



Relatório R1

ESTUDOS PARA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

**Análise Técnico-Econômica de
Alternativas: Relatório R1**

Estudo de Atendimento Elétrico à Região
Sul de Roraima

JULHO DE 2026

■ Colaboradores

RELATÓRIO R1

EPE-DEE-RE-044/2026-REV0

Coordenação Geral

Reinaldo da Cruz Garcia

Coordenação Executiva

Thiago Dourado Martins

Marcos Vinícius Farinha

Coordenação Técnica

Rafael Theodoro Alves e Mello (EPE)

Equipe Técnica

Fabiano Schmidt

Igor Chaves

João Alves da Silva Neto

Luiz Felipe Froede Lorentz

Marcelo Willian Henriques Szrajbman

Maria de Fátima de Carvalho Gama

Matias Halmenschlager Hubert

Rafael de Carvalho Caetano

Renan Gonzaga Silva Dos Santos

Vinicius Ferreira Martins

Yan Ricardo Damasceno Rangel

Suporte Administrativo

Renata Cardozo Rios



VALOR PÚBLICO NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

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

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

ESTE RELATÓRIO R1 APRESENTA A AVALIAÇÃO DAS CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO À REGIÃO SUL DE RORAIMA. A ANÁLISE CONTEMPLA OS ASPECTOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS, COM RECOMENDAÇÃO DA ALTERNATIVA DE EXPANSÃO MAIS ADEQUADA PARA ESTA REGIÃO



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Ministro de Estado

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo

Gustavo Cerqueira Ataíde

Secretária Nacional de Transição Energética e Planejamento

Mariana De Assis Espécie



Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e

Ambientais

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Reinaldo da Cruz Garcia

Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e

Biocombustíveis

Thiago Guilherme Ferreira Prado (interino)

Diretor de Gestão Corporativa

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

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

 Empresa de Pesquisa Energética	<i>Contrato</i>		<i>Data de assinatura</i>
<i>Projeto</i>			
ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO			
<i>Área de estudo</i>			
Análise Técnico-econômica			
<i>Sub-área de estudo</i>			
GET Norte			
<i>Produto (Nota Técnica ou Relatório)</i>			
EPE-DEE-RE-044/2026-rev0		Estudo de Atendimento Elétrico à Região Sul de Roraima	
<i>Revisões</i>	<i>Data</i>	<i>Descrição sucinta</i>	
rev0	28/07/2026	Emissão Original	

SUMÁRIO

SUMÁRIO	2
1. INTRODUÇÃO	8
2. CONCLUSÕES.....	9
3. RECOMENDAÇÕES.....	11
4. DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS	14
4.1. Critérios Básicos	14
4.1.1. Limites Operativos	14
4.1.2. Horizonte do Estudo	14
4.2. Base de Dados	15
4.2.1. Cenários de geração	15
4.2.2. Mercado.....	15
4.2.3. Considerações sobre MMGD	16
4.3. Perdas Elétricas	17
4.4. Parâmetros Econômicos	17
5. DIAGNÓSTICO	18
6. DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS	20
6.1. Alternativa 1.....	20
6.2. Alternativa 2.....	21
7. ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE	22
7.1. Alternativa 1.....	22
7.2. Alternativa 2.....	26
8. ANÁLISE ECONÔMICA.....	32
9. ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO.....	34
9.1. Energização da LT 500 kV Equador – Boa Vista C2 a partir de Equador	34
9.2. Energização da LT 500 kV Equador – Novo Paraíso II C1 a partir de Equador.....	36
9.3. Energização da LT 500 kV Novo Paraíso II – Boa Vista C1 a partir de Novo Paraíso II.....	37
9.4. Rejeição da LT 500 kV Equador – Boa Vista C2	39
9.5. Rejeição da LT 500 kV Equador – Novo Paraíso II C1.....	41
9.6. Rejeição da LT 500 kV Novo Paraíso II – Boa Vista C1	42
10. CURTO-CIRCUITO.....	44
11. ANÁLISE DE RESSONÂNCIA E EXTINÇÃO DE ARCO SECUNDÁRIO	46
11.1. Procedimentos e Critérios de Análise	46
11.2. Seccionamento da LT 500 kV Equador – Boa Vista, C1, em CD, na SE Novo Paraíso II	47
11.2.1. Trecho Equador - Novo Paraíso II, C1	48
11.2.2. Trecho Novo Paraíso II – Boa Vista, C1	50
11.3. Lâminas de terra das chaves seccionadoras de linha	53
12. AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS	54

12.1. Dados e Premissas.....	54
12.2. Critérios para as Análises Elétricas	54
12.3. Características Técnicas da Solução de Referência	55
12.3.1. Características Elétricas	55
12.3.2. Características Construtivas.....	55
12.3.3. Estimativas Iniciais para a Faixa de Segurança	56
13. RECOMENDAÇÕES PARA RELATÓRIO R2	57
14. ANÁLISE SOCIAMBIENTAL PRELIMINAR	58
15. REFERÊNCIAS.....	59
16. EQUIPE TÉCNICA.....	60
17. ANEXO	61
17.1. Caracterização da SE Novo Paraíso II 500/230/69 kV	61
17.2. Parâmetros das Linhas de Transmissão	62
17.3. Parâmetros dos Equipamentos.....	62
17.4. Plano de Obras e Estimativa de Investimentos	63
17.5. Diferencial de Perdas Elétricas das Alternativas.....	65
17.6. Consultas de Viabilidade de Expansão da SE Boa Vista	66
17.7. Diagrama da SE Equador	74
17.8. FICHAS PET/PELP	75

■ Lista de Figuras

Figura 1-1 – Localização da região sul de Roraima	8
Figura 3-1 – Diagrama esquemático da solução recomendada.....	12
Figura 3-2 – Arranjo da futura SE Novo Paraíso II 500/230/69 KV	13
Figura 5-1 – Fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação – Carga Máxima Não Coincidente – Ano 2032 – Sem obras – com a presença das UTEs Palmaplan e Baliza e da PCH Jatapu com geração plena	18
Figura 5-2 – Fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação – Carga Máxima Não Coincidente – Ano 2032 – Sem obras – com a presença das UTEs Palmaplan e Baliza e da PCH Jatapu – UTE Palmaplan gerando apenas 3 MW	19
Figura 6-1 – Diagrama esquemático da Alternativa 1	20
Figura 6-2 – Diagrama esquemático da Alternativa 2	21
Figura 7-1 – Alternativa 1 – Regime Normal de Operação – Norte Seco – Carga Mínima Noturna – 2032.....	22
Figura 7-2 – Alternativa 1 – Regime Normal de Operação – Norte Seco – Carga Máxima Noturna – 2040.....	23
Figura 7-3 – Alternativa 1 – Contingência de um dos bancos de autotransformadores 500/230 kV da SE Equador – Norte Seco – Carga Máxima Noturna – 2040	23
Figura 7-4 – Alternativa 1 – Contingência de uma das LTs 500 kV Lechuga - Equador – Carga Máxima Noturna – 2040	24
Figura 7-5 – Alternativa 1 – Contingência de uma das LTs 500 kV Equador – Boa Vista - Carga Máxima Noturna – 2040	24
Figura 7-6 – Alternativa 1 – Contingência de uma das LTs 230 kV Equador – Novo Paraíso II – Norte Seco – Carga Máxima Noturna – 2040.....	25
Figura 7-7 – Alternativa 1 – Contingência de um dos bancos de transformadores 230/69 kV da SE Novo Paraíso II – Norte Seco – Carga Máxima Noturna – 2040	25
Figura 7-8 – Alternativa 2 – Regime Normal de Operação – Norte Seco – Carga Mínima Noturna – 2032.....	27
Figura 7-9 – Alternativa 1 – Regime Normal de Operação – Norte Seco – Carga Máxima Noturna – 2040.....	27
Figura 7-10 – Alternativa 2 – Contingência de um dos bancos de autotransformadores 500/230 kV da SE Novo Paraíso II – Norte Seco – Carga Máxima Noturna – 2040.....	28
Figura 7-11 – Alternativa 2 – Contingência da LT 500 kV Equador – Novo Paraíso II C1 – Norte Seco – Carga Máxima Noturna – 2040	28
Figura 7-12 – Alternativa 2 – Contingência da LT 500 kV Novo Paraíso II - Boa Vista C1 – Norte Seco – Carga Máxima Noturna – 2040	29
Figura 7-13 – Alternativa 2 – Contingência da LT 500 kV Equador – Boa Vista C2 – Norte Seco – Carga Máxima Noturna – 2040	29
Figura 7-14 – Alternativa 2 – Contingência de uma das LTs 500 kV Lechuga – Equador – Norte Seco – Carga Máxima Noturna – 2040	30

Figura 7-15 – Alternativa 2 – Contingência de um dos bancos de transformadores 230/69 kV da SE Novo Paraíso II – Norte Seco – Carga Máxima Noturna – 2040	30
Figura 8-1 – Comparação econômica das alternativas	33
Figura 9-1 – Pré-Energização da LT 500 kV Equador – Boa Vista C2 a partir de Equador	35
Figura 9-2 – Energização da LT 500 kV Equador – Boa Vista C2 a partir da SE Equador	35
Figura 9-3 – Pré-Energização da LT 500 kV Equador – Novo Paraíso II C1 a partir de Equador	36
Figura 9-4 – Energização da LT 500 kV Equador – Novo Paraíso II C1 a partir da SE Equador	37
Figura 9-5 – Pré-Energização da LT 500 kV Novo Paraíso II – Boa Vista C1 a partir de Novo Paraíso II	38
Figura 9-6 – Energização da LT 500 kV Novo Paraíso II – Boa Vista C1 a partir de Novo Paraíso II...	38
Figura 9-7 – Pré-Rejeição da LT 500 kV Equador – Boa Vista C2	39
Figura 9-8 – Rejeição da LT 500 kV Equador – Boa Vista C2 com abertura na SE Equador.....	40
Figura 9-9 – Rejeição da LT 500 kV Equador – Boa Vista C2 com abertura na SE Boa Vista	40
Figura 9-10 – Rejeição da LT 500 kV Equador – Novo Paraíso II C1 com abertura na SE Equador ...	41
Figura 9-11 – Rejeição da LT 500 kV Equador – Novo Paraíso II C1 com abertura na SE Novo Paraíso II.....	42
Figura 9-12 – Rejeição da LT 500 kV Novo Paraíso II – Boa Vista C1 com abertura na SE Novo Paraíso II.....	43
Figura 9-13 – Rejeição da LT 500 kV Novo Paraíso II – Boa Vista C1 com abertura na SE Boa Vista.	43
Figura 11-1 – LT 500 kV Equador – Novo Paraíso II, C1. Prospecção das tensões de fase aberta, valor eficaz. C2 aberto e não aterrado e C1 com uma fase aberta. Reator shunt de 136,5 Mvar e de neutro de 600 Ω no terminal Equador. Terminal Equador	47
Figura 11-2 – LT 500 kV Equador – Novo Paraíso II, C1. Prospecção das tensões de fase aberta, valor eficaz. C1 aberto e não aterrado e C2 com uma fase aberta. Novo reator shunt de 80 Mvar solidamente aterrado no terminal Novo Paraíso II. Terminal Equador.....	48
Figura 11-3 – LT 500 kV Equador – Novo Paraíso II, C1. Prospecção das tensões de fase aberta, valor eficaz. C1 aberto e não aterrado e C2 com uma fase aberta. Novo reator shunt de 80 Mvar e de neutro de 600 Ω no terminal Novo Paraíso II. Terminal Equador	49
Figura 11-4 – LT 500 kV Equador – Novo Paraíso II, C1. Prospecção das correntes de arco secundário, valor eficaz. Novo reator shunt de 80 Mvar e de neutro de 600 Ω no terminal Novo Paraíso II. Terminal Equador.....	49
Figura 11-5 – LT 500 kV Novo Paraíso II – Boa Vista, C1. Prospecção das tensões de fase aberta, valor eficaz. C1 aberto e não aterrado e C2 com uma fase aberta. Novo reator shunt de 60 Mvar solidamente aterrado no terminal Novo Paraíso II. Reator shunt de 136,5 Mvar e de neutro de 600 Ω no terminal Boa Vista. Terminal Novo Paraíso II.....	50
Figura 11-6 – LT 500 kV Novo Paraíso II – Boa Vista, C1. Prospecção das tensões de neutro, valor eficaz. C1 aberto e não aterrado e C2 com uma fase aberta. Novo reator shunt de 60 Mvar solidamente aterrado no terminal Novo Paraíso II. Reator shunt de 136,5 Mvar e de neutro de 600 Ω no terminal Boa Vista. Terminal Novo Paraíso II.....	51
Figura 11-7 – LT 500 kV Novo Paraíso – Boa Vista, C1. Prospecção das tensões de fase aberta, valor eficaz. C1 aberto e não aterrado e C2 com uma fase aberta. Novo reator shunt de 60 Mvar no	

terminal Novo Paraíso e reator shunt de 136,5 Mvar no terminal Boa Vista, ambos aterrados por reator de neutro de 600 Ω . Terminal Novo Paraíso	51
Figura 11-8 – LT 500 kV Novo Paraíso II – Boa Vista, C1. Prospecção das tensões de neutro, valor eficaz. Novo reator shunt de 60 Mvar no terminal Novo Paraíso II e reator shunt de 136,5 Mvar no terminal Boa Vista, ambos aterrados por reator de neutro de 600 Ω . Terminal Boa Vista	52
Figura 11-9 – LT 500 kV Novo Paraíso II - Boa Vista, C1. Prospecção das correntes de arco secundário, valor eficaz. Novo reator shunt de 60 Mvar no terminal Novo Paraíso II e reator shunt de 136,5 Mvar no terminal Boa Vista, ambos aterrados por reator de neutro de 600 Ω . Terminal Novo Paraíso II	52
Figura 11-10 – Posicionamento recomendado para as chaves seccionadoras com lâminas de terra das entradas de linha da SE Novo Paraíso II	53
Figura 12-1 – Dados técnicos básicos do novo trecho de seccionamento 500 kV	55
Figura 17-1 – Arranjo da futura SE Novo Paraíso II 500/230/69 KV	61
Figura 17-2 – Arranjo da SE Equador 500 KV	74

■ Lista de Tabelas

Tabela 2-1 – Comparação econômica das alternativas: Investimento + Perdas (R\$ x 1000).....	9
Tabela 3-1 – Alternativa 2 – Principais obras em linhas de transmissão.....	11
Tabela 3-2 – Alternativa 2 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.....	11
Tabela 3-3 – Alternativa 2 – Principais obras em linhas de distribuição	11
Tabela 4-1 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão.....	14
Tabela 4-2 – Carga Bruta Máxima Noturna	15
Tabela 4-3 – Carga Bruta Máxima Diurna	16
Tabela 4-4 – Carga Bruta Mínima Noturna	16
Tabela 4-5 – Geração instantânea de MMD por barramento – Cenário Máx.Diurna	17
Tabela 4-6 – Tempos de permanência dos cenários.	17
Tabela 7-1 – Alternativa 1 – Principais obras em linhas de transmissão.....	26
Tabela 7-2 – Alternativa 1 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.....	26
Tabela 7-3 – Alternativa 2 – Principais obras em linhas de transmissão.....	31
Tabela 7-4 – Alternativa 2 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.....	31
Tabela 8-1 – Custo de investimento e diferencial de perdas (R\$ x 1000).	32
Tabela 10-1 – Correntes de curto-circuito mínimo - 2032 – Antes e após a implantação das obras recomendadas.....	44
Tabela 10-2 – Correntes de curto-circuito mínimo - 2040	44
Tabela 10-3 – Correntes de curto-circuito máximo - 2032 – Antes e após a implantação das obras recomendadas.....	44
Tabela 10-4 – Correntes de curto-circuito máximo - 2040.....	45
Tabela 12-1 – Dados do ambiente	54
Tabela 12-2 - Características elétricas básicas do novo trecho de seccionamento 500 kV	55
Tabela 12-3 - Coordenadas da silhueta típica do novo trecho de seccionamento 500 kV	56
Tabela 17-1 – Características Elétricas das Linhas de Transmissão – Alternativas Vencedoras	62
Tabela 17-2 - Parâmetros dos Transformadores Novos	62
Tabela 17-3 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1	63
Tabela 17-4 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2	64
Tabela 17-5 – Diferencial de Perdas Elétricas (MW)	65

1. INTRODUÇÃO

A Região Sul do estado de Roraima é composta pelos municípios: Mucajaí, Iracema, Caracaraí, Rorainópolis, São João da Baliza, São Luiz e Caroebe, como ilustrado na Figura 1-1.

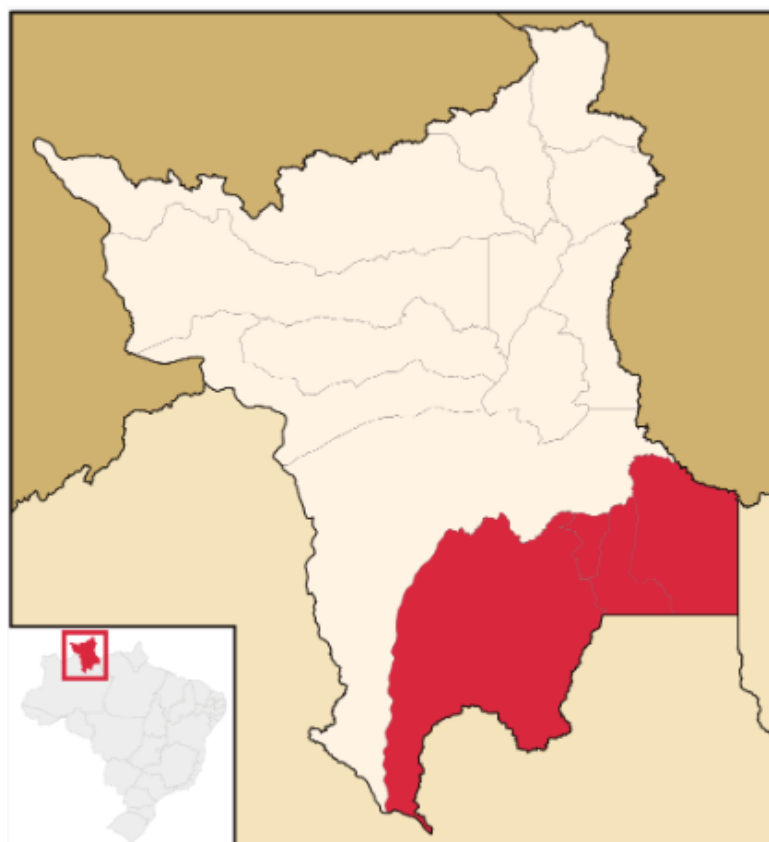


Figura 1-1 – Localização da região sul de Roraima

Atualmente o suprimento de energia elétrica da região sul do estado de Roraima é realizado por meio de uma extensa linha de distribuição radial em 69 kV, oriunda da subestação Boa Vista 230/69kV, que se encontra as margens da BR-174, e se estende até as subestações Caracaraí, Novo Paraíso, Baliza e Rorainópolis.

Por se tratar de um sistema radial em 69 kV com elevadas extensões, cerca de 350 km de distância entre as subestações Boa Vista e Baliza, e 317 km entre as subestações Boa Vista e Rorainópolis, o ONS atualmente determina o despacho de geração térmica local para o controle de tensão da malha de 69 kV da região sul de Roraima, com aumento dos custos operativos para o SIN. Diante do exposto, faz-se necessária a elaboração de um estudo de planejamento para recomendar expansões da rede que permitam o desempenho adequado do sistema elétrico regional, sem a necessidade de geração térmica local na região sul de Roraima por razões elétricas. O presente Relatório R1 apresenta a análise técnico-econômica das alternativas de expansão, enquanto a avaliação socioambiental dos empreendimentos recomendados — correspondentes à alternativa de mínimo custo global — está descrita em [12], parte integrante deste documento.

2. CONCLUSÕES

Com o objetivo de eliminar as subtensões apresentadas no item 5, foram estudadas duas alternativas de expansão para suprimento à região sul do estado de Roraima, ambas englobando a implantação de um novo Ponto de Suprimento de Rede Básica na região de Novo Paraíso. O detalhamento das alternativas é apresentado no item 6.

A Tabela 2-1 apresenta a comparação econômica das alternativas considerando os custos de investimentos e o diferencial de perdas elétricas. As análises consideraram o valor presente dos custos das alternativas, referidos a 2032, e utilizaram o método dos rendimentos necessários com truncamento das séries temporais em 2040, ano horizonte do estudo.

Tabela 2-1 – Comparação econômica das alternativas: Investimento + Perdas (R\$ x 1000)

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1	282.507,97	2.212,67	284.725,83	104,40%	2º
Alternativa 2	272.794,53	0,00	272.794,53	100,00%	1º

O resultado da comparação econômica, sob o ponto de vista de mínimo custo global, apresenta as alternativas 1 a 2 empatadas tecnicamente, com diferença inferior à 5%.

Apesar do empate técnico-econômico entre as 2 alternativas analisadas, cumpre notar que a Alternativa 2, seccionamento da LT 500 kV Equador – Boa Vista C1 na futura SE Novo Paraíso II 500/230/69 kV, constitui-se como uma solução mais robusta e longa, dotando o sistema de capacidade de suprimento para além do horizonte limite analisado (ano de 2040), ou mesmo para expansões de mercado que extrapolem às previsões de crescimento consideradas neste estudo. Além disso, esta alternativa apresenta menores valores de perdas elétricas e custos de investimento. Assim, conclui-se que esta é a melhor alternativa de expansão para a região sul do estado de Roraima, sendo, portanto, a alternativa recomendada.

A Alternativa 2 contempla a implantação em 2032 da SE Novo Paraíso II 500/230/69 kV na localidade de Novo Paraíso, seccionando a LT 500 kV Equador – Boa Vista C1. Nessa alternativa também é necessária a instalação de um reator de barra de 80 Mvar na SE Novo Paraíso II 500 kV, além de 2 reatores fixos de linha, sendo um de 60 Mvar na LT 500 kV Novo Paraíso II – Boa Vista, na extremidade de Novo Paraíso II, e outro de 80 Mvar na LT 500 kV Equador – Novo Paraíso II, também na extremidade de Novo Paraíso II. Por fim, cabe destacar que o reator fixo de linha de 136,5 Mvar atualmente instalado na LT 500 kV Equador – Boa Vista C1, na extremidade de Equador, deverá ser transferido para a SE Boa Vista 500 kV, tornando-se um reator manobrável de barras. A configuração final do sistema está mostrada na Figura 3-1.

Após a entrada em operação das obras recomendadas, o desempenho elétrico da rede de distribuição em 69 kV do sul do estado de Roraima é satisfatório mesmo com despacho nulo das três usinas conectadas nesta região: UTE BBF Baliza, UTE Palmaplan e PCH Jatapu. Neste sentido, a solução elimina a necessidade de despacho prévio para controle de tensão nesta região, conforme

normatizado atualmente no item 7.3. da IO-ON.N.5RR-rev24 [13], reduzindo os custos operativos para o SIN.

As obras recomendadas neste estudo totalizam investimento da ordem de R\$ 515 milhões referentes às obras de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, e R\$ 20 milhões referentes às obras de distribuição.

3. RECOMENDAÇÕES

Sob o ponto de vista técnico-econômico, recomenda-se a implantação da Alternativa 2. O cronograma de obras referentes à alternativa recomendada é apresentado na Tabela 3-1, na Tabela 3-2, na Tabela 3-3 e na Figura 3-1.

Tabela 3-1 – Alternativa 2 – Principais obras em linhas de transmissão

Obra	Ano	Descrição
Seccionamento da LT 500 kV Equador – Boa Vista C1 na SE Novo Paraíso II	2032	Circuito Duplo 500 kV – 3 x 950 MCM – 2 km

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

Obra	Tensão	Ano	Descrição
SE Novo Paraíso II	500 kV	2032	Novo pátio de 500 kV
			1º reator manobrável de barra 500 kV – 3 x 26,67 Mvar (1Ø)
			Reator de Linha - 1Ø – (3+1) x 26,67 Mvar – Ref. LT Equador – Novo Paraíso II C1
			Reator de Linha - 1Ø – (3+1) x 20 Mvar – Ref. LT Novo Paraíso II – Boa Vista C1
	500/230 kV	2032	1º e 2º bancos de autotransformadores 500/230 kV – (6+1) x 100 MVA (1Ø)
	230 kV	2032	Novo pátio de 230 kV
	230/69 kV	2032	1º e 2º bancos de transformadores 230/69 kV – (6+1) x 50 MVA (1Ø)
SE Boa Vista	69 kV	2032	Novo pátio de 69 kV
	500 kV	2032	Transferência para a SE Boa Vista 500 kV do reator fixo de linha de 136,5 Mvar (EQRE7-04) atualmente instalado na extremidade de Equador da LT 500 kV Equador – Boa Vista C1. Na SE Boa Vista, o reator será utilizado como reator de barra manobrável. ¹

Tabela 3-3 – Alternativa 2 – Principais obras em linhas de distribuição

Obra	Ano	Descrição
LD Novo Paraíso – Novo Paraíso II C1 e C2	2032	Circuito Duplo 69 kV – 1 x 954 MCM – 2 km

¹ O reator de barra transferido deverá utilizar como fase reserva o equipamento BVRER7-01, instalado na SE Boa Vista. Muito embora a consulta de viabilidade 17.6 tenha indicado a inviabilidade de compartilhamento por questão de incompatibilidade de potência, a conclusão partiu de uma premissa equivocada em relação à tensão base utilizada para cálculo da potência do equipamento. A unidade monofásica de 45,5 Mvar na base 500 kV é equivalente à unidade de 55,1 Mvar na base 550 kV. De fato, conforme indicado no diagrama da SE Equador, representada no item 0, o reator de linha EQRE7-04 possui as mesmas especificações da fase reserva BVRER7-01 localizada na SE Boa Vista.

