31
8. AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DAS ALTERNATIVAS	33
8.1. Alternativa 1	33
8.2. Alternativa 2	37
8.3. Alternativa 3	41
8.4. Alternativa 4	46
9. ANÁLISE ECONÔMICA	51
9.1. Alternativa 1 - LT 230 kV Rio Largo II – Arapiraca III, C2 e Expansão da Transformação das SE Rio Largo II e Maceió II	51

9.2. Alternativa 2 - LT 230 kV Penedo – Arapiraca III, C2 e Expansão da Transformação das SE Rio Largo II e Maceió II	52
9.3. Alternativa 3 - LT 230 kV Messias – Arapiraca III, C1 e Expansão da Transformação das SE Rio Largo II e Maceió II	54
9.4. Alternativa 4 - Compensação Variável (-35/+50) Mvar 230 kV na SE Arapiraca III e Expansão da Transformação das SE Rio Largo II e Maceió II	55
9.5. Comparação Econômica das Alternativas	56
10. CURTO-CIRCUITO	58
11. AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS	60
11.1. Dados e Premissas	60
11.2. Critérios Para Análises Elétricas e Comparações Econômicas	62
11.3. Avaliações Econômicas	62
11.3.1. Seleção dos cabos condutores – LT1: LT 230 kV Messias – Arapiraca III, C1, CS 62	
11.4. Características Técnicas da Solução de Referência	63
11.4.1. Características elétricas – LT1	63
11.4.2. Características construtivas – LT1: LT 230 kV Messias – Arapiraca III, C1, CS.63	
11.4.3. Estimativas iniciais para faixa de segurança	64
12. ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO DE CARGA	65
12.1. Manobra de Energização das Linhas de Transmissão	65
12.2. Rejeição de carga	68
13. Dispensa de Estudos R2	69
14. REFERÊNCIAS	70
15. EQUIPE TÉCNICA	70
16. ANEXOS	71
16.1. Parâmetros de Equipamentos	71
16.2. Perdas Elétricas	73
16.3. Fichas PET	78

1. INTRODUÇÃO

O planejamento da geração e da transmissão de longo e médio prazos, reportado no PDE 2034, elaborado em setembro de 2025 pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE [1] para a região do nordeste brasileiro, evidenciou diversas dificuldades para um atendimento confiável do mercado regional a partir do ano 2026. De acordo com esses estudos, destacam-se dentre os problemas mais relevantes nas mesorregiões do Agreste e Leste Alagoano: (i) restrições para o escoamento da geração contratada, (ii) sobrecarga de transformadores e (iii) subtensão em barramentos de subestações.

As mesorregiões do Agreste e Leste Alagoano são formadas pela união de setenta e seis municípios agrupados em nove microrregiões: Palmeira dos Índios, Arapiraca, Traipu, Serrana dos Quilombos, Mata Alagoana, Litoral Norte Alagoano, Maceió, São Miguel dos Campos e Penedo. Sua população estimada pelo IBGE é de quase 3 milhões de habitantes e possui uma área total de 19.011 km², destacada na Figura 1-1.

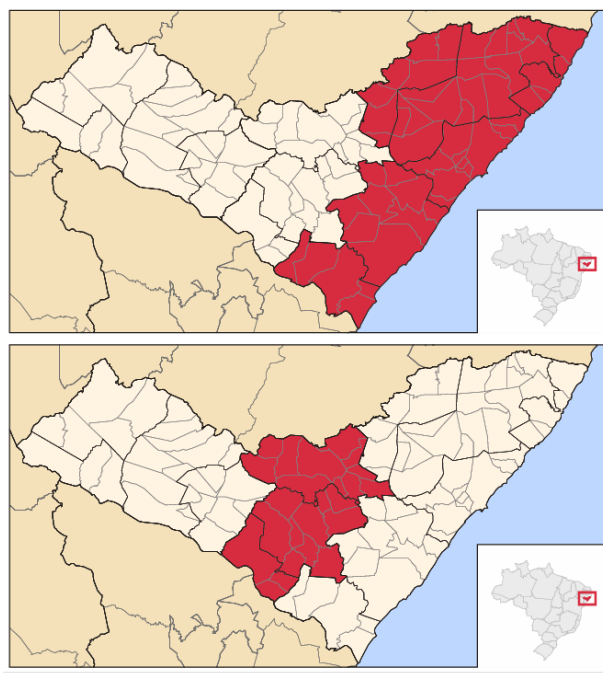


Figura 1-1: Localização das Mesorregiões do Agreste e Leste Alagoano

O sistema de transmissão que atende a essa região é composto por um eixo 230 kV que conecta a SE Jardim, no estado de Sergipe, até a Região Metropolitana de Maceió, passando pelas localidades de Penedo e Arapiraca. A Figura 1-2 ilustra, de forma simplificada, o sistema de transmissão da região em análise, com o diagrama da rede existente e planejada.

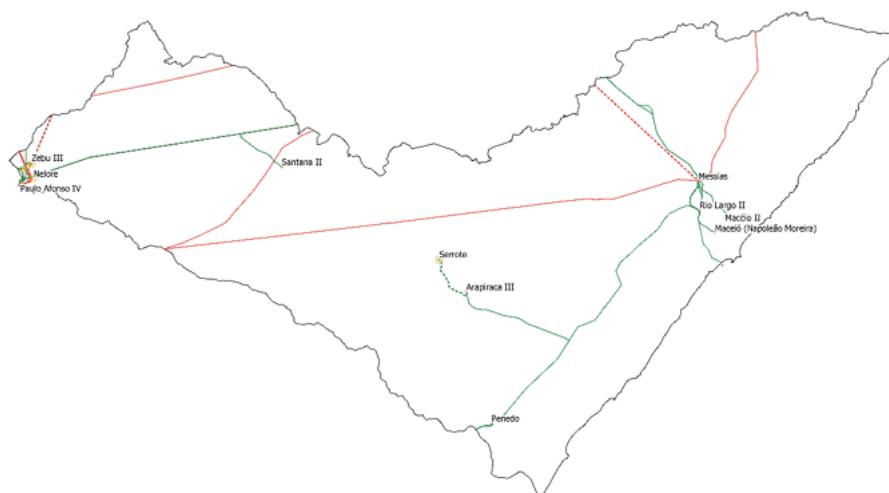


Figura 1-2: Sistema Elétrico da Região de Interesse

O diagnóstico do sistema de transmissão que atende ao estado de Alagoas identificou as seguintes violações operativas:

- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Rio Largo II, durante o patamar de carga máxima noturna, em condição de operação normal nos anos de 2035 a 2039, e em condição de operação N-1 nos anos de 2028 a 2039;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Maceió II, durante o patamar de carga máxima noturna, em condição de operação N-1 nos anos de 2028 a 2039;
- Subtensão na barra de 230 kV da Subestação Arapiraca III, durante o patamar de carga máxima diurna, em condição de operação N-1 nos anos de 2028 a 2039;
- Subtensão na barra de 230 kV da Subestação Penedo, durante o patamar de carga máxima diurna, em condição de operação N-1 nos anos de 2037 a 2039

2. OBJETIVO

O objetivo desse estudo é indicar a melhor alternativa técnico-econômica para solucionar o problema de tensão na Região de Arapiraca e Penedo, problemas de sobrecarga na transformação 230-69 kV das subestações SE Rio Largo II e Maceió II no período 2029-2038.

Deve ainda relacionar, do ponto de vista técnico, econômico e ambiental, o melhor cronograma de obras a ser implantado no horizonte considerado para a expansão da Rede Básica tomando como referência as alternativas de expansão que garantam o atendimento aos consumidores e geradores com padrões de qualidade e continuidade adequados, frente ao crescimento do mercado de energia elétrica previsto para essas regiões.

3. CONCLUSÕES

No diagnóstico do sistema que atende ao Agreste e Leste de Alagoas foram detectadas sobrecargas superiores à capacidade dos transformadores de Maceió II em 2029 e de Rio Largo II em 2035, quando da perda de uma das unidades instaladas nestas subestações, bem como problemas no atendimento aos critérios de tensão nas subestações 230 kV Arapiraca III e Penedo durante contingência de linhas de transmissão nesta área.

Em relação à região Leste do estado, buscando minimizar os investimentos, sem com isso comprometer o adequado atendimento a este mercado, foi estudado juntamente à Equatorial-AL uma solução de transferências de carga, via rede de distribuição, que proporcionasse a postergação da implantação dos transformadores na região metropolitana de Maceió.

Como solução foram indicadas as seguintes transferências de carga:

- SE Tabuleiro dos Martins (TBM) da SE Rio Largo II para a SE Maceió em 2025.
- SE Cidade Universitária (CDU) da SE Rio Largo II para a SE Maceió II em 2030.
- Retorno da SE TBM para a SE Rio Largo II em 2035.

Já em relação ao Agreste alagoano, foram estudadas 4 alternativas para solucionar os problemas de subtensão nos barramentos 230 kV das SE Arapiraca III e Penedo.

Essas alternativas são relatadas de forma resumida a seguir:

- A Alternativa 1 propõe a expansão do sistema de transmissão que atende o Agreste e Leste Alagoano mediante implantação da LT 230 kV Rio Largo II – Arapiraca III, C2, com 115 km de extensão, conforme mostrado na Figura 3-1.

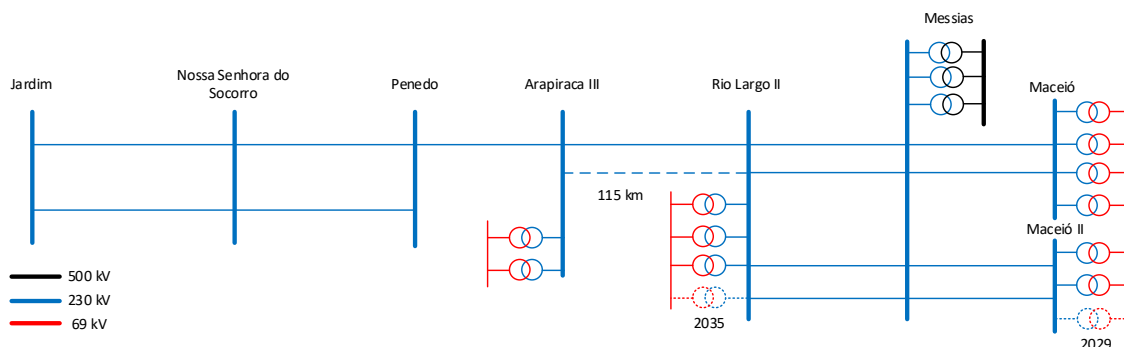


Figura 3-1: Diagrama esquemático – Alternativa 1

- A Alternativa 2 propõe a expansão do sistema de transmissão que atende o Agreste e Leste Alagoano mediante implantação da LT 230 kV Penedo – Arapiraca III, C2 com 56,4km de extensão, conforme mostrado na Figura 3-2.

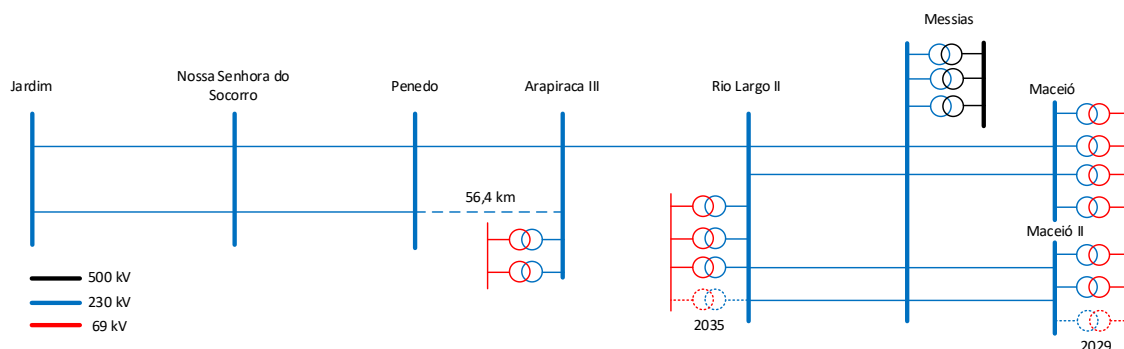


Figura 3-2: Diagrama esquemático – Alternativa 2

- A Alternativa 3 consiste na expansão do sistema de transmissão que atende o agreste e leste alagoano mediante implantação da LT 230 kV Messias – Arapiraca III, C1 com 119 km de extensão, conforme mostrado na Figura 3-3.

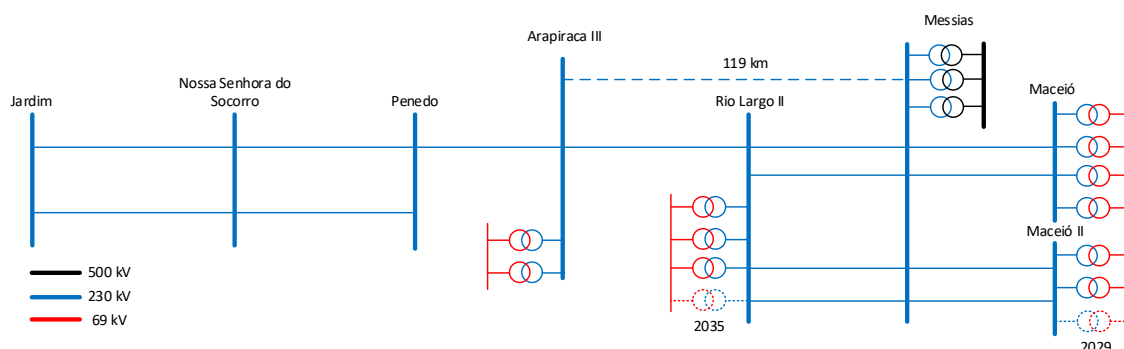


Figura 3-3: Diagrama esquemático – Alternativa 3

- A Alternativa 4 consiste na instalação de uma Compensação Reativa Variável (-35/+ 50) Mvar, 230 kV na SE Arapiraca III conforme mostrado na Figura 3-4

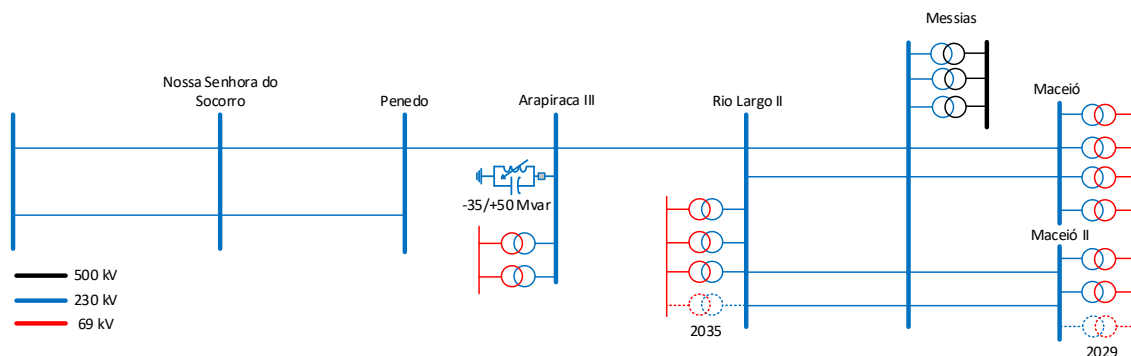


Figura 3-4: Diagrama esquemático – Alternativa 4

A Tabela 3-1 resume os resultados obtidos na análise econômica dessas alternativas com base nos estudos efetuados.

Tabela 3-1 – Comparação econômica das alternativas - Investimento + Perdas (R\$ x 1000)

Alternativa	CAPEX TOTAL	Rendimentos Necessários	Dif. Perdas	Total	(%)	Ranking
Alternativa 1	187.235,07	92.453,95	4.390,14	96.844,09	102,5%	3º
Alternativa 2	139.834,30	66.151,50	28.986,57	95.138,06	100,7%	2º
Alternativa 3	190.919,03	94.498,16	0,00	94.498,16	100,0%	1º
Alternativa 4	140.608,25	66.580,96	38.799,90	105.380,86	111,5%	4º

A partir dos resultados das análises reportadas nesta tabela pode-se concluir que:

- A Alternativa 2 apresenta os menores custos de investimentos e de rendimentos necessários, enquanto a Alternativa 3, possui as menores perdas, com um diferencial de perdas entre elas de cerca de 28,9 milhões de Reais. Já a Alternativa 4 apresenta as maiores perdas, sendo cerca de 38,8 milhões superior à Alternativa 3.
- Ao compor os rendimentos necessários com o diferencial de perdas de cada alternativa, a Alternativa 3 apresenta um custo total da ordem de 360 mil de Reais inferior à segunda colocada, Alternativa 2, o que representa um custo 0,7% superior ao da alternativa de menor custo total.
- Há empate técnico entre as alternativas 1, 2 e 3. Entretanto escolhe-se a Alternativa 3 porque ela proporciona uma nova fonte, diretamente da SE Messias, para suprimento às cargas de Arapiraca III, propiciando uma maior confiabilidade aos consumidores a ela ligados.
- Em valores absolutos (em kA) os níveis de curto-circuito, estão abaixo da capacidade interrupção nominal simétrica de disjuntores classe 500 kV (50,0 kA), 230 kV (40,0 kA) e 69 kV (31,5 kA).

- Em termos percentuais a barra mais impactada em seus níveis de curto-circuito, devido ao conjunto de obras recomendado é a SE Arapiraca III, cuja variação do curto-circuito trifásico é cerca de 50% enquanto o curto-circuito monofásico aumenta em torno de 40%. Apesar da variação percentual ser expressiva seus níveis de curto-circuito permanecem longe dos limites dos equipamentos tanto do setor 230 kV quanto 69 kV.
- A energização da LT 230 kV Messias – Arapiraca III C1, é plenamente viável sem necessidade de compensação reativa para viabilizar a manobra.
- É possível energizar a LT 230 kV Messias – Arapiraca III a partir da máxima tensão operativa pelo terminal de Messias o que denota o sentido preferencial para a execução da manobra.
- Já para a energização da linha pelo terminal de Arapiraca III a tensão de partida deverá ser limitada a 1,034 pu, de forma que não haja sobretensão superior ao limite de 1,05 pu na SE Arapiraca III.
- As sobretensões encontradas, devida à rejeição de carga da LT 230 kV Messias – Arapiraca III C1, sobre os seus terminais e no terminal aberto não apresentam risco à integridade dos equipamentos lá instalados.

Conclui-se que a Alternativa 3 é a de menor custo global dentre as 4 alternativas analisadas e ainda proporciona uma nova fonte de suprimento à SE Arapiraca III, sendo, portanto, a solução recomendada para o atendimento às cargas da região do Agreste de Alagoas.

A alternativa recomendada totaliza R\$ 180 milhões de Reais em investimentos para a Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, sendo R\$ 154 milhões em previstos para 2029 e R\$ 26 milhões previstos para 2035.

Em relação à rede de distribuição da Equatorial-AL, são previstos investimentos de R\$ 10,7 milhões em 2030.

4. RECOMENDAÇÕES

Sob o ponto de vista técnico e econômico, recomenda-se a implantação da Alternativa 3, com o cronograma de obras descrito nas tabelas a seguir. A Figura 4-1 mostra o diagrama unifilar simplificado das obras recomendadas na Rede Básica para esta alternativa.

Tabela 4-1: Principais obras recomendadas em linhas de transmissão

Origem	Destino	Tensão	Circuito	Distância	Ano
Messias	Arapiraca III	230 kV	CS-1x795 MCM	119 km	2029

Tabela 4-2: Alternativa 3 - Principais obras recomendadas em subestações da Rede Básica

Subestação	Tensão	Equipamento	Ano
SE Maceió II	230 kV	1 Transformador 230-69 kV – 200 MVA	2029
SE Rio Largo II	230 kV	1 Transformador 230-69 kV – 100 MVA	2035

Tabela 4-3: Principais obras recomendadas em linhas de distribuição

Origem	Destino	Tensão	Circuito	Distância	Ano
Cidade Universitária	Maceió II	69 kV	C1-CS-1x740,8 MCM	6,0 km	2030

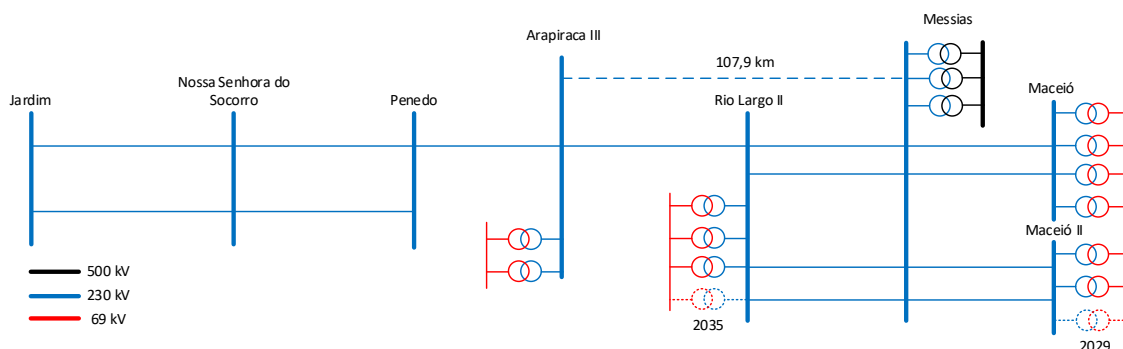


Figura 4-1: Diagrama esquemático da alternativa recomendada – Alternativa 3

Recomenda-se, ainda, que:

- Sejam realizadas pela Equatorial-AL as transferências de carga a seguir:
 - Carga atendida pela SE 69 kV Tabuleiro dos Martins (TBM) da SE 230/69 kV Rio Largo II para a SE 230/69 kV Maceió em 2025. Esta transferência não requer nenhuma obra no sistema de distribuição.

