

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

Estudo de Atendimento à Região Oeste da Bahia



Empresa de Pesquisa Energética

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



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



ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Albuquerque

Secretário-Executivo do MME

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento

Energético

Reive Barros

Secretário de Energia Elétrica

Ricardo Cyrino

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis

Renováveis

Marcio Felix de Carvalho Bezerra

Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação

Mineral

Alexandre Vidigal de Oliveira

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

Estudo de Atendimento à Região Oeste da Bahia



Empresa de Pesquisa Energética

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

Presidente

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira (Interino)

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

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

Sede

Esplanada dos Ministérios, Bloco U, Sl. 744
70065-900 – Brasília – DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Coordenação Geral

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Erik Eduardo Rego

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira (Interino)

Coordenação Executiva

José Marcos Bressane

Elisângela Medeiros de Almeida

Equipe Técnica:

Estudos Elétricos

Marcelo Willian Henriques Szrajbman

Igor Chaves

Leandro Moda

Luiz Felipe Froede Lorentz

Tiago Campos Rizzotto

Mariana Ferreira Nobrega da Silva

Análise Socioambiental

Clayton Borges da Silva

Kátia Gisele Matosinho

Nº EPE-DEE-RE-074/2018-rev1

Data: 14 de Maio de 2019

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

		Contrato	Data de assinatura
Projeto		ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO	
Área de estudo		Estudos do Sistema de Transmissão	
Sub-área de estudo		Análise Técnico-econômica	
Produto (Nota Técnica ou Relatório)		EPE-DEE-RE-074/2018 Estudo de Atendimento à Região Oeste da Bahia	
Revisões	Data	Descrição sucinta	
rev0	15.10.2018	Emissão original	
rev1	14.05.2019	a) Seção 16.6 – Tabela de comparação R1 x R4, correção da área da SE 230/138 kV Rio Formoso II; b) Nota Técnica DEA 024-2018 - R1 Oeste da Bahia rev 01	

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

APRESENTAÇÃO

Este relatório apresenta de forma detalhada o estudo de expansão do sistema de transmissão para suprimento às cargas do Extremo Oeste Baiano atualmente atendidas pela SE Rio Grande II. A análise contempla avaliações técnicas e econômicas, incorporando também na Nota Técnica DEA 024/18 aspectos socioambientais associados à alternativa proposta.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	7
2	OBJETIVOS	10
3	CONCLUSÕES.....	11
4	RECOMENDAÇÕES	13
5	DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS	16
5.1	BASE DE DADOS	16
5.2	MERCADO.....	16
5.3	HORIZONTE DO ESTUDO	17
5.4	PREMISSAS E CRITÉRIOS	17
6	DIAGNÓSTICO	19
7	ALTERNATIVAS.....	22
7.1	OBRAS COMUNS.....	22
7.2	ALTERNATIVA 1.....	22
7.3	ALTERNATIVA 2.....	23
7.4	ALTERNATIVA 3.....	23
7.5	ALTERNATIVAS DESCARTADAS	24
8	AValiação DE DESEMPENHO DAS ALTERNATIVAS	25
8.1	ALTERNATIVA 1.....	25
8.2	ALTERNATIVA 2.....	31
8.3	ALTERNATIVA 3.....	37
8.4	OBRAS COMUNS.....	43
9	ANÁLISE ECONÔMICA	47
10	ANÁLISE DE CONDUTOR ECONÔMICO.....	49
10.1	LINHA DE TRANSMISSÃO	49
10.2	CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DA LINHA DE TRANSMISSÃO RECOMENDADA	53
10.3	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DA SOLUÇÃO	54
11	ANÁLISE DE ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO	56
11.1	ENERGIZAÇÃO DA LT 230 kV RIO DAS ÉGUAS – RIO FORMOSO II	56
11.2	ENERGIZAÇÃO DA LT 230 kV BARREIRAS – RIO GRANDE II C2	58
11.3	REJEIÇÃO DE CARGA.....	60
12	ANÁLISE DE CURTO CIRCUITO.....	65
13	ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL PRELIMINAR	66
14	REFERÊNCIAS.....	67
15	EQUIPE TÉCNICA.....	68

16	ANEXOS.....	69
16.1	PARÂMETROS DOS EQUIPAMENTOS.....	69
16.2	NOVAS SUBESTAÇÕES.....	71
16.3	PERDAS ELÉTRICAS DAS ALTERNATIVAS.....	72
16.4	PLANO DE OBRAS E ESTIMATIVA DE CUSTOS	73
16.5	FICHAS PET.....	77
16.6	TABELA DE COMPARAÇÃO R1 X R4	84
17	NOTA TÉCNICA DEA 024/18	85

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 – Diagrama eletrogeográfico do Oeste da Bahia – Fonte: Coelba	8
Figura 1-2 – Evolução da irrigação no Oeste da Bahia - Fonte: ANA - Atlas da Irrigação	9
Figura 4-1 - Diagrama esquemático – Alternativa 2 (vencedora).....	14
Figura 4-2 - Diagrama unifilar da SE 230/138 kV Rio Formoso II	15
Figura 6-1 – Diagnóstico do sistema	20
Figura 6-2 - Diagnóstico do sistema – Rede elétrica, centro de carga e unidades de conservação ambiental	21
Figura 7-1 – Alternativa 1 - Localização da SE Rio Formoso II e rota da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II.....	22
Figura 7-2 - Alternativa 2 – Localização da SE Rio Formoso II e rota da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II.....	23
Figura 7-3 - Alternativa 3 – Rotas das LDs 138 kV Rio das Éguas – Rio Formoso e Rio das Éguas - Pratudão	24
Figura 8-1 – Alternativa 1 – Ano 2024, carga leve - Regime normal de operação.....	26
Figura 8-2 - Alternativa 1 - Ano 2024, carga leve – Contingência de 1TR 230/138 kV na SE Rio Formoso II.....	26
Figura 8-3 - Alternativa 1 – Ano 2024, carga leve – Contingência de um circuito da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II	27
Figura 8-4 - Alternativa 1 – Ano 2024, carga leve – Contingência de 1 TR 500/230 kV na SE Rio das Éguas.....	27
Figura 8-5 - Alternativa 1 – Ano 2033, carga leve - Regime normal de operação	28
Figura 8-6 - Alternativa 1 - Ano 2033, carga leve – Contingência de 1TR 230/138 kV na SE Rio Formoso II	28
Figura 8-7 - Alternativa 1 – Ano 2033, carga leve – Contingência de um circuito da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II	29
Figura 8-8 - Alternativa 1 – Ano 2033, carga leve – Contingência de 1 TR 500/230 kV na SE Rio das Éguas.....	29
Figura 8-9 – Alternativa 1 - Diagrama esquemático	30
Figura 8-10 - Alternativa 2 – Ano 2024, carga leve - Regime normal de operação.....	32
Figura 8-11 - Alternativa 2 - Ano 2024, carga leve – Contingência de 1TR 230/138 kV na SE Rio Formoso II	32
Figura 8-12 - Alternativa 2 – Ano 2024, carga leve – Contingência de um circuito da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II.....	33
Figura 8-13 - Alternativa 2 – Ano 2024, carga leve – Contingência de 1 TR 500/230 kV na SE Rio das Éguas.....	33
Figura 8-14 - Alternativa 2 – Ano 2033, carga leve - Regime normal de operação.....	34
Figura 8-15 - Alternativa 2 - Ano 2033, carga leve – Contingência de 1TR 230/138 kV na SE Rio Formoso II	34
Figura 8-16 - Alternativa 2 – Ano 2033, carga leve – Contingência de um circuito da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II.....	35
Figura 8-17 - Alternativa 2 – Ano 2033, carga leve – Contingência de 1 TR 500/230 kV na SE Rio das Éguas.....	35
Figura 8-18 – Alternativa 2 – Diagrama esquemático	36
Figura 8-19 – Alternativa 3 – Ano 2024, carga leve - Regime normal de operação.....	38
Figura 8-20 - Alternativa 3 – Ano 2024, carga leve – Contingência de um circuito da LD 138 kV Rio das Éguas – Rio Formoso.....	38
Figura 8-21 - Alternativa 3 – Ano 2024, carga leve – Contingência de um circuito da LD 138 kV Rio das Éguas – Pratudão.....	39
Figura 8-22 - Alternativa 3 – Ano 2024, carga leve – Contingência de 1 TR 230/138 kV na SE Rio das Éguas.....	39
Figura 8-23 - Alternativa 3 – Ano 2024, carga leve – Contingência de 1 TR 500/230 kV na SE Rio das Éguas.....	39
Figura 8-24 - Alternativa 3 – Ano 2033, carga leve - Regime normal de operação.....	40
Figura 8-25 - Alternativa 3 – Ano 2033, carga leve – Contingência de um circuito da LD 138 kV Rio das Éguas – Rio Formoso.....	40
Figura 8-26 - Alternativa 3 – Ano 2033, carga leve – Contingência de um circuito da LD 138 kV Rio das Éguas – Pratudão.....	41
Figura 8-27 - Alternativa 3 – Ano 2033, carga leve – Contingência de 1 TR 230/138 kV na SE Rio das Éguas.....	41
Figura 8-28 - Alternativa 3 – Ano 2033, carga leve – Contingência de 1 TR 500/230 kV na SE Rio das Éguas.....	41
Figura 8-29 – Alternativa 3 – Diagrama esquemático	42
Figura 8-30 – Ano 2026, contingência da LT Barreiras II – Rio Grande II	43
Figura 8-31 - Obras comuns, ano 2024, carga leve – Contingencia de 1 ATR 230/138 kV na SE Rio Grande II	44
Figura 8-32 - Ano 2024, carga leve – Contingencia da LT Barreiras – Rio Grande II.....	44
Figura 8-33 - Ano 2024, carga leve - Contingencia da LT 230 kV Barreiras II – Rio Grande II.....	44
Figura 8-34 – Ano 2024, carga leve - Contingencia da LT 230 kV Barreiras – Barreiras II.....	45
Figura 8-35 - Ano 2033, carga leve – Contingencia de 1 ATR 230/138 kV na SE Rio Grande II	45
Figura 8-36 - Ano 2033, carga leve - Contingencia da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II	45
Figura 8-37 - Ano 2033, carga leve - Contingencia da LT 230 kV Barreiras II – Rio Grande II.....	46
Figura 8-38 - Ano 2033, carga leve - Contingencia da LT 230 kV Barreiras – Barreiras II	46
Figura 9-1 - Comparação econômica das alternativas.....	48
Figura 10-1 - Disposição geométrica dos condutores, circuito duplo 230kV, configuração com dois subcondutores por fase. O espaçamento entre os subcondutores é de 45,7 cm.....	50
Figura 10-2 – Custos em função da bitola do cabo condutor - LT 230 Rio das Éguas – Rio Formoso CD, configuração com dois subcondutores por fase	51
Figura 10-3 – Dados técnicos básicos das LT 230 kV CD, contendo dois subcondutores Rail por fase. As potências são relativas a cada circuito separadamente.....	53
Figura 10-4 - Avaliação dos custos da solução (R\$/x1000/km) variando o fator de perdas de 0,3 a 0,8.....	54
Figura 10-5 - Avaliação dos custos da solução (R\$/x1000/km) variando o custo marginal de expansão de R\$ 160,00 a R\$ 280,00 o MWh	55
Figura 11-1 - Condição pré-energização da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II – Ano 2024	56
Figura 11-2 - Energização da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II C1 a partir de Rio das Éguas, ano 2024.....	56
Figura 11-3 - Condição pré-energização da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II C1 – Ano 2024	57
Figura 11-4 – Energização da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II C1 a partir de Rio das Éguas, ano 2024	58
Figura 11-5 – Condição pré-energização da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II C2 – Ano 2026	58
Figura 11-6 - Energização da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II C2 a partir de Barreiras – Ano 2026.....	59
Figura 11-7 - Energização da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II C2 a partir de Rio Grande II – Ano 2026.....	59
Figura 11-8 – Condição operativa pré-rejeição de carga – Ano 2033.....	60
Figura 11-9 - Rejeição da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II C1 através da abertura em Rio Formoso II	61
Figura 11-10 - Rejeição da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II C1 através da abertura em Rio Formoso II (após a atuação dos comutadores de tap)	61
Figura 11-11 - Rejeição da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II C1 através da abertura em Rio das Éguas.....	61

Figura 11-12 - Rejeição da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II C1 através da abertura em Rio das Éguas (após a atuação dos comutadores de tap)	62
Figura 11-13 - Condição operativa pré-rejeição de carga – Ano 2033.....	62
Figura 11-14 - Rejeição da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II através da abertura em Barreiras.....	62
Figura 11-15 - Rejeição da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II através da abertura em Rio Grande II.....	63
Figura 11-16 - Condição operativa pré-rejeição de carga – Ano 2033 – Sistema em 500 kV	63
Figura 11-17 - - Rejeição da LT 500 kV Rio das Éguas Arinos 2 através da abertura em Arinos 2.....	64
Figura 16-1 - Diagrama unifilar da SE Rio Formoso II	71