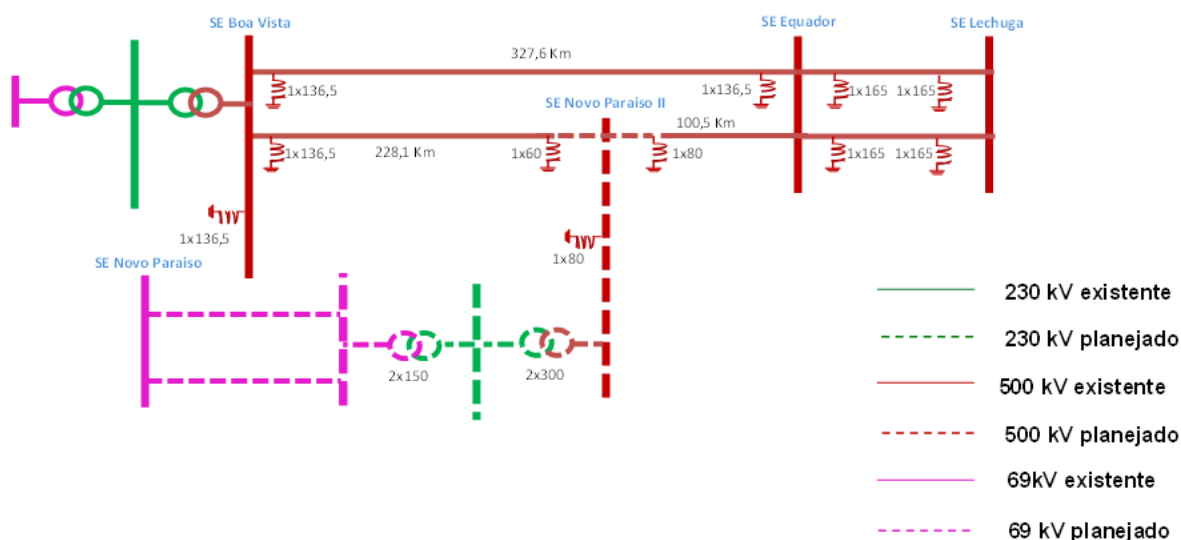


Figura 3-1 – Diagrama esquemático da solução recomendada

Em relação à indicação de novas fases reserva de equipamentos, recomenda-se que a fase reserva do reator de barras de 80 Mvar da SE Novo Paraíso II seja compartilhada com o reator fixo de linha de 80 Mvar da LT Equador – Novo Paraíso II, na extremidade de Novo Paraíso II.

Recomenda-se que o reator de 136,5 Mvar (EQRE7-04) transferido da extremidade de Equador da LT 500 kV Equador – Boa Vista C1 para a barra da SE Boa Vista seja capaz de utilizar a fase reserva (BVRER7-01) atualmente instalada na SE Boa Vista, referente aos reatores de linha fixos da LT 500 kV Equador - Boa Vista C1 e C2. Para maiores informações, verificar Nota 1.

Recomenda-se ainda que:

- a nova SE 500/230/69 kV Novo Paraíso II seja dimensionada com área de 239.400 m² e que tenha os quantitativos de saídas de linhas e equipamentos indicados no Anexo 17.1 e apresentados na Figura 3-2 abaixo.

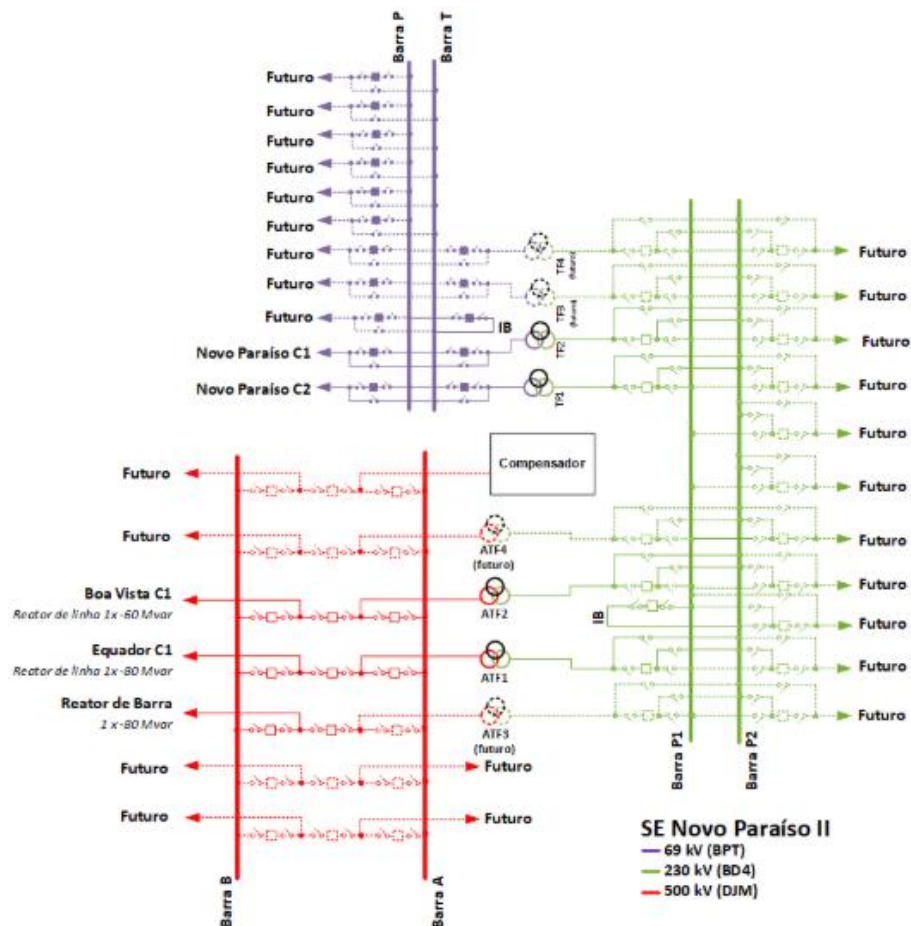


Figura 3-2 – Arranjo da futura SE Novo Paraíso II 500/230/69 KV

- em relação à elaboração dos relatórios R2 a R5:
 - recomenda-se a dispensa de elaboração de relatórios R2 para todas as obras recomendadas neste estudo, conforme detalhado na seção 13; 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 resistores de pré-inserção;
 - sejam observadas as recomendações da análise socioambiental documentada na Nota Técnica [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: i) ao seccionamento da LT 500 kV Equador – Boa Vista C1; e (ii) à SE Boa Vista, caso a transferência do reator de linha da extremidade de Boa Vista seja definida como obra licitável.
- A efetiva implantação da obra de distribuição indicada na Tabela 3-3 seja acompanhada, visto que compõe a topologia final da solução recomendada, cuja efetividade para o sistema elétrico da região sul de Roraima é integralmente dependente da execução dessa obra de distribuição.

4. DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS

Os itens a seguir apresentam as premissas e critérios adotados nas análises técnico-econômicas, bem como na modelagem e execução das simulações de fluxo de potência e curto-circuito.

4.1. Critérios Básicos

Seguiram-se as diretrizes estabelecidas pela EPE no documento “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica” [1], que orienta a elaboração da documentação necessária para recomendar novas instalações de transmissão ao Poder Concedente.

Os critérios e procedimentos utilizados no estudo estão em conformidade com o documento “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão - CCPE/CTET” ([2], [3]).

Além das simulações de fluxo de carga, foram analisados os níveis de curto-circuito da alternativa selecionada para a expansão do sistema.

4.1.1. Limites Operativos

Os níveis de tensão admissíveis em regime permanente, para cada classe de tensão considerada no estudo, são apresentados na Tabela 4-1.

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

Tensão Nominal	Tensão Máxima	Tensão Mínima
69 kV	72,5 kV (1,05 pu)	65,6 kV (0,95 pu)
230 kV	242 kV (1,05 pu)	218 kV (0,95 pu)
500 kV	550 kV (1,10 pu)	500 kV (1,00 pu)

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

4.1.2. Horizonte do Estudo

O ano inicial do estudo é 2032, tendo como o horizonte o ano 2040. Serão analisados, portanto, 9 anos.

4.2. Base de Dados

As simulações de fluxo de potência utilizaram como referência a base de dados do Plano Decenal 2035, incluindo as atualizações pertinentes de topologia, geração e mercado.

4.2.1. Cenários de geração

As simulações de fluxo de potência foram realizadas levando-se em consideração 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. 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. 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.

Para cada cenário supracitado foram fornecidos patamares de carga leve, média e pesada equivalentes a Carga Mínima Noturna, Carga Máxima Diurna e Carga Máxima Noturna, respectivamente.

4.2.2. Mercado

O mercado considerado nesse estudo, fornecido pela Roraima Energia para o PDE 2035, é apresentado a seguir:

Tabela 4-2 – Carga Bruta Máxima Noturna

BARRA	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
N°	NOME	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]
52227	CENTRO	44,9	46,5	48,2	50,0	51,8	53,6	55,6	57,6
52228	FLORESTA	54,0	55,9	58,0	60,1	62,3	64,5	66,9	69,3
52229	DISTRITO	37,7	39,0	40,5	41,9	43,5	45,0	46,7	48,4
52230	EQUATORIAL	44,8	46,4	48,1	49,9	51,7	53,6	55,5	57,5
52231	SATÉLITE	32,6	33,8	35,1	36,3	37,6	39,0	40,4	41,9
52232	CENTENÁRIO	34,0	35,3	36,6	37,9	39,3	40,7	42,2	43,7
52240	SUCUBA	14,8	15,4	15,9	16,5	17,1	17,7	18,4	19,0
52244	MATA-MATA	9,9	10,3	10,6	11,0	11,4	11,8	12,3	12,7
52248	BONFIM	6,7	6,9	7,2	7,4	7,7	8,0	8,3	8,6
52252	MUCAJÁ	10,8	11,2	11,6	12,1	12,5	13,0	13,4	13,9
52256	CARACARAI	6,6	6,8	7,0	7,3	7,6	7,8	8,1	8,4
52260	NOVO PARAISO	4,2	4,3	4,5	4,6	4,8	5,0	5,2	5,3
52264	BALIZA	9,4	9,8	10,1	10,5	10,9	11,3	11,7	12,1
52305	RORAINÓLIS	14,8	15,4	15,9	16,5	17,1	17,7	18,4	19,1
52310	PARAVI	29,2	30,3	31,4	32,5	33,7	34,9	36,2	37,5
52227	PEDRAP	9,2	9,6	9,9	10,3	10,7	11,0	11,4	11,8
Total		363,8	377,0	390,7	404,9	419,6	434,8	450,6	466,9

Tabela 4-3 – Carga Bruta Máxima Diurna

BARRA		2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Nº	NOME	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]
52227	CENTRO	60,3	62,5	64,7	67,1	69,5	72,0	74,7	77,4	80,2
52228	FLORESTA	58,3	60,4	62,6	64,8	67,2	69,6	72,2	74,8	77,5
52229	DISTRITO	39,5	41,0	42,5	44,0	45,6	47,3	49,0	50,8	52,6
52230	EQUATORIAL	39,3	40,7	42,2	43,7	45,3	47,0	48,7	50,4	52,3
52231	SATÉLITE	24,3	25,2	26,1	27,0	28,0	29,0	30,1	31,2	32,3
52232	CENTENÁRIO	31,6	32,7	33,9	35,2	36,4	37,8	39,1	40,5	42,0
52240	SUCUBA	10,7	11,1	11,5	11,9	12,4	12,8	13,3	13,8	14,3
52244	MATA-MATA	3,3	3,5	3,6	3,7	3,8	4,0	4,1	4,3	4,4
52248	BONFIM	8,1	8,4	8,7	9,0	9,3	9,7	10,0	10,4	10,7
52252	MUCAJÁ	10,6	10,9	11,3	11,7	12,2	12,6	13,1	13,5	14,0
52256	CARACARAI	6,2	6,4	6,6	6,9	7,1	7,4	7,6	7,9	8,2
52260	NOVO PARAISO	3,5	3,7	3,8	3,9	4,1	4,2	4,4	4,5	4,7
52264	BALIZA	9,3	9,6	10,0	10,3	10,7	11,1	11,5	11,9	12,4
52305	RORAINÓLIS	14,1	14,6	15,1	15,7	16,3	16,8	17,5	18,1	18,7
52310	PARAVI	33,1	34,3	35,5	36,8	38,2	39,5	41,0	42,5	44,0
52227	PEDRAP	9,2	9,5	9,9	10,2	10,6	11,0	11,4	11,8	12,2
Total		361,3	374,4	388,0	402,1	416,7	431,8	447,5	463,8	480,6

Tabela 4-4 – Carga Bruta Mínima Noturna

BARRA		2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Nº	NOME	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]
52227	CENTRO	28,5	29,6	30,6	31,7	32,9	34,1	35,3	36,6	37,9
52228	FLORESTA	27,7	28,7	29,8	30,8	32,0	33,1	34,3	35,6	36,9
52229	DISTRITO	22,4	23,2	24,1	25,0	25,9	26,8	27,8	28,8	29,8
52230	EQUATORIAL	18,0	18,7	19,4	20,1	20,8	21,6	22,3	23,2	24,0
52231	SATÉLITE	16,5	17,1	17,7	18,4	19,1	19,7	20,5	21,2	22,0
52232	CENTENÁRIO	17,7	18,3	19,0	19,6	20,4	21,1	21,9	22,7	23,5
52240	SUCUBA	5,6	5,8	6,0	6,2	6,4	6,7	6,9	7,2	7,4
52244	MATA-MATA	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	2,6	2,7	2,8
52248	BONFIM	3,6	3,8	3,9	4,0	4,2	4,3	4,5	4,7	4,8
52252	MUCAJÁ	5,4	5,6	5,8	6,0	6,2	6,4	6,7	6,9	7,1
52256	CARACARAI	3,3	3,4	3,6	3,7	3,8	4,0	4,1	4,3	4,4
52260	NOVO PARAISO	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,4	2,5	2,6	2,7
52264	BALIZA	5,9	6,1	6,4	6,6	6,8	7,1	7,3	7,6	7,9
52305	RORAINÓLIS	7,9	8,2	8,5	8,8	9,1	9,4	9,8	10,1	10,5
52310	PARAVI	12,6	13,1	13,5	14,0	14,5	15,1	15,6	16,2	16,8
52227	PEDRAP	4,2	4,4	4,5	4,7	4,8	5,0	5,2	5,4	5,6
Total		183,6	190,2	197,1	204,3	211,7	219,4	227,4	235,6	244,2

4.2.3. Considerações sobre MMGD

Os dados de geração instantânea de MMGD por barramento, referentes ao período de Carga Máxima Diurna, foram incluídos conforme informações fornecidas pela Roraima Energia, como segue:

Tabela 4-5 – Geração instantânea de MMGD por barramento – Cenário Máx.Diurna

BARRA	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Nº	NOME	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]
52227	CENTRO	20,9	21,5	22,9	23,6	24,4	25,8	27,2	28,0
52228	FLORESTA	20,4	21,1	21,8	22,6	23,4	24,2	25,1	26,6
52229	DISTRITO	9,3	10,2	10,5	11,5	11,8	12,1	12,5	12,8
52230	EQUATORIAL	5,8	6,0	6,2	6,4	6,6	6,8	7,0	7,3
52231	SATÉLITE	4,2	4,2	4,3	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8
52232	CENTENÁRIO	10,2	10,6	10,9	11,3	11,7	12,1	12,5	12,9
52240	SUCUBA	1,0	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3
52244	MATA-MATA	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7
52248	BONFIM	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2
52252	MUCAJÁ	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2
52256	CARACARAI	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1
52260	NOVO PARAISO	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6
52264	BALIZA	1,7	1,8	1,8	1,9	2,0	2,0	2,1	2,2
52305	RORAINÓLIS	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,4
52310	PARAVI	10,5	10,8	11,2	11,5	11,9	12,3	12,7	13,1
52227	PEDRAP	4,3	4,4	4,6	4,8	5,0	5,2	5,3	5,5
Total		94,7	98,4	102,3	106,2	109,7	113,9	118,2	122,7

Para os demais cenários de carga (Máxima Noturna e Mínima Noturna) a MMGD foi considerada nula, por se tratar de período noturno, sem geração solar.

4.3. Perdas Elétricas

O cálculo das perdas elétricas considerou ponderação de 5 meses para o cenário 1, 7 meses para o cenário 2, e tempos médios de permanência de 9 horas para Carga Leve, 12 horas para Carga Média e 3 horas para Carga Pesada.

Tabela 4-6 – Tempos de permanência dos cenários.

Carga	Cenário 1	Cenário 2
Pesada (máxima noturna)	5,21%	7,29%
Média (máxima diurna)	20,83%	29,17%
Leve (mínima noturna)	15,63%	21,88%

4.4. Parâmetros Econômicos

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas foi utilizado o documento “Base de Referência de Preços ANEEL – Janeiro/2026” [4] e o método dos rendimentos necessários, com o truncamento das séries temporais no ano 2040.

As premissas econômicas adotadas foram:

- Custo marginal de expansão: 269,63 R\$/MWh
- Taxa de desconto: 8% a.a.
- Ano de referência: 2032
- Tempo de vida útil das instalações: 30 anos
- Ano horizonte: 2040
- Empate entre as alternativas: diferença de custos inferior a 5%

5. DIAGNÓSTICO

O diagnóstico do sistema de distribuição responsável pelo suprimento de energia elétrica à região sul do estado de Roraima foi realizado para o ano 2032, levando-se em consideração o patamar de carga máxima noturna, por se tratar da condição mais crítica para o sistema. A Figura 5-1 apresenta os fluxos de potência e perfis de tensão para a condição normal de operação, levando-se em consideração o despacho das UTEs Palmaplan e BBF Baliza, bem como a PCH Jatapu.

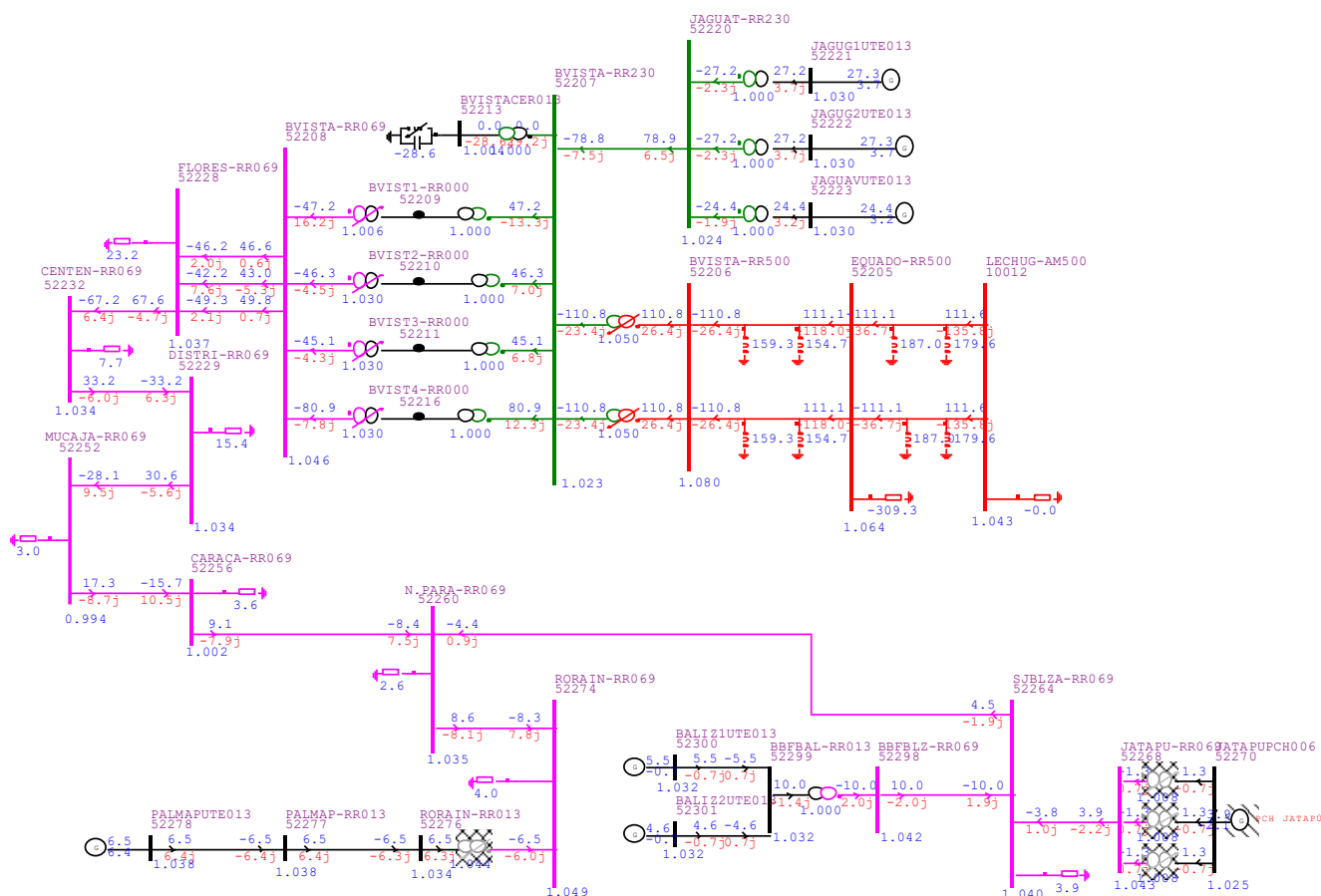


Figura 5-1 – Fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação – Carga Máxima Não Coincidente – Ano 2032 – Sem obras – com a presença das UTEs Palmaplan e Baliza e da PCH Jatapu com geração plena

Por se tratar de um sistema radial e extenso, qualquer redução no despacho de uma das UTEs locais provoca uma grande variação no perfil de tensão da região. A Figura 5-2 apresenta os fluxos de potência e perfis de tensão para a condição normal de operação, levando-se em consideração a operação das UTEs Palmaplan e BBF Baliza, bem como a PCH Jatapu, assim como apresentado anteriormente, porém agora com a UTE Palmaplan com despacho de 3 MW, ou seja, uma redução da ordem de 50% em relação ao caso anterior.

6. DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS

De forma a solucionar os problemas identificados na região sul do estado de Roraima, foram elaboradas duas alternativas, ambas contendo a implantação de um novo Ponto de Suprimento de Rede Básica na localidade de Novo Paraíso. Cumpre notar também que não foram analisadas alternativas envolvendo apenas obras de distribuição em função das elevadas extensões entre a SE Boa Vista (único Ponto de Suprimento de Rede Básica de Fronteira atualmente no estado de Roraima) e a região sul do estado. Nesse caso, qualquer alternativa de expansão via distribuição implicaria na necessidade de duplicação de mais de 300 km de linhas em 69 kV, e mesmo assim, o sistema não teria capacidade de suprimento além do horizonte analisado, ou para expansões de mercado que extrapolassem as previsões consideradas neste estudo.

Adicionalmente, cabe destacar que em ambas as alternativas analisadas, a LD 69 kV Mucajaí – Caracará C1 foi mantida em aberto, de acordo com as informações passadas pela Roraima Energia.

6.1. Alternativa 1

A Alternativa 1 contempla a implantação em 2032 da SE Novo Paraíso II 230/69 kV na localidade de Novo Paraíso, bem como de um pátio de 230 kV na SE Equador e das LTs 230 kV Equador – Novo Paraíso II. A conexão da rede de distribuição à Rede Básica se dará por meio de uma linha de distribuição em circuito duplo em 69 kV entre a SE Novo Paraíso e a futura SE Novo Paraíso II, com extensão aproximada de 2 km.