- Carga atendida pela SE 69 kV Cidade Universitária (CDU) da SE 230/69 kV Rio Largo II para a SE 230/69 kV Maceió II em 2030. Para viabilizar esta transferência, é necessária a implantação da obra referente à Tabela 4-3.
- Retorno das cargas atendidas pela SE TBM para a SE 230/69 kV Rio Largo II em 2035, quando será indicada a expansão da transformação 230/69 kV da SE Rio Largo II. Esta transferência não requer nenhuma obra no sistema de distribuição e está condicionada à implantação do 4º transformador 230/69 kV.
- A efetiva implantação da obra de distribuição indicada na Tabela 4-3 seja acompanhada, visto que compõe a topologia final da solução recomendada;
- em relação à elaboração dos relatórios R2 a R5, sejam seguidas as seguintes recomendações:
 - recomenda-se a dispensa de elaboração dos relatórios R2 associados; conforme item 13 deste relatório;
 - sejam observadas as recomendações da análise socioambiental documentada na Nota Técnica EPE-DEA-SMA-NT-017/2025 [12] quando da elaboração dos Relatórios R3 e R5;
 - no que se refere aos relatórios R4, recomenda-se a elaboração dos relatórios de caracterização do sistema de transmissão relativos à SE Arapiraca III e SE Messias.

5. DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS

De forma geral os estudos deverão pautar-se, conforme estabelece o Termo de Referência [2], nas diretrizes, critérios e procedimentos definidos no documento emitido pela EPE:

- Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão - CCPE/CTET – outubro - 2002” [3].

5.1. Base de Dados

A base de dados utilizada como referência no estudo foi disponibilizada pela EPE, referente ao diagnóstico regional do PDE 2033, consistindo em três conjuntos de arquivos:

- Arquivos de fluxo de potência para a análise elétrica das alternativas;
- Arquivos de fluxo de potência para o cálculo das perdas elétricas;
- Arquivos de curto-circuito.

5.1.1. Cenários de Geração

Estes arquivos foram fornecidos para os seguintes cenários de geração:

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, considera-se as usinas hidráulicas entre 50% e 80% e geração eólica em torno de 60% da capacidade instalada. As usinas térmicas são 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 são despachadas em 30% das suas capacidades nominais. Na região Nordeste, considera-se as usinas hidráulicas em torno de 40% e geração eólica em torno de 80%. As usinas térmicas são 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 Úmido e Nordeste Seco, Nordeste Importador:

Neste cenário, a geração na região Norte é predominantemente hidráulica, com as usinas hidrelétricas despachadas nas suas capacidades máximas. Na região Nordeste, considera-se as usinas hidráulicas em torno de 30%, a fim de avaliar a máxima capacidade de importação da região Nordeste, concomitante a uma baixa geração de energia renovável. 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. Considera-se as usinas hidráulicas entre 30% e 50% e geração eólica em torno de 25% da capacidade instalada. Este cenário é relevante para o dimensionamento de compensação reativa e controle de tensão, visto que as interligações regionais ficam com baixo carregamento. As usinas térmicas são despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil.

Para cada um desses cenários serão fornecidos os seguintes arquivos:

- **LEVE:** Configuração de Geração do Cenário + Patamar de carga Leve;
- **MÉDIA:** Configuração de Geração do Cenário + Patamar de carga Média;
- **PESADA:** Configuração de Geração do Cenário + Patamar carga Pesada.

5.1.2. Tempo de permanência para ponderação de perdas elétricas

Para o cálculo das perdas elétricas, cada um dos cenários energéticos explicitados anteriormente foi ponderado considerando tempos iguais de permanência de cada patamar de carga, a saber:

- **Patamar de Carga Leve** – 7h de permanência;
- **Patamar de Carga Média** – 14h de permanência;
- **Patamar de Carga Pesada** – 3h de permanência;

A tabela a seguir sintetiza os valores percentuais resultantes adotados nas análises.

Tabela 5-1 – Percentuais de permanência dos Cenários

Carga	Cenário			
	CEN1	CEN2	CEN3	CEN4
Pesada	3,125%	3,125%	3,125%	3,125%
Média	14,583%	14,583%	14,583%	14,583%
Leve	7,292%	7,292%	7,292%	7,292%

5.1.3. Arquivos de curto-circuito

A base de dados a ser utilizada como referência nos estudos de curto-circuito também foi fornecida pela EPE. Esses estudos foram realizados apenas para a alternativa recomendada.

5.2. Mercado

O mercado utilizado no estudo foi disponibilizado pela Equatorial-AL. É importante ressaltar que as demandas utilizadas foram aplicadas da seguinte forma:

- Carga Pesada: **Carga máxima noturna.**
- Carga Média: **Carga máxima diurna** com MMGD.
- Carga Leve: **Carga mínima noturna.**

Todas as cargas estão totalizadas nos barramentos 69 kV das subestações.

Tabela 5-2 – Mercado Equatorial-AL - Carga Pesada

Barramento	Tensão (kV)	Carga Pesada – Carga Bruta Máxima Noturna (MW)									
		2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
ANGELIM	69	19,9	20,3	20,7	21,2	21,7	22,2	22,7	23,2	23,7	24,3
RIO LARGO	69	237,7	243,3	248,3	253,9	259,7	265,6	271,6	277,8	284,1	290,5
PENEDO	69	73,7	75,5	77,0	78,7	80,5	82,4	84,2	86,1	88,1	90,1
MACEIÓ	69	110,1	112,7	115,0	117,6	120,2	123,0	125,8	128,6	131,6	134,5
ZEBU II	69	18,3	18,8	19,1	19,6	20,0	20,5	20,9	21,4	21,9	22,4
SANTANA II	69	54,1	55,4	56,5	57,8	59,1	60,4	61,8	63,2	64,7	66,1
MACEIÓ II	69	220,8	226,0	230,6	235,8	241,2	246,7	252,3	258,0	263,9	269,9
ARAPIRACA III	69	112,2	114,9	117,2	119,9	122,6	125,4	128,2	131,1	134,1	137,2
MINERAÇÃO VALE VERDE	69	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5
ABAIXADORA	69	14,8	15,2	15,5	15,8	16,2	16,6	16,9	17,3	17,7	18,1

Tabela 5-3 – Mercado Equatorial-AL - Carga Média Bruta (sem MMGD)

Barramento	Tensão (kV)	Carga Média – Carga Bruta Máxima Noturna (MW)									
		2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
ANGELIM	69	19,8	20,3	20,7	21,2	21,6	22,1	22,6	23,1	23,7	24,2
RIO LARGO	69	272,7	279,1	284,8	291,2	297,8	304,6	311,5	318,6	325,8	333,2
PENEDO	69	63,1	64,6	65,9	67,4	69,0	70,5	72,1	73,8	75,4	77,1
MACEIÓ	69	143,5	146,9	149,9	153,3	156,8	160,3	164,0	167,7	171,5	175,4
ZEBU II	69	22,8	23,4	23,9	24,4	25,0	25,5	26,1	26,7	27,3	27,9
SANTANA II	69	47,5	48,6	49,6	50,7	51,8	53,0	54,2	55,5	56,7	58,0
MACEIÓ II	69	236,7	242,3	247,2	252,8	258,6	264,4	270,4	276,6	282,9	289,3
ARAPIRACA III	69	132,6	135,8	138,5	141,6	144,9	148,2	151,5	155,0	158,5	162,1
MINERAÇÃO VALE VERDE	69	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5
ABAIXADORA	69	14,6	15,0	15,3	15,6	16,0	16,3	16,7	17,1	17,5	17,9

Tabela 5-4 – Geração MMGD despachada na Carga Média

Barramento	Tensão (kV)	MMGD - Carga Média (MW)									
		2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
ANGELIM	69	3,98	4,11	4,25	4,38	4,53	4,68	4,83	4,99	5,15	5,32
RIO LARGO	69	57,76	59,95	62,22	64,58	67,03	69,56	72,20	74,93	77,77	80,71
PENEDO	69	22,37	23,24	24,14	25,07	26,04	27,05	28,09	29,18	30,30	31,48
MACEIÓ	69	65,21	67,45	69,77	72,18	74,66	77,24	79,90	82,65	85,50	88,45
ZEBU II	69	46,13	47,80	49,54	51,34	53,20	55,13	57,14	59,21	61,36	63,59
SANTANA II	69	21,85	22,69	23,57	24,48	25,43	26,42	27,44	28,51	29,61	30,76
MACEIÓ II	69	65,21	67,45	69,77	72,18	74,66	77,24	79,90	82,65	85,50	88,45
ARAPIRACA III	69	13,78	14,28	14,80	15,33	15,89	16,47	17,07	17,68	18,33	18,99
ABAIXADORA	69	13,21	13,75	14,31	14,89	15,50	16,13	16,79	17,48	18,19	18,93

Tabela 5-5 – Mercado Equatorial-AL - Carga Leve

Barramento	Tensão (kV)	Carga Leve – Carga Bruta Mínima Noturna (MW)									
		2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
ANGELIM	69	19,8	20,3	20,7	21,2	21,6	22,1	22,6	23,1	23,7	24,2
RIO LARGO	69	272,7	279,1	284,8	291,2	297,8	304,6	311,5	318,6	325,8	333,2
PENEDO	69	63,1	64,6	65,9	67,4	69,0	70,5	72,1	73,8	75,4	77,1
MACEIÓ	69	143,5	146,9	149,9	153,3	156,8	160,3	164,0	167,7	171,5	175,4
ZEBU II	69	22,8	23,4	23,9	24,4	25,0	25,5	26,1	26,7	27,3	27,9
SANTANA II	69	47,5	48,6	49,6	50,7	51,8	53,0	54,2	55,5	56,7	58,0
MACEIÓ II	69	236,7	242,3	247,2	252,8	258,6	264,4	270,4	276,6	282,9	289,3
ARAPIRACA III	69	132,6	135,8	138,5	141,6	144,9	148,2	151,5	155,0	158,5	162,1
MINERAÇÃO VALE VERDE	69	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5
ABAIXADORA	69	14,6	15,0	15,3	15,6	16,0	16,3	16,7	17,1	17,5	17,9

5.3. Horizonte do estudo

O ano inicial do estudo é 2029, tendo como horizonte o ano 2038. Portanto, será analisado um período de 10 anos.

5.4. Tensões Admissíveis.

A Tabela 5-6 destaca os níveis de tensão admissíveis em regime permanente para cada classe de tensão envolvida na região de interesse.

Tabela 5-6 - Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão

Tensão Nominal	Tensão Máxima	Tensão Mínima
69 kV	72 kV (1,05 pu)	66 kV (0,95 pu)
138 kV	145 kV (1,05 pu)	131 kV (0,95 pu)
230 kV	242 kV (1,05 pu)	218 kV (0,95 pu)
500 kV	550 kV (1,10 pu)	475 kV (0,95 PU)

5.5. Limites de Carregamento

Os limites de carregamento admissíveis para as instalações de transmissão estão indicados nos arquivos de simulação disponibilizados. Ressalvando-se que não serão realizados redespachos de geração com o intuito de eliminar sobrecargas em quaisquer dos equipamentos após emergências.

5.6. Fator de Potência

O fator de potência considerado nos pontos de fronteira com a Rede Básica situa-se entre 0,95 indutivo e 1,00 para as barras de 138 kV ou 69 kV, e entre 0,92 indutivo e 0,92 capacitivo em tensões inferiores a 69 kV.

5.7. Parâmetros Econômicos

Para o custeamento das novas instalações, foram utilizados os preços referenciais da ANEEL atualizados pela EPE e disponíveis no relatório EPE-DEE-IT-052/2023 ^[6].

Foram considerados ainda:

- Custo marginal de expansão (custo de perdas): R\$ 218,31/MWh.
- Taxa de desconto: 8% a.a.
- Ano de referência: 2029.
- Tempo de vida útil das instalações: 30 anos.
- Tempo de vida útil dos transformadores: 35 anos.
- Ano horizonte: 2038.
- Empate entre alternativas: diferença de custos inferior a 5% (requer análises adicionais).

Na indisponibilidade de determinado custo de elementos da rede de distribuição, foram adotados valores diferenciados baseados nas informações disponibilizadas pelas distribuidoras, assim como custos relativos à recapacitação de equipamentos de distribuição, que podem ou não necessitar de intervenções sem desligamentos

Para escolha da alternativa vencedora foi observado o critério de mínimo custo global. As análises consideram o valor presente dos custos das alternativas, referidos ao ano inicial do estudo, e utilizam o método dos rendimentos necessários com truncamento das séries temporais no ano horizonte do estudo. O custo de cada alternativa, por sua vez, é calculado tomando-se por base os seus investimentos e as perdas diferenciais em relação àquela que apresentou menores perdas.

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas também foram utilizados os preços referenciais da ANEEL atualizados pela EPE e disponíveis no relatório EPE-DEE-IT-064/2024 [6]. Essa base de preços também foi utilizada para a preparação das fichas contendo a estimativa dos investimentos em empreendimentos de transmissão (Rede Básica), que servirão de subsídio para o processo licitatório. Salienta-se, no entanto, que esses são valores de referência, compostos por custos médios de mercado, e utilizados apenas para comparação de alternativas em estudos de planejamento, não servindo como base para orçamentos executivos do empreendimento.

5.8. Recomendação das Obras

Serão consideradas como determinativas as obras definidas dentro do horizonte do Programa de Expansão da Transmissão (PET) em produção à época do término do estudo. As demais obras serão definidas como indicativas, e serão incorporadas ao Programa de Expansão de Longo Prazo (PELP).

Cumprir notar que tanto as obras determinativas quanto as indicativas fazem parte das recomendações do estudo, contudo, as obras indicativas poderão ser reavaliadas nos ciclos de planejamento subsequentes. Por outro lado, caso não sejam vislumbrados novos problemas que justifiquem análises adicionais para as regiões envolvidas, essas obras se tornarão determinativas à medida que o horizonte do PET for incrementado.

Com relação às obras de reforços indicadas neste estudo para o sistema de distribuição é importante ressaltar que estes não têm caráter determinativo e poderão ser alterados pela Distribuidora, a partir de estudos mais detalhados por ela realizados no sentido de otimizar a sua aplicação, com exceção dos reforços necessários para integrar este sistema ao novo ponto de suprimento, quando houver.

6. DIAGNÓSTICO DO SISTEMA

O atendimento às cargas das regiões Agreste e Leste de Alagoas é realizado pelo sistema de distribuição da Equatorial-AL, derivado das subestações transformadoras 230/69 kV pertencentes à Eletrobras Chesf de Penedo - 3x100 MVA, Arapiraca III - 3x100 MVA, Rio Largo II - 3x100 MVA, Maceió - 4x100 MVA e Maceió II - 2x200 MVA.

A conexão destas subestações ao Sistema Interligado Nacional - SIN, é realizada por meio das linhas de transmissão 230 kV Messias – Maceió, C1 e C2, Messias – Maceió II, C1 e C2, Messias – Rio Largo II, C1, C2, C3 e C4, Rio Largo II – Arapiraca III, C1, Arapiraca III – Penedo C1 e Nossa Senhora do Socorro – Penedo, C1 e C2, conforme mostra a Figura 6-1. Vale observar que todas as linhas antes citadas são de propriedade da Eletrobras Chesf à exceção da LT Messias – Rio Largo II, C4 que pertence ao agente Transmissora Rio Largo.

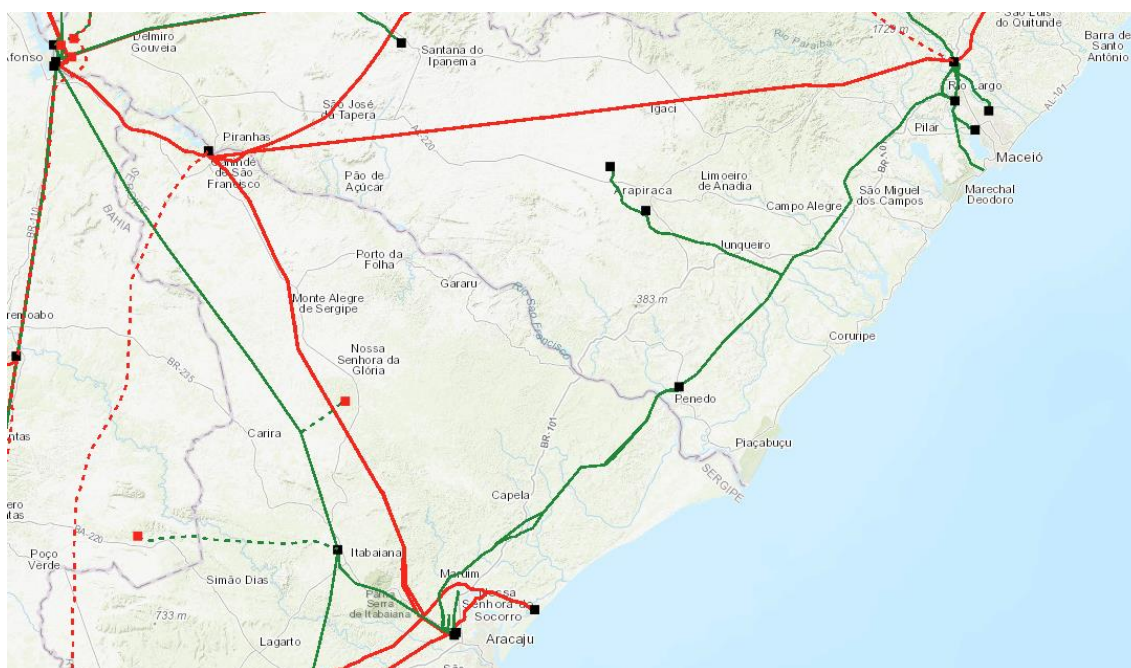


Figura 6-1: Sistema de Transmissão da Região Agreste e Leste de Alagoas

O diagnóstico realizado sobre o atendimento às regiões Agreste e Leste de Alagoas, englobando os diversos patamares de carga e de despachos de geração para identificar a condição mais desfavorável, utilizou o **patamar de carga média no cenário 3** e o **patamar de carga pesada no cenário 3** para analisar o atendimento às cargas do Agreste e da região Leste de Alagoas, por se tratar das composições mais severas para estes sistemas.

6.1. Região Leste de Alagoas

Neste item será relatada a situação da transformação 230/69 kV das subestações que atendem as cargas da região leste do estado de Alagoas: SE Rio Largo II, Maceió e Maceió II.

Tabela 6-2 – Transformadores da SE Maceió em 2038

Equipamento Operação	Capacidade Nominal (MVA)	Capacidade Emergência (MVA)	Carregamento Condição normal (%)	Carregamento Emergência (%)
04T1 – 2002	100	100	35,6	47,9
04T2 – 2002	100	100	35,6	47,9
04T3 – 1980	100	100	35,6	47,9
04T4 – 2008	100	100	35,6	47,9

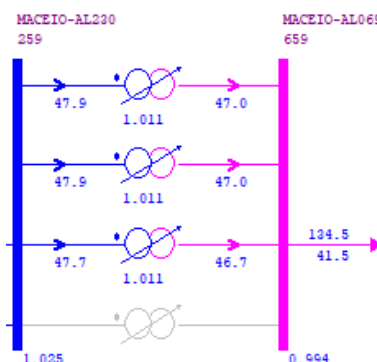


Figura 6-3: SE Maceió – 2029 – Cenário 3, Carga Pesada - Contigência do TR 04T4, 230-69 kV – 100 MVA (fluxos em MVA)

A SE Maceió II 230/69 kV opera no ano de 2029 com 2 transformadores 230-69 kV, 200 MVA, projetados para suportar sobrecarga de 20% de sua capacidade nominal em emergência. A Tabela 6-3 mostra a situação destes transformadores em 2029. Considerando o mercado referente ao PDE 2034, reportado na Tabela 5-2, em emergência de uma destas duas unidades, a remanescente fica submetida a uma sobrecarga em torno de 34% nesta data, o que indica a necessidade de se estudar uma solução para esta superação.

Tabela 6-3 – Transformadores da SE Maceió II em 2029

Equipamento Operação	Capacidade Nominal (MVA)	Capacidade Emergência (MVA)	Carregamento Condição normal (%)	Carregamento Emergência (%)
04T1 – 2019	200	240	66,75	134,3
04T2 – 2019	200	240	66,75	134,3

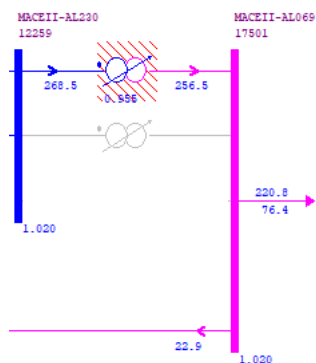


Figura 6-4: SE Maceió II - 2029 – Cenário 3, Carga Pesada - Contingência do TR 04T2, 230-69 kV – 200 MVA (fluxos em MVA)

O diagnóstico do atendimento às cargas da Região Leste de Alagoas, antes apresentado, indica o esgotamento da atual transformação 230/69 kV instalada nas SE Rio Largo II e Maceió II.

