



# RELATÓRIO

## Estudo de Atendimento às Regiões de Itapaci, Firminópolis e Matrinchã

**MARÇO DE 2025**

# Colaboradores

RELATÓRIO

EPE-DEE-RE-058/2024-REV1

## Coordenação Geral

Reinaldo da Cruz Garcia

## Coordenação Executiva

Thiago Dourado Martins

Marcos Vinícius Farinha

## Coordenação Técnica

Lucas Simões de Oliveira

## Equipe Técnica

Bruno Cesar Mota Maçada

## Suporte Administrativo

Renata Cardozo Rios



epe



## VALOR PÚBLICO

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

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

ESTE RELATÓRIO R1 APRESENTA O ESTUDO DE ALTERNATIVAS PARA ATENDIMENTO ELÉTRICO ÀS REGIÕES NORTE E OESTE DO ESTADO DE GOIÁS. A ANÁLISE CONTEMPLA OS ASPECTOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS, INCORPORANDO TAMBÉM A AVALIAÇÃO PRELIMINAR ASSOCIADOS ÀS EXPANSÕES DE TRANSMISSÃO PROPOSTAS

MINISTÉRIO DE  
**MINAS E ENERGIA**



**Ministro de Estado**  
Alexandre Silveira de Oliveira

**Secretário-Executivo**  
Arthur Cerqueira Valerio

**Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento**  
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira



Empresa de Pesquisa Energética

**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

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

Heloisa Borges Bastos Esteves

**Diretora de Gestão Corporativa**

Carlos Cabral

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

 <p><b>epe</b> Empresa de Pesquisa Energética</p>	<p><i>Contrato</i> _____ <i>Data de assinatura</i> _____</p>						
<p><i>Projeto</i></p> <p align="center"><b>ESTUDOS PARA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO</b></p>							
<p><i>Área de estudo</i></p> <p align="center"><b>Estudos do Sistema de Transmissão</b></p>							
<p><i>Subárea de estudo</i></p> <p align="center"><b>GET Centro-Oeste</b></p>							
<p><i>Produto (Nota Técnica ou Relatório)</i></p> <p align="center"><b>Estudo de Atendimento às Regiões de Itapaci, Firminópolis e Matrinchã</b></p>							
<p><i>Revisões</i></p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="368 1301 528 1346"><i>Data</i></th> <th data-bbox="528 1301 1401 1346"><i>Descrição sucinta</i></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="368 1346 528 1435">rev0</td> <td data-bbox="528 1346 1401 1435">10/08/2024 Emissão original</td> </tr> <tr> <td data-bbox="368 1435 528 1688">rev1</td> <td data-bbox="528 1435 1401 1688">12/03/2025 1) Retificação da Ficha PET e da tabela de recomendações explicitando o terminal de Matrinchã 2 para o reator de linha da LT 230 Itapaci – Matrinchã 2, C1. 2) Ajustes textuais</td> </tr> </tbody> </table>	<i>Data</i>	<i>Descrição sucinta</i>	rev0	10/08/2024 Emissão original	rev1	12/03/2025 1) Retificação da Ficha PET e da tabela de recomendações explicitando o terminal de Matrinchã 2 para o reator de linha da LT 230 Itapaci – Matrinchã 2, C1. 2) Ajustes textuais
<i>Data</i>	<i>Descrição sucinta</i>						
rev0	10/08/2024 Emissão original						
rev1	12/03/2025 1) Retificação da Ficha PET e da tabela de recomendações explicitando o terminal de Matrinchã 2 para o reator de linha da LT 230 Itapaci – Matrinchã 2, C1. 2) Ajustes textuais						

# SUMÁRIO

<b>SUMÁRIO</b>	<b>6</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b>	<b>8</b>
<b>LISTA DE TABELAS</b>	<b>9</b>
<b>1 INTRODUÇÃO</b>	<b>10</b>
<b>2 CONCLUSÕES</b>	<b>12</b>
<b>3 RECOMENDAÇÕES</b>	<b>13</b>
3.1 Com relação ao Relatório R2	14
3.2 Linhas de Transmissão	14
3.2.1 LT 230 kV Itapaci - Matrinchã 2, C1	15
3.2.2 LT 230 kV Matrinchã 2 - Firminópolis, C1	15
3.2.3 LT 230 kV Firminópolis – Palmeiras, C2	15
3.2.4 LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto, C3	15
3.3 Transformadores	15
3.3.1 SE Matrinchã 2 230/138 kV	16
3.4 Com relação aos Relatórios R3, R4 e R5	16
<b>4 PREMISSAS E CRITÉRIOS</b>	<b>17</b>
4.1 Critérios Básicos	17
4.1.1 Casos de Trabalho	17
4.1.2 Níveis de Intercâmbio	18
4.2 Limites Operativos	18
4.2.1 Tensão	18
4.2.2 Carregamento	19
4.2.3 Fator de Potência	19
4.3 Parâmetros Econômicos	19
4.4 Classificação do Horizonte das Obras	19
4.5 Mercado Consumidor	20
4.6 Geração	20
<b>5 CENÁRIOS ANALISADOS</b>	<b>24</b>
5.1 Cenário Norte Úmido – Carga Pesada	24
5.2 Cenário Norte Úmido – Carga Média	24
5.3 Cenário Norte Seco – Carga Leve	25
5.4 Cenário Norte Seco – Carga Média	25
<b>6 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA ELÉTRICO DA REGIÃO</b>	<b>27</b>
6.1 Etapa 1 – Região Norte	28
6.2 Etapa 2 – Região Norte e Oeste	29
6.3 Etapa 3 – Região Oeste	29
6.4 Restrições Físicas das Instalações	31
<b>7 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS</b>	<b>32</b>
7.1 Etapa 1 – Análise da LT Niquelândia – Barro Alto	32
7.2 Etapa 2 – Escoamento das usinas Cruzeiro do Sul I a VIII e Turvânia I a VI	36
7.2.1 Cruzeiro do Sul I a VIII	36
7.2.2 Turvânia I a VI	37
7.3 Etapa 3 – Atendimento a demanda reprimida na região de Jussara	38
<b>8 ANÁLISE ECONÔMICA</b>	<b>42</b>
8.1 Comparação Econômica	42
8.1.1 Etapa 1 – Análise da LT Niquelândia – Barro Alto	42
8.1.2 Etapa 2 – Solução para o Escoamento das Usinas Fotovoltaicas Cruzeiro do Sul e Turvânia	43
8.1.3 Etapa 3 – Atendimento a demanda reprimida na região de Jussara	44
8.2 Definição das Vencedoras	45
<b>9 AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO</b>	<b>46</b>
9.1 Dados e Premissas	46
9.2 Critérios Para Análises Elétricas e Comparações Econômicas	47
9.3 Avaliações Econômicas	48

9.3.1	Seleção dos cabos condutores – Grupo 1 .....	48
9.3.2	Seleção dos cabos condutores – Grupo 2 .....	48
9.4	<b>Características Técnicas da Solução de Referência .....</b>	<b>49</b>
9.4.1	Características elétricas – Grupo 1 .....	49
9.4.2	Características construtivas – Grupo 1 .....	50
9.4.3	Características elétricas – Grupo 2 .....	50
9.4.4	Características construtivas – Grupo 2 .....	51
9.4.5	Estimativas iniciais para faixa de segurança .....	51
<b>10</b>	<b>ANÁLISE DE RESSONÂNCIA E EXTINÇÃO DE ARCO SECUNDÁRIO .....</b>	<b>52</b>
10.1	Procedimentos e Critérios de Análise .....	52
10.2	LT 230 kV Itapaci – Matrinchã 2, C1 .....	53
<b>11</b>	<b>ANÁLISE DE SOBRETENSÕES À FREQUENCIA FUNDAMENTAL .....</b>	<b>54</b>
11.1	Energização .....	54
11.1.1	LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto, C3 .....	54
11.1.2	LT 230 kV Firminópolis – Palmeiras, C2 .....	56
11.1.3	LT 230 kV Firminópolis – Matrinchã 2, C1 .....	57
11.1.4	LT 230 kV Itapaci – Matrinchã 2, C1 .....	58
11.2	Rejeição .....	59
11.2.1	LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto, C3 .....	59
11.2.2	LT 230 kV Firminópolis – Palmeiras, C2 .....	61
11.2.3	LT 230 kV Firminópolis – Matrinchã 2, C1 .....	62
11.2.4	LT 230 kV Itapaci – Matrinchã 2, C1 .....	62
<b>12</b>	<b>ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO .....</b>	<b>64</b>
<b>13</b>	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>65</b>
<b>14</b>	<b>EQUIPE TÉCNICA .....</b>	<b>66</b>
<b>15</b>	<b>ANEXOS .....</b>	<b>67</b>
15.1	Previsão de carga apresentada pela distribuidora Equatorial Goiás .....	67
15.2	Plano de Obras das Alternativas .....	68
15.2.1	Alternativa 1b .....	68
15.2.2	Alternativa 1c .....	68
15.2.3	Alternativa 2c .....	69
15.2.4	Alternativa 2d .....	69
15.2.5	Alternativa 3a .....	70
15.2.6	Alternativa 3b .....	73
15.2.7	Alternativa 3c .....	76
15.2.8	Alternativa 3d .....	79
15.2.9	Alternativa 3e .....	82
15.2.10	Alternativa Vencedora .....	85
15.3	Fichas PET/PELP .....	88
15.4	Consultas de Viabilidade .....	94
15.4.1	SE 230 kV Palmeiras .....	94
15.4.2	SE 230 kV Firminópolis .....	98
15.4.3	SE 230 kV Pirineus .....	102
15.4.4	SE 230 kV Itapaci .....	106
15.4.5	SE 230 kV Barro Alto .....	109
15.4.6	SE 230 kV Niquelândia .....	113
15.4.7	LT Niquelândia - Barro Alto, C1 .....	117

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1 - Sistema de Transmissão do Estado de Goiás.....	10
Figura 3-1 – Topologia elétrica da região com todas as obras recomendadas .....	14
Figura 4-1-Histórico de geração das PCHs da região de Iporá.....	23
Figura 6-1 – Mapa geoeletrico do estado de Goiás .....	27
Figura 6-2 – Recorte do sistema elétrico no norte de Goiás .....	28
Figura 6-3 – Carregamento da LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto, C1.....	28
Figura 6-4 – Mapa geoeletrico da região oeste de Goiás .....	30
Figura 6-5 – Obras retiradas do plano de desenvolvimento da distribuidora.....	31
Figura 7-1- Diagrama Unifilar da alternativa 1a .....	32
Figura 7-2- Diagrama Unifilar da alternativa 1b .....	33
Figura 7-3 - Diagrama Unifilar da alternativa 1c.....	33
Figura 7-4- Diagrama Unifilar da alternativa 1d .....	34
Figura 7-5 – Carregamento da LT 230kV Barro Alto – Niquelândia, C1, após revisão da capacidade de curta duração .	35
Figura 7-6- Diagrama Unifilar da alternativa 2A.....	36
Figura 7-7- Diagrama Unifilar da alternativa 2B.....	37
Figura 7-8- Diagrama Unifilar da alternativa 2c.....	37
Figura 7-9- Diagrama Unifilar da alternativa 2d .....	37
Figura 7-10 – Diagrama Unifilar da alternativa 3a.....	38
Figura 7-11 – Diagrama Unifilar da alternativa 3b.....	39
Figura 7-12 – Diagrama Unifilar da alternativa 3c.....	39
Figura 7-13– Diagrama unifilar da alternativa D.....	40
Figura 7-14 – Diagrama Unifilar da alternativa 3e.....	40
Figura 8-1 – Gráfico comparativo entre os custos das alternativas 1b e 1c .....	42
Figura 8-2 – Gráfico comparativo entre os custos das alternativas 2c e 2d .....	43
Figura 8-3 – Gráfico comparativo entre os custos das alternativas 3a, 3b, 3c, 3d e 3e .....	44
Figura 9-1 Dados técnicos básicos das LT 230 kV – Grupo 1.....	49
Figura 9-2 Dados técnicos básicos das LT 230 kV – Grupo 2.....	50
Figura 10-1 LT 230 kV Itapaci – Matrinchã 2, C1. Prospecção da tensão induzida, em p.u.. Sensibilidade no comprimento. Terminal Matrinchã 2.....	53
Figura 11-1- Energização da LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto, C3 .....	55
Figura 11-2- Energização da LT 230 kV Firminópolis – Palmeiras, C2.....	56
Figura 11-3 - Energização da LT 230 kV Firminópolis – Matrinchã 2, C1.....	57
Figura 11-4 - Energização da LT 230 kV Itapaci – Matrinchã 2, C1 .....	58
Figura 11-5- Rejeição da LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto, C3 .....	60
Figura 11-6- Rejeição da LT 230 kV Firminópolis – Palmeiras, C2 .....	61
Figura 11-7 - Rejeição da LT 230 kV Firminópolis – Matrinchã 2, C1.....	62
Figura 11-8 - Rejeição da LT 230 kV Itapaci – Matrinchã 2, C1 .....	63



## LISTA DE TABELAS

<i>Tabela 3-1 – Plano de Obras - Subestações de Rede Básica</i> .....	13
<i>Tabela 3-2 - Plano de Obras – Linhas de Transmissão</i> .....	13
<i>Tabela 3-3- Subestações de Distribuição – Obras determinativas</i> .....	13
<i>Tabela 3-4- Linhas de distribuição – Obras determinativas</i> .....	13
<i>Tabela 4-1 - Contingências avaliadas envolvendo subestações</i> .....	17
<i>Tabela 4-2 - Contingências avaliadas envolvendo linhas de transmissão</i> .....	17
<i>Tabela 4-3 – Intercâmbio no cenário norte seco, ano 2030</i> .....	18
<i>Tabela 4-4 - Intercâmbio no cenário norte úmido, ano 2030</i> .....	18
<i>Tabela 4-5 – Limites de tensão (pu)</i> .....	18
<i>Tabela 4-6 – Montante da demanda reprimida apresentada pela distribuidora Equatorial Goiás</i> .....	20
<i>Tabela 4-7-Despacho das bacias hidrográficas no cenário Norte Seco, patamar de carga média</i> .....	21
<i>Tabela 4-8-Despacho das bacias hidrográficas no cenário Norte Úmido, patamar de carga média</i> .....	22
<i>Tabela 5-1-Percentuais de Geração por fonte – Caso PNU</i> .....	24
<i>Tabela 5-2Percentuais de Geração por fonte – Caso MNU</i> .....	25
<i>Tabela 5-3-Percentuais de Geração por fonte – Caso LNS</i> .....	25
<i>Tabela 5-4-Percentuais de Geração por fonte – Caso MNS</i> .....	26
<i>Tabela 6-1 – Demanda reprimida apresentada pela distribuidora Equatorial Goiás</i> .....	30
<i>Tabela 7-1- Capacidade de longa e curta duração dos circuitos da LT 230kV Niquelândia – Barro Alto</i> .....	34
<i>Tabela 9-1 Relação das LT avaliadas e agrupamentos</i> .....	46
<i>Tabela 9-2 Dados do ambiente</i> .....	46
<i>Tabela 9-3 Dados para avaliação econômica</i> .....	47
<i>Tabela 9-4 Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas</i> .....	47
<i>Tabela 9-5 Dados do sistema – Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação</i> .....	47
<i>Tabela 9-6 Configurações com menor custo total – Grupo 1</i> .....	48
<i>Tabela 9-7 Configurações com menor custo total – Grupo 2</i> .....	49
<i>Tabela 9-8 Características elétricas básicas das LT 230 kV – Grupo 1</i> .....	49
<i>Tabela 9-9 Coordenadas da silhueta típica das LT 230 kV – Grupo 1</i> .....	50
<i>Tabela 9-10 Características elétricas básicas da LT 230 kV – Grupo 2</i> .....	50
<i>Tabela 9-11 Coordenadas da silhueta típica da LT 230 kV – Grupo 2</i> .....	51
<i>Tabela 9-12 Estimativas iniciais para faixa de segurança</i> .....	51
<i>Tabela 10-1 LT 230 kV Itapaci – Matrinchã 2, C1. Corrente de arco secundário a 60 Hz, valor eficaz.</i> .....	53
<i>Tabela 11-1 - Resultados de rejeição da LT 230 kV Matrinchã 2 - Itapaci, com abertura do terminal Itapaci</i> .....	63
<i>Tabela 12-1 – Corrente simétrica durante curto monofásico</i> .....	64
<i>Tabela 12-2 – Corrente simétrica durante curto trifásico</i> .....	64
<i>Tabela 14-1 - Lista de participantes do estudo</i> .....	66

# 1 INTRODUÇÃO

O objetivo geral deste trabalho é definir o conjunto de obras mais adequado, sob a ótica técnico-econômica e socioambiental, que permita o atendimento elétrico, com qualidade e segurança, ao mercado consumidor das regiões de Barro Alto, Matrinchã e Firminópolis, além de permitir o pleno escoamento das usinas, conectadas ao SIN, que estão pendentes de solução estrutural.

Devido à grande abrangência geográfica dos problemas a serem solucionados e visando facilitar as análises, o estudo foi dividido em três partes, de acordo com a região de interesse e o objetivo específico a ser atendido nas diferentes necessidades do sistema elétrico do estado de Goiás.

A primeira parte deste estudo buscou solucionar o problema de sobrecarga da LT 230kV Niquelândia - Barro Alto, C1, durante a contingência do circuito paralelo. Esse problema foi apontado no Diagnóstico da região Centro-Oeste [1] e acontece no período úmido, patamar de carga pesada, quando não há a geração das usinas fotovoltaicas para atender os consumidores da região no entorno de Barro Alto.

A segunda parte do trabalho consistiu em propor obras que eliminassem a restrição do pleno escoamento da geração das usinas fotovoltaicas, Turvânia I a VIII e Cruzeiro do Sul I a VI. Ambas possuem contrato de conexão e de uso do sistema de transmissão elétrica assinados. A necessidade de obras estruturantes foi descrita nos pareceres de acesso, DTA-2023-PA-0053-R0 [2] e DTA-2023-PA-0057-R0 [3] respectivamente.



Figura 1-1 - Sistema de Transmissão do Estado de Goiás

Por último, a parte final buscou a melhor solução para o atendimento ao mercado da distribuidora Equatorial Goiás para atendimento à demanda reprimida, de cargas irrigantes, na região de Jussara. A distribuidora informou a existência de cerca de 197 MVA de carga a ser atendida e solicitou, à EPE,

um estudo de viabilidade técnico-econômica para atendimento dessa demanda, através de um novo ponto de suprimento via Rede Básica de Fronteira.

Neste relatório serão apresentadas as avaliações técnico-econômicas das alternativas que, juntamente com as análises de natureza socioambiental, balizaram as recomendações das novas instalações de Rede Básica e de distribuição.

As análises socioambientais efetuadas para a alternativa vencedora são apresentadas na Nota Técnica EPE-DEA-SMA-005-2024.

## 2 CONCLUSÕES

---

Após efetuadas as devidas atualizações de topologia, carga e geração, foi possível estabelecer o conjunto de obras de Rede Básica e de distribuição que atendam satisfatoriamente as necessidades do sistema elétrico nas regiões analisadas.

Considerando as características dos problemas identificados, o estudo separou as análises em três regiões nas quais foram desenvolvidas análises independentes em busca das melhores opções de expansão para cada uma delas. Posteriormente as soluções das alternativas 1b, 2d e 3e foram combinadas para o plano de obras completo da alternativa vencedora. As alternativas estudadas estão descritas no capítulo 7e o detalhamento das obras pode ser conferido no capítulo 15.2.

A nova subestação de Rede Básica de Fronteira 230/138kV Matrinchã 2 e o eixo de transmissão em 230 kV Itapaci – Matrinchã 2 – Firminópolis, possuem necessidade de implantação imediata para atender à demanda local informada pela distribuidora Equatorial Goiás, incluindo a demanda reprimida e o potencial de cargas de irrigação da região, e traz ainda ganhos ao possibilitar o pleno escoamento de UFVs da região norte do estado.

A LT 230 kV Firminópolis – Palmeiras, C2, está condicionada a entrada em operação da usina Turvânia I a VI, enquanto a LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto, C3, passou a ser uma obra indicativa, devido à revisão que aumentou a capacidade de curto prazo do circuito 1, motivada por estudos preliminares da EPE e ratificada pela transmissora Eletrobrás Furnas S.A. no Ofício EETAM-CE 003/2024 [4]. Devido a essa nova capacidade de curta duração, o problema de sobrecarga identificado, na perda do circuito C2, passou a ser verificado apenas no último ano do horizonte de análise. De todo modo, as alternativas foram estudadas e comparadas economicamente para que, em caso de necessidade futura, a solução para região já esteja equacionada. Ressalta-se que a alternativa vencedora deverá ser revisada futuramente no caso de mudanças na topologia da região.

Destaca-se que as obras de distribuição recomendadas possuem papel fundamental para o correto desempenho do conjunto de obras de Rede Básica recomendado. A distribuidora Equatorial Goiás foi consultada ao longo de todas as etapas do estudo de forma a garantir o alinhamento da solução final com as necessidades da concessionária de distribuição.

O quantitativo de investimentos totais previstos é de aproximadamente R\$747,9 milhões dos quais R\$447,7 milhões são referentes às obras de rede básica e R\$300,2 milhões são referentes às obras na rede de distribuição.

### 3 RECOMENDAÇÕES

Recomenda-se que seja seguido o plano de investimentos das alternativas 1b, 2d e 3e, detalhado nos itens 15.2.1, 15.2.4 e 15.2.10, que contempla as obras de Rede Básica e Distribuição conforme tabelas a seguir:

**Tabela 3-1 – Plano de Obras - Subestações de Rede Básica**

Subestação	Tensão (kV)	Descrição	Ano
Matrinchã 2 (Nova)	230 138	1º e 2º ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ	2028

**Tabela 3-2 - Plano de Obras – Linhas de Transmissão**

Linha de Transmissão	Descrição	Ano
LT 230 kV Itapaci – Matrinchã 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 152 km Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 5 Mvar 1Φ, a ser alocado no terminal Matrinchã 2	2028
LT 230 kV Matrinchã 2 - Firminópolis, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 139 km	2028
LT 230 kV Firminópolis - Palmeiras, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 48 km	2028 <sup>(1)</sup>
LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto C3	Circuito Simples 230 kV, 1x954 MCM Rail, 88 km	2037 <sup>(2)</sup>

(1) Obra condicionada à efetiva implantação da UFV Turvânia

(2) Obra condicionada ao esgotamento da nova capacidade de emergência do circuito, conforme item 15.4.7.

As obras determinativas da distribuição, que devem ter seu processo de outorga iniciado de pronto, estão apresentadas na Tabela 3-3 e 3-4, sendo segregadas entre subestação e linha de distribuição.

**Tabela 3-3- Subestações de Distribuição – Obras determinativas**

Subestação	Ano
Matrinchã (novo pátio 138kV)	2026
Britânia (novo pátio 138kV)	2026
Fazenda Canadá (novo pátio 138kV)	2026
Aragarças (novo pátio 138kV)	2026

**Tabela 3-4- Linhas de distribuição – Obras determinativas**

Linha de Distribuição	Tensão (kV)	Configuração	Extensão (km)	Ano
Matrinchã – Britânia	138	1x636 Grosbeak	70	2026
Fazenda Canadá – Jussara	138	1x636 Grosbeak	55	2026
Aragarças – Barra do Garças	138	1x397,5 Ibis	20	2026
Matrinchã – Matrinchã 2	138	1x636 Grosbeak	5	2028
Matrinchã 2 – Jussara	138	1x636 Grosbeak	70	2028

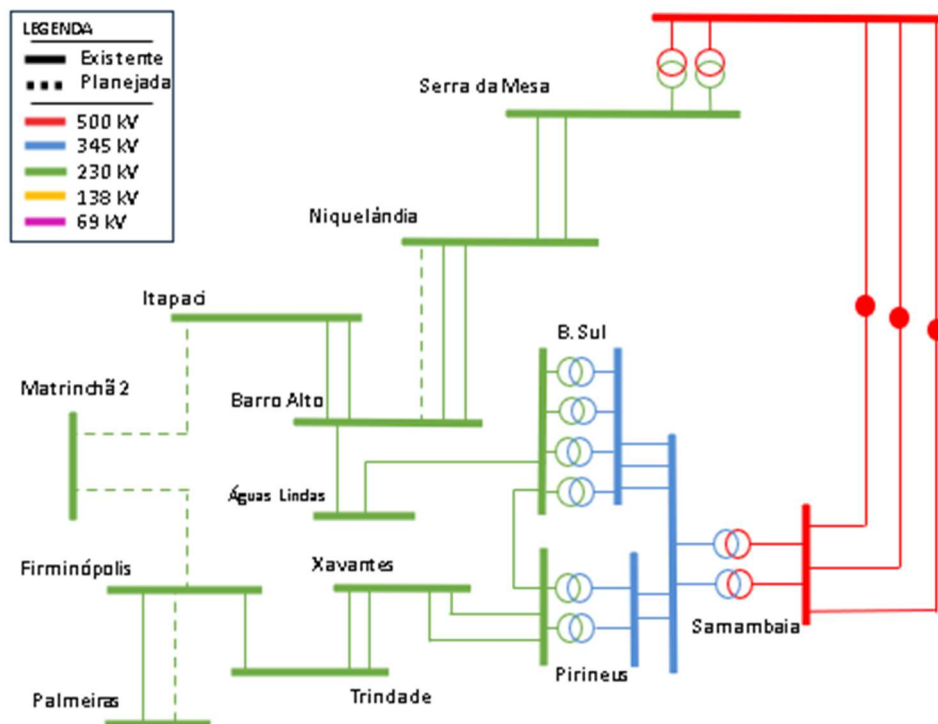


Figura 3-1 – Topologia elétrica da região com todas as obras recomendadas

A concessionária de transmissão Eletrobrás, deverá buscar junto à ANEEL e ONS a alteração do CPST da LT 230kV Barro Alto – Niquelândia, C1, para constar, contratualmente, a capacidade real de suportabilidade da linha em regime de emergência, conforme item 7.1.

As concessionárias de transmissão, de todas as subestações analisadas, foram consultadas quanto a viabilidade das expansões propostas neste relatório, as respostas encontram-se no capítulo 15.4.

### 3.1 Com relação ao Relatório R2

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

Essas recomendações levam em conta: (i) características de cada instalação avaliada e da elétrica adjacente; (ii) condicionantes impostos pelo sistema; (iii) análises de detalhamento realizadas neste relatório R1 (avaliação técnico-econômica de Linhas de Transmissão (LT) e análises preliminares de ressonância e extinção de arco secundário, quando aplicável); e (iv) os resultados de relatórios R2 já realizados para instalações semelhantes [5].

### 3.2 Linhas de Transmissão

Não foram identificadas LTs com necessidade de elaboração de estudos de TEM nesta fase. Logo, recomenda-se a dispensa de elaboração dos relatórios R2 associados. Entretanto, sugere-se que, caso sejam identificadas nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores ao certame licitatório

elevadas sobretensões e/ou energias nos para-raios de óxido metálico, bem como algum fenômeno de interação relevante entre a LT objeto dos estudos e a rede elétrica adjacente e/ou equipamentos, seja considerada a adoção de medidas mitigatórias para redução dos impactos dos TEM como, por exemplo, dispositivos sincronizadores.

### **3.2.1 LT 230 kV Itapaci - Matrinchã 2, C1**

LT em estruturas de circuito simples, de SIL convencional (cerca de 140 MW), com compensação reativa em derivação (cerca de 55 %), com cerca de 152 km de extensão. Devido ao comprimento não tão elevado, e considerando que as análises prospectivas não indicaram potenciais condições de ressonância, estudos de TEM não se justificam nesta fase de planejamento, logo recomenda-se dispensar a elaboração do relatório R2.

### **3.2.2 LT 230 kV Matrinchã 2 - Firminópolis, C1**

LT em estruturas de circuito simples, de SIL convencional (cerca de 140 MW), sem compensação reativa, com cerca de 139 km de extensão. Devido ao comprimento não tão elevado, estudos de TEM não se justificam nesta fase de planejamento, logo recomenda-se dispensar a elaboração do relatório R2.

### **3.2.3 LT 230 kV Firminópolis - Palmeiras, C2**

LT em estruturas de circuito simples, de SIL convencional (cerca de 140 MW), sem compensação reativa, com cerca de 48 km de extensão. Devido ao reduzido comprimento, estudos de TEM não se justificam nesta fase de planejamento, logo recomenda-se dispensar a elaboração do relatório R2.

### **3.2.4 LT 230 kV Niquelândia - Barro Alto, C3**

LT em estruturas de circuito simples, de SIL convencional (cerca de 140 MW), sem compensação reativa, com cerca de 88 km de extensão. Devido ao reduzido comprimento estudos de TEM não se justificam nesta fase de planejamento, logo recomenda-se dispensar a elaboração do relatório R2.

## **3.3 Transformadores**

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

### **3.3.1 SE Matrinchã 2 230/138 kV**

Primeira e segunda unidades de banco de autotransformadores monofásicos 230/138 kV, com potência trifásica de 150 MVA. Devido à potência destes equipamentos, recomenda-se dispensar a elaboração do relatório R2.

### **3.4 Com relação aos Relatórios R3, R4 e R5**

Recomenda-se a elaboração dos Relatórios R3, R4 e R5 para as LTs 230 kV Firminópolis – Palmeiras, C2, Matrinchã 2 - Firminópolis, C1, Itapaci - Matrinchã 2, C1 e Niquelândia – Barro Alto, C3, além da subestação Matrinchã 2 230/138 kV.



## 4 PREMISSAS E CRITÉRIOS

### 4.1 Critérios Básicos

De forma a definir o desempenho de longo prazo do sistema elétrico em análise, para cada alternativa analisada, os critérios básicos adotados foram aqueles descritos nos critérios de Planejamento da EPE [6] e nos Procedimentos de Rede do ONS [7]. Para todas as alternativas, atendeu-se ao critério de confiabilidade N-1 para a Rede Básica e Rede Básica de Fronteira e o critério N para a Rede de Distribuição.

Ressalta-se que todas as alternativas analisadas atenderam satisfatoriamente as necessidades sistêmicas tanto em regime normal quanto em regime de emergência. As contingências consideradas estão sintetizadas na Tabela 4-1 e

Tabela 4-2.

Tabela 4-1 - Contingências avaliadas envolvendo subestações

Subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira	Tensão (kV)
Niquelândia	230/69
Barro Alto	230/69
Águas Lindas	230/69
Brasília Sul	345/230/138
Pirineus	345/230/138
Trindade	500/230
Firminópolis	230/138
Palmeiras	230/69

Tabela 4-2 - Contingências avaliadas envolvendo linhas de transmissão

Linha de Transmissão	Tensão (kV)
Niquelândia - Barro Alto	230
Barro Alto - Águas Lindas	230
Águas Lindas - Brasília Sul	230
Brasília Sul - Pirineus	230
Brasília Sul - Pirineus	345
Firminópolis - Trindade	230
Firminópolis - Palmeiras	230

#### 4.1.1 Casos de Trabalho

Foram utilizados os casos de trabalho do Plano Decenal 2026-2037 como base deste estudo.

## 4.1.2 Níveis de Intercâmbio

Os níveis de intercâmbios regionais praticados nos casos de trabalho foram definidos de forma a expressar os cenários com fluxo de potência mais críticos para o estado de Goiás.

Dentre os patamares de carga que ocorrem durante o período do norte seco, o maior fluxo nas linhas de transmissão que interligam os submercados Nordeste-Sudeste e Nordeste-Centro-Oeste ocorrem no patamar de carga média. Foram consideradas as usinas eólicas e solares do Nordeste despachadas em 75% e 85% da sua capacidade instalada, respectivamente.

**Tabela 4-3 – Intercâmbio no cenário norte seco, ano 2030**

<b>Intercâmbios Energéticos (Balanço Estático)</b>		
SE/CO - > SUL	8564,489	MW
N/NE-> SE/CO	19174,35	MW
EXP_N	69,86671	MW
EXP_NE	19104,48	MW

Nos cenários com o norte úmido, o maior fluxo de intercâmbio acontece quando as usinas hidrelétricas do submercado Norte estão gerando cerca de 90% da sua capacidade instalada, elevando o carregamento das linhas de transmissão que atravessam o estado de Goiás para atender aos submercados Sudeste e Centro-Oeste.