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1-1 - Evolução da demanda em kW - Região Oeste da Bahia – Fonte: Coelba	9
Tabela 3-1- Comparação econômica das alternativas: Investimento + Perdas (R\$ x 1000)	12
Tabela 4-1 – Alternativa 2 e obras comuns - Principais obras em linhas de transmissão	13
Tabela 4-2 – Alternativa 2 e obras comuns - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira	13
Tabela 4-3 – Alternativa 2 - Principais obras em linhas de distribuição	13
Tabela 5-1 - Cargas das subestações de interesse – Período 2023-2033	16
Tabela 8-1 - Alternativa 1 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira	29
Tabela 8-2 - Alternativa 1 - Principais obras em linhas de transmissão	30
Tabela 8-3 - Alternativa 1 - Principais obras em linhas de distribuição	30
Tabela 8-4 - Alternativa 1 - Principais obras em subestações de distribuição	30
Tabela 8-5 – Alternativa 2 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira	35
Tabela 8-6 - Alternativa 2 – Principais obras em linhas de transmissão	36
Tabela 8-7 – Alternativa 2 - Principais obras em linhas de distribuição	36
Tabela 8-8 - Alternativa 3 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira	42
Tabela 8-9 - Alternativa 3 - Principais obras em linhas de distribuição	42
Tabela 8-10 - Alternativa 3 - Principais obras em subestações de distribuição	42
Tabela 9-1 - Comparação econômica	47
Tabela 10-1 - Coordenadas dos condutores (centro do feixe para configuração de dois condutores por fase) na torre típica da LT 230 kV, circuito duplo	50
Tabela 10-2 - Condutores com menor custo total	52
Tabela 10-3 - Características elétricas da linha de transmissão em 230 kV	53
Tabela 11-1 - Resumo - Energização da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II C1	57
Tabela 11-2 - Resumo - Energização da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II C1	58
Tabela 11-3 - Resumo - Energização da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II C2	60
Tabela 12-1 – Correntes de curto-circuito	65
Tabela 16-1 – Características Elétricas das linhas de transmissão recomendadas	69
Tabela 16-2 - Parâmetros elétricos das linhas de transmissão recomendadas	69
Tabela 16-3 – Carregamentos máximos e capacidade das linhas de transmissão recomendadas	70
Tabela 16-4 - Parâmetros dos novos transformadores	70
Tabela 16-5 - Diferencial de perdas Elétricas [MW]	72
Tabela 16-6 – Plano de Obras e estimativa de custos – Obras comuns a todas as alternativas	73
Tabela 16-7 – Plano de Obras e estimativa de custos – Alternativa 1	74
Tabela 16-8 - Plano de Obras e estimativa de custos – Alternativa 2 (vencedora)	75
Tabela 16-9 - Plano de Obras e estimativa de custos – Alternativa 3	76

1 INTRODUÇÃO

A mesorregião do Extremo Oeste Baiano é uma das 7 mesorregiões do estado da Bahia e conta com uma população de cerca de 650.000 habitantes distribuída em 24 municípios, dos quais se destacam Barreiras, Luís Eduardo Magalhães e Santa Maria da Vitória como os mais populosos, com cerca de 155.000, 79.000 e 42.000 habitantes, respectivamente. A região abrange uma área de 116.786,918 km² e é banhada por uma rica bacia hidrográfica composta pelas bacias dos rios Grande, Preto, Corrente e Carinhanha, formadas por 29 rios perenes. Tal característica, aliada à topografia predominantemente plana e ao clima com estações bem definidas e altos índices pluviométricos faz com que a agricultura seja a principal atividade econômica da região, com o cultivo principalmente de grãos como soja, café, milho e algodão. O intenso uso de mecanização e irrigação nessas lavouras é o principal responsável pelo aumento de demanda de energia elétrica nessa região, que por sua vez é um dos motivadores desse estudo.

O relatório EPE-DEE-RE-047-rev1 “Estudo de Suprimento à Região Oeste da Bahia” Ref.[1], de 3 de agosto de 2012, avaliou o atendimento à Região Oeste da Bahia, especificamente o regional Barreiras, que naquela ocasião era atendido apenas pelo elo singelo, em 230 kV, Bom Jesus da Lapa – Barreiras. Foi diagnosticado que a partir de 2014 o sistema apresentaria dificuldades em atender as cargas desse regional na perda desse elo singelo. Esse estudo recomendou então, para o ano de 2014, a implantação do novo ponto de suprimento SE 230/138 kV Rio Grande II – 1 x 100 MVA, no município de São Desidério, da LT 230 kV CD Barreiras/Barreiras II – Rio Grande II, da LT 230 kV CS Barreiras – Barreiras II e do banco de autotransformadores 500/230 kV – 1 x 300 MVA na SE Barreiras II. A SE Rio Grande II assumiria então parte das cargas da SE Barreiras garantindo assim o atendimento de forma adequada.

As obras recomendadas por esse estudo foram licitadas no Leilão ANEEL 002/2013, arrematadas pela São Pedro Transmissora de Energia S.A. e entraram em operação somente em maio de 2017. O principal motivo desse atraso foi a paralisação na obra de implantação da SE Barreiras II 500 kV, licitada no Leilão ANEEL 007/2012 e arrematada pela Abengoa, que posteriormente entrou em processo de recuperação judicial. A questão foi resolvida por meio da Resolução Autorizativa ANEEL nº 6.030, de 6 de setembro de 2016, que autorizou a Paranaíba Transmissora de Energia a implantar reforços de adequação do módulo geral da SE Barreiras II para possibilitar a conexão de suas instalações com o SIN – Sistema Interligado Nacional Ref.[2].

A Figura 1-1 mostra o sistema elétrico da região de interesse. Atualmente a SE Rio Grande II conta com 1 ATR 230/138 kV (100 MVA) – aguardando resolução autorizativa da ANEEL para a São Pedro Transmissora de Energia instalar o segundo ATR de 100 MVA – e atende às cargas das SEs Rio Grande, Rio do Meio, Rio Guará, Rio das Éguas, Pratudinho e Rio Itaguari, todas de propriedade da

Coelba – Neoenergia, formando um extenso sistema radial em 138 kV, cuja subestação mais distante fica a 309 km da SE Rio Grande II.

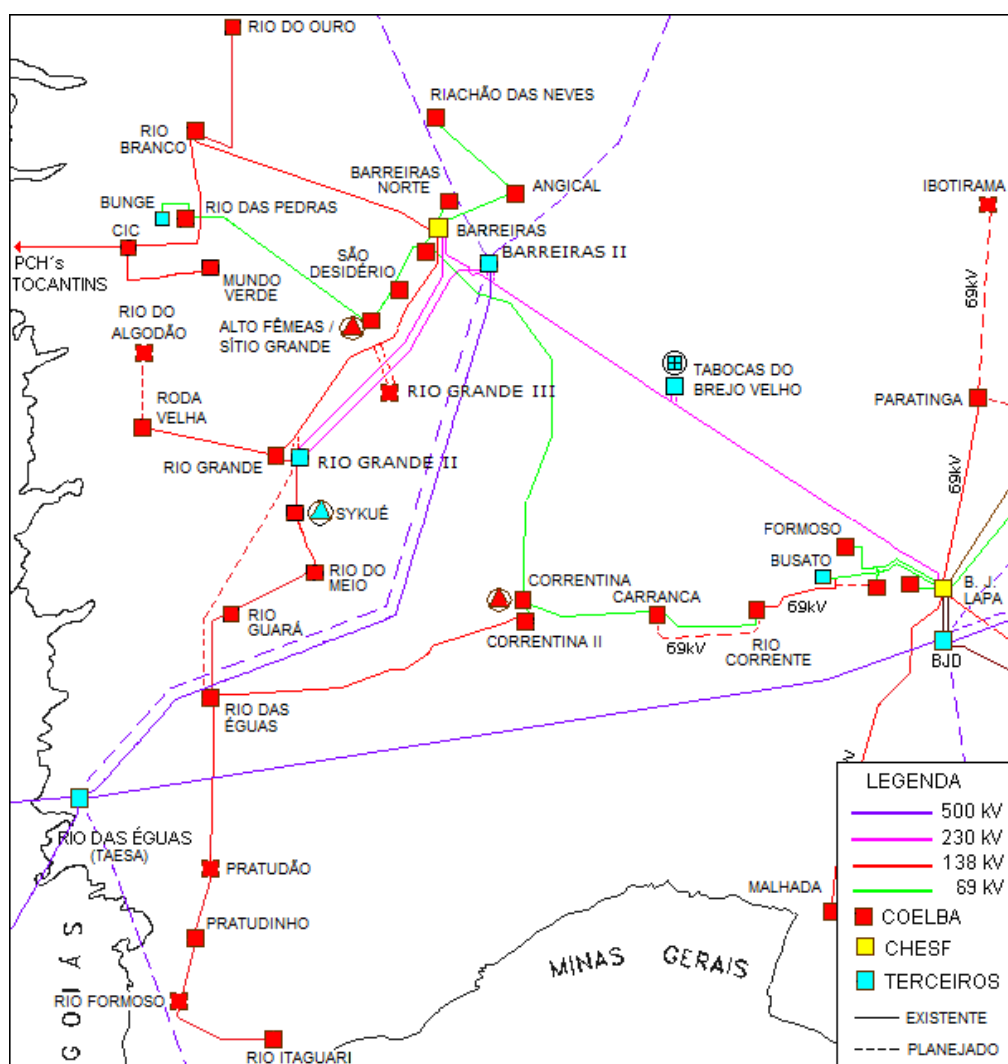


Figura 1-1 – Diagrama eletrogeográfico do Oeste da Bahia – Fonte: Coelba

A Coelba informou haver um acréscimo de 31 MW na demanda contratada nesse regional para o ano de 2018, e adicionalmente um acréscimo esperado de 172 MW até 2022. A Figura 1-2 mostra a evolução da irrigação no oeste baiano e a Tabela 1.1 mostra o aumento esperado de demanda em kW para o sistema da região. Simulações apontam dificuldades do sistema atual em atender a tamanho crescimento do mercado, o que é agravado pelo fato de grande parte desse acréscimo de carga estar previsto para se conectar nas subestações mais distantes, como a SE Rio Itaguari, acarretando assim num deslocamento considerável do centro de cargas em relação à SE Rio Grande II. Observam-se problemas como baixos níveis de potência de curto-circuito em diversas subestações, e elevada variação de tensão no chaveamento de bancos de capacitores e reatores. Tais problemas indicam a necessidade de reforços na região.

Sendo assim, com vistas a definir a melhor solução de expansão do sistema em questão, propõe-se um estudo de planejamento sob o ponto de vista do mínimo custo global.

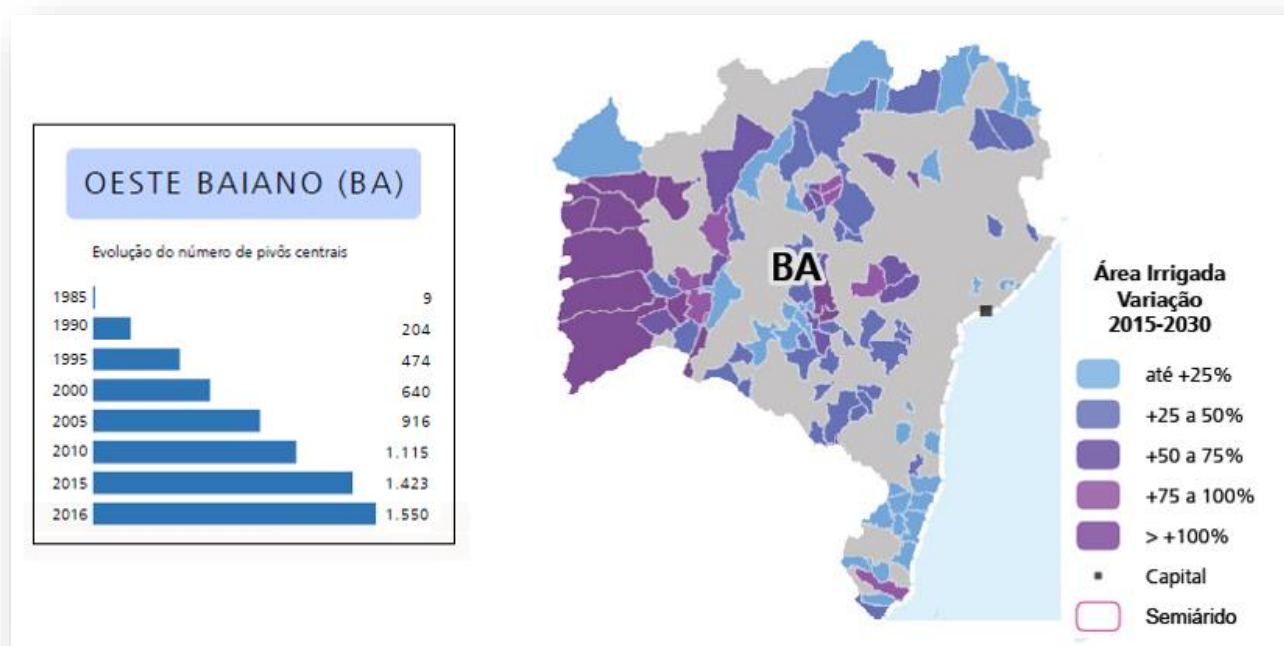


Figura 1-2 - Evolução da irrigação no Oeste da Bahia - Fonte: ANA - Atlas da Irrigação

Tabela 1-1 - Evolução da demanda em kW - Região Oeste da Bahia – Fonte: Coelba

ACRÉSCIMO DE DEMANDA CONTRATADA E EM ESTUDO POR ANO E POR SUBESTAÇÃO					
SUBESTAÇÃO	Demanda (KW) 2018	Demanda (KW) 2019	Demanda (KW) 2020	Demanda (KW) 2021	Demanda (KW) 2022
Rio Grande	4.900	5.150	-	-	-
Roda Velha	-	-	-	-	-
Rio do Meio	18.490	-	-	-	-
Rio Guará	11.775	1.900	-	-	-
Rio das Éguas	8.155	18.527	-	-	-
Pratudão	-	32.182	-	-	2.400
Pratudinho	1.800	31.655	1.600	-	-
Rio Formoso	-	35.626	-	2.000	600
Rio Itaguari	7.500	128	6.500	6.500	6.000
SUBTOTAL	52.620	125.168	8.100	8.500	9.000
TOTAL	203.388				

2 OBJETIVOS

O objetivo desse estudo é indicar a melhor alternativa de expansão da parte sul do sistema elétrico do Oeste da Bahia, atualmente atendido pela SE 230/138 kV Rio Grande II, de modo a garantir o adequado suprimento às cargas da região frente ao elevado crescimento de demanda que se projeta para os próximos anos.

O estudo deve indicar, do ponto de vista técnico, econômico e ambiental, qual o melhor cronograma de obras a ser implantado no horizonte considerado, tanto para a expansão da Rede Básica como para o sistema de distribuição, considerando as alternativas de expansão que garantam o atendimento aos consumidores, com padrões de qualidade e continuidade adequados.

3 CONCLUSÕES

Foram estudadas três alternativas de expansão do sistema elétrico do extremo oeste da Bahia, de modo a absorver parte das cargas da SE Rio Grande II e garantir o suprimento de forma adequada frente ao elevado crescimento que se projeta. Todas as alternativas atendem aos critérios de planejamento e às premissas estabelecidas para esse estudo. O detalhamento das alternativas está descrito no item 7.