Em sequência é relatado o diagnóstico do sistema com relação a carregamentos de linhas e tensões nas subestações da região Agreste de Alagoas, mais precisamente nas SE Arapiraca III e Penedo.

6.2. Região Agreste de Alagoas

A Figura 6-5 sintetiza a operação do sistema em 2029 em condições normais, no **patamar de carga média com MMGD, cenário 3**. Observa-se que nesta situação são atendidos os critérios de planejamento com relação a níveis de tensão e carregamentos de linhas de transmissão.

Na contingência da LT 230 kV Arapiraca III - Penedo, a tensão em Arapiraca III 230 kV fica em 0,899 pu, valor este abaixo do mínimo estabelecido nos critérios, 0,90 pu, conforme mostrado na Figura 6-6. Com este nível de subtensão há também o risco de ocorrer rejeição de toda a carga da SE Arapiraca III.

Na contingência da LT 230 kV Rio Largo II - Arapiraca III, Figura 6-7, a tensão na SE Arapiraca III 230 kV fica em 0,849 pu, bem abaixo do valor mínimo estabelecido nos critérios, 0,90 pu. Esta contingência mostra maior gravidade para a tensão na SE Arapiraca III do que a perda da LT 230 kV Arapiraca III – Penedo, pois na perda da LT Rio Largo II - Arapiraca III a única fonte que alimenta Arapiraca III está eletricamente mais distante desta subestação quando comparada a perda da LT para Penedo. Vale observar que este nível de subtensão verificado em Arapiraca III poderá também acarretar rejeição da carga desta subestação.

Em condições normais e nas contingências das LT 230 kV Arapiraca III – Penedo e LT 230 kV Rio Largo II - Arapiraca III, os carregamentos verificados nas linhas de transmissão que atendem o Agreste alagoano são inferiores aos limites estabelecidos no CPST - Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão, reportados nos arquivos de fluxo de potência, em todo período estudado, 2029 – 2038, para todos os cenários e todos os patamares de carga e geração.

De acordo com o diagnóstico apresentado, faz-se necessário realizar um estudo para a região Agreste de Alagoas de forma a recomendar obras estruturantes para o adequado atendimento às cargas derivadas das SE Arapiraca III e Penedo.

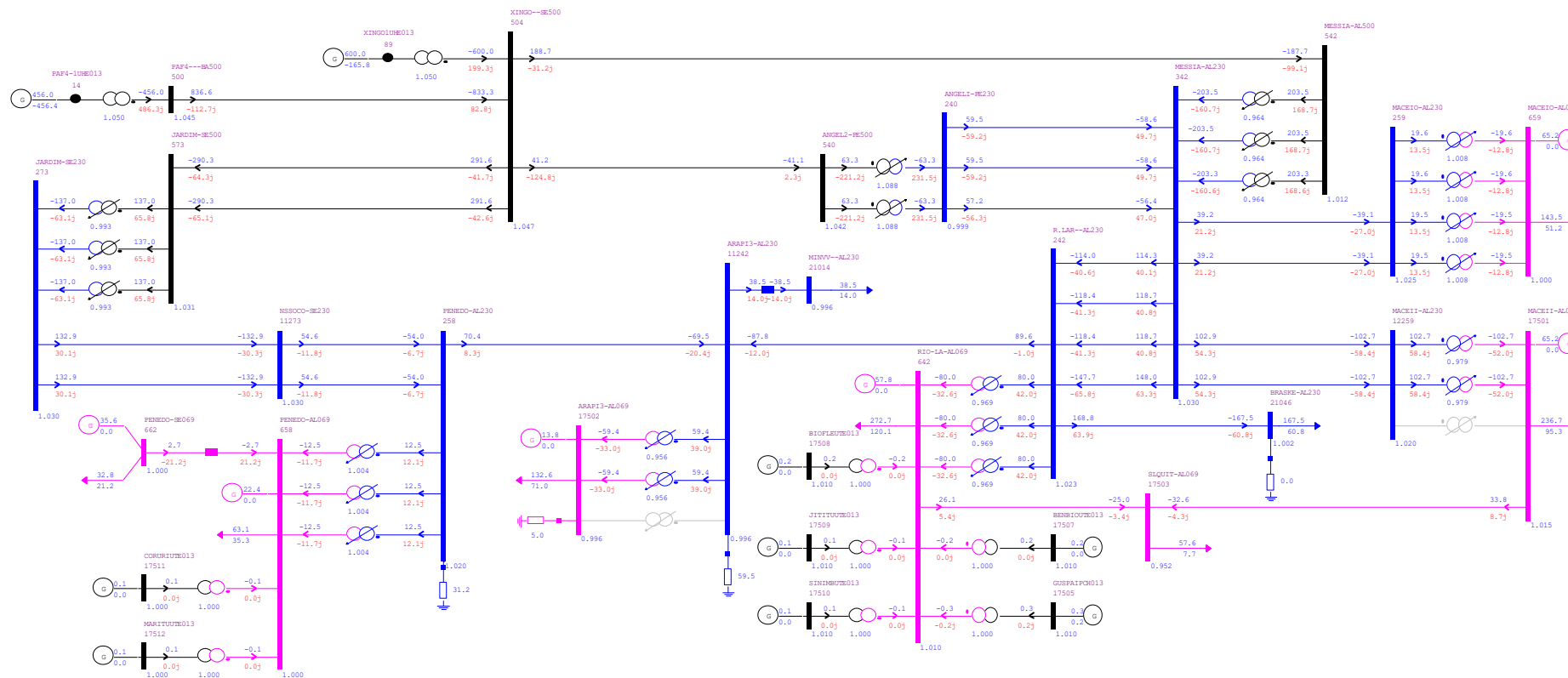


Figura 6-5: Atendimento a região Agreste e Leste de Alagoas em 2029, Cenário 3, Carga Média, Condição Normal de Operação

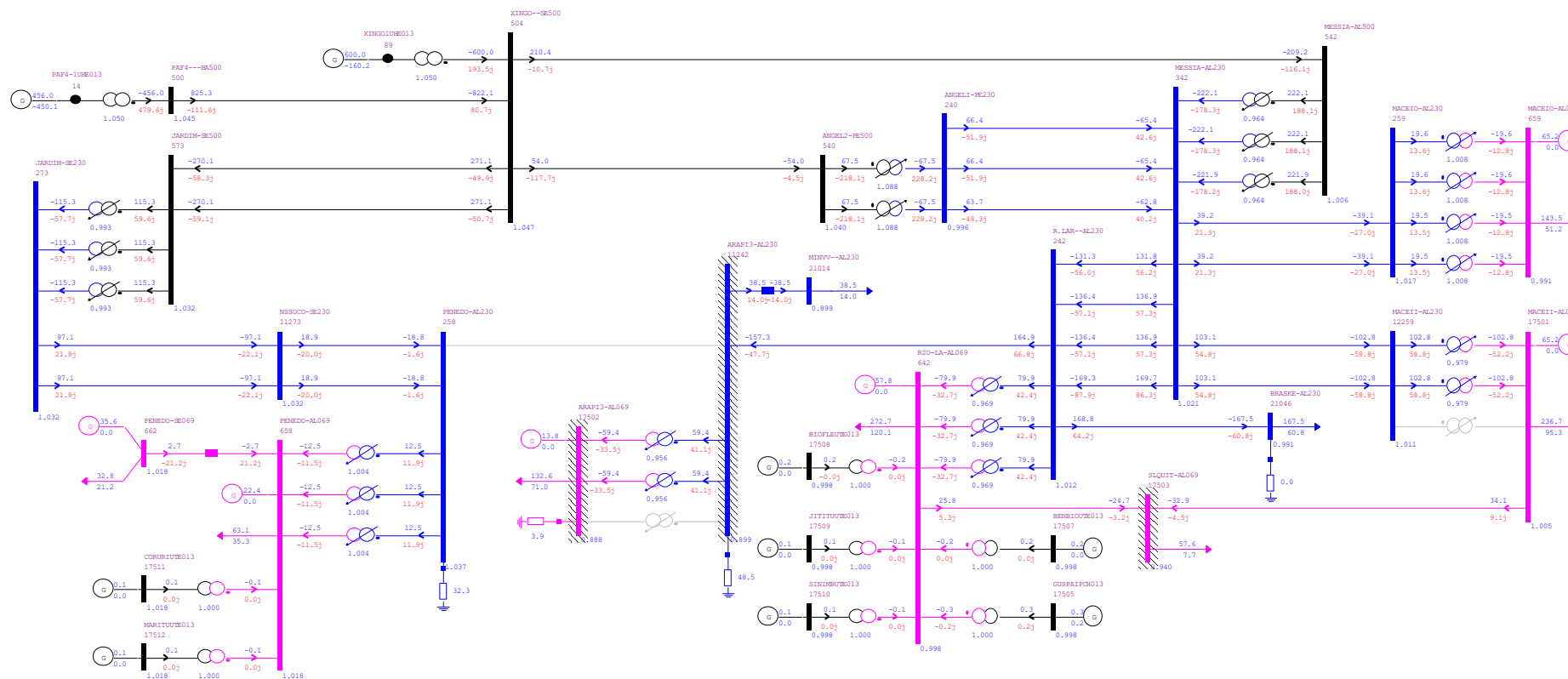


Figura 6-6: Atendimento a região Agreste e Leste de Alagoas em 2029, Cenário 3, Carga Média, Contingência da LT 230 kV Arapiraca III - Penedo



7. ALTERNATIVAS

No diagnóstico do sistema que atende ao Agreste e Leste de Alagoas foram detectadas sobrecargas superiores à capacidade dos transformadores de Rio Largo II e Maceió II, ambos em 2029, quando da perda de uma das unidades instaladas nestas subestações, bem como problemas no atendimento aos critérios de tensão nas subestações 230 kV Arapiraca III e Penedo durante contingência de linhas de transmissão nesta região.

No presente estudo são propostas alternativas para solucionar estas inadequações e proporcionar um suprimento satisfatório às cargas instaladas nas regiões Agreste e Leste de Alagoas a saber:

I - Alternativa para solução dos problemas de sobrecarga nos transformadores da área Leste de Alagoas:

A solução trivial para estas sobrecargas seria a indicação de uma unidade adicional em cada uma dessas subestações: Rio Largo II e Maceió II. Entretanto, buscando minimizar os investimentos, sem com isso comprometer o adequado atendimento a este mercado, foi estudado juntamente à Equatorial-AL uma solução de transferências de carga, via rede de distribuição, que proporcionasse a postergação da implantação de transformadores adicionais na região metropolitana de Maceió.

Com esse objetivo, foram indicadas as seguintes transferências de carga:

- SE Tabuleiro dos Martins (TBM) da SE Rio Largo II para Maceió em 2025.
- SE Cidade Universitária (CDU) da SE Rio Largo II para Maceió II em 2030.
- Retorno da SE TBM para a SE Rio Largo II em 2035, quando seria indicada a expansão da transformação 230/69 kV da SE Rio Largo II

É importante ressaltar que o mercado reportado na Tabela 7-1 já reflete as transferências relacionadas acima. Como consequência destes remanejamentos faz-se necessária a implantação de um terceiro transformador 230/69 kV na SE Maceió II, em 2029, e a postergação da data de entrada do quarto transformador da SE Rio Largo II para 2035.

Tabela 7-1 – Mercado PDE 35 Equatorial-AL com transferência de carga entre as subestações

SE FRONTEIRA 69 kV	Carga Máxima Diurna (MVA)									
	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Rio Largo II	195,95	175,94	179,33	183,04	186,68	192,86	272,98	279,20	285,57	292,08
Maceió	256,57	262,47	268,75	282,05	288,96	294,21	224,78	229,95	235,24	240,65
Maceió II	247,18	278,00	284,57	291,23	298,08	304,42	311,48	318,70	326,09	333,65

Em sequência é apresentado o elenco de obras recomendadas, a serem implantadas em conjunto com a Equatorial-AL, como solução para as sobrecargas nos transformadores de Rio Largo II e Maceió II, observadas no diagnóstico do sistema de atendimento à área Leste de Alagoas.

SE Rio Largo II

- Instalação de um quarto transformador 230-69 kV, 100 MVA nesta subestação em 2035.

Com esta adição, a potência firme da subestação passa a ser 300MVA sendo esta suficiente para atender o mercado previsto para a SE Rio Largo II em todo período estudado, conforme pode ser constatado na Tabela 7-1.

Nesta alternativa há também necessidade de construção das LD 69 kV CS CDU-Maceió II, com 6,0 km de extensão, para viabilizar o remanejamento definitivo da SE CDU para a SE Maceió II.

SE Maceió II

- Instalação de um terceiro transformador de 230/69 kV, 200 MVA nesta subestação em 2029 para evitar que, em condições de perda de uma das duas unidades existentes, a remanescente fique submetida a uma sobrecarga de 34%.

Com esta adição, a potência firme da subestação passa a ser 480MVA, sendo suficiente para atender o mercado previsto para a SE Maceió II por todo período estudado, conforme pode ser comprovado mediante consulta à Tabela 7-1.

II - Alternativas para solução dos problemas de tensão em Arapiraca III e Penedo:

Descreve-se a seguir, as alternativas visualizadas para eliminar as subtensões verificadas nas subestações Arapiraca III e Penedo.

- Implantação da LT 230 kV Rio Largo II - Arapiraca III, C2;
- Implantação da LT 230 kV Penedo - Arapiraca III, C2;
- Implantação da LT 230 kV Messias – Arapiraca III, C1;
- Implantação de Compensação Reativa Variável na SE Arapiraca III.

É importante observar que para os novos circuitos foi adotada a aplicação de circuitos simples com cabo 795 MCM, Tern, conforme item 11.3.1.

Com relação a disponibilidade de espaço físico para ampliação, como este relatório está sendo executado pela Eletrobrás, que é a concessionária de todas as instalações envolvidas, informa-se o seguinte:

- SE Rio Largo II - Há viabilidade física para a instalação de um quarto transformador 230/69 kV, 100 MVA e de 1 EL 230 kV. Observa-se que esta subestação foi projetada para comportar até 4 transformadores 230/69 kV, 100 MVA.
- SE Maceió II – A subestação foi projetada para instalação de até 4 transformadores. Dessa forma, podem ser adicionados até dois transformadores 230/69 kV, 200 MVA e suas respectivas conexões.

- SE Arapiraca III – Há espaço físico para instalação de 1 EL 230 kV
- SE Messias - Há espaço físico para instalação de 1 EL 230 kV.

Em sequência, faz-se o detalhamento das alternativas propostas nesta etapa.

7.1. Alternativa 1

A Alternativa 1 sugere a expansão do sistema de transmissão que atende o Agreste e Leste Alagoano mediante implantação da LT 230 kV Rio Largo II – Arapiraca III, C2, com 115 km de extensão.

Na Rede Básica de fronteira as sobrecargas nos transformadores das subestações Rio Largo II e Maceió II serão eliminadas com as seguintes medidas:

- SE Maceió II - Ampliação da transformação da subestação com a instalação um terceiro transformador 230-69 kV, 200 MVA em 2029.
- SE Rio Largo II – Ampliação da transformação da subestação com a instalação de um quarto transformador 230-69 kV, 100 MVA em 2035.

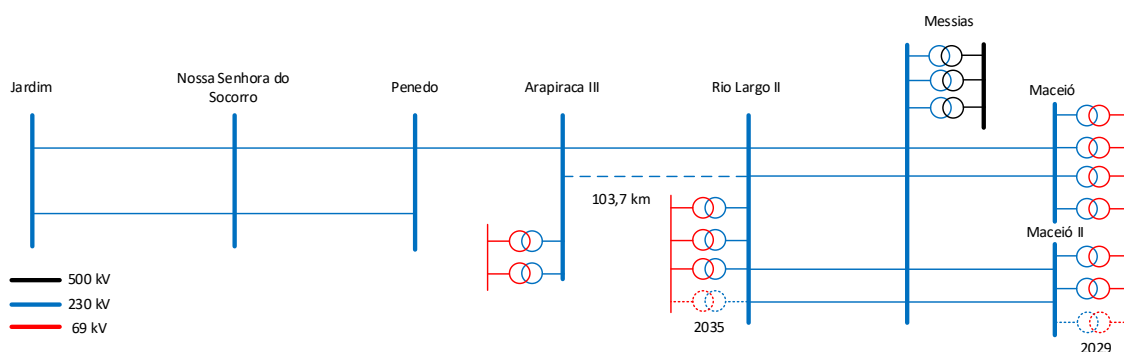


Figura 7-1: Diagrama esquemático – Alternativa 1

7.2. Alternativa 2

A Alternativa 2 propõe a expansão do sistema de transmissão que atende o Agreste e Leste Alagoano mediante implantação da LT 230 kV Penedo – Arapiraca III, C2 com 56,4 km de extensão.

Na Rede Básica de fronteira as sobrecargas nos transformadores das subestações Rio Largo II e Maceió II serão eliminadas com as seguintes medidas:

- SE Maceió II - Ampliação da transformação da subestação com a instalação um terceiro transformador 230-69 kV, 200 MVA em 2029.
- SE Rio Largo II – Ampliação da transformação da subestação com a instalação de um quarto transformador 230-69 kV, 100 MVA em 2035.

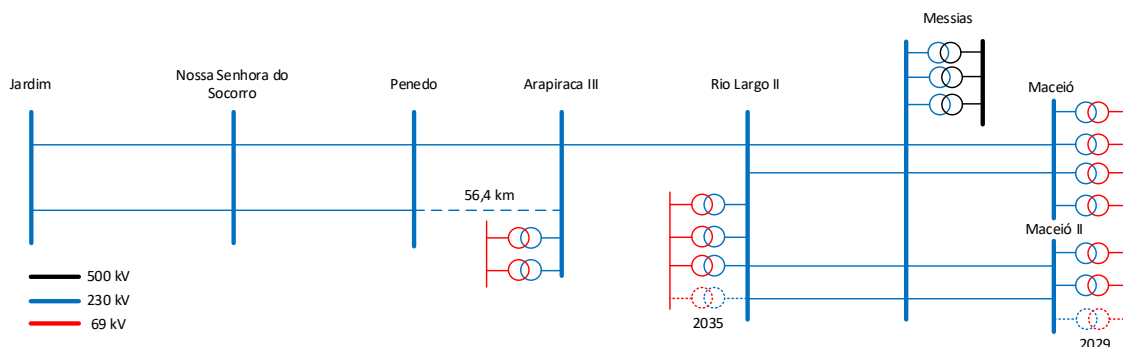


Figura 7-2: Diagrama esquemático – Alternativa 2

7.3. Alternativa 3

A Alternativa 3 propõe a expansão do sistema de transmissão que atende o agreste e leste alagoano mediante implantação da LT 230 kV Messias – Arapiraca III, C1, com 119 km de extensão.

Na Rede Básica de fronteira as sobrecargas nos transformadores das subestações Rio Largo II e Maceió II serão eliminadas com as seguintes medidas:

- SE Maceió II - Ampliação da transformação da subestação com a instalação um terceiro transformador 230-69 kV, 200 MVA em 2029.
- SE Rio Largo II – Ampliação da transformação da subestação com a instalação de um quarto transformador 230-69 kV, 100 MVA em 2035.

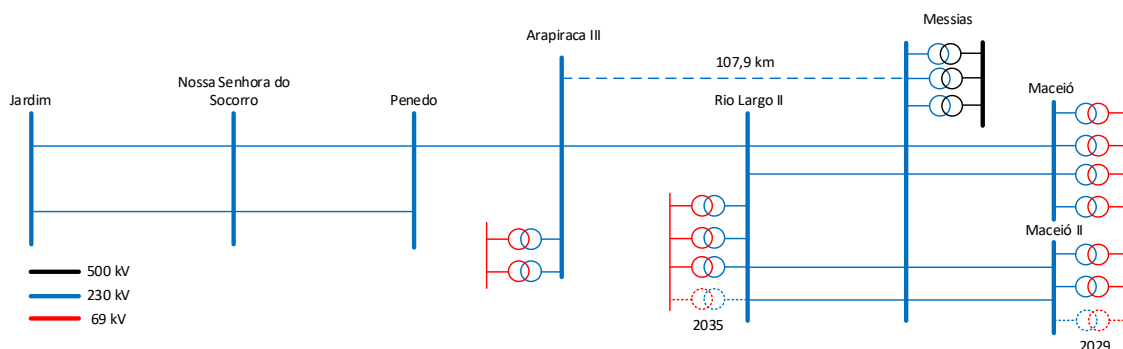


Figura 7-3: Diagrama esquemático – Alternativa 3

7.4. Alternativa 4

A Alternativa 4 consiste na instalação de uma Compensação Reativa Variável (-35, 50) Mvar, 230 kV na SE Arapiraca III.

Na Rede Básica de fronteira as sobrecargas nos transformadores das subestações Rio Largo II e Maceió II serão eliminadas com as seguintes medidas:

- SE Maceió II - Ampliação da transformação da subestação com a instalação um terceiro transformador 230-69 kV, 200 MVA em 2029.

- SE Rio Largo II – Ampliação da transformação da subestação com a instalação de um quarto transformador 230-69 kV, 100 MVA em 2035.