**Tabela 4-4 - Intercâmbio no cenário norte úmido, ano 2030**

<b>Intercâmbios Energéticos (Balanço Estático)</b>		
SE/CO - > SUL	12640,95	MW
N/NE-> SE/CO	17555,79	MW
EXP_N	12528,77	MW
EXP_NE	5027,022	MW

## 4.2 Limites Operativos

### 4.2.1 Tensão

Conforme [7], os níveis de tensão devem estar em conformidade com os valores informados na Tabela 4-5.

**Tabela 4-5 – Limites de tensão (pu)**

<b>Tensão(kV)</b>	<b>Limites (pu)</b>	
	<b>Normal</b>	<b>Emergência</b>
138	0,95 a 1,05	0,90 a 1,05
230	0,95 a 1,05	0,90 a 1,05
345	0,95 a 1,05	0,90 a 1,05

## 4.2.2 Carregamento

Os limites dos equipamentos existentes da Rede Básica estão de acordo com o Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST). Os limites dos equipamentos da rede de distribuição foram os registrados nos casos de trabalho e ratificados pela Equatorial Goiás.

## 4.2.3 Fator de Potência

Conforme [7], os valores do fator de potência nas subestações de fronteira devem se situar entre 0,95 indutivo a 1,0.

## 4.3 Parâmetros Econômicos

Os custos foram calculados conforme [8]. O ano de referência adotado foi 2028 e o horizonte de análise foi o período de 2028-2037. As instalações projetadas adotaram uma vida útil de 30 anos e a taxa de atualização de 8%a.a. O percentual adotado para configurar o empate entre alternativas é de 5 %.

## 4.4 Classificação do Horizonte das Obras

As obras são classificadas segundo o seguinte critério, em relação ao início do processo de outorga:

- Obras Determinativas – Obras necessárias no curto prazo e que devem ter seu processo de outorga iniciado de pronto;
- Obras Indicativas – Obras detalhadas sob o aspecto técnico, mas cuja data de necessidade deve ser definida a posteriori, em função da efetivação do potencial conectado na rede de distribuição, não devendo ser iniciado de pronto o respectivo processo de outorga. As obras propostas no sistema de distribuição poderão sofrer alterações em função da confirmação do crescimento da geração/mercado considerado neste estudo ou de futuras solicitações de acesso que indiquem outra solução;
- Obras Referencias – Obras não detalhadas sob o aspecto técnico que deverão ser especificadas em estudo próprio, tão logo a efetivação do potencial de geração ou carga no sistema distribuidor indique a necessidade.

São consideradas como determinativas, portanto, as obras definidas dentro do horizonte do Programa de Expansão da Transmissão da EPE (PET). As demais obras são definidas como indicativas, e são incorporadas ao Programa de Expansão de Longo Prazo da EPE (PELP).

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

determinativas serão consideradas com data de necessidade para 2026 e as obras indicativas com a data de necessidade fictícia de 2033, apenas para efeito de controle.

#### 4.5 Mercado Consumidor

Os maiores centros de consumo de energia elétrica são localizados na região metropolitana de Goiânia e ao longo de uma área composta por dezenas de municípios de Goiás e do Distrito Federal, nomeada Região Integrada de Desenvolvimento – RIDE.

Para as etapas 1 e 2 desse estudo foram utilizadas as projeções de mercado constantes do Plano Decenal de Energia 2032 [9]. Para a etapa 3, região oeste do estado, a Equatorial Goiás enviou dados atualizados da previsão de crescimento de carga na região de Jussara e Matrinchã, conforme tabela no anexo 14.1, evidenciando uma projeção de cerca de 2,87% de crescimento anual.

A concessionária de distribuição informou enfrentar dificuldades para atender aos diversos pedidos de acesso dos agentes consumidores, demonstrando haver uma expressiva demanda reprimida a ser atendida. O levantamento feito pela Equatorial Goiás apresentou uma demanda total de 196.930 kVA. Considerando que pode haver algumas desistências por parte dos acessantes, a distribuidora sugeriu um fator de concretização de cerca de 67% do montante total. Dessa forma, o montante de carga acrescentado aos casos de trabalho foi de 131.506 kVA, Tabela 4-6.

**Tabela 4-6 – Montante da demanda reprimida apresentada pela distribuidora Equatorial Goiás**

Barra 69 kV	Carga Total (kVA)	Carga a Ser Considerada com fator de Concretização (kVA)
Fazenda Canadá	45.892	31.504
Britânia	33.218	24.599
Matrinchã	23.024	17.114
Aruanã	6.475	4.211
Jussara	4.250	2.745
Iporá	49.685	30.473
Paraúna	12.325	9.034
Firminópolis	8.937	5.256
Anicuns	8.565	4.318
São Luís de Montes Belos	4.562	2.250
<b>Total</b>	<b>196.930</b>	<b>131.506</b>

#### 4.6 Geração

O despacho de geração em cada cenário dimensionador foi definido com base na criticidade dos fluxos na região de interesse. Os despachos das bacias hidrográficas nos cenários Norte Seco e Norte Úmido, patamar de carga média, estão detalhados nas Tabelas 4-7 e 4-8, respectivamente.

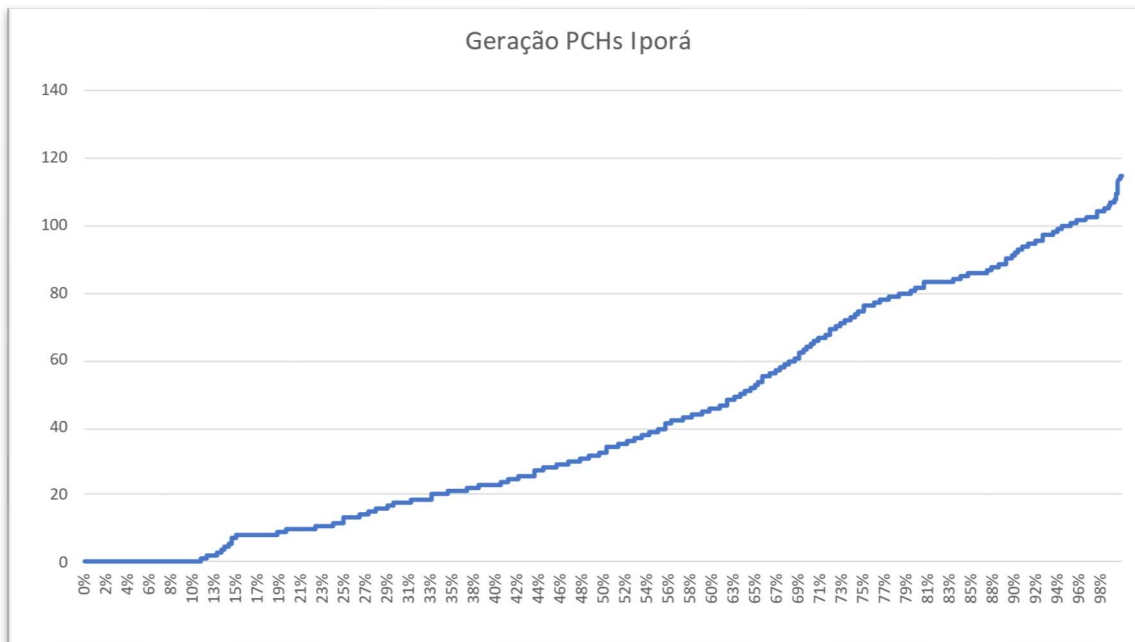
Tabela 4-7-Despacho das bacias hidrográficas no cenário Norte Seco, patamar de carga média

UHE	Bacia Hidrográfica										
	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1 - Jacuí(RS)	55%	80%	80%	80%	75%	80%	80%	80%	75%	80%	80%
2 - Uruguai(SC)(RS)	85%	80%	71%	73%	75%	73%	74%	74%	76%	76%	76%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	85%	80%	80%	80%	75%	80%	80%	80%	75%	80%	80%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	85%	80%	80%	80%	75%	80%	95%	95%	80%	95%	95%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	69%	45%	65%	49%	69%	31%	30%	29%	69%	62%	60%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	35%	31%	33%	33%	41%	40%	45%	60%	75%	76%	77%
7 - Tietê(SP)	35%	35%	42%	42%	46%	40%	45%	60%	76%	76%	77%
8 - Grande (MG)(SP)	36%	33%	34%	34%	41%	40%	45%	60%	76%	76%	77%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	35%	31%	33%	33%	41%	40%	46%	60%	75%	75%	76%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	35%	32%	32%	32%	41%	40%	54%	60%	76%	76%	77%
11 - Paraguai(MT)(MS)	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	40%	36%	38%	38%	45%	53%	58%	60%	76%	76%	77%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	38%	31%	33%	33%	41%	48%	55%	69%	76%	76%	77%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	36%	38%	44%	46%	44%	50%	49%	50%	35%	41%	57%
15 - Parnaíba (PI)	50%	47%	47%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	40%	40%	50%	50%	50%	53%	50%	50%	37%	37%	37%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	72%
18 - Madeira(RO)(AM)	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
20 - Araguari (AP)	42%	57%	57%	57%	55%	55%	55%	55%	30%	30%	30%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	88%	88%	88%	88%	88%	88%	93%	93%	93%	93%	93%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	56%	54%	51%	47%	44%	41%	38%	34%	31%	27%	22%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	40%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%

Tabela 4-8-Despacho das bacias hidrográficas no cenário Norte Úmido, patamar de carga média

UHE	Bacia Hidrográfica											
	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	
1 - Jacuí(RS)	40%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	65%
2 - Uruguai(SC)(RS)	40%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	65%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	40%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	65%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	40%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	65%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	46%	39%	36%	42%	46%	45%	36%	51%	51%	47%	44%	
6 - Paranapanema(SP)(PR)	40%	45%	45%	45%	45%	57%	45%	45%	48%	60%	60%	
7 - Tietê(SP)	46%	45%	45%	45%	45%	55%	45%	45%	50%	64%	66%	
8 - Grande (MG)(SP)	45%	45%	45%	45%	45%	57%	45%	54%	50%	70%	70%	
9 - Paranaíba (MG)(GO)	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	45%	45%	45%	45%	45%	57%	45%	45%	50%	70%	70%	
11 - Paraguai(MT)(MS)	50%	45%	45%	45%	45%	57%	45%	45%	50%	70%	70%	
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	45%	45%	45%	45%	45%	57%	45%	45%	70%	70%	70%	
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	45%	45%	45%	45%	45%	57%	45%	45%	70%	70%	70%	
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	36%	36%	38%	38%	36%	41%	37%	38%	42%	44%	46%	
15 - Parnaíba (PI)	46%	47%	48%	48%	94%	92%	50%	50%	50%	50%	50%	
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	
18 - Madeira(RO)(AM)	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	
20 - Araguari (AP)	80%	80%	80%	80%	88%	88%	88%	90%	90%	90%	91%	
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	78%	78%	78%	78%	78%	78%	78%	78%	78%	78%	78%	
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	53%	50%	47%	44%	41%	38%	34%	31%	27%	44%	44%	
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	

Na parte 3 do estudo, as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) conectadas na rede da distribuidora desempenham papel fundamental no controle de tensão das barras de distribuição. Analisou-se o histórico de geração das PCHs, localizadas na região de Iporá, durante o período compreendido entre jan/2021 a jan/2023, conforme gráfico da figura 4-1.



**Figura 4-1-Histórico de geração das PCHs da região de Iporá**

Verifica-se que durante 11% do período analisado, a geração dessas PCHs é zero, especificamente no período seco. Dessa forma, o cenário mais crítico definido para as análises do sistema elétrico da região de Jussara e Matrinchã, considerou geração nula para essas PCHs.

## 5 CENÁRIOS ANALISADOS

O estudo foi realizado com base em quatro cenários dimensionadores, que são aqueles que representam as condições mais críticas para o atendimento do mercado consumidor ou escoamento da geração.

### 5.1 Cenário Norte Úmido – Carga Pesada

Carga Pesada, Norte Úmido (PNU) – as usinas hidráulicas do submercado Norte estão gerando cerca de 90% da sua capacidade instalada, elevando o carregamento das linhas de transmissão que atravessam o estado de Goiás para atender aos submercados Sudeste/ Centro-Oeste. No patamar de carga pesada, avaliou-se o impacto nas transformações de fronteira considerando o fluxo de potência descendo para atender a carga dos consumidores, sem o abatimento da geração distribuída fotovoltaica. As usinas conectadas na rede de distribuição, por exemplo as PCHs das bacias Tocantins-Araguaia e Paranaíba, foram despachadas nos seus valores mínimos para maximizar o fluxo que desce pelos transformadores.

A geração na região Nordeste ficou entre 50% e 70% da capacidade instalada. A geração eólica foi despachada em torno de 50%, respeitando-se o limite de carregamento das linhas de interligação, enquanto as usinas fotovoltaicas e as térmicas à biomassa, de Goiás, estão com despacho zero.

As demais usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil.

Tabela 5-1-Percentuais de Geração por fonte – Caso PNU

Fonte	[%]
Hidro	Norte = 90 Paranaíba = 80
PCH	TO/Araguaia e Paranaíba = Mínimo
EOL	50
UFV	0
BIO	0
UTE	Ordem de mérito

### 5.2 Cenário Norte Úmido – Carga Média

Carga Média, Norte Úmido (MNU) – A geração das usinas hidráulicas na região Norte ficou com despacho em 90% e na região Nordeste, 40%. A geração eólica foi despachada entre 25% e 50%.

Na carga média podemos analisar o impacto causado pelas gerações fotovoltaicas, centralizadas e distribuídas, no carregamento das linhas do sistema elétrico da região de interesse. Nesse sentido, as usinas fotovoltaicas foram despachadas em 75% da capacidade instalada enquanto as usinas térmicas à biomassa, em Goiás, ficaram com geração nula, no período de entressafra. As demais usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil.



**Tabela 5-2** Percentuais de Geração por fonte – Caso MNU

Fonte	[%]
Hidro	Norte = 90 Paranaíba = 80
PCH	30
EOL	25 a 50
UFV	75
BIO	0
UTE	Ordem de mérito

### 5.3 Cenário Norte Seco – Carga Leve

Carga Leve, Norte Seco (LNS) – o cenário norte seco simula o período de baixo volume hídrico nas hidrelétricas da região Norte e das bacias hidrográficas que compõem a maior parte dos estados de Mato Grosso, Acre e Rondônia. Com esse cenário pode-se analisar a capacidade de escoamento das UFVs na etapa 2, numa representação de um dia de fim de semana e, na etapa 3, o comportamento da rede da distribuidora na situação mais crítica para o atendimento às cargas dos consumidores. O período seco é quando há a ocorrência de geração nula nas PCHs da região de Iporá e o patamar de carga leve representa o período do dia em que o montante da demanda reprimida de cargas irrigantes entram em operação.

Foram adotados os valores percentuais de geração mostrados na Tabela 5-3.

**Tabela 5-3**-Percentuais de Geração por fonte – Caso LNS

Fonte	[%]
Hidro	Norte = 25 Paranaíba = 22
PCH	TO/Araguaia e Paranaíba = 35
EOL	40
UFV	90
BIO	20
UTE	Ordem de mérito

### 5.4 Cenário Norte Seco – Carga Média

Carga Média, Norte Seco (MNS) – Este cenário tem por objetivo analisar o comportamento da rede no período seco da região Norte e das bacias hidrográficas que compõem a maior parte dos estados de Mato Grosso, Acre e Rondônia. As usinas eólicas do Nordeste foram despachadas considerando 75% da sua capacidade instalada, maximizando o fluxo através das linhas de transmissão que transportam a energia até os submercados Sudeste e Centro-Oeste. O período de carga selecionado foi o de carga média, por ser o patamar com maior incidência de radiação solar e conseqüentemente maior geração das usinas fotovoltaicas.

Foram adotados os valores percentuais de geração mostrados na Tabela 5-4.

Tabela 5-4-Percentuais de Geração por fonte – Caso MNS

Fonte	[%]
Hidro	Norte = 25 Paranaíba = 40
PCH	TO/Araguaia e Paranaíba = 50
EOL	65
UFV	80
BIO	96
UTE	Ordem de mérito

## 6 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA ELÉTRICO DA REGIÃO

O estado de Goiás possui grande importância sistêmica na interligação dos submercados Norte e Sudeste/Centro-Oeste. Nele localizam-se as subestações 500 kV Serra da Mesa e Serra da Mesa 2 que integram o eixo de interligação Norte-Sul e possibilitam o transporte de grandes blocos de energia, no período úmido, entre novembro e abril, oriundos das centrais hidrelétricas localizadas na região Norte do país.

O sistema elétrico da unidade federativa de Goiás é formado por uma extensa malha de transmissão de Rede Básica com tensões majoritariamente em 230 kV e 500 kV, além de uma malha em 345 kV mais reduzida. Completam o sistema analisado, as Demais Instalações de Transmissão (DIT) e uma vasta rede elétrica pertencente a distribuidora, em tensões iguais ou menores que 138 kV.

O esquemático da Figura 6-1 mostra, de modo simplificado, as subestações e linhas de Rede Básica que atendem ao Estado de Goiás, previstas para 2026, ano inicial do estudo.

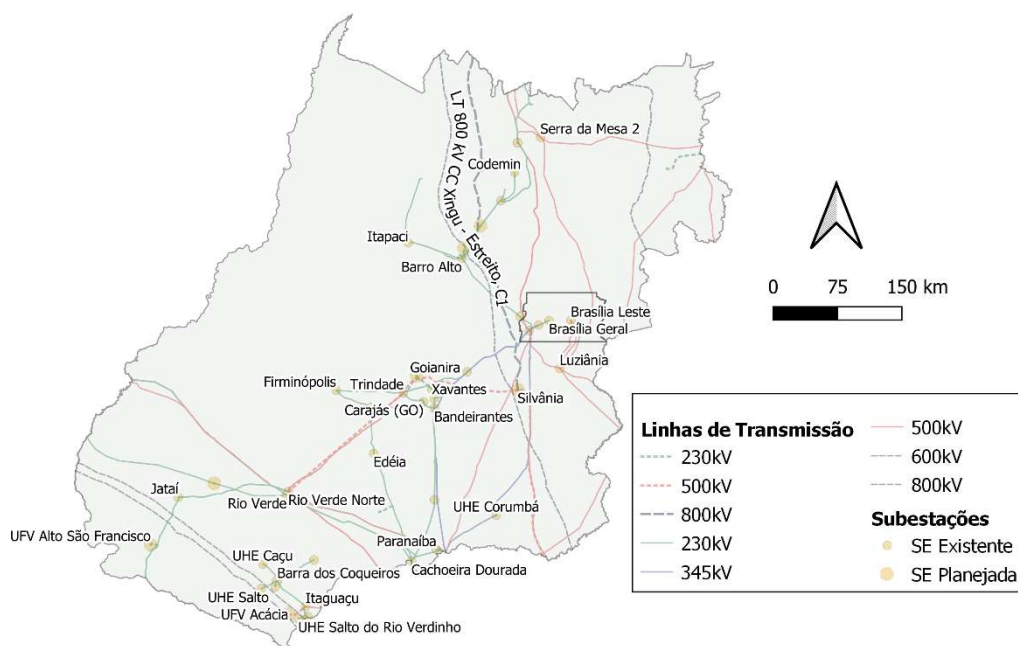


Figura 6-1 – Mapa geolétrico do estado de Goiás

## 6.1 Etapa 1 – Região Norte

O sistema elétrico na região norte de Goiás é caracterizado por linhas de transmissão em 500 e 230 kV. A rede 230kV do estado de Goiás é pouco malhada e funciona quase como um sistema radial transportando a energia oriunda das usinas hídricas da região norte do país até os grandes centros consumidores, como Goiânia e Brasília. No entorno da LT 230kV Niquelândia – Barro Alto não há subestações de Rede Básica que possam interligar com as subestações já existentes de forma a permitir caminhos alternativos para o fluxo de potência. Esse fato limitou a elaboração de alternativas competitivas economicamente.



Figura 6-2 – Recorte do sistema elétrico no norte de Goiás

No cenário Norte Úmido, com geração hidráulica maximizada nas usinas do norte, patamar de carga pesada e, conseqüentemente, geração fotovoltaica nula, foi identificado sobrecarga inadmissível da LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto, C1, quando ocorre a contingência do circuito paralelo, já nos anos iniciais do horizonte de estudo. Com a entrada em operação das obras em Silvânia, o carregamento diminui, mas volta a entrar em sobrecarga a partir de 2029, conforme mostra o gráfico da Figura 6-3.

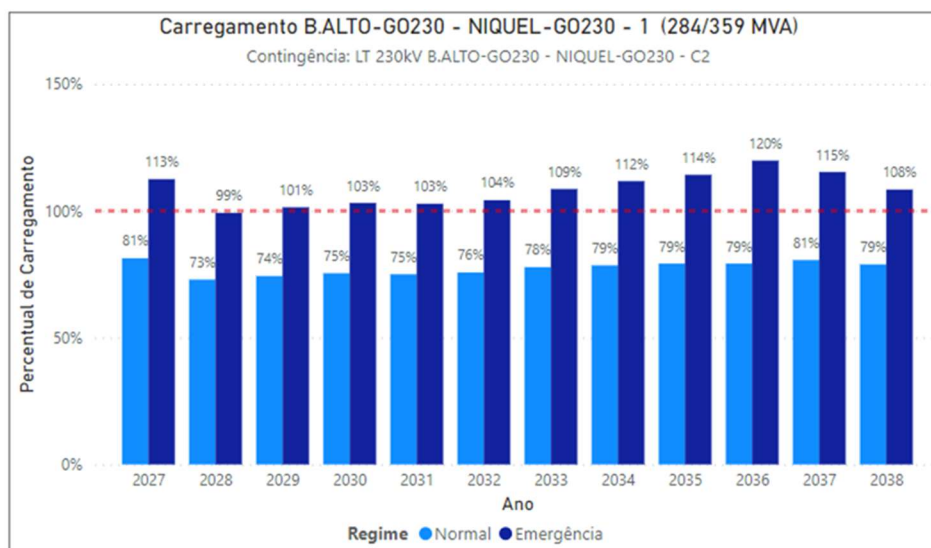


Figura 6-3 – Carregamento da LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto, C1

## **6.2 Etapa 2 – Região Norte e Oeste**

As usinas fotovoltaicas Cruzeiro do Sul I a VI e Turvânia I a VIII possuem contrato assinado de conexão e de uso do sistema de transmissão elétrica, no entanto há restrições para geração total dessas usinas.

No cenário Norte Úmido e patamar de carga média, foi detectado sobrecarga inadmissível em regime normal na LT 230 kV Barro Alto – Águas Lindas, a partir de 2026, e na LT 230 kV Brasília Sul – Pirineus, a partir de 2033, causadas pela injeção de potência total da usina fotovoltaica Cruzeiro do Sul, 298,8 MW, conectada na SE 230kV Barro Alto. O Parecer de Acesso ONS DTA-2023-PA-0057-R0, de março de 2023, aponta falta de solução estrutural para o pleno escoamento da usina.

Situação semelhante é descrita no Parecer de Acesso ONS DTA-2023-PA-0053-R0, de março de 2023, que aponta falta de solução estrutural para o pleno escoamento da usina fotovoltaica Turvânia, conectada na SE 230kV Firminópolis. O cenário utilizado foi o Norte Seco, com geração fotovoltaica maximizada, patamar de carga leve de fim de semana.

Com a geração total da usina de 398,40 MW, em regime normal, há sobrecarga inadmissível na LT 230 kV Firminópolis – Palmeiras. Em situações de contingência simples (critério N-1), observamos sobrecargas inadmissíveis na LT 230 kV Firminópolis – Palmeiras, quando da contingência simples da LT 230 kV Firminópolis – Trindade e no transformador remanescente 230/138 kV da SE Firminópolis, quando da contingência do equipamento paralelo.

## **6.3 Etapa 3 – Região Oeste**

O atendimento aos consumidores cativos da região de Iporá e Jussara é realizado através de uma extensa rede de distribuição em 138kV e 69kV, supridas a partir da subestação de Rede Básica de Fronteira 230/138 kV Firminópolis. Essa subestação de fronteira se conecta a SE 138 kV Iporá, ponto de conexão de diversas PCHs da região, e segue em sistema radial para as SE 138kV Jussara e Fazenda Canadá.

A distribuidora Equatorial Goiás alega não conseguir atender a demanda de cargas irrigantes nessa região apenas com obras de expansão da distribuição. A concessionária de distribuição informou que possui cerca de 197 MVA em demanda reprimida a ser atendida e solicitou, à EPE, um estudo de viabilidade técnico-econômica para atendimento dessa demanda através de um novo ponto de suprimento via Rede Básica de Fronteira. Para a demanda apresentada foi sugerido, pela distribuidora, a aplicação de um fator de concretização de cerca de 67%, resultando no montante de 131.506 kVA de carga a ser considerado.

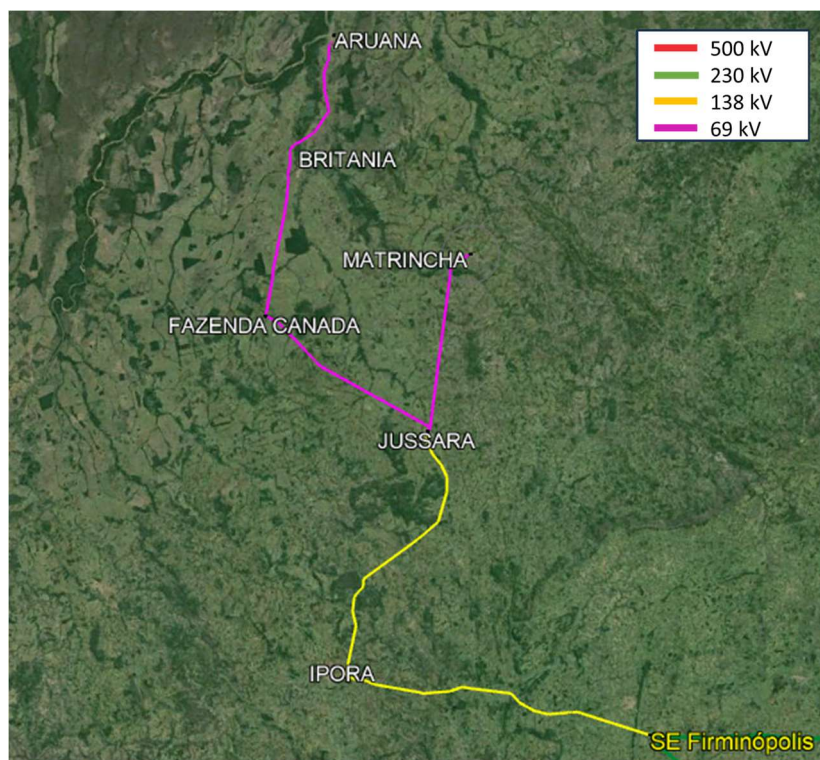


Figura 6-4 – Mapa geoeletrico da região oeste de Goiás

Barra 69 kV	Carga Total (kVA)	Carga a Ser Considerada com fator de Concretização (kVA)
Fazenda Canadá	45.892	31.504
Britânia	33.218	24.599
Matrinchã	23.024	17.114
Aruanã	6.475	4.211
Jussara	4.250	2.745
Iporá	49.685	30.473
Paraúna	12.325	9.034
Firminópolis	8.937	5.256
Anicuns	8.565	4.318
São Luís de Montes Belos	4.562	2.250
<b>Total</b>	<b>196.930</b>	<b>131.506</b>

Tabela 6-1 – Demanda reprimida apresentada pela distribuidora Equatorial Goiás

A topologia do sistema distribuidor também foi atualizada quanto às obras de reforço previstas no Plano de Desenvolvimento da Distribuição. Na Figura 6-5, as obras destacadas em amarelo foram retiradas dos casos a pedido da Equatorial Goiás.

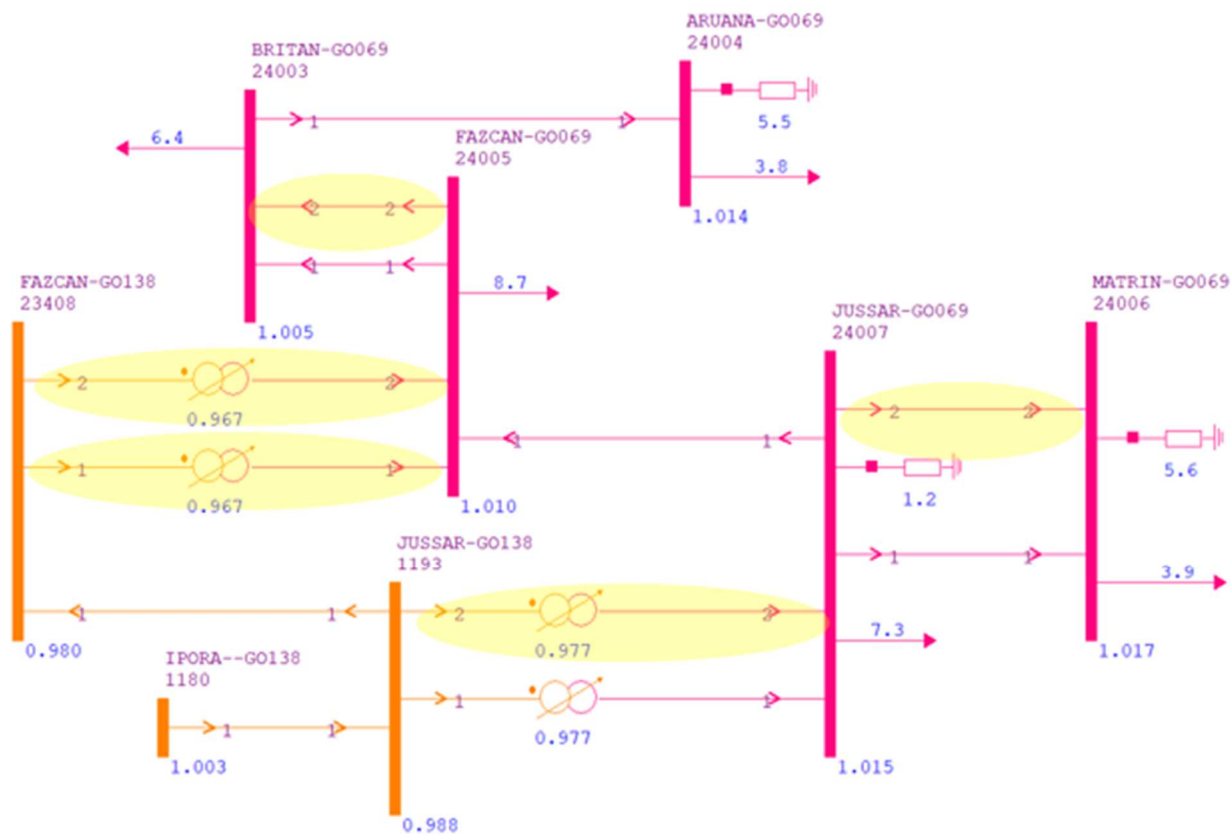


Figura 6-5 – Obras retiradas do plano de desenvolvimento da distribuidora

## 6.4 Restrições Físicas das Instalações

As concessionárias de transmissão proprietárias das subestações estudadas foram consultadas quanto a disponibilidade do espaço físico para expansão. Nenhuma das transmissoras apresentou impeditivos para as possíveis expansões estudadas em cada alternativa.

## 7 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS

### 7.1 Etapa 1 – Análise da LT Niquelândia – Barro Alto

A etapa 1 do estudo propõe alternativas para o problema de sobrecarga identificado na LT 230kV Barro Alto – Niquelândia, C1, durante a contingência do circuito paralelo. Inicialmente, foram propostas 4 alternativas:

No estudo EPE-DEE-RE-018/2023 rev3 há a recomendação de obras em 500kV que interligam desde a subestação Gurupi, no norte do país, até a subestação Trindade, no centro-oeste, aumentando o intercâmbio entre esses submercados.

A alternativa A propõe a recomendação do trecho entre Barro Alto e Trindade, Figura 7-1, no intuito de adiantar essas obras e suprir o atendimento às cargas de Barro Alto, aliviando o fluxo nas LTs 230kV Barro Alto – Niquelândia, C1 e C2. No entanto, logo nas primeiras análises essa alternativa se mostrou ineficiente para resolver a sobrecarga da LT 230kV Barro Alto – Niquelândia e ainda aumentou o fluxo nessa linha sendo, portanto, **descartada**.