Todas as alternativas propõem, para janeiro de 2024, a implantação de um novo ponto de suprimento e a transferência das cargas das SEs existentes Pratudinho e Rio Itaguari e das SEs futuras Rio Formoso, Pratudão, Rio Formoso III e Cocos II para esse novo ponto. As obras comuns a todas as alternativas são a implantação de um pátio de 230 kV na SE Rio das Éguas e instalação de 2 autotransformadores de 300 MVA nesta subestação, recomendadas para janeiro de 2024, a instalação de um banco de capacitores de 15 Mvar na SE Rio Grande II, recomendada para o ano 2026, e a LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II C2, recomendada para o ano 2029.

A Alternativa 1 propõe a implantação da nova SE 230/138 kV Rio Formoso II próxima ao centro de cargas calculado considerando-se as cargas a serem atendidas por esse novo ponto de suprimento. A nova subestação conta com 2 autotransformadores trifásicos 230/138 kV de 200 MVA, sendo a terceira unidade prevista para entrada em 2030. Além disso são necessários 60 Mvar de compensação reativa, atendida por meio de bancos de capacitores shunt. A conexão com o sistema existente se dá pela nova LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II, em circuito duplo, condutor 2 x 795 MCM e 120 km de extensão.

A Alternativa 2 propõe a implantação da nova SE 230/138 kV Rio Formoso II próximo à futura SE 138/34,5 kV Rio Formoso, de propriedade da Coelba. A nova subestação conta com 2 autotransformadores trifásicos 230/138 kV de 200 MVA, sendo a terceira unidade prevista para entrada em 2030. A conexão com o sistema existente se dá pela nova LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II, em circuito duplo, condutor 2 x 795 MCM e 105 km de extensão.

A Alternativa 3, por sua vez, propõe que o novo ponto de suprimento seja localizado na SE Rio das Éguas e a expansão ocorra pela rede de 138 kV. Para isso é prevista a instalação do pátio de 138 kV por meio de 2 autotransformadores trifásicos 230/138 kV de 200 MVA, sendo a terceira unidade prevista para entrada em 2030. A conexão com o sistema da Coelba se dá pela nova LD 138 kV Rio das Éguas – Pratudão, em circuito duplo, condutor 1 x 954 MCM, e extensão aproximada de 60 km e pela nova LD 138 kV Rio das Éguas – Rio Formoso, em circuito duplo, condutor 1 x 954 MCM e extensão aproximada de 105 km.

A avaliação de mínimo custo global das soluções tecnicamente viáveis apontou a Alternativa 2 como vencedora. Dessa forma, faz-se necessária a implantação, em janeiro de 2024, de um novo ponto

de suprimento 230/138 kV no município de Jaborandi, próximo à futura SE 138/34,5 kV Rio Formoso e da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II CD, 2 x 795 MCM. A futura SE Rio Formoso II contará inicialmente com dois autotransformadores 230/138 kV de 200 MVA, sendo a terceira unidade prevista para o ano 2030.

As análises consideram o valor presente dos custos das alternativas, referidos a 2024 (ano inicial do estudo), e utilizam o método dos rendimentos necessários com truncamento das séries temporais em 2033, ano horizonte do estudo. O custo de cada alternativa, por sua vez, foi calculado tomando-se por base os seus investimentos e as perdas diferenciais em relação àquela que apresentou menores perdas.

A Tabela 3-1 apresenta o resumo da comparação econômica das alternativas analisadas neste trabalho.

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

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1	142.986,66	7.231,77	150.218,43	111,4%	3º
Alternativa 2	134.806,02	0,00	134.806,02	100,0%	1º
Alternativa 3	134.323,96	10.794,20	145.118,16	107,6%	2º

O detalhamento da análise econômica é apresentado no capítulo 9.

4 RECOMENDAÇÕES

Sob o ponto de vista técnico e econômico, recomenda-se a implantação da Alternativa 2, com o cronograma de obras conforme as Tabelas 4-1, 4-2 e 4-3. A Figura 4-1 e a Figura 4-2 apresentam, respectivamente, o diagrama unifilar simplificado das obras recomendadas e o diagrama unifilar da nova SE 230 kV Rio Formoso II.

Tabela 4-1 – Alternativa 2 e obras comuns - Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Tensão	Linha de Transmissão	Configuração	Extensão
2024	230 kV	LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II C1 e C2	2 x 795 MCM – CD	105 km
2029	230 kV	LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II C2	1 x 556,5 MCM - CS	108,5 km

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

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2024	Rio das Éguas	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV ²	-
		500 kV	2 ATR - 500/230-13,8 kV - (6+1R) x 100 MVA 1Φ ²	1º e 2º
2024	Rio Formoso II	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
		138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		230 kV	2 ATR – 230/138-13,8 kV – T – 200 MVA ¹	1º e 2º
2024	Rio Grande II	230 kV	1 ATR - 230/138 kV-13,8 – T – 100 MVA	3º
2026	Rio Grande II	230 kV	Banco de Capacitores Shunt (1 x 15 Mvar)	1º
2030	Rio Formoso II	230 kV	1 ATR – 230/138 kV – T – 200 MVA	3º

(1) Caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

(2) Obras originalmente recomendadas no relatório EPE-DEE-RE-048/2018-rev0 "Estudo de Atendimento à Região Nordeste de Goiás" para o ano 2028, considera-se aqui a antecipação das mesmas para o ano 2024

Tabela 4-3 – Alternativa 2 - Principais obras em linhas de distribuição

Ano	Tensão	Linha de distribuição	Configuração	Extensão
2024	138 kV	LD Rio Formoso II – Rio Formoso	1 x 795 MCM - CS	0,5 km
2024	138 kV	Desvio da LD Pratudinho – Rio Formoso para Rio Formoso II	1 x 336,4 MCM - CS	0,5 km
2024	138 kV	LD Rio Formoso II – Rio Formoso III	1 x 636 MCM – CS	52 km
2025	138 kV	LD Rio Formoso II - Rio Itaguari	1 x 336,4 MCM - CS	45 km

Ressalta-se que o ano de 2024 foi considerado como data de referência para implantação das obras recomendadas uma vez que durante a realização do estudo houve o entendimento de que esta é a data viável para os empreendimentos. No entanto, como as obras referentes ao novo ponto de suprimento se fazem necessárias para a viabilização do atendimento a novas cargas, recomenda-se que a implantação ocorra o mais breve possível.

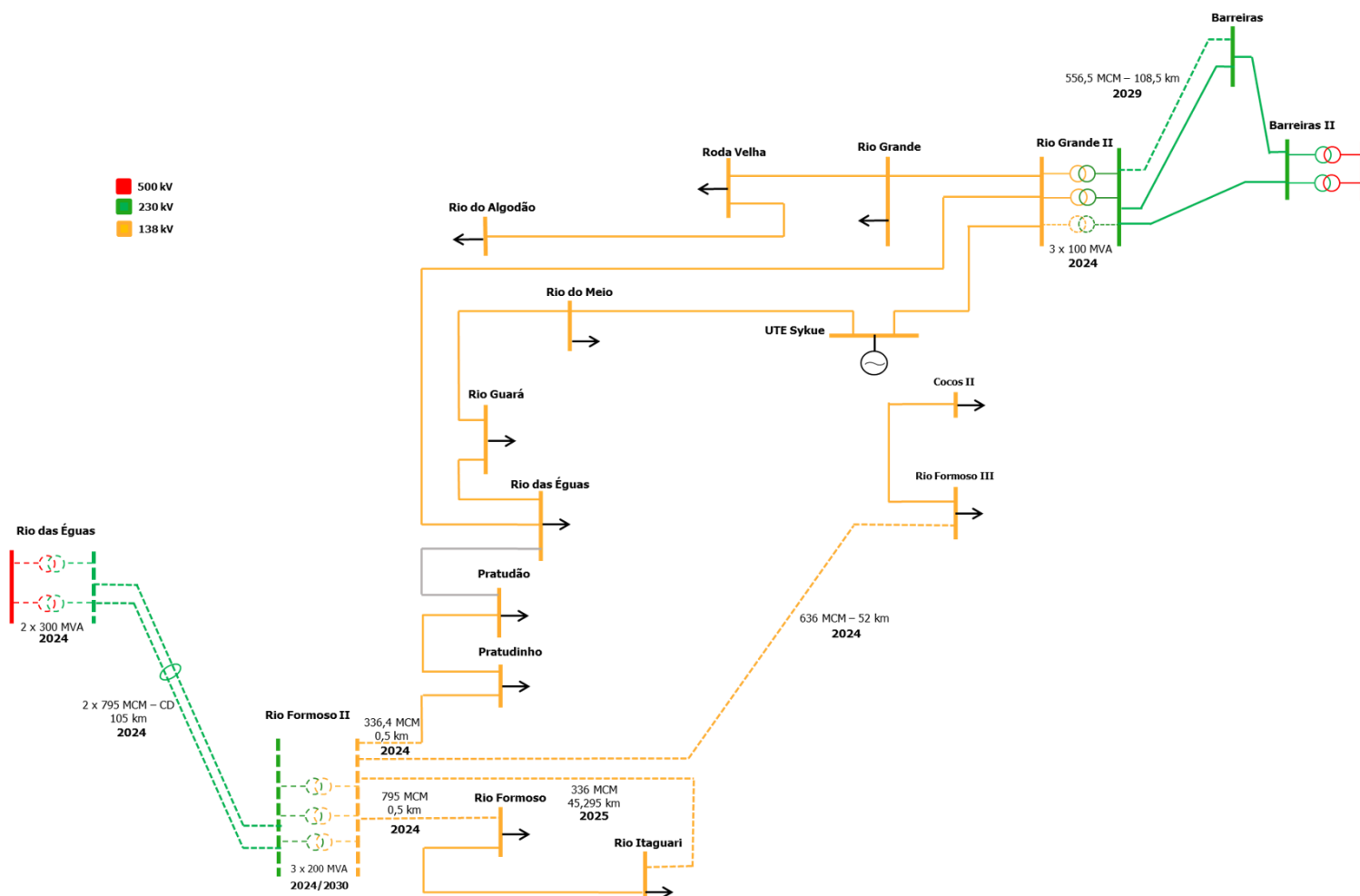


Figura 4-1 - Diagrama esquemático – Alternativa 2 (vencedora)

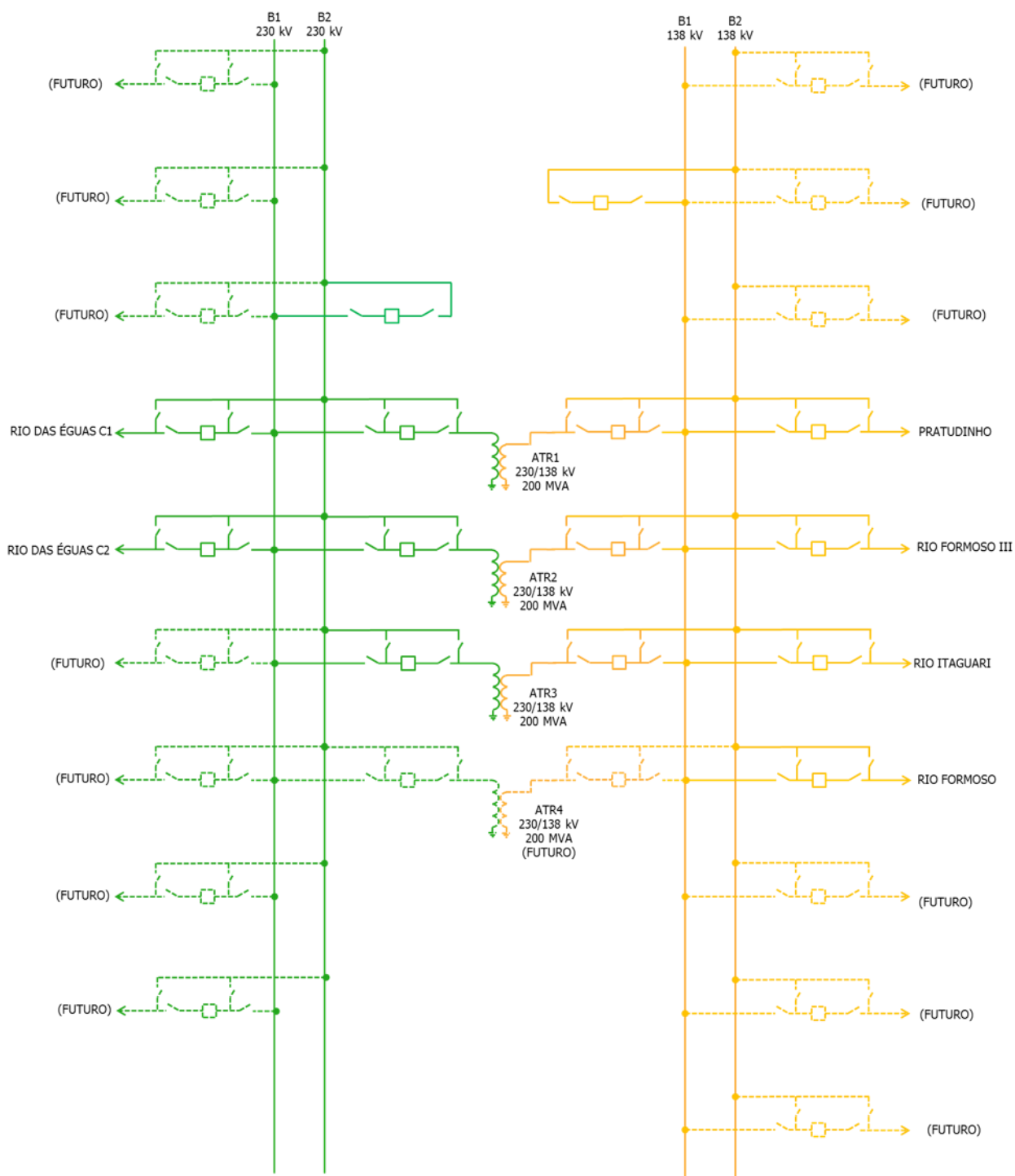


Figura 4-2 - Diagrama unifilar da SE 230/138 kV Rio Formoso II

5 DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS

5.1 Base de Dados

Considerou-se como referência para as simulações de fluxo de potência a base de dados correspondente ao Plano Decenal 2018-2026.

5.2 Mercado

A Tabela 5-1 apresenta as informações de mercado da área de interesse, fornecidas pela Coelba para o período 2023-2033. Destaca-se uma peculiaridade da carga dessa região, de que a demanda máxima ocorre por volta das 23:00, portanto dentro da faixa de horário correspondente à carga leve do SIN.