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

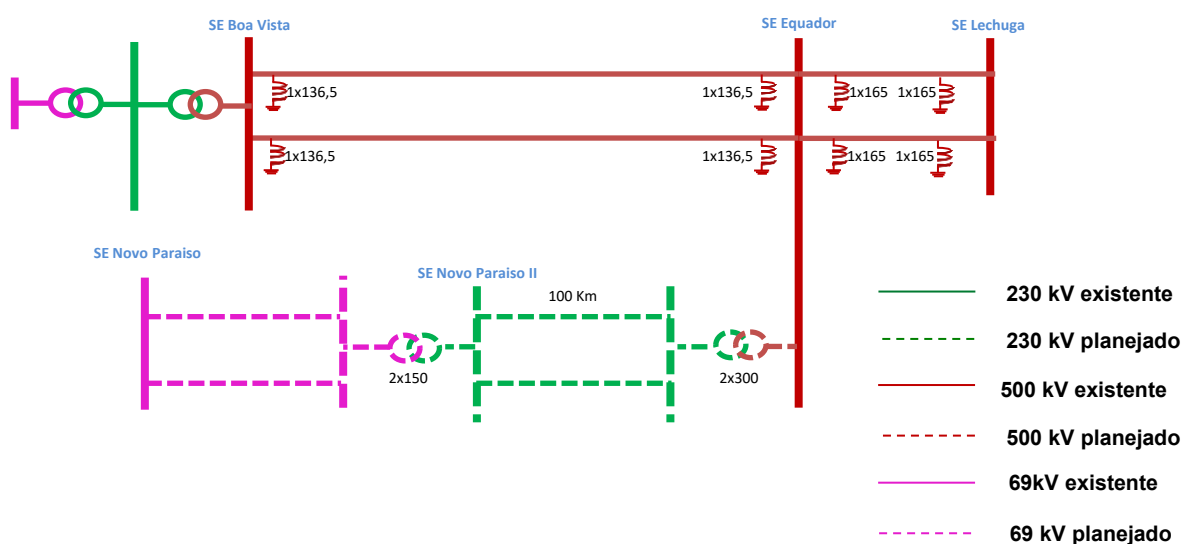


Figura 6-1 – Diagrama esquemático da Alternativa 1

6.2. Alternativa 2

A Alternativa 2 contempla a implantação em 2032 da SE Novo Paraíso II 500/230/69 kV na localidade de Novo Paraíso, seccionando a LT 500 kV Equador – Boa Vista C1. Nessa alternativa também é necessária a instalação de um reator de barra de 80 Mvar na SE Novo Paraíso II 500 kV, além de 2 reatores fixos de linha, sendo um de 60 Mvar na LT 500 kV Novo Paraíso II – Boa Vista, na extremidade de Novo Paraíso II, e outro de 80 Mvar na LT 500 kV Equador – Novo Paraíso II, também na extremidade de Novo Paraíso II. Por fim, cabe destacar que o reator fixo de linha de 136,5 Mvar atualmente instalado na LT 500 kV Equador – Boa Vista C1, na extremidade de Equador, deverá ser transferido para a SE Boa Vista 500 kV, tornando-se um reator manobrável de barras. Assim como destacado para a Alternativa 1, na Alternativa 2 a conexão da rede de distribuição à Rede Básica também se dará por meio de uma linha de distribuição em circuito duplo em 69 kV entre a SE Novo Paraíso e a futura SE Novo Paraíso II, com extensão aproximada de 2 km.

Por fim, cumpre notar que o pátio de 230 kV previsto nessa alternativa poderá ser usado para expansões futuras, fato esse que evidencia o potencial dessa alternativa, especialmente no longuíssimo prazo.

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

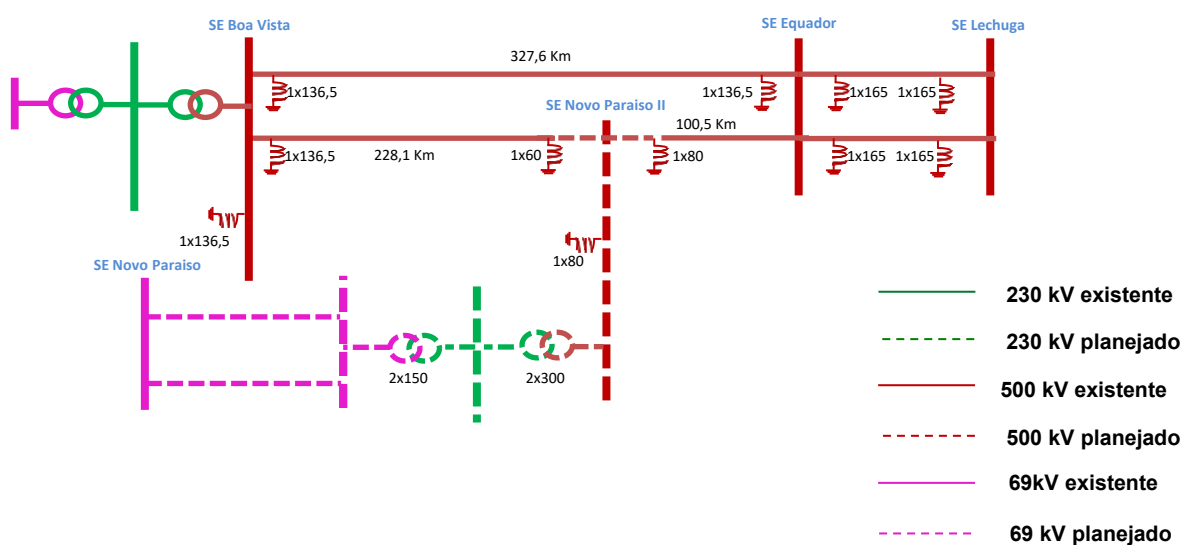


Figura 6-2 – Diagrama esquemático da Alternativa 2

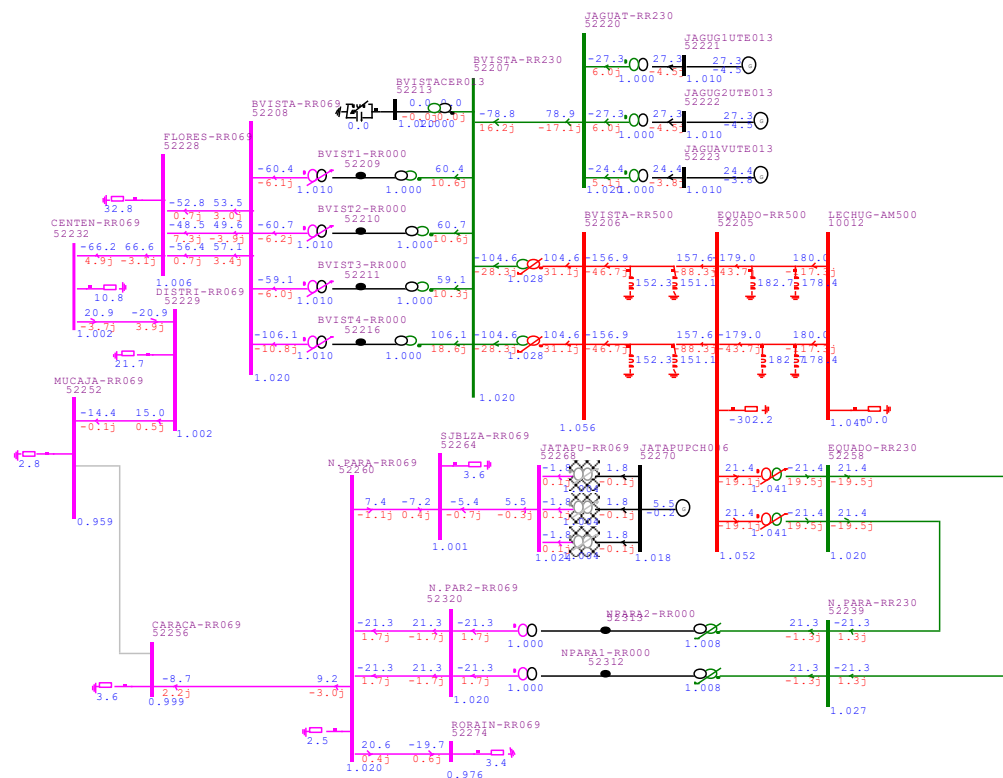


Figura 7-2 – Alternativa 1 – Regime Normal de Operação – Norte Seco – Carga Máxima Noturna – 2040

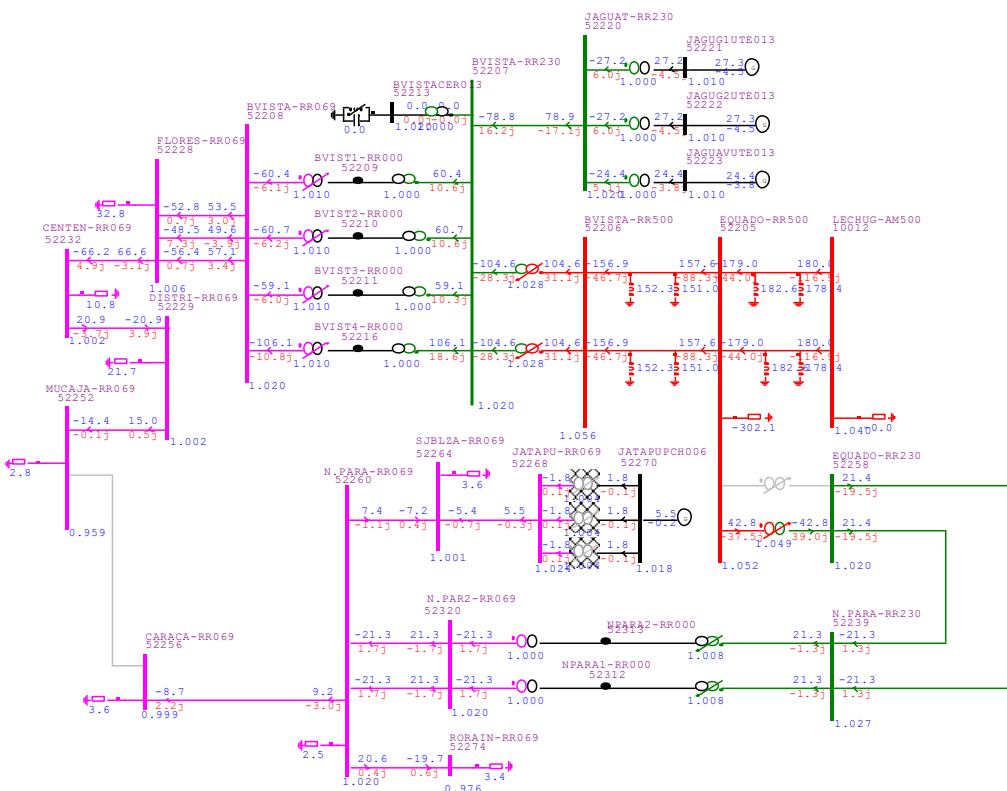
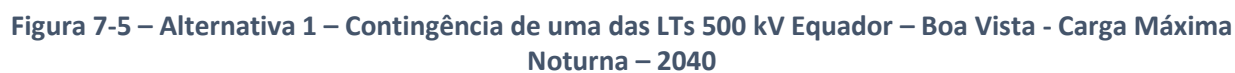


Figura 7-3 – Alternativa 1 – Contingência de um dos bancos de autotransformadores 500/230 kV da SE Equador – Norte Seco – Carga Máxima Noturna – 2040



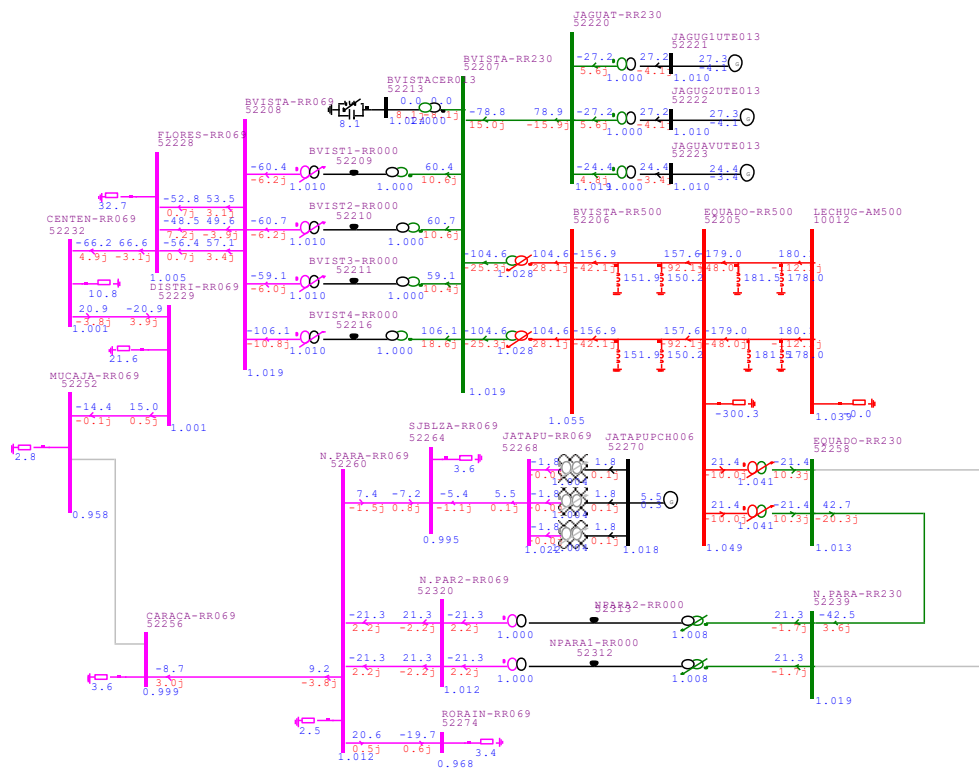


Figura 7-6 – Alternativa 1 – Contingência de uma das LTs 230 kV Equador – Novo Paraíso II – Norte Seco – Carga Máxima Noturna – 2040

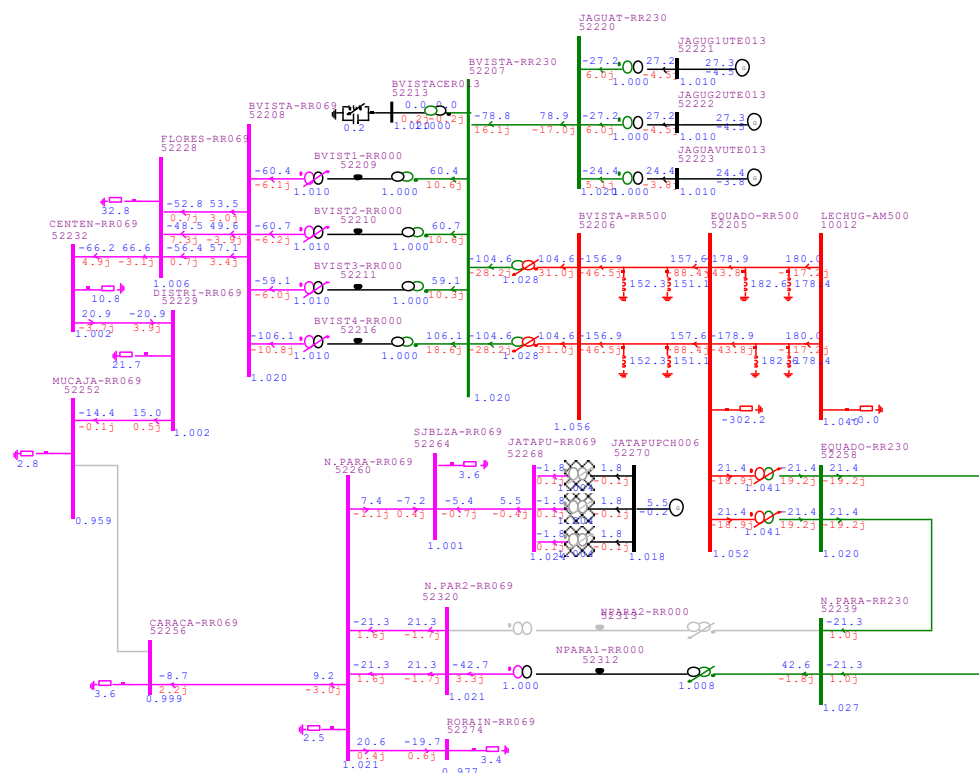


Figura 7-7 – Alternativa 1 – Contingência de um dos bancos de transformadores 230/69 kV da SE Novo Paraíso II – Norte Seco – Carga Máxima Noturna – 2040

O cronograma de obras referentes à Alternativa 1 é apresentado na Tabela 7-1 e na Tabela 7-2.

Tabela 7-1 – Alternativa 1 – Principais obras em linhas de transmissão

Obra	Ano	Descrição
LT Equador – Novo Paraíso II C1 e C2	2032	Circuito Duplo 230 kV – 1 x 795 MCM – 100 km

Tabela 7-2 – Alternativa 1 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Obra	Tensão	Ano	Descrição
SE Equador	500/230 kV	2032	1º e 2º bancos de autotransformadores 500/230 kV – (6+1) x 100 MVA (1Ø)
	230 kV	2032	Novo pátio de 230 kV
SE Novo Paraíso II	230 kV	2032	Novo pátio de 230 kV
	230/69 kV	2032	1º e 2º bancos de transformadores 230/69 kV – (6+1) x 50 MVA (1Ø)
	69 kV	2032	Novo pátio de 69 kV

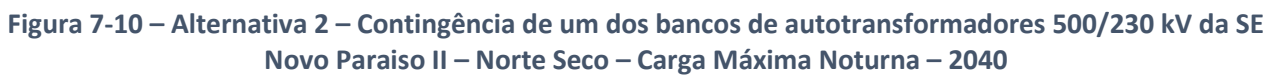
7.2. Alternativa 2

Como apresentado no item 6.2, a Alternativa 2 contempla a implantação em 2032 da SE Novo Paraíso II 500/230/69 kV na localidade de Novo Paraíso, seccionando a LT 500 kV Equador – Boa Vista C1. Nessa alternativa também é necessária a instalação de um reator de barra de 80 Mvar na SE Novo Paraíso II 500 kV, além de 2 reatores fixos de linha, sendo um de 60 Mvar na LT 500 kV Novo Paraíso II – Boa Vista, na extremidade de Novo Paraíso II, e outro de 80 Mvar na LT 500 kV Equador – Novo Paraíso II, também na extremidade de Novo Paraíso II. Por fim, cabe destacar que o reator fixo de linha de 136,5 Mvar atualmente instalado na LT 500 kV Equador – Boa Vista C1, na extremidade de Equador, deverá ser transferido para a SE Boa Vista 500 kV, tornando-se um reator manobrável de barras.

Considerando a implantação dessas obras, o sistema apresenta desempenho satisfatório para o período analisado (2032 – 2040), atendendo aos critérios estabelecidos de carregamento e tensão, tanto para a condição normal de operação como para as contingências simples de elementos de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.

A seguir são apresentados os fluxos de potência e perfis de tensão para a condição normal de operação referente ao ano de 2032, patamar de carga mínima noturna, bem como os fluxos de potência e perfis de tensão para a condição normal de operação e para as contingências simples de elementos da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, patamar de carga máxima noturna, referentes ao ano de 2040 e ao cenário de geração Norte Seco, condição mais crítica para o dimensionamento da rede.





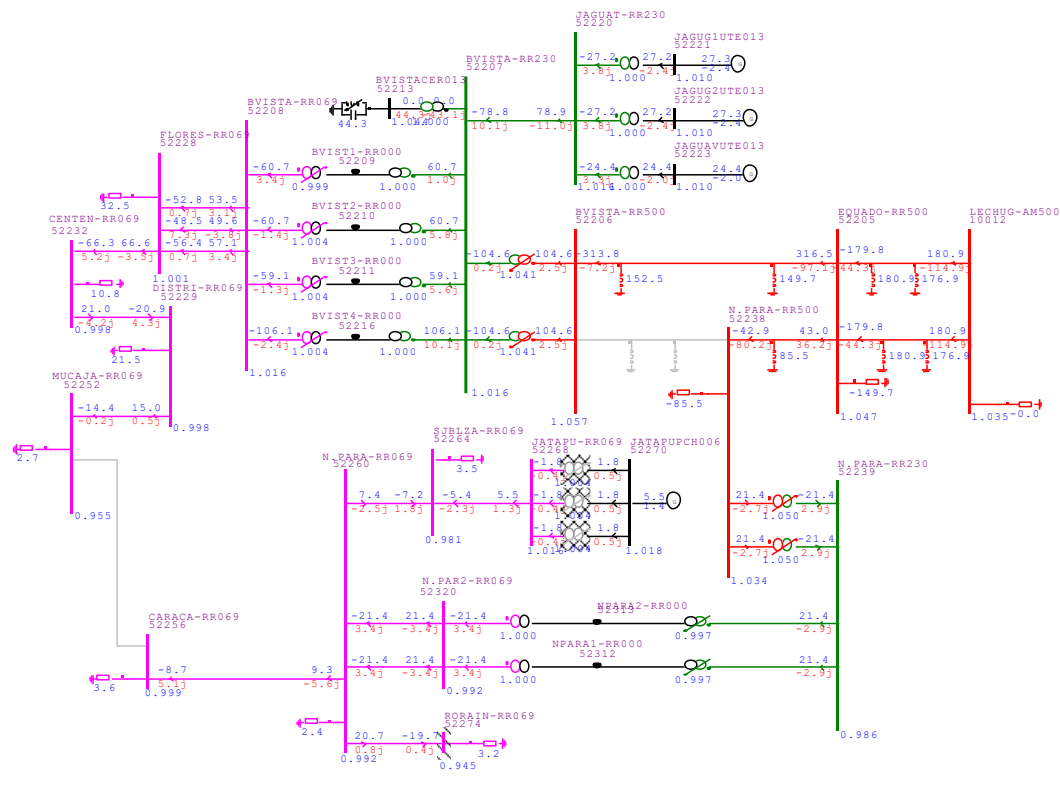


Figura 7-12 – Alternativa 2 – Contingência da LT 500 kV Novo Paraíso II - Boa Vista C1 – Norte Seco – Carga Máxima Noturna – 2040

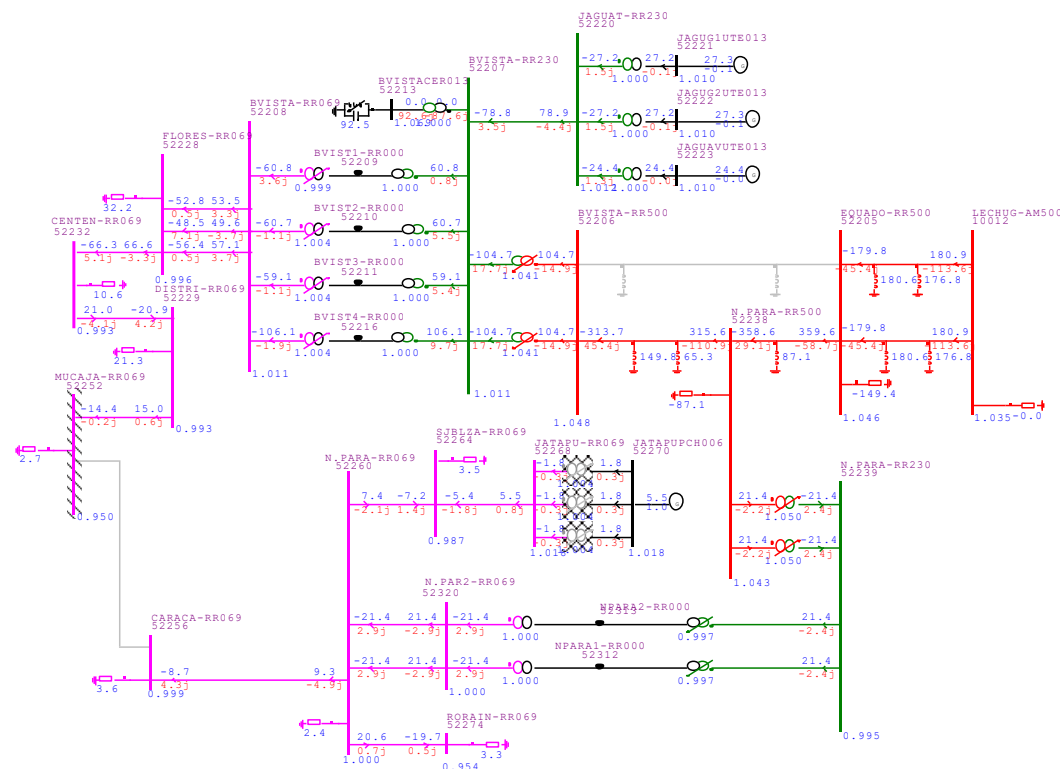


Figura 7-13 – Alternativa 2 – Contingência da LT 500 kV Equador – Boa Vista C2 – Norte Seco – Carga Máxima Noturna – 2040



Tabela 7-3 – Alternativa 2 – Principais obras em linhas de transmissão

Obra	Ano	Descrição
Seccionamento da LT Equador – Boa Vista C1 na SE Novo Paraíso II	2032	Circuito Duplo 500 kV – 3 x 950 MCM – 2 km

Tabela 7-4 – Alternativa 2 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Obra	Tensão	Ano	Descrição
SE Novo Paraíso II	500 kV	2032	Novo pátio de 500 kV
			1º reator manobrável de barra 500 kV – 3 x 26,67 Mvar (1Ø)
			Reator de Linha - 1Ø – (3+1) x 26,67 Mvar – Ref. LT Equador – Novo Paraíso II C1
			Reator de Linha - 1Ø – (3+1) x 20 Mvar – Ref. LT Novo Paraíso II – Boa Vista C1
	500/230 kV	2032	1º e 2º bancos de autotransformadores 500/230 kV – (6+1) x 100 MVA (1Ø)
	230 kV	2032	Novo pátio de 230 kV
	230/69 kV	2032	1º e 2º bancos de transformadores 230/69 kV – (6+1) x 50 MVA (1Ø)
	69 kV	2032	Novo pátio de 69 kV
SE Boa Vista	500 kV	2032	Transferência para a SE Boa Vista 500 kV do reator fixo de linha de 136,5 Mvar (EQRE7-04) atualmente instalado na extremidade de Equador da LT 500 kV Equador – Boa Vista C1. Na SE Boa Vista, o reator será utilizado como reator de barra manobrável. ²

² O reator de barra transferido deverá utilizar como fase reserva o equipamento BVRER7-01, instalado na SE Boa Vista. Muito embora a consulta de viabilidade 17.6 tenha indicado a inviabilidade de compartilhamento por questão de incompatibilidade de potência, a conclusão partiu de uma premissa equivocada em relação à tensão base utilizada para cálculo da potência do equipamento. A unidade monofásica de 45,5 Mvar na base 500 kV é equivalente à unidade de 55,1 Mvar na base 550 kV. De fato, conforme indicado no diagrama da SE Equador, representada no item 0, o reator de linha EQRE7-04 possui as mesmas especificações da fase reserva BVRER7-01 localizada na SE Boa Vista.