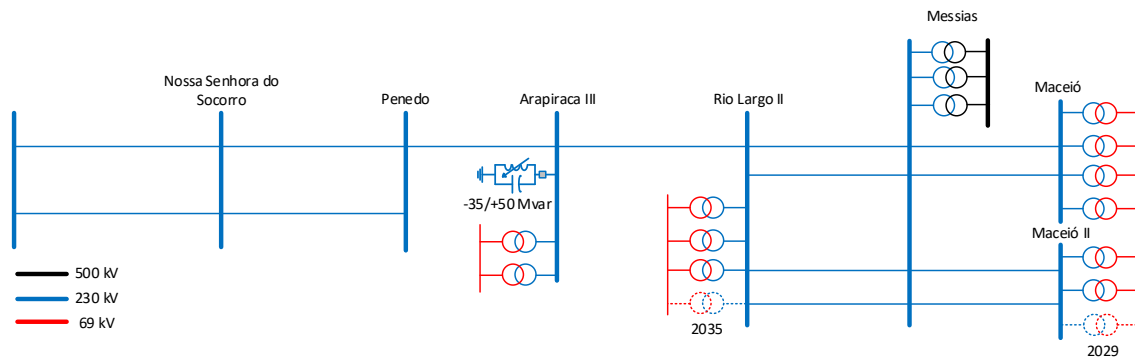


Figura 7-4: Diagrama esquemático – Alternativa 4

8. AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DAS ALTERNATIVAS

Com o objetivo de detalhar o desempenho sistêmico das alternativas relacionadas no item 7 são mostrados, a seguir, os fluxos de potência correspondentes ao Cenário 3, em condição normal e contingências (N-1), no patamar de carga média do ano 2038, para cada uma das 4 alternativas analisadas.

8.1. Alternativa 1

Conforme mostrado na Figura 7-1, a Alternativa 1 contempla em 2029 a expansão do sistema de transmissão que atende o Agreste e Leste Alagoano mediante implantação da LT 230 kV Rio Largo II – Arapiraca III, C2, com 115 km de extensão.

Na Rede Básica de fronteira serão instalados 1 transformador 230-69 kV, 100 MVA na subestação Rio Largo II em 2035 e 1 transformador 230-69 kV, 200 MVA Maceió II em 2029.

Após implementadas essas obras, o sistema apresenta fluxos e tensões conforme apresentado nas Figura 8-1, Figura 8-2 e Figura 8-3, não sendo violados os limites de tensão ou carregamento de linhas e transformadores em condições normais ou em contingência.

Alternativa 1

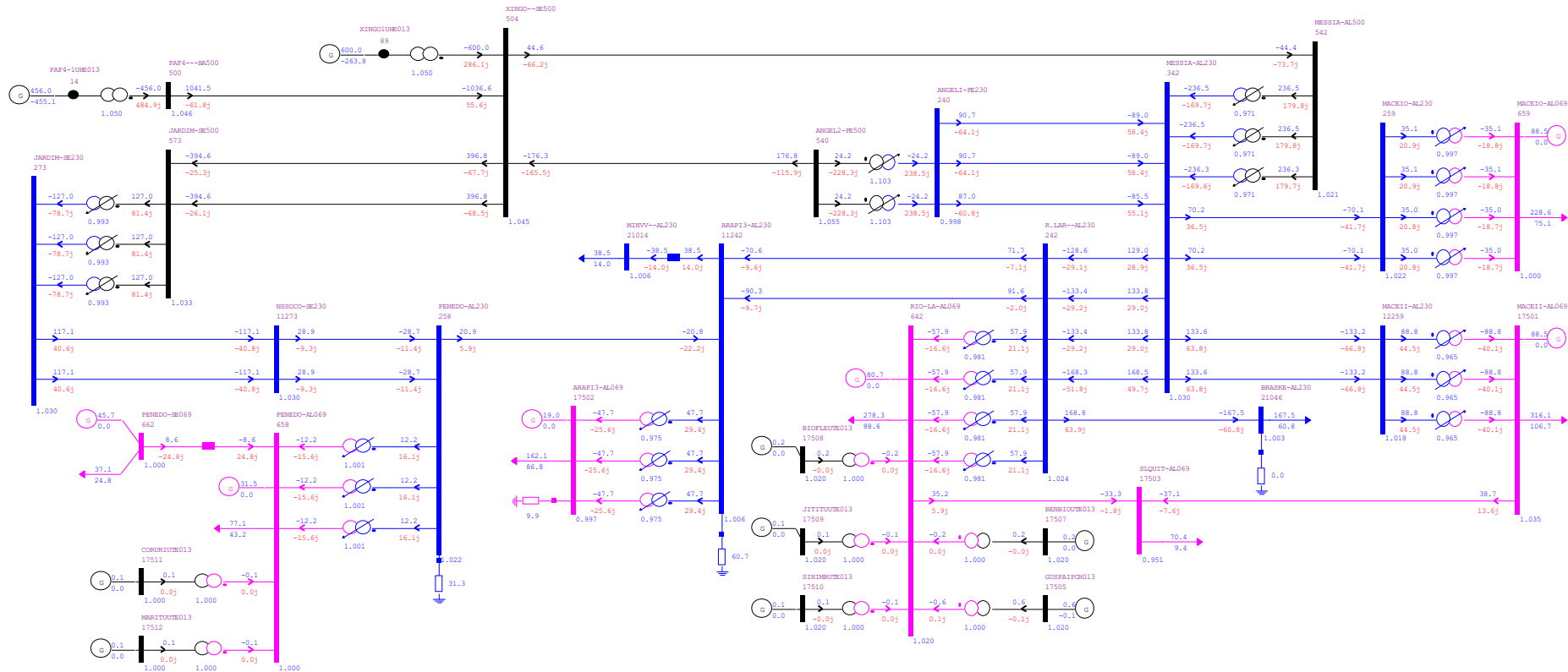


Figura 8-1: Ano 2038 – Alternativa 1, Cenário 3, Carga Média em Condição Normal de Operação

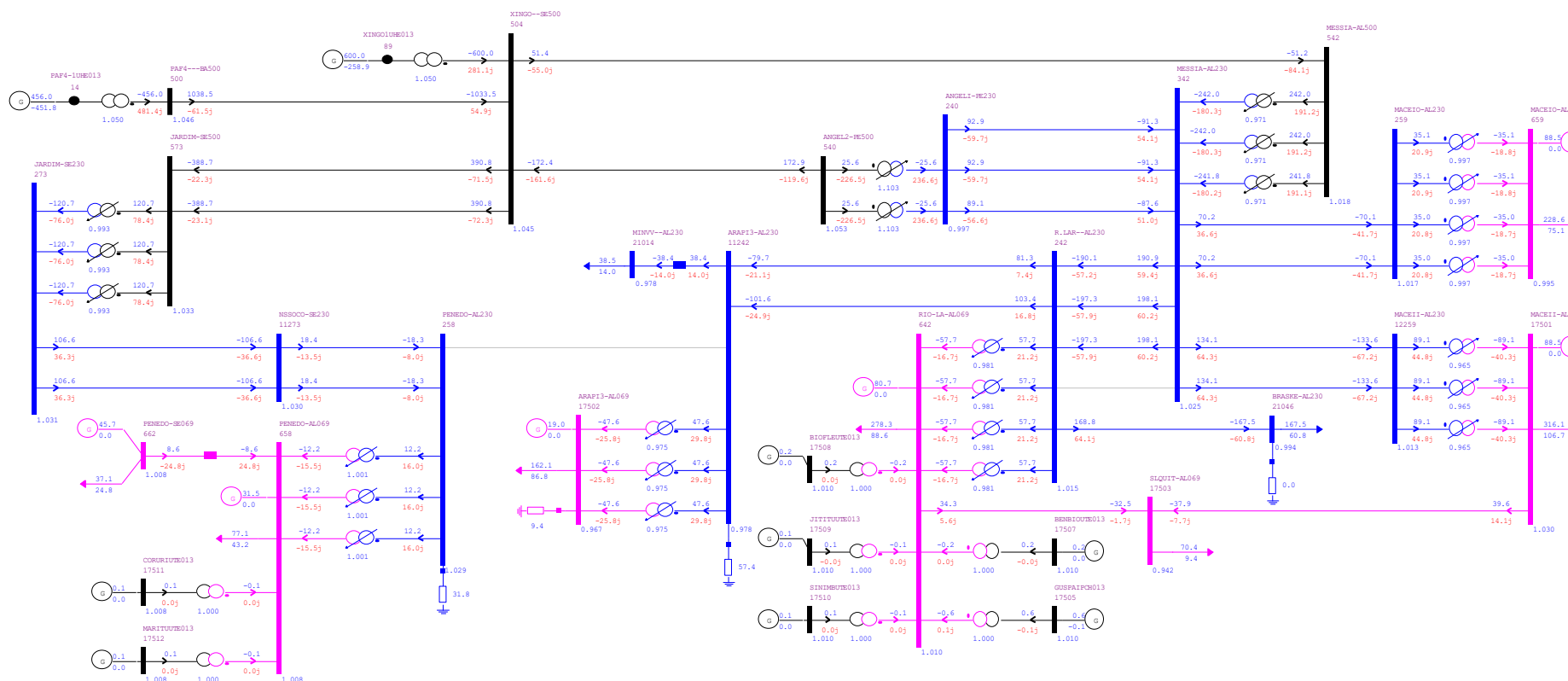


Figura 8-2: Ano 2038 – Alternativa 1, Cenário 3, Carga Média em Contingência LT 230 kV Penedo – Arapiraca III

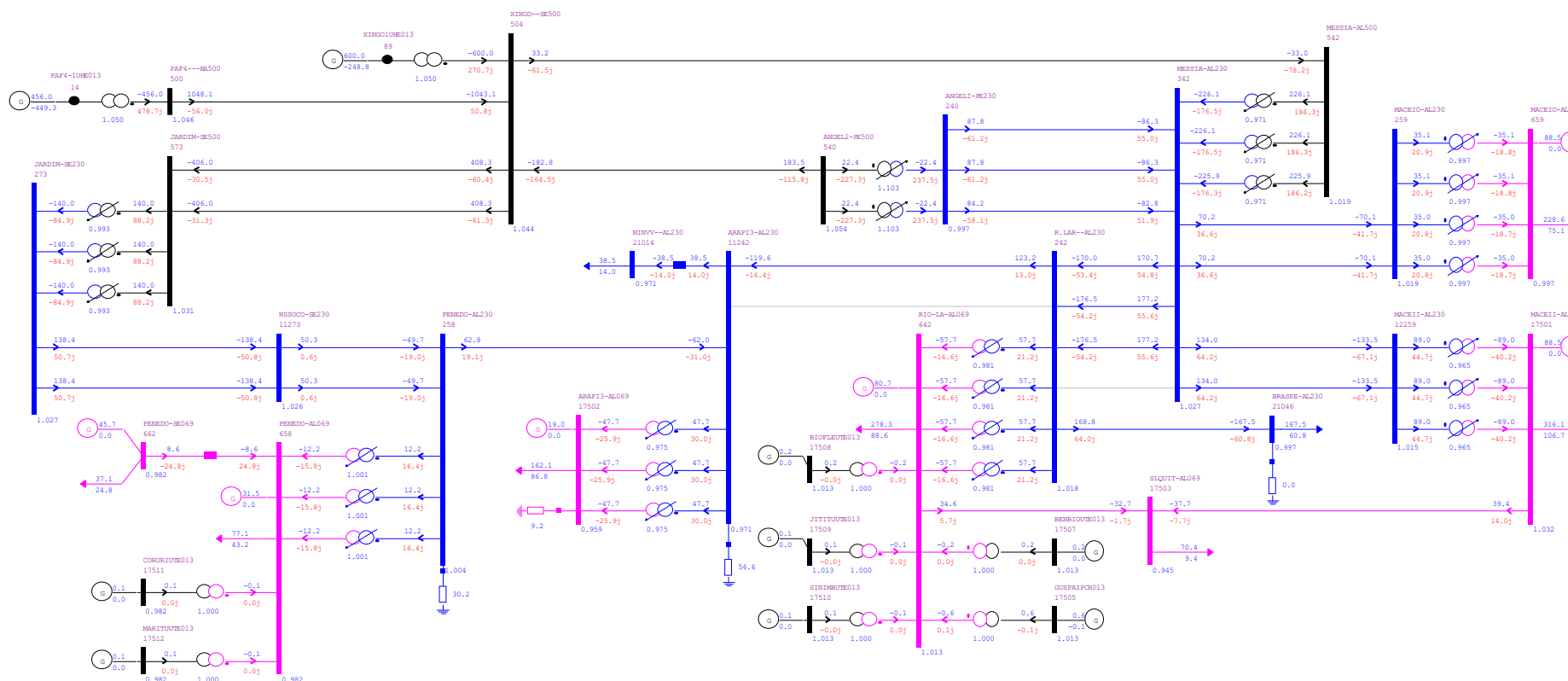


Figura 8-3: Ano 2038 – Alternativa 1, Cenário 3, Carga Média em Contingência LT 230 kV Rio Largo II – Arapiraca III, C2

8.2. Alternativa 2

Conforme detalhado na Figura 7-2, a Alternativa 2 contempla, em 2029, a expansão do sistema de transmissão que atende o Agreste e Leste Alagoano mediante implantação da LT 230 kV Penedo – Arapiraca III, C2 com 56,4 km de extensão.

Na Rede Básica de fronteira serão instalados 1 transformador 230-69 kV, 100 MVA na subestação Rio Largo II em 2035 e 1 transformador 230-69 kV, 200 MVA Maceió II em 2029.

Após implementadas essas obras, o sistema apresenta fluxos e tensões conforme apresentado nas Figura 8-4, Figura 8-5 e Figura 8-6, não ocorrendo violação dos limites de tensão ou carregamento de linhas e transformadores, propostos nos critérios, em condições normais ou em contingência.

Figura 8-4: Ano 2038 – Alternativa 2, Cenário 3, Carga Média em Condição Normal de Operação

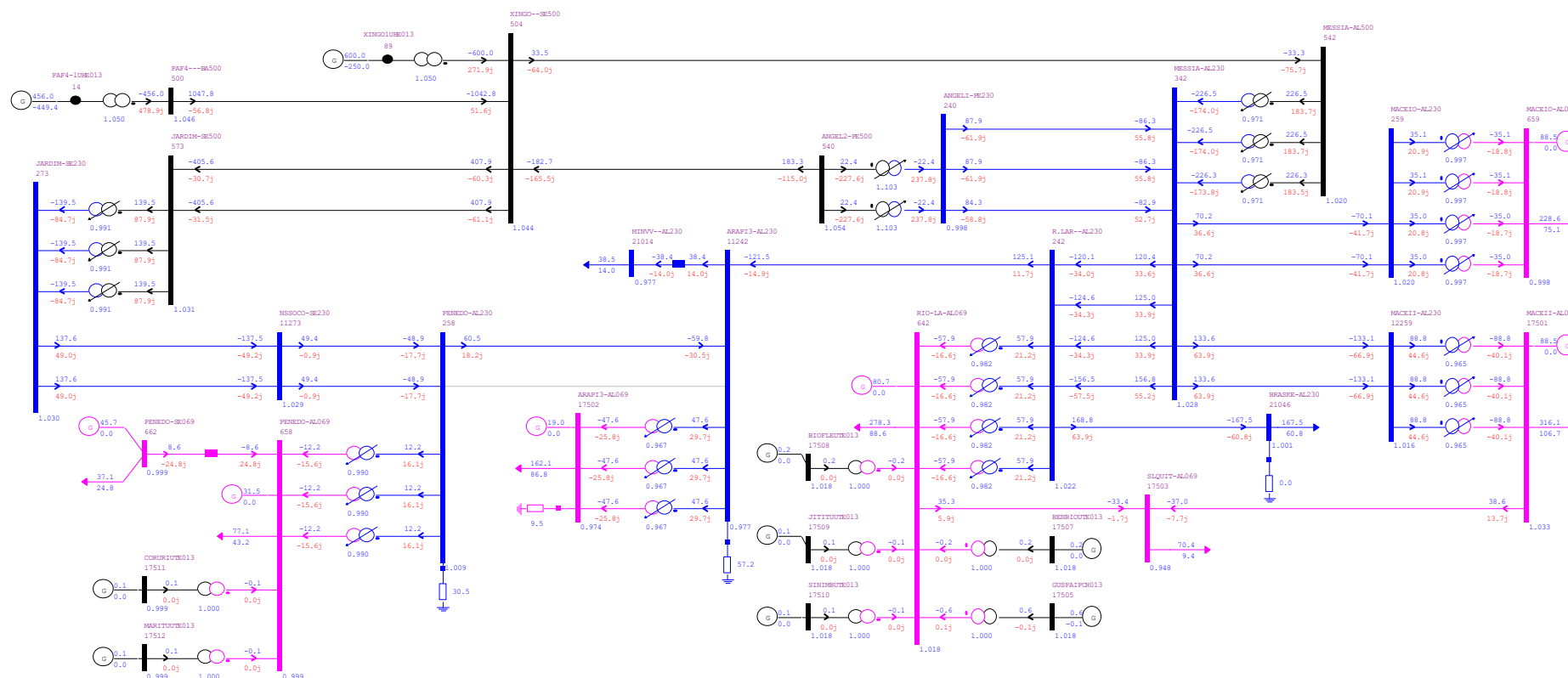


Figura 8-5: Ano 2038 – Alternativa 2, Cenário 3, Carga Média em Contingência LT 230 kV Penedo – Arapiraca III, C2

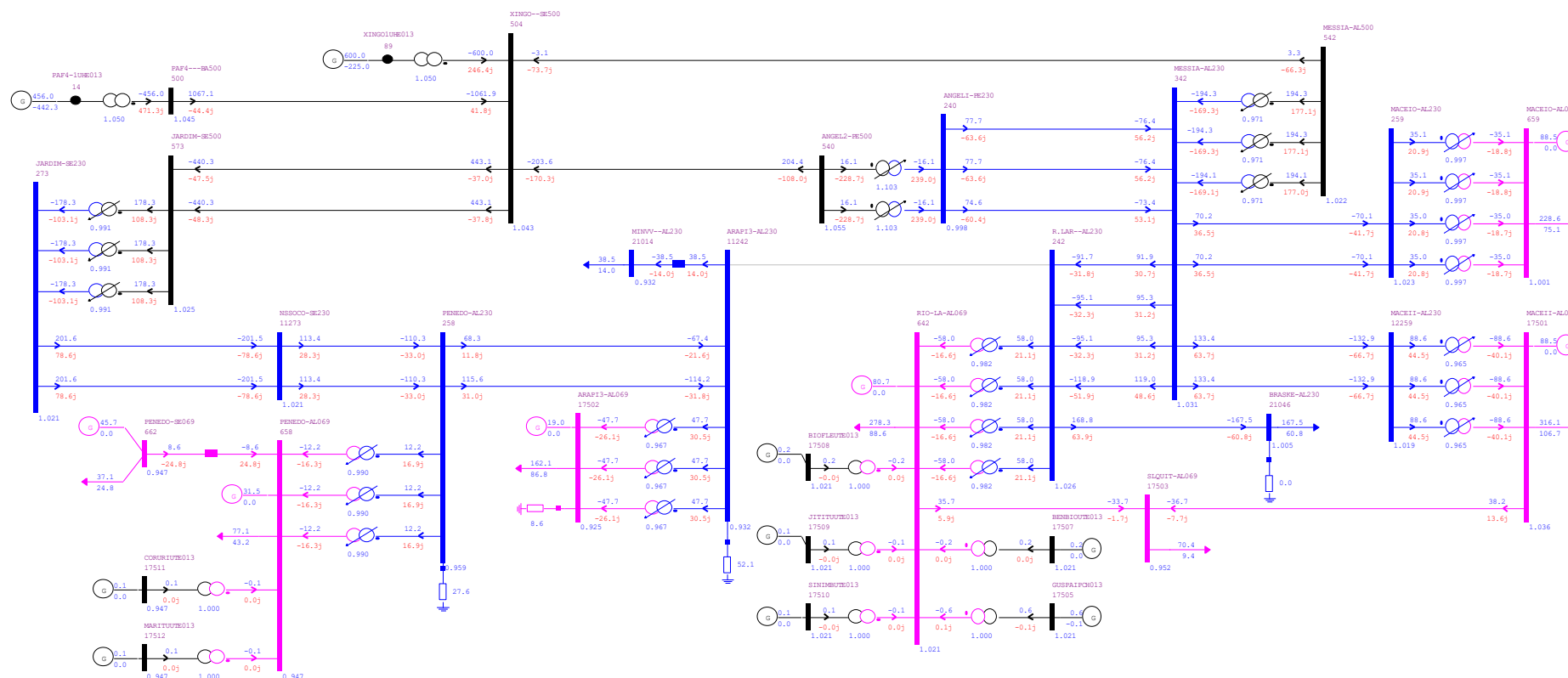


Figura 8-6: Ano 2038 – Alternativa 2, Cenário 3, Carga Média em Contingência LT 230 kV Rio Largo II – Arapiraca III, C1

8.3. Alternativa 3

Conforme mostrado na Figura 7-3, a Alternativa 3 contempla, em 2029, a expansão do sistema de transmissão que atende o Agreste e Leste Alagoano mediante implantação da LT 230 kV Messias – Arapiraca III, C1 com 119 km de extensão.

Na Rede Básica de fronteira serão instalados 1 transformador 230-69 kV, 100 MVA na subestação Rio Largo II em 2035 e 1 transformador 230-69 kV, 200 MVA Maceió II em 2029.