Tabela 5-1 - Cargas das subestações de interesse – Período 2023-2033

BARRAMENTO	Patamar de carga	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
		MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Rio Grande 34,5 kV	Pesada	8,51	8,75	8,98	9,24	9,36	9,50	9,66	9,84	10,00	10,19	10,38
	Média	14,70	15,12	15,53	15,97	16,18	16,42	16,69	17,00	17,29	17,61	17,93
	Leve	24,30	24,99	25,67	26,39	26,74	27,15	27,59	28,10	28,59	29,11	29,64
Roda Velha 34,5 kV	Pesada	5,42	5,60	5,80	6,00	6,20	6,42	6,63	6,87	7,12	7,37	7,64
	Média	14,72	15,21	15,75	16,29	16,84	17,44	18,01	18,66	19,33	20,02	20,74
	Leve	16,94	17,50	18,12	18,74	19,38	20,07	20,72	21,48	22,24	23,03	23,86
Rio do Algodão 34,5 kV	Pesada	3,41	3,53	3,65	3,78	3,91	4,04	4,18	4,33	4,48	4,64	4,81
	Média	9,27	9,58	9,92	10,26	10,61	10,98	11,34	11,75	12,17	12,61	13,06
	Leve	10,67	11,02	11,41	11,80	12,21	12,64	13,05	13,52	14,01	14,51	15,03
Rio do Meio 34,5 kV	Pesada	2,52	2,59	2,66	2,74	2,79	2,84	2,89	2,95	3,01	3,07	3,14
	Média	16,52	16,97	17,45	17,94	18,26	18,60	18,93	19,32	19,71	20,13	20,57
	Leve	25,22	25,92	26,65	27,39	27,87	28,39	28,91	29,49	30,09	30,73	31,40
Rio Guará 34,5 kV	Pesada	2,58	2,70	2,83	2,96	3,05	3,14	3,23	3,33	3,44	3,56	3,68
	Média	20,66	21,63	22,65	23,69	24,38	25,11	25,85	26,68	27,54	28,45	29,42
	Leve	25,83	27,04	28,31	29,61	30,47	31,39	32,31	33,35	34,43	35,56	36,77
Rio das Éguas 34,5 kV	Pesada	10,74	10,87	11,34	11,81	11,87	11,95	12,06	12,11	12,14	12,18	12,22
	Média	25,55	25,86	26,98	28,10	28,24	28,44	28,71	28,82	28,88	28,99	29,09
	Leve	37,02	37,48	39,11	40,73	40,92	41,22	41,60	41,77	41,86	42,01	42,15
Pratudão 34,5 kV	Pesada	7,85	8,60	9,36	10,13	10,27	10,42	10,58	10,74	10,93	11,12	11,32
	Média	16,12	17,67	19,24	20,82	21,11	21,42	21,75	22,08	22,46	22,85	23,26
	Leve	27,05	29,65	32,27	34,94	35,43	35,94	36,49	37,05	37,68	38,33	39,02
Pratudinho 34,5 kV	Pesada	12,66	6,66	7,05	7,56	7,71	7,75	8,03	8,34	8,58	9,01	9,28
	Média	31,43	16,54	17,52	18,78	19,14	19,25	19,94	20,71	21,31	22,36	23,04
	Leve	52,74	27,76	29,39	31,51	32,12	32,30	33,45	34,74	35,76	37,52	38,65
Rio Formoso 34,5 kV	Pesada	6,81	7,35	7,90	8,44	8,51	8,58	8,65	8,73	8,82	8,91	9,00
	Média	23,84	25,73	27,63	29,55	29,78	30,02	30,28	30,56	30,86	31,17	31,49
	Leve	34,05	36,76	39,48	42,21	42,54	42,88	43,26	43,66	44,08	44,53	44,98
Rio Itaguari 138 kV	Pesada	10,26	11,04	11,86	12,72	13,27	13,87	14,50	15,21	15,97	16,79	17,68
	Média	35,91	38,64	41,52	44,52	46,45	48,56	50,76	53,24	55,90	58,77	61,88
	Leve	51,30	55,19	59,32	63,60	66,36	69,37	72,52	76,06	79,86	83,96	88,40
Rio Formoso III 34,5 kV	Pesada		6,66	7,05	7,56	7,71	7,75	8,03	8,34	8,58	9,01	9,28
	Média		16,54	17,52	18,78	19,14	19,25	19,94	20,71	21,31	22,36	23,04
	Leve		27,76	29,39	31,51	32,12	32,30	33,45	34,74	35,76	37,52	38,65
Cocos II 34,5 kV	Pesada		6,44	6,60	6,75	6,90	7,06	7,22	7,38	7,55	7,72	7,90
	Média		5,09	5,21	5,33	5,45	5,58	5,70	5,83	5,97	6,10	6,24
	Leve		3,80	3,89	3,98	4,07	4,16	4,26	4,36	4,46	4,56	4,66
Carga total	Pesada	70,75	80,80	85,09	89,69	91,54	93,33	95,66	98,18	100,63	103,56	106,31
	Média	208,72	224,59	236,92	250,03	255,58	261,06	267,90	275,36	282,74	291,42	299,74
	Leve	305,12	324,87	343,01	362,42	370,24	377,80	387,62	398,32	408,81	421,37	433,23

5.3 Horizonte do Estudo

Considerando que o prazo mínimo para a implantação de qualquer obra de expansão da Rede Básica é de 5 anos, contados desde a incorporação no PET – Plano de Expansão da Transmissão, e ainda contemplando todo o processo de licitação, realizado pela ANEEL, até a instalação do empreendimento, o ano inicial do estudo é 2024, tendo como o horizonte o ano 2033. Serão analisados, portanto, 10 anos.

5.4 Premissas e Critérios

Foram seguidas as diretrizes para elaboração da documentação necessária para se recomendar à ANEEL uma nova instalação de transmissão integrante da Rede Básica através de ato licitatório, definidas no documento publicado pela EPE denominado “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica”, Ref.[3].

Os critérios e procedimentos utilizados no estudo estão de acordo com o documento “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão - CCPE/CTET - Janeiro/2001”, Ref.[4], além das premissas apresentadas nos subitens a seguir, onde se destacam:

- Manter o conceito de mínimo custo global para a escolha da alternativa;
- Atender ao critério “N-1” para elementos da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira;
- Variação máxima de 5% da tensão do barramento decorrente da manobra de equipamentos;
- Fator de potência no barramento da Rede Básica de Fronteira: 0,95;
- Utilizar os limites de carregamento das linhas de transmissão e transformadores existentes nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST). Para os novos equipamentos a serem instalados na rede, levar em consideração as recomendações contidas na Resolução nº 191 da ANEEL para determinação das capacidades em contingência;
- Para cálculo de perdas elétricas, utilizou-se custo de 217,00 R\$/MWh, calculado com base no custo marginal de expansão da geração informado pela EPE;
- Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas foi utilizado o documento: “Base de Referência de Preços ANEEL – Junho de 2017”, Ref. [5]; e o método dos rendimentos necessários, com o truncamento das séries temporais no ano horizonte do estudo;
- Para a preparação das fichas contendo a estimativa dos investimentos em empreendimentos de transmissão (Rede Básica), que servirão de subsídio para o processo licitatório, foi

considerada a base de custos consolidada no documento: "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho de 2017", Ref. [5];

Ressalta-se que, além das simulações de fluxo de carga, serão analisados os níveis de curto circuito da alternativa selecionada para a expansão do sistema.

6 DIAGNÓSTICO

A subestação Rio Grande II 230/138 kV 1 x 100 MVA entrou em operação em maio de 2017 e absorveu parte das cargas do regional Barreiras, reduzindo em 117 km a extensão do maior eixo em 138 kV. Apesar da entrada em operação dessa subestação ter aliviado o sistema elétrico da região, restabelecendo a operação de forma adequada, e possibilitando o atendimento a novas cargas, o montante de crescimento de carga observado em 2017 e projetado para os próximos anos leva à necessidade de realização de um novo estudo de planejamento para o sistema elétrico da região.

Logo após a energização da SE Rio Grande II observou-se um crescimento de carga de 20 MW, que pode ser identificada como a demanda reprimida desde o ano 2015, quando a Coelba passou por restrições no atendimento à região, com cortes de carga determinados pelo ONS, enquanto a solução provisória, construída pelas empresas Paranaíba e São Pedro Transmissora não se concretizava.

Além disso, espera-se um crescimento de 203 MW até 2022, conforme Tabela 1-1, para o qual a Coelba já vem tomando providências como antecipação do seu programa de obras, com instalação de suporte de reativo em suas subestações e a construção de novas linhas em 138 kV, além da solicitação à ANEEL da adoção de métodos para Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD). Nesse mesmo sentido, o ONS também adotou medidas para reforçar o sistema elétrico da região, com a inclusão no PAR 2018-2020 Ref.[6] da obra de ampliação da SE Rio Grande II, com a instalação do segundo transformador 230/138 kV – 100 MVA.

Apesar das medidas já adotadas, simulações apontam que o sistema ora planejado, não é capaz de atender a tamanho crescimento de cargas. Considerando a topologia da rede de distribuição referente ao ano de 2024, mas desconsiderando-se as futuras SEs Rio Formoso III e Cocos II, foi simulado um incremento de carga nas subestações atendidas pela SE Rio Grande II. A Figura 6-1 mostra o resultado da simulação. A partir de 130 MW de carga começa-se a observar subtensões nas SEs Pratudinho, Rio Formoso e Rio Itaguari, as mais distantes do ponto de suprimento Rio Grande II. Em referência à Tabela 5-1, observa-se que a carga máxima prevista para o ano 2024, cerca de 325 MW, é bem superior aos 130 MW encontrados nessa análise, indicando, assim, que o sistema não é capaz de atender a essa demanda sem reforços adicionais. A questão sugere, portanto, a adoção de uma solução mais robusta, como um novo ponto de suprimento na região.

Considerando a topologia da rede em 138 kV da Coelba e que o crescimento de cargas previsto é mais expressivo nas subestações mais ao sul da SE Rio Grande II, propõem-se que o novo ponto de suprimento assuma as cargas das subestações Pratudão, Pratudinho, Rio Formoso, Rio Itaguari, Rio Formoso III e Cocos II, permanecendo atendidas pela SE 230/138 kV Rio Grande II as subestações Rio Grande, Roda Velha, Rio do Algodão, Rio do Meio, Rio Guará e Rio das Éguas. O cálculo do centro de cargas considerando as cargas das subestações a serem atendidas pelo novo ponto de

suprimento indicam um ponto entre a SE Pratudinho, a Futura SE Rio Formoso III, a Futura SE Rio Formoso e a SE Itaguari, conforme mostrado na Figura 6-2, configurando assim um ponto de partida para a avaliação da localização dessa nova subestação.

A Figura 6-2 mostra também as unidades de conservação Refúgio de Vida Silvestre das Veredas do Oeste Baiano, Área de Proteção Ambiental das Nascentes do Rio Vermelho e Parque Nacional Grande Sertão Veredas, que podem afetar o traçado das linhas de transmissão a serem recomendadas e consequentemente a localização do novo ponto de suprimento.

Nota-se ainda, na Figura 6-2, a proximidade da subestação de rede básica Rio das Éguas 500 kV com as subestações da Coelba a serem atendidas pelo novo ponto de suprimento, sugerindo, portanto, que esse novo ponto se integre com a rede básica através da SE Rio das Éguas.