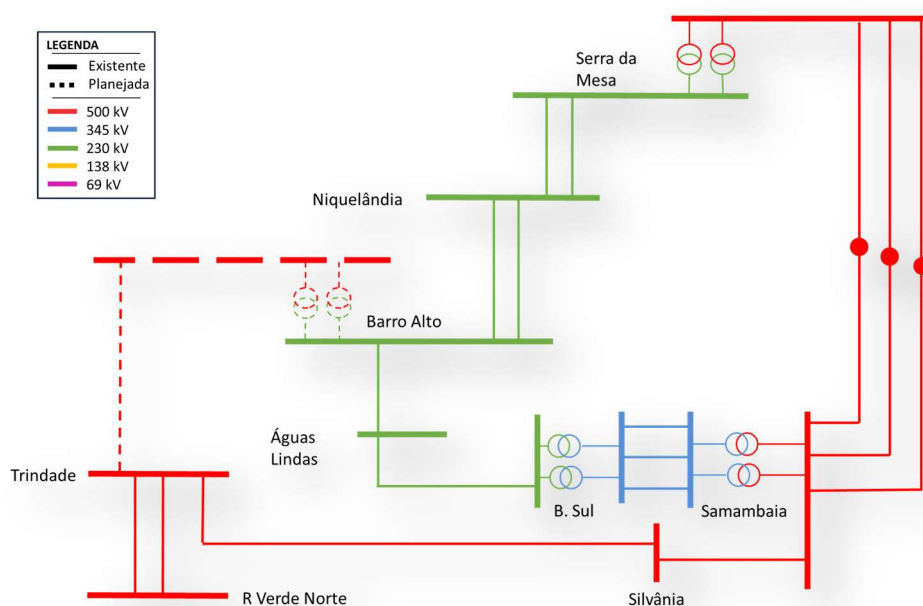
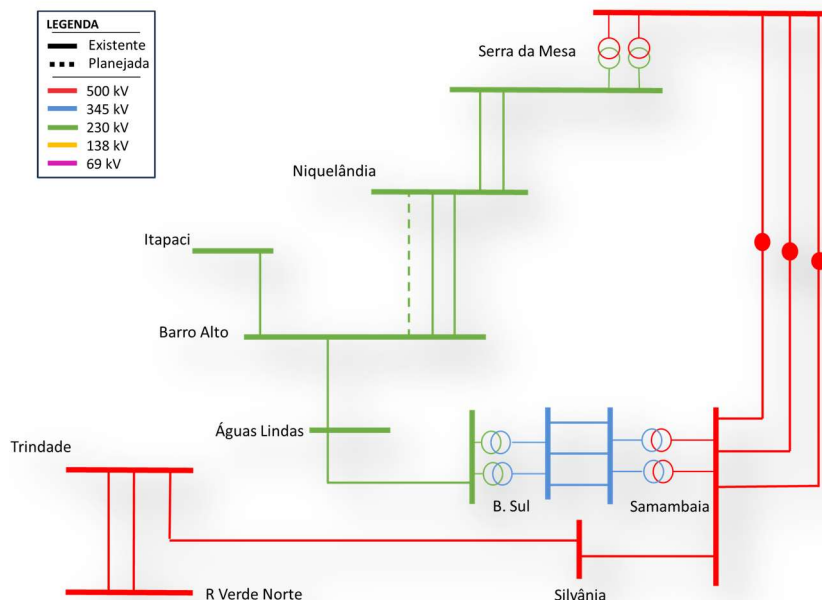


Figura 7-1- Diagrama Unifilar da alternativa 1a

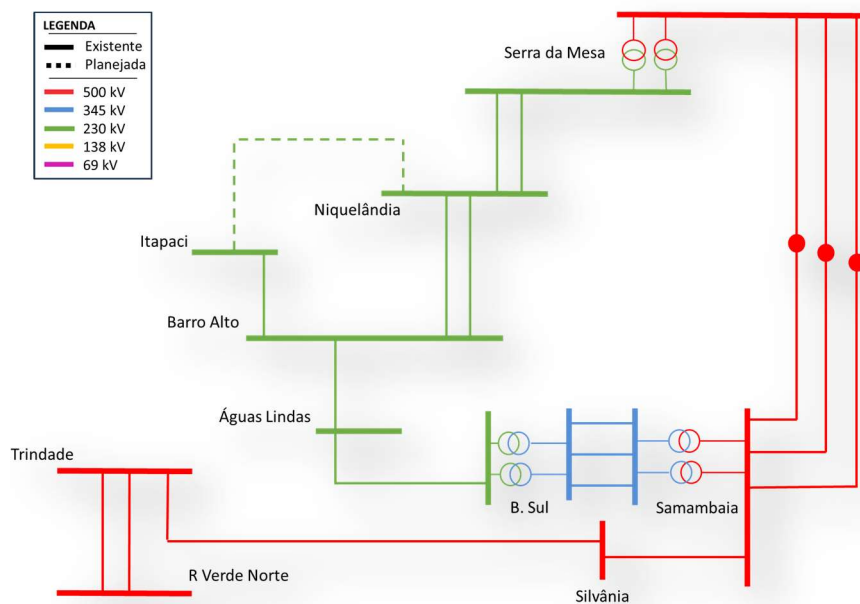
A segunda alternativa consiste na construção do terceiro circuito da LT 230kV Barro Alto – Niquelândia, conforme Figura 7-2.





**Figura 7-2- Diagrama Unifilar da alternativa 1b**

A alternativa C recomenda a LT 230kV Niquelândia – Itapaci, C1, fornecendo um caminho alternativo para desviar parte do fluxo que segue para SE 230kV Barro Alto e atender as cargas da região de Itapaci, formando um anel entre as subestações conforme mostrado no diagrama da Figura 7-3.



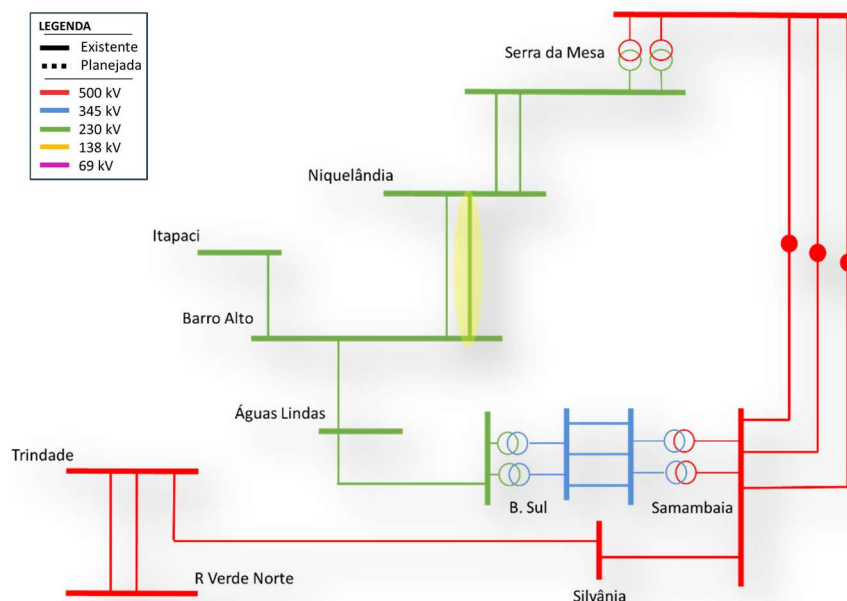
**Figura 7-3 - Diagrama Unifilar da alternativa 1c**

Por fim, a alternativa D consiste na revisão da capacidade de emergência da LT 230kV Barro Alto – Niquelândia, C1, sem a necessidade de obras. Essa alternativa surgiu devido a estudos preliminares realizados pela EPE que apontaram que essa revisão seria possível.

A concessionária de transmissão, Furnas, foi consultada sobre a possibilidade de revisar a capacidade de emergência do circuito 1, igualando com a capacidade de emergência do circuito 2. A Tabela 7-1 mostra as capacidades de longa e curta duração dos circuitos em questão.

**Tabela 7-1- Capacidade de longa e curta duração dos circuitos da LT 230kV Niquelândia – Barro Alto**

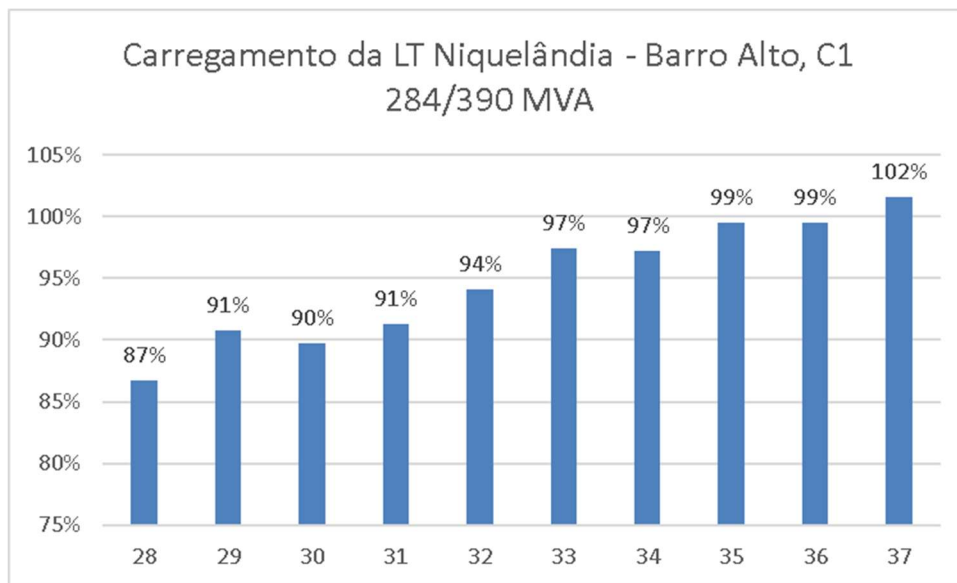
Circuito	Cn (MVA)	Ce (MVA)
C1	284	359
C2	308	390



**Figura 7-4- Diagrama Unifilar da alternativa 1d**

A Eletrobrás informou ser possível aumentar a capacidade de emergência sem a necessidade de obras, visto não haver o aumento da flecha nos vãos da linha com conseqüente diminuição da distância cabo-solo, conforme Ofício da Eletrobras EETAM-CE 003/2024 [4] de 04 de julho de 2024.

Considerando a nova capacidade de curta duração do circuito 1, o problema da sobrecarga, na perda do circuito paralelo, C2, passou a ser verificado apenas no último ano do horizonte de análise, conforme gráfico da Figura 7-5. De todo modo, as alternativas foram estudadas e comparadas economicamente para que, em caso de necessidade futura, a solução para região já esteja equacionada. Ressalta-se que a alternativa vencedora deverá ser revisada futuramente no caso de mudanças na topologia da região.



**Figura 7-5 – Carregamento da LT 230kV Barro Alto – Niquelândia, C1, após revisão da capacidade de curta duração**

Conforme combinado com a concessionária de transmissão Furnas, deverá realizar a alteração do CPST da LT 230kV Barro Alto – Niquelândia, C1, para constar, contratualmente, a capacidade real de suportabilidade da linha.

## 7.2 Etapa 2 – Escoamento das usinas Cruzeiro do Sul I a VIII e Turvânia I a VI

Nessa etapa do estudo buscou-se avaliar quais obras de transmissão seriam necessárias para que o sistema tenha capacidade para escoar a geração das usinas fotovoltaicas com CUSTs vigentes, notadamente as UFVs Cruzeiro do Sul I a VIII e Turvânia I a VI, eliminando, dessa forma, as restrições de escoamento apontadas nos pareceres de acesso emitidos pelo operador do Sistema Interligado Nacional (SIN).

As alternativas a e b serão comparadas técnico-economicamente entre si para definir a melhor solução para o escoamento da UFV Cruzeiro do Sul, enquanto as alternativas c e d serão comparadas entre si para definir a melhor solução a UFV Turvânia.

### 7.2.1 Cruzeiro do Sul I a VIII

A alternativa A propõe interligar as subestações Barro Alto e Pirineus, conforme ilustrado na figura 7-6, provendo mais um caminho para dividir o fluxo que desce pela rede de 230 kV. Observou-se que essa alternativa tem um impacto positivo para diminuir o carregamento da LT 230kV Brasília Sul – Pirineus e postergar a necessidade de reforços.

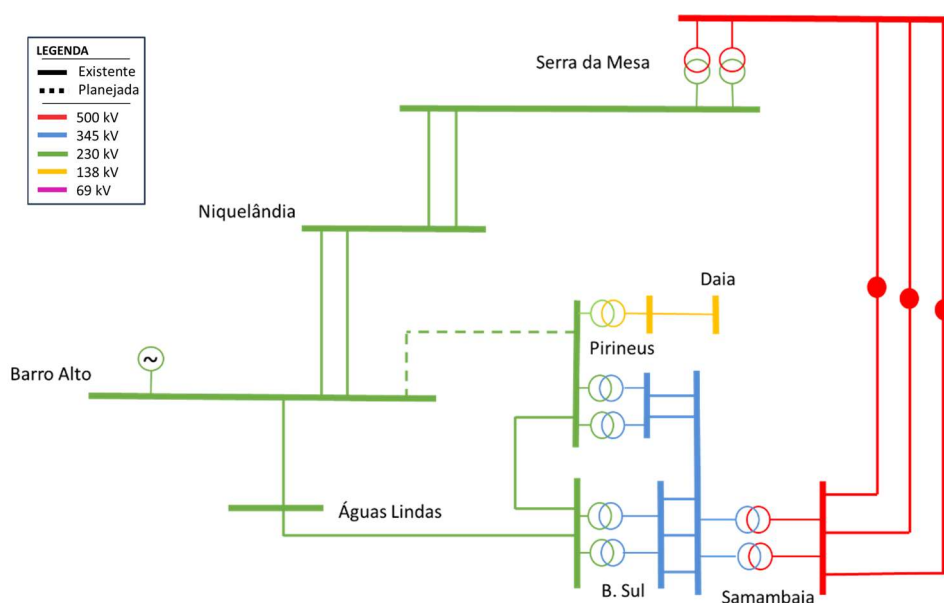


Figura 7-6- Diagrama Unifilar da alternativa 2A

A alternativa B interliga as subestações Barro Alto e Trindade, conforme ilustrado na figura 7-7, reduzindo o fluxo que desce pelo eixo 230kV Barro Alto – Águas Lindas – Brasília Sul – Pirineus. Durante as análises dessa alternativa, percebeu-se uma melhora no controle de tensão na SE 500/230kV Trindade. Ressalta-se que essa alternativa propicia a interiorização da Rede Básica por se localizar mais a oeste no estado, podendo viabilizar, futuramente, a conexão de novos empreendimentos nessas regiões.

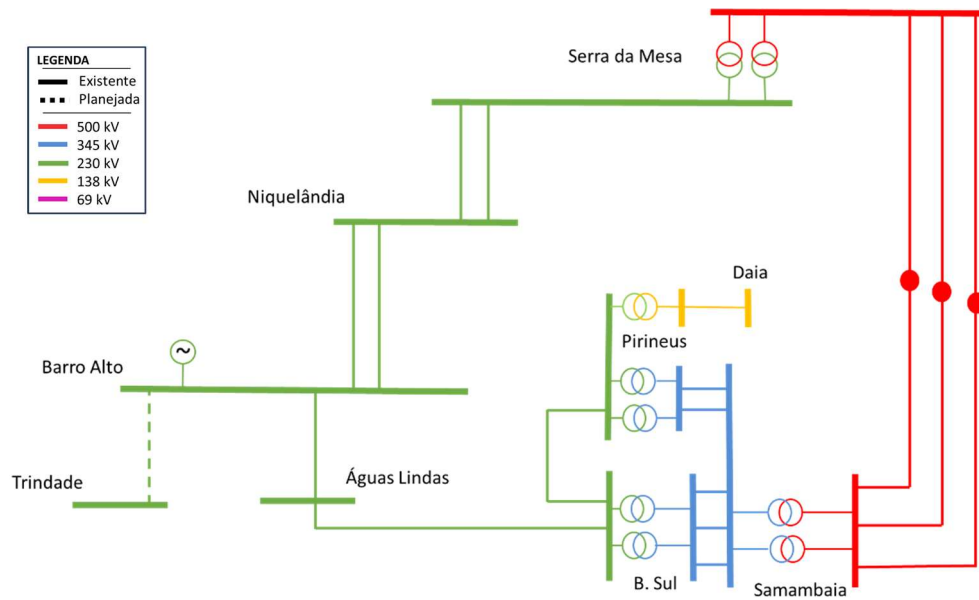


Figura 7-7- Diagrama Unifilar da alternativa 2B

### 7.2.2 Turvânia I a VI

A alternativa C propõe um segundo circuito entre Trindade e Firminópolis, conforme mostrado no diagrama da Figura 7-8.

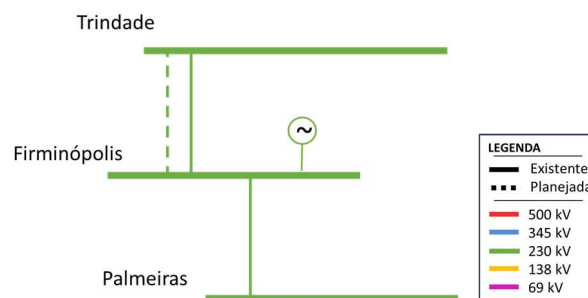


Figura 7-8- Diagrama Unifilar da alternativa 2c

A proposta da alternativa D é a implantação do segundo circuito entre Palmeiras e Firminópolis, conforme mostrado no diagrama da Figura 7-9.

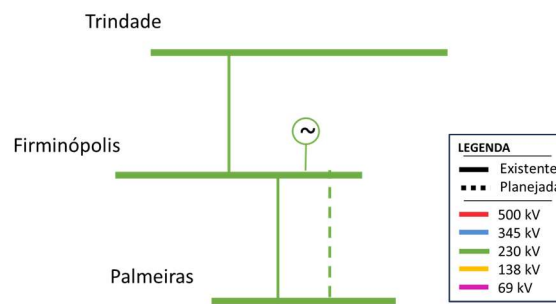


Figura 7-9- Diagrama Unifilar da alternativa 2d

### 7.3 Etapa 3 – Atendimento a demanda reprimida na região de Jussara

Na etapa 3 desse estudo realizou-se a análise do atendimento elétrico na região de Jussara com vistas a atender ao montante de demanda reprimida apontada pela distribuidora. Devido a particularidades do sistema elétrico local, tais como o crescimento das cargas ao longo dos anos, consumo de reativos para controle de tensão e limitações de capacidade das linhas existentes, algumas obras na rede da distribuidora são necessárias para atender o mercado consumidor existente, sendo, portanto, comuns a todas as alternativas:

- Novo pátio 138 kV Britânia e 1º TF 138/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ;
- Novo pátio 138 kV Matrinchã e 1º TF 138/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ;
- Novo pátio 138 kV Fazenda Canadá;
- Novo pátio 138 kV Aragarças e 1º TF 138/69 kV, 1 x 25 MVA 3Φ;
- LD 138kV Jussara – Matrinchã;
- LD 138kV Matrinchã – Britânia;
- LD 138kV Jussara – Fazenda Canadá;
- LT 138 kV Aragarças - Barra do garças, C1.

Na alternativa A, para o atendimento as cargas e manutenção do nível de tensão nos valores adequados, é necessário a implantação das seguintes obras:

- LD 138kV Firminópolis – Jussara, C1 e C2;
- 3º TF 230/138 kV Firminópolis, 3 x 50 MVA 1Φ;
- 3º ATF 138/69 kV Firminópolis, 1 x 50 MVA 3Φ;
- 2º ATF 138/69 kV Jussara, 1 x 50 MVA 3Φ.

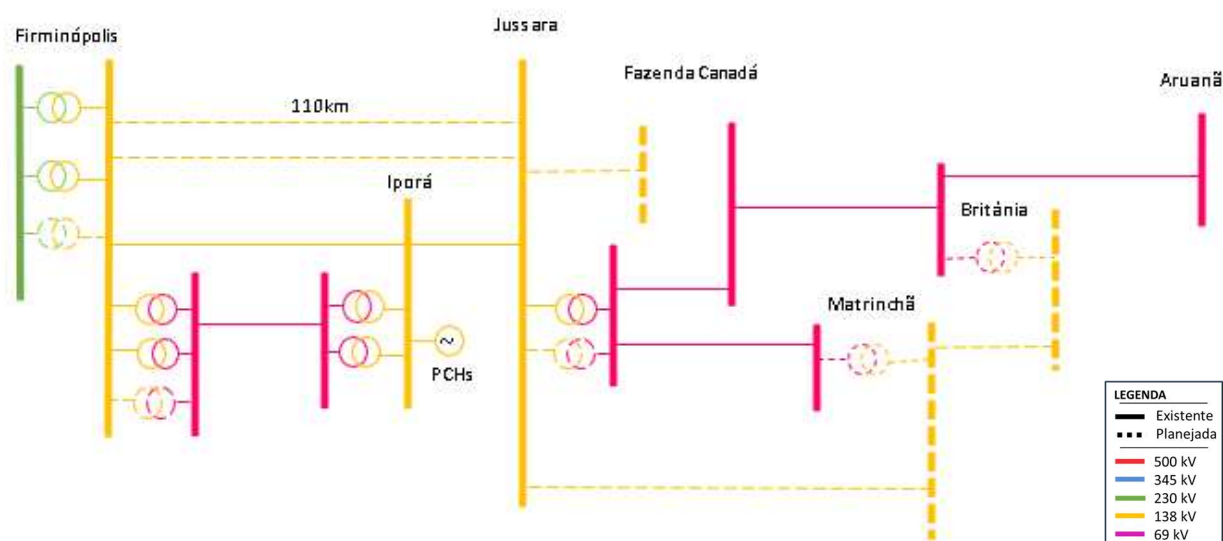


Figura 7-10 – Diagrama Unifilar da alternativa 3a

A alternativa B consiste na conexão, em 138kV, da subestação Itapaci com o novo pátio 138kV em Matrinchã:

- LD 138kV Firminópolis – Jussara, C1;

- LD 138kV Matrinchã – Itapaci, C1.

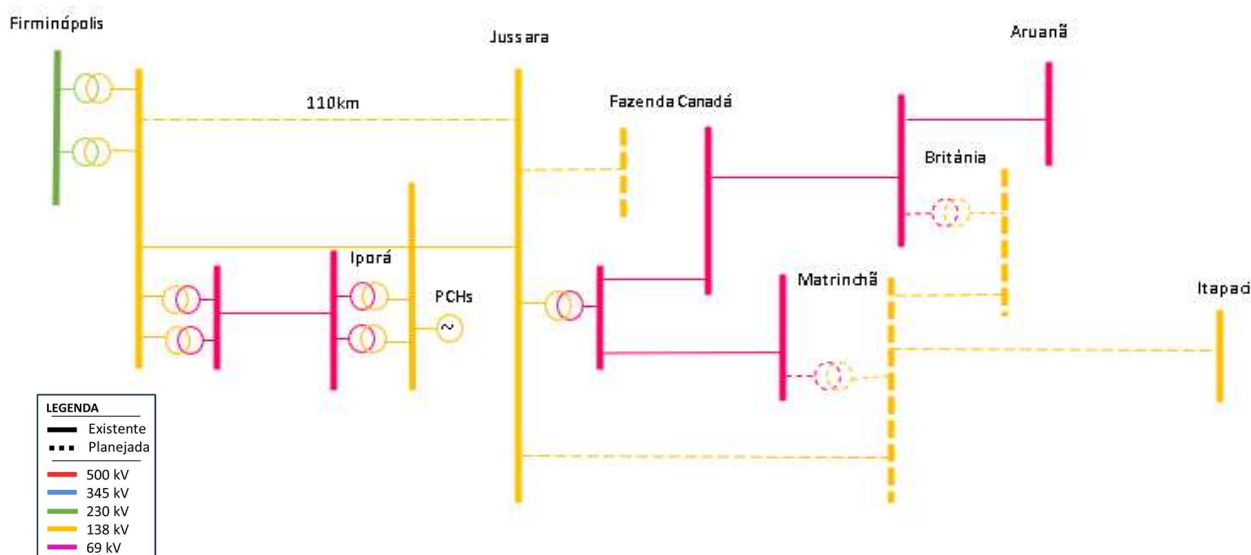


Figura 7-11 – Diagrama Unifilar da alternativa 3b

A alternativa C combina a solução estudada para o escoamento da UFV Cruzeiro do Sul com o atendimento a região de Jussara via Rede Básica, através das seguintes obras:

- Nova subestação 230/138 kV Jussara 2, 1º e 2º ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ;
- LT 230 kV Jussara 2 - Barro alto, C1;
- LT 230 kV Jussara 2 - Trindade, C1.

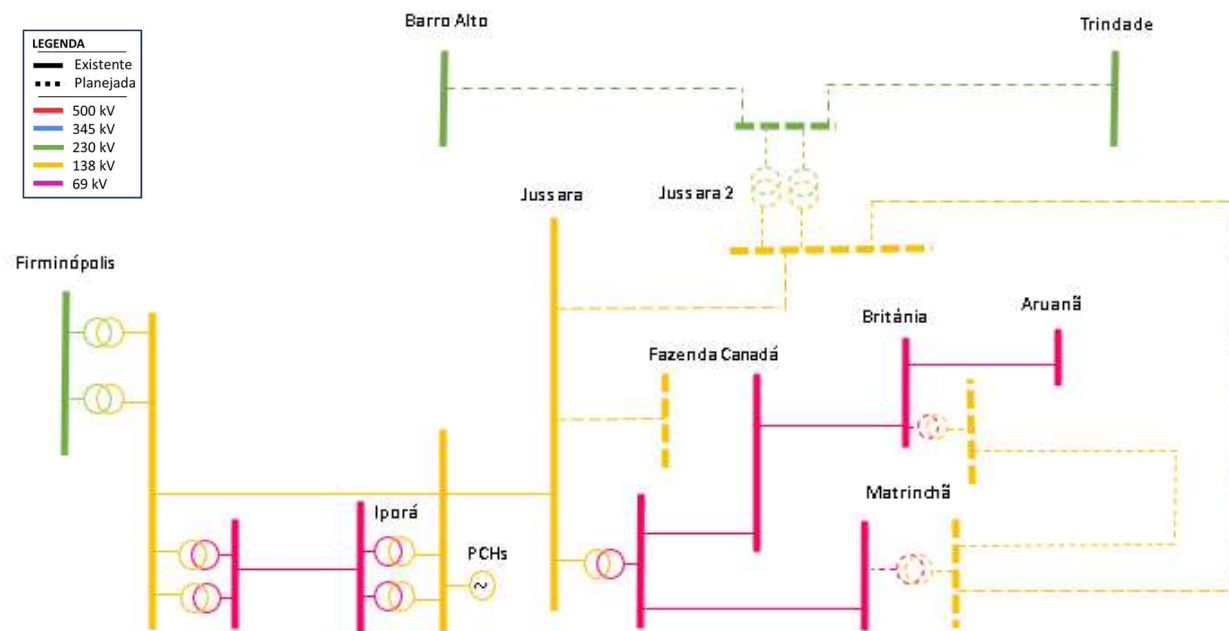


Figura 7-12 – Diagrama Unifilar da alternativa 3c

Na alternativa D, o atendimento a região de Jussara é através de um novo ponto de rede básica de fronteira que se conecta, em circuito duplo, na SE 230/138kV Firminópolis.

- Nova subestação 230/138 kV Jussara 2, 1º e 2º ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ;
- LT 230 kV Jussara 2 - Firminópolis, CD.

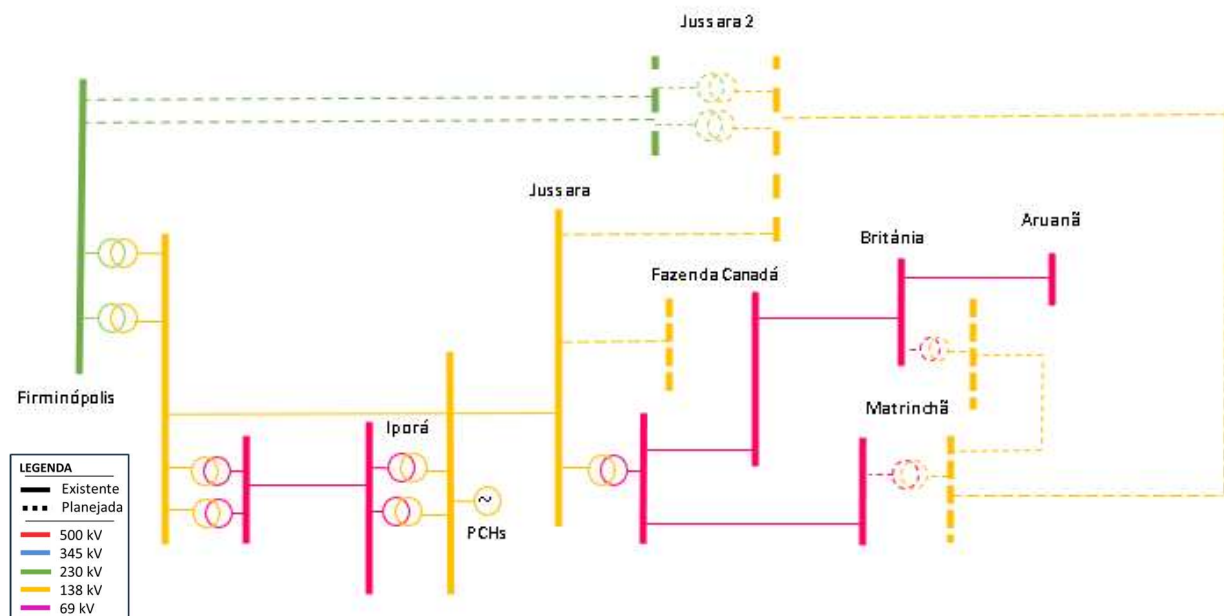


Figura 7-13– Diagrama unifilar da alternativa D

A alternativa E é uma variante da alternativa C, cujo objetivo é combinar a solução para o escoamento da geração da UFV Cruzeiro do Sul através do eixo 230 kV Itapaci – Matrinchã 2 – Firminópolis com a solução para atender a região de Jussara. Essa solução é composta das seguintes obras:

- Nova subestação 230/138 kV Matrinchã 2, 1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ;
- LT 230 kV Itapaci - Matrinchã 2, C1;
- LT 230 kV Matrinchã 2 - Firminópolis, C1.

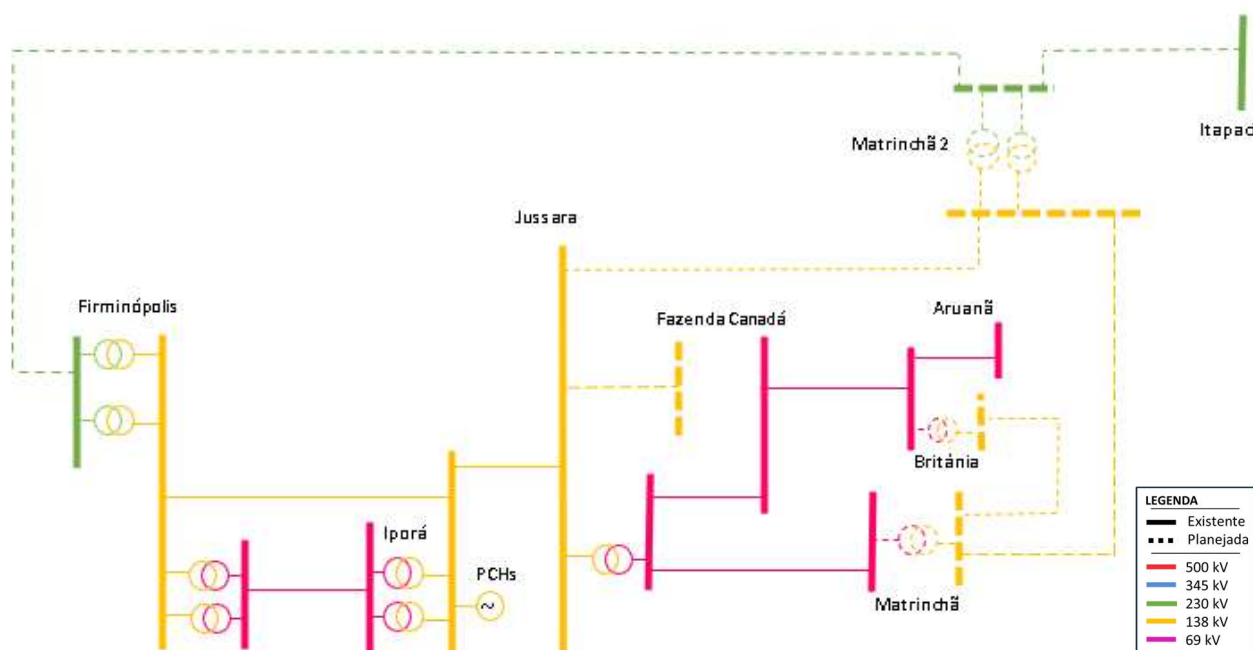


Figura 7-14 – Diagrama Unifilar da alternativa 3e



Devido a sinergia entre a solução proposta para o escoamento da UFV Cruzeiro do Sul e o atendimento à região de Jussara, nas alternativas C e E, buscou-se igualar as demais alternativas de modo que elas também atendessem a solução dos problemas nessas 2 regiões. Dito isso, a LT 230 kV Barro Alto – Trindade, C1, foi adicionada às alternativas A, B e D no capítulo de análise econômica.