Após implementadas essas obras, o sistema apresenta fluxos e tensões conforme apresentado nas Figura 8-7, Figura 8-8, Figura 8-9 e Figura 8-10, não ocorrendo violação de quaisquer limites de tensão ou carregamento de linhas e transformadores em condições normais ou em contingência.

Alternativa 3

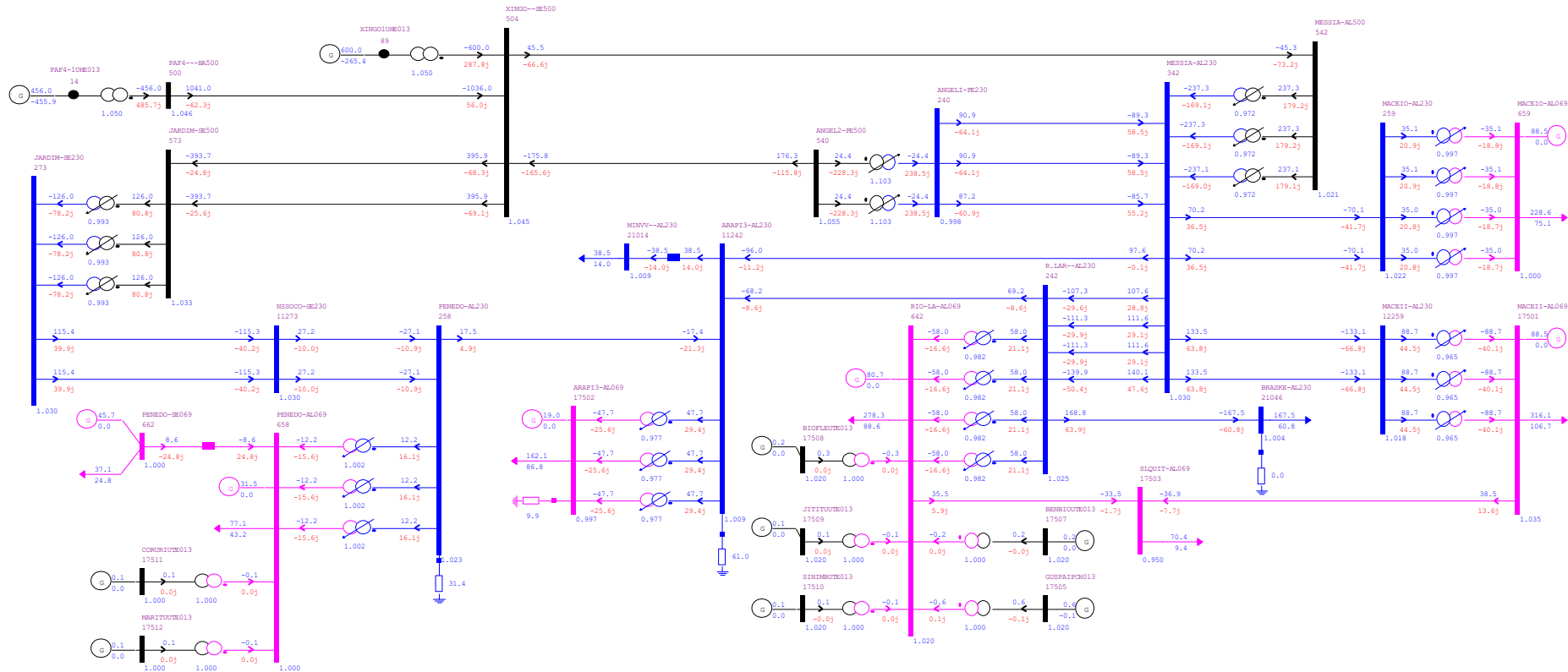


Figura 8-7: Ano 2038 – Alternativa 3, Cenário 3, Carga Média em Condição Normal de Operação

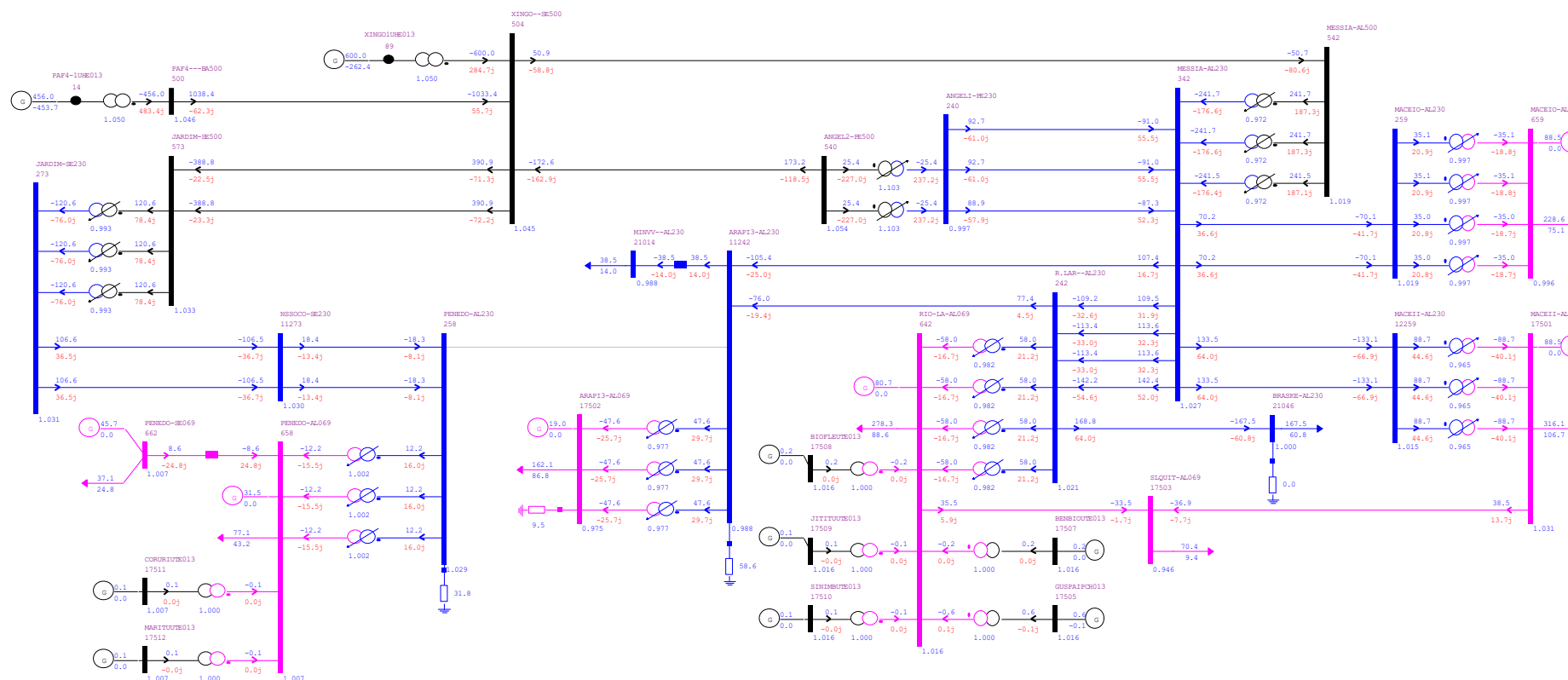


Figura 8-8: Ano 2038 – Alternativa 3, Cenário 3, Carga Média em Contingência da LT 230 kV Penedo – Arapiraca III, C1

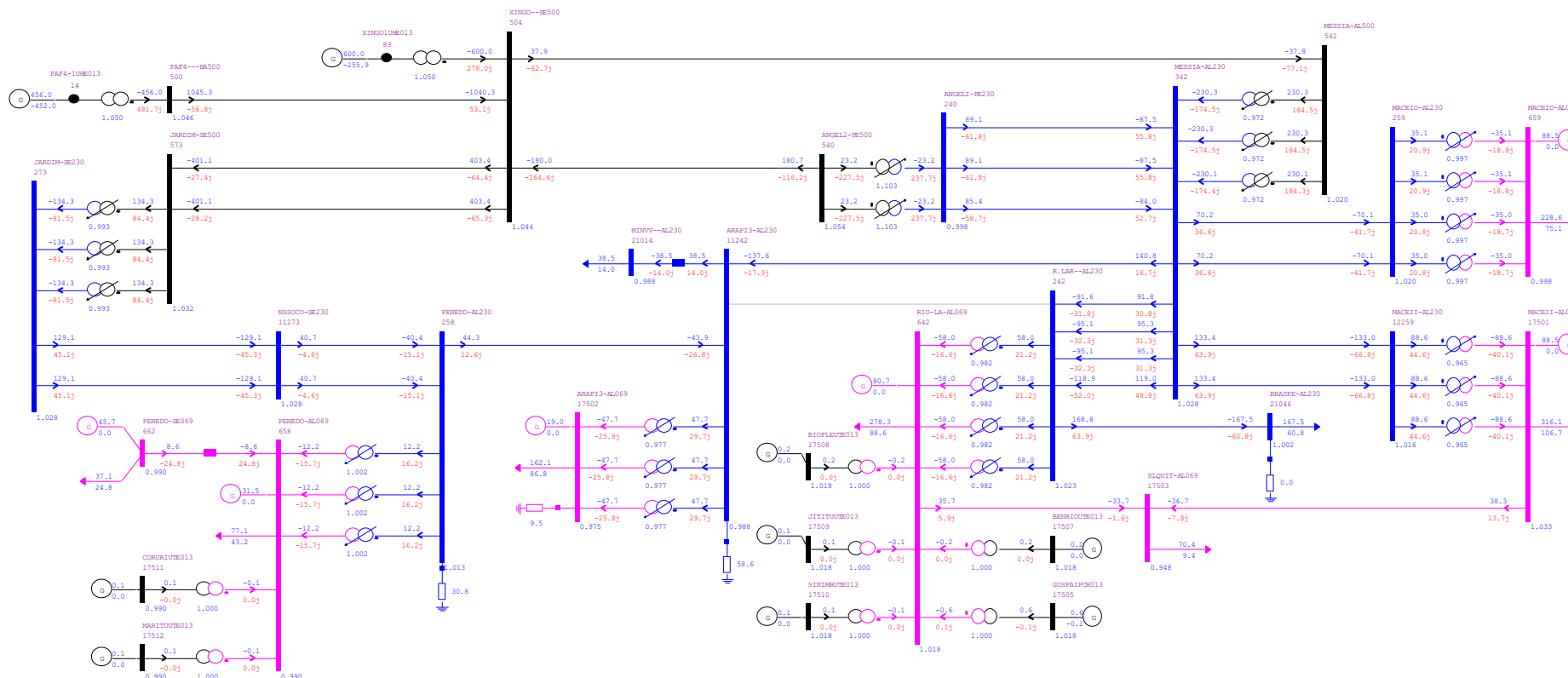


Figura 8-9: Ano 2038 – Alternativa 3, Cenário 3, Carga Média em Contingência da LT 230 kV Rio Largo II – Arapiraca III, C1



8.4. Alternativa 4

Conforme mostrado na Figura 7-4, a alternativa 4 consiste na instalação de uma Compensação Reativa Variável (-35, +50) Mvar, 230 kV na SE Arapiraca III.

Na Rede Básica de fronteira serão instalados 1 transformador 230-69 kV, 100 MVA na subestação Rio Largo II em 2035 e 1 transformador 230-69 kV, 200 MVA Maceió II em 2029.

Após implementadas essas obras, o sistema apresenta fluxos e tensões conforme apresentado nas Figura 8-11, Figura 8-12, Figura 8-13 e Figura 8-14, não ocorrendo violação de quaisquer limites de tensão ou carregamento de linhas e transformadores em condições normais ou em contingência.

Alternativa 4

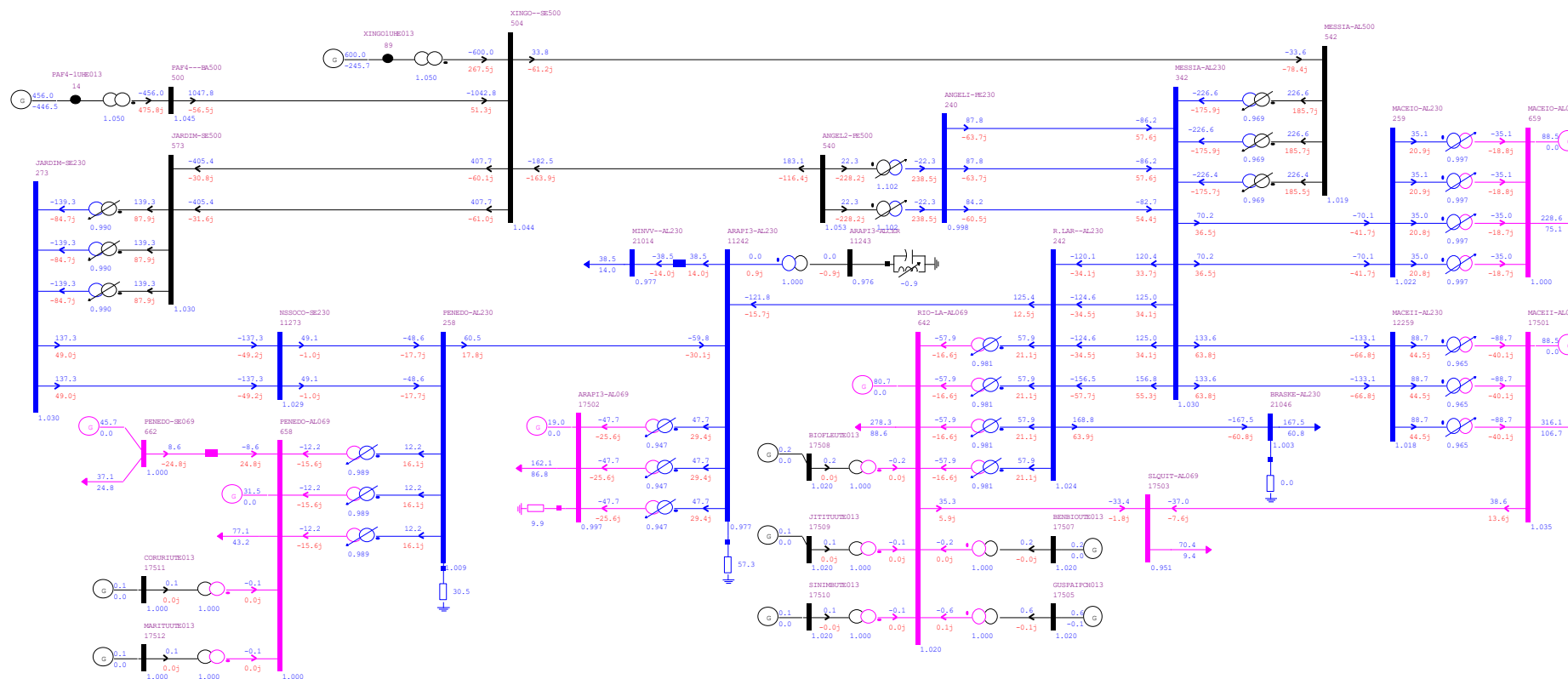
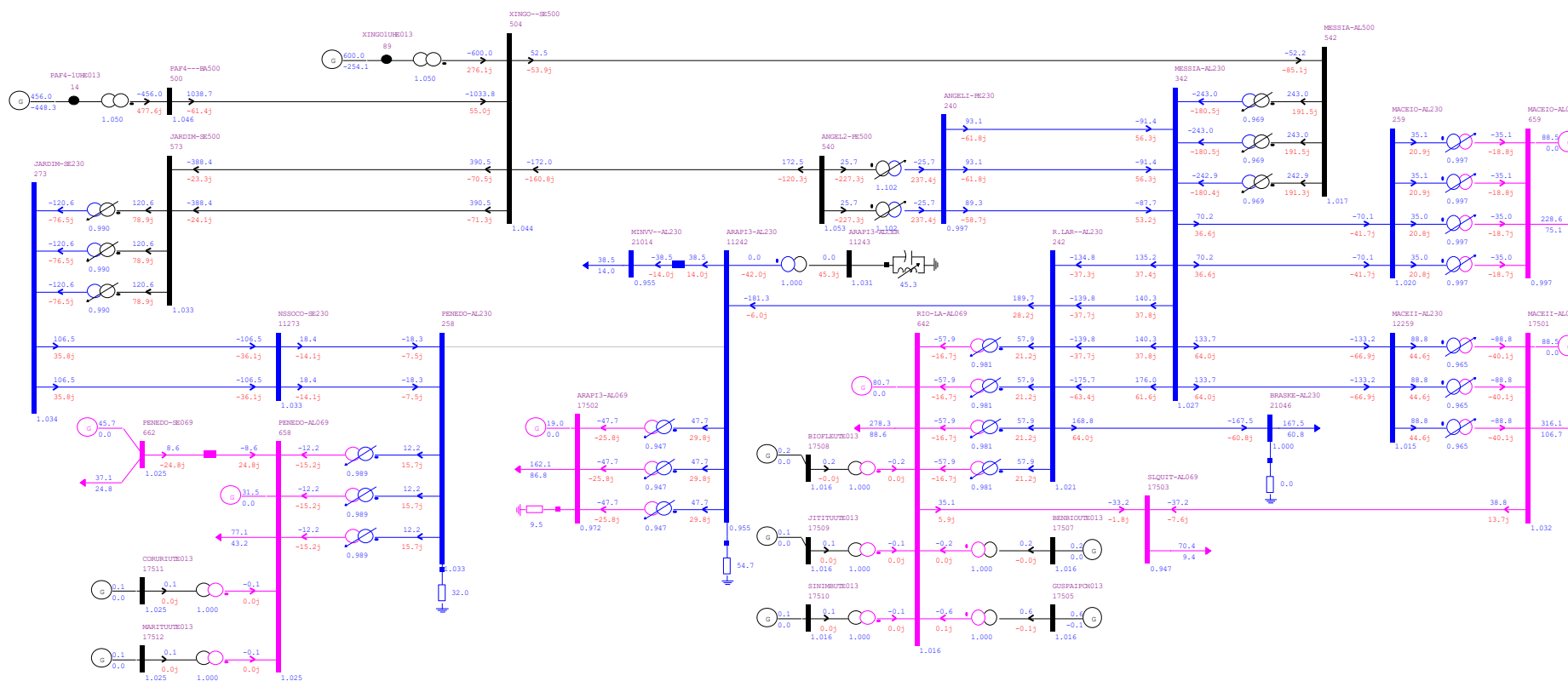


Figura 8-11: Ano 2038 – Alternativa 4, Cenário 3, Carga Média em Condição Normal de Operação



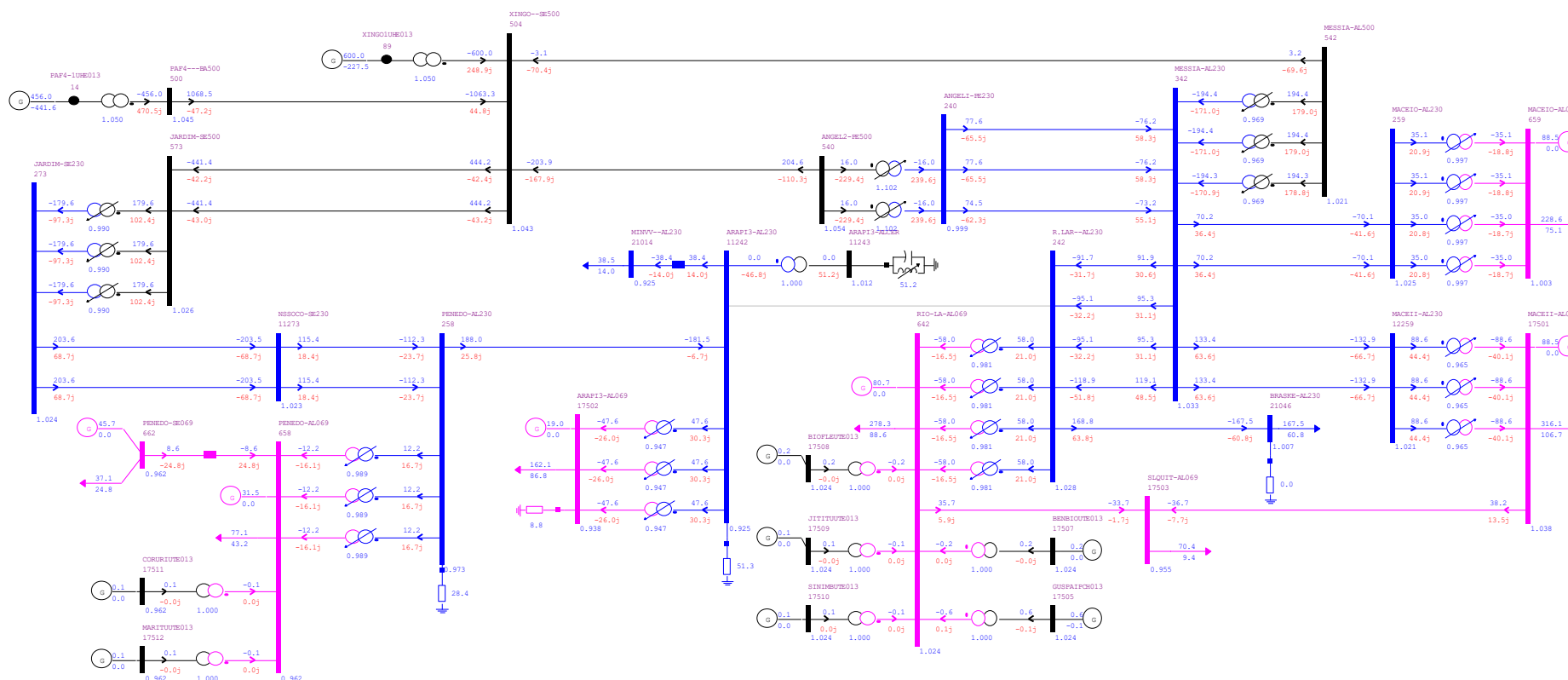


Figura 8-13: Ano 2038 – Alternativa 4, Cenário 3, Carga Média em Contingência da LT 230 kV Rio Largo II – Arapiraca III



9. ANÁLISE ECONÔMICA

Nesta etapa do estudo será realizado o custeio das alternativas propostas para eliminar as sobrecargas observadas nos transformadores das subestações Rio Largo II e Maceió II e as subtensões diagnosticadas em Arapiraca III e Penedo, constantes do item 7 deste relatório.