8. ANÁLISE ECONÔMICA

Os custos utilizados na análise econômica comparativa das alternativas são os que constam no documento “Base de Referência de Preços ANEEL”, Janeiro/2026 .

Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2032 com taxa de retorno de 8% ao ano. 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.

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas é utilizado o método dos rendimentos necessários com o truncamento das séries temporais no ano horizonte do estudo (2040).

Os custos referentes ao diferencial de perdas elétricas de cada alternativa, em relação àquela de menores perdas (Alternativa 2), foram estimados considerando-se os cenários de geração Norte Seco e Norte Úmido do Plano Decenal 2035, com permanência de 42 e 58% cada cenário, respectivamente, e patamares de carga Leve, Média e Pesada, com permanências de 9 horas, 12 horas e 3 horas, respectivamente, para todos os anos do horizonte de estudo (2032-2040), tendo como referência o custo de perdas de 269,63 R\$/MWh e a taxa de retorno de 8% ao ano, referidos a 2032.

A Tabela 8-1 e a Figura 8-1 apresentam a comparação econômica das alternativas considerando os custos de investimentos e o diferencial de perdas.

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

Alternativas	Investimento (R\$) (Rendimentos Necessários)	Δ Perdas	Total	%	Ordem	Investimento (R\$) (CAPEX)
Alternativa 1	282.507,97	2.212,67	284.725,83	104,40%	2º	553.438,90
Alternativa 2	272.794,53	0,00	272.794,53	100,00%	1º	534.410,06

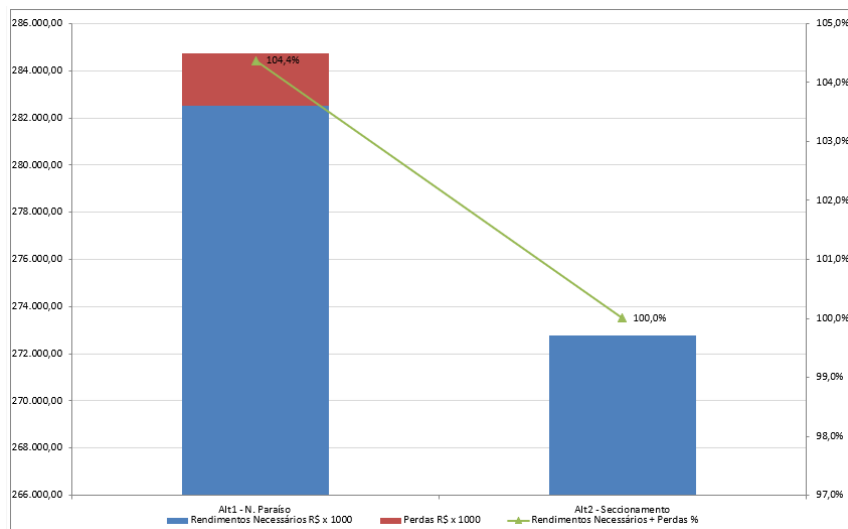


Figura 8-1 – Comparação econômica das alternativas

O resultado da comparação econômica, sob o ponto de vista de mínimo custo global, apresenta as alternativas 1 a 2 empatadas tecnicamente, com diferença inferior a 5%.

Apesar do empate técnico-econômico entre as 2 alternativas analisadas, cumpre notar que a Alternativa 2, seccionamento da LT 500 kV Equador – Boa Vista C1 na futura SE Novo Paraíso II 500/230/69 kV, é a alternativa que, intrinsecamente, traz o benefício de se constituir em uma solução mais robusta, dotando o sistema de capacidade de suprimento além do horizonte analisado, ou para expansões de mercado que extrapolem às previsões consideradas neste estudo, além de ser a alternativa que apresenta menores valores de perdas elétricas e custos de investimento. Assim, conclui-se que esta é a melhor alternativa de expansão para a região sul do estado de Roraima, sendo, portanto, a alternativa a ser recomendada nesse estudo.

A alternativa 2 contempla a implantação em 2032 da SE Novo Paraíso II 500/230/69 kV na localidade de Novo Paraíso, seccionando a LT 500 kV Equador – Boa Vista C1. Nessa alternativa também é necessária a instalação de um reator manobrável de barra de 80 Mvar na SE Novo Paraíso II 500 kV, além de 2 reatores fixos de linha, sendo um de 60 Mvar na LT 500 kV Novo Paraíso II – Boa Vista, na extremidade de Novo Paraíso II, e outro de 80 Mvar na LT 500 kV Equador – Novo Paraíso II, também na extremidade de Novo Paraíso II. Por fim, cabe destacar que o reator fixo de linha de 136,5 Mvar atualmente instalado na LT 500 kV Equador – Boa Vista C1, na extremidade de Equador, deverá ser transferido para a SE Boa Vista 500 kV, tornando-se um reator manobrável de barras.

Os planos de obras referentes a cada alternativa são apresentados no item 17.4.

9. ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

A seguir estão resumidos os resultados das simulações de energização e rejeição das novas linhas de transmissão indicadas neste relatório, referentes à alternativa 2 (recomendada). De acordo com os critérios de planejamento adotados, as tensões máximas admissíveis no terminal aberto das linhas de transmissão durante o processo de energização e rejeição não devem ultrapassar 1,2 pu para os sistemas de 500 kV.

Nas simulações de energização, utilizou-se a configuração prevista para 2032 e o patamar de carga mínima noturna no cenário de geração Norte Seco. Esse cenário possui os menores carregamentos nas linhas de transmissão da região, configurando-se como o mais crítico para controle de tensão e para energização.

A análise de rejeição de carga tem o objetivo de verificar os reflexos da abertura intempestiva de um dos terminais 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.

Nas simulações de rejeição, utilizou-se a configuração prevista para 2032 e o patamar de carga pesada no cenário de geração Norte Seco.

A seguir estão resumidos os resultados das simulações de energização e rejeição das LTs 500 kV Equador – Boa Vista C2, Equador – Novo Paraíso II C1 e Novo Paraíso II – Boa Vista C1.

9.1. Energização da LT 500 kV Equador – Boa Vista C2 a partir de Equador

A energização da LT 500 kV Equador – Boa Vista C2 foi simulada no sentido Equador → Boa Vista, considerando reatores fixos de linha de 136,5 Mvar nas extremidades de Equador e Boa Vista. Partindo-se de Equador 500 kV com tensão de 1,047 pu, a tensão no terminal de Equador 500 kV é elevada para 1,095 pu, ficando o terminal aberto em Boa Vista 500 kV com 1,127 pu, ou seja, dentro dos valores predeterminados. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-1 e na Figura 9-2.

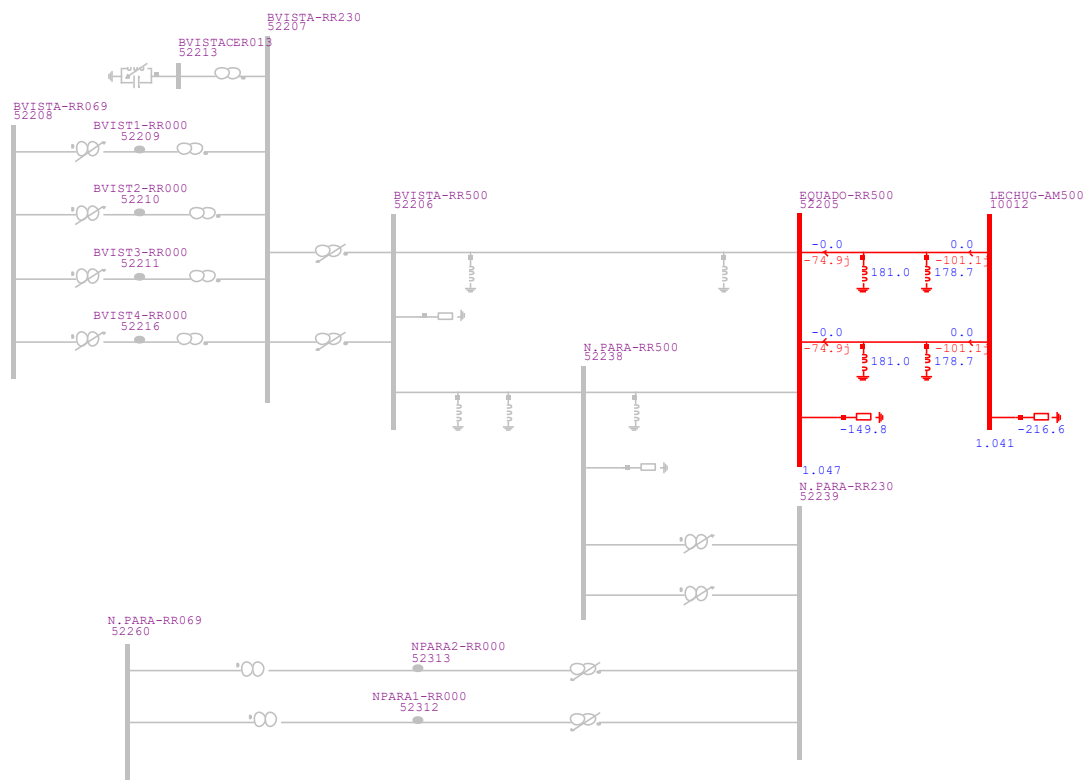


Figura 9-1 – Pré-Energização da LT 500 kV Equador – Boa Vista C2 a partir de Equador

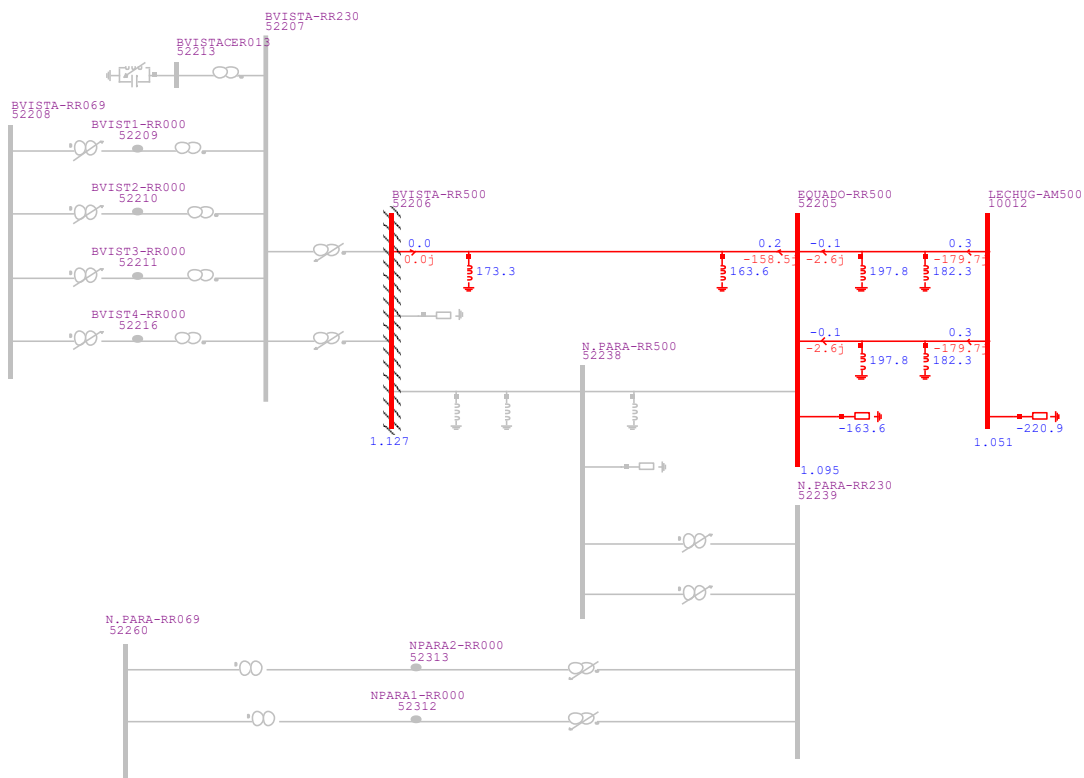


Figura 9-2 – Energização da LT 500 kV Equador – Boa Vista C2 a partir da SE Equador

9.2. Energização da LT 500 kV Equador – Novo Paraíso II C1 a partir de Equador

A energização da LT 500 kV Equador – Novo Paraíso II C1 foi simulada no sentido Equador → Novo Paraíso II, considerando a tomada de carga em Boa Vista após a energização da LT 500 kV Equador – Boa Vista C1 e da transformação 230/69 kV em Boa Vista, e reator fixo de linha de 80 Mvar na extremidade de Novo Paraíso II. Partindo-se de Equador 500 kV com tensão de 1,063 pu, a tensão no terminal de Equador 500 kV é elevada para 1,073 pu, ficando o terminal aberto em Novo Paraíso II 500 kV com 1,070 pu, ou seja, dentro dos valores predeterminados. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-3 e na Figura 9-4.

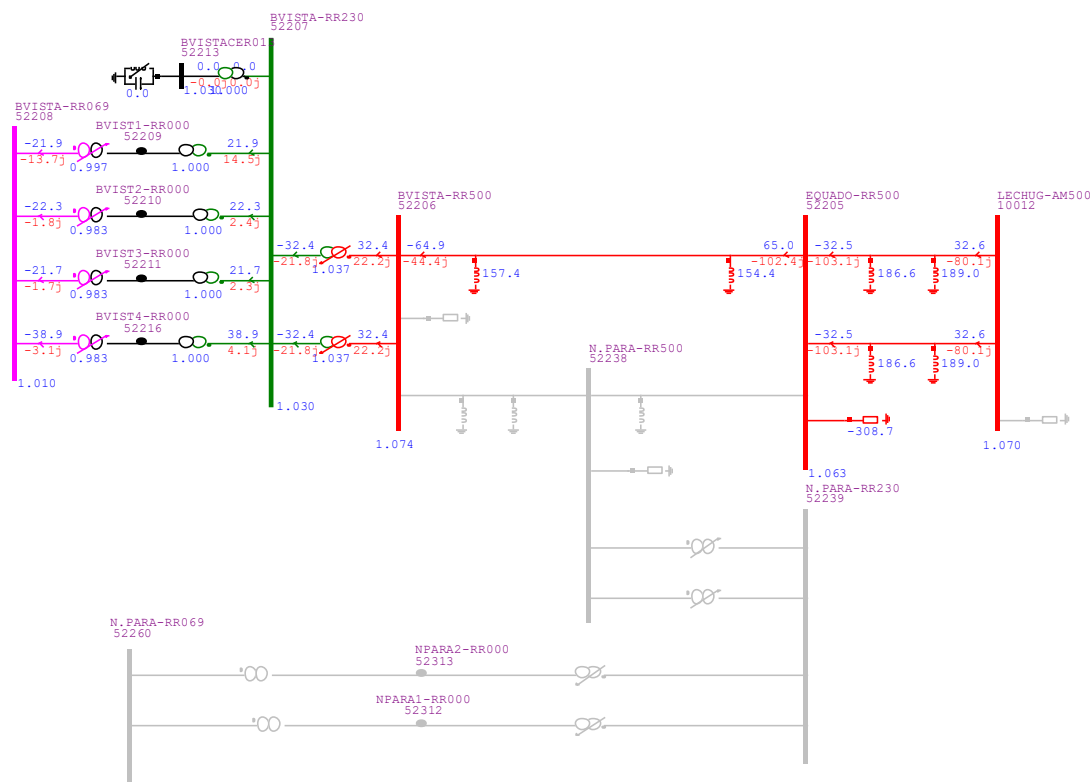


Figura 9-3 – Pré-Energização da LT 500 kV Equador – Novo Paraíso II C1 a partir de Equador

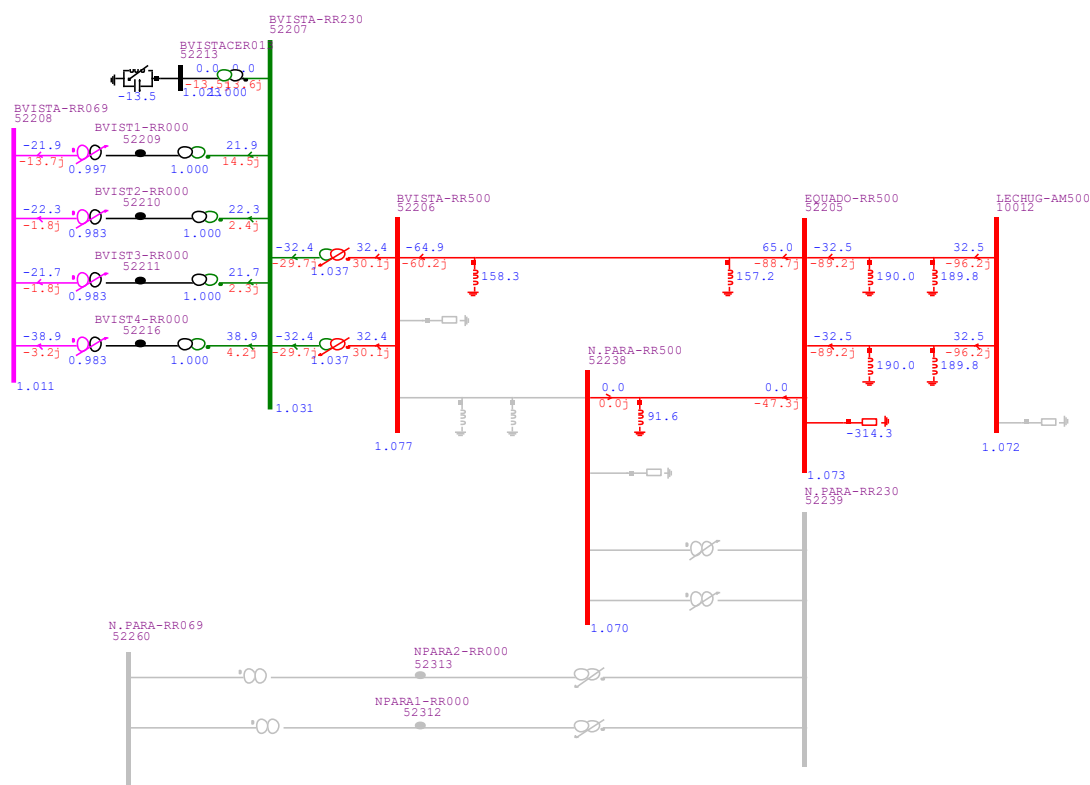


Figura 9-4 – Energização da LT 500 kV Equador – Novo Paraíso II C1 a partir da SE Equador

9.3. Energização da LT 500 kV Novo Paraíso II – Boa Vista C1 a partir de Novo Paraíso II

A energização da LT 500 kV Novo Paraíso II – Boa Vista C1 foi simulada no sentido Novo Paraíso II → Boa Vista, considerando a tomada de carga em Boa Vista e na região sul do estado de Roraima, e reatores fixos de linha de 136,5 Mvar na extremidade Boa Vista e de 60 Mvar na extremidade de Novo Paraíso II. Partindo-se de Novo Paraíso II 500 kV com tensão de 1,040 pu, a tensão no terminal de Novo Paraíso II 500 kV é elevada para 1,071 pu, ficando o terminal aberto em Boa Vista 500 kV com 1,072 pu, ou seja, dentro dos valores predeterminados. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-5 e na Figura 9-6.

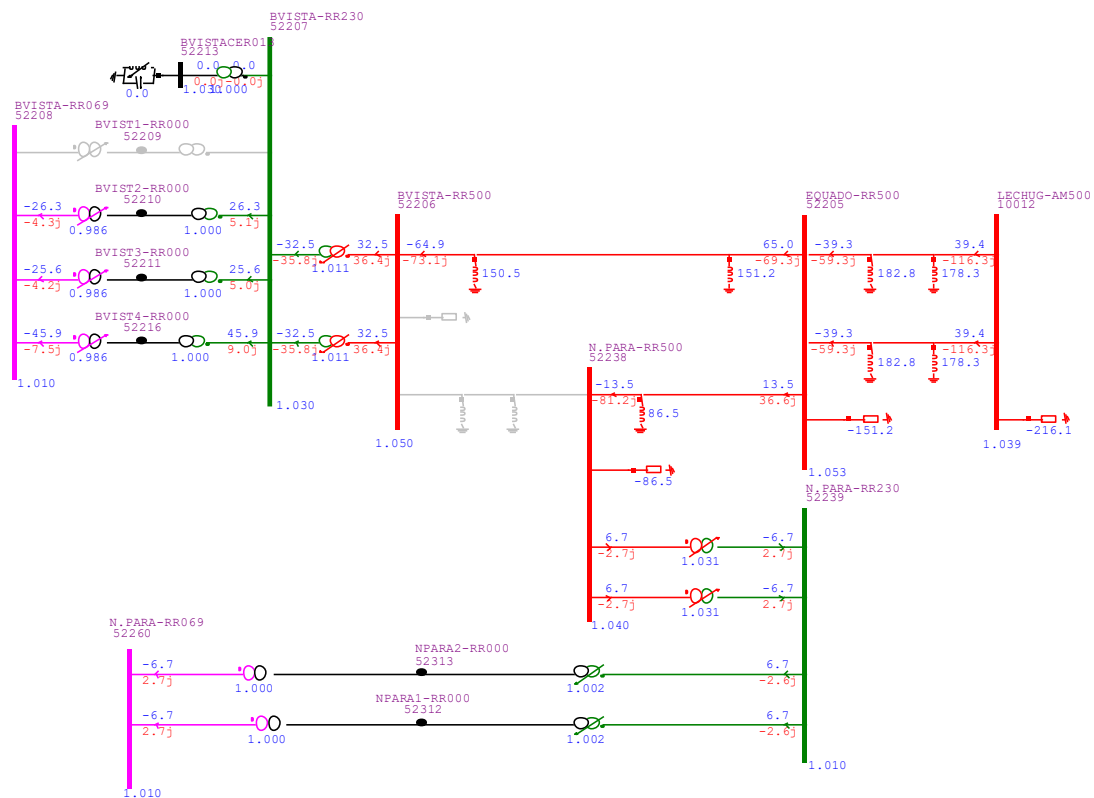


Figura 9-5 – Pré-Energização da LT 500 kV Novo Paraíso II – Boa Vista C1 a partir de Novo Paraíso II

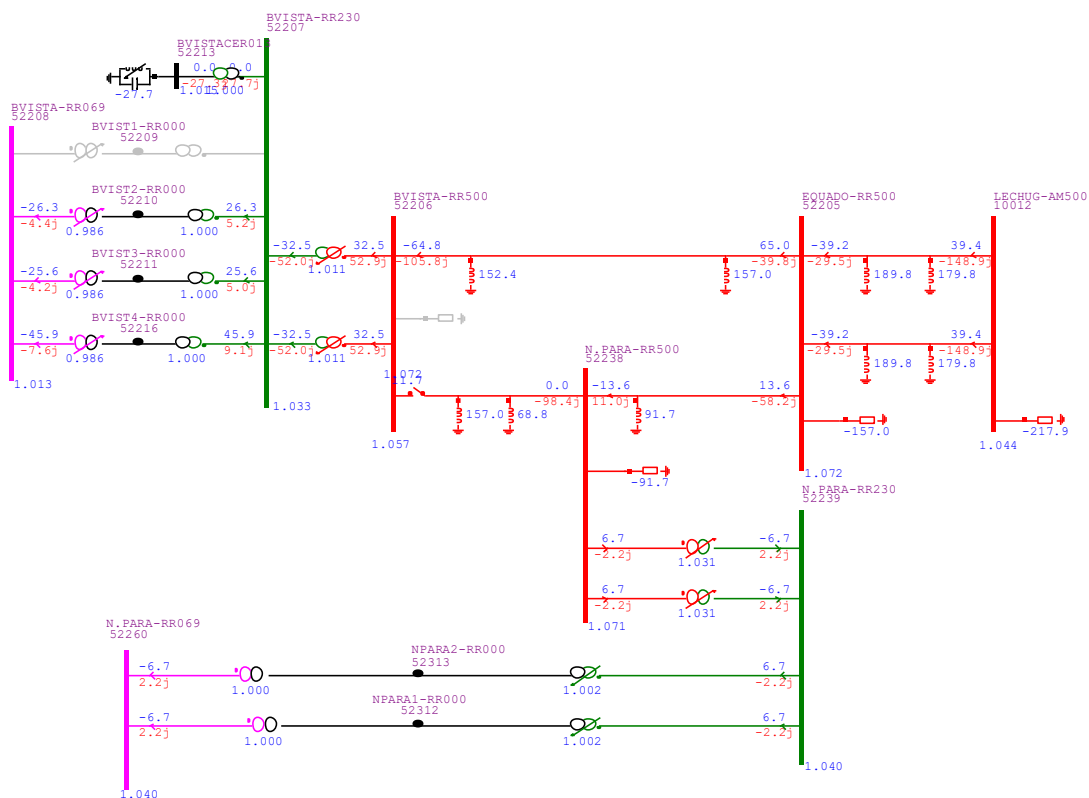


Figura 9-6 – Energização da LT 500 kV Novo Paraíso II – Boa Vista C1 a partir de Novo Paraíso II

Portanto, as simulações realizadas indicam a viabilidade de energização das LTs 500 kV Equador – Boa Vista C2, Equador – Novo Paraíso II C1 e Novo Paraíso II – Boa Vista C1, bem como das transformações 500/230 kV e 230/69 kV de Novo Paraíso II, sem provocar sobretensões no sistema, atendendo aos critérios de planejamento.