## 8 ANÁLISE ECONÔMICA

Através da análise de desempenho elétrico do sistema, foi estabelecido quais eram as alternativas de expansão tecnicamente equivalentes. Em seguida as alternativas foram custeadas para a escolha daquela de mínimo custo global. Para os investimentos, tomou-se como referência o banco de preços mais atual disponibilizado pela ANEEL e, para as perdas elétricas, o custo marginal de expansão considerado nos estudos de planejamento da expansão da geração do Plano Decenal.

Será declarado empate das alternativas comparadas se a diferença, entre os valores presente dos custos, for inferior a 5%. A seguir são apresentadas as análises econômicas das alternativas consideradas viáveis.

### 8.1 Comparação Econômica

#### 8.1.1 Etapa 1 – Análise da LT Niquelândia – Barro Alto

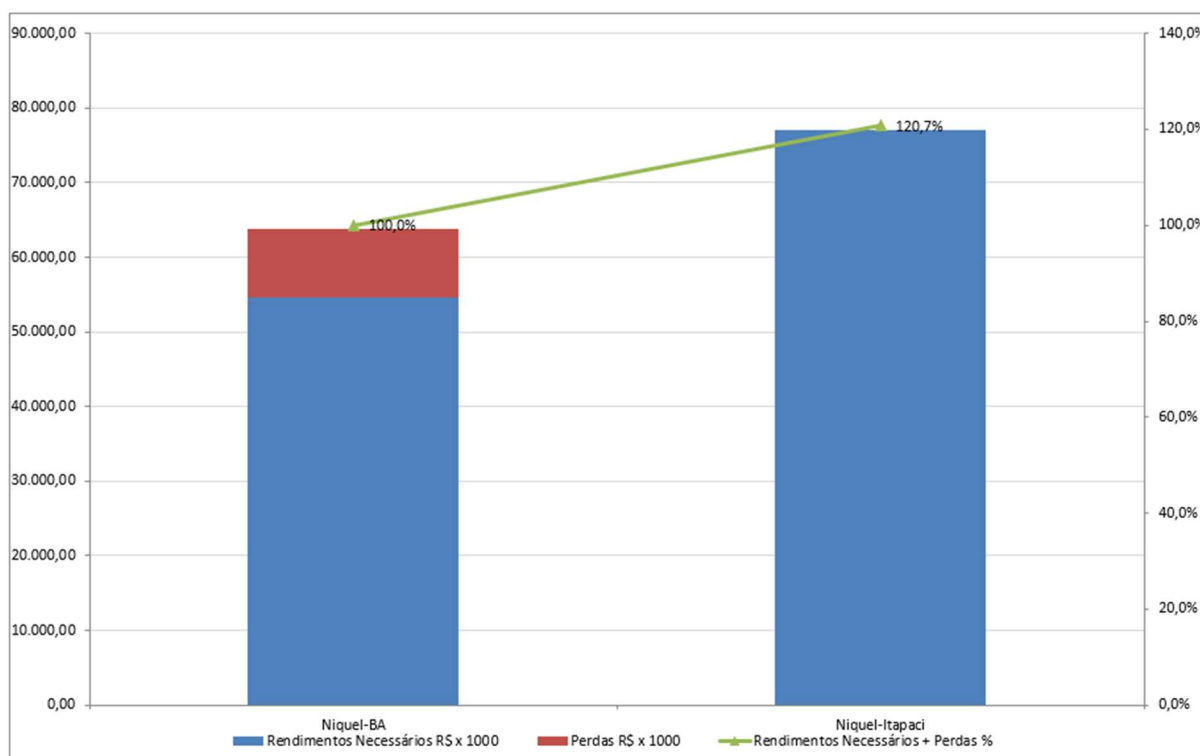


Figura 8-1 – Gráfico comparativo entre os custos das alternativas 1b e 1c

## 8.1.2 Etapa 2 – Solução para o Escoamento das Usinas Fotovoltaicas Cruzeiro do Sul e Turvânia

### a) Cruzeiro do Sul I a VIII

A solução para esse item foi abrangida pela alternativa vencedora da etapa 3. O eixo proposto em 230 kV, Itapaci – Matrinchã – Firminópolis, elimina o problema de sobrecarga da LT 230 kV Barro Alto – Águas Lindas causado pela máxima geração da UFV Cruzeiro do Sul.

### b) Turvânia I a VI

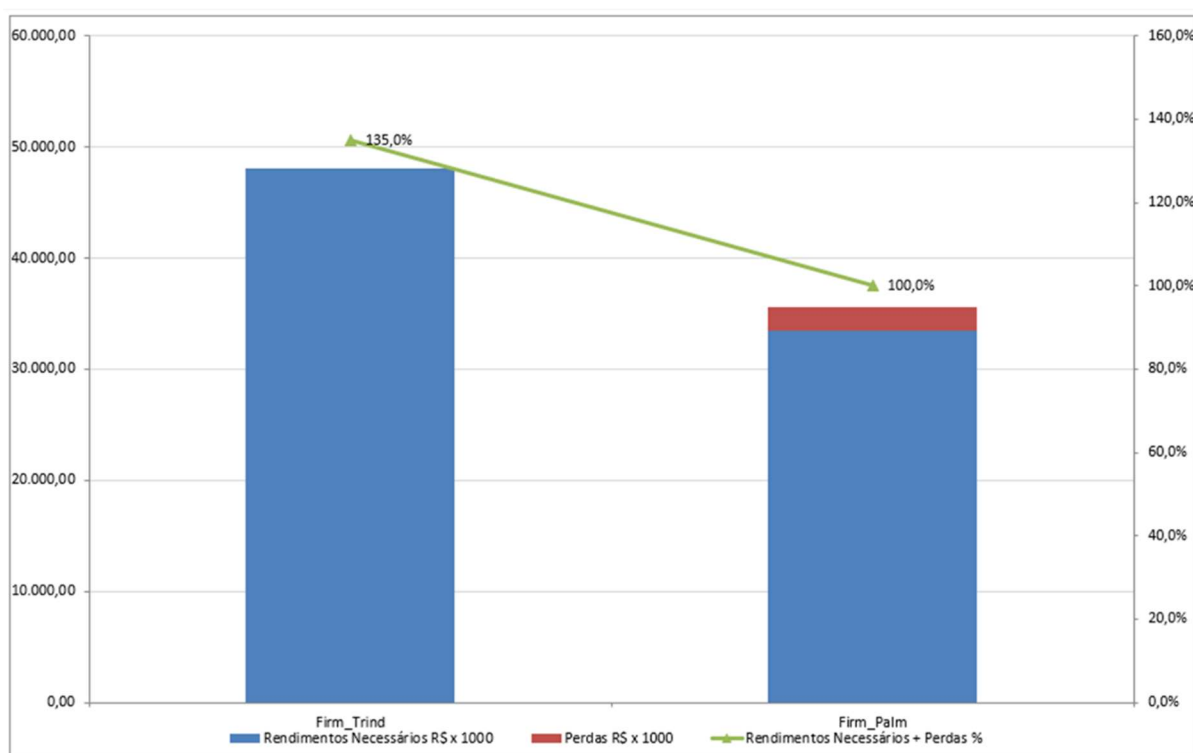


Figura 8-2 – Gráfico comparativo entre os custos das alternativas 2c e 2d

### 8.1.3 Etapa 3 – Atendimento a demanda reprimida na região de Jussara

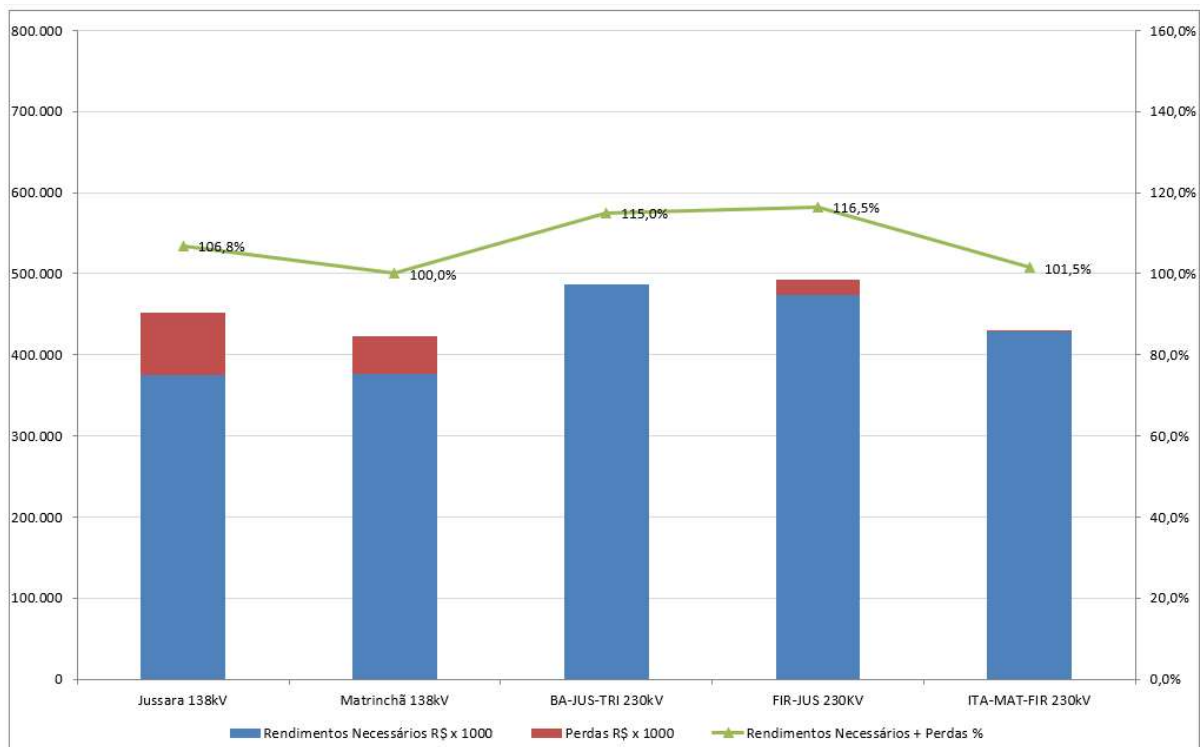


Figura 8-3 – Gráfico comparativo entre os custos das alternativas 3a, 3b, 3c, 3d e 3e

## 8.2 Definição das Vencedoras

Todas as alternativas viáveis do ponto de vista técnico foram custeadas e comparadas para definição daquela de menor custo global.

A vencedora na etapa 1 foi alternativa 1B, ou seja, a LT 230kV Barro Alto – Niquelândia, C3.

A etapa 2 se divide em 2 partes: as alternativas A e B são para atendimento a UFV Cruzeiro do Sul e as alternativas C e D para atendimento a UFV Turvânia. Pela sinergia das soluções propostas, a primeira parte foi agregada na etapa 3. Já a segunda parte, teve a alternativa 2D como aquela de menor custo global, ou seja, a LT 230kV Firminópolis – Palmeiras, C2.

Na etapa 3, a vencedora foi a alternativa 3E que recomenda a construção da nova subestação de rede básica de fronteira 230/138kV Matrinchã 2 e das LTs 230 kV Itapaci - Matrinchã 2, C1 e a Matrinchã 2 - Firminópolis, C1, além das demais obras associadas na rede de distribuição.

## 9 AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

Neste capítulo são apresentadas análises técnicas e de otimização visando definir as especificações básicas das novas Linhas de Transmissão (LT) aéreas listadas na Tabela 9-1. Tendo em conta a quantidade de empreendimentos, para uma apresentação mais concisa dos resultados, fez-se agrupamentos considerando coerências eletro-geográficas e ambientais.

**Tabela 9-1 Relação das LT avaliadas e agrupamentos**

Linha	n°	Tipo <sup>1</sup>	Extensão [km]	Grupo
LT 230 kV Firminópolis - Palmeiras, C2	1	CS	48	1
LT 230 kV Matrinchã 2 - Firminópolis, C1	2	CS	139	
LT 230 kV Itapaci – Matrinchã 2, C1	3	CS	152	
LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto, C3 <sup>2</sup>	4	CS	88	2

<sup>(1)</sup> CS – Estrutura de Circuito Simples.

<sup>(2)</sup> LT indicativa.

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

### 9.1 Dados e Premissas

Os dados ambientais predominantes e preliminares para as análises técnicas e definição das capacidades de corrente estão dispostos na Tabela 9-2, por LT avaliada, conforme ordem apresentada. Nota-se que a temperatura do ar corresponde à maior máxima média mensal registrada na estação de medição localizada mais próxima da LT [10].

**Tabela 9-2 Dados do ambiente**

	LT 1	LT 2	LT 3	LT 4
Temperatura do ar [°C]	34	36	36	34
Vento p/ cálculo de temperatura [m/s]	1	1	1	1
Radiação solar [W/m <sup>2</sup> ]	1000	1000	1000	1000
Altitude média [m]	635	435	520	575
Altitude máxima [m]	690	735	835	710
DRA <sup>1</sup> [p.u.]	0,90	0,89	0,88	0,90
Vento p/ balanço (50 anos, 30 s, 10 m) [km/h]	105	115	115	120

<sup>(1)</sup> Densidade Relativa do Ar adotada para verificação de efeito corona visual.

Na Tabela 9-3 estão apresentados os parâmetros econômicos considerados na otimização. Os fluxos e fatores de perdas utilizados estão apresentados na Tabela 9-4. Já a Tabela 9-5 apresenta os carregamentos máximos verificados nos estudos de fluxo de potência em condição normal de operação e em emergência, decorrente de contingência no sistema.

Tabela 9-3 Dados para avaliação econômica

Custo das perdas de energia [R\$/MWh]	205,11
Período [anos]	30
Taxa de desconto anual [%]	8
Banco de preços	Ref. ANEEL – 2023/03 <sup>1</sup>

Tabela 9-4 Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas

Linha	Fluxo <sup>1</sup> [MVA]	Duração [Anos]	Fator de perdas
LT 230 kV Firminópolis - Palmeiras, C2	58,6	30	0,46
LT 230 kV Matrinchã 2 - Firminópolis, C1	100,7	30	0,27
LT 230 kV Itapaci – Matrinchã 2, C1	174,9	30	0,41
LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto, C3	184,6	30	0,27

<sup>(1)</sup> Fluxos verificados à tensão nominal e por circuito.

Tabela 9-5 Dados do sistema – Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação

Linha	Fluxo <sup>1</sup> [MVA]	
	Normal	Emergência
LT 230 kV Firminópolis - Palmeiras, C2	59	96
LT 230 kV Matrinchã 2 - Firminópolis, C1	101	115
LT 230 kV Itapaci – Matrinchã 2, C1	175	200
LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto, C3	185	254

<sup>(1)</sup> Fluxos verificados à tensão nominal e por circuito.

Nestas análises adotou-se estruturas com geometria de fases triangular. Na Seção 00 constam as coordenadas finais, após a otimização, dos cabos na torre e flechas para a silhueta típica de cada LT. Por fim, considerou-se apenas cabos condutores tipo CAA, com diferentes bitolas e formações, um e dois subcondutores por fase, e cabos para-raios EAR 3/8” e OPGW 13,3 mm.

## 9.2 Critérios Para Análises Elétricas e Comparações Econômicas

Na definição das capacidades de corrente, os valores a serem especificados devem atender minimamente aos fluxos observados no estudo, em condição normal e emergência. Adicionalmente, para as novas LT, deve-se buscar adotar 65 °C como limite superior de temperatura nos cabos condutores em condição normal de operação e 90 °C em condição de emergência. Com relação aos níveis de emissão eletromagnética, estes devem observar os requisitos mínimos definidos em [11]. Essas restrições, juntamente com o balanço dos cabos, devem ser observadas de forma a definir uma estimativa inicial para a faixa de segurança e o conjunto de cabos condutores tecnicamente viáveis. Configurações com custos totais, de instalação e perdas, com diferenças de até 3 % são consideradas economicamente equivalentes. Como critérios de desempate, pode-se

<sup>1</sup> Atualizado pela EPE conforme [18].

considerar, por exemplo, os custos de instalação, a padronização com soluções existentes e a robustez da solução.

### 9.3 Avaliações Econômicas

Considerando as sinergias entre alguns projetos e visando eventual ganho de escala para os empreendimentos, foram realizadas otimizações conjuntas considerando os agrupamentos definidos na Tabela 9-1, ponderando-se os custos totais pelos comprimentos de cada trecho.

#### 9.3.1 Seleção dos cabos condutores – Grupo 1

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções economicamente equivalentes dentre as soluções candidatas são aquelas apresentadas na Tabela 9-6, com diferenças até cerca de 3 %. Como pode se verificar, a configuração de menor custo total é a 1 x RUDDY (900 MCM). No entanto, como a 1 x TERN (795 MCM) possui o menor custo de instalação e já é utilizada em outras LT da região, recomenda-se a sua utilização nas novas LT do grupo 1.

Tabela 9-6 Configurações com menor custo total – Grupo 1

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
<b>TERN</b>	<b>1</b>	<b>723,9</b>	<b>280,2</b>	<b>1004,1</b>	<b>101,2</b>
RUDDY	1	749,6	242,9	992,4	100,0
RAIL	1	768,6	226,9	995,5	100,3
ORTOLAN	1	794,7	207,2	1001,9	101,0
BLUEJAY	1	820,2	190,6	1010,8	101,9

#### 9.3.2 Seleção dos cabos condutores – Grupo 2

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções economicamente equivalentes dentre as soluções candidatas são aquelas apresentadas na Tabela 9-7, com diferenças até cerca de 3 %. Como pode se verificar, a configuração de menor custo total é a 1 x RUDDY (900 MCM). No entanto, como a 1 x RAIL (954 MCM) está empatada em 100,0 %, e já é utilizada no C1 e C2, recomenda-se a sua utilização no novo circuito (C3) do grupo 2.



Tabela 9-7 Configurações com menor custo total – Grupo 2

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
TERN	1	728,3	353,6	1081,9	101,9
RUDDY	1	754,4	307,5	1061,9	100,0
RAIL	1	774,3	287,8	1062,1	100,0
ORTOLAN	1	800,6	263,3	1063,9	100,2
BLUEJAY	1	826,1	242,7	1068,8	100,6

## 9.4 Características Técnicas da Solução de Referência

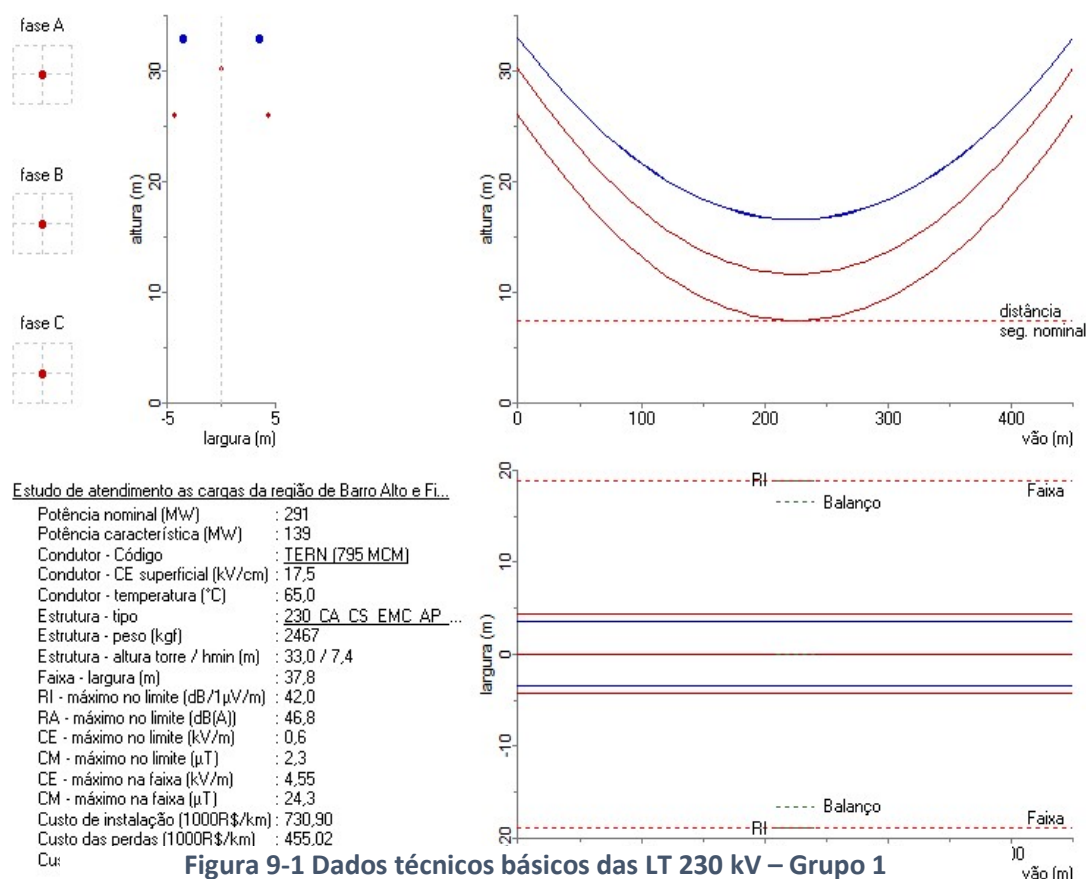
### 9.4.1 Características elétricas – Grupo 1

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas para as três LT 230 kV deste grupo estão sumarizados na Tabela 9-8.

Tabela 9-8 Características elétricas básicas das LT 230 kV – Grupo 1

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq. +	r [ $\Omega$ /km]	x [ $\Omega$ /km]	b [ $\mu$ S/km]
Circuito Simples	CAA 1 x TERN (795 MCM)	730	985	0	0,0821	0,4855	3,4142
				mut.0	-	-	-

A Figura 9-1, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos das LT 230 kV deste grupo, incluindo o vão médio de 450 m utilizado na análise referencial.



## 9.4.2 Características construtivas – Grupo 1

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos condutores e dos cabos para-raios da silhueta típica, bem como as respectivas flechas, estão apresentadas na Tabela 9-9.

Tabela 9-9 Coordenadas da silhueta típica das LT 230 kV – Grupo 1

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

## 9.4.3 Características elétricas – Grupo 2

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas para a LT 230 kV deste grupo estão sumarizados na Tabela 9-10.

Tabela 9-10 Características elétricas básicas da LT 230 kV – Grupo 2

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [ $\Omega$ /km]	x [ $\Omega$ /km]	b [ $\mu$ S/km]
Circuito Simples	CAA 1 x RAIL (954 MCM)	850	1130	+	0,0688	0,4786	3,4658
				0	0,4147	1,4177	2,2565
				mut.0	-	-	-

A Figura 9-1, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da LT 230 kV deste grupo, incluindo o vão médio de 450 m utilizado na análise referencial.

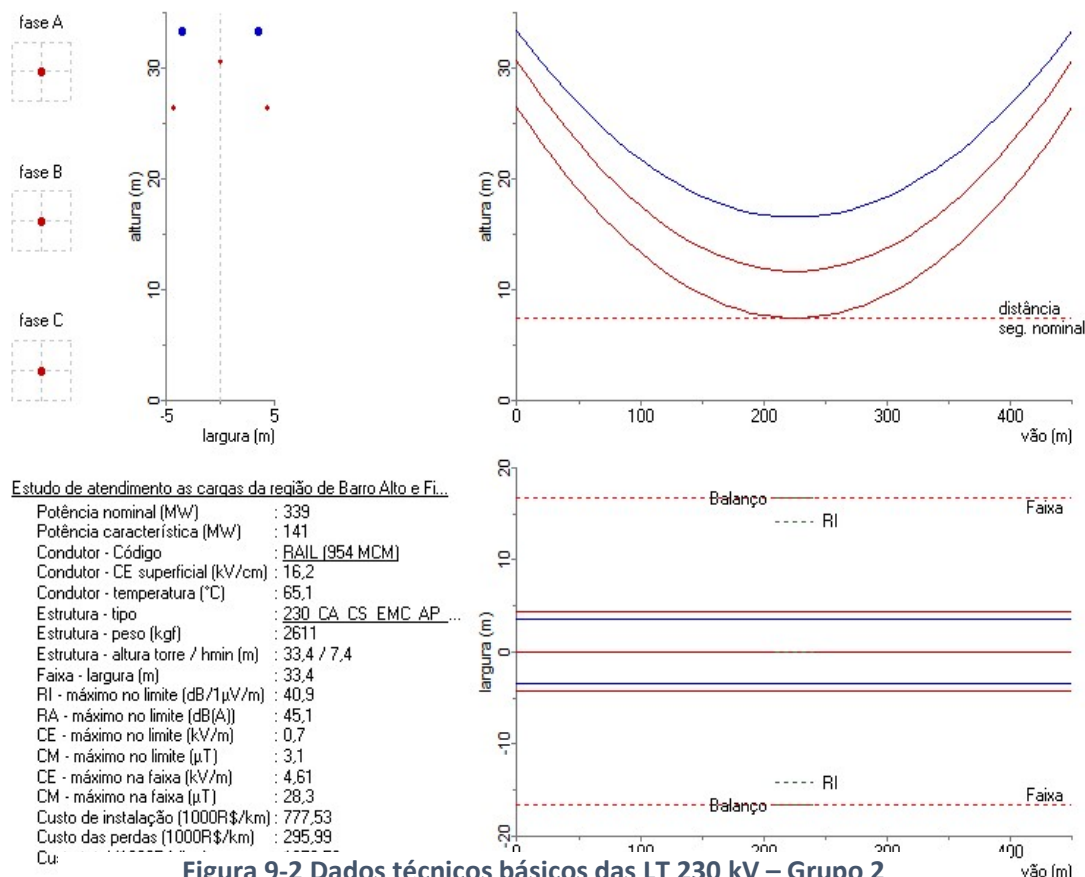


Figura 9-2 Dados técnicos básicos das LT 230 kV – Grupo 2

#### 9.4.4 Características construtivas – Grupo 2

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos condutores e dos cabos para-raios da silhueta típica, bem como as respectivas flechas, estão apresentadas na Tabela 9-11.

**Tabela 9-11 Coordenadas da silhueta típica da LT 230 kV – Grupo 2**

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Fase A	-4,3	26,5	19,1
Fase B	0,0	30,7	19,1
Fase C	4,3	26,5	19,1
Para-raios 1	-3,5	33,4	16,9
Para-raios 2	3,5	33,4	16,9

#### 9.4.5 Estimativas iniciais para faixa de segurança

Com relação às faixas de segurança, a Tabela 9-12 apresenta os valores calculados pelo ELEKTRA, para cada LT, juntamente com a restrição técnica que a definiu. Não obstante, tendo em vista as incertezas nas premissas e metodologias de cálculo, foram realizadas análises de sensibilidade variando-se alguns parâmetros e, por segurança, recomenda-se a adoção referencial dos valores conforme coluna “Faixa Adotada”.

**Tabela 9-12 Estimativas iniciais para faixa de segurança**

Linha	Faixa calculada [m]	Restrição	Faixa Adotada [m]
LT 230 kV Firminópolis - Palmeiras, C2	39,5	RI	40
LT 230 kV Matrinchã 2 - Firminópolis, C1	36,6	RI	38
LT 230 kV Itapaci – Matrinchã 2, C1	37,8	RI	38
LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto, C3	33,4	Balanço	38

## **10 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 na Linha de Transmissão (LT) aérea listada LT 230 kV Itapaci – Matrinchã 2, C1, em Circuito Simples (CS)

Para as demais LT recomendadas neste relatório julgou-se desnecessária a documentação das análises devido a alguma combinação dos seguintes fatores: (i) comprimento não elevado; (ii) silhueta convencional e (iii) ausência de compensação. Nestes casos, a princípio, também não se vislumbra grandes dificuldades na implantação do religamento monopolar. Não obstante as análises preliminares realizadas, ressalta-se que as situações deverão ser investigadas novamente nos relatórios R2, quando aplicável, e no âmbito do Projeto Básico, para todas as linhas e seccionamentos recomendados. Nestas análises deverão ser consideradas as soluções que de fato serão adotadas, com simulações nos domínios do tempo e da frequência, com uma modelagem mais acurada da rede adjacente, incluindo a reavaliação das especificações de eventuais reatores de neutro, caso seja identificada a necessidade nestes estudos.

Destaca-se que todas as simulações foram realizadas com o programa ATP/ATPDraw e uma ferramenta computacional dedicada para simulação paramétrica, desenvolvida pela Superintendência de Transmissão de Energia (STE) da EPE, considerando-se uma modelagem trifásica em regime permanente.

### **10.1 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 de até 2 s, 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 [7] [12]. 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 [13]

- Tensão induzida na fase aberta não superior à tensão máxima de operação

## 10.2 LT 230 kV Itapaci – Matrinchã 2, C1

Esta LT possui um comprimento estimado em 152 km, com reator em derivação de 15 Mvar no terminal Matrinchã 2, resultando em um grau de compensação de aproximadamente 55 %. Nas simulações, o ponto de operação foi ajustado considerando-se um fluxo de cerca 200 MVA na LT.

Os resultados da Tabela 10-1 não indicam a necessidade de adoção de medida para mitigar a corrente de arco secundário, uma vez que os valores obtidos são reduzidos. Além disso, pode-se verificar na Figura 10-1 que durante a abertura monopolar as fases não ficaram sujeitas a sobretensões, com valores abaixo do limite de 1,05 p.u. (139,4 kVef). Portanto, nesta etapa, e considerando os resultados da análise realizada, não se vislumbra dificuldades na implantação do religamento monopolar nesta LT.

Tabela 10-1 LT 230 kV Itapaci – Matrinchã 2, C1. Corrente de arco secundário a 60 Hz, valor eficaz.