São comuns a todas as alternativas a contabilização dos custos referentes às ampliações dos transformadores 230/69 kV das SE Maceió II (200 MVA), em 2029, e Rio Largo II (100 MVA), em 2035, além da LD 69 kV Cidade Universitária – Maceió II, em 2030.

A análise econômica dessas alternativas será realizada tomando por base os parâmetros econômicos relatados no item 5.7 deste documento.

9.1. Alternativa 1 - LT 230 kV Rio Largo II – Arapiraca III, C2 e Expansão da Transformação das SE Rio Largo II e Maceió II

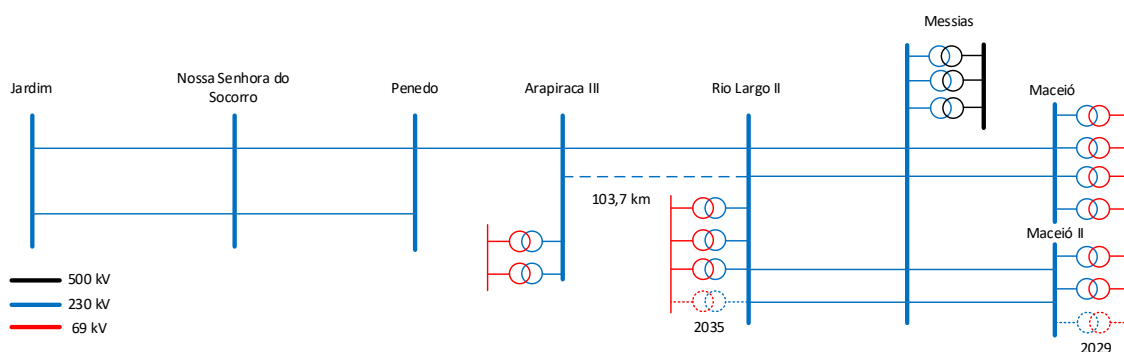


Figura 9-1: Diagrama esquemático – Alternativa 1

Além dos custos comuns à todas as alternativas, contabilizam-se os custos referentes à implantação da LT 230 kV Rio Largo II – Arapiraca III, em 2029.

Tabela 9-1: Custos com investimentos da Alternativa 1 - Investimento (R\$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						187.235,07	176.930,27	16.631,61	92.453,95
LT 230 kV RIO LARGO II - ARAPIRACA III, C2 (Nova)						120.269,69	120.269,69	10.683,25	66.737,05
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 115 km		2029	115	1	816,05	93.845,75	93.845,75	8.336,08	52.074,54
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT	Rio Largo II	2029	1	1	9144,92	9.144,92	9.144,92	812,32	5.074,47
MIM - 230 kV	Rio Largo II	2029	1	1	1069,96	1.069,96	1.069,96	95,04	593,72
MIG-A	Rio Largo II	2029	1	1	2787,21	2.787,21	2.787,21	247,58	1.546,61
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Arapiraca III	2029	1	1	9564,68	9.564,68	9.564,68	849,61	5.307,39

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
MIM - 230 kV	Arapiraca III	2029	1	1	1069,96	1.069,96	1.069,96	95,04	593,72
MIG-A	Arapiraca III	2029	1	1	2787,21	2.787,21	2.787,21	247,58	1.546,61
SE 230/69 kV RIO LARGO II (Ampliação/Adequação)						25.716,31	16.205,64	2.284,31	3.709,74
4° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2035	1	1	12623,3	12.623,30	7.954,82	1.121,30	1.820,99
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BPT		2035	1	1	8385,45	8.385,45	5.284,26	744,86	1.209,66
MIM - 230 kV		2035	1	1	1127,84	1.127,84	710,73	100,18	162,70
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2035	1	1	3254,95	3.254,95	2.051,17	289,13	469,55
MIM - 69 kV		2035	1	1	324,77	324,77	204,66	28,85	46,85
SE 230/69 kV MACEIÓ II Módulo Compacto BD3 (Ampliação/Adequação)						30.528,39	30.528,39	2.711,76	16.940,05
3° TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ		2029	1	1	17022,61	17.022,61	17.022,61	1.512,07	9.445,76
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BD3 Compacto		2029	1	1	3254,95	3.254,95	3.254,95	289,13	1.806,16
MIM - 69 kV		2029	1	1	310,06	310,06	310,06	27,54	172,05
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD3 Compacto		2029	1	1	8812,93	8.812,93	8.812,93	782,83	4.890,25
MIM - 230 kV		2029	1	1	1127,84	1.127,84	1.127,84	100,18	625,83
LT 69 kV CIDADE UNIVERSITÁRIA - MACEIÓ II, C1 (Nova)						10.720,68	9.926,56	952,29	5.067,10
Circuito Simples 69 kV, 1 X 740,8 MCM (FLINT), 6 km		2030	6	1	545,84	3.275,04	3.032,44	290,91	1.547,94
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Maceió II	2030	1	1	3510,38	3.510,38	3.250,35	311,82	1.659,17
MIM - 69 kV	Maceió II	2030	1	1	324,77	324,77	300,71	28,85	153,50
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS	Cidade Universitária	2030	1	1	3285,72	3.285,72	3.042,33	291,86	1.552,99
MIM - 69 kV	Cidade Universitária	2030	1	1	324,77	324,77	300,71	28,85	153,50

9.2. Alternativa 2 - LT 230 kV Penedo – Arapiraca III, C2 e Expansão da Transformação das SE Rio Largo II e Maceió II

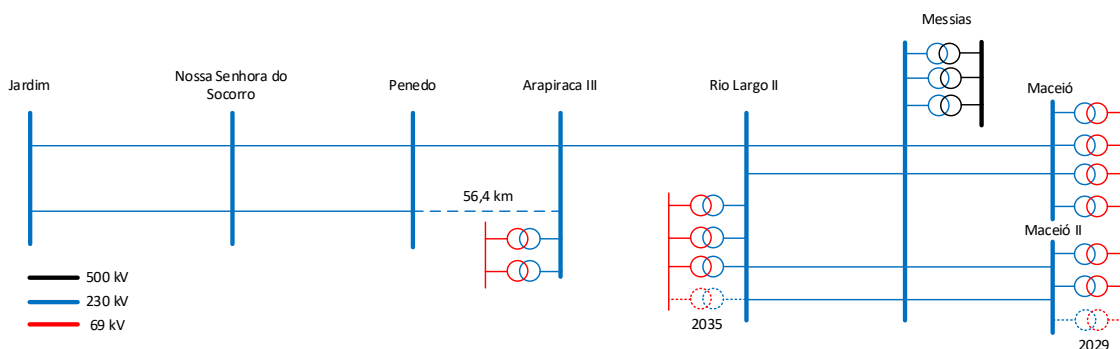


Figura 9-2: Diagrama esquemático – Alternativa 2

Além dos custos comuns à todas as alternativas, contabilizam-se os custos referentes à implantação da LT 230 kV Penedo – Arapiraca III, em 2029.

Tabela 9-2: Custos com investimentos da Alternativa 2 - Investimento (R\$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						139.834,30	129.529,50	12.421,12	66.151,50
LT 230 kV ARAPIRACA III - PENEDO, C2 (Nova)						72.868,92	72.868,92	6.472,76	40.434,60
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 56 km		2029	56,4	1	816,05	46.025,22	46.025,22	4.088,30	25.539,17
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Arapiraca III	2029	1	1	9.564,68	9.564,68	9.564,68	849,61	5.307,39
MIM - 230 kV	Arapiraca III	2029	1	1	1.069,96	1.069,96	1.069,96	95,04	593,72
MIG-A	Arapiraca III	2029	1	1	2.787,21	2.787,21	2.787,21	247,58	1.546,61
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Penedo	2029	1	1	9.564,68	9.564,68	9.564,68	849,61	5.307,39
MIM - 230 kV	Penedo	2029	1	1	1.069,96	1.069,96	1.069,96	95,04	593,72
MIG-A	Penedo	2029	1	1	2.787,21	2.787,21	2.787,21	247,58	1.546,61
SE 230/69 kV RIO LARGO II (Ampliação/Adequação)						25.716,31	16.205,64	2.284,31	3.709,74
4° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2035	1	1	12623,3	12.623,30	7.954,82	1.121,30	1.820,99
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BPT		2035	1	1	8385,45	8.385,45	5.284,26	744,86	1.209,66
MIM - 230 kV		2035	1	1	1127,84	1.127,84	710,73	100,18	162,70
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2035	1	1	3254,95	3.254,95	2.051,17	289,13	469,55
MIM - 69 kV		2035	1	1	324,77	324,77	204,66	28,85	46,85
SE 230/69 kV MACEIÓ II Módulo Compacto BD3 (Ampliação/Adequação)						30.528,39	30.528,39	2.711,76	16.940,05
3° TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ		2029	1	1	17022,61	17.022,61	17.022,61	1.512,07	9.445,76
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BD3 Compacto		2029	1	1	3254,95	3.254,95	3.254,95	289,13	1.806,16
MIM - 69 kV		2029	1	1	310,06	310,06	310,06	27,54	172,05
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD3 Compacto		2029	1	1	8812,93	8.812,93	8.812,93	782,83	4.890,25
MIM - 230 kV		2029	1	1	1127,84	1.127,84	1.127,84	100,18	625,83
LT 69 kV CIDADE UNIVERSITÁRIA - MACEIÓ II, C1 (Nova)						10.720,68	9.926,56	952,29	5.067,10
Circuito Simples 69 kV, 1 X 740,8 MCM (FLINT), 6 km		2030	6	1	545,84	3.275,04	3.032,44	290,91	1.547,94
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Maceió II	2030	1	1	3510,38	3.510,38	3.250,35	311,82	1.659,17
MIM - 69 kV	Maceió II	2030	1	1	324,77	324,77	300,71	28,85	153,50
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS	Cidade Universitária	2030	1	1	3285,72	3.285,72	3.042,33	291,86	1.552,99
MIM - 69 kV	Cidade Universitária	2030	1	1	324,77	324,77	300,71	28,85	153,50

9.3. Alternativa 3 - LT 230 kV Messias – Arapiraca III, C1 e Expansão da Transformação das SE Rio Largo II e Maceió II

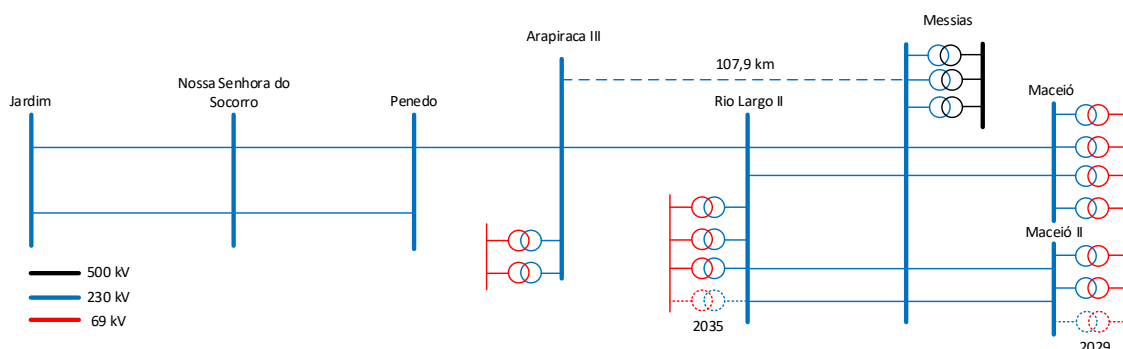


Figura 9-3: Diagrama esquemático – Alternativa 3

Além dos custos comuns à todas as alternativas, contabilizam-se os custos referentes à implantação da LT 230 kV Messias – Arapiraca III, em 2029.

Tabela 9-3: Custos com investimentos da Alternativa 3 - Investimento (R\$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						190.919,03	180.614,23	16.958,85	94.498,16
LT 230 kV MESSIAS - ARAPIRACA III, C1 (Nova)						123.953,65	123.953,65	11.010,48	68.781,26
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 119 km		2029	119	1	816,05	97.109,95	97.109,95	8.626,03	53.885,83
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Messias	2029	1	1	9.564,68	9.564,68	9.564,68	849,61	5.307,39
MIM - 230 kV	Messias	2029	1	1	1.069,96	1.069,96	1.069,96	95,04	593,72
MIG-A	Messias	2029	1	1	2.787,21	2.787,21	2.787,21	247,58	1.546,61
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Arapiraca III	2029	1	1	9.564,68	9.564,68	9.564,68	849,61	5.307,39
MIM - 230 kV	Arapiraca III	2029	1	1	1.069,96	1.069,96	1.069,96	95,04	593,72
MIG-A	Arapiraca III	2029	1	1	2.787,21	2.787,21	2.787,21	247,58	1.546,61
SE 230/69 kV RIO LARGO II (Ampliação/Adequação)						25.716,31	16.205,64	2.284,31	3.709,74
4° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2035	1	1	12.623,30	12.623,30	7.954,82	1.121,30	1.820,99
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BPT		2035	1	1	8.385,45	8.385,45	5.284,26	744,86	1.209,66
MIM - 230 kV		2035	1	1	1.127,84	1.127,84	710,73	100,18	162,70
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2035	1	1	3.254,95	3.254,95	2.051,17	289,13	469,55
MIM - 69 kV		2035	1	1	324,77	324,77	204,66	28,85	46,85
SE 230/69 kV MACEIÓ II Módulo Compacto BD3 (Ampliação/Adequação)						30.528,39	30.528,39	2.711,76	16.940,05
3° TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ		2029	1	1	17.022,61	17.022,61	17.022,61	1.512,07	9.445,76
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BD3 Compacto		2029	1	1	3.254,95	3.254,95	3.254,95	289,13	1.806,16

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
MIM - 69 kV		2029	1	1	310,06	310,06	310,06	27,54	172,05
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD3 Compacto		2029	1	1	8.812,93	8.812,93	8.812,93	782,83	4.890,25
MIM - 230 kV		2029	1	1	1.127,84	1.127,84	1.127,84	100,18	625,83
LT 69 kV CIDADE UNIVERSITÁRIA - MACEIÓ II, C1 (Nova)						10.720,68	9.926,56	952,29	5.067,10
Circuito Simples 69 kV, 1 X 740,8 MCM (FLINT), 6 km		2030	6	1	545,84	3.275,04	3.032,44	290,91	1.547,94
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Maceió II	2030	1	1	3.510,38	3.510,38	3.250,35	311,82	1.659,17
MIM - 69 kV	Maceió II	2030	1	1	324,77	324,77	300,71	28,85	153,50
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS	Cidade Universitária	2030	1	1	3.285,72	3.285,72	3.042,33	291,86	1.552,99
MIM - 69 kV	Cidade Universitária	2030	1	1	324,77	324,77	300,71	28,85	153,50

9.4. Alternativa 4 - Compensação Variável (-35/+50) Mvar 230 kV na SE Arapiraca III e Expansão da Transformação das SE Rio Largo II e Maceió II

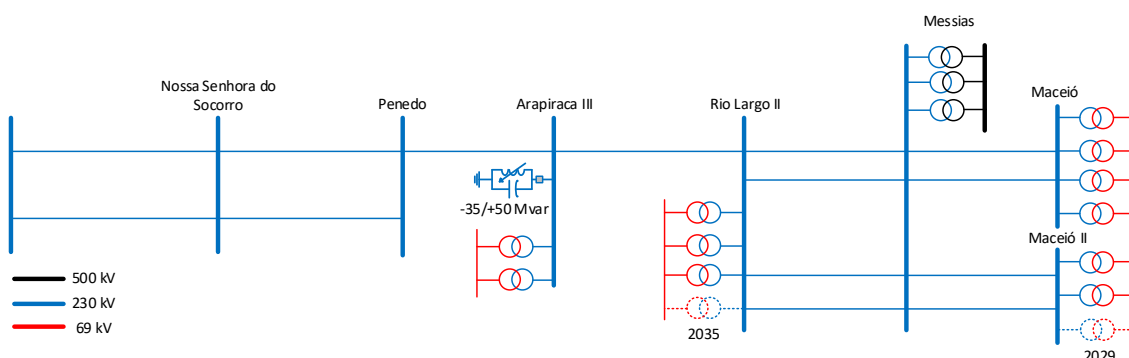


Figura 9-4: Diagrama esquemático – Alternativa 4

Além dos custos comuns à todas as alternativas, contabilizam-se os custos referentes à implantação de um SVC -35/+50 Mvar na SE Arapiraca III, em 2029.

Tabela 9-4: Custos com investimentos da Alternativa 4 - Investimento (R\$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						140.608,25	130.303,45	12.489,87	66.580,96
SE 230/69 kV ARAPIRACA III (Ampliação/Adequação)						73.642,87	73.642,87	6.541,51	40.864,06

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
Compensador Estático 230 kV, -35/+50 Mvar		2029	1	1	61.213,77	61.213,77	61.213,77	5.437,46	33.967,22
CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1	1	8.571,93	8.571,93	8.571,93	761,42	4.756,52
MIM - 230 kV		2029	1	1	1.069,96	1.069,96	1.069,96	95,04	593,72
MIG-A		2029	1	1	2.787,21	2.787,21	2.787,21	247,58	1.546,61
SE 230/69 kV RIO LARGO II (Ampliação/Adequação)						25.716,31	16.205,64	2.284,31	3.709,74
4° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2035	1	1	12.623,30	12.623,30	7.954,82	1.121,30	1.820,99
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BPT		2035	1	1	8.385,45	8.385,45	5.284,26	744,86	1.209,66
MIM - 230 kV		2035	1	1	1.127,84	1.127,84	710,73	100,18	162,70
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2035	1	1	3.254,95	3.254,95	2.051,17	289,13	469,55
MIM - 69 kV		2035	1	1	324,77	324,77	204,66	28,85	46,85
SE 230/69 kV MACEIÓ II Módulo Compacto BD3 (Ampliação/Adequação)						30.528,39	30.528,39	2.711,76	16.940,05
3° TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ		2029	1	1	17.022,61	17.022,61	17.022,61	1.512,07	9.445,76
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BD3 Compacto		2029	1	1	3.254,95	3.254,95	3.254,95	289,13	1.806,16
MIM - 69 kV		2029	1	1	310,06	310,06	310,06	27,54	172,05
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD3 Compacto		2029	1	1	8.812,93	8.812,93	8.812,93	782,83	4.890,25
MIM - 230 kV		2029	1	1	1.127,84	1.127,84	1.127,84	100,18	625,83
LT 69 kV CIDADE UNIVERSITÁRIA - MACEIÓ II, C1 (Nova)						10.720,68	9.926,56	952,29	5.067,10
Circuito Simples 69 kV, 1 X 740,8 MCM (FLINT), 6 km		2030	6	1	545,84	3.275,04	3.032,44	290,91	1.547,94
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Maceió II	2030	1	1	3.510,38	3.510,38	3.250,35	311,82	1.659,17
MIM - 69 kV	Maceió II	2030	1	1	324,77	324,77	300,71	28,85	153,50
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS	Cidade Universitária	2030	1	1	3.285,72	3.285,72	3.042,33	291,86	1.552,99
MIM - 69 kV	Cidade Universitária	2030	1	1	324,77	324,77	300,71	28,85	153,50

9.5. Comparação Econômica das Alternativas

A Tabela 9-5 a seguir, sintetiza os parâmetros econômicos e o custo total de cada uma das alternativas estudadas, incluindo as perdas, em um período de 10 anos.

Tabela 9-5: Comparação Econômica das Alternativas - Investimento + Perdas (R\$ x 1000)

Alternativa	CAPEX TOTAL	Rendimentos Necessários	Dif. Perdas	Total	(%)	Ranking
Alternativa 1	187.235,07	92.453,95	4.390,14	96.844,09	102,5%	3º
Alternativa 2	139.834,30	66.151,50	28.986,57	95.138,06	100,7%	2º
Alternativa 3	190.919,03	94.498,16	0,00	94.498,16	100,0%	1º
Alternativa 4	140.608,25	66.580,96	38.799,90	105.380,86	111,5%	4º

- A Alternativa 2 apresenta os menores custos de investimentos e de rendimentos necessários, enquanto a Alternativa 3, possui as menores perdas, com um diferencial de perdas entre elas de cerca de 28,9 milhões de Reais. Já a Alternativa 4 apresenta as maiores perdas, sendo cerca de 38,8 milhões superior à Alternativa 3.
- Ao compor os rendimentos necessários com o diferencial de perdas de cada alternativa a Alternativa 3 apresenta um custo total da ordem de 360 mil Reais inferior à segunda colocada, Alternativa 2, o que representa um custo 0,7% superior ao da alternativa vencedora.
- Apesar da Alternativa 3 possuir os maiores custos de investimento, a redução de perdas proporcionado por esta alternativa é suficiente para torná-la mais atrativa do ponto de vista econômico.