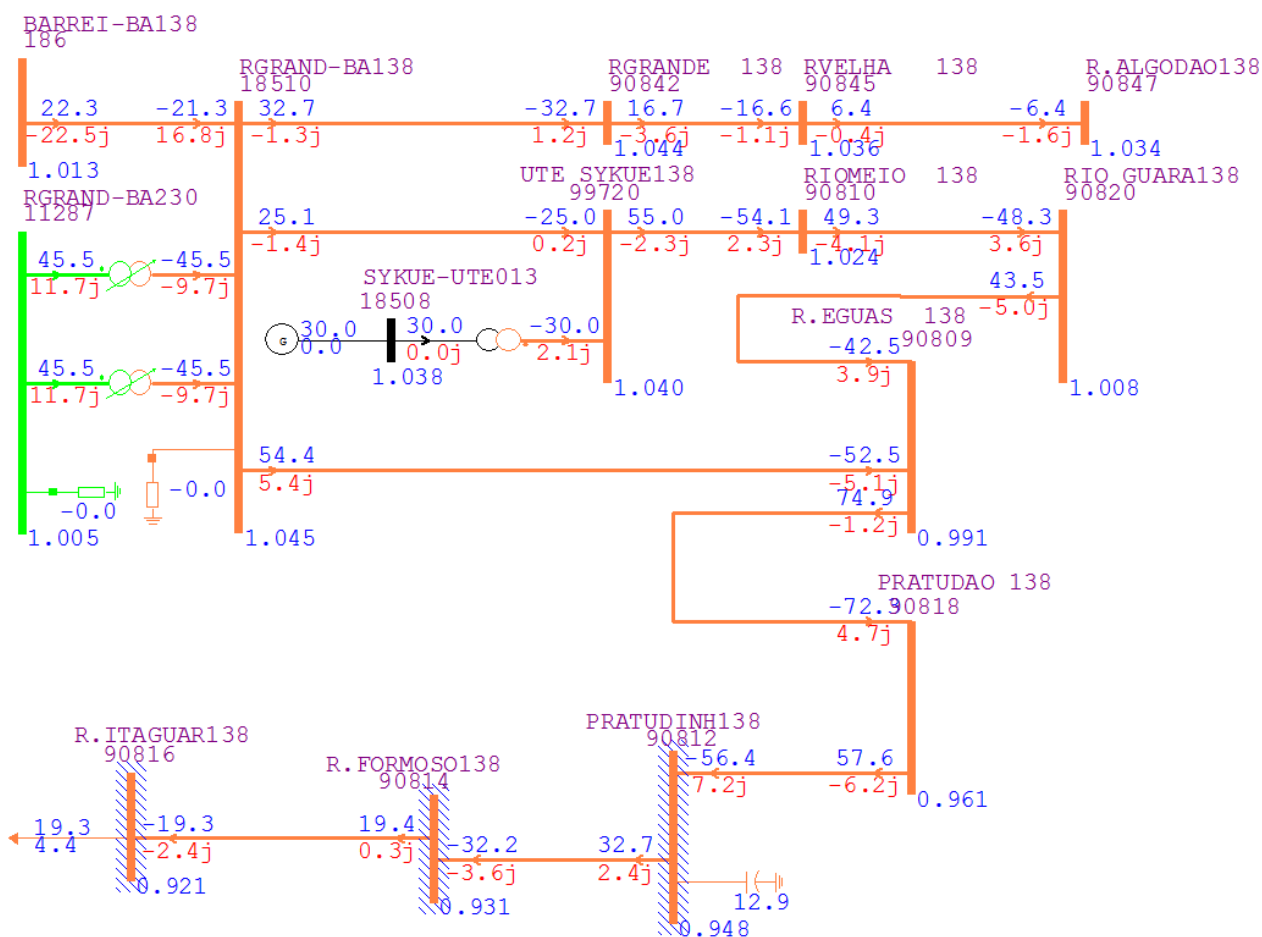


Figura 6-1 – Diagnóstico do sistema

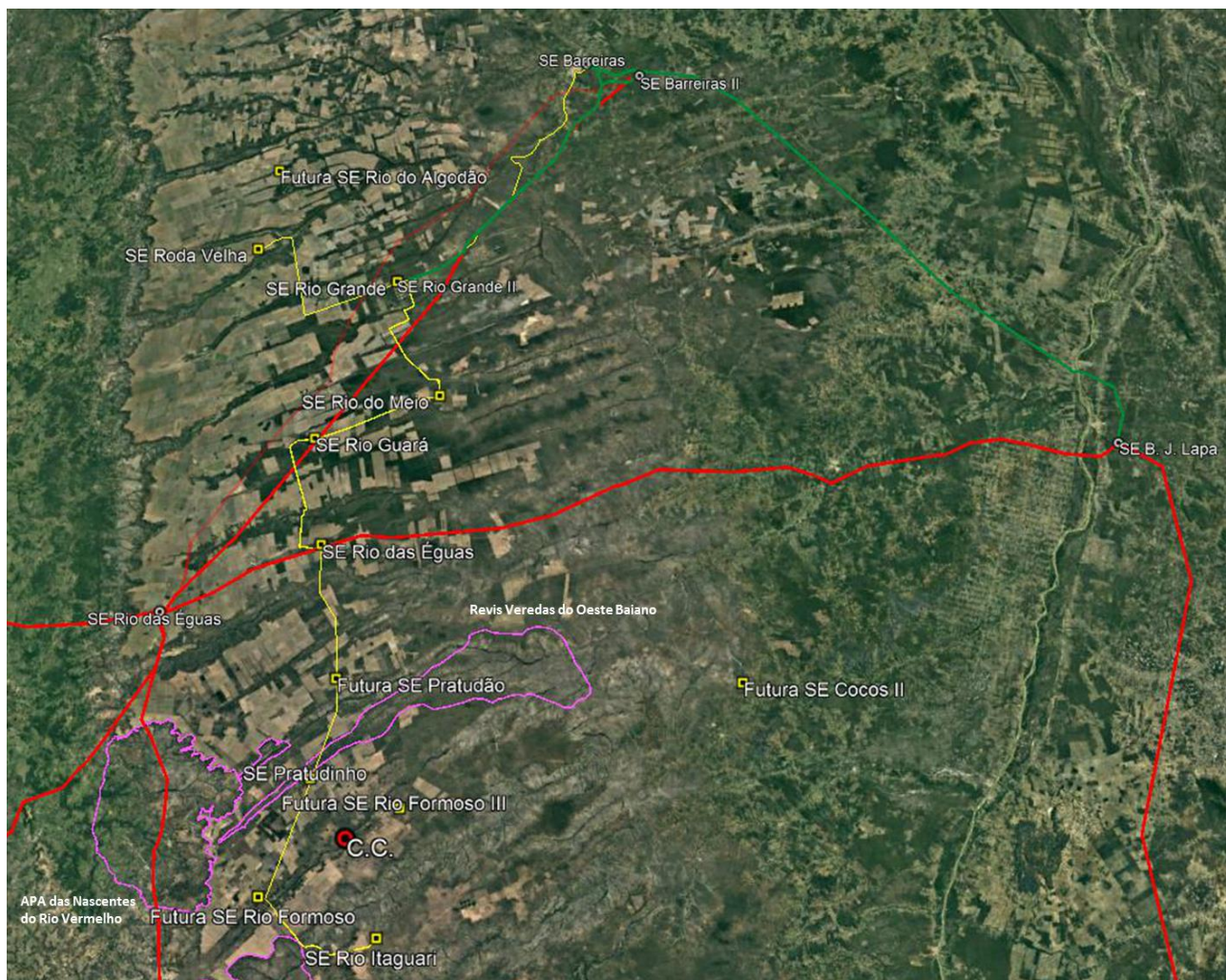


Figura 6-2 - Diagnóstico do sistema – Rede elétrica, centro de carga e unidades de conservação ambiental

7 ALTERNATIVAS

Neste capítulo são apresentadas as três alternativas propostas para expansão do sistema elétrico da região oeste da Bahia, com o objetivo de atendimento às cargas atualmente atendidas pela SE Rio Grande II. Todas as alternativas propõem, para 2024, a implantação de um novo ponto de suprimento ao sul da SE Rio Grande II, com a transferência das cargas das SEs Pratudão, Pratudinho, Rio Formoso, Rio Itaguari, Rio Formoso III e Cocos II para esse novo ponto. A seção apresenta ainda outras alternativas vislumbradas, mas que foram descartadas por se mostrarem ineficazes do ponto de vista de restrições ambientais.

7.1 Obras comuns

Todas as alternativas consideram, para o ano 2024, a implantação do pátio de 230 kV na SE Rio das Éguas, mediante instalação de dois bancos de autotransformadores monofásicos de 300 MVA. Essa obra foi originalmente recomendada no relatório EPE-DEE-RE-048/2018-rev0 "Estudo de Atendimento à Região Nordeste de Goiás" Ref.[7] para o ano 2028, recomenda-se, portanto, a antecipação da mesma para o ano 2024. A seção 8.4 elenca outras obras comuns a todas as alternativas cujas necessidades foram identificadas ao longo do estudo.

7.2 Alternativa 1

A Alternativa 1 propõe a implantação do novo ponto de suprimento, denominado SE 230/138 kV Rio Formoso II, próximo ao centro de cargas discutido na seção 6 e da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II, em circuito duplo, condutor 2 x 795 MCM e extensão aproximada de 120 km. Os detalhes da rota considerada para a LT Rio das Éguas – Rio Formoso II e da localização da SE Rio Formoso II são mostrados na Figura 7-1.

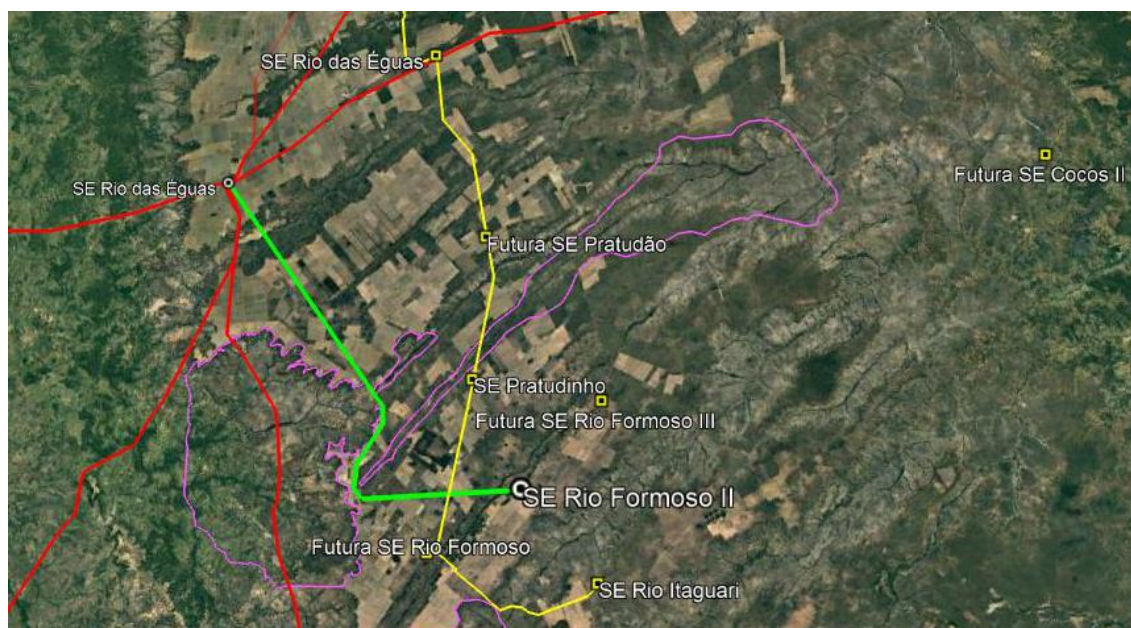


Figura 7-1 – Alternativa 1 - Localização da SE Rio Formoso II e rota da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II

7.3 Alternativa 2

A Alternativa 2 propõe que o novo ponto de suprimento seja localizado próximo à subestação de distribuição Rio Formoso. A integração com a rede básica se dá por meio da nova LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II, em circuito duplo, condutor 2 x 795 MCM e extensão aproximada de 105 km. Os detalhes da rota considerada para a LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II e da localização da SE 230/138 kV Rio Formoso II são mostrados na Figura 7-2.

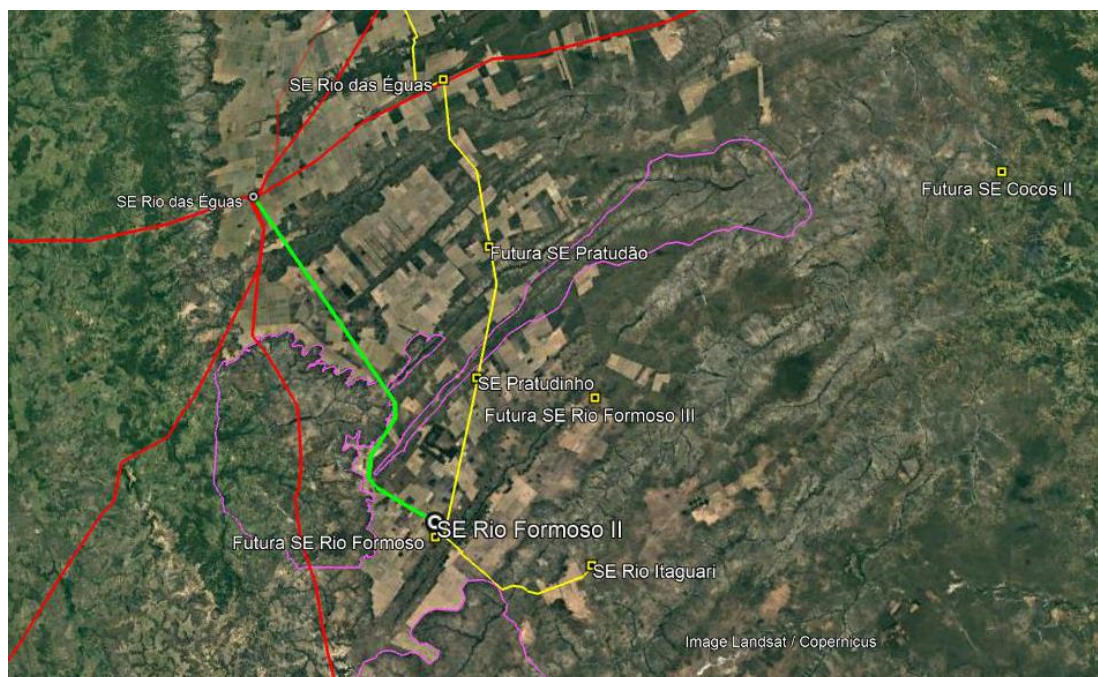


Figura 7-2 - Alternativa 2 – Localização da SE Rio Formoso II e rota da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II

7.4 Alternativa 3

A Alternativa 3 propõe que o novo ponto de suprimento seja a própria subestação Rio das Éguas, e a expansão ocorra por meio da rede de 138 kV, através da LD 138 kV Rio das Éguas – Pratudão, em circuito duplo, condutor 1 x 954 MCM e cerca de 60 km de extensão, e da LD 138 kV Rio das Éguas – Rio Formoso, também em circuito duplo, condutor 1 x 954 MCM e cerca de 105 km de extensão. Os detalhes das rotas consideradas para a LD 138 kV Rio das Éguas – Rio Formoso e para a LD 138 kV Rio das Éguas – Pratudão são mostrados na Figura 7-3.