9.4. Rejeição da LT 500 kV Equador – Boa Vista C2

Na rejeição da LT 500 kV Equador – Boa Vista C2, partindo da tensão de 1,054 pu na SE Equador 500 kV e 1,069 pu na SE Boa Vista 500 kV, com a abertura intempestiva do disjuntor do terminal Equador, obtiveram-se tensões de 1,080 pu na SE Boa Vista e 1,111 pu no terminal aberto da SE Equador.

Adicionalmente, na rejeição da LT 500 kV Equador – Boa Vista C1, com a abertura intempestiva do disjuntor do terminal Boa Vista, obtiveram-se tensões de 1,059 pu na SE Equador 500 kV e 1,090 pu no terminal aberto na SE Boa Vista. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-7, Figura 9-8 e Figura 9-9.

Conclui-se que a rejeição da LT 500 kV Equador – Boa Vista C2 não provoca sobretensões no sistema, atendendo aos critérios de planejamento.

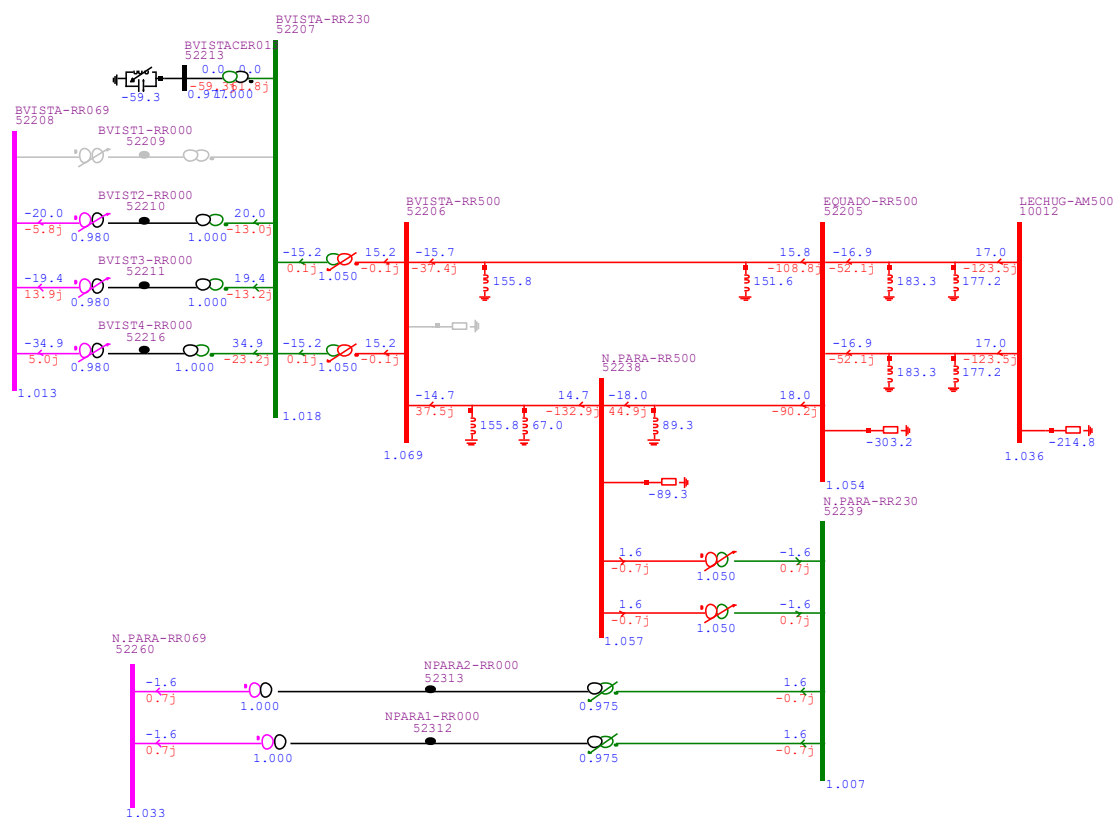


Figura 9-7 – Pré-Rejeição da LT 500 kV Equador – Boa Vista C2

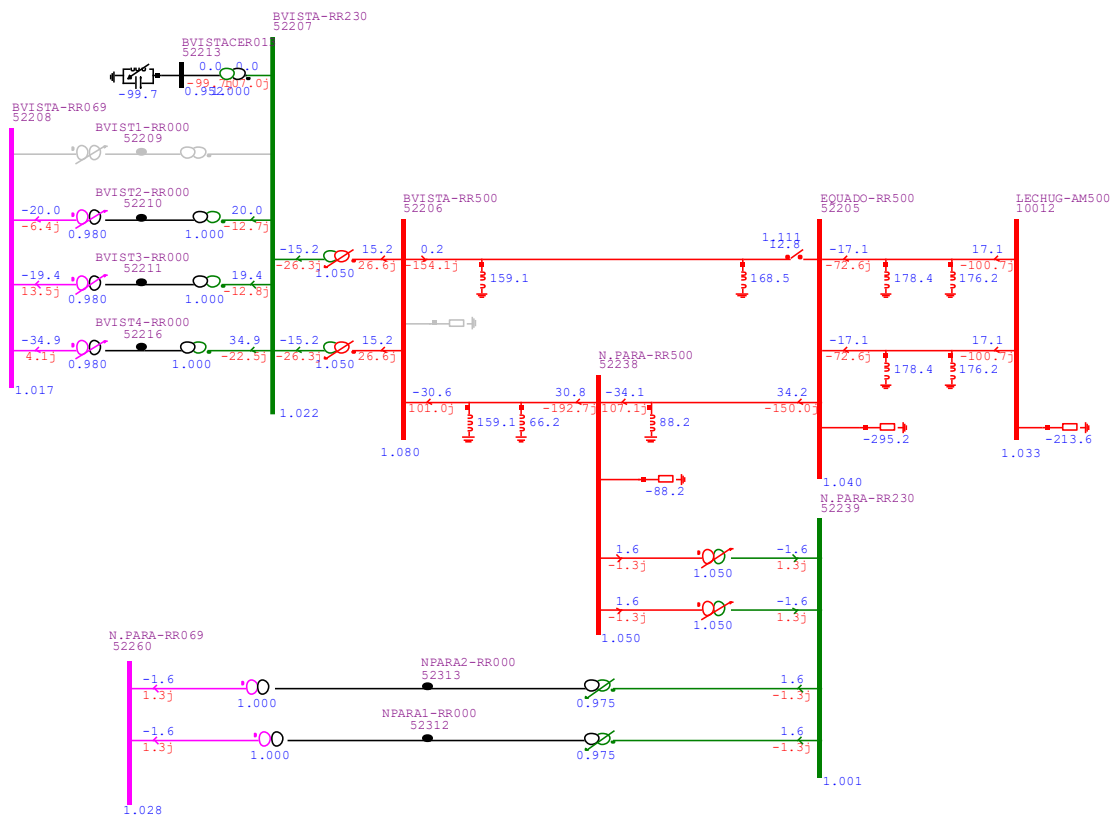


Figura 9-8 – Rejeição da LT 500 kV Equador – Boa Vista C2 com abertura na SE Equador

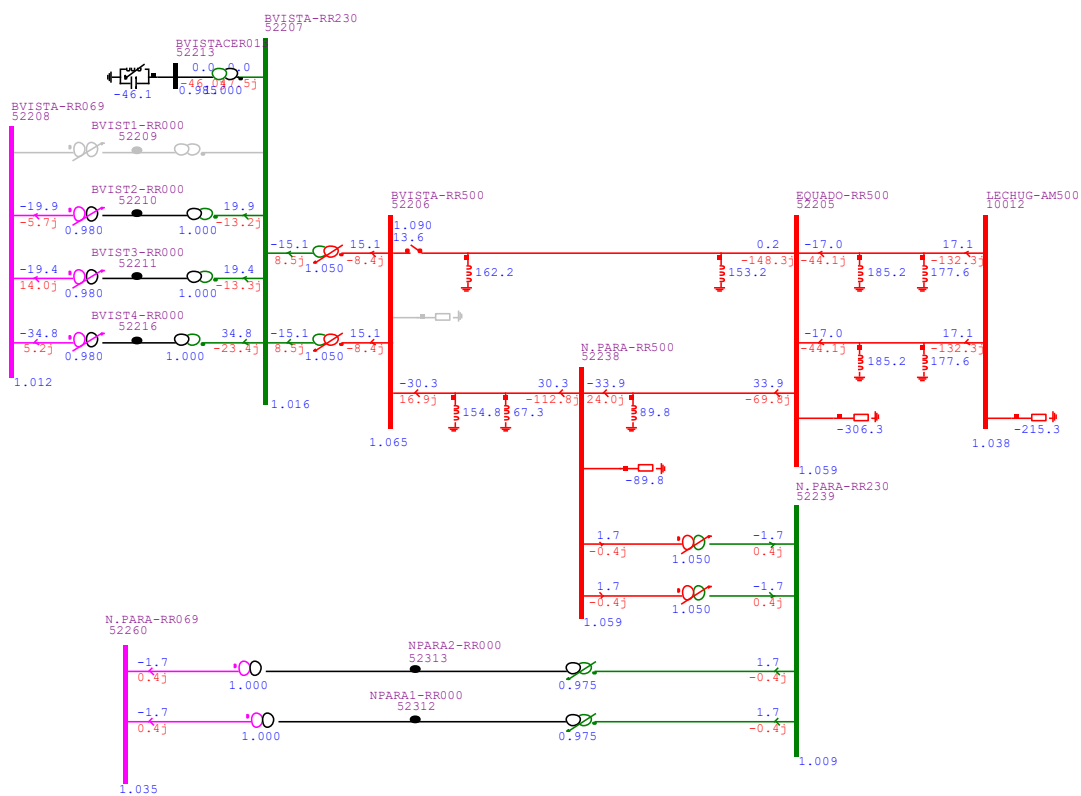


Figura 9-9 – Rejeição da LT 500 kV Equador – Boa Vista C2 com abertura na SE Boa Vista

9.5. Rejeição da LT 500 kV Equador – Novo Paraíso II C1

Na rejeição da LT 500 kV Equador – Novo Paraíso C1, partindo da tensão de 1,054 pu na SE Equador 500 kV e 1,057 pu na SE Novo Paraíso II 500 kV, com a abertura intempestiva do disjuntor do terminal Equador, obtiveram-se tensões de 1,091 pu na SE Novo Paraíso II e 1,1 pu no terminal aberto da SE Equador.

Adicionalmente, na rejeição da LT 500 kV Equador – Novo Paraíso II C1, com a abertura intempestiva do disjuntor do terminal Novo Paraíso II, obtiveram-se tensões de 1,048 pu na SE Equador 500 kV e 1,045 pu no terminal aberto na SE Novo Paraíso II. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-10 e na Figura 9-11.

Conclui-se que a rejeição da LT 500 kV Equador – Novo Paraíso II C1 não provoca sobretensões no sistema, atendendo aos critérios de planejamento.

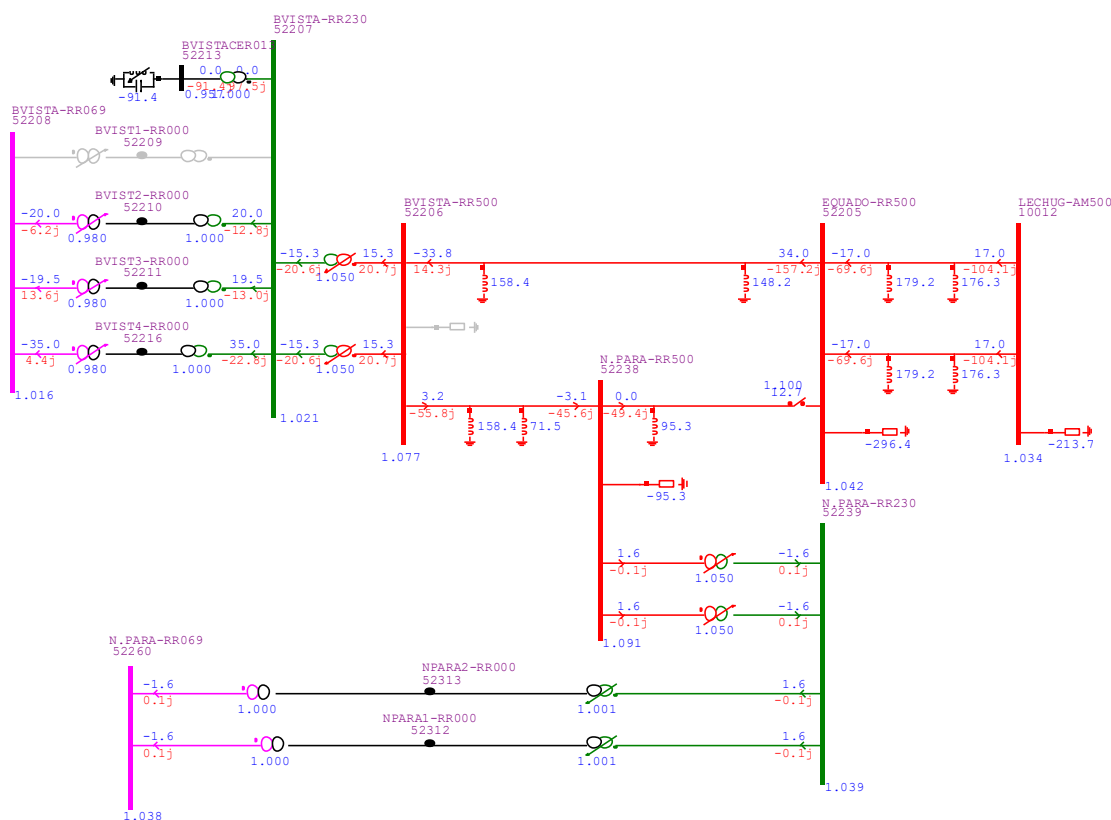


Figura 9-10 – Rejeição da LT 500 kV Equador – Novo Paraíso II C1 com abertura na SE Equador

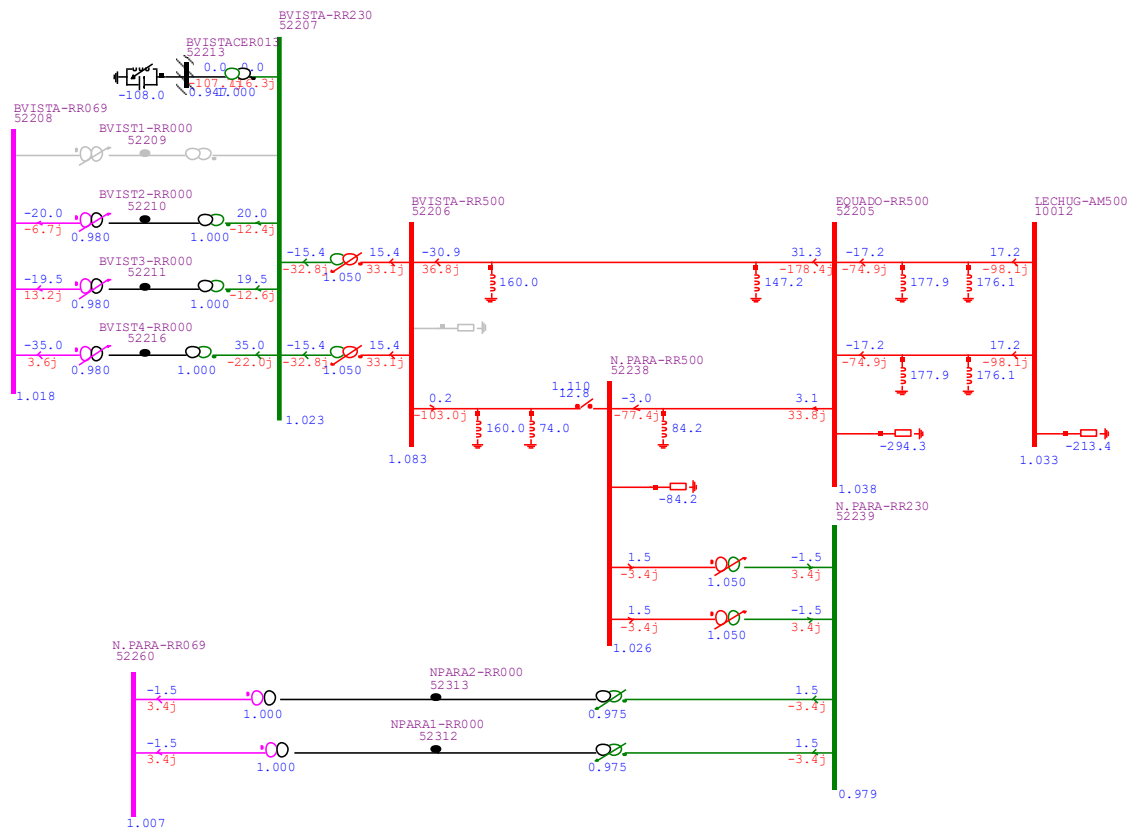


Figura 9-12 – Rejeição da LT 500 kV Novo Paraíso II – Boa Vista C1 com abertura na SE Novo Paraíso II

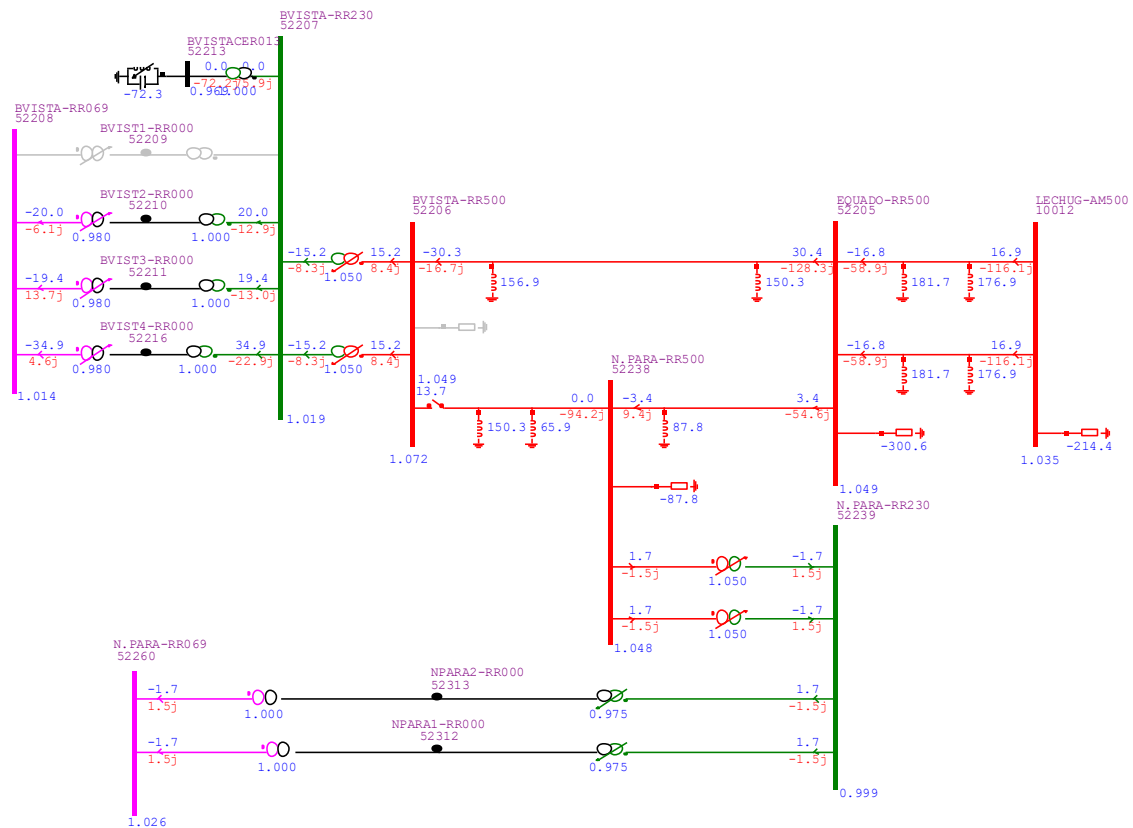


Figura 9-13 – Rejeição da LT 500 kV Novo Paraíso II – Boa Vista C1 com abertura na SE Boa Vista

10. CURTO-CIRCUITO

O cálculo dos níveis de curto-circuito foi efetuado considerando a implantação das obras referentes à Alternativa 2, com base no sistema em regime subtransitário, com todas as máquinas sincronizadas, utilizando a base de dados referente ao PDE 2035.

O impacto nos níveis de curto-circuito das principais subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira da região em análise estão apresentados na

Tabela 10-1, Tabela 10-2, Tabela 10-3 e na Tabela 10-4.

Tabela 10-1 – Correntes de curto-circuito mínimo - 2032 – Antes e após a implantação das obras recomendadas

EPE - CC Mín - 2032			3F - Permanente [kA]			2FT - Permanente [kA]			1F - Permanente [kA]		
Barra	Nome	Tensão	Base	Com A2	Delta	Base	Com A2	Delta	Base	Com A2	Delta
52205	EQUADO-RR-500	500	2,36	2,38	0,02	2,46	2,49	0,03	2,49	2,51	0,02
52238	N.PARA-RR500	500	---	1,97	---	---	2,03	---	---	1,98	---
52239	N.PARA-RR230	230	---	3,12	---	---	3,21	---	---	3,14	---
52260	N.PARA-RR069	69	---	6,71	---	---	6,89	---	---	6,78	---
52206	BVISTA-RR500	500	1,70	1,70	-0,00	2,10	2,11	-0,01	2,15	2,16	0,01
52207	BVISTA-RR230	230	3,19	3,20	0,01	4,38	4,39	0,01	4,33	4,34	0,01
52208	BVISTA-RR069	69	8,63	8,63	0,00	12,96	12,95	-0,1	12,24	12,23	-0,01

Tabela 10-2 – Correntes de curto-circuito mínimo - 2040

EPE - CC Mín - 2040			3F - Permanente [kA]	2FT - Permanente [kA]	1F - Permanente [kA]
Barra	Nome	Tensão	Com A2	Com A2	Com A2
52205	EQUADO-RR-500	500	2,36	2,45	2,45
52238	N.PARA-RR500	500	1,97	1,99	1,93
52239	N.PARA-RR230	230	3,12	3,09	3,02
52260	N.PARA-RR069	69	6,71	6,42	6,32
52206	BVISTA-RR500	500	1,94	2,15	2,18
52207	BVISTA-RR230	230	3,03	4,55	4,49
52208	BVISTA-RR069	69	6,32	13,58	12,86

Tabela 10-3 – Correntes de curto-circuito máximo - 2032 – Antes e após a implantação das obras recomendadas

EPE - CC Mín - 2032			3F - Permanente [kA]			2FT - Permanente [kA]			1F - Permanente [kA]		
Barra	Nome	Tensão	Base	Com A2	Delta	Base	Com A2	Delta	Base	Com A2	Delta
52205	EQUADO-RR-500	500	2,36	3,93	0,27	3,73	3,83	0,10	3,41	3,47	0,06
52238	N.PARA-RR500	500	---	3,13	---	---	3,04	---	---	2,63	---
52239	N.PARA-RR230	230	---	4,36	---	---	4,28	---	---	3,88	---
52260	N.PARA-RR069	69	---	8,60	---	---	8,50	---	---	7,95	---
52206	BVISTA-RR500	500	2,88	2,93	0,05	3,17	3,22	0,05	3,30	3,35	0,05
52207	BVISTA-RR230	230	5,78	5,83	0,05	7,02	7,08	0,06	7,27	7,33	0,06
52208	BVISTA-RR069	69	14,49	14,53	0,04	20,13	20,18	0,05	19,81	19,86	0,05

Tabela 10-4 – Correntes de curto-circuito máximo - 2040

EPE - CC Mín - 2040			3F - Permanente [kA]	2FT - Permanente [kA]	1F - Permanente [kA]
Barra	Nome	Tensão	Com A2	Com A2	Com A2
52205	EQUADO-RR-500	500	3,89	3,77	3,36
52238	N.PARA-RR500	500	3,07	2,97	2,55
52239	N.PARA-RR230	230	4,18	4,08	3,69
52260	N.PARA-RR069	69	7,83	7,72	7,25
52206	BVISTA-RR500	500	2,92	3,30	3,44
52207	BVISTA-RR230	230	5,98	7,30	7,55
52208	BVISTA-RR069	69	15,29	21,09	20,82

O impacto dos reforços indicados no estudo com relação a níveis de curto-circuito é, de forma geral, muito baixo, não tendo sido verificada a superação dos disjuntores das subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.