Fase em falta	Local da falta		
	Itapaci	½ LT	Matrinchã 2
A	8,6 A	8,6 A	8,7 A
B	8,8 A	8,7 A	8,9 A
C	8,6 A	8,6 A	8,7 A

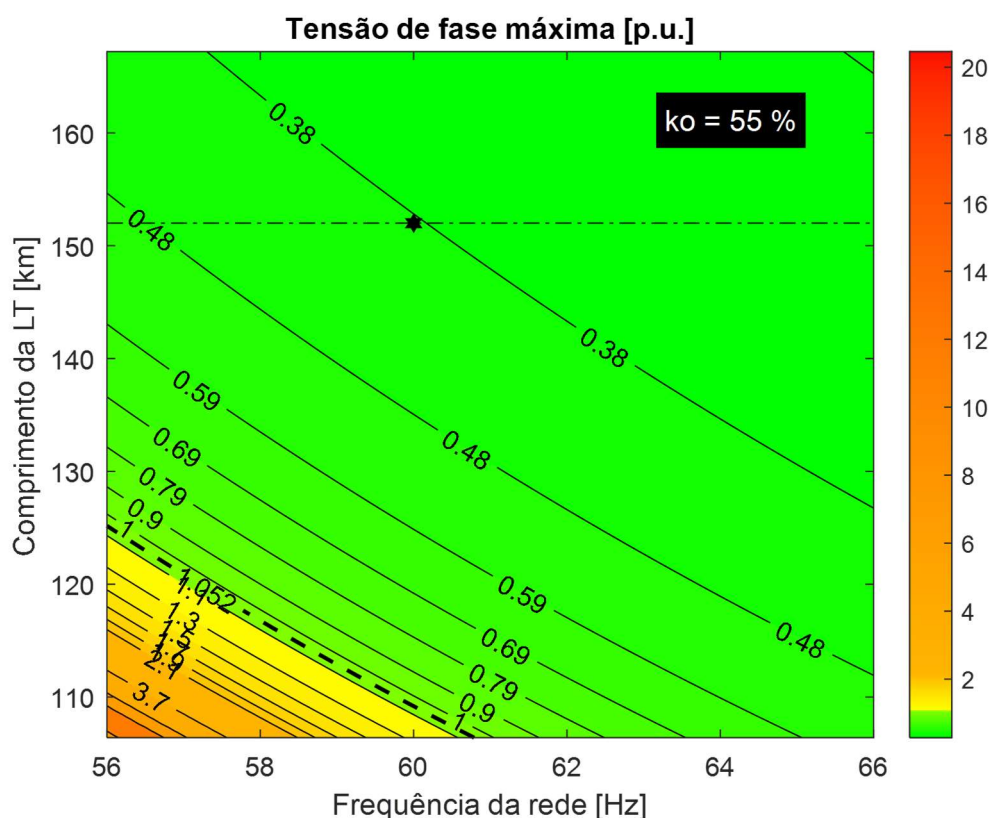


Figura 10-1 LT 230 kV Itapaci – Matrinchã 2, C1. Prospecção da tensão induzida, em p.u.. Sensibilidade no comprimento. Terminal Matrinchã 2

# 11 ANÁLISE DE SOBRETENSÕES À FREQUENCIA FUNDAMENTAL

Nesse capítulo, será analisada a necessidade de compensação shunt para as linhas em 230 kV indicados no conjunto de obras recomendados. O resultado dessa análise consistirá na recomendação dos seguintes itens:

1. Necessidade ou não de reatores de linha e definição dos valores em Mvar;
2. Definição da forma de conexão dos reatores de linha: fixos ou manobráveis;
3. Montante de compensação shunt nas barras e a modulação dos reatores de barra.

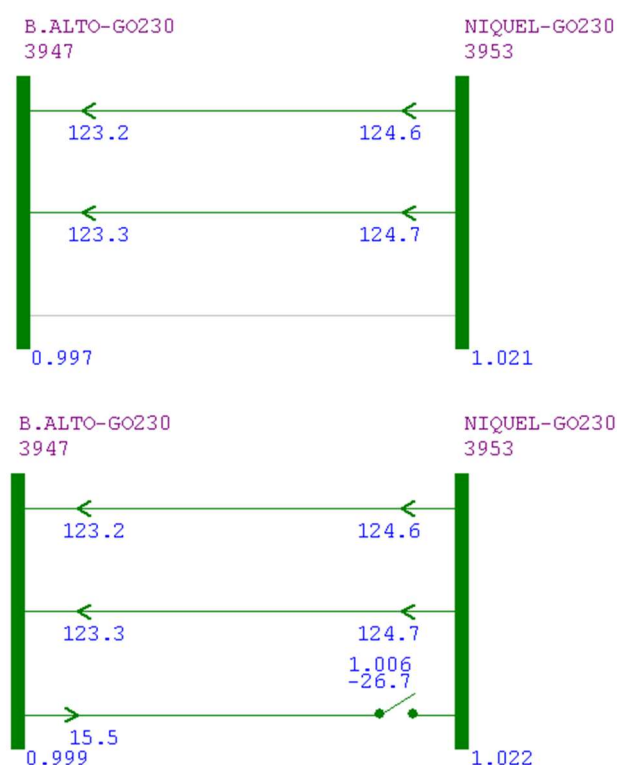
## 11.1 Energização

Analisou-se a energização inicial dos eixos de transmissão recomendados, com o intuito de prover recursos para controle de tensão durante as manobras. A energização foi realizada no ano inicial do estudo no cenário de menor carregamento das linhas de transmissão sob análise, cenário LNS.

De acordo com os critérios de planejamento, a linha analisada deve atender ao critério de máxima tensão no terminal aberto, o que no caso do 230kV é de 1,10pu. Além disso, a variação de tensão na barra emissora não pode ser superior a 5%. Em caso de não atendimento a esses critérios, um reator de barra manobrável poderá ser recomendado.

### 11.1.1 LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto, C3

A energização foi realizada primeiramente pelo terminal de Barro Alto e posteriormente pelo terminal de Niquelândia. A simulação mostrou que não houve infração no critério de tensão máxima de terminal aberto ou de variação de tensão após o chaveamento e não há necessidade de reatores para essa linha de transmissão.



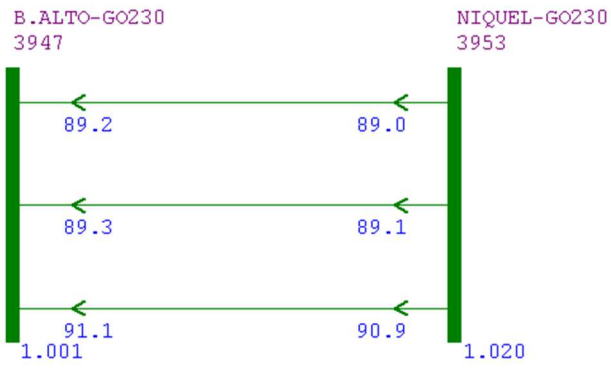
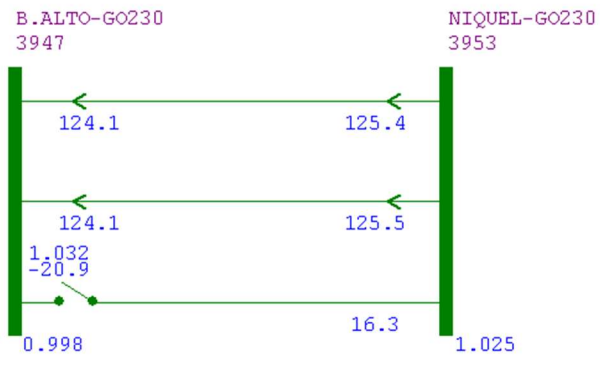


Figura 11-1- Energização da LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto, C3

### 11.1.2 LT 230 kV Firminópolis – Palmeiras, C2

A energização foi realizada primeiramente pelo terminal de Firminópolis e posteriormente pelo terminal de Palmeiras. A simulação mostrou que não houve infração no critério de tensão máxima de terminal aberto ou de variação de tensão após o chaveamento e não há necessidade de reatores para essa linha de transmissão.

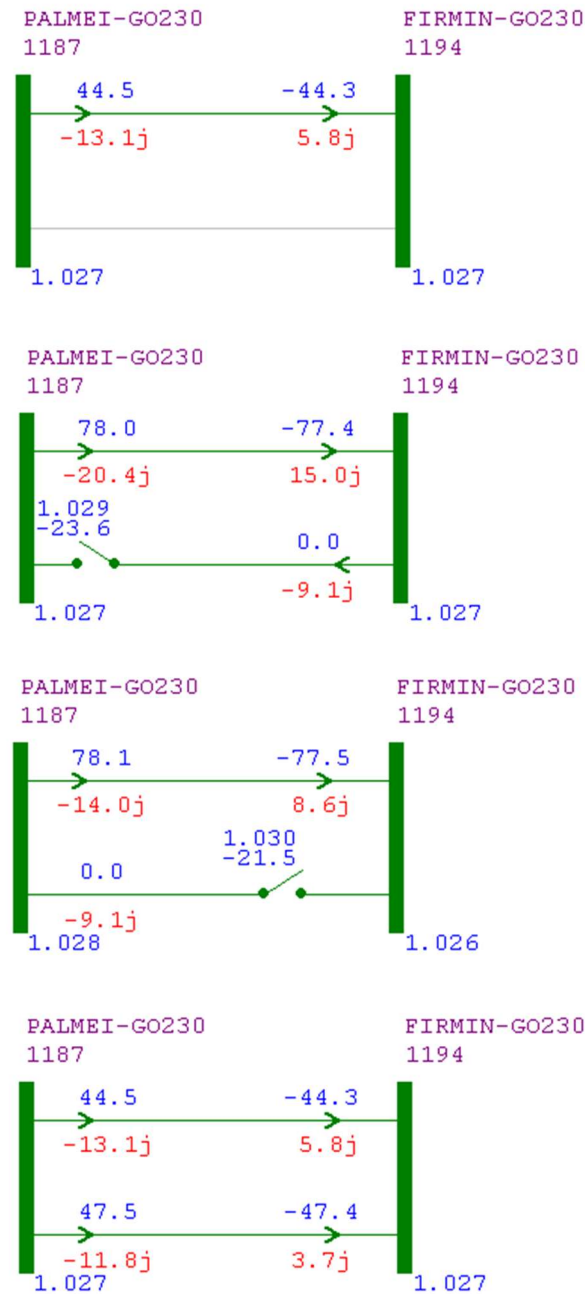


Figura 11-2- Energização da LT 230 kV Firminópolis – Palmeiras, C2



### 11.1.3 LT 230 kV Firminópolis – Matrinchã 2, C1

A energização foi realizada primeiramente pelo terminal de Firminópolis e posteriormente pelo terminal de Matrinchã 2. A simulação mostrou que não houve infração no critério de tensão máxima de terminal aberto ou de variação de tensão após o chaveamento e não há necessidade de reatores para essa linha de transmissão.

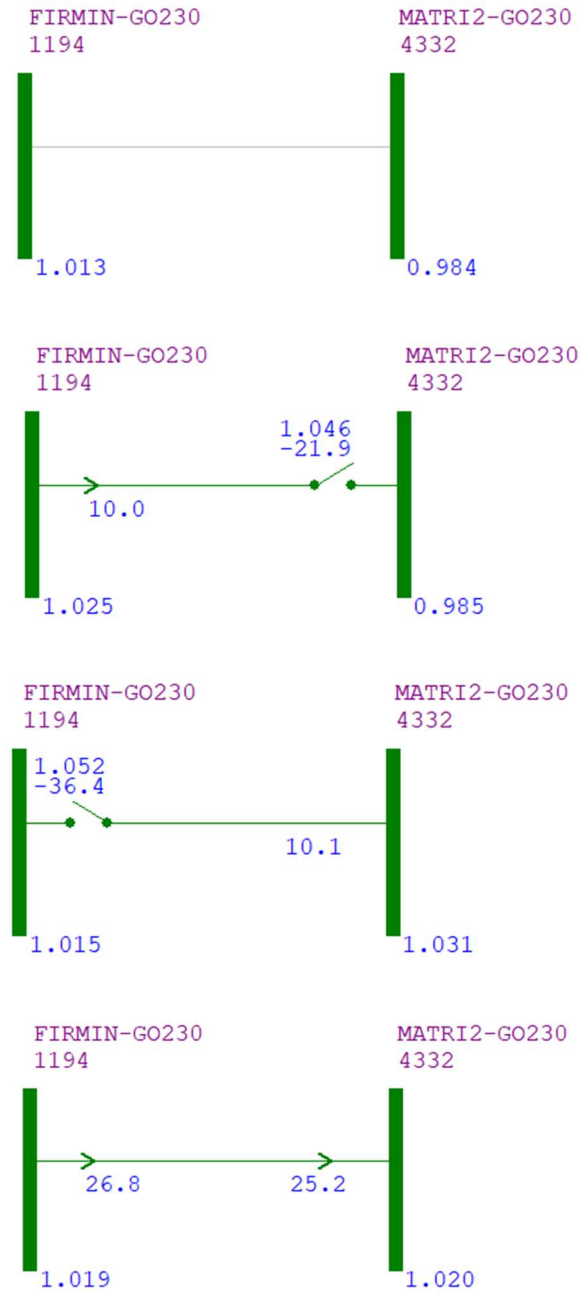


Figura 11-3 - Energização da LT 230 kV Firminópolis – Matrinchã 2, C1

### 11.1.4 LT 230 kV Itapaci – Matrinchã 2, C1

A energização foi realizada primeiramente pelo terminal de Matrinchã 2 e posteriormente pelo terminal de Itapaci. Houve uma pequena ultrapassagem do limite de variação de tensão na barra emissora, 5,4%, entretanto não será recomendado reator nesse momento e essa linha será monitorada pelos próximos anos.

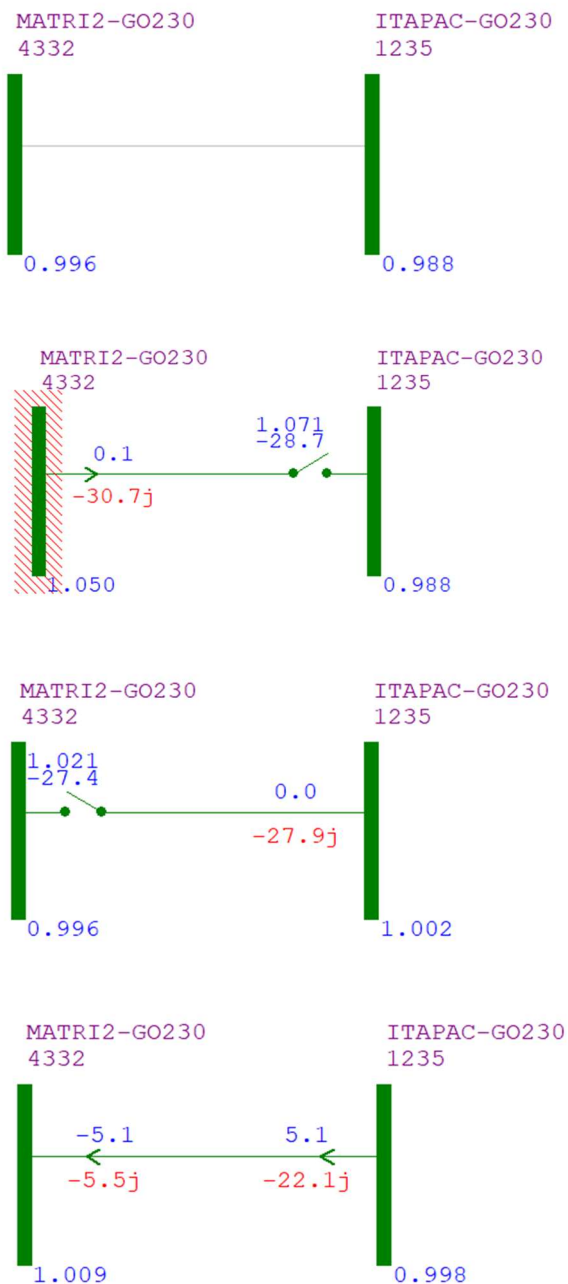


Figura 11-4 - Energização da LT 230 kV Itapaci – Matrinchã 2, C1

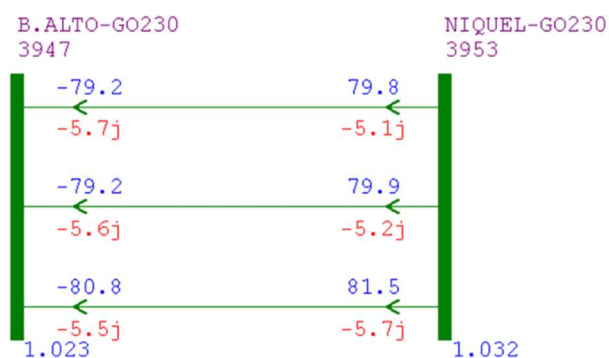
## 11.2 Rejeição

Nas análises de rejeição todos os eixos foram considerados energizados e, então, foi realizada a abertura de cada um dos terminais, um de cada vez. Essa análise é realizada no último ano do horizonte de estudo considerando o cenário de maior carregamento das linhas de transmissões, cenário MNU.

De acordo com os critérios de planejamento, a linha analisada deve atender ao critério de máxima tensão no terminal aberto, o que no caso do 230kV é de 1,10pu. Além disso, a variação de tensão na barra emissora não pode ser superior a 10%. Em caso de não atendimento a esses critérios, um reator de linha fixo poderá ser recomendado.

### 11.2.1 LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto, C3

A rejeição foi realizada primeiramente pelo terminal de Barro Alto e posteriormente pelo terminal de Niquelândia. A simulação mostrou que não houve infração no critério de tensão máxima de terminal aberto ou de variação de tensão após o chaveamento e não há necessidade de reatores para essa linha de transmissão.



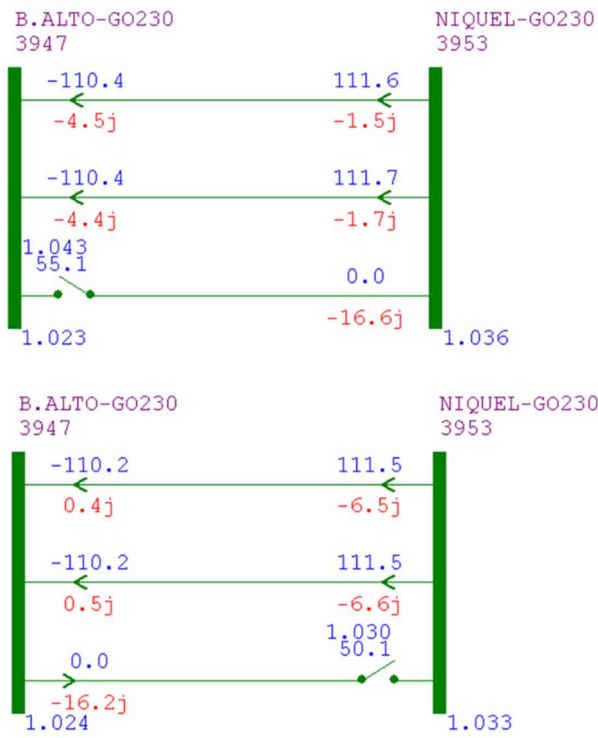


Figura 11-5- Rejeição da LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto, C3

### 11.2.2 LT 230 kV Firminópolis – Palmeiras, C2

A rejeição foi realizada primeiramente pelo terminal de Firminópolis e posteriormente pelo terminal de Palmeiras. A simulação mostrou que não houve infração no critério de tensão máxima de terminal aberto ou de variação de tensão após o chaveamento e não há necessidade de reatores para essa linha de transmissão.

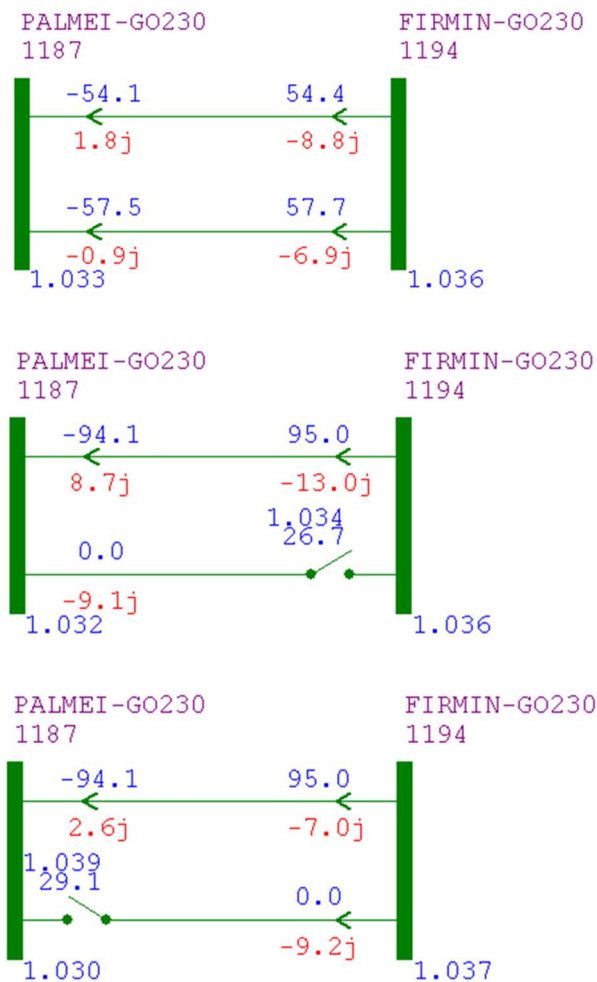


Figura 11-6- Rejeição da LT 230 kV Firminópolis – Palmeiras, C2

### 11.2.3 LT 230 kV Firminópolis – Matrinchã 2, C1

A rejeição foi realizada primeiramente pelo terminal de Matrinchã 2 e posteriormente pelo terminal de Firminópolis. A simulação mostrou que não houve infração no critério de tensão máxima de terminal aberto e uma superação marginal da variação de tensão, de 0,003 pu, após o chaveamento e, portanto, não há necessidade de reatores para essa linha de transmissão.

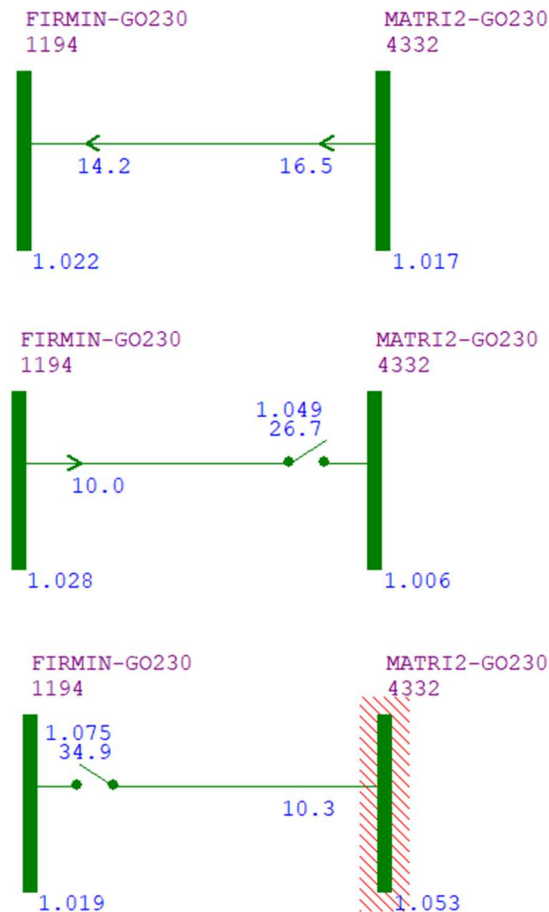


Figura 11-7 - Rejeição da LT 230 kV Firminópolis – Matrinchã 2, C1

### 11.2.4 LT 230 kV Itapaci – Matrinchã 2, C1

A rejeição foi realizada primeiramente pelo terminal de Matrinchã 2 e posteriormente pelo terminal de Itapaci. A simulação mostrou que o terminal aberto fica no limite da tensão máxima e a variação de tensão após o chaveamento está dentro da oscilação esperada de 10%. No entanto a barra emissora ultrapassa a tensão limite permitida de 1,050 pu, demonstrando a necessidade de reatores de linha fixo para essa linha de transmissão.

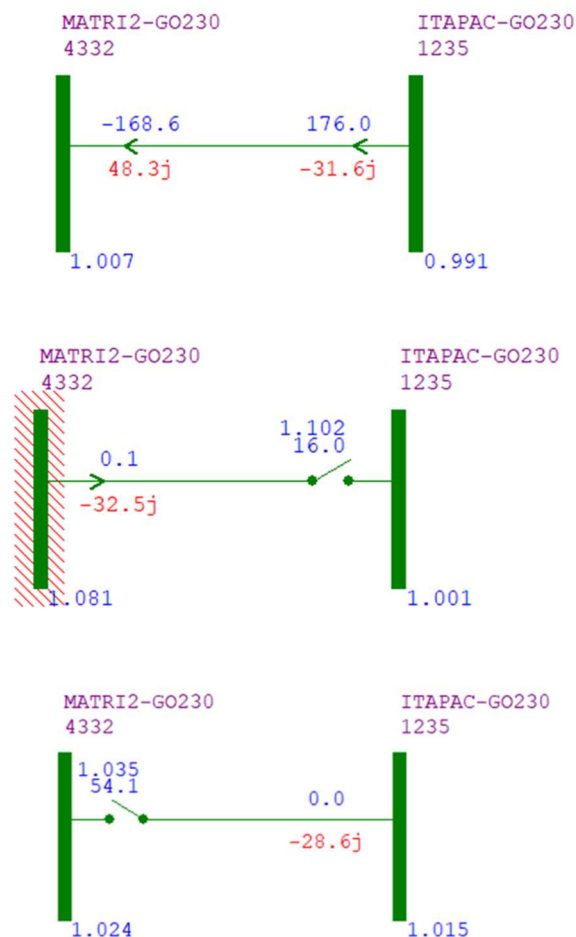


Figura 11-8 - Rejeição da LT 230 kV Itapaci – Matrinchã 2, C1

A simulação de rejeição nessa linha, no terminal de Itapaci, foi analisada para os 6 cenários do Plano Decenal e os 10 anos do horizonte de análise, conforme Tabela 11-1 - Resultados de rejeição da LT 230 kV Matrinchã 2 - Itapaci, com abertura do terminal Itapaci. A superação do nível de tensão na subestação Matrinchã foi verificada em diversos cenários. Sendo resolvida com a implantação de um reator de linha fixo de 15MVar no terminal de Matrinchã 2.

Tabela 11-1 - Resultados de rejeição da LT 230 kV Matrinchã 2 - Itapaci, com abertura do terminal Itapaci

Cenário	LNS		LNU		MNS		MNU		PNS		PNU	
	V <sub>barra</sub> [p.u.]	V <sub>terminal</sub> [p.u.]	V <sub>barra</sub> [p.u.]	V <sub>terminal</sub> [p.u.]	V <sub>barra</sub> [p.u.]	V <sub>terminal</sub> [p.u.]	V <sub>barra</sub> [p.u.]	V <sub>terminal</sub> [p.u.]	V <sub>barra</sub> [p.u.]	V <sub>terminal</sub> [p.u.]	V <sub>barra</sub> [p.u.]	V <sub>terminal</sub> [p.u.]
2028	1,069	1,09	1,079	1,1	1,023	1,043	1,054	1,075	1,064	1,085	1,054	1,075
2029	1,079	1,1	1,077	1,098	0,994	1,014	1,05	1,071	1,057	1,078	1,053	1,073
2030	1,071	1,092	1,023	1,043	1	1,017	1,054	1,075	1,053	1,074	1,052	1,073
2031	1,063	1,084	1,017	1,037	0,996	1,015	1,063	1,084	1,049	1,069	1,052	1,073
2032	1,051	1,071	1,059	1,079	1,011	1,03	1,064	1,085	1,038	1,055	1,048	1,068
2033	1,048	1,069	1,054	1,074	1,009	1,029	1,059	1,08	1,036	1,052	1,044	1,064
2034	1,043	1,063	1,049	1,069	1,006	1,026	1,057	1,078	1,043	1,063	1,041	1,061
2035	1,039	1,059	1,042	1,062	0,999	1,019	1,053	1,073	1,027	1,044	1,036	1,056
2036	1,034	1,054	1,037	1,058	0,995	1,015	1,063	1,083	1,036	1,056	1,036	1,056
2037	1,005	1,025	0,997	1,016	1,009	1,028	1,081	1,102	1,02	1,037	1,029	1,049

## 12 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

As análises de curto-circuito têm o objetivo de verificar a adequabilidade dos disjuntores da área de influência do estudo quanto à sua capacidade de interrupção de corrente de curto-circuito simétrica e assimétrica nas subestações de interesse. Na etapa de planejamento da expansão, a análise de curto-circuito busca fazer uma análise simplificada da evolução dos níveis de curto-circuito em decorrência das obras recomendadas, fornecendo alertas naqueles casos em que o nível de curto-circuito se aproxima da capacidade de interrupção de disjuntores das subestações. Essas análises devem considerar as partes inicial e final do horizonte dos estudos de planejamento.

As indicações servem como dado de entrada para as análises mais específicas tanto das transmissoras quanto das distribuidoras envolvidas.

**Tabela 12-1 – Corrente simétrica durante curto monofásico**

Curto-Circuito Monofásico			Sem Obras (2027)	Com Obras (2028)	Com Obras (2037)	Disjuntor (kA)
Barra	Subestação	Tensão	Is(ka)	Is(ka)	Is(ka)	
1174	Firminópolis	138.0	6,26	6,92	6,96	31,3
1187	Palmeiras	230.0	6,63	7,72	7,74	20
1194	Firminópolis	230.0	7,04	8,98	9,02	20
1235	Itapaci	230.0	4,79	6,36	6,76	50
3947	Barro Alto	230.0	8,14	9,94	10,73	40
3953	Niquelândia	230.0	5,56	6,37	6,48	40
4304	Trindade	230.0	15,14	15,53	17,76	40
4332	Matrinchã	230.0	-	4,32	4,36	-

**Tabela 12-2 – Corrente simétrica durante curto trifásico**

Curto-Circuito Trifásico			Sem Obras (2027)	Com Obras (2028)	Com Obras (2037)	Disjuntor (kA)
Barra	Subestação	Tensão	Is(ka)	Is(ka)	Is(ka)	
1174	Firminópolis	138.0	7,46	8,87	8,95	31,3
1187	Palmeiras	230.0	6,26	7,37	7,4	20
1194	Firminópolis	230.0	5,68	7,46	7,5	20
1235	Itapaci	230.0	4,03	5,42	5,58	50
3947	Barro Alto	230.0	6,68	8,09	8,71	40
3953	Niquelândia	230.0	7,28	8,15	8,35	40
4304	Trindade	230.0	22,45	23,73	24,21	40
4332	Matrinchã	230.0	-	3,95	3,98	-

Nas tabelas 11-1 e 11-2 verifica-se a evolução dos níveis de curto-circuito nas subestações envolvidas e conclui-se que as obras recomendadas não causam superação da capacidade de interrupção simétrica dos disjuntores.



## 13 REFERÊNCIAS

---

- [1] EPE, EPE-DEE-NT-024-2024-rev0 - Diagnóstico - PDE 2033 - GET Centro Oeste, 2024.
- [2] ONS, Parecer de Acesso Permanente ONS DTA-2023-PA-0053-R0, 2023.
- [3] ONS, Parecer de Acesso Permanente ONS DTA-2023-PA-0057-R0, 2023.
- [4] Eletrobras, Ofício EETAM-CE 003/2024, 2024.
- [5] EPE. “EPE-DEE-NT-100/2018-rev0 - Transitórios eletromagnéticos de manobra em linhas de transmissão CA: experiência dos Relatórios R2”, 2018..
- [6] CCPE/CTET, Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão, Brasília, 2022.
- [7] ONS, “Procedimentos de Rede ONS – Submódulo 2.3 – Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos, 2023.
- [8] EPE, Nota Técnica EPE-DEE-IT-052/2023 - Atualização dos Parâmetros Econômicos de Referência para os Estudos de Expansão da Transmissão do Ciclo de Planejamento, <https://www.epe.gov.br/sites-pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica>, 2023.
- [9] EPE, “Base de dados de fluxo de potência - PDE 2032,” [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/bases-de-dados-de-simulacao>.
- [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] ONS. Diretrizes para a Elaboração de Projetos Básicos para Empreendimentos de Transmissão: Estudos elétricos, especificação das instalações, de equipamentos e de linhas de transmissão. 2013.
- [13] Haubrich, H.-J., Hosemann, G., Thomas, R., Single-phase auto-reclosing in EHV Systems, CIGRE 1974, paper 31-09, Paris, 1974.
- [14] MME, *Portaria nº 215, de 11 de maio de 2020*.
- [15] EPE, *Portaria EPE/DEE nº 1, de 12 de janeiro de 2021*.
- [16] ONS, “Procedimentos de Rede ONS – Submódulo 2.10 – Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão,” 2023.
- [17] ANEEL, Base de Preços de Referência ANEEL 03/2003.
- [18] EPE-DEE-IT-052/2023 – Atualização dos Parâmetros Econômicos de Referência para os Estudos de Expansão da Transmissão do Ciclo de Planejamento 2023. Informe Técnico. 2023.