Conclui-se que a Alternativa 3 é a de menor custo global dentre as 4 alternativas analisadas e ainda proporciona uma nova fonte de suprimento à SE Arapiraca III, SE Messias, sendo, portanto, a solução recomendada para o atendimento às cargas da região do Agreste de Alagoas.

10. CURTO-CIRCUITO

O cálculo dos níveis de curto-circuito foi efetuado para o caso base original e para a alternativa vencedora (Alternativa 3), ambos os casos com o sistema em regime subtransitário, com todas as máquinas sincronizadas, todas as linhas de transmissão e elementos shunt energizados. Nessa avaliação utilizou-se a Base de Dados de Curto-Circuito referente ao ano 2029 atualizada com as obras recomendadas nesse estudo.

Os valores de corrente de curto-circuito trifásico e monofásico, além da relação X/R para as principais subestações de interesse do estudo são apresentadas na Tabela 10-1.

Tabela 10-1– Correntes de curto-circuito referentes aos anos 2029 e 2038

Identificação		Ano 2029 - Caso Base				Ano 2029 com obras da alternativa recomendadas			
Subestação	Tensão (kV)	3 ϕ (kA)	X/R	1 ϕ (kA)	X/R	3 ϕ (kA)	X/R	1 ϕ (kA)	X/R
ANGELIM	230.0	36.28	12.87	38.16	10.76	36.34	12.82	38.20	10.74
RIO LARGO	230.0	16.42	9.26	17.33	9.18	16.51	9.20	17.43	9.08
RIO LARGO	69.0	14.42	35.29	4.66	164.1	14.45	35.22	4.66	163.9
PENEDO	230.0	5.08	5.80	5.72	6.69	5.56	5.84	6.11	6.79
PENEDO	69.0	9.08	10.64	5.24	20.06	9.52	11.15	5.33	21.08
MESSIAS	500.0	9.97	11.10	11.26	13.33	10.06	11.08	11.38	13.22
MESSIAS	230.0	19.54	10.46	21.92	11.46	19.80	10.38	22.25	11.27
MACEIÓ	230.0	11.42	7.59	11.82	9.22	11.50	7.54	11.88	9.16
MACEIÓ II	230.0	12.85	9.15	12.89	9.40	12.96	9.09	12.98	9.33
MACEIÓ	69.0	15.26	19.05	4.51	29.40	15.31	19.04	4.51	29.40
MACEIÓ II	69.0	15.62	18.58	7.92	55.05	15.67	18.56	7.93	55.11
JARDIM	230.0	26.85	20.77	30.78	20.56	27.08	20.35	30.98	20.24
N.S. SOCORRO	230.0	25.90	19.39	28.60	16.24	26.14	19.02	28.79	16.03
ARAPIRACA	230.0	3.49	5.56	4.21	6.51	5.28	6.02	5.95	7.05
ARAPIRACA	69.0	7.32	8.92	3.65	27.00	9.30	11.51	3.92	41.08

Em valores absolutos (em kA) os níveis de curto-circuito, estão abaixo da capacidade interrupção nominal simétrica de disjuntores classe 500 kV (50,0 kA), 230 kV (40,0 kA) e 69 kV (31,5 kA).

Em termos percentuais a barra mais impactada em seus níveis de curto-circuito, devido ao conjunto de obras recomendado é a SE Arapiraca, cuja variação do curto-circuito trifásico é cerca de 50% enquanto o curto-circuito monofásico aumenta em torno de 40%. Apesar da variação percentual ser expressiva seus níveis de curto-circuito permanecem longe dos limites dos equipamentos tanto do setor 230 kV quanto 69 kV.

A influência das obras na evolução dos níveis de curto-circuito está apresentada na tabela a seguir.

Tabela 10-2– Evolução (%) dos níveis de curto-circuito de 2029 devido às obras recomendadas

Identificação		Evolução (%) dos níveis de CC	
Subestação	Tensão (kV)	3Ø	1Ø
ARAPIRACA	230	51.54	41.26
ARAPIRACA	69	27.09	7.54
PENEDO	230	9.37	6.90
PENEDO	69	4.80	1.78
MESSIAS	230	1.32	1.54
MESSIAS	500	0.89	1.00
N.S. SOCORRO	230	0.90	0.66
MACEIÓ II	230	0.86	0.65
JARDIM	230	0.86	0.66
MACEIÓ	230	0.77	0.57
RIO LARGO	230	0.56	0.58
MACEIÓII	69	0.31	0.11
MACEIÓ	69	0.31	0.06
ANGELIM	230	0.16	0.12
RIO LARGO	69	0.15	0.03

11. AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS

Neste capítulo são apresentadas análises técnicas e de otimização visando definir as especificações básicas das novas Linhas de Transmissão (LT) aéreas listadas na Tabela 11-1.

Tabela 11-1 Relação das LT avaliadas

	Tensão	De	Para	Comprimento [km]
LT1 (C1, CS)	230 kV	Messias	Arapiraca III	119

⁽¹⁾ CS – Estruturas de Circuito Simples.

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

11.1. Dados e Premissas

Os dados ambientais predominantes e preliminares para as análises técnicas e definição das capacidades de corrente estão dispostos na Tabela 11-2, por LT avaliada, conforme ordem apresentada. Nota-se que a temperatura do ar corresponde à maior máxima média mensal registrada nas estações de medição localizadas mais próximas das LT [9].

Tabela 11-2 Dados do ambiente

	LT 1
Temperatura do ar [°C]	34
Vento p/ cálculo de temperatura [m/s]	1
Radiação solar [W/m ²]	1000
Altitude média [m]	151
Altitude máxima [m]	250
DRA ¹ [p.u.]	0,95
Vento p/ balanço (50 anos, 30 s, 10 m) [km/h]	100

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

Na Tabela 11-3 estão apresentados os parâmetros econômicos considerados na otimização. Os fluxos e fatores de perdas utilizados estão apresentados na Tabela 11-4. Já a Tabela 11-5 apresenta os carregamentos máximos verificados nos estudos de fluxo de potência em condição normal de operação e em emergência, decorrente de contingência no sistema, conforme resultados apresentados no item 8.

Tabela 11-3 Dados para avaliação econômica

Custo das perdas de energia [R\$/MWh]	218,31
Período [anos]	30
Taxa de desconto anual [%]	8
Banco de preços	Ref. ANEEL – 2024/04 ¹

Tabela 11-4 Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas

Duração [Anos]	LT1	
	Fluxo¹ [MVA]	Fator de Perdas
1	123,8	0,54
1	123,6	0,53
1	123,0	0,54
1	123,4	0,55
1	125,8	0,54
1	126,2	0,54
1	127,5	0,55
1	127,9	0,55
1	128,4	0,54
21	128,1	0,56

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

Tabela 11-5 Dados do sistema – Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação

Linha	Fluxo¹ [MVA]	
	Normal	Emergência
LT 230 kV Messias – Arapiraca III, C1	128,4	187,3

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

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

¹ Atualizado pela EPE conforme [10].

11.2. Critérios Para Análises Elétricas e Comparações Econômicas

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

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

11.3. Avaliações Econômicas

11.3.1. Seleção dos cabos condutores – LT1: LT 230 kV Messias – Arapiraca III, C1, CS

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

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções economicamente equivalentes, dentre as soluções candidatas, são aquelas apresentadas na Tabela 11-6.

Como pode se verificar, a configuração de menor custo total é a 1 x RAIL (954 MCM). No entanto, por possuir um menor custo de instalação e estar inserida nas soluções economicamente equivalentes, escolhe-se a configuração 1 x TERN (795 MCM).

Tabela 11-6 Configurações com menor custo total – LT2

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre Custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
RAIL	1	655,9	272,8	928,7	100,0
RUDDY	1	638,4	290,5	928,9	100,0
ORTOLAN	1	679,7	250,5	930,2	100,2
BLUEJAY	1	702,9	231,5	934,4	100,6
BUNTING	1	725,8	215,5	941,3	101,4
TERN	1	612,3	332,3	944,6	101,7
BITTERN	1	749,1	201,7	950,8	102,4

11.4. Características Técnicas da Solução de Referência

11.4.1. Características elétricas – LT1

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e as capacidades de corrente especificadas para esta LT estão sumarizados na Tabela 11-7.

Tabela 11-7 Características elétricas básicas dos novos trechos de seccionamento da LT 500 kV – LT1

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω/km]	x [Ω/km]	b [$\mu\text{S}/\text{km}$]
Circuito Simples	CAA 1 x TERN (795 MCM)	770	1015	+	0,0820	0,4856	3,4117
				0	0,4235	1,4323	2,2121
				mut.0	-	-	-

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

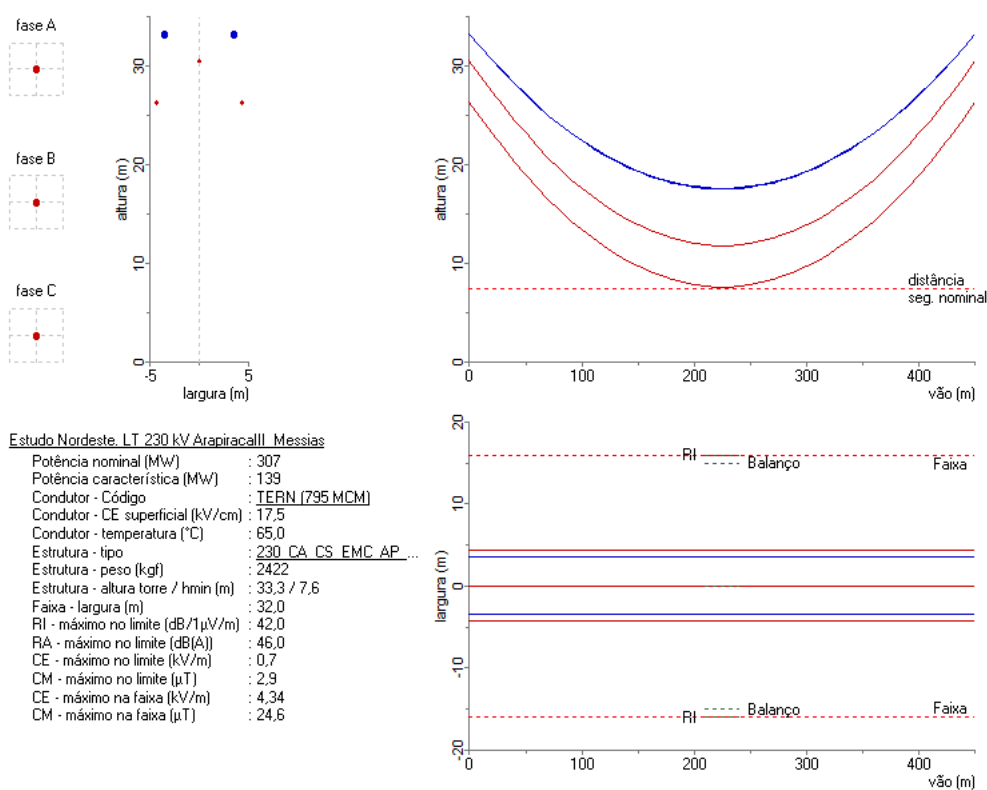


Figura 11-1 Dados técnicos básicos da LT 230 kV Messias – Arapiraca III, C1, CS

11.4.2. Características construtivas – LT1: LT 230 kV Messias – Arapiraca III, C1, CS

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas da silhueta típica e as respectivas flechas estão apresentadas na Tabela 11-8.

Tabela 11-8 Coordenadas da silhueta típica da LT 230 kV em CS

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Fase A	-4,30	26,4	18,8
Fase B	0,00	30,6	18,8
Fase C	4,30	26,4	18,8
Para-raios 1	-3,50	33,3	15,8
Para-raios 2	3,50	33,3	15,8

11.4.3. Estimativas iniciais para faixa de segurança

Com relação às faixas de segurança, a Tabela 11-9 apresenta o valor calculado pelo ELEKTRA, juntamente com a restrição técnica que a definiu. Não obstante, tendo em vista as incertezas nas premissas e metodologias de cálculo, foram realizadas análises de sensibilidade, variando-se alguns parâmetros e, por segurança, nesta fase, recomenda-se a adoção referencial do valor conforme coluna “Faixa Adotada”.

Tabela 11-9 Estimativas iniciais para faixa de segurança

	Faixa calculada [m]	Restrição	Faixa Adotada [m]
LT1	32	Radio-interferência	35

12. ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO DE CARGA

12.1. Manobra de Energização das Linhas de Transmissão

As manobras de energização são realizadas por meio de simulações de fluxo de carga, utilizando os casos de carga LEVE, cenário 4. Com isso pretende-se estabelecer os condicionantes para a realização das manobras e assim dimensionar a compensação reativa.

As simulações de energização, são realizadas para o ano 2029, onde a LT 230 kV Messias – Arapiraca III C1 será energizada por ambos os seus terminais a fim de identificar se haverá necessidade de compensação reativa shunt ou algum condicionante sistêmico para a realização da manobra.

O caso é ajustado, sempre que possível, com a máxima tensão operativa no terminal por onde se iniciará a manobra. Como critério de avaliação, considera-se a tensão no terminal aberto da linha, que não deverá exceder 1,10 pu, nem será permitido que as barras adjacentes violem o limite operativo para a tensão durante o processo de energização.

De acordo com os resultados apresentados nas Figura 12-1 e Figura 12-2, a energização da LT 230 kV Messias – Arapiraca III C1, é plenamente viável sem necessidade de compensação reativa, a partir da máxima tensão operativa pelo terminal de Messias o que denota o sentido preferencial para a execução da manobra. Já para energização da linha pelo terminal de Arapiraca III a tensão de partida deverá ser limitada a 1,034 pu, de forma que não haja sobretensão superior ao limite de 1,05 pu na SE Arapiraca III.

As figuras a seguir apresentam os condicionantes para a realização da energização da LT 230 kV Messias – Arapiraca III C1, pelos seus terminais.

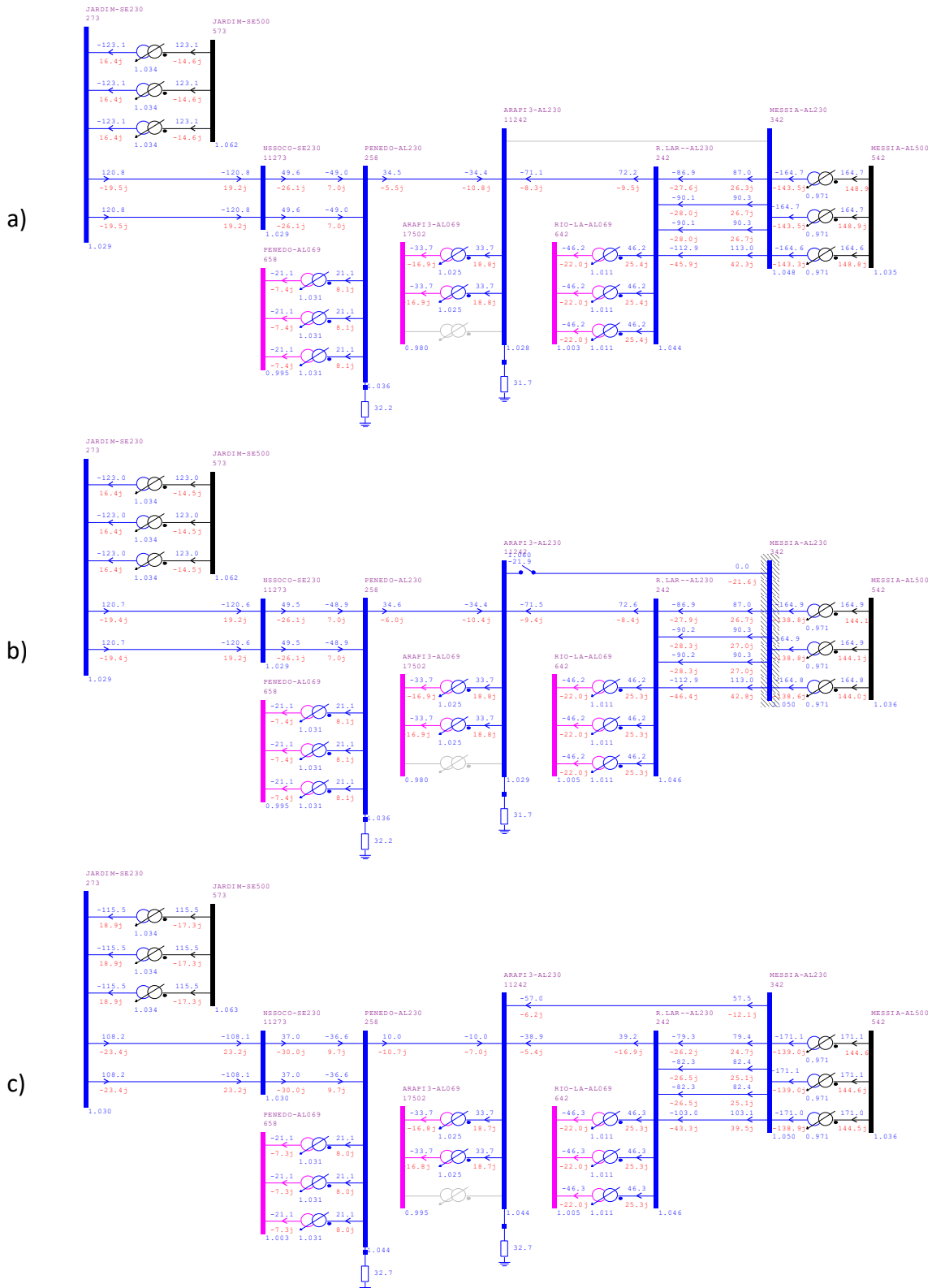


Figura 12-1 Processo de energização da LT 230 kV Messias – Arapiraca III C1, pelo terminal da SE Messias

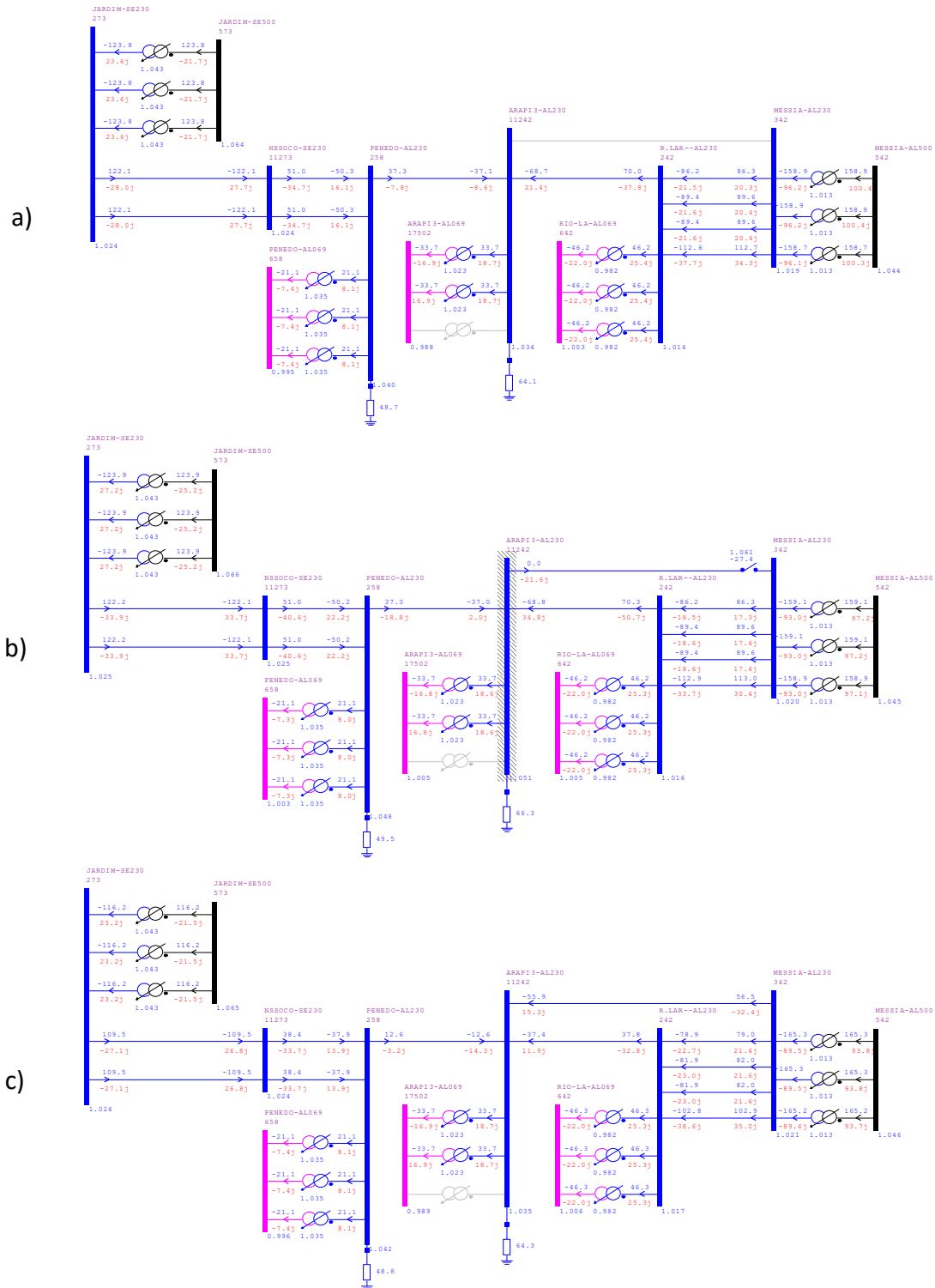


Figura 12-2 Processo de energização da LT 230 kV Messias – Arapiraca III C1, pelo terminal da SE Arapiraca III

12.2. Rejeição de carga

As simulações de rejeição de carga consideram os casos de carga MÉDIA, ano 2029, cenário 3, a fim de estudar a necessidade de implantação de compensação shunt nos terminais das linhas de transmissão, a fim de protegê-las de sobretensões decorrentes de aberturas intempestivas.