Adicionalmente, ressalta-se que os disjuntores da SE Novo Paraíso II devem ser dimensionados de acordo com os valores das correntes de curto-circuito apresentados acima, ou seja, 50 kA para o setor de 500 kV, 40 kA para o setor de 230 kV e 31,5 kA para o setor de 69 kV.

11. ANÁLISE DE RESSONÂNCIA E EXTINÇÃO DE ARCO SECUNDÁRIO

Neste capítulo são apresentados os principais resultados das análises preliminares de ressonância e extinção de arco secundário com vistas a verificar, em regime permanente no domínio da frequência, a viabilidade de implantação do religamento monopolar nas LTs aéreas resultantes do seccionamento da LT 500 kV Equador – Boa Vista, C1, em circuito duplo, na SE Novo Paraíso II.

Não obstante as análises preliminares realizadas, ressalta-se que as situações deverão ser investigadas novamente no âmbito do Projeto Básico. 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, dos acoplamentos entre circuitos, dos esquemas de transposição, incluindo a reavaliação das especificações de eventuais reatores de neutro, caso seja identificada a necessidade nestes estudos, dentre outros aspectos. Destaca-se que todas as simulações foram realizadas com o programa ATP/ATPDraw.

11.1. Procedimentos e Critérios de Análise

Diz-se que o religamento monopolar é viável se houver alta probabilidade de auto-extinção do arco secundário em um tempo morto predefinido. Essa probabilidade deve ser verificada através do par de valores de tensão e corrente, no ponto de falta, tanto em regime permanente como em regime transitório. Não obstante, considerando um tempo morto acima de 500 ms, as análises em regime permanente possibilitam conclusões preliminares sobre a viabilidade da manobra. Essas análises têm como objetivo investigar a corrente de arco secundário e a tensão sustentada, sob abertura monopolar, para a faixa de frequência de 56 Hz a 66 Hz [5,6]. A verificação da tensão de fase aberta é importante não só para a questão da extinção do arco secundário, mas também para assegurar que durante a manobra os equipamentos terminais da LT não ficarão expostos a sobretensões acima de seus limites de suportabilidade.

De forma conservativa, as tensões nas barras terminais devem ser ajustadas para valores próximos aos máximos operativos. Além disso, para maximizar a corrente de arco secundário, o fluxo de potência na LT deve ser ajustado, no mínimo, para a condição de maior carregamento vislumbrada no estudo. Nas simulações, considera-se que a silhueta típica é usada em toda a extensão da LT, com a devida representação das transposições e eventuais paralelismos. Por fim, deve-se adotar os seguintes limites para as variáveis avaliadas:

- Corrente de arco secundário não superior a 80 A_{ef} [6,7]
- Tensão induzida na fase aberta não superior à tensão máxima de operação
- No caso de reatores de neutro existentes, limites conforme características construtivas dos equipamentos

11.2. Seccionamento da LT 500 kV Equador – Boa Vista, C1, em CD, na SE Novo Paraíso II

A LT existente possui estruturas de CD, comprimento de cerca de 327,6 km, SIL da ordem de 940 MW por circuito, com reatores shunt de 136,5 Mvar e reatores de neutro de 600 Ω (classe 145 kV - 180 Aef / 60 s) em ambos os terminais e circuitos, resultando em um grau de compensação de aproximadamente 67,7%. Após o seccionamento o trecho Equador – Novo Paraíso II ficará com aproximadamente 100,5 km. Caso o reator de 136,5 Mvar do terminal Equador fosse mantido na linha o grau de compensação, após o seccionamento, ficaria em cerca de 112,8%, o que resultaria em ressonâncias em torno de 63,3 Hz, vide Figura 11-1. Por isso está sendo recomendada a remoção desse reator do terminal Equador e a instalação de um novo reator shunt de 80 Mvar no terminal Novo Paraíso II, resultando em 65,1% de compensação no trecho Equador – Novo Paraíso II. Já o trecho Novo Paraíso II – Boa Vista ficará com aproximadamente 228,1 km, com um novo reator shunt de 60 Mvar no terminal Novo Paraíso II e o reator existente de 136,5 Mvar no terminal Boa Vista, resultando em um grau de compensação de cerca de 69,6%. Nota-se que os graus de compensação dos novos trechos ficaram aproximadamente iguais à situação existente.

Nas simulações, o ponto de operação foi ajustado considerando-se um fluxo total no tronco (C1+C2) aproximadamente igual ao SIL de um circuito, valor muito acima dos fluxos máximos vislumbrados no horizonte de planejamento. Cabe ressaltar também que, embora isto possa a vir a ser necessário, de forma conservadora, para fins deste estudo não se considerou qualquer ajuste no esquema de transposição da linha existente. A necessidade de ajustes no esquema de transposição existente deverá ser avaliada na fase de projeto básico.

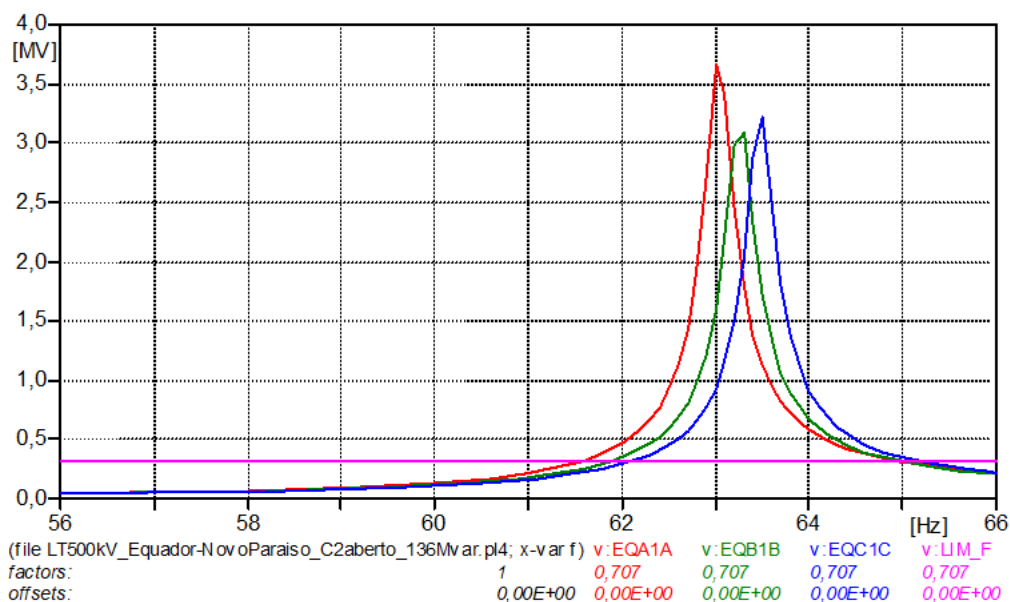


Figura 11-1 – LT 500 kV Equador – Novo Paraíso II, C1. Prospecção das tensões de fase aberta, valor eficaz. C2 aberto e não aterrado e C1 com uma fase aberta. Reator shunt de 136,5 Mvar e de neutro de 600 Ω no terminal Equador. Terminal Equador

11.2.1. Trecho Equador - Novo Paraíso II, C1

Inicialmente foram testadas diferentes possibilidades de abertura monopolar, tanto no circuito seccionado quanto no remanescente, visando identificar a necessidade de uso de reator de neutro no novo reator shunt de 80 Mvar do terminal Novo Paraíso II. Na Figura 11-2 verifica-se que, quando da abertura monopolar na LT 500 kV Equador – Boa Vista, C2, com a LT 500 kV Equador – Novo Paraíso II, C1, aberta e não aterrada nos terminais, as tensões induzidas de fase aberta apresentam comportamento ressonante próximo de 63 Hz. Isso demonstra a necessidade de medida mitigadora. Por conveniência e padronização adotou-se neste estudo reator de neutro de 600 Ω , conforme equipamentos existentes. Na Figura 11-3 está a pior condição encontrada para as tensões de fase aberta, com a presença de reator de neutro, onde pode-se verificar que o limite de 1,1 p.u. (317,5 kVef) é respeitado. Por fim, na Figura 11-4 é ilustrado o comportamento da corrente de arco secundário, onde se verifica valores bastante abaixo do limite de 80 Aef. Esses resultados comprovam a viabilidade do religamento monopolar neste novo trecho de linha, bem como a segurança dos equipamentos face a aberturas monopolares.

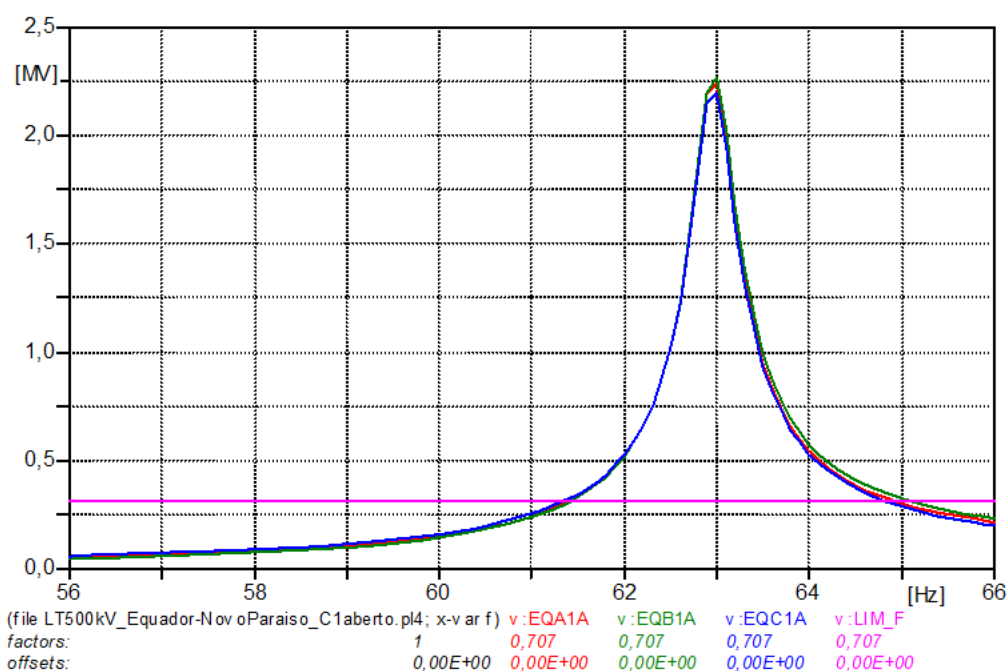


Figura 11-2 – LT 500 kV Equador – Novo Paraíso II, C1. Prospecção das tensões de fase aberta, valor eficaz. C1 aberto e não aterrado e C2 com uma fase aberta. Novo reator shunt de 80 Mvar solidamente aterrado no terminal Novo Paraíso II. Terminal Equador

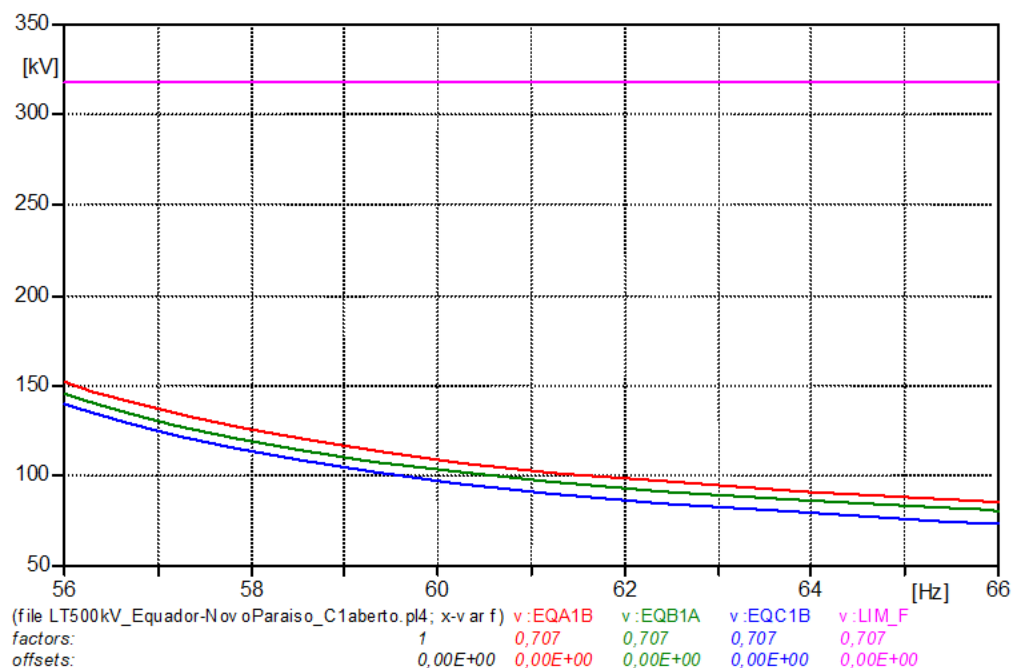


Figura 11-3 – LT 500 kV Equador – Novo Paraíso II, C1. Prospecção das tensões de fase aberta, valor eficaz. C1 aberto e não aterrado e C2 com uma fase aberta. Novo reator shunt de 80 Mvar e de neutro de 600 Ω no terminal Novo Paraíso II. Terminal Equador

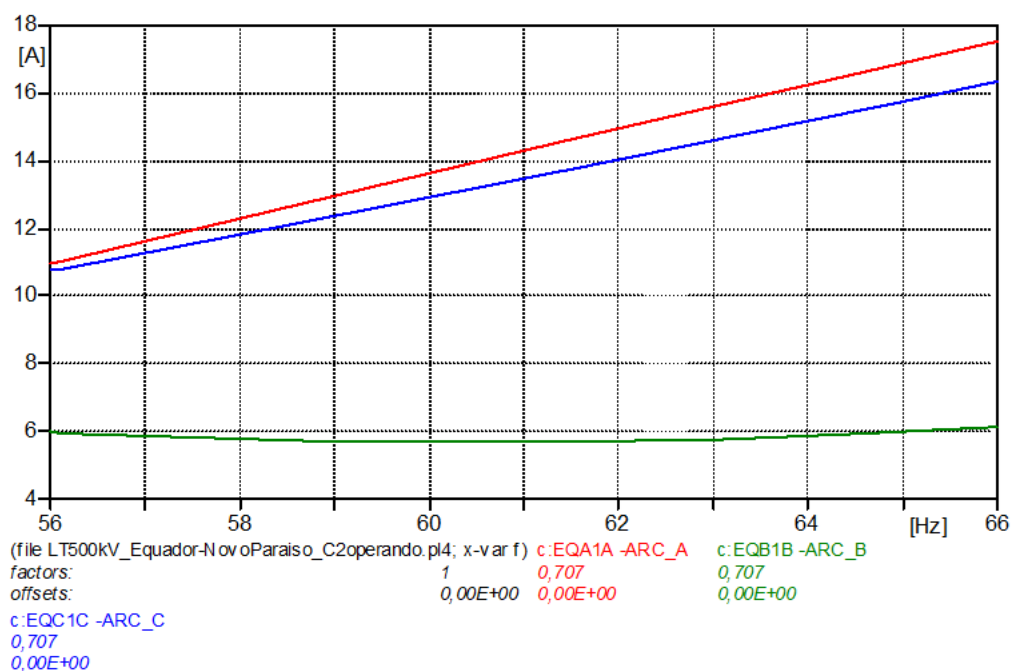


Figura 11-4 – LT 500 kV Equador – Novo Paraíso II, C1. Prospecção das correntes de arco secundário, valor eficaz. Novo reator shunt de 80 Mvar e de neutro de 600 Ω no terminal Novo Paraíso II. Terminal Equador

11.2.2. Trecho Novo Paraíso II – Boa Vista, C1

Inicialmente foram testadas diferentes possibilidades de abertura monopolar, tanto no circuito seccionado quanto no remanescente, visando identificar a necessidade de uso de reator de neutro no novo reator *shunt* de 60 Mvar do terminal Novo Paraíso II. Na Figura 11-5 verifica-se que, quando da abertura monopolar na LT 500 kV Equador – Boa Vista, C2, com a LT 500 kV Novo Paraíso II – Boa Vista, C1, aberta e não aterrada nos terminais, as tensões induzidas de fase aberta apresentam violações para frequências abaixo de 56,8 Hz. Nota-se que esse caso considera o reator *shunt* de 136,5 Mvar existente no terminal Boa Vista aterrado via reator de neutro de 600 Ω . Cabe ressaltar também que foram observadas violações da capacidade de corrente de curta duração (180 A_{ef} ou 108 kV_{ef} a 60 Hz) desse reator de neutro abaixo de 57 Hz, vide Figura 11-6. Portanto, por conveniência e padronização, adotou-se neste estudo novo reator de neutro de 600 Ω , conforme equipamentos existentes. Na Figura 11-7 está a pior condição encontrada para as tensões de fase aberta, com a presença dos reatores de neutro, onde pode-se verificar que o limite de 1,1 p.u. (317,5 kV_{ef}) é respeitado. Além disso, a corrente de curta duração no reator de neutro existente no terminal Boa Vista também é respeitada, vide Figura 11-8. Por fim, na Figura 11-9 é ilustrado o comportamento da corrente de arco secundário, onde se verifica valores bastante abaixo do limite de 80 A_{ef}. Esses resultados comprovam a viabilidade do religamento monopolar neste novo trecho de linha, bem como a segurança dos equipamentos face a aberturas monopolares.

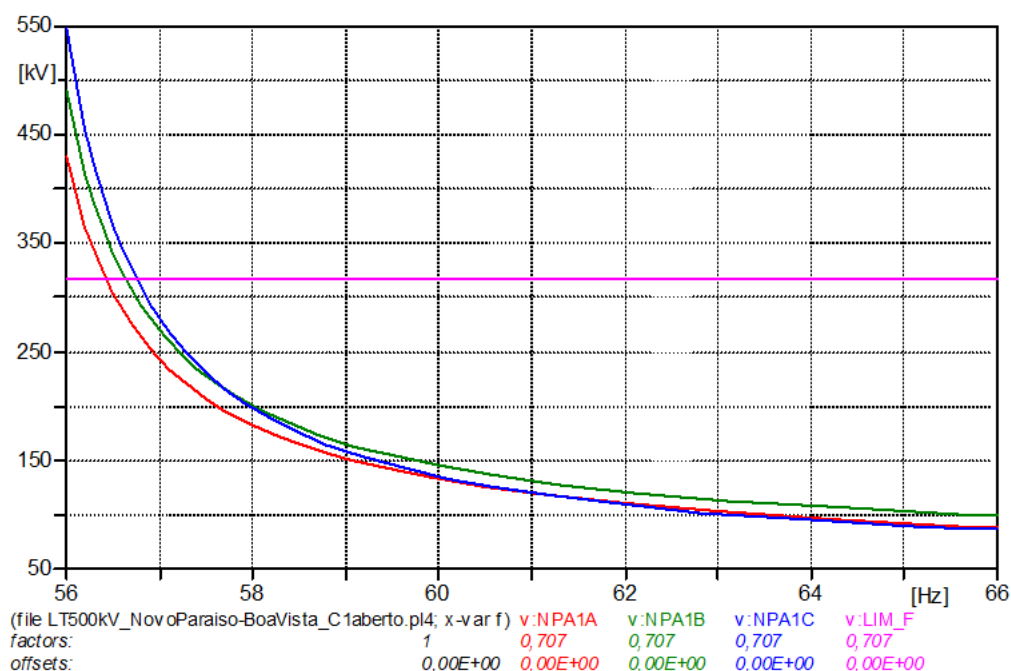


Figura 11-5 – LT 500 kV Novo Paraíso II – Boa Vista, C1. Prospecção das tensões de fase aberta, valor eficaz. C1 aberto e não aterrado e C2 com uma fase aberta. Novo reator shunt de 60 Mvar solidamente aterrado no terminal Novo Paraíso II. Reator shunt de 136,5 Mvar e de neutro de 600 Ω no terminal Boa Vista. Terminal Novo Paraíso II

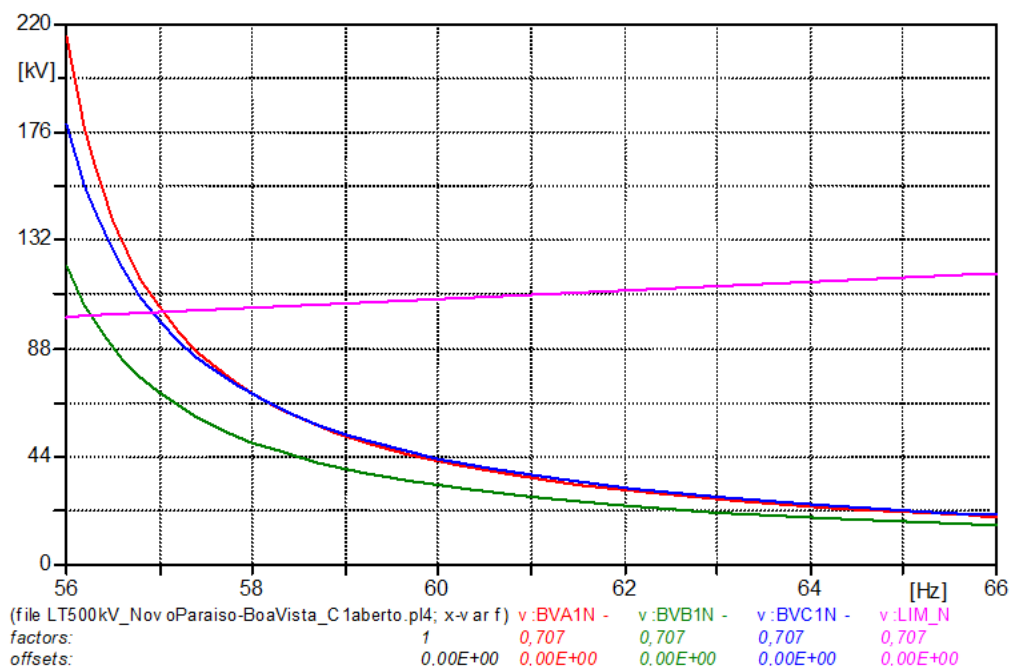


Figura 11-6 – LT 500 kV Novo Paraíso II – Boa Vista, C1. Prospecção das tensões de neutro, valor eficaz. C1 aberto e não aterrado e C2 com uma fase aberta. Novo reator shunt de 60 Mvar solidamente aterrado no terminal Novo Paraíso II. Reator shunt de 136,5 Mvar e de neutro de 600 Ω no terminal Boa Vista.