## 14 EQUIPE TÉCNICA

---

Tabela 14-1 - Lista de participantes do estudo

<b>Nome</b>	<b>Empresa</b>
Bruno Cesar Mota Maçada	EPE
Lucas Simões de Oliveira	EPE
Fabiano Schmidt	EPE
Paula Cunha Coutinho	EPE
André Viola Barreto	EPE
Lucas Gomes de Mello	Equatorial GO
Renata Keli Soares Silva	Equatorial GO
Augusto Moreira Silva	Equatorial GO
Tárcia Moraes	Equatorial GO
Roberto Paulo Da Silva Pinto Junior	Eletrobrás Furnas
Luiz Fernando Capitão Pinto	Eletrobrás Furnas
Marcelo Guimarães dos Santos	Eletrobrás Furnas

## 15 ANEXOS

### 15.1 Previsão de carga apresentada pela distribuidora Equatorial Goiás

Subestação	2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037		2038	
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
Jussara 69kV	6,1	2,6	6,3	2,7	6,5	2,8	6,7	2,9	6,9	2,9	7,1	3,0	7,3	3,1	7,5	3,2	7,7	3,3	7,9	3,4	8,2	3,5
Jussara 138kV	14,2	4,7	14,6	4,8	15,0	4,9	15,4	5,1	15,9	5,2	16,3	5,4	16,8	5,5	17,3	5,7	17,8	5,8	18,3	6,0	18,8	6,2
Aruanã 69kV	7,4	3,1	7,6	3,2	7,8	3,3	8,0	3,4	8,3	3,5	8,5	3,6	8,8	3,7	9,0	3,8	9,3	3,9	9,5	4,1	9,8	4,2
Britânia 69kV	8,2	4,4	8,4	4,5	8,7	4,7	8,9	4,8	9,2	4,9	9,4	5,1	9,7	5,2	10,0	5,4	0,0	5,5	0,0	5,7	0,0	5,9
Faz.Canadá 69kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Faz.Canadá 138kV	19,1	8,1	19,7	8,4	20,2	8,6	20,8	8,9	21,4	9,1	22,0	9,4	22,6	9,6	23,3	9,9	24,0	10,2	24,7	10,5	25,4	10,8
Matrinchã 69kV	8,9	3,8	9,2	3,9	9,5	4,0	9,8	4,2	10,0	4,3	10,3	4,4	10,6	4,5	10,9	4,7	11,2	4,8	11,6	4,9	11,9	5,1

## 15.2 Plano de Obras das Alternativas

### 15.2.1 Alternativa 1b

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>114.627,86</b>	<b>98.274,91</b>	<b>10.182,10</b>	<b>54.532,26</b>
<b>LT 230 kV NIQUELÂNDIA - BARRO ALTO, C3 (Nova)</b>						<b>114.627,86</b>	<b>98.274,91</b>	<b>10.182,10</b>	<b>54.532,26</b>
Circuito Simples 230 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 90 km		2028	90	1,0	950,19	85.517,10	73.317,13	7.596,26	40.683,31
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Barro Alto	2028	1	1,0	10458,25	10.458,25	8.966,26	928,98	4.975,34
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Niquelândia	2028	1	1,0	10458,25	10.458,25	8.966,26	928,98	4.975,34
MIM - 230 kV	Barro Alto	2028	1	1,0	1089,19	1.089,19	933,80	96,75	518,16
MIM - 230 kV	Niquelândia	2028	1,0	1,0	1089,19	1.089,19	933,80	96,75	518,16
MIG-A	Barro Alto	2028	1	1,0	3007,94	3.007,94	2.578,82	267,19	1.430,98
MIG-A	Niquelândia	2028	1,0	1,0	3007,94	3.007,94	2.578,82	267,19	1.430,98

### 15.2.2 Alternativa 1c

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>162.137,36</b>	<b>139.006,65</b>	<b>14.402,25</b>	<b>77.134,10</b>
<b>LT 230 kV NIQUELÂNDIA - ITAPACI, C1 (Nova)</b>						<b>162.137,36</b>	<b>139.006,65</b>	<b>14.402,25</b>	<b>77.134,10</b>
Circuito Simples 230 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 140 km		2028	140,0	1,0	950,19	133.026,60	114.048,87	11.816,41	63.285,15
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Niquelândia	2028	1,0	1,0	10458,25	10.458,25	8.966,26	928,98	4.975,34
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Itapaci	2028	1,0	1,0	10458,25	10.458,25	8.966,26	928,98	4.975,34
MIM - 230 kV	Niquelândia	2028	1,0	1,0	1089,19	1.089,19	933,80	96,75	518,16
MIM - 230 kV	Itapaci	2028	1,0	1,0	1089,19	1.089,19	933,80	96,75	518,16
MIG-A	Niquelândia	2028	1,0	1,0	3007,94	3.007,94	2.578,82	267,19	1.430,98
MIG-A	Itapaci	2028	1,0	1,0	3007,94	3.007,94	2.578,82	267,19	1.430,98

### 15.2.3 Alternativa 2c

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>103.845,62</b>	<b>76.329,63</b>	<b>9.224,34</b>	<b>35.300,05</b>
<b>LT 230 kV FIRMINÓPOLIS - TRINDADE, C2 (Nova)</b>						<b>103.845,62</b>	<b>76.329,63</b>	<b>9.224,34</b>	<b>35.300,05</b>
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 83 km		2030	83,0	1,0	900,42	74.734,86	54.932,35	6.638,51	25.404,48
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Firminópolis	2030	1,0	1,0	10458,25	10.458,25	7.687,13	928,98	3.555,05
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Trindade	2030	1,0	1,0	10458,25	10.458,25	7.687,13	928,98	3.555,05
MIG-A	Firminópolis	2030	1,0	1,0	3007,94	3.007,94	2.210,93	267,19	1.022,48
MIG-A	Trindade	2030	1,0	1,0	3007,94	3.007,94	2.210,93	267,19	1.022,48
MIM - 230 kV	Firminópolis	2030	1,0	1,0	1089,19	1.089,19	800,59	96,75	370,25
MIM - 230 kV	Trindade	2030	1,0	1,0	1089,19	1.089,19	800,59	96,75	370,25

### 15.2.4 Alternativa 2d

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>72.330,92</b>	<b>53.165,39</b>	<b>6.424,97</b>	<b>24.587,32</b>
<b>LT 230 kV FIRMINÓPOLIS - PALMEIRAS, C2 (Nova)</b>						<b>72.330,92</b>	<b>53.165,39</b>	<b>6.424,97</b>	<b>24.587,32</b>
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 48 km		2030	48,0	1,0	900,42	43.220,16	31.768,11	3.839,14	14.691,75
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Firminópolis	2030	1,0	1,0	10458,25	10.458,25	7.687,13	928,98	3.555,05
MIG-A	Firminópolis	2030	1,0	1,0	3007,94	3.007,94	2.210,93	267,19	1.022,48
MIM - 230 kV	Firminópolis	2030	1,0	1,0	1089,19	1.089,19	800,59	96,75	370,25
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Palmeiras	2030	1,0	1,0	10458,25	10.458,25	7.687,13	928,98	3.555,05
MIG-A	Palmeiras	2030	1,0	1,0	3007,94	3.007,94	2.210,93	267,19	1.022,48
MIM - 230 kV	Palmeiras	2030	1,0	1,0	1089,19	1.089,19	800,59	96,75	370,25

15.2.5 Alternativa 3a

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>761.121,50</b>	<b>618.063,91</b>	<b>67.608,47</b>	<b>375.519,21</b>
<b>SE 230/138 kV FIRMINÓPOLIS (Ampliação/Adequação)</b>						<b>42.715,88</b>	<b>33.909,24</b>	<b>3.794,34</b>	<b>20.211,24</b>
3° TF 230/138 kV, 3 x 50 MVA 1Φ		2028	3,0	1,0	8036,14	24.108,42	19.138,04	2.141,49	11.407,02
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2028	1,0	1,0	9640,60	9.640,60	7.653,02	856,35	4.561,50
MIM - 230 kV		2028	1,0	1,0	1148,12	1.148,12	911,41	101,98	543,24
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2028	1,0	1,0	7084,34	7.084,34	5.623,78	629,28	3.351,99
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
<b>SE 230/138/69 kV FIRMINÓPOLIS (Ampliação/Adequação)</b>						<b>19.480,50</b>	<b>8.354,85</b>	<b>1.730,40</b>	<b>1.323,43</b>
3° ATF 138/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ		2036	1,0	1,0	8028,75	8.028,75	3.443,39	713,17	545,44
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2036	1,0	1,0	6836,00	6.836,00	2.931,84	607,22	464,41
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2036	1,0	1,0	3550,74	3.550,74	1.522,85	315,40	241,22
MIM - 138 kV		2036	1,0	1,0	734,40	734,40	314,97	65,23	49,89
MIM - 69 kV		2036	1,0	1,0	330,61	330,61	141,79	29,37	22,46
<b>SE 138/13,8 kV FAZENDA CANADÁ   Novo Pátio 138kV e transferência de cargas (Ampliação/Adequação)</b>						<b>19.397,19</b>	<b>19.397,19</b>	<b>1.723,00</b>	<b>13.618,23</b>
1° TF 138/13,8 kV, 1 x 50 MVA 3Φ		2025	1	1,0	8556,05	8.556,05	8.556,05	760,01	6.006,96
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2025	1	1,0	6836,00	6.836,00	6.836,00	607,22	4.799,37
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2025	1	1,0	2940,13	2.940,13	2.940,13	261,16	2.064,18
MIM - 138 kV		2025	1	1,0	734,40	734,40	734,40	65,23	515,60
MIM - 13,8 kV		2025	1	1,0	330,61	330,61	330,61	29,37	232,11
<b>SE 138/69 kV MATRINCHÃ   Novo Pátio 138kV (Ampliação/Adequação)</b>						<b>20.039,48</b>	<b>15.907,99</b>	<b>1.780,06</b>	<b>9.481,78</b>
1° TF 138/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ		2028	1,0	1,0	8587,73	8.587,73	6.817,22	762,83	4.063,33
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	6836,00	6.836,00	5.426,64	607,22	3.234,49
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	3550,74	3.550,74	2.818,69	315,40	1.680,05
MIM - 69 kV		2028	1,0	1,0	330,61	330,61	262,45	29,37	156,43
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
<b>SE 138/69 kV BRITÂNIA   Novo Pátio 138kV (Ampliação/Adequação)</b>						<b>19.480,50</b>	<b>15.464,25</b>	<b>1.730,40</b>	<b>9.217,30</b>
1° ATF 138/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ		2028	1	1,0	8028,75	8.028,75	6.373,48	713,17	3.798,84
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1	1,0	6836,00	6.836,00	5.426,64	607,22	3.234,49
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2028	1	1,0	3550,74	3.550,74	2.818,69	315,40	1.680,05
MIM - 138 kV		2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
MIM - 69 kV		2028	1	1,0	330,61	330,61	262,45	29,37	156,43
<b>SE 138/69 kV JUSSARA (Ampliação/Adequação)</b>						<b>19.480,50</b>	<b>15.464,25</b>	<b>1.730,40</b>	<b>9.217,30</b>
2° ATF 138/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ		2028	1	1,0	8028,75	8.028,75	6.373,48	713,17	3.798,84
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1	1,0	6836,00	6.836,00	5.426,64	607,22	3.234,49
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2028	1	1,0	3550,74	3.550,74	2.818,69	315,40	1.680,05

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
MIM - 138 kV		2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
MIM - 69 kV		2028	1	1,0	330,61	330,61	262,45	29,37	156,43
<b>LT 138 kV FIRMINÓPOLIS - JUSSARA, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>						<b>146.254,88</b>	<b>116.101,84</b>	<b>12.991,45</b>	<b>69.201,26</b>
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 110 km		2028	110,0	1,0	1044,03	114.843,30	91.166,31	10.201,24	54.338,71
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	FIRMINÓPOLIS	2028	2	1,0	7118,49	14.236,98	11.301,77	1.264,63	6.736,30
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	JUSSARA	2028	2	1,0	7118,49	14.236,98	11.301,77	1.264,63	6.736,30
MIM - 138 kV	FIRMINÓPOLIS	2028	1,0	1,0	1468,81	1.468,81	1.165,99	130,47	694,98
MIM - 138 kV	JUSSARA	2028	1,0	1,0	1468,81	1.468,81	1.165,99	130,47	694,98
<b>LT 138 kV JUSSARA - MATRINCHÃ, C1 (Nova)</b>						<b>61.377,98</b>	<b>48.723,82</b>	<b>5.452,05</b>	<b>29.041,31</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 70 km		2028	70	1,0	652,46	45.672,20	36.256,06	4.056,94	21.610,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	MATRINCHÃ	2028	1	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	JUSSARA	2028	1	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15
MIM - 138 kV	MATRINCHÃ	2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
MIM - 138 kV	JUSSARA	2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
<b>LT 138 kV JUSSARA - FAZENDA CANADÁ, C1   Obra Comum Distribuição (Nova)</b>						<b>51.591,08</b>	<b>51.591,08</b>	<b>4.582,70</b>	<b>36.220,66</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 55 km		2025	55	1,0	652,46	35.885,30	35.885,30	3.187,60	25.194,07
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	JUSSARA	2025	1	1,0	7118,49	7.118,49	7.118,49	632,32	4.997,69
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	FAZENDA CANADÁ	2025	1	1,0	7118,49	7.118,49	7.118,49	632,32	4.997,69
MIM - 138 kV	JUSSARA	2025	1	1,0	734,40	734,40	734,40	65,23	515,60
MIM - 138 kV	FAZENDA CANADÁ	2025	1	1,0	734,40	734,40	734,40	65,23	515,60
<b>LT 138 kV MATRINCHÃ - BRITÂNIA, C1 (Nova)</b>						<b>61.377,98</b>	<b>48.723,82</b>	<b>5.452,05</b>	<b>29.041,31</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 70 km		2028	70	1,0	652,46	45.672,20	36.256,06	4.056,94	21.610,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	BRITÂNIA	2028	1	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	MATRINCHÃ	2028	1	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15
MIM - 138 kV	BRITÂNIA	2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
MIM - 138 kV	MATRINCHÃ	2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
<b>LT 230 kV BARRO ALTO - TRINDADE, C1   Problema Região Norte - Oriunda Etapa 2 (Nova)</b>						<b>251.966,96</b>	<b>200.019,50</b>	<b>22.381,58</b>	<b>119.219,48</b>
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 180 km		2028	180,0	1,0	1238,09	222.856,20	176.910,44	19.795,74	105.445,57
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Trindade	2028	1,0	1,0	10458,25	10.458,25	8.302,10	928,98	4.948,38
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Barro Alto	2028	1,0	1,0	10458,25	10.458,25	8.302,10	928,98	4.948,38
MIM - 230 kV	Trindade	2028	1,0	1,0	1089,19	1.089,19	864,63	96,75	515,36
MIM - 230 kV	Barro Alto	2028	1,0	1,0	1089,19	1.089,19	864,63	96,75	515,36
MIG-A	Trindade	2028	1,0	1,0	3007,94	3.007,94	2.387,80	267,19	1.423,22
MIG-A	Barro Alto	2028	1,0	1,0	3007,94	3.007,94	2.387,80	267,19	1.423,22
<b>SE 138/69 kV ARAGARÇAS (Ampliação/Adequação)</b>						<b>17.885,04</b>	<b>16.560,22</b>	<b>1.588,68</b>	<b>11.085,59</b>
1° TF 138/69 kV, 1 x 25 MVA 3Φ		2026	1	1,0	6433,29	6.433,29	5.956,75	571,45	3.987,51
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1	1,0	6836,00	6.836,00	6.329,63	607,22	4.237,12
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1	1,0	3550,74	3.550,74	3.287,72	315,40	2.200,84

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
MIM - 69 kV		2026	1	1,0	330,61	330,61	306,12	29,37	204,92
MIM - 138 kV		2026	1	1,0	734,40	734,40	680,00	65,23	455,20
<b>LT 138 kV ARAGARÇAS - BARRA DO GARÇAS, C1 (Nova)</b>						<b>30.073,53</b>	<b>27.845,86</b>	<b>2.671,35</b>	<b>18.640,31</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 397,5 MCM (IBIS), 20 km		2026	20,0	1,0	565,70	11.314,00	10.475,93	1.004,99	7.012,69
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Aragarças	2026	1,0	1,0	7118,49	7.118,49	6.591,19	632,32	4.412,21
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Barra do Garças	2026	1,0	1,0	7118,49	7.118,49	6.591,19	632,32	4.412,21
MIM - 138 kV	Barra do Garças	2026	1,0	1,0	734,40	734,40	680,00	65,23	455,20
MIM - 138 kV	Aragarças	2026	1,0	1,0	734,40	734,40	680,00	65,23	455,20
MIG-A	Barra do Garças	2026	1,0	1,0	3053,75	3.053,75	2.827,55	271,26	1.892,79



15.2.6 Alternativa 3b

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>760.246,00</b>	<b>618.037,29</b>	<b>67.530,70</b>	<b>375.847,10</b>
<b>SE 230/138/69 kV FIRMINÓPOLIS (Ampliação/Adequação)</b>						<b>19.480,50</b>	<b>9.023,24</b>	<b>1.730,40</b>	<b>2.065,57</b>
3° ATF 138/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ		2035	1,0	1,0	8028,75	8.028,75	3.718,86	713,17	851,31
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2035	1,0	1,0	6836,00	6.836,00	3.166,39	607,22	724,84
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2035	1,0	1,0	3550,74	3.550,74	1.644,68	315,40	376,49
MIM - 138 kV		2035	1,0	1,0	734,40	734,40	340,17	65,23	77,87
MIM - 69 kV		2035	1,0	1,0	330,61	330,61	153,14	29,37	35,06
<b>SE 138/13,8 kV FAZENDA CANADÁ   Novo Pátio 138kV e transferência de cargas (Ampliação/Adequação)</b>						<b>19.397,19</b>	<b>19.397,19</b>	<b>1.723,00</b>	<b>13.618,23</b>
1° TF 138/13,8 kV, 1 x 50 MVA 3Φ		2025	1	1,0	8556,05	8.556,05	8.556,05	760,01	6.006,96
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2025	1	1,0	6836,00	6.836,00	6.836,00	607,22	4.799,37
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2025	1	1,0	2940,13	2.940,13	2.940,13	261,16	2.064,18
MIM - 138 kV		2025	1	1,0	734,40	734,40	734,40	65,23	515,60
MIM - 13,8 kV		2025	1	1,0	330,61	330,61	330,61	29,37	232,11
<b>SE 138/69 kV MATRINCHÃ   Novo Pátio 138kV (Ampliação/Adequação)</b>						<b>20.039,48</b>	<b>15.907,99</b>	<b>1.780,06</b>	<b>9.481,78</b>
1° TF 138/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ		2028	1,0	1,0	8587,73	8.587,73	6.817,22	762,83	4.063,33
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	6836,00	6.836,00	5.426,64	607,22	3.234,49
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	3550,74	3.550,74	2.818,69	315,40	1.680,05
MIM - 69 kV		2028	1,0	1,0	330,61	330,61	262,45	29,37	156,43
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
<b>SE 138/69 kV BRITÂNIA   Novo Pátio 138kV (Ampliação/Adequação)</b>						<b>19.480,50</b>	<b>15.464,25</b>	<b>1.730,40</b>	<b>9.217,30</b>
1° ATF 138/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ		2028	1	1,0	8028,75	8.028,75	6.373,48	713,17	3.798,84
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1	1,0	6836,00	6.836,00	5.426,64	607,22	3.234,49
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2028	1	1,0	3550,74	3.550,74	2.818,69	315,40	1.680,05
MIM - 138 kV		2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
MIM - 69 kV		2028	1	1,0	330,61	330,61	262,45	29,37	156,43
<b>LT 138 kV FIRMINÓPOLIS - JUSSARA, C1 (Nova)</b>						<b>87.476,38</b>	<b>69.441,57</b>	<b>7.770,30</b>	<b>41.389,91</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 110 km		2028	110,0	1,0	652,46	71.770,60	56.973,82	6.375,20	33.958,63
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	FIRMINÓPOLIS	2028	1	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	JUSSARA	2028	1	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15
MIM - 138 kV	FIRMINÓPOLIS	2028	1,0	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
MIM - 138 kV	JUSSARA	2028	1,0	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
<b>LT 138 kV ITAPACI - MATRINCHA, C1 (Nova)</b>						<b>120.099,38</b>	<b>95.338,76</b>	<b>10.668,12</b>	<b>56.825,65</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 160 km		2028	160,0	1,0	652,46	104.393,60	82.871,01	9.273,02	49.394,38
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	ITAPACI	2028	1,0	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	MATRINCHA	2028	1,0	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15
MIM - 138 kV	ITAPACI	2028	1,0	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
MIM - 138 kV	MATRINCHA	2028	1,0	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
<b>LT 138 kV JUSSARA - MATRINCHÃ, C1 (Nova)</b>						<b>61.377,98</b>	<b>48.723,82</b>	<b>5.452,05</b>	<b>29.041,31</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 70 km		2028	70	1,0	652,46	45.672,20	36.256,06	4.056,94	21.610,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	MATRINCHÃ	2028	1	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	JUSSARA	2028	1	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15
MIM - 138 kV	MATRINCHÃ	2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
MIM - 138 kV	JUSSARA	2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
<b>LT 138 kV JUSSARA - FAZENDA CANADÁ, C1   Obra Comum Distribuição (Nova)</b>						<b>51.591,08</b>	<b>51.591,08</b>	<b>4.582,70</b>	<b>36.220,66</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 55 km		2025	55	1,0	652,46	35.885,30	35.885,30	3.187,60	25.194,07
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	JUSSARA	2025	1	1,0	7118,49	7.118,49	7.118,49	632,32	4.997,69
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	FAZENDA CANADÁ	2025	1	1,0	7118,49	7.118,49	7.118,49	632,32	4.997,69
MIM - 138 kV	JUSSARA	2025	1	1,0	734,40	734,40	734,40	65,23	515,60
MIM - 138 kV	FAZENDA CANADÁ	2025	1	1,0	734,40	734,40	734,40	65,23	515,60
<b>LT 138 kV MATRINCHÃ - BRITÂNIA, C1 (Nova)</b>						<b>61.377,98</b>	<b>48.723,82</b>	<b>5.452,05</b>	<b>29.041,31</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 70 km		2028	70	1,0	652,46	45.672,20	36.256,06	4.056,94	21.610,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	BRITÂNIA	2028	1	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	MATRINCHÃ	2028	1	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15
MIM - 138 kV	BRITÂNIA	2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
MIM - 138 kV	MATRINCHÃ	2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
<b>LT 230 kV BARRO ALTO - TRINDADE, C1   Problema Região Norte - Oriunda Etapa 2 (Nova)</b>						<b>251.966,96</b>	<b>200.019,50</b>	<b>22.381,58</b>	<b>119.219,48</b>
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 180 km		2028	180,0	1,0	1238,09	222.856,20	176.910,44	19.795,74	105.445,57
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Trindade	2028	1,0	1,0	10458,25	10.458,25	8.302,10	928,98	4.948,38
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Barro Alto	2028	1,0	1,0	10458,25	10.458,25	8.302,10	928,98	4.948,38
MIM - 230 kV	Trindade	2028	1,0	1,0	1089,19	1.089,19	864,63	96,75	515,36
MIM - 230 kV	Barro Alto	2028	1,0	1,0	1089,19	1.089,19	864,63	96,75	515,36
MIG-A	Trindade	2028	1,0	1,0	3007,94	3.007,94	2.387,80	267,19	1.423,22
MIG-A	Barro Alto	2028	1,0	1,0	3007,94	3.007,94	2.387,80	267,19	1.423,22
<b>LT 138 kV ARAGARÇAS - BARRA DO GARÇAS, C1 (Nova)</b>						<b>30.073,53</b>	<b>27.845,86</b>	<b>2.671,35</b>	<b>18.640,31</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 397,5 MCM (IBIS), 20 km		2026	20,0	1,0	565,70	11.314,00	10.475,93	1.004,99	7.012,69
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Aragarças	2026	1,0	1,0	7118,49	7.118,49	6.591,19	632,32	4.412,21
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Barra do Garças	2026	1,0	1,0	7118,49	7.118,49	6.591,19	632,32	4.412,21
MIM - 138 kV	Barra do Garças	2026	1,0	1,0	734,40	734,40	680,00	65,23	455,20
MIM - 138 kV	Aragarças	2026	1,0	1,0	734,40	734,40	680,00	65,23	455,20
MIG-A	Barra do Garças	2026	1,0	1,0	3053,75	3.053,75	2.827,55	271,26	1.892,79
<b>SE 138/69 kV ARAGARÇAS (Ampliação/Adequação)</b>						<b>17.885,04</b>	<b>16.560,22</b>	<b>1.588,68</b>	<b>11.085,59</b>
1° TF 138/69 kV, 1 x 25 MVA 3Φ		2026	1	1,0	6433,29	6.433,29	5.956,75	571,45	3.987,51
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1	1,0	6836,00	6.836,00	6.329,63	607,22	4.237,12
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1	1,0	3550,74	3.550,74	3.287,72	315,40	2.200,84

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
MIM - 69 kV		2026	1	1,0	330,61	330,61	306,12	29,37	204,92
MIM - 138 kV		2026	1	1,0	734,40	734,40	680,00	65,23	455,20

15.2.7 Alternativa 3c

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>979.426,18</b>	<b>798.470,60</b>	<b>86.999,91</b>	<b>486.705,07</b>
<b>SE 230/138 kV JUSSARA 2 (Nova)</b>						<b>119.412,78</b>	<b>94.793,71</b>	<b>10.607,13</b>	<b>56.500,78</b>
1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ		2028	7,0	1,0	9737,93	68.165,51	54.111,98	6.054,97	32.252,87
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2028	2,0	1,0	9466,11	18.932,22	15.029,01	1.681,70	8.957,88
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2028	2,0	1,0	6918,62	13.837,24	10.984,45	1.229,13	6.547,16
MIM - 230 kV		2028	1,0	1,0	2178,39	2.178,39	1.729,28	193,50	1.030,72
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	1400,02	1.400,02	1.111,38	124,36	662,43
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			1,0						
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	14899,40	14.899,40	11.827,62	1.323,48	7.049,73
<b>SE 138/69 kV MATRINCHÃ (Ampliação/Adequação)</b>						<b>20.039,48</b>	<b>15.907,99</b>	<b>1.780,06</b>	<b>9.481,78</b>
1° TF 138/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ		2028	1,0	1,0	8587,73	8.587,73	6.817,22	762,83	4.063,33
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	6836,00	6.836,00	5.426,64	607,22	3.234,49
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	3550,74	3.550,74	2.818,69	315,40	1.680,05
MIM - 69 kV		2028	1,0	1,0	330,61	330,61	262,45	29,37	156,43
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
<b>SE 138/69 kV BRITÂNIA   Novo Pátio 138kV (Ampliação/Adequação)</b>						<b>19.480,50</b>	<b>15.464,25</b>	<b>1.730,40</b>	<b>9.217,30</b>
1° ATF 138/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ		2028	1	1,0	8028,75	8.028,75	6.373,48	713,17	3.798,84
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1	1,0	6836,00	6.836,00	5.426,64	607,22	3.234,49
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2028	1	1,0	3550,74	3.550,74	2.818,69	315,40	1.680,05
MIM - 138 kV		2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
MIM - 69 kV		2028	1	1,0	330,61	330,61	262,45	29,37	156,43
<b>SE 138/13,8 kV FAZENDA CANADÁ   Novo Pátio 138kV e transferência de cargas (Ampliação/Adequação)</b>						<b>19.397,19</b>	<b>19.397,19</b>	<b>1.723,00</b>	<b>13.618,23</b>
1° TF 138/13,8 kV, 1 x 50 MVA 3Φ		2025	1	1,0	8556,05	8.556,05	8.556,05	760,01	6.006,96
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2025	1	1,0	6836,00	6.836,00	6.836,00	607,22	4.799,37
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2025	1	1,0	2940,13	2.940,13	2.940,13	261,16	2.064,18
MIM - 138 kV		2025	1	1,0	734,40	734,40	734,40	65,23	515,60
MIM - 13,8 kV		2025	1	1,0	330,61	330,61	330,61	29,37	232,11
<b>LT 230 kV JUSSARA 2 - BARRO ALTO, C1 (Nova)</b>						<b>310.863,52</b>	<b>246.773,48</b>	<b>27.613,21</b>	<b>147.086,70</b>
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 230 km		2028	230,0	1,0	1238,09	284.760,70	226.052,22	25.294,56	134.736,01
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	JUSSARA 2	2028	1,0	1,0	10458,25	10.458,25	8.302,10	928,98	4.948,38
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	BARRO ALTO	2028	1,0	1,0	10458,25	10.458,25	8.302,10	928,98	4.948,38
MIM - 230 kV	JUSSARA 2	2028	1,0	1,0	1089,19	1.089,19	864,63	96,75	515,36
MIM - 230 kV	BARRO ALTO	2028	1,0	1,0	1089,19	1.089,19	864,63	96,75	515,36
MIG-A	BARRO ALTO	2028	1,0	1,0	3007,94	3.007,94	2.387,80	267,19	1.423,22
<b>LT 230 kV JUSSARA 2 - TRINDADE, C1 (Nova)</b>						<b>248.959,02</b>	<b>197.631,70</b>	<b>22.114,39</b>	<b>117.796,26</b>

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 180 km		2028	180,0	1,0	1238,09	222.856,20	176.910,44	19.795,74	105.445,57
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	JUSSARA 2	2028	1,0	1,0	10458,25	10.458,25	8.302,10	928,98	4.948,38
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	TRINDADE	2028	1,0	1,0	10458,25	10.458,25	8.302,10	928,98	4.948,38
MIM - 230 kV	JUSSARA 2	2028	1,0	1,0	1089,19	1.089,19	864,63	96,75	515,36
MIM - 230 kV	TRINDADE	2028	1,0	1,0	1089,19	1.089,19	864,63	96,75	515,36
MIG-A	TRINDADE	2028	1,0	1,0	3007,94	3.007,94	2.387,80	267,19	1.423,22
<b>LT 138 kV JUSSARA 2 - JUSSARA, C1 (Nova)</b>						<b>18.968,08</b>	<b>15.057,47</b>	<b>1.684,89</b>	<b>8.974,85</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 5 km		2028	5,0	1,0	652,46	3.262,30	2.589,72	289,78	1.543,57
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	JUSSARA	2028	1,0	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	JUSSARA 2	2028	1,0	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15
MIM - 138 kV	JUSSARA	2028	1,0	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
MIM - 138 kV	JUSSARA 2	2028	1,0	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
<b>LT 138 kV MATRINCHÃ - BRITÂNIA, C1 (Nova)</b>						<b>61.377,98</b>	<b>48.723,82</b>	<b>5.452,05</b>	<b>29.041,31</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 70 km		2028	70	1,0	652,46	45.672,20	36.256,06	4.056,94	21.610,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	BRITÂNIA	2028	1	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	MATRINCHÃ	2028	1	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15
MIM - 138 kV	BRITÂNIA	2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
MIM - 138 kV	MATRINCHÃ	2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
<b>LT 138 kV MATRINCHÃ - JUSSARA, C1 (Nova)</b>						<b>61.377,98</b>	<b>48.723,82</b>	<b>5.452,05</b>	<b>29.041,31</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 70 km		2028	70	1,0	652,46	45.672,20	36.256,06	4.056,94	21.610,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	JUSSARA	2028	1	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	MATRINCHÃ	2028	1	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15
MIM - 138 kV	JUSSARA	2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
MIM - 138 kV	MATRINCHÃ	2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
<b>LT 138 kV JUSSARA - FAZENDA CANADÁ, C1   Obra Comum Distribuição (Nova)</b>						<b>51.591,08</b>	<b>51.591,08</b>	<b>4.582,70</b>	<b>36.220,66</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 55 km		2025	55	1,0	652,46	35.885,30	35.885,30	3.187,60	25.194,07
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	JUSSARA	2025	1	1,0	7118,49	7.118,49	7.118,49	632,32	4.997,69
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	FAZENDA CANADÁ	2025	1	1,0	7118,49	7.118,49	7.118,49	632,32	4.997,69
MIM - 138 kV	JUSSARA	2025	1	1,0	734,40	734,40	734,40	65,23	515,60
MIM - 138 kV	FAZENDA CANADÁ	2025	1	1,0	734,40	734,40	734,40	65,23	515,60
<b>LT 138 kV ARAGARÇAS - BARRA DO GARÇAS, C1 (Nova)</b>						<b>30.073,53</b>	<b>27.845,86</b>	<b>2.671,35</b>	<b>18.640,31</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 397,5 MCM (IBIS), 20 km		2026	20,0	1,0	565,70	11.314,00	10.475,93	1.004,99	7.012,69
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Aragarças	2026	1,0	1,0	7118,49	7.118,49	6.591,19	632,32	4.412,21
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Barra do Garças	2026	1,0	1,0	7118,49	7.118,49	6.591,19	632,32	4.412,21
MIM - 138 kV	Barra do Garças	2026	1,0	1,0	734,40	734,40	680,00	65,23	455,20
MIM - 138 kV	Aragarças	2026	1,0	1,0	734,40	734,40	680,00	65,23	455,20
MIG-A	Barra do Garças	2026	1,0	1,0	3053,75	3.053,75	2.827,55	271,26	1.892,79
<b>SE 138/69 kV ARAGARÇAS (Ampliação/Adequação)</b>						<b>17.885,04</b>	<b>16.560,22</b>	<b>1.588,68</b>	<b>11.085,59</b>