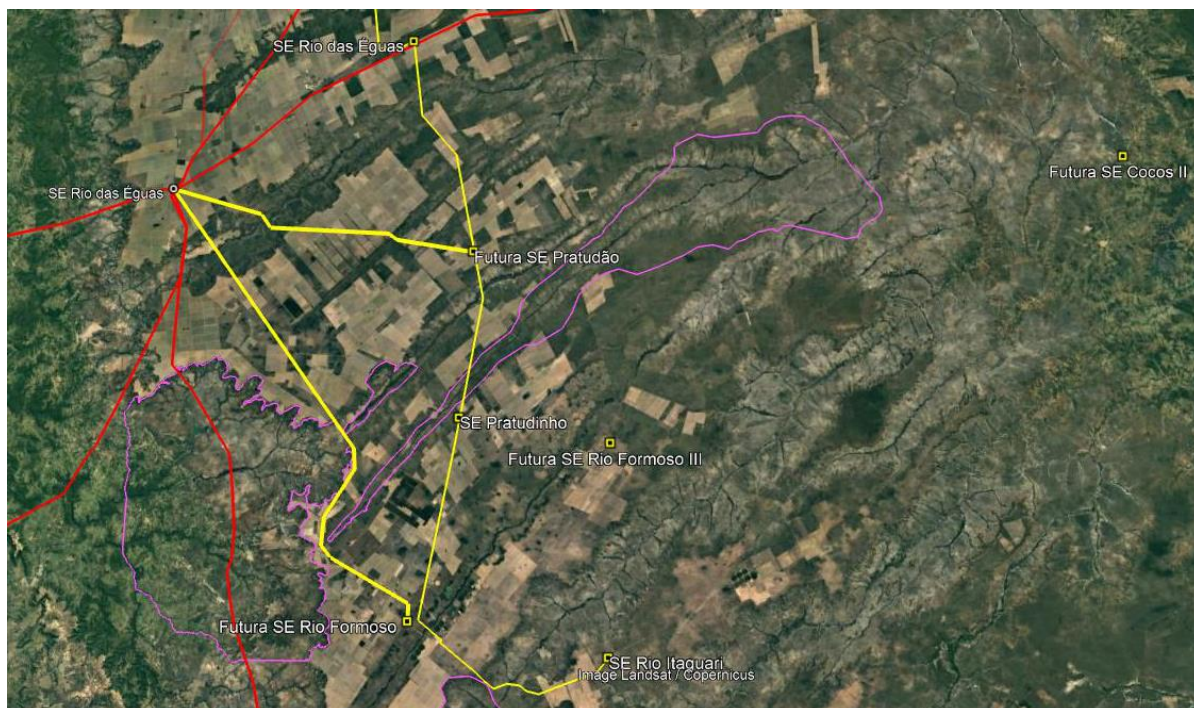


Figura 7-3 - Alternativa 3 – Rotas das LDs 138 kV Rio das Éguas – Rio Formoso e Rio das Éguas - Pratidão

7.5 Alternativas descartadas

Além das três alternativas já descritas, foram vislumbradas 2 outras alternativas:

- Nova SE Pratudinho II 230 kV, próxima a SE Pratudinho 138/34,5 kV existente e LT 230 kV Rio das Éguas – Pratudinho II, 1 x 954 MCM, CD, 75 km
- Expansão pela rede de 138 kV através da LD 138 kV Rio das Éguas – Pratudinho, 1 x 954 MCM, CD, 75 km e LD 138 KV Rio das Éguas – Rio Formoso, 1x 954 MCM, CD, 105 km

Para a montagem dessas alternativas considerou-se uma rota entre a SE Rio das Éguas e a SE Pratudinho II que atravessava a unidade de conservação “Refúgio de Vida Silvestre das Veredas do Oeste Baiano” com uma extensão aproximada de 75 km. Essas alternativas mostravam-se atrativas do ponto de vista de custos de investimento e perdas elétricas, dado que a extensão da rota considerada era significativamente menor que nas demais alternativas e que possibilitava inclusive a utilização de um condutor de menor bitola, o que contribuiu também para o menor custo.

A análise ambiental revelou, no entanto, a impossibilidade dessa rota, sendo necessário desviar da referida unidade de conservação. Dessa forma, foram descartadas as alternativas envolvendo novas linhas entre a SE Rio das Éguas e as proximidades da SE Pratudinho, visto que com o desvio as linhas ficariam muito extensas, perdendo assim a atratividade.

8 AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DAS ALTERNATIVAS

8.1 Alternativa 1

A nova SE Rio Formoso II, prevista pela Alternativa 1, conta inicialmente com 2 autotransformadores trifásicos 230/138 kV de 200 MVA. A integração com a rede básica se dá por meio da nova LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II, em circuito duplo, condutor 2 x 795 MCM e extensão aproximada de 120 km. Já a integração com a rede de distribuição se dá, inicialmente, por meio do seccionamento da LD 138 kV Pratudinho – Rio Formoso na SE Rio Formoso II. As subestações de distribuição Rio Formoso III e Cocos II, previstas para 2024, se conectam também à nova SE Rio Formoso II, por meio da LD 138 kV Rio Formoso II – Rio Formoso III. Além disso é prevista a instalação de um banco de capacitores de 14,4 Mvar na SE Rio Itaguari de modo a solucionar as subtensões observadas.

Em 2025 observa-se sobrecarga da LD 138 kV Rio Formoso II – Rio Formoso. Como solução, recomenda-se a LD 138 kV Rio Formoso II – Rio Itaguari.

Em 2030, na contingência de 1 transformador 230/138 kV da SE Rio Formoso II é observada sobrecarga na unidade remanescente. Recomenda-se, portanto, a entrada em operação da 3ª unidade.

A partir de 2032 o sistema passa a não suportar a contingência de um dos circuitos da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II. Como solução, recomenda-se a instalação de um banco de capacitores de 60 Mvar na SE Rio Formoso II 230 kV.

Da Figura 8-1 a Figura 8-8 são apresentados os resultados das simulações de fluxo de potência, após a implantação dos reforços, em regime normal de operação e para as principais contingências.

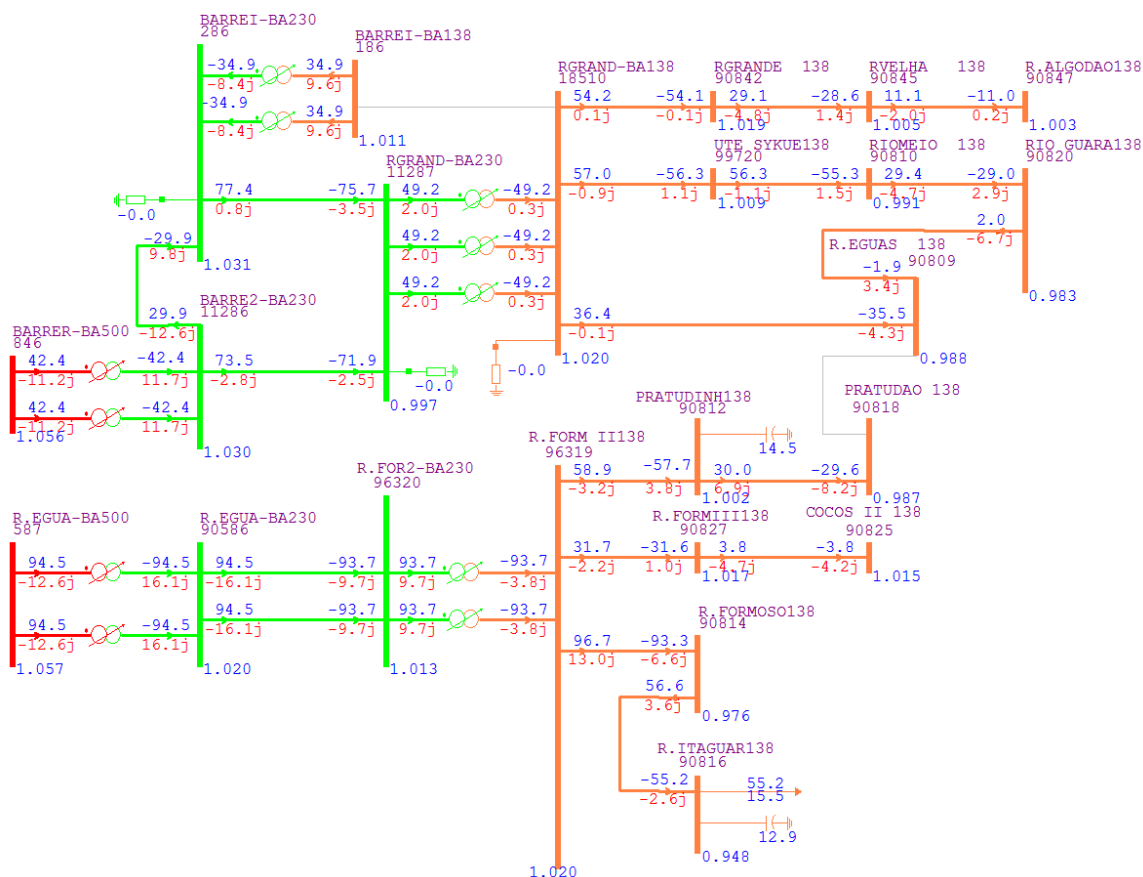


Figura 8-1 – Alternativa 1 – Ano 2024, carga leve - Regime normal de operação

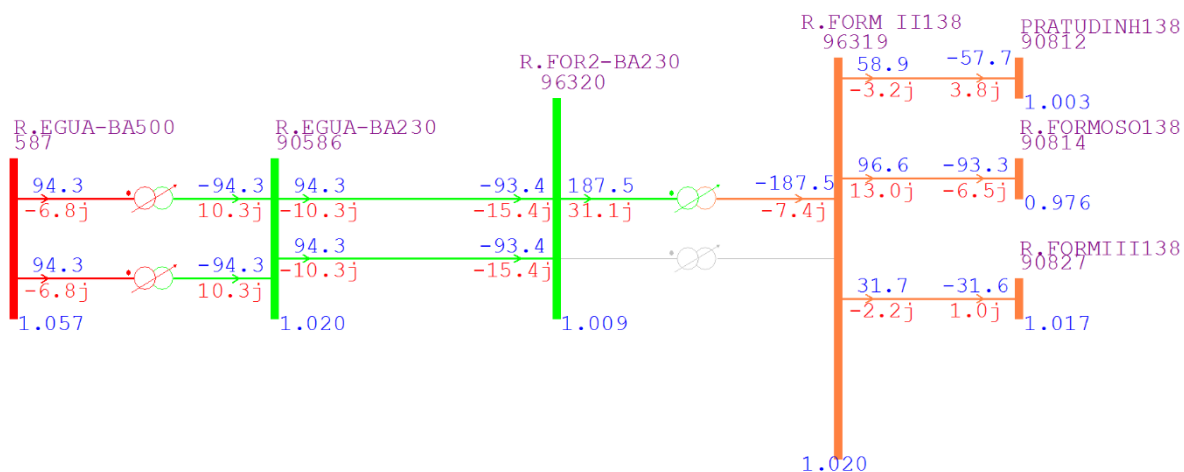


Figura 8-2 - Alternativa 1 - Ano 2024, carga leve – Contingência de 1TR 230/138 kV na SE Rio Formoso II

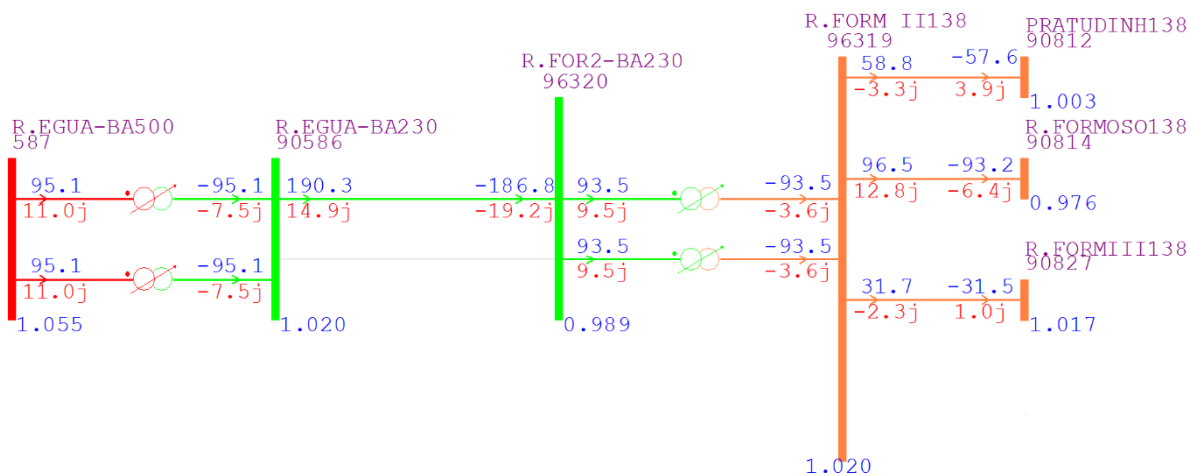


Figura 8-3 - Alternativa 1 – Ano 2024, carga leve – Contingência de um circuito da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II

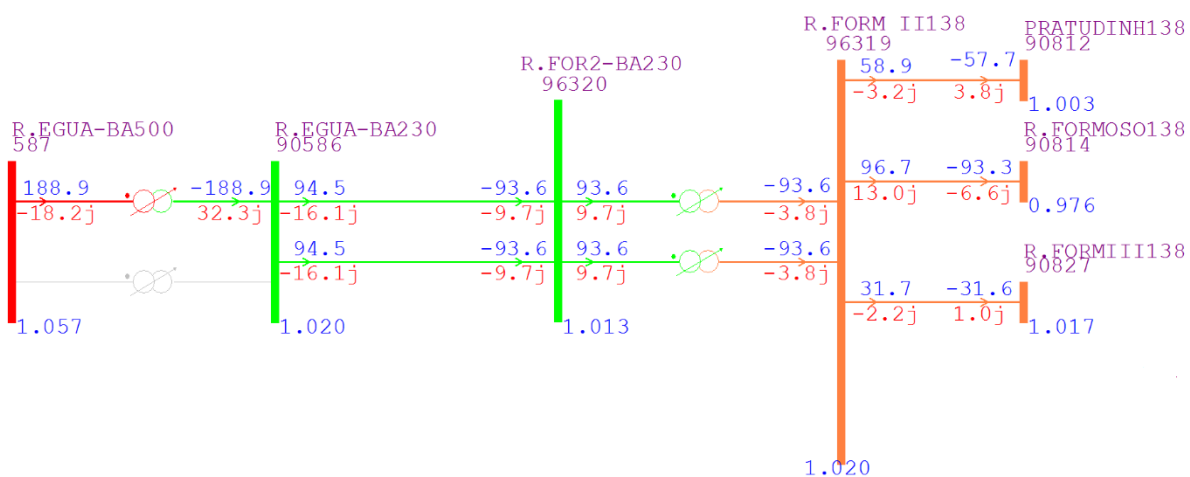


Figura 8-4 - Alternativa 1 – Ano 2024, carga leve – Contingência de 1 TR 500/230 kV na SE Rio das Éguas