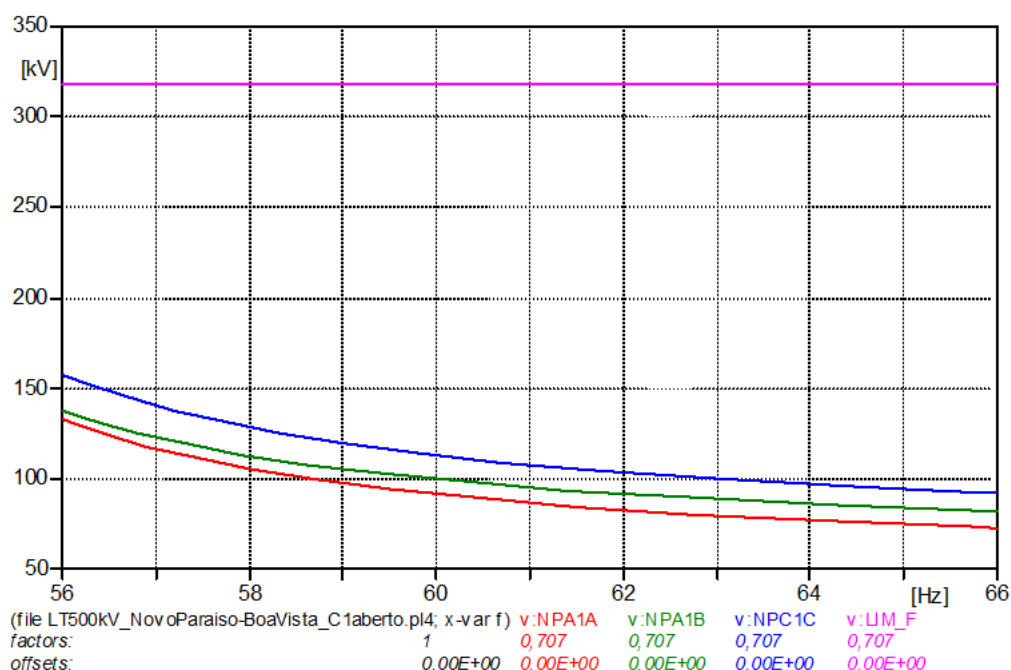


Figura 11-7 – LT 500 kV Novo Paraíso – Boa Vista, C1. Prospecção das tensões de fase aberta, valor eficaz. C1 aberto e não aterrado e C2 com uma fase aberta. Novo reator shunt de 60 Mvar no terminal Novo Paraíso e reator shunt de 136,5 Mvar no terminal Boa Vista, ambos aterrados por reator de neutro de 600 Ω . Terminal Novo Paraíso

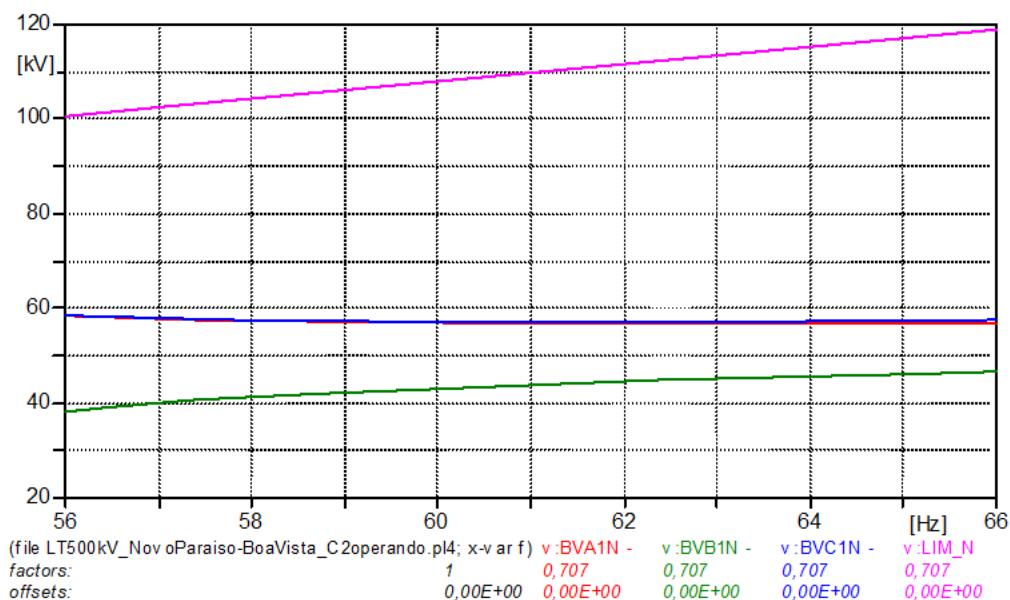


Figura 11-8 – LT 500 kV Novo Paraíso II – Boa Vista, C1. Prospecção das tensões de neutro, valor eficaz. Novo reator shunt de 60 Mvar no terminal Novo Paraíso II e reator shunt de 136,5 Mvar no terminal Boa Vista, ambos aterrados por reator de neutro de 600 Ω . Terminal Boa Vista

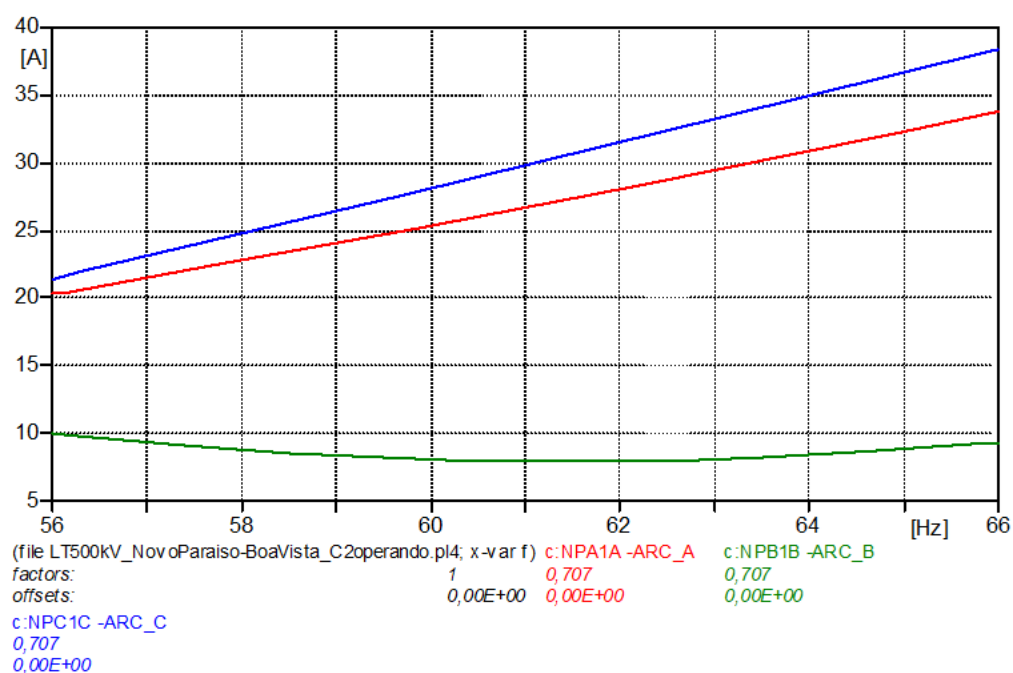


Figura 11-9 – LT 500 kV Novo Paraíso II - Boa Vista, C1. Prospecção das correntes de arco secundário, valor eficaz. Novo reator shunt de 60 Mvar no terminal Novo Paraíso II e reator shunt de 136,5 Mvar no terminal Boa Vista, ambos aterrados por reator de neutro de 600 Ω . Terminal Novo Paraíso II

11.3. Lâminas de terra das chaves seccionadoras de linha

Recomenda-se que os novos reatores shunt de linha, na SE Novo Paraíso II, sejam alocados entre as chaves seccionadoras das entradas de linha e a barra de 500 kV, conforme ilustrado na Figura 11-10. Esse arranjo visa reduzir as induções por efeito eletrostático nas lâminas de terra dessas seccionadoras. Caso elas fossem alocadas do “lado” da barra, a princípio, as induções eletrostáticas seriam muito elevadas, bem acima dos limites padronizados para a classe B da norma NBR IEC 62271-102 [8]. Isso implicaria na necessidade de comprovação da viabilidade junto ao fabricante, eventualmente com o desenvolvimento de uma chave especial, ou então de um ajuste no esquema de transposição existente. Atualmente, segundo informações fornecidas pela transmissora, os ciclos de transposição dos circuitos 1 e 2 giram em sentidos opostos, com faseamento de saída ABC/CBA. Em uma análise prévia verificou-se que, caso o arranjo da Figura 11-10 não fosse adotado, poderia ser necessário alterar o faseamento de saída e/ou o sentido de giro desses ciclos. Como consequência, haveria uma elevação do gradiente superficial dos cabos condutores e para-raios em determinados trechos da LT, com potencial aumento dos níveis de rádiointerferência e, eventualmente, necessidade de aumentar a faixa de segurança da linha. Cabe ressaltar que essas recomendações têm caráter referencial e deverão ser estudadas em mais detalhes no projeto básico.

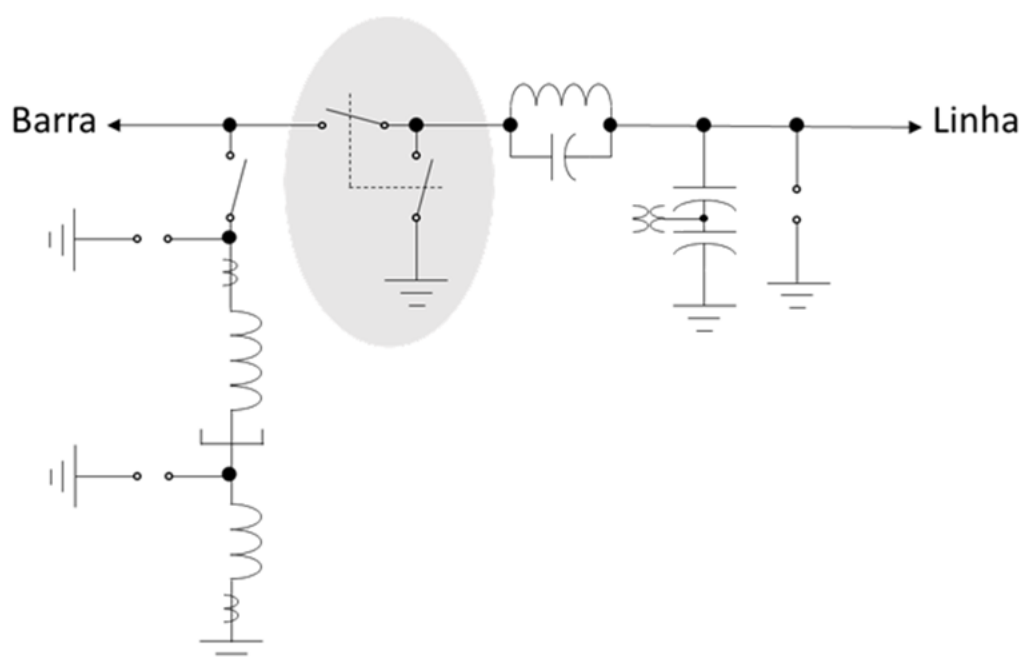


Figura 11-10 – Posicionamento recomendado para as chaves seccionadoras com lâminas de terra das entradas de linha da SE Novo Paraíso II

12. AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS

Neste capítulo são apresentadas análises técnicas e de otimização visando definir as especificações básicas do novo trecho de linha, de cerca de 2 km, referente ao seccionamento da LT 500 kV Equador – Boa Vista, C1, em Circuito Duplo (CD), na SE Novo Paraíso II. Os resultados obtidos nas análises foram extraídos diretamente do programa ELEKTRA, desenvolvido pelo CEPEL [9].

12.1. Dados e Premissas

Os dados ambientais predominantes e preliminares para as análises técnicas e definição das capacidades de corrente estão dispostos na Tabela 12-1. Nota-se que a temperatura do ar corresponde à maior máxima média mensal registrada na estação de medição localizada em Boa Vista/RR [10].

Tabela 12-1 – Dados do ambiente

Temperatura do ar [°C]	35
Vento p/ cálculo de temperatura [m/s]	1
Radiação solar [W/m ²]	1000
Altitude média [m]	90
Altitude máxima [m]	100
DRA ¹ [p.u.]	0,96
Vento p/ balanço [km/h] (50 anos, 30 s, 10 m)	105

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

Nestas análises adotaram-se referencialmente estruturas de circuito duplo, com os circuitos dispostos verticalmente e feixes de 3 subcondutores por fase. Na Seção 12.3 constam as coordenadas finais dos cabos na torre e flechas para a silhueta típica do trecho LT. Por fim, para fins desta análise, considerou-se cabos condutores com diferentes bitolas e formações, e cabos para-raios EAR 3/8” e OPGW 13,3 mm.

12.2. Critérios para as Análises Elétricas

Na definição das capacidades de corrente, os valores a serem especificados devem atender minimamente aos fluxos observados no estudo, em condição normal e emergência. Adicionalmente, deve-se 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.

12.3. Características Técnicas da Solução de Referência

Segundo informações levantadas, a LT existente utiliza condutores ACAR 950 MCM 30/7. Devido à reduzida extensão do novo trecho, entende-se como razoável manter referencialmente esse condutor bem como as capacidades de corrente do circuito existente.

12.3.1. Características Elétricas

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas para o novo trecho de seccionamento da LT 500 kV Equador – Boa Vista, C1, estão sumarizados na Tabela 12-2.

Tabela 12-2 - Características elétricas básicas do novo trecho de seccionamento 500 kV

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 Duplo	ACAR 30/7 3 x 950 MCM	2445	3010	+	0,0240	0,3415	4,8622
				0	0,3075	1,2602	2,9503
				mut.0	0,2838	0,8484	-1,0318

A Figura 12-1, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos do novo trecho de 500 kV, incluindo o vão médio de 500 m utilizado na análise referencial.

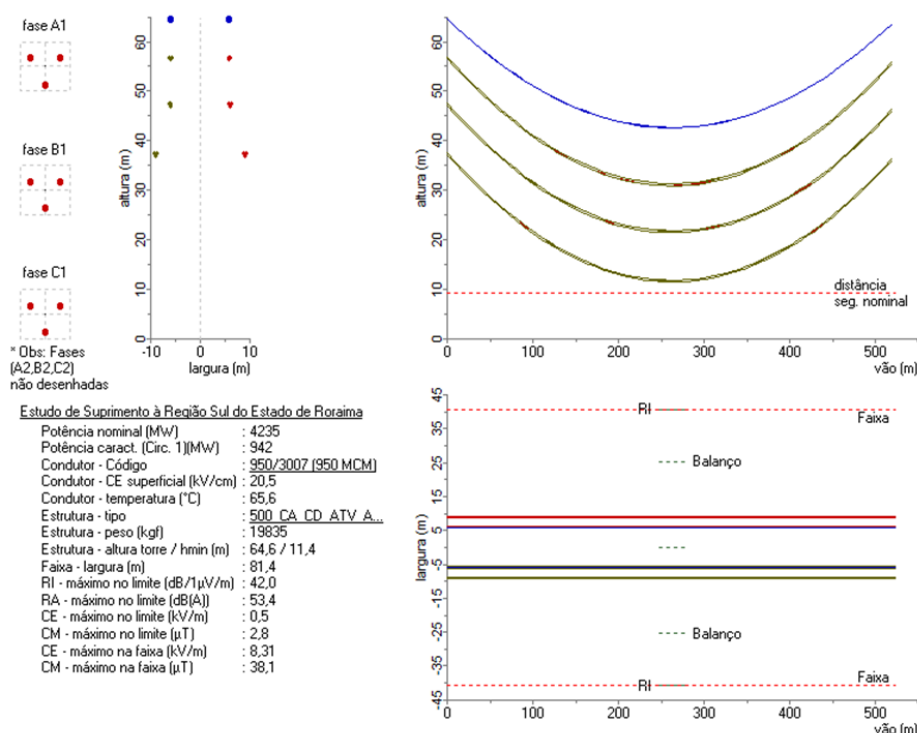


Figura 12-1 – Dados técnicos básicos do novo trecho de seccionamento 500 kV

12.3.2. Características Construtivas

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 12-3. Foram considerados feixes com geometria triangular e espaçamento de 45,72 cm entre os cabos condutores.

Tabela 12-3 - Coordenadas da silhueta típica do novo trecho de seccionamento 500 kV

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A1	5,9	56,9	25,7
Feixe B1	6,1	47,4	25,7
Feixe C1	9,0	37,4	25,7
Feixe A2	-9,0	37,4	25,7
Feixe B2	-6,1	47,4	25,7
Feixe C2	-5,9	56,9	25,7
Para-raios 1	-5,9	64,6	21,9
Para-raios 2	5,9	64,6	21,9

12.3.3. Estimativas Iniciais para a Faixa de Segurança

Com relação à faixa de segurança, o valor calculado pelo ELEKTRA foi de 81,4 metros devido ao fenômeno da radiointerferência. 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 de 85 m.

Cabe destacar que esse valor de faixa se deve ao elevado gradiente na superfície dos condutores, consequência direta do diâmetro do condutor e da geometria das estruturas. Caso o projeto entenda ser necessário uma redução da faixa, eventualmente, poderá ser estudado o aumento do diâmetro do condutor e/ou alteração da geometria das torres.

13. RECOMENDAÇÕES PARA RELATÓRIO R2

Dentre as novas instalações deste estudo, não foram identificadas instalações com necessidade de elaboração de estudos de Transitórios Eletromagnéticos de Manobra (TEM) nesta 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.

14. ANÁLISE SOCIAMBIENTAL PRELIMINAR

As avaliações socioambientais preliminares referentes às novas instalações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira recomendadas neste estudo foram objeto da Nota Técnica EPE-DEA-SMA-NT-010/2026 “Análise Socioambiental do Estudo de Atendimento Elétrico à Região Sul de Roraima” [12], que é parte integrante deste relatório R1.

15. REFERÊNCIAS

- [1] EPE - Empresa de Pesquisa Energética, “EPE-DEE-DEA-NT-004/2020 - Diretrizes para a elaboração dos relatórios técnicos para a licitação de novas instalações da Rede Básica: estrutura e conteúdo dos relatórios R1, R2, R3, R4 e R5”, 15 de dezembro de 2020. [Online]. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>
- [2] CCPE - Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos, “Critérios para expansão do sistema de Transmissão - Volume 1”, nov. 2002
- [3] CCPE - Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos, “Critérios para expansão do sistema de Transmissão - Volume 2”, nov. 2002
- [4] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, “Base de Referência de Preços”, janeiro de 2025
- [5] ONS. Procedimentos de Rede – Submódulo 2.3 – Premissas, Critérios e Metodologias Para Estudos Elétricos: Critérios. 2025
- [6] ONS. Diretrizes para a Elaboração de Projetos Básicos para Empreendimentos de Transmissão: Estudos elétricos, especificação das instalações, de equipamentos e de linhas de transmissão - Revisão 2. Dez/2024
- [7] Haubrich, H.-J., Hosemann, G., Thomas, R., Single-phase auto-reclosing in EHV Systems, CIGRE 1974, paper 31-09, Paris, 1974
- [8] ABNT. NBR IEC 62271-102 Manobra e comando de alta tensão Parte 102: Seccionadoras e seccionadoras de aterramento em corrente alternada. Segunda edição, 2022
- [9] <https://www.cepel.br/produtos/elektra/>
- [10] INMET. Normal Climatológico do Brasil 1981-2010: Temperatura Máxima. <http://www.inmet.gov.br/portal/>
- [11] ONS. Procedimentos de Rede – Submódulo 2.7 – Requisitos Mínimos Para Linhas de Transmissão. 2022
- [12] EPE - Empresa de Pesquisa Energética, “EPE-DEA-SMA-NT-010/2026 - Análise Socioambiental – Estudo de Atendimento Elétrico à Região Sul de Roraima”, março de 2026
- [13] ONS - IO-ON.N.5RR Rev24 - Manual de Procedimentos da Operação - Operação Normal da Área 500/230 kV Roraima

16. EQUIPE TÉCNICA

Fabiano Schmidt

Igor Chaves

João Alves da Silva Neto

Luiz Felipe Froede Lorentz

Marcelo Willian Henriques Szrajbman

Maria de Fátima de Carvalho Gama

Matias Halmenschlager Hubert

Rafael de Carvalho Caetano

Rafael Theodoro Alves e Mello

Renan Gonzaga Silva Dos Santos

Vinicius Ferreira Martins

Yan Ricardo Damasceno Rangel

17. ANEXO

17.1. Caracterização da SE Novo Paraíso II 500/230/69 kV

O arranjo da nova subestação Novo Paraíso II 500/230/69 kV deverá ser conforme a Figura 17-1, de forma a possibilitar futuras expansões. Cabe ressaltar que este diagrama esquemático não tem por objetivo indicar a localização física de cada elemento.

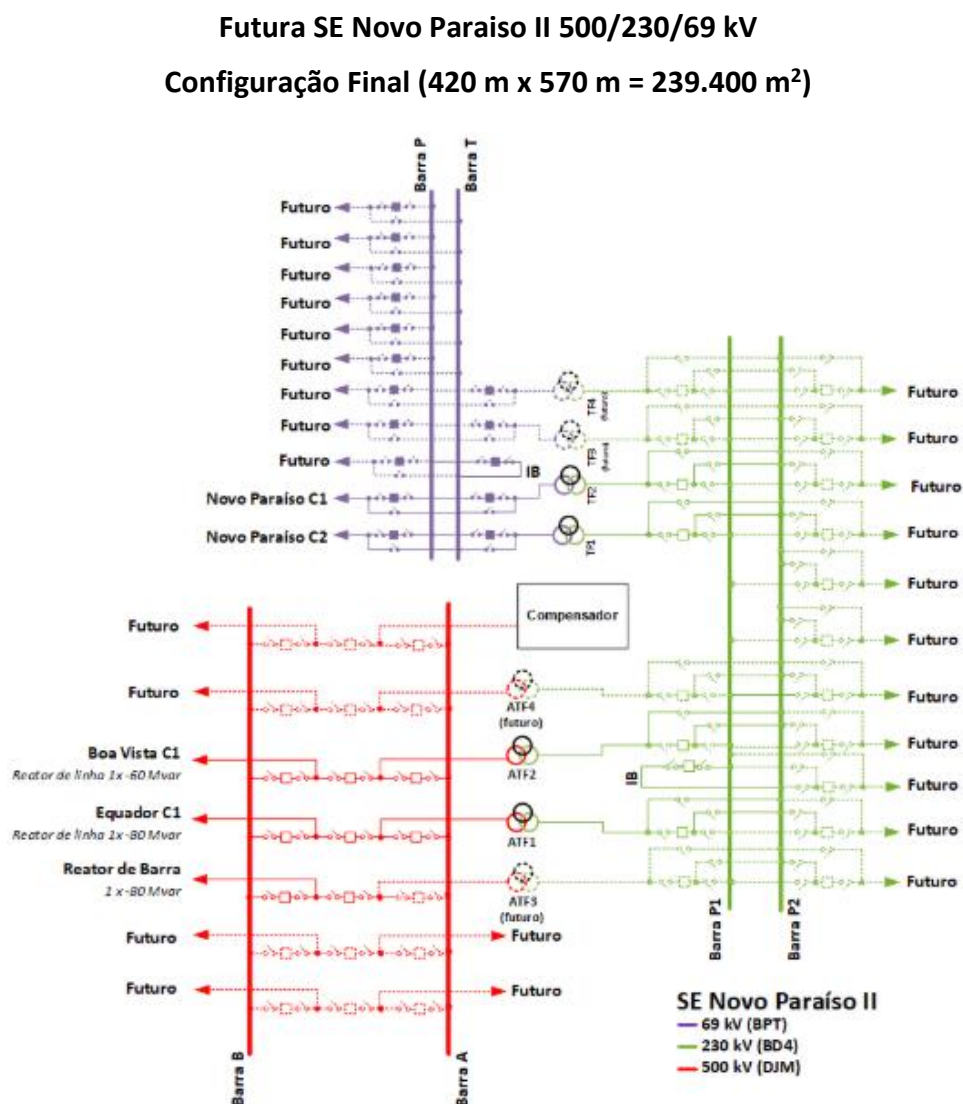


Figura 17-1 – Arranjo da futura SE Novo Paraíso II 500/230/69 KV

17.2. Parâmetros das Linhas de Transmissão

Tabela 17-1 – Características Elétricas das Linhas de Transmissão – Alternativas Vencedoras

Linha de transmissão	Tensão [kV]	Extensão [km]	Condutor	Capacidade Operativa		Parâmetros Elétricos		
				Longa Duração [A]	Curta Duração [A]	r+ [Ω/km]	x+ [Ω/km]	b+ [μS/km]
Seccionamento LT 500 kV Equador – Boa Vista C1, na SE Novo Paraíso II	500	2	1xCD – 3x950 MCM	2445	3010	0,0240	0,3415	4,8622

17.3. Parâmetros dos Equipamentos

Tabela 17-2 - Parâmetros dos Transformadores Novos

Subestação	Transformação	Unidade	Capacidade [MVA]	X (%) Base 100 MVA	Ligação	D TAP
Novo Paraíso II	500/230 kV	1° e 2° ATR	300/360	4,67	Y - Y	1,1/0,9
	230/69 kV	1° e 2° TR	150/180	9,918	Y – Y	1,1/0,9