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
1° TF 138/69 kV, 1 x 25 MVA 3Φ		2026	1	1,0	6433,29	6.433,29	5.956,75	571,45	3.987,51
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1	1,0	6836,00	6.836,00	6.329,63	607,22	4.237,12
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1	1,0	3550,74	3.550,74	3.287,72	315,40	2.200,84
MIM - 69 kV		2026	1	1,0	330,61	330,61	306,12	29,37	204,92
MIM - 138 kV		2026	1	1,0	734,40	734,40	680,00	65,23	455,20

15.2.8 Alternativa 3d

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					<b>953.199,02</b>	<b>777.650,63</b>	<b>84.670,22</b>	<b>474.295,56</b>	
<b>SE 230/138 kV JUSSARA 2 (Nova)</b>					<b>119.412,78</b>	<b>94.793,71</b>	<b>10.607,13</b>	<b>56.500,78</b>	
1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ		2028	7,0	1,0	9737,93	68.165,51	54.111,98	6.054,97	32.252,87
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2028	2,0	1,0	9466,11	18.932,22	15.029,01	1.681,70	8.957,88
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2028	2,0	1,0	6918,62	13.837,24	10.984,45	1.229,13	6.547,16
MIM - 230 kV		2028	1,0	1,0	2178,39	2.178,39	1.729,28	193,50	1.030,72
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	1400,02	1.400,02	1.111,38	124,36	662,43
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4									
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4									
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	14899,40	14.899,40	11.827,62	1.323,48	7.049,73
<b>SE 138/13,8 kV FAZENDA CANADÁ   Novo Pátio 138kV e transferência de cargas (Ampliação/Adequação)</b>					<b>19.397,19</b>	<b>19.397,19</b>	<b>1.723,00</b>	<b>13.618,23</b>	
1° TF 138/13,8 kV, 1 x 50 MVA 3Φ		2025	1	1,0	8556,05	8.556,05	8.556,05	760,01	6.006,96
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2025	1	1,0	6836,00	6.836,00	6.836,00	607,22	4.799,37
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2025	1	1,0	2940,13	2.940,13	2.940,13	261,16	2.064,18
MIM - 138 kV		2025	1	1,0	734,40	734,40	734,40	65,23	515,60
MIM - 13,8 kV		2025	1	1,0	330,61	330,61	330,61	29,37	232,11
<b>SE 138/69 kV MATRINCHÃ (Ampliação/Adequação)</b>					<b>20.039,48</b>	<b>15.907,99</b>	<b>1.780,06</b>	<b>9.481,78</b>	
1° TF 138/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ		2028	1,0	1,0	8587,73	8.587,73	6.817,22	762,83	4.063,33
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	6836,00	6.836,00	5.426,64	607,22	3.234,49
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	3550,74	3.550,74	2.818,69	315,40	1.680,05
MIM - 69 kV		2028	1,0	1,0	330,61	330,61	262,45	29,37	156,43
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
<b>SE 138/69 kV BRITÂNIA   Novo Pátio 138kV (Ampliação/Adequação)</b>					<b>19.480,50</b>	<b>15.464,25</b>	<b>1.730,40</b>	<b>9.217,30</b>	
1° ATF 138/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ		2028	1	1,0	8028,75	8.028,75	6.373,48	713,17	3.798,84
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1	1,0	6836,00	6.836,00	5.426,64	607,22	3.234,49
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2028	1	1,0	3550,74	3.550,74	2.818,69	315,40	1.680,05
MIM - 138 kV		2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
MIM - 69 kV		2028	1	1,0	330,61	330,61	262,45	29,37	156,43
<b>LT 138 kV JUSSARA 2 - JUSSARA, C1 (Nova)</b>					<b>18.968,08</b>	<b>15.057,47</b>	<b>1.684,89</b>	<b>8.974,85</b>	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 5 km		2028	5,0	1,0	652,46	3.262,30	2.589,72	289,78	1.543,57
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	JUSSARA	2028	1,0	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	JUSSARA 2	2028	1,0	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15
MIM - 138 kV	JUSSARA	2028	1,0	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
MIM - 138 kV	JUSSARA 2	2028	1,0	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
<b>LT 230 kV FIRMINOPOLIS - JUSSARA 2, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>					<b>281.628,42</b>	<b>223.565,72</b>	<b>25.016,33</b>	<b>133.253,96</b>	

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 110 km		2028	110,0	1,0	2132,81	234.609,10	186.240,27	20.839,72	111.006,52
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	FIRMINOPOLIS	2028	2,0	1,0	10458,25	20.916,50	16.604,19	1.857,96	9.896,75
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	JUSSARA 2	2028	2,0	1,0	10458,25	20.916,50	16.604,19	1.857,96	9.896,75
MIM - 230 kV	FIRMINOPOLIS	2028	1,0	1,0	1089,19	1.089,19	864,63	96,75	515,36
MIM - 230 kV	JUSSARA 2	2028	1,0	1,0	1089,19	1.089,19	864,63	96,75	515,36
MIG-A	FIRMINOPOLIS	2028	1,0	1,0	3007,94	3.007,94	2.387,80	267,19	1.423,22
<b>LT 138 kV MATRINCHÃ - BRITÂNIA, C1 (Nova)</b>						<b>61.377,98</b>	<b>48.723,82</b>	<b>5.452,05</b>	<b>29.041,31</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 70 km		2028	70	1,0	652,46	45.672,20	36.256,06	4.056,94	21.610,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	BRITÂNIA	2028	1	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	MATRINCHÃ	2028	1	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15
MIM - 138 kV	BRITÂNIA	2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
MIM - 138 kV	MATRINCHÃ	2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
<b>LT 138 kV MATRINCHÃ - JUSSARA, C1 (Nova)</b>						<b>61.377,98</b>	<b>48.723,82</b>	<b>5.452,05</b>	<b>29.041,31</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 70 km		2028	70	1,0	652,46	45.672,20	36.256,06	4.056,94	21.610,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	JUSSARA	2028	1	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	MATRINCHÃ	2028	1	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15
MIM - 138 kV	JUSSARA	2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
MIM - 138 kV	MATRINCHÃ	2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
<b>LT 138 kV JUSSARA - FAZENDA CANADÁ, C1   Obra Comum Distribuição (Nova)</b>						<b>51.591,08</b>	<b>51.591,08</b>	<b>4.582,70</b>	<b>36.220,66</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 55 km		2025	55	1,0	652,46	35.885,30	35.885,30	3.187,60	25.194,07
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	JUSSARA	2025	1	1,0	7118,49	7.118,49	7.118,49	632,32	4.997,69
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	FAZENDA CANADÁ	2025	1	1,0	7118,49	7.118,49	7.118,49	632,32	4.997,69
MIM - 138 kV	JUSSARA	2025	1	1,0	734,40	734,40	734,40	65,23	515,60
MIM - 138 kV	FAZENDA CANADÁ	2025	1	1,0	734,40	734,40	734,40	65,23	515,60
<b>LT 230 kV BARRO ALTO - TRINDADE, C1   Problema Região Norte (Nova)</b>						<b>251.966,96</b>	<b>200.019,50</b>	<b>22.381,58</b>	<b>119.219,48</b>
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 180 km		2028	180,0	1,0	1238,09	222.856,20	176.910,44	19.795,74	105.445,57
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Trindade	2028	1,0	1,0	10458,25	10.458,25	8.302,10	928,98	4.948,38
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Barro Alto	2028	1,0	1,0	10458,25	10.458,25	8.302,10	928,98	4.948,38
MIM - 230 kV	Trindade	2028	1,0	1,0	1089,19	1.089,19	864,63	96,75	515,36
MIM - 230 kV	Barro Alto	2028	1,0	1,0	1089,19	1.089,19	864,63	96,75	515,36
MIG-A	Trindade	2028	1,0	1,0	3007,94	3.007,94	2.387,80	267,19	1.423,22
MIG-A	Barro Alto	2028	1,0	1,0	3007,94	3.007,94	2.387,80	267,19	1.423,22
<b>LT 138 kV ARAGARÇAS - BARRA DO GARÇAS, C1 (Nova)</b>						<b>30.073,53</b>	<b>27.845,86</b>	<b>2.671,35</b>	<b>18.640,31</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 397,5 MCM (IBIS), 20 km		2026	20,0	1,0	565,70	11.314,00	10.475,93	1.004,99	7.012,69
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Aragarças	2026	1,0	1,0	7118,49	7.118,49	6.591,19	632,32	4.412,21
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Barra do Garças	2026	1,0	1,0	7118,49	7.118,49	6.591,19	632,32	4.412,21
MIM - 138 kV	Barra do Garças	2026	1,0	1,0	734,40	734,40	680,00	65,23	455,20



Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
MIM - 138 kV	Aragarças	2026	1,0	1,0	734,40	734,40	680,00	65,23	455,20
MIG-A	Barra do Garças	2026	1,0	1,0	3053,75	3.053,75	2.827,55	271,26	1.892,79
<b>SE 138/69 kV ARAGARÇAS (Ampliação/Adequação)</b>						<b>17.885,04</b>	<b>16.560,22</b>	<b>1.588,68</b>	<b>11.085,59</b>
1° TF 138/69 kV, 1 x 25 MVA 3Φ		2026	1	1,0	6433,29	6.433,29	5.956,75	571,45	3.987,51
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1	1,0	6836,00	6.836,00	6.329,63	607,22	4.237,12
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1	1,0	3550,74	3.550,74	3.287,72	315,40	2.200,84
MIM - 69 kV		2026	1	1,0	330,61	330,61	306,12	29,37	204,92
MIM - 138 kV		2026	1	1,0	734,40	734,40	680,00	65,23	455,20

15.2.9 Alternativa 3e

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					<b>855.617,18</b>	<b>700.187,02</b>	<b>76.002,28</b>	<b>428.124,20</b>	
<b>SE 230/138 kV MATRINCHÃ 2 (Nova)</b>					<b>119.412,78</b>	<b>94.793,71</b>	<b>10.607,13</b>	<b>56.500,78</b>	
1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ		2028	7,0	1,0	9737,93	68.165,51	54.111,98	6.054,97	32.252,87
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2028	2,0	1,0	9466,11	18.932,22	15.029,01	1.681,70	8.957,88
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2028	2	1,0	6918,62	13.837,24	10.984,45	1.229,13	6.547,16
MIM - 230 kV		2028	1	1,0	2178,39	2.178,39	1.729,28	193,50	1.030,72
MIM - 138 kV		2028	1	1,0	1400,02	1.400,02	1.111,38	124,36	662,43
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4				2					
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4				1					
MIG (Terreno Rural)		2028	1	1,0	14899,40	14.899,40	11.827,62	1.323,48	7.049,73
<b>SE 138/69 kV MATRINCHÃ (Ampliação/Adequação)</b>					<b>20.039,48</b>	<b>15.907,99</b>	<b>1.780,06</b>	<b>9.481,78</b>	
1° TF 138/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ		2028	1,0	1,0	8587,73	8.587,73	6.817,22	762,83	4.063,33
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	6836,00	6.836,00	5.426,64	607,22	3.234,49
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	3550,74	3.550,74	2.818,69	315,40	1.680,05
MIM - 69 kV		2028	1,0	1,0	330,61	330,61	262,45	29,37	156,43
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
<b>SE 138/69 kV BRITÂNIA (Ampliação/Adequação)</b>					<b>19.480,50</b>	<b>15.464,25</b>	<b>1.730,40</b>	<b>9.217,30</b>	
1° ATF 138/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ		2028	1	1,0	8028,75	8.028,75	6.373,48	713,17	3.798,84
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1	1,0	6836,00	6.836,00	5.426,64	607,22	3.234,49
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2028	1	1,0	3550,74	3.550,74	2.818,69	315,40	1.680,05
MIM - 138 kV		2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
MIM - 69 kV		2028	1	1,0	330,61	330,61	262,45	29,37	156,43
<b>SE 138/13,8 kV FAZENDA CANADÁ   Novo Pátio 138kV e transferência de cargas (Ampliação/Adequação)</b>					<b>19.397,19</b>	<b>19.397,19</b>	<b>1.723,00</b>	<b>13.618,23</b>	
1° TF 138/13,8 kV, 1 x 50 MVA 3Φ		2025	1	1,0	8556,05	8.556,05	8.556,05	760,01	6.006,96
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2025	1	1,0	6836,00	6.836,00	6.836,00	607,22	4.799,37
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2025	1	1,0	2940,13	2.940,13	2.940,13	261,16	2.064,18
MIM - 138 kV		2025	1	1,0	734,40	734,40	734,40	65,23	515,60
MIM - 13,8 kV		2025	1	1,0	330,61	330,61	330,61	29,37	232,11
<b>LT 230 kV ITAPACI - MATRINCHÃ 2, C1 (Nova)</b>					<b>218.006,77</b>	<b>173.060,80</b>	<b>19.364,98</b>	<b>103.151,04</b>	
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 155 km		2028	155,0	1,0	1238,09	191.903,95	152.339,54	17.046,34	90.800,36
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	ITAPACI	2028	1,0	1,0	10458,25	10.458,25	8.302,10	928,98	4.948,38
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	MATRINCHÃ 2	2028	1,0	1,0	10458,25	10.458,25	8.302,10	928,98	4.948,38
MIM - 230 kV	ITAPACI	2028	1,0	1,0	1089,19	1.089,19	864,63	96,75	515,36
MIM - 230 kV	MATRINCHÃ 2	2028	1,0	1,0	1089,19	1.089,19	864,63	96,75	515,36
MIG-A	ITAPACI	2028	1,0	1,0	3007,94	3.007,94	2.387,80	267,19	1.423,22

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )							
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN			
<b>LT 230 kV FIRMINÓPOLIS - MATRINCHÃ 2, C1 (Nova)</b>						<b>218.006,77</b>	<b>173.060,80</b>	<b>19.364,98</b>	<b>103.151,04</b>			
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 155 km					2028	155	1,0	1238,09	191.903,95	152.339,54	17.046,34	90.800,36
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	FIRMINÓPOLIS	2028	1	1,0	10458,25	10.458,25	8.302,10	928,98	4.948,38			
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	MATRINCHÃ 2	2028	1	1,0	10458,25	10.458,25	8.302,10	928,98	4.948,38			
MIM - 230 kV	FIRMINÓPOLIS	2028	1	1,0	1089,19	1.089,19	864,63	96,75	515,36			
MIM - 230 kV	MATRINCHÃ 2	2028	1	1,0	1089,19	1.089,19	864,63	96,75	515,36			
MIG-A	FIRMINÓPOLIS	2028	1	1,0	3007,94	3.007,94	2.387,80	267,19	1.423,22			
<b>LT 138 kV MATRINCHÃ 2 - MATRINCHÃ, C1 (Nova)</b>						<b>18.968,08</b>	<b>15.057,47</b>	<b>1.684,89</b>	<b>8.974,85</b>			
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 5 km					2028	5	1,0	652,46	3.262,30	2.589,72	289,78	1.543,57
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	MATRINCHÃ	2028	1	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15			
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	MATRINCHÃ 2	2028	1	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15			
MIM - 138 kV	MATRINCHÃ	2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49			
MIM - 138 kV	MATRINCHÃ 2	2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49			
<b>LT 138 kV MATRINCHÃ 2 - JUSSARA, C1 (Nova)</b>						<b>61.377,98</b>	<b>48.723,82</b>	<b>5.452,05</b>	<b>29.041,31</b>			
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 70 km					2028	70	1,0	652,46	45.672,20	36.256,06	4.056,94	21.610,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	JUSSARA	2028	1	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15			
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	MATRINCHÃ 2	2028	1	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15			
MIM - 138 kV	JUSSARA	2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49			
MIM - 138 kV	MATRINCHÃ 2	2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49			
<b>LT 138 kV MATRINCHÃ - BRITÂNIA, C1 (Nova)</b>						<b>61.377,98</b>	<b>48.723,82</b>	<b>5.452,05</b>	<b>29.041,31</b>			
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 70 km					2028	70	1,0	652,46	45.672,20	36.256,06	4.056,94	21.610,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	BRITÂNIA	2028	1	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15			
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	MATRINCHÃ	2028	1	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15			
MIM - 138 kV	BRITÂNIA	2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49			
MIM - 138 kV	MATRINCHÃ	2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49			
<b>LT 138 kV JUSSARA - FAZENDA CANADÁ, C1   Obra Comum Distribuição (Nova)</b>						<b>51.591,08</b>	<b>51.591,08</b>	<b>4.582,70</b>	<b>36.220,66</b>			
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 55 km					2025	55	1,0	652,46	35.885,30	35.885,30	3.187,60	25.194,07
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	JUSSARA	2025	1	1,0	7118,49	7.118,49	7.118,49	632,32	4.997,69			
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	FAZENDA CANADÁ	2025	1	1,0	7118,49	7.118,49	7.118,49	632,32	4.997,69			
MIM - 138 kV	JUSSARA	2025	1	1,0	734,40	734,40	734,40	65,23	515,60			
MIM - 138 kV	FAZENDA CANADÁ	2025	1	1,0	734,40	734,40	734,40	65,23	515,60			
<b>LT 138 kV ARAGARÇAS - BARRA DO GARÇAS, C1 (Nova)</b>						<b>30.073,53</b>	<b>27.845,86</b>	<b>2.671,35</b>	<b>18.640,31</b>			
Circuito Simples 138 kV, 1 x 397,5 MCM (IBIS), 20 km					2026	20,0	1,0	565,70	11.314,00	10.475,93	1.004,99	7.012,69
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Aragarças	2026	1,0	1,0	7118,49	7.118,49	6.591,19	632,32	4.412,21			
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Barra do Garças	2026	1,0	1,0	7118,49	7.118,49	6.591,19	632,32	4.412,21			
MIM - 138 kV	Barra do Garças	2026	1,0	1,0	734,40	734,40	680,00	65,23	455,20			
MIM - 138 kV	Aragarças	2026	1,0	1,0	734,40	734,40	680,00	65,23	455,20			

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
MIG-A	Barra do Garças	2026	1,0	1,0	3053,75	3.053,75	2.827,55	271,26	1.892,79
<b>SE 138/69 kV ARAGARÇAS (Ampliação/Adequação)</b>						<b>17.885,04</b>	<b>16.560,22</b>	<b>1.588,68</b>	<b>11.085,59</b>
1° TF 138/69 kV, 1 x 25 MVA 3Φ		2026	1	1,0	6433,29	6.433,29	5.956,75	571,45	3.987,51
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1	1,0	6836,00	6.836,00	6.329,63	607,22	4.237,12
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1	1,0	3550,74	3.550,74	3.287,72	315,40	2.200,84
MIM - 69 kV		2026	1	1,0	330,61	330,61	306,12	29,37	204,92
MIM - 138 kV		2026	1	1,0	734,40	734,40	680,00	65,23	455,20

15.2.10 Alternativa Vencedora

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					<b>747.918,33</b>	<b>614.692,20</b>	<b>66.435,67</b>	<b>377.165,93</b>	
<b>SE 230/138 kV MATRINCHÃ 2 (Nova)</b>					<b>119.412,78</b>	<b>94.793,71</b>	<b>10.607,13</b>	<b>56.500,78</b>	
1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ		2028	7,0	1,0	9737,93	68.165,51	54.111,98	6.054,97	32.252,87
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2028	2,0	1,0	9466,11	18.932,22	15.029,01	1.681,70	8.957,88
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2028	2	1,0	6918,62	13.837,24	10.984,45	1.229,13	6.547,16
MIM - 230 kV		2028	1	1,0	2178,39	2.178,39	1.729,28	193,50	1.030,72
MIM - 138 kV		2028	1	1,0	1400,02	1.400,02	1.111,38	124,36	662,43
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4				2					
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4				1					
MIG (Terreno Rural)		2028	1	1,0	14899,40	14.899,40	11.827,62	1.323,48	7.049,73
<b>SE 138/69 kV MATRINCHÃ (Ampliação/Adequação)</b>					<b>20.039,48</b>	<b>15.907,99</b>	<b>1.780,06</b>	<b>9.481,78</b>	
1° ATF 138/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ		2028	1,0	1,0	8587,73	8.587,73	6.817,22	762,83	4.063,33
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	6836,00	6.836,00	5.426,64	607,22	3.234,49
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	3550,74	3.550,74	2.818,69	315,40	1.680,05
MIM - 69 kV		2028	1,0	1,0	330,61	330,61	262,45	29,37	156,43
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
<b>SE 138/69 kV BRITÂNIA (Ampliação/Adequação)</b>					<b>19.480,50</b>	<b>15.464,25</b>	<b>1.730,40</b>	<b>9.217,30</b>	
1° ATF 138/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ		2028	1	1,0	8028,75	8.028,75	6.373,48	713,17	3.798,84
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1	1,0	6836,00	6.836,00	5.426,64	607,22	3.234,49
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2028	1	1,0	3550,74	3.550,74	2.818,69	315,40	1.680,05
MIM - 138 kV		2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
MIM - 69 kV		2028	1	1,0	330,61	330,61	262,45	29,37	156,43
<b>SE 138/13,8 kV FAZENDA CANADÁ   Novo Pátio 138kV e transferência de cargas (Ampliação/Adequação)</b>					<b>19.397,19</b>	<b>19.397,19</b>	<b>1.723,00</b>	<b>13.618,23</b>	
1° TF 138/13,8 kV, 1 x 50 MVA 3Φ		2025	1	1,0	8556,05	8.556,05	8.556,05	760,01	6.006,96
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2025	1	1,0	6836,00	6.836,00	6.836,00	607,22	4.799,37
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT		2025	1	1,0	2940,13	2.940,13	2.940,13	261,16	2.064,18
MIM - 138 kV		2025	1	1,0	734,40	734,40	734,40	65,23	515,60
MIM - 13,8 kV		2025	1	1,0	330,61	330,61	330,61	29,37	232,11
<b>LT 230 kV ITAPACI - MATRINCHÃ 2, C1 (Nova)</b>					<b>176.881,29</b>	<b>140.414,07</b>	<b>15.711,91</b>	<b>83.692,31</b>	
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 152 km		2028	152	1,0	900,42	136.863,84	108.646,93	12.157,26	64.757,84
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	ITAPACI	2028	1	1,0	10458,25	10.458,25	8.302,10	928,98	4.948,38
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	MATRINCHÃ 2	2028	1	1,0	10458,25	10.458,25	8.302,10	928,98	4.948,38
MIM - 230 kV	ITAPACI	2028	1	1,0	1148,12	1.148,12	911,41	101,98	543,24
MIM - 230 kV	MATRINCHÃ 2	2028	1	1,0	1148,12	1.148,12	911,41	101,98	543,24
MIG-A	ITAPACI	2028	1	1,0	3062,28	3.062,28	2.430,94	272,01	1.448,93
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	MATRINCHÃ 2	2028	1,0	1,0	3858,39	3.858,39	3.062,91	342,73	1.825,62

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 5 Mvar 1Φ	MATRINCHÃ 2	2028	4,0	1,0	2471,01	9.884,04	7.846,27	877,97	4.676,69
<b>LT 230 kV FIRMINÓPOLIS - MATRINCHÃ 2, C1 (Nova)</b>						<b>151.433,40</b>	<b>120.212,72</b>	<b>13.451,44</b>	<b>71.651,50</b>
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 139 km		2028	139	1,0	900,42	125.158,38	99.354,76	11.117,50	59.219,34
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	FIRMINÓPOLIS	2028	1	1,0	10458,25	10.458,25	8.302,10	928,98	4.948,38
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	MATRINCHÃ 2	2028	1	1,0	10458,25	10.458,25	8.302,10	928,98	4.948,38
MIM - 230 kV	FIRMINÓPOLIS	2028	1	1,0	1148,12	1.148,12	911,41	101,98	543,24
MIM - 230 kV	MATRINCHÃ 2	2028	1	1,0	1148,12	1.148,12	911,41	101,98	543,24
MIG-A	FIRMINÓPOLIS	2028	1	1,0	3062,28	3.062,28	2.430,94	272,01	1.448,93
<b>LT 138 kV MATRINCHÃ 2 - MATRINCHÃ, C1 (Nova)</b>						<b>18.968,08</b>	<b>15.057,47</b>	<b>1.684,89</b>	<b>8.974,85</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 5 km		2028	5	1,0	652,46	3.262,30	2.589,72	289,78	1.543,57
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	MATRINCHÃ	2028	1	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	MATRINCHÃ 2	2028	1	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15
MIM - 138 kV	MATRINCHÃ	2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
MIM - 138 kV	MATRINCHÃ 2	2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
<b>LT 138 kV MATRINCHÃ 2 - JUSSARA, C1 (Nova)</b>						<b>61.377,98</b>	<b>48.723,82</b>	<b>5.452,05</b>	<b>29.041,31</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 70 km		2028	70	1,0	652,46	45.672,20	36.256,06	4.056,94	21.610,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	JUSSARA	2028	1	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	MATRINCHÃ 2	2028	1	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15
MIM - 138 kV	JUSSARA	2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
MIM - 138 kV	MATRINCHÃ 2	2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
<b>LT 138 kV MATRINCHÃ - BRITÂNIA, C1 (Nova)</b>						<b>61.377,98</b>	<b>48.723,82</b>	<b>5.452,05</b>	<b>29.041,31</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 70 km		2028	70	1,0	652,46	45.672,20	36.256,06	4.056,94	21.610,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	BRITÂNIA	2028	1	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	MATRINCHÃ	2028	1	1,0	7118,49	7.118,49	5.650,89	632,32	3.368,15
MIM - 138 kV	BRITÂNIA	2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
MIM - 138 kV	MATRINCHÃ	2028	1	1,0	734,40	734,40	582,99	65,23	347,49
<b>LT 138 kV JUSSARA - FAZENDA CANADÁ, C1 (Nova)</b>						<b>51.591,08</b>	<b>51.591,08</b>	<b>4.582,70</b>	<b>36.220,66</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 55 km		2025	55	1,0	652,46	35.885,30	35.885,30	3.187,60	25.194,07
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	JUSSARA	2025	1	1,0	7118,49	7.118,49	7.118,49	632,32	4.997,69
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	FAZENDA CANADÁ	2025	1	1,0	7118,49	7.118,49	7.118,49	632,32	4.997,69
MIM - 138 kV	JUSSARA	2025	1	1,0	734,40	734,40	734,40	65,23	515,60
MIM - 138 kV	FAZENDA CANADÁ	2025	1	1,0	734,40	734,40	734,40	65,23	515,60
<b>LT 138 kV ARAGARÇAS - BARRA DO GARÇAS, C1 (Nova)</b>						<b>30.073,53</b>	<b>27.845,86</b>	<b>2.671,35</b>	<b>18.640,31</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 397,5 MCM (IBIS), 20 km		2026	20,0	1,0	565,70	11.314,00	10.475,93	1.004,99	7.012,69
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Aragarças	2026	1,0	1,0	7118,49	7.118,49	6.591,19	632,32	4.412,21
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Barra do Garças	2026	1,0	1,0	7118,49	7.118,49	6.591,19	632,32	4.412,21

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
MIM - 138 kV	Barra do Garças	2026	1,0	1,0	734,40	734,40	680,00	65,23	455,20
MIM - 138 kV	Aragarças	2026	1,0	1,0	734,40	734,40	680,00	65,23	455,20
MIG-A	Barra do Garças	2026	1,0	1,0	3053,75	3.053,75	2.827,55	271,26	1.892,79
<b>SE 138/69 kV ARAGARÇAS (Ampliação/Adequação)</b>						<b>17.885,04</b>	<b>16.560,22</b>	<b>1.588,68</b>	<b>11.085,59</b>
1° ATF 138/69 kV, 1 x 25 MVA 3Φ		2026	1	1,0	6433,29	6.433,29	5.956,75	571,45	3.987,51
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1	1,0	6836,00	6.836,00	6.329,63	607,22	4.237,12
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1	1,0	3550,74	3.550,74	3.287,72	315,40	2.200,84
MIM - 69 kV		2026	1	1,0	330,61	330,61	306,12	29,37	204,92
MIM - 138 kV		2026	1	1,0	734,40	734,40	680,00	65,23	455,20

## 15.3 Fichas PET/PELP

### INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

#### Sistema Interligado da Região CENTRO-OESTE

<b>Empreendimento:</b>	<b>UF: GO</b>
<b>LT 230 kV NIQUELÂNDIA - BARRO ALTO, C3 (Nova)</b>	<b>DATA DE NECESSIDADE: Jan/2037</b>
	<b>PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses</b>

#### Justificativa:

Atendimento a carga

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

Circuito Simples 230 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 90 km	85.517,10
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Barro Alto	10.458,25
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Niquelândia	10.458,25
MIM - 230 kV // Barro Alto	1.089,19
MIM - 230 kV // Niquelândia	1.089,19
MIG-A // Barro Alto	3.007,94
MIG-A // Niquelândia	3.007,94

**Total de Investimentos Previstos:** **114.627,86**

**Situação atual:**

**Observações:**

**Documentos de referência:**

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.



**Sistema Interligado da Região CENTRO-OESTE**

<b>Empreendimento:</b>	<b>UF: GO</b>
<b>LT 230 kV FIRMINÓPOLIS - PALMEIRAS, C2 (Nova)</b>	<b>DATA DE NECESSIDADE: Jan/2030</b>
	<b>PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses</b>

**Justificativa:**

Escoamento de geração contratada

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

Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 48 km	43.220,16
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Firminópolis	10.458,25
MIG-A // Firminópolis	3.007,94
MIM - 230 kV // Firminópolis	1.089,19
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Palmeiras	10.458,25
MIG-A // Palmeiras	3.007,94
MIM - 230 kV // Palmeiras	1.089,19

**Total de Investimentos Previstos: 72.330,92**

**Situação atual:**

**Observações:**

**Documentos de referência:**

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.

**Sistema Interligado da Região CENTRO-OESTE**

<b>Empreendimento:</b>  <b>SE 230/138 kV MATRINCHÃ 2 (Nova)</b>	<b>UF: GO</b>
	<b>DATA DE NECESSIDADE: Jan/2028</b>
	<b>PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses</b>

**Justificativa:**

Atendimento a carga na região de Jussara e Matrinchã

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

1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ	68.165,51
2 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	18.932,22
2 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	13.837,24
MIM - 230 kV	2.178,39
MIM - 138 kV	1.400,02
MIG (Terreno Rural)	14.899,40

**Total de Investimentos Previstos: 119.412,78**

**Situação atual:**

**Observações:**

**Documentos de referência:**

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.

**Sistema Interligado da Região CENTRO-OESTE**

<b>Empreendimento:</b>  <b>LT 230 kV ITAPACI - MATRINCHÃ 2, C1 (Nova)</b>	<b>UF:</b> <b>GO</b>
	<b>DATA DE NECESSIDADE:</b> <b>Jan/2028</b>
	<b>PRAZO DE EXECUÇÃO:</b> <b>60 meses</b>

**Justificativa:**

Atendimento a carga na região de Jussara e Matrinchã

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

Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 152 km	136.863,84
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // ITAPACI	10.458,25
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // MATRINCHÃ 2	10.458,25
MIM - 230 kV // ITAPACI	1.148,12
MIM - 230 kV // MATRINCHÃ 2	1.148,12
MIG-A // ITAPACI	3.062,28
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4 // MATRINCHÃ 2I	3.858,39
Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 5 Mvar 1Φ // MATRINCHÃ 2	9.884,04

**Total de Investimentos Previstos:** **176.881,29**

**Situação atual:**

**Observações:**

**Documentos de referência:**

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.