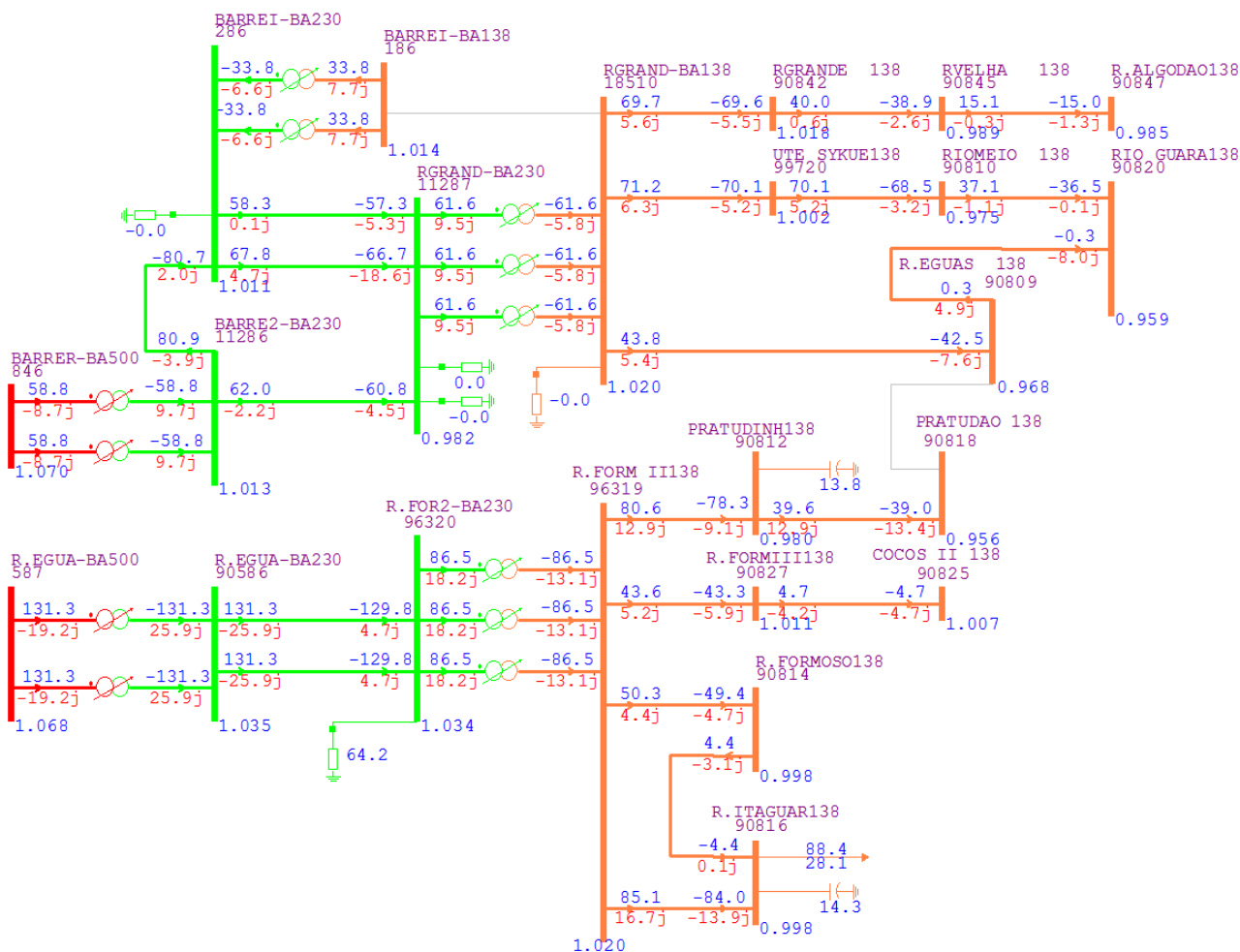


Figura 8-5 - Alternativa 1 – Ano 2033, carga leve - Regime normal de operação

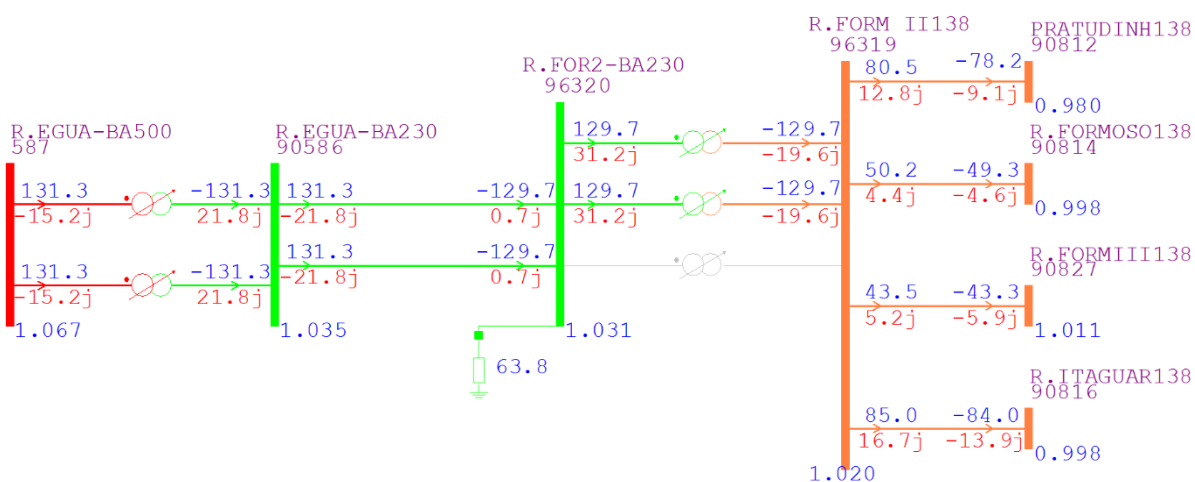


Figura 8-6 - Alternativa 1 - Ano 2033, carga leve – Contingência de 1TR 230/138 kV na SE Rio Formoso II

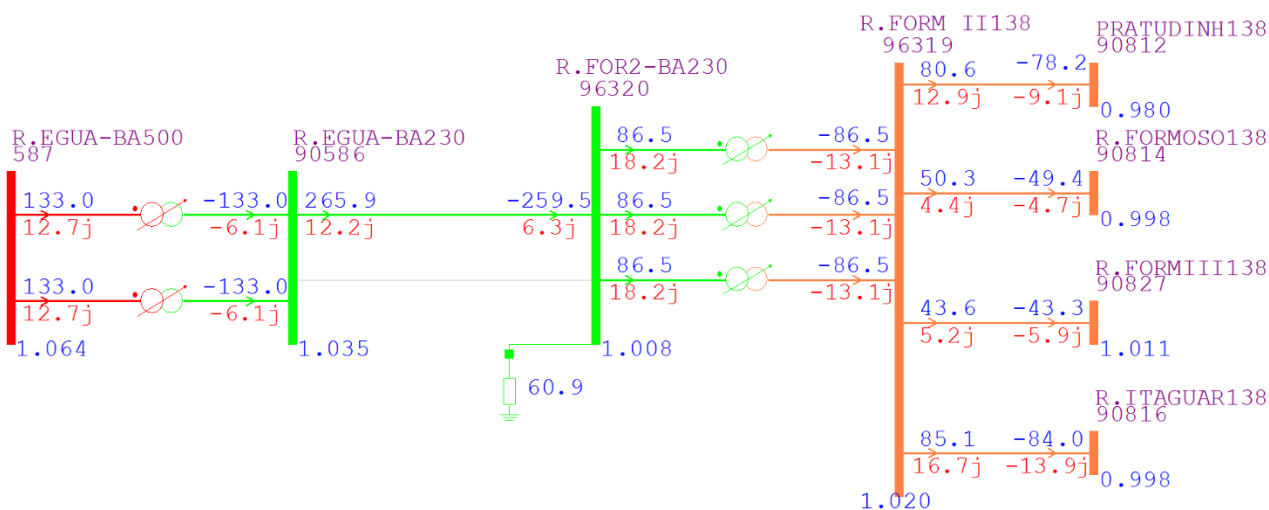


Figura 8-7 - Alternativa 1 – Ano 2033, carga leve – Contingência de um circuito da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II

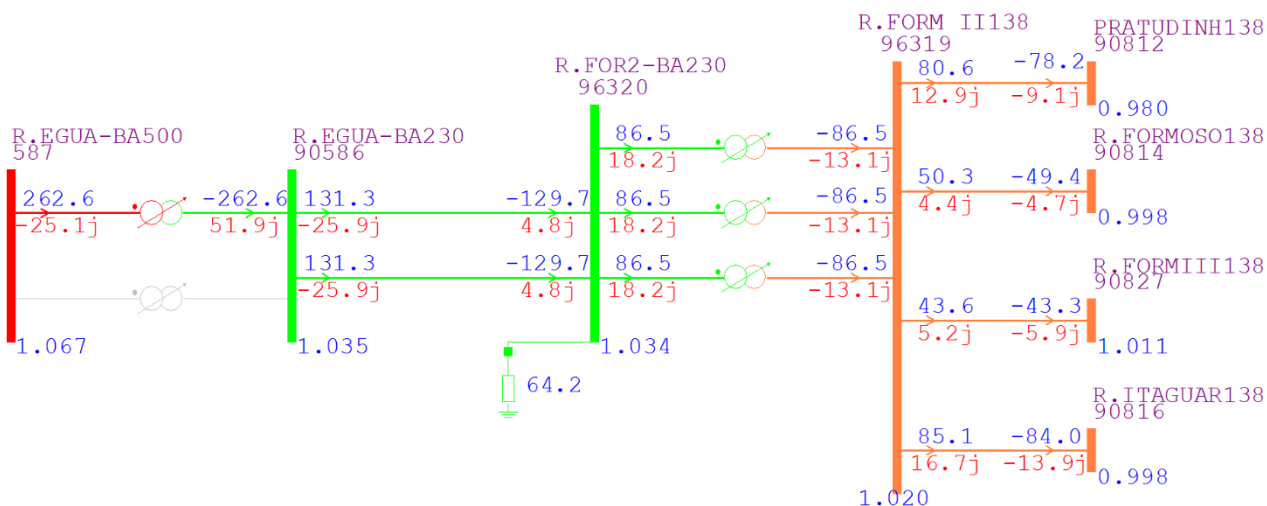


Figura 8-8 - Alternativa 1 – Ano 2033, carga leve – Contingência de 1 TR 500/230 kV na SE Rio das Éguas

As Tabelas 8-1 a 8-4 apresentam os detalhes das obras previstas pela Alternativa 1

Tabela 8-1 - Alternativa 1 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2024	Rio Formoso II	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
		138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		230 kV	2 ATR – 230/138 kV – T – 200 MVA	1º e 2º
2030	Rio Formoso II	230 kV	1 ATR – 230/138 kV – T – 200 MVA	3º
2032	Rio Formoso II	230 kV	Capacitor em Derivação 230 kV, 2 x 30 Mvar 3Φ	1º e 2º

Tabela 8-2 - Alternativa 1 - Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Tensão	Linha de transmissão	Configuração	Extensão
2024	230 kV	LT Rio das Éguas – Rio Grande II C1 e C2	2 x 795 MCM - CD	120 km

Tabela 8-3 - Alternativa 1 - Principais obras em linhas de distribuição

Ano	Tensão	Linha de distribuição	Configuração	Extensão
2024	138 kV	Seccionamento em loop da LD Pratudinho – Rio Formoso na SE Rio Formoso II	1 x 336,4 MCM - CD	2 x 18 km
2024	138 kV	LD Rio Formoso II – Rio Formoso III	1 x 636 MCM – CS	28 km
2025	138 kV	LD Rio Formoso II - Rio Itaguari	1 x 636 MCM - CS	28 km

Tabela 8-4 - Alternativa 1 - Principais obras em subestações de distribuição

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2024	Rio Itaguari	138 kV	Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 14,4 Mvar 3Φ	1º

A Figura 8-9 apresenta a configuração final prevista pela Alternativa 1.

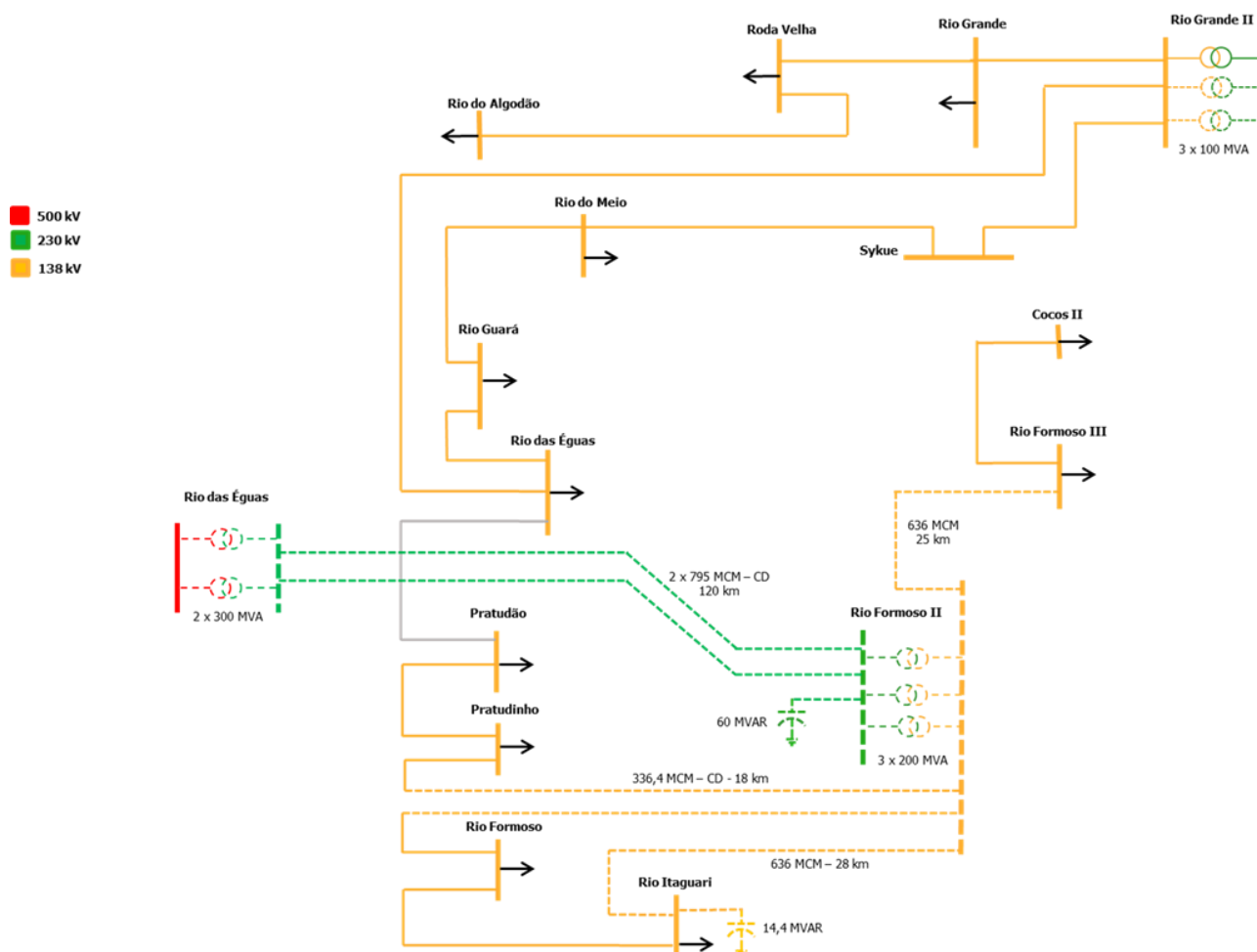


Figura 8-9 – Alternativa 1 - Diagrama esquemático

8.2 Alternativa 2

A nova SE 230/138 kV Rio Formoso II, prevista pela Alternativa 2, conta inicialmente com 2 autotransformadores trifásicos 230/138 kV de 200 MVA. A integração com a rede básica se dá por meio da nova LT 230 kV Rio das Águas – Rio Formoso II, em circuito duplo, condutor 2 x 795 MCM e extensão aproximada de 105 km. A conexão com o sistema de distribuição se dá inicialmente através da LD 138 kV Rio Formoso II – Rio Formoso, em circuito simples, condutor 1 x 795 MCM e extensão aproximada de 0,5 km, e do desvio da LD Pratudinho – Rio Formoso para a SE Rio Formoso II. As subestações de distribuição Rio Formoso III e Cocos II, previstas para 2024, se conectam também à nova SE Rio Formoso II, por meio da LD 138 KV Rio Formoso II – Rio Formoso III e em 2025 é prevista a LD 138 kV Rio Formoso II – Rio Itaguari.