17.4. Plano de Obras e Estimativa de Investimentos

Tabela 17-3 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						553.438,90	553.438,90	49.160,56	282.507,97
SE 500/230 kV EQUADOR (Ampliação/Adequação)						201.355,96	201.355,96	17.885,93	102.784,00
1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ		2032	7,0	1,0	13331,25	93.318,75	93.318,75	8.289,27	47.635,41
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2032	2,0	1,0	15739,15	31.478,30	31.478,30	2.796,14	16.068,39
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	2,0	1,0	9874,94	19.749,88	19.749,88	1.754,33	10.081,51
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2032	2,0	1,0	15016,87	30.033,74	30.033,74	2.667,82	15.331,00
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	7798,08	7.798,08	7.798,08	692,68	3.980,60
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0						
MIM - 500 kV		2032	1,0	1,0	8746,17	8.746,17	8.746,17	776,90	4.464,56
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	3534,30	3.534,30	3.534,30	313,94	1.804,12
MIG-A		2032	1,0	1,0	6696,74	6.696,74	6.696,74	594,85	3.418,41
SE 230 kV NOVO PARAÍSO II (Nova)						133.066,60	133.066,60	11.819,96	67.925,07
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	2,0	1,0	9874,94	19.749,88	19.749,88	1.754,33	10.081,51
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2032	2,0	1,0	3629,43	7.258,86	7.258,86	644,79	3.705,35
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	7798,08	7.798,08	7.798,08	692,68	3.980,60
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0						
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	3725,50	3.725,50	3.725,50	330,93	1.901,72
MIM - 69 kV		2032	1,0	1,0	1072,79	1.072,79	1.072,79	95,29	547,62
MIG (Terreno Rural)		2032	1,0	1,0	15287,93	15.287,93	15.287,93	1.357,99	7.803,86
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	2895,07	2.895,07	2.895,07	257,16	1.477,82
1° e 2° TF 230/69 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ		2032	7,0	1,0	10754,07	75.278,49	75.278,49	6.686,80	38.426,60
LT 230 kV EQUADOR - NOVO PARAÍSO II, C1 e C2 (CD) (Nova)						199.586,92	199.586,92	17.728,79	101.880,98
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	EQUADOR	2032	2,0	1,0	10926,43	21.852,86	21.852,86	1.941,13	11.154,99
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	NOVO PARAÍSO	2032	2,0	1,0	10926,43	21.852,86	21.852,86	1.941,13	11.154,99
MIM - 230 kV	NOVO PARAÍSO	2032	1,0	1,0	2356,20	2.356,20	2.356,20	209,30	1.202,74
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 100 km		2032	100,0	1,0	1535,25	153.525,00	153.525,00	13.637,23	78.368,25
LT 69 kV NOVO PARAISO - NOVO PARAISO II, C1 e C2 (CD) (Nova)						19.429,42	19.429,42	1.725,87	9.917,93
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 954 MCM, 2 km		2032	2,0	1,0	996,31	1.992,62	1.992,62	177,00	1.017,15
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Novo Paraíso	2032	2,0	1,0	4001,60	8.003,20	8.003,20	710,90	4.085,31
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Novo Paraíso II	2032	2,0	1,0	4001,60	8.003,20	8.003,20	710,90	4.085,31
MIM - 69 kV	Novo Paraíso	2032	1,0	1,0	715,20	715,20	715,20	63,53	365,08
MIM - 69 kV	Novo Paraíso II	2032	1,0	1,0	715,20	715,20	715,20	63,53	365,08

Tabela 17-4 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual RN
						534.410,06	534.410,06	47.470,27 272.794,53
SE 500/230/69 kV NOVO PARAISO II (Nova)						382.268,59	382.268,59	33.955,94 195.132,51
1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ		2032	7,0	1,0	13331,25	93.318,75	93.318,75	8.289,27 47.635,41
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2032	2,0	1,0	15739,15	31.478,30	31.478,30	2.796,14 16.068,39
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	2,0	1,0	9874,94	19.749,88	19.749,88	1.754,33 10.081,51
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2032	3,0	1,0	15016,87	45.050,61	45.050,61	4.001,73 22.996,50
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	7798,08	7.798,08	7.798,08	692,68 3.980,60
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	2,0	1,0	9874,94	19.749,88	19.749,88	1.754,33 10.081,51
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2032	2,0	1,0	3629,43	7.258,86	7.258,86	644,79 3.705,35
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			2,0					
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2032	1,0	1,0	12430,20	12.430,20	12.430,20	1.104,14 6.345,11
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	2895,07	2.895,07	2.895,07	257,16 1.477,82
MIG (Terreno Rural)		2032	1,0	1,0	28160,62	28.160,62	28.160,62	2.501,44 14.374,85
MIM - 69 kV		2032	1,0	1,0	1072,79	1.072,79	1.072,79	95,29 547,62
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	6209,17	6.209,17	6.209,17	551,54 3.169,53
MIM - 500 kV		2032	1,0	1,0	13944,82	13.944,82	13.944,82	1.238,68 7.118,26
1° Reator de Barra 500 kV, (3) x 26,67 Mvar 1Φ		2032	3,0	1,0	5957,69	17.873,07	17.873,07	1.587,62 9.123,47
1° e 2° TF 230/69 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ		2032	7,0	1,0	10754,07	75.278,49	75.278,49	6.686,80 38.426,60
SECC LT 500 kV EQUADOR - BOA VISTA, C1, NA SE NOVO PARAISO II (Ampliação/Adequação)						93.563,45	93.563,45	8.311,00 47.760,32
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2032	2,0	1,0	13940,15	27.880,30	27.880,30	2.476,54 14.231,76
MIG-A		2032	1,0	1,0	3483,79	3.483,79	3.483,79	309,46 1.778,33
Circuito Duplo 500 kV, 3 x 950 MCM, 2 km		2032	2,0	1,0	3729,45	7.458,90	7.458,90	662,55 3.807,46
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM		2032	2,0	1,0	3989,59	7.979,18	7.979,18	708,77 4.073,05
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 20 Mvar 1Φ - Ref LT 500 kV Novo Paraíso II - Boa Vista C1		2032	4,0	1,0	5732,63	22.930,52	22.930,52	2.036,86 11.705,09
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 26,67 Mvar 1Φ - Ref. LT 500 kV Equador - Novo Paraíso II C1		2032	4,0	1,0	5957,69	23.830,76	23.830,76	2.116,83 12.164,63
SE 500 kV BOA VISTA (Ampliação/Adequação)						39.148,60	39.148,60	3.477,47 19.983,76
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2032	1,0	1,0	12646,05	12.646,05	12.646,05	1.123,32 6.455,29
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2032	1,0	1,0	15311,97	15.311,97	15.311,97	1.360,12 7.816,14
MIM - 500 kV		2032	1,0	1,0	4648,27	4.648,27	4.648,27	412,89 2.372,75
Custo de transferência dos reatores de linha da LT Equador - Boa Vista para a SE Boa Vista		2032	3,0	0,4	5451,93	6.542,31	6.542,31	581,14 3.339,58
LT 69 kV NOVO PARAISO - NOVO PARAISO II, C1 e C2 (CD) (Nova)						19.429,42	19.429,42	1.725,87 9.917,93
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 954 MCM, 2 km		2032	2,0	1,0	996,31	1.992,62	1.992,62	177,00 1.017,15
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Novo Paraíso	2032	2,0	1,0	4001,60	8.003,20	8.003,20	710,90 4.085,31
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Novo Paraíso II	2032	2,0	1,0	4001,60	8.003,20	8.003,20	710,90 4.085,31
MIM - 69 kV	Novo Paraíso	2032	1,0	1,0	715,20	715,20	715,20	63,53 365,08
MIM - 69 kV	Novo Paraíso II	2032	1,0	1,0	715,20	715,20	715,20	63,53 365,08

17.5. Diferencial de Perdas Elétricas das Alternativas

A seguir é apresentada a tabela com o diferencial de perdas elétricas da Alternativa 1 em relação à Alternativa 2, discretizado por ano, já ponderados os tempos de permanência nos patamares de carga pesada, média e leve nos 4 cenários de geração/intercâmbio considerados.

Tabela 17-5 – Diferencial de Perdas Elétricas (MW)

ANO	Diferencial de Perdas Elétricas da Alternativa 1 em relação à Alternativa 2					
	Úmido - Pesada	Seco - Pesada	Úmido - Média	Seco - Média	Úmido - Leve	Seco - Leve
2032	0,2222	1,0907	0,0535	-0,0794	-0,1844	0,9727
2033	0,1612	1,1665	-0,0870	-0,0303	-0,2427	0,6353
2034	0,2303	0,8853	0,0692	-0,0818	-0,1074	0,9323
2035	0,1291	1,3815	0,0743	-0,0653	-0,0052	0,3752
2036	-0,1188	-0,0809	0,0806	-0,0613	0,0695	0,4180
2037	-0,2471	-0,1215	-0,1734	-0,0336	0,2665	0,6277
2038	-0,1050	-0,1655	-0,0090	-0,0712	0,6731	0,1707
2039	-0,1472	-0,1271	0,0760	-0,0665	0,3235	0,3581
2040	-0,0098	-0,1304	0,1804	0,0379	0,6444	0,3120

17.6. Consultas de Viabilidade de Expansão da SE Boa Vista

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

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento à Região Sul de Roraima

Subestação: Boa Vista

Concessionária Proprietária: Axix Energia

1. Módulos de Manobra

☒	CRB	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
☒	IB	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos

☒	Reator	Quantidade: 3	Potência (MVA): 45,5	Tensão Prim./Sec. (kV): 500	Fase: 1 Ø
-------------------------------------	--------	---------------	----------------------	-----------------------------	-----------

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).

3. Questões

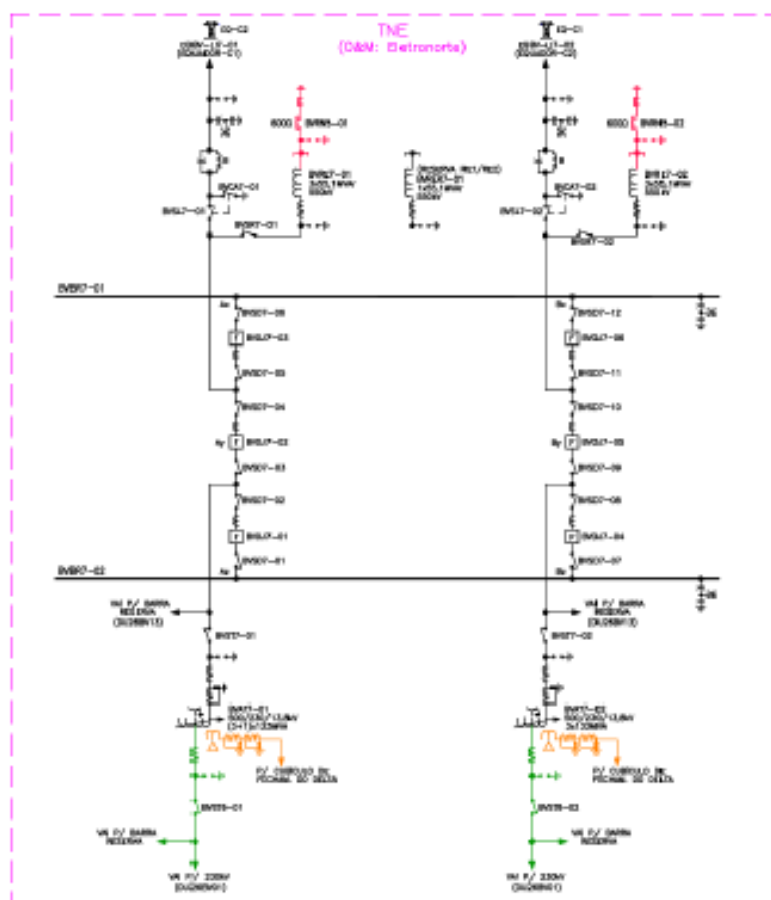


Figura 1 – Diagrama simplificado da SE Boa Vista

Considerando a Figura 1. Responda os itens abaixo.

- 1) Há viabilidade para a instalação de um reator de barra 500 kV de 136,5 Mvar (3 unidades monofásicas), ao lado de uma das 2 LTs 500 kV Equador – Boa Vista? Caso não seja viável, justificar.

A instalação de um Banco de Reatores Trifásico de Barra, 500 kV, com potência de 136,5 MVar, é tecnicamente viável na entrada da Linha de Transmissão CD 500 kV Equador / Boa Vista, na SE Boa Vista, adjacente ao circuito EQBV-LI7-02 (Circuito 2).

Para viabilizar essa implantação, será necessária a remoção do galpão de almoxarifado da TNE, mediante acordo prévio com a respectiva proprietária, de modo a permitir a instalação do reator de barra de 136,5 MVar na área pretendida.

2) É possível que ocorra o compartilhamento da fase reserva dos reatores de linha das LTs Equador – Boa Vista C1 e C2 com esse novo reator de barra?

O compartilhamento da fase reserva dos Bancos de Reatores da Linha de Transmissão 500 kV CD Equador / Boa Vista não é viável.

O reator fase reserva de 55,1 MVar, 500 kV (BVRE7R-01), é dedicado exclusivamente aos bancos de reatores BVRE7-01 e BVRE7-02, por possuir especificações técnicas idênticas, conforme previsto em projeto para substituição de qualquer uma das fases. Essa condição, por si só, já inviabiliza seu compartilhamento com outras instalações.

Adicionalmente, há incompatibilidade de potência reativa, uma vez que as fases do novo Banco de Reatores de Barra totalizam 45,5 MVar por fase, enquanto a fase reserva disponível possui 55,1 MVar, o que reforça a impossibilidade de utilização compartilhada.

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

- ☒ CRB Quantidade: 1 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ IB Quantidade: 1 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Reator Quantidade: 4 Potência (Mvar): 45,5 Tensão (kV): 500 Fase: 1

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? ☒ Sim Área Prevista: 61 x 170 m²
☐ Não

4. Outros

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

INFORMAÇÕES ADICIONAIS**5. Observações**

A área destinada à instalação do Reator de Barra de 136,5 MVar é de propriedade da Transnorte Energia S.A. (TNE), concessionária vencedora do Leilão ANEEL nº 004/2011 – Lote A e signatária do Contrato de Concessão nº 003/2012-ANEEL.

Rio de Janeiro, 02 de Abril de 2026

Data da Solicitação

Thiago Dourado Martins
Superintendente
STE/DEE/EPE

Manaus, 23 de abril de 2026

Data da Entrega do Formulário 4/24/2026

DocuSigned by:

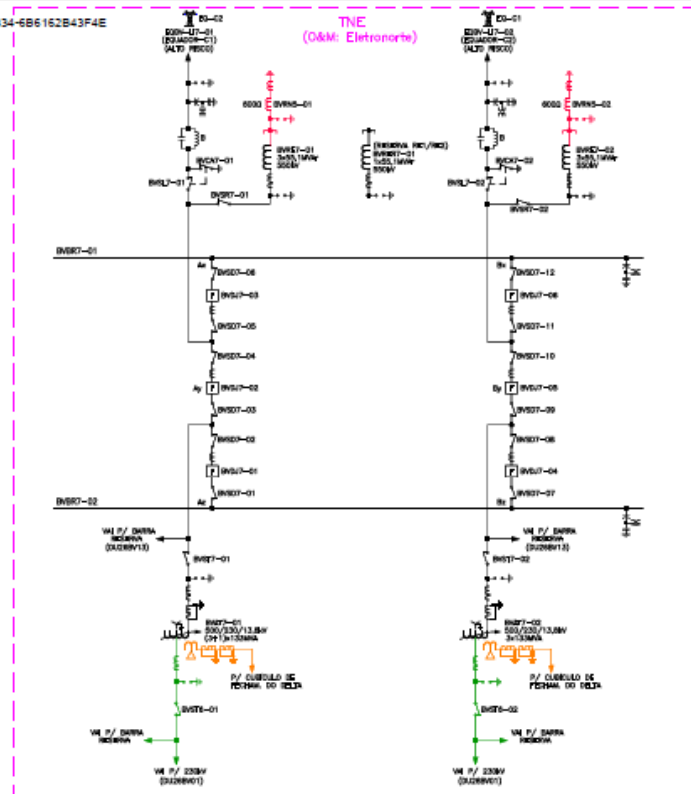
Gabriel Carneiro Duarte

01713999900465

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome: Gabriel Carneiro Duarte
Cargo: Coordenador de Engenharia

ÁREA INDICADA PARA O REATOR DE BARRA DE 136,5 MVar NA SE BOA VISTA 500 kV





Nota 1: As instalações de propriedade da TNE tem contrato de O&M com a Eletrônica Eletrônica.
CÓPIA NÃO CONTROLADA SE IMPRESSA.

LEGENDA

Torneamento Eletrônico
500kV
200kV
134kV
130kV

01

12/11/2025

www.eletronicaeletronica.com

PROJETO	RORAIMA	REVISÃO	DU26BV10
PROJETO POR	SE BOA VISTA (TNE)	REVISÃO POR	JOSEMAR VILASBO
PROJETO EM	500kV	REVISÃO EM	REVISÃO
PROJETO EM	INCLUSÃO DA CLASSIFICAÇÃO "ALTO RISCO" NAS LINHAS DE 500KV.	REVISÃO EM	REVISÃO

Formulário de Consulta - Espaço na SE Boa Vista-RR.pdf

Documento número #0a43d76d-edf8-4c35-ad50-5ce91e21cdb8

Hash do documento original (SHA256): ba3a834e7d1989e3eaf27ba3aa430cde6378fdbf1ab5ed48f46b78688f4a5eef

Assinaturas**Thiago de Faria Rocha Dourado Martins**

CPF: 081.314.387-08

Assinou em 02 abr 2026 às 15:22:25

Log

02 abr 2026, 15:21:30	Operador com email renata.rios@epe.gov.br na Conta 9ff5c315-4340-4725-bec4-76ac5b6b51d6 criou este documento número 0a43d76d-edf8-4c35-ad50-5ce91e21cdb8. Data limite para assinatura do documento: 02 de maio de 2026 (15:21). Finalização automática após a última assinatura: habilitada. Idioma: Português brasileiro.
02 abr 2026, 15:21:54	Operador com email renata.rios@epe.gov.br na Conta 9ff5c315-4340-4725-bec4-76ac5b6b51d6 alterou o processo de assinatura. Data limite para assinatura do documento: 08 de junho de 2026 (12:07).
02 abr 2026, 15:21:54	Operador com email renata.rios@epe.gov.br na Conta 9ff5c315-4340-4725-bec4-76ac5b6b51d6 adicionou à Lista de Assinatura: thiago.martins@epe.gov.br para assinar, via E-mail. Pontos de autenticação: Token via E-mail; Nome Completo; CPF; endereço de IP. Dados informados pelo Operador para validação do signatário: nome completo Thiago de Faria Rocha Dourado Martins.
02 abr 2026, 15:22:25	Thiago de Faria Rocha Dourado Martins assinou. Pontos de autenticação: Token via E-mail thiago.martins@epe.gov.br. CPF informado: 081.314.387-08. IP: 179.210.196.108. Componente de assinatura versão 1.1415.0 disponibilizado em https://app.clicksign.com .
02 abr 2026, 15:22:25	Processo de assinatura finalizado automaticamente. Motivo: finalização automática após a última assinatura habilitada. Processo de assinatura concluído para o documento número 0a43d76d-edf8-4c35-ad50-5ce91e21cdb8.



Documento assinado com validade jurídica.

Para conferir a validade, acesse <https://www.clicksign.com/validador> 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 e deve ser considerado parte do documento nº 0a43d76d-edf8-4c35-ad50-5ce91e21cdb8, com os efeitos prescritos nos Termos de Uso da Clicksign, disponível em www.clicksign.com.

17.7. Diagrama da SE Equador

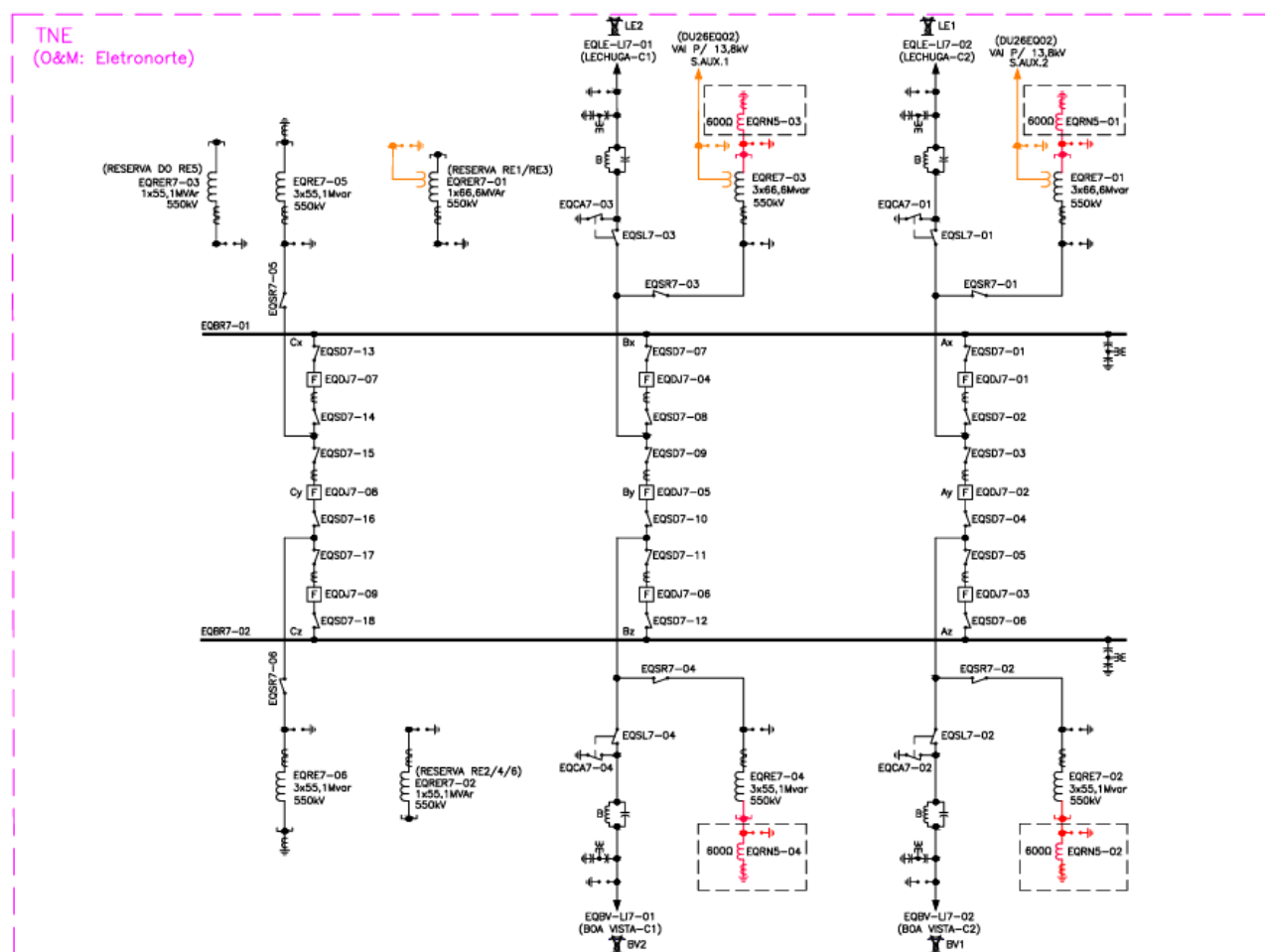


Figura 17-2 – Arranjo da SE Equador 500 kV

17.8. FICHAS PET/PELP

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento:	UF: RO
SE 500/230/69 kV NOVO PARAISO II (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2032
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Suprimento ao Mercado

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

1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ	93.318,75
2 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	31.478,30
2 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	19.749,88
3 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	45.050,61
1 IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	7.798,08
1° e 2° TF 230/69 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ	75.278,49
2 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	19.749,88
2 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	7.258,86
1 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	12.430,20
1 IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT	2.895,07
MIG (Terreno Rural)	28.160,62
MIM - 69 kV	1.072,79
MIM - 230 kV	6.209,17
MIM - 500 kV	13.944,82
1° Reator de Barra 500 kV, 3 x 26,67 Mvar 1Φ	17.873,07

Total de Investimentos Previstos:	382.268,59
--	-------------------

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2026.

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento:	UF: RR
SECC LT 500 kV EQUADOR - BOA VISTA, C1, NA SE NOVO PARAÍSO II (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2032
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Suprimento ao Mercado

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

2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	27.880,30
MIG-A	3.483,79
Circuito Duplo 500 kV, 3 x 950 MCM, 2 km	7.458,90
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Novo Paraíso II	3.989,59
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 20 Mvar 1Φ // Novo Paraíso II	22.930,52
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Novo Paraíso II	3.989,59
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 26,67 Mvar 1Φ // Novo Paraíso II	23.830,76

Total de Investimentos Previstos: 93.563,45

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2026.

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: SE 500 kV BOA VISTA (Ampliação/Adequação)	UF: RR
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2032
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Suprimento ao Mercado

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

1 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	12.646,05
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	15.311,97
MIM - 500 kV	4.648,27
Custo de transferência dos reatores de linha da LT Equador - Boa Vista para a SE Boa Vista	6.542,30

Total de Investimentos Previstos: **39.148,59**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2026.