**Sistema Interligado da Região CENTRO-OESTE**

<b>Empreendimento:</b>	<b>UF: GO</b>
<b>LT 230 kV FIRMINÓPOLIS - MATRINCHÃ 2, C1 (Nova)</b>	<b>DATA DE NECESSIDADE: Jan/2028</b>
	<b>PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses</b>

**Justificativa:**

Atendimento a carga na região de Jussara e Matrinchã

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

Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 139 km	125.158,38
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // FIRMINÓPOLIS	10.458,25
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // MATRINCHÃ 2	10.458,25
MIM - 230 kV // FIRMINÓPOLIS	1.148,12
MIM - 230 kV // MATRINCHÃ 2	1.148,12
MIG-A // FIRMINÓPOLIS	3.062,28

**Total de Investimentos Previstos: 151.433,40**

**Situação atual:**

**Observações:**


**Documentos de referência:**

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.



## 15.4 Consultas de Viabilidade

### 15.4.1 SE 230 kV Palmeiras

	<b>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</b>
---	--

Data: 10/04/2024
Revisão:
Página: 1 - 6

#### INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

**ESTUDO:** Expansão do Sistema de Transmissão Elétrica no Estado de Goiás

#### ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

**Subestação:** Palmeiras      **Concessionária Proprietária:** EDP

#### 1. Módulos de Manobra

EL      Quantidade: 1      Tensão (kV): 230      Arranjo: BD4

#### 2. Módulos de Equipamentos

N/A

#### 3. Planta da Subestação



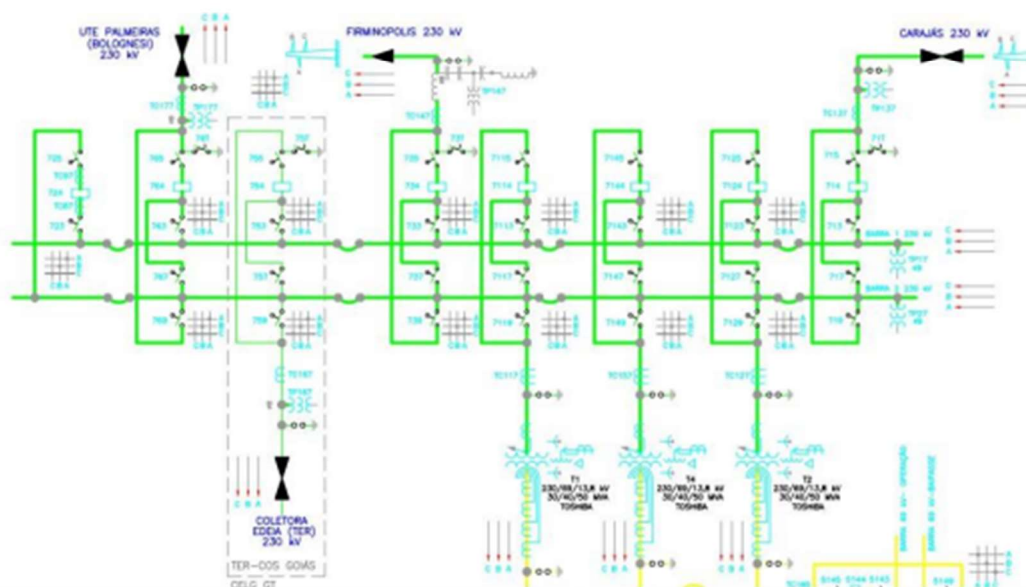
**Legenda:** MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de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



INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações da EPE

- 1 - Solicita-se informar sobre a viabilidade de atendimento total ou parcial da solicitação.
- 2 - Considerar na resposta possíveis reforços/ adequações sendo realizadas na subestação assim como restrições.
- 3 - Considerar uma linha no sentido Noroeste.
- 4 - Solicitamos enviar a planta da subestação contendo, de forma esquemática e simplificada, o posicionamento dos reforços indicados nesta consulta.





**6. Observações da EDP**

- a) Para instalação da nova EL será necessário a ampliação das barras 1 e 2 de 230kV.
- b) A ampliação ocorrerá dentro do terreno da subestação.
- c) Deve ser considerado travessia de LT em 230kV logo após o vão da nova EL.
- d) Deve ser considerado ainda a construção de uma nova casa de comando para a nova EL.
- e) No setor de 230 kV existem disjuntores de corrente nominal de 1250 A, devendo ser observado a capacidade dos mesmos.
- f) Diagrama Unifilar Operacional e Planta de Localização em anexo.

10 de abril de 2024  
**Data da Solicitação**

**Thiago de Faria Rocha**  
**Dourado Martins**

Assinado de forma digital por Thiago de Faria Rocha Dourado Martins  
 Dados: 2024.04.10 19:07:58 -03'00'

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

29 de abril de 2024

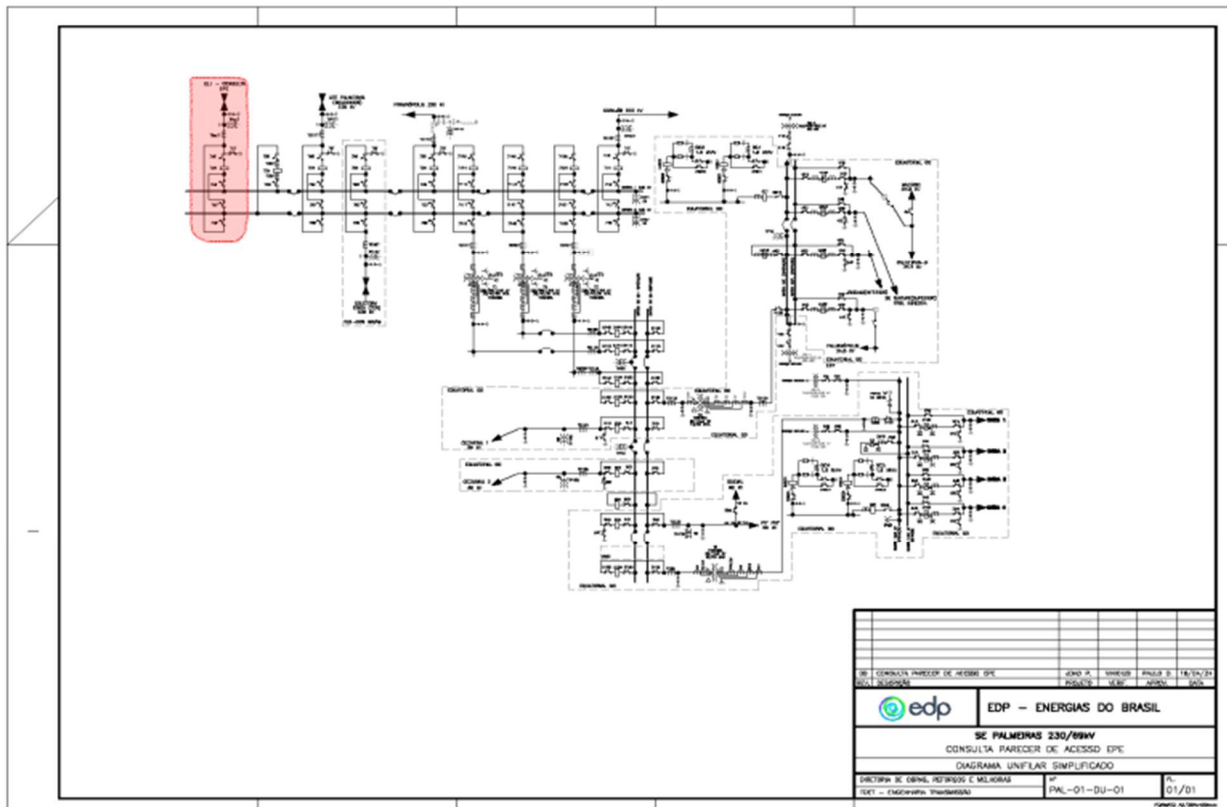
**Data da Entrega do Formulário**

Doosigned by:


*Matheus Schevano Sorvillo*

**Matheus Schevano Sorvillo**  
 Gerente de Planejamento da Transmissão  
 EDP Goiás Transmissão

Anexo 1 – Diagrama Unifilar Operacional



## 15.4.2 SE 230 kV Firminópolis

	<b>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</b>
---	--

Data: 10/04/2024
Revisão:
Página: 1 - 6

### INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

**ESTUDO:** Expansão do Sistema de Transmissão Elétrica no Estado de Goiás

#### ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

**Subestação:** Firminópolis      **Concessionária Proprietária:** EDP

##### 1. Módulos de Manobra

EL      Quantidade: 3      Tensão (kV): 230      Arranjo: BD4

##### 2. Módulos de Equipamentos

N/A

##### 3. Planta da Subestação



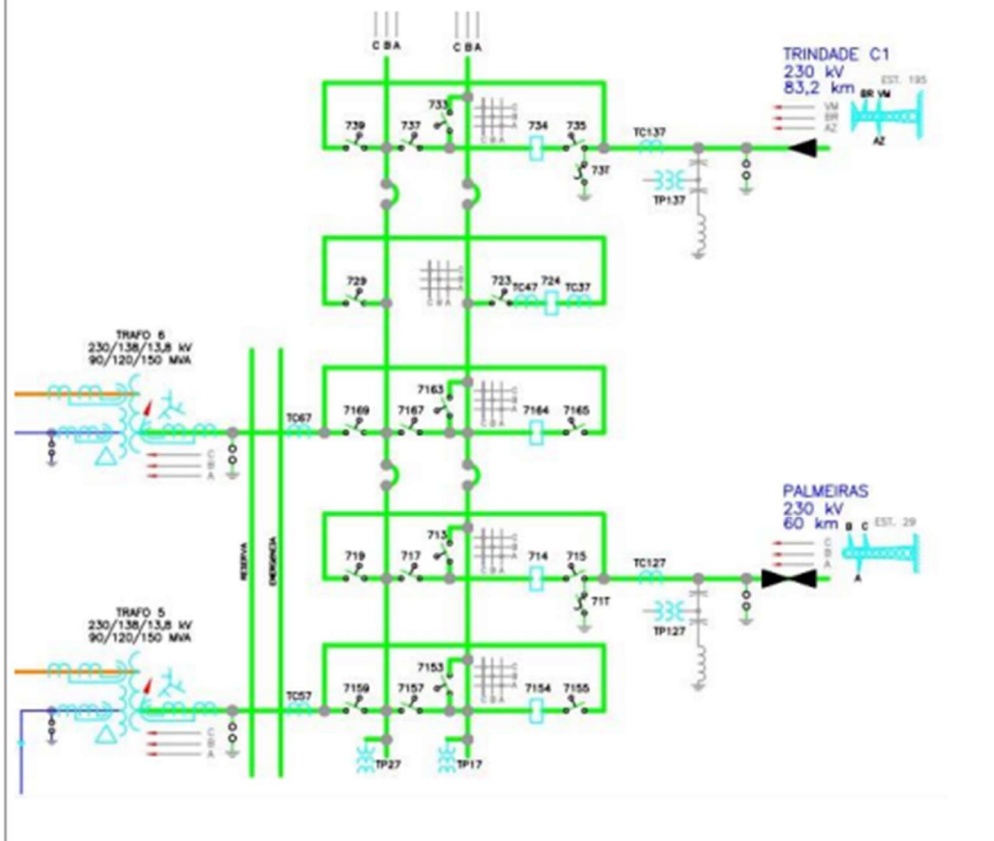
**Legenda:** MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de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



INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações da EPE

- 1 - Solicita-se informar sobre a viabilidade de atendimento total ou parcial da solicitação.
- 2 - Considerar na resposta possíveis reforços/ adequações sendo realizadas na subestação assim como restrições.
- 3 - Considerar uma linha no sentido sudeste e duas no sentido norte.
- 4 - Solicitamos enviar a planta da subestação contendo, de forma esquemática e simplificada, o posicionamento dos reforços indicados nesta consulta.



## 6. Observações da EDP

- Para a instalação das três (3) novas entradas de LT, será necessário a ampliação das barras 1 e 2 de 230 kV.
- A ampliação ocorrerá dentro do terreno da subestação.
- Para a LT no sentido sudeste, considerar travessias de LTs 230kV e 69kV.
- Poderá haver necessidade de expansão de casa de comando existente ou construção de nova.
- Diagrama Unifilar Operacional e Planta de localização em anexo

10 de abril de 2024  
Data da Solicitação

Thiago de Faria Rocha  
Dourado Martins

Assinado de forma digital por Thiago de Faria Rocha Dourado Martins  
Dados: 2024.04.10 19:07:40 -0300'

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

29 de abril de 2024

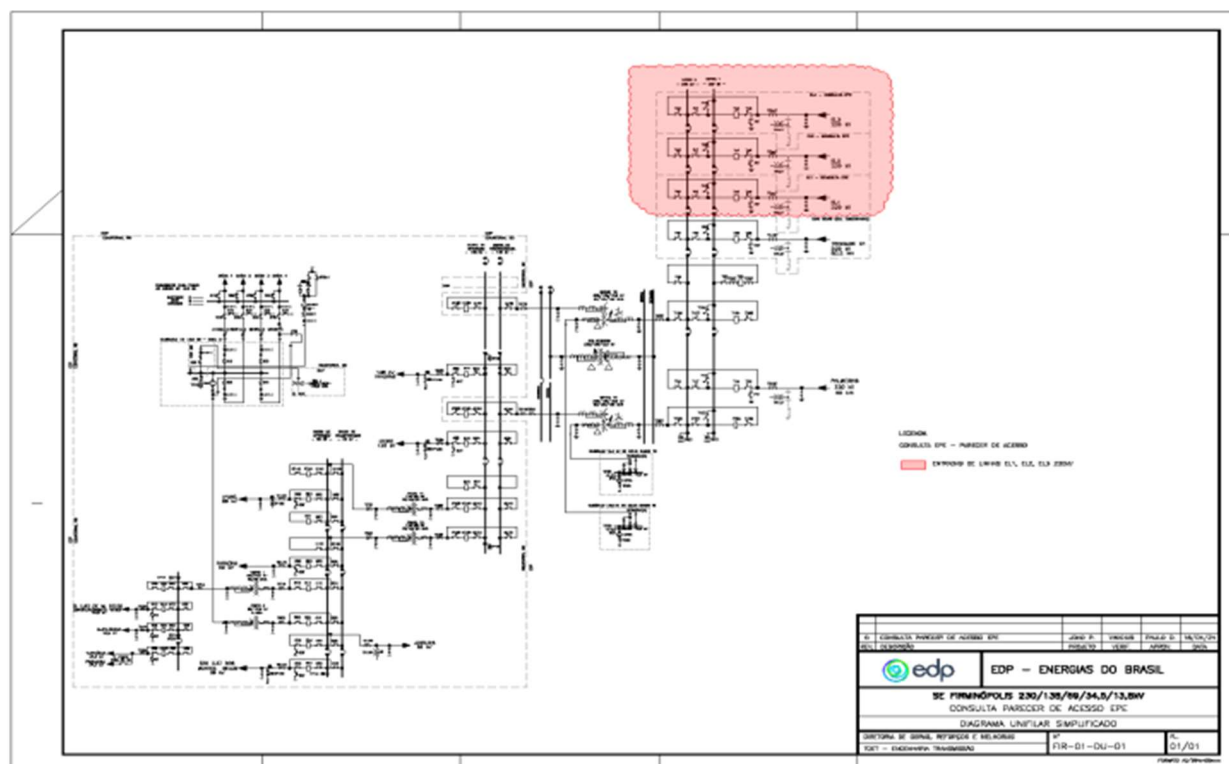
Data da Entrega do Formulário

DocuSigned by:

Matheus Schevano Sorvillo

Matheus Schevano Sorvillo  
Gerente de Planejamento da Transmissão  
EDP Goiás Transmissão

Anexo I – Diagrama Unifilar Operacional





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

Data: 10/04/2024

Revisão:

Página: 1 - 5

**INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)**

**ESTUDO:** Expansão do Sistema de Transmissão Elétrica no Estado de Goiás

**ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO**

**Subestação:** Pirineus      **Concessionária Proprietária:** EDP

**1. Módulos de Manobra**

EL      Quantidade: 1      Tensão (kV): 230      Arranjo: BD4

**2. Módulos de Equipamentos**

N/A

**3. Planta da Subestação**



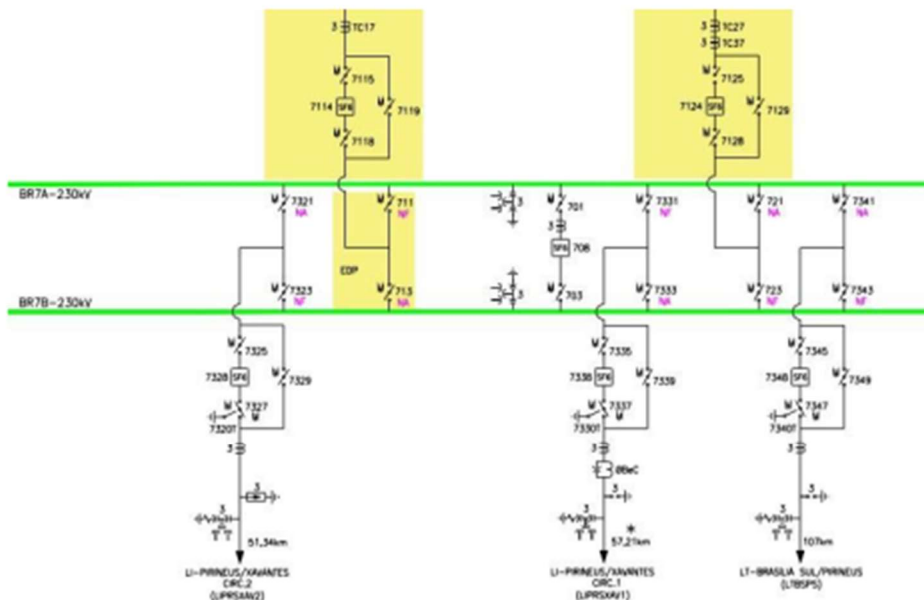
**Legenda:** MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de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



**INFORMAÇÕES ADICIONAIS**

**5. Observações da EPE**

- 1 - Solicita-se informar sobre a viabilidade de atendimento total ou parcial da solicitação.
- 2 - Considerar na resposta possíveis reforços/ adequações sendo realizadas na subestação assim como restrições.
- 3 - Considerar uma linha no sentido Norte.
- 4 - Solicitamos enviar a planta da subestação contendo, de forma esquemática e simplificada, o posicionamento dos reforços indicados nesta consulta.





#### 6. Observações da EDP

- a) Para instalação da nova entrada de linha será necessário a ampliação das barras 1 e 2 de 230kV. Esses barramentos pertencem ao agente Furnas e o mesmo deverá ser consultado.
- b) O arranjo de barramentos do 230kV é do tipo BD5.
- c) Prever travessia de LT em 345 kV, no sentido norte.
- d) A área disponível para a ampliação, fica em terreno pertencente EDP. Poderá haver necessidade de expansão de casa de comando existente ou construção de nova.
- e) Alguns disjuntores de 230kV estão em 70% da capacidade máxima de curto circuito (Ik\_barra/ik\_disjuntor).
- f) Projeção da nova EL em anexo.

10 de abril de 2024  
Data da Solicitação

Thiago de Faria Rocha  
Dourado Martins

Assinado de forma digital por Thiago de Faria Rocha Dourado Martins  
Dados: 2024.04.10 19:08:13 -03'00'

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

29 de abril de 2024

Data da Entrega do Formulário


DocuSigned by:

Matheus Schevano Sorvillo

Matheus Schevano Sorvillo  
Gerente de Planejamento da Transmissão  
EDP Goiás Transmissão

Anexo I – Projeção da nova EL



	<b>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</b>
---	--

Data: 03/06/2024
Revisão:
Página: 1 - 4

**INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)**

**ESTUDO:** Expansão do Sistema de Transmissão Elétrica no Estado de Goiás

**ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO**

**Subestação:** Itapaci      **Concessionária Proprietária:** EDP

1. Módulos de Manobra

<input checked="" type="checkbox"/>	EL	Quantidade: 1	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4
-------------------------------------	----	---------------	------------------	--------------

2. Módulos de Equipamentos

<input type="checkbox"/>	N/A
--------------------------	-----

3. Planta da Subestação



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



**INFORMAÇÕES ADICIONAIS**

**5. Observações da EPE**

- 1 - Solicita-se informar sobre a viabilidade de atendimento total ou parcial da solicitação.
- 2 - Considerar na resposta possíveis reforços/ adequações sendo realizadas na subestação assim como restrições.
- 3 – Considerar a linha no sentido Sudoeste.
- 4 - Solicitamos enviar a planta da subestação contendo, de forma esquemática e simplificada, o posicionamento dos reforços indicados nesta consulta.

**6. Observações da EDP**

- 1) Para instalação de 01 (uma) Entrada de Linha em 230 kV há pelo menos 02 (dois) vãos vagos disponíveis (sentido Nordeste, sem interferências de outras LTs)
- 2) Os desenhos de planta de localização, geral elétrica e cortes trazem o detalhamento
- 3) Não é necessário aquisição de terreno para ampliação
- 4) No caso de comando/relés há espaço disponível para implantação de painéis de supervisão, proteção e controle.

03 de junho de 2024

Data da Solicitação

Thiago de Faria Rocha  
Dourado Martins

Assinado de forma digital por  
Thiago de Faria Rocha Dourado Martins  
Dados: 2024.06.03 17:05:44 -03'00'

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

18 de junho de 2024


Data da Entrega do Formulário

MATHEUS SCHEVANO  
SORVILLO:3647637289

Assinado de forma digital por  
MATHEUS SCHEVANO  
Dados: 2024.06.18 14:02:41 -03'00'

Matheus Schevano Sorvillo  
Gerente Planejamento da Transmissão  
EDP Goiás Transmissão

## 15.4.5 SE 230 kV Barro Alto

	<b>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</b>
---	--

Data: 10/04/2024
Revisão:
Página: 1 - 4

### INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

**ESTUDO:** Expansão do Sistema de Transmissão Elétrica no Estado de Goiás

#### ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

**Subestação:** Barro Alto      **Concessionária Proprietária:** FURNAS

##### 1. Módulos de Manobra

EL      Quantidade: 1      Tensão (kV): 230      Arranjo: BD4

##### 2. Módulos de Equipamentos

N/A

##### 3. Planta da Subestação



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

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

SE BARRO ALTO:

1. Módulos de Manobra

- EL Quantidade: 01 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4  
 CRL Quantidade:      Tensão (kV):      Arranjo:       
 IB Quantidade:      Tensão (kV):      Arranjo:

2. Módulos de Equipamentos

- Reator de linha Quantidade:      Potência (Mvar):      Tensão (kV):      Fase: monofásico  
 Reator de barra Quantidade:      Potência (Mvar):      Tensão (kV):      Fase: monofásico  
 Capacitor Série Quantidade:      Potência (Mvar):      Tensão (kV):      Fase: monofásico

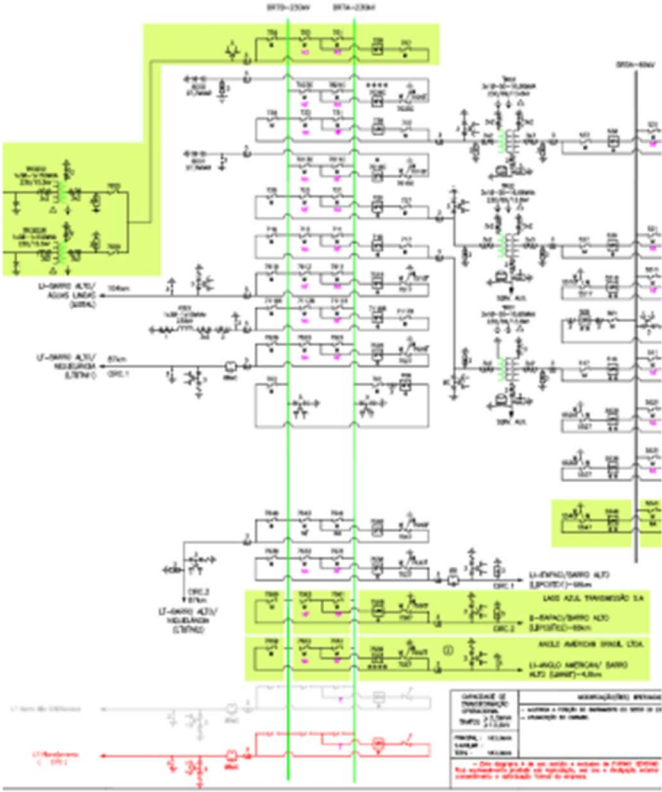
3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno?  Sim Área Prevista:       
 Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo?  Sim Equipamentos Necessários: Prolongamento do barramento 230  
kV  
 Não

**INFORMAÇÕES ADICIONAIS**



**5. Observações da EPE**

- 1 - Solicita-se informar sobre a viabilidade de atendimento total ou parcial da solicitação.
- 2 - Considerar na resposta possíveis reforços/ adequações sendo realizadas na subestação assim como restrições.
- 3 - Considerar uma linha no sentido Sul.
- 4 - Solicitamos enviar a planta da subestação contendo, de forma esquemática e simplificada, o posicionamento dos reforços indicados nesta consulta.

## 6. Observações de Eletrobras Furnas

Há viabilidade de conexão O1 entrada de linha de transmissão fora da área energizada do pátio 230 kV (fora do cercado da subestação, entretando dentro de terreno de Furnas), para tal será necessário obras de infraestrutura geral de manobra (terraplanagem, malha de terra, drenagem, britamento, etc.). A terraplanagem terá pouquíssimo volume de aterramento, pois a cota desta área é bem próxima da cota do pátio 230 kV da subestação. Nesta solução é necessário o prolongamento do barramento 230 kV e a conexão do módulo de manobra de entrada de linha de transmissão em Barra Dupla 4CH. Nesta área é observado interferência com possível cercado de estação pluviométrica, que deverá ser realocada.

A proteção de barras de 230kV na SE Barro Alto é digital, com arquitetura distribuída, modelo P743/P741 da Schneider. É viável sua expansão para atender ao vão de EL adicional, pois o sistema existente é modular e tem capacidade de acrescentar novos vãos, sem necessidade de sua substituição.

A chegada da linha de transmissão no sentido sul não apresenta interferência com áreas urbanas, pois as proximidades são em áreas agricultáveis. Comenta-se ainda que os estudos de travessias com as outras linhas deverão ser realizados em momento oportuno. Cabendo ressaltar que ainda não há conhecimento do traçado da linha de transmissão da acessante Barro Alto ON / Newave.

Nesta subestação haveria dois espaços que não podem ser utilizados. Existe um vão de conexão de LT disponível (em área britada) no pátio 230 kV da SE Barro Alto que não pode ser utilizado, pois o mesmo está reservado para a acessante Barra Alto ON / Newave, que corresponde a uma geradora de usinas fotovoltaicas, veja o parecer de acesso RELATÓRIO ONS Nº DTA-2022-PA-0141-RD. Observa-se também que haverá desativação do compensador estático CE02 (associado ao DJ 758), cadastrado no SGPMP 0979/2023 tendo sido publicado no POTEE 2023 – 1ª emissão, no entanto não há previsão de autorização para a sua desativação, razão pela qual não pode ser utilizado. Por fim, destaca-se que entre as LTs Niquelândia Circuito 01 e Circuito 02 não há espaço para conexão de nenhuma linha de transmissão.

10 de abril de 2024

Data da Solicitação

Thiago de Faria Rocha  
Dourado Martins

Assinado de forma digital por Thiago de Faria Rocha Dourado Martins.  
Data: 2024.04.10 16:12:11 -03'00'

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


30 de abril de 2024

Data da Entrega do Formulário

PI Marcelo Guimarães dos Santos  
Marcelo Guimarães dos Santos (25 de abril de 2024 15:29:40Z)

Rodrigo Daniel Mendes Fornari  
Gerente Executivo  
Eletrobras



	<b>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</b>
---	--

Data: 10/04/2024
Revisão:
Página: 1 - 4

**INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)**

**ESTUDO:** Expansão do Sistema de Transmissão Elétrica no Estado de Goiás

**ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO**

**Subestação:** Niquelândia      **Concessionária Proprietária:** Eletrobras Furnas

1. Módulos de Manobra

EL      Quantidade: 1      Tensão (kV): 230      Arranjo: BD4

2. Módulos de Equipamentos

N/A

3. Planta da Subestação



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





## 6. Observações da Furnas

Há viabilidade de 01 conexão de linha de transmissão na subestação. Seria necessário prolongar o barramento de 230 kV (barra dupla) em seguida conectar o módulo de manobra de entrada de linha. Algum custo em infraestrutura geral manobra será necessário (canaleta, iluminação, etc.), entretanto ressalva-se que o espaço já está britado (terraplanado, terreno, malha de terra, drenagem, etc.).

A proteção de barras do setor de 230kV da SE Niquelândia é do tipo estática, BUS1000 da GE, cujo hardware ainda permite acréscimo de mais um vão, o qual poderá ser reservado para a nova entrada de linha.

Quanto a chegada da linha de transmissão no sentido sul, observa-se que no vértice final é possível paralelismo com a linha de transmissão Serra da Mesa – Circuito 2, devendo ser estudado projeto de travessia e interferências com residências, pois na chegada da SE há diversas casas.

10 de abril de 2024

**Data da Solicitação**

Thiago de Faria Rocha  
Dourado Martins

Assinado de forma digital por Thiago de Faria Rocha Dourado Martins  
Dados: 2024.04.10 09:12:31 -03'00'

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

30 de abril de 2024

**Data da Entrega do Formulário**

p/ Marcelo Guimarães dos Santos

Marcelo Guimarães dos Santos (25 de abril de 2024 15:27 AOT)

**Rodrigo Daniel Mendes Fornari**  
Gerente Executivo  
Eletrobras

## 15.4.7 LT Niquelândia - Barro Alto, C1

DocuSign Envelope ID: C91485CA-EB55-4929-8B96-05AF59E2444A



Centrais Elétricas Brasileiras S/A  
Vice-Presidência de Engenharia e  
Expansão - VEE  
Av. Graça Aranha, 26 / 4º andar  
20030-000 - Rio de Janeiro - RJ Tel.:  
(21) 2514-5020 - 5792

EETAM-CE 003/2024

Recife, 04/07/2024

Ao Senhor

**THIAGO DOURADO MARTINS**

Superintendente de Transmissão de Energia

Empresa de Pesquisa Energética - EPE Praça Pio X, 54 - Centro

20091-040 - Rio de Janeiro - RJ

**Assunto:** Consulta sobre a Viabilidade de Aumento de Capacidade da Linha de Transmissão 230 kV Niquelândia - Barro Alto, C1.

**Referência:** Ofício 0403/2023/DEE/EPE e ET.E.E.016.2023

Senhor Superintendente,

1. O Ofício 0403/2023/DEE/EPE de 10 de julho de 2023 nos consultou sobre viabilidade de aumento das capacidades em regime normal e emergência da LT 230 kV Barro Alto - Niquelândia de (284/359 MVA) para (308/390 MVA).
2. Informamos através da correspondência ET.E.E.016.2023 que não seria possível efetuar o aumento solicitado para a condição normal e que avaliaríamos a viabilidade do aumento solicitado para a condição de emergência.
3. Complementando a correspondência ET.E.E.016.2023, confirmamos a possibilidade de aumento de corrente para a condição de emergência conforme solicitado e mantemos a negativa para o aumento de corrente na condição normal. Sendo assim, as novas capacidades desta LT para os regimes normal e de emergência passariam a ser de 284/390 MVA ou 714/980 A.
4. Sendo o que tínhamos a apresentar nesta oportunidade, colocamo-nos à disposição para quaisquer esclarecimentos e/ou informações adicionais que se façam necessários.

Assim sendo, colocamo-nos à disposição para eventuais esclarecimentos.

Atenciosamente,

DocuSigned by:  
*Marcelo Guimarães dos Santos*  
66BA047CDFEE4BA...  
Marcelo Guimarães dos Santos

Projetos Eletromecânicos de Transmissão - EETAM

CLASSIFICAÇÃO: INTERNA