Analisa-se a tensão no terminal aberto da linha e das barras adjacentes ao circuito, na tensão sustentada, que não deve exceder 1,10 pu.

De acordo com os resultados apresentados na Figura 12-3 e na Figura 12-4, as sobretensões encontradas, devido às rejeições de carga da LT 230 kV Messias – Arapiraca III C1, sobre os seus terminais e no terminal aberto não apresentam risco à integridade dos equipamentos lá instalados.

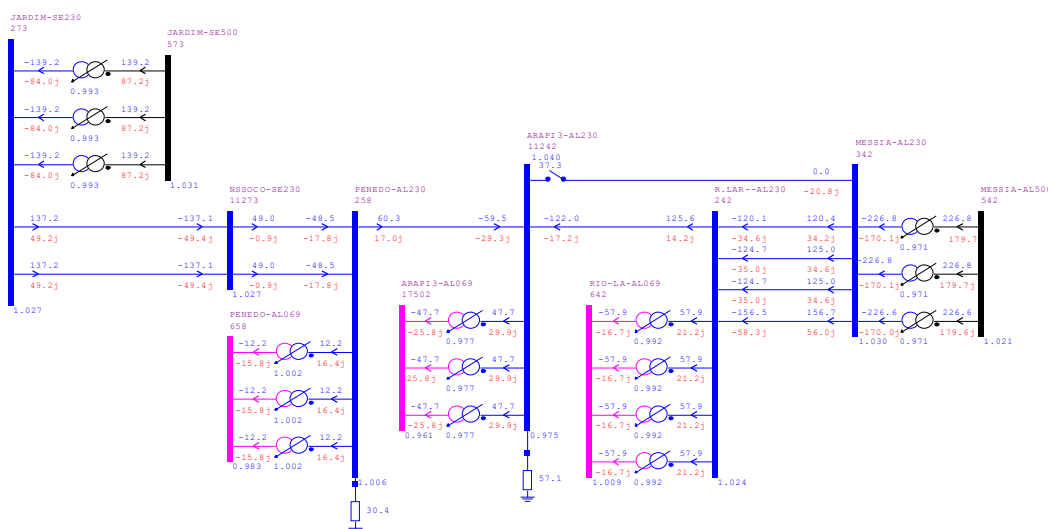


Figura 12-3 Rejeição de carga da LT 230 kV Messias – Arapiraca III C1, sobre a SE Messias

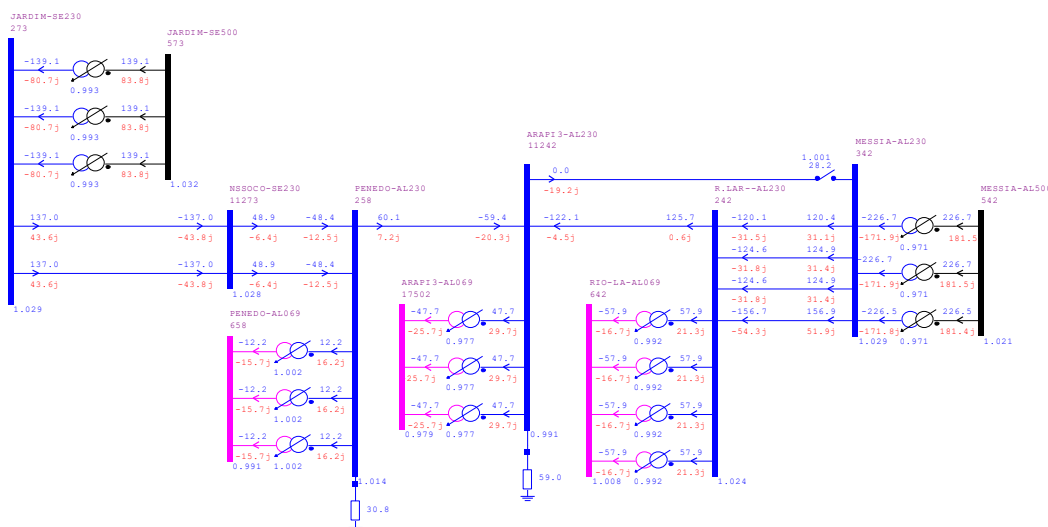


Figura 12-4 Rejeição de carga da LT 230 kV Messias – Arapiraca III C1, sobre a SE Arapiraca III

13. Dispensa de Estudos R2

Não foi identificada a necessidade de elaboração de análise de Transitórios Eletromagnéticos de Manobra (TEM) na fase de planejamento. Logo, recomenda-se a dispensa de elaboração dos relatórios R2 associados. Entretanto, sugere-se que, caso sejam identificadas nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores elevadas sobretensões, correntes e/ou energias nos para-raios de óxido metálico, bem como algum fenômeno de interação relevante entre o elemento 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.

14. REFERÊNCIAS

- [1] Ofício nº 101/2024/DPOTI/SNTEP-MME do Departamento de Planejamento e Outorgas de Transmissão e Distribuição e Interligações Internacionais do Ministério de Minas e Energia dirigido ao Diretor da Engenharia Aplicada da Eletrobras – maio de 2024.
- [2] Diagnóstico Regional da Rede Elétrica – PDE 2034, VOLUME II – GET Nordeste - Alagoas | Bahia | Ceará | Paraíba Pernambuco | Piauí | Rio Grande do Norte | Sergipe – setembro de 2025.
- [3] Anexo A - Termo de Referência Serviços Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Número da Requisição 3700003429, do processo RFP CHSF-COR-CP-0327-2024 - julho de 2024.
- [4] Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão - CCPE/CTET – outubro de 2002.
- [5] Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica Nº EPE-DEE-DEA-NT-004/2020rev0 - dezembro de 2020.
- [6] EPE-DEE-IT-064/2024 Atualização dos Parâmetros Econômicos de Referência para os Estudos de Expansão da Transmissão do Ciclo de Planejamento 2024.
- [7] EPE-DEE-NT-012-2018-rev1 - Definição de Parâmetros Iniciais Para o Planejamento de Linhas de Transmissão Aéreas - julho de 2022.
- [8] <https://www.cepel.br/produtos/elektra/>
- [9] INMET. Normal Climatológico do Brasil 1981-2010: Temperatura Máxima. <http://www.inmet.gov.br/portal/>
- [10] EPE-DEE-IT-064/2024 – Atualização dos Parâmetros Econômicos de Referência para os Estudos de Expansão da Transmissão do Ciclo de Planejamento 2024. Informe Técnico. 2024
- [11] ONS. Procedimentos de Rede – Submódulo 2.7 – Requisitos Mínimos Para Linhas de Transmissão. 2022.
- [12] EPE-DEA-SMA-NT-017/2025-rev0 – “ Análise Socioambiental - Solução para problema de tensão na região de Arapiraca e Penedo”

15. EQUIPE TÉCNICA

Luiz Antônio Magnata da Fonte – CREA/PE

Marcelo José de Albuquerque Maia – CREA/PB Nº 161533327-4

Fernando Rodrigues Alves – CREA-PB nº 160096803-1

16. ANEXOS

16.1. Parâmetros de Equipamentos

I - Linhas de transmissão

Tabela 16-1 - Características Elétricas das linhas de transmissão recomendadas

Linha de transmissão	Tensão (kV)	Extensão (km)	Condutor		
			Número por fase	Nome	Bitola (MCM)
LT 230 kV Messias – Arapiraca III, C1	230	119	1	Tern	795

Tabela 16-2: - Parâmetros elétricos das linhas de transmissão recomendadas

Linha de transmissão	km	Parâmetros elétricos											
		Longitudinais e transversais por unidade de comprimento						Longitudinais e transversais equivalentes					
		Sequência positiva			Sequência zero			Sequência positiva			Sequência zero		
		R1 (Ω/km)	X1 (Ω/km)	B1 (μS/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)	B0 (μS/km)	R1 (%)	X1 (%)	B1 (Mvar)	R0 (%)	X0 (%)	B0 (Mvar)
LT 230 kV Messias – Arapiraca III, C1	119	0,0820	0,4856	3,4117	0,4235	1,4323	2,2121	1,8289	10,8832	21,4887	9,1907	32,3515	13,6642

Tabela 16-3– Carregamentos máximos e capacidade das linhas de transmissão recomendadas

Linha de transmissão	Condutor (MCM)	Nível de Tensão (kV)	Máximo carregamento verificado em condição normal (A)	Máximo carregamento verificado em emergência (A)	Capacidade da LT em regime normal de operação/emergência (A)
LT 230 kV Messias – Arapiraca III, C1	795	230	128,4	187,3	707/1.015

II – Transformadores

Tabela 16-4- Parâmetros dos novos transformadores

Subestação	Transformação	Unidade	Capacidade [MVA]	X (%) na base de 100 MVA	Ligação	Δ TAP
Rio Largo II	230-69 kV	1	100/120	13%	YNd1	1,1 / 0,9
Maceió II	230-69 kV	1	200/240	6,82%	YNd1	1,1 / 0,9

aaa

16.2. Perdas Elétricas

A seguir são apresentadas as perdas elétricas em MW de cada alternativa, discretizadas por ano, patamares de carga e cenários de geração. O tempo de permanência em cada cenário está de acordo com o apresentado no item 5.1.2 deste relatório.

Tabela 16-5 - Perdas Elétricas [MW] – Carga Leve

	Cenário	Perda Ativa do SIN [MW]									
		2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Alternativa 1	CEN 1	2128,2	2101,7	2265	2377,9	2481,7	2702,1	3219,8	3232,6	3347,6	3458,6
	CEN 2	3021,9	3046	3249,1	3541,7	3626,4	3469,3	3804,9	3811,2	3401,5	3510,1
	CEN 3	2512,2	2523,1	2491,2	2452,9	2540,3	2557,1	2638,7	2676,1	2758,4	2929,1
	CEN 4	1423,9	1431,9	1511	1577,9	1595,2	1691,3	1802,4	1906,5	2032,2	2085,5
Alternativa 2	CEN 1	2129,2	2102,8	2266,1	2379,1	2483	2703,4	3221,2	3234,0	3349,0	3460,1
	CEN 2	3023,6	3047,5	3250,7	3543,5	3628,1	3470,9	3806,6	3813,0	3403,3	3511,8
	CEN 3	2513,5	2524,3	2492,4	2454,1	2541,5	2558,4	2640	2677,5	2759,9	2930,7
	CEN 4	1425,0	1432,9	1512,1	1578,9	1596,3	1692,4	1803,5	1907,6	2033,2	2086,6
Alternativa 3	CEN 1	2128,0	2101,5	2264,9	2377,8	2481,6	2702,0	3219,6	3232,4	3347,4	3458,4
	CEN 2	3021,8	3045,9	3249,0	3541,6	3626,3	3469,1	3804,7	3811,1	3401,3	3509,9
	CEN 3	2512,1	2522,9	2491,1	2452,7	2540,1	2556,9	2638,5	2675,9	2758,2	2928,9
	CEN 4	1423,8	1431,8	1510,9	1577,7	1595,0	1691,2	1802,2	1906,4	2032,0	2085,4
Alternativa 4	CEN 1	2129,3	2102,8	2266,2	2379,2	2483,1	2703,5	3221,2	3234,1	3349,1	3460,2
	CEN 2	3023,1	3047,5	3250,7	3543,5	3628,1	3471,0	3806,6	3813,1	3403,4	3512,0
	CEN 3	2513,6	2524,4	2492,5	2454,1	2541,5	2558,4	2640,1	2677,6	2759,9	2930,8
	CEN 4	1425,1	1433,0	1512,3	1579,1	1596,5	1692,6	1803,8	1907,9	2033,5	2086,9

Tabela 16-6 - Perdas Elétricas [MW] – Carga Média

	Cenário	Perda Ativa do SIN [MW]									
		2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Alternativa 1	CEN 1	6196,2	6201,7	6303,9	6357,6	6370,9	6522,6	6930,4	7034,5	7101,7	7561,6
	CEN 2	6009,3	5982,2	6073,8	6190,2	6392,9	6628,9	6817,8	7041,2	7237,1	7452,1
	CEN 3	4399,9	4485,2	4808,5	5032,9	5319,4	5601,2	5828,7	5968,8	6269,6	6716,4
	CEN 4	4992,8	5057,5	5095,5	5327,8	5447,8	5825,1	6058,7	6346,2	6088,4	6322,5
Alternativa 2	CEN 1	6198,1	6203,6	6305,7	6359,5	6372,8	6524,6	6932,5	7036,7	7103,9	7564,5
	CEN 2	6012,5	5985,3	6077,2	6193,4	6395,9	6631,9	6821,6	7044,8	7240,3	7455,2
	CEN 3	4400,7	4486,2	4809,5	5034,0	5320,6	5602,6	5830,2	5970,3	6271,1	6718,2
	CEN 4	4994,5	5059,1	5097,1	5329,4	5449,4	5826,8	6060,6	6348,1	6090,0	6324,1
Alternativa 3	CEN 1	6195,9	6201,4	6303,5	6357,2	6370,5	6522,2	6930,0	7034,1	7101,2	7561,1
	CEN 2	6008,9	5981,7	6073,4	6189,7	6392,4	6628,5	6817,2	7040,7	7236,6	7451,6
	CEN 3	4399,6	4484,9	4808,2	5032,6	5319,0	5600,8	5828,4	5968,5	6269,2	6716,0
	CEN 4	4992,5	5057,2	5095,1	5327,4	5447,5	5824,7	6058,3	6345,8	6088,0	6322,1
Alternativa 4	CEN 1	6198,6	6204,2	6306,4	6360,2	6373,5	6525,4	6933,3	7037,6	7104,8	7565,8
	CEN 2	6013,3	5986,1	6078,1	6194,3	6396,6	6632,6	6822,6	7045,9	7241,2	7456,1
	CEN 3	4401,6	4487,1	4810,4	5034,8	5321,6	5603,6	5831,1	5971,3	6272,3	6719,2
	CEN 4	4995,2	5059,8	5097,9	5330,3	5450,3	5827,7	6061,3	6349,1	6091,1	6325,3

Tabela 16-7 - Perdas Elétricas [MW] – Carga Pesada

	Cenário	Perda Ativa do SIN [MW]									
		2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Alternativa 1	CEN 1	5474,8	5025,7	5552,4	5748,0	5926,4	5941,1	6020,1	6063,8	6127,2	6287,2
	CEN 2	4555,8	4673,4	4934,4	4924,5	4872,0	5217,2	5084,8	4960,3	5360,1	5269,5
	CEN 3	5085,3	5316,6	5470,9	5028,1	4942,3	5198,0	5475,9	5054,4	5480,5	5648,0
	CEN 4	3080,4	3268,7	3528,6	3755,3	3862,5	3871,7	4026,0	4219,9	4306,3	4571,4
Alternativa 2	CEN 1	5477,4	5028,1	5554,9	5750,5	5928,9	5943,7	6022,9	6066,5	6129,9	6290,0
	CEN 2	4557,9	4675,2	4936,2	4926,3	4874,0	5218,3	5086,0	4961,6	5361,4	5270,9
	CEN 3	5086,7	5318,3	5472,6	5029,7	4943,7	5200,2	5477,5	5055,2	5481,0	5648,6
	CEN 4	3081,1	3269,3	3529,3	3756,4	3862,8	3872,8	4026,4	4221,1	4306,6	4571,8
Alternativa 3	CEN 1	5474,4	5025,4	5552,1	5747,6	5926,0	5940,7	6019,7	6063,3	6126,7	6286,7
	CEN 2	4555,5	4673,1	4934,0	4924,2	4871,7	5216,9	5084,5	4960,0	5359,8	5269,1
	CEN 3	5084,9	5316,0	5470,3	5027,6	4941,9	5197,4	5475,5	5054,0	5480,1	5647,5
	CEN 4	3080,2	3268,4	3528,4	3755,0	3862,3	3871,4	4025,8	4219,5	4306,0	4571,2
Alternativa 4	CEN 1	5477,6	5028,4	5555,2	5750,9	5929,3	5944,1	6023,4	6066,9	6130,4	6290,6
	CEN 2	4558,3	4675,7	4936,8	4926,9	4874,5	5219,2	5086,8	4962,4	5362,3	5271,7
	CEN 3	5105,3	5320,5	5476,1	5031,2	4944,6	5202,4	5478,7	5056,3	5482,4	5650,0
	CEN 4	3081,8	3270,0	3530,0	3757,1	3863,8	3873,5	4027,5	4221,9	4307,7	4573,0

Ponderando-se as perdas apresentadas nas tabelas anteriores, segundo a permanência de cada patamar de carga, tem-se as perdas médias anuais (em MW), apresentadas na tabela a seguir. A partir da consolidação de perdas anuais é calculado o diferencial de perdas apresentado na Tabela 16-8

Tabela 16-8- Consolidação de Perdas Elétricas Anuais [MW]

	Perda Ativa do SIN [MW]									
	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Alternativa 1	4.380,04	4.402,71	4.551,36	4.673,44	4.790,18	4.975,17	5.217,49	5.329,65	5.398,45	5.644,15
Alternativa 2	4.381,73	4.404,37	4.553,07	4.675,18	4.791,88	4.976,96	5.219,43	5.331,60	5.400,26	5.646,12
Alternativa 3	4.379,77	4.402,42	4.551,06	4.673,12	4.789,86	4.974,84	5.217,14	5.329,33	5.398,09	5.643,79
Alternativa 4	4.382,76	4.404,94	4.553,74	4.675,78	4.792,47	4.977,61	5.220,07	5.332,32	5.401,01	5.646,94

Tabela 16-9- Diferencial de Perdas Elétricas Anuais [MW]

	Perda Ativa do SIN [MW]									
	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Alternativa 1	0,27	0,29	0,29	0,32	0,32	0,33	0,35	0,33	0,37	0,36
Alternativa 2	1,96	1,96	2,01	2,06	2,02	2,11	2,29	2,27	2,17	2,33
Alternativa 3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Alternativa 4	2,99	2,52	2,68	2,66	2,61	2,77	2,93	3,00	2,93	3,14

Custeando-se as perdas pela tarifa de 218,31 R\$/MWh e calculando o valor presente, obtém-se os valores apresentados na tabela a seguir.

Tabela 16-10- Valoração do Diferencial de Perdas Elétricas Anuais e cálculo do VP [R\$ x 10³]

	Perda Ativa do SIN [MW]										VPL
	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
Alternativa 1	509,87	563,65	563,65	619,42	607,46	625,39	663,23	625,39	703,06	695,10	4.064
Alternativa 2	3.746,35	3.740,38	3.835,98	3.937,56	3.863,85	4.041,12	4.381,67	4.343,83	4.154,61	4.449,38	26.834
Alternativa 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alternativa 4	5.716,34	4.825,86	5.116,66	5.090,75	4.993,14	5.295,90	5.600,59	5.728,06	5.600,58	6.012,86	35.919

16.3. Fichas PET

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: AL
LT 230 kV MESSIAS - ARAPIRACA III, C1 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2029
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Solução para Problema de Tensão na Região de Arapiraca e Penedo

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

Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 119 km	97.109,95
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Messias	9.564,68
MIM - 230 kV // Messias	1.069,96
MIG-A // Messias	2.787,21
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Arapiraca III	9.564,68
MIM - 230 kV // Arapiraca III	1.069,96
MIG-A // Arapiraca III	2.787,21

Total de Investimentos Previstos: 123.953,65

Situação atual:

Observações:

Solução para Problema de Tensão na Região de Arapiraca e Penedo

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: AL
SE 230/69 kV RIO LARGO II (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2035
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Solução para Problema de Tensão na Região de Arapiraca e Penedo

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

4° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	12.623,30
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BPT	8.385,45
MIM - 230 kV	1.127,84
1 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	3.254,95
MIM - 69 kV	324,77

Total de Investimentos Previstos:

25.716,31

Situação atual:

Observações:

Solução para Problema de Tensão na Região de Arapiraca e Penedo

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:

UF: **AL****SE 230/69 kV MACEIÓ II (Ampliação/Adequação)**DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2029**

Módulo Compacto BD3

PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses****Justificativa:**

Solução para Problema de Tensão na Região de Arapiraca e Penedo

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

3° TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ	17.022,61
1 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BD3 Compacto	3.254,95
MIM - 69 kV	310,06
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD3 Compacto	8.812,93
MIM - 230 kV	1.127,84

Total de Investimentos Previstos:**30.528,39****Situação atual:****Observações:**

Solução para Problema de Tensão na Região de Arapiraca e Penedo

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.