Em 2030, na contingência de 1 transformador 230/138 kV da SE Rio Formoso II é observada sobrecarga na unidade remanescente. Recomenda-se, portanto, a entrada em operação da 3ª unidade.

Da Figura 8-10 a Figura 8-17 são apresentados os resultados das simulações de fluxo de potência, após a implantação dos reforços, em regime normal de operação e para as principais contingências.

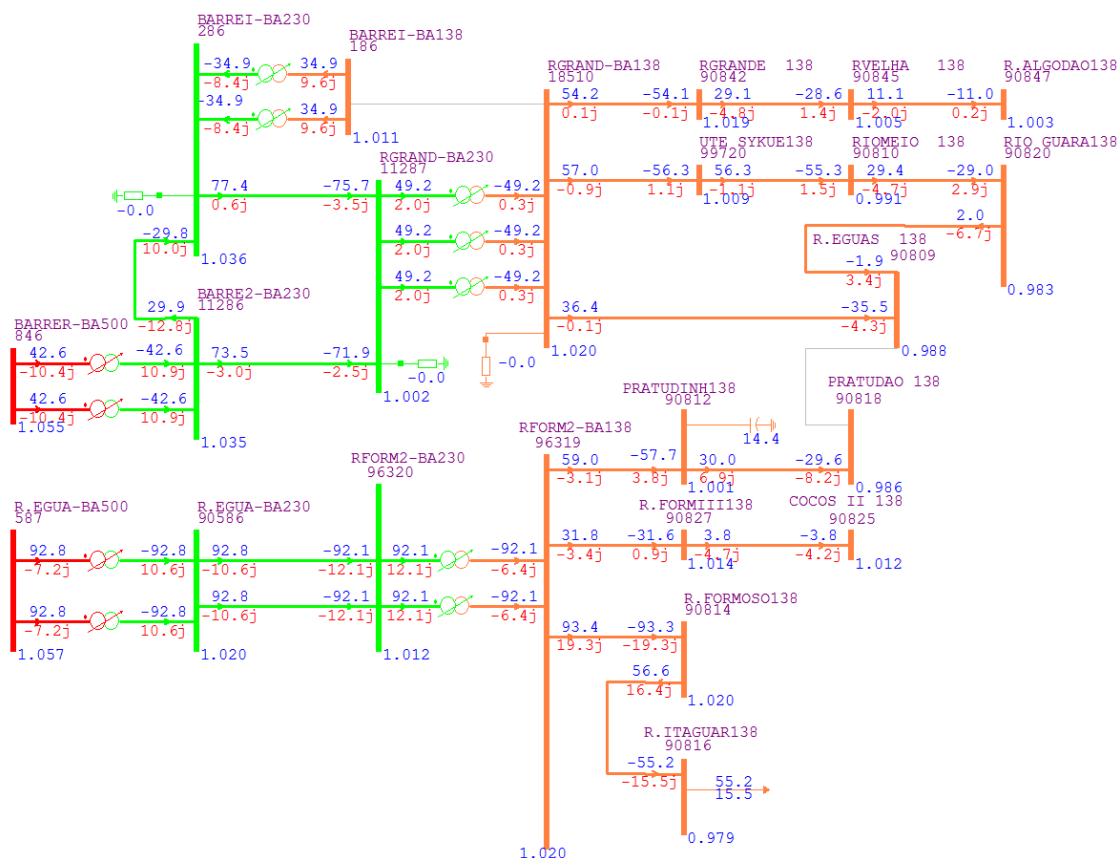


Figura 8-10 - Alternativa 2 – Ano 2024, carga leve - Regime normal de operação

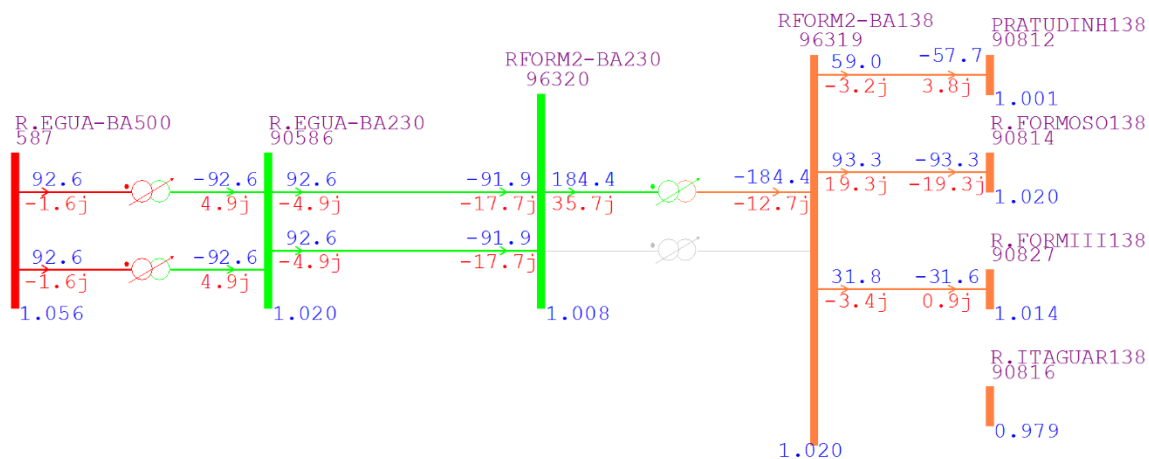


Figura 8-11 - Alternativa 2 - Ano 2024, carga leve – Contingência de 1TR 230/138 kV na SE Rio Formoso II

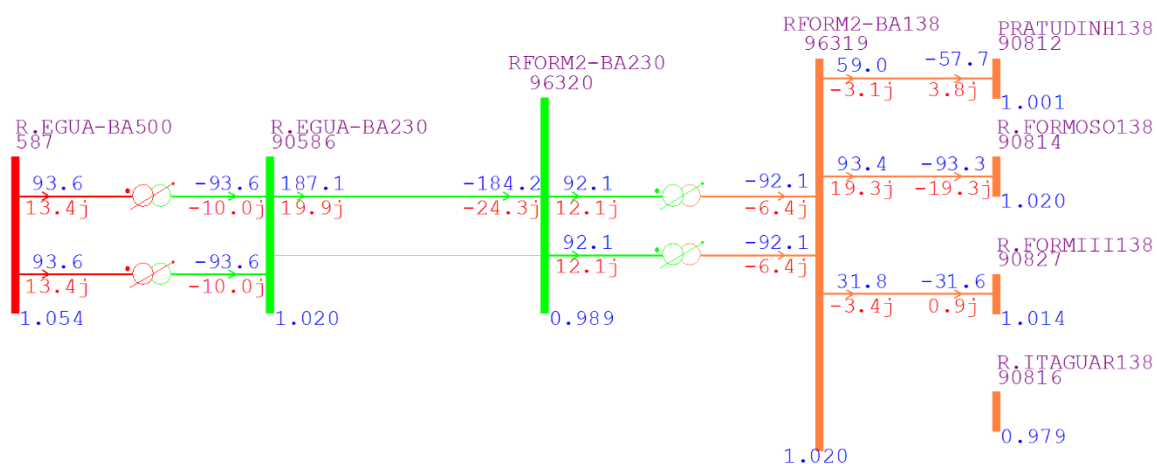


Figura 8-12 - Alternativa 2 – Ano 2024, carga leve – Contingência de um circuito da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II

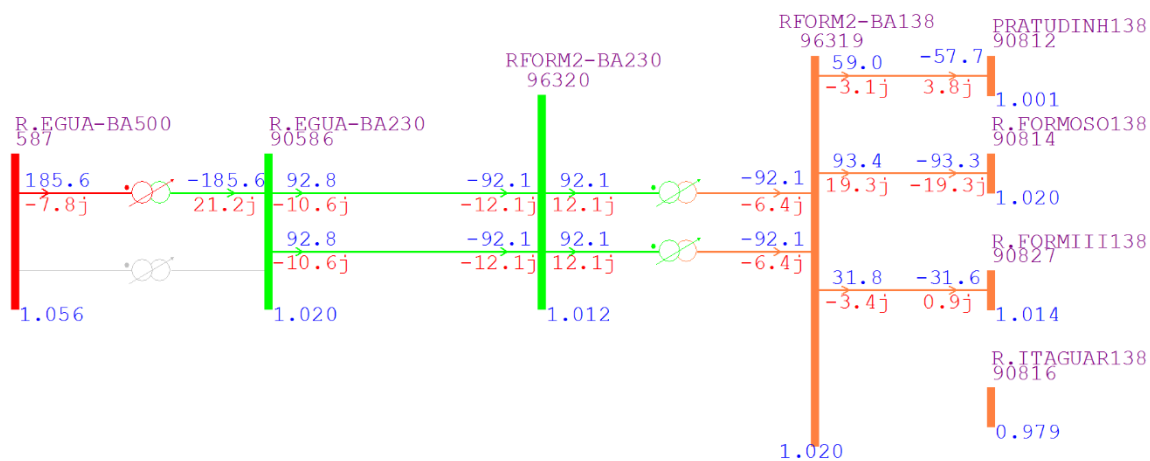


Figura 8-13 - Alternativa 2 – Ano 2024, carga leve – Contingência de 1 TR 500/230 kV na SE Rio das Éguas

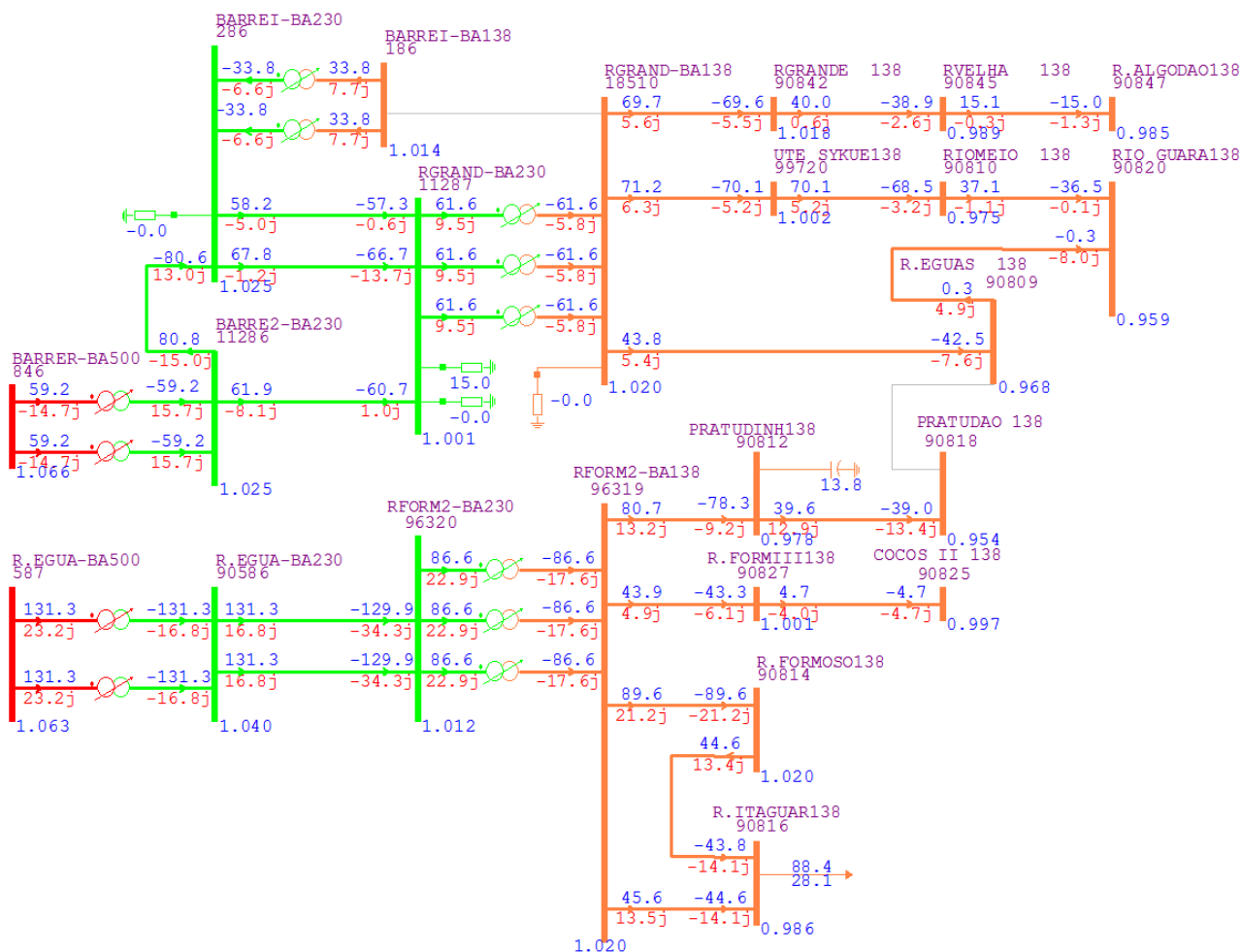


Figura 8-14 - Alternativa 2 – Ano 2033, carga leve - Regime normal de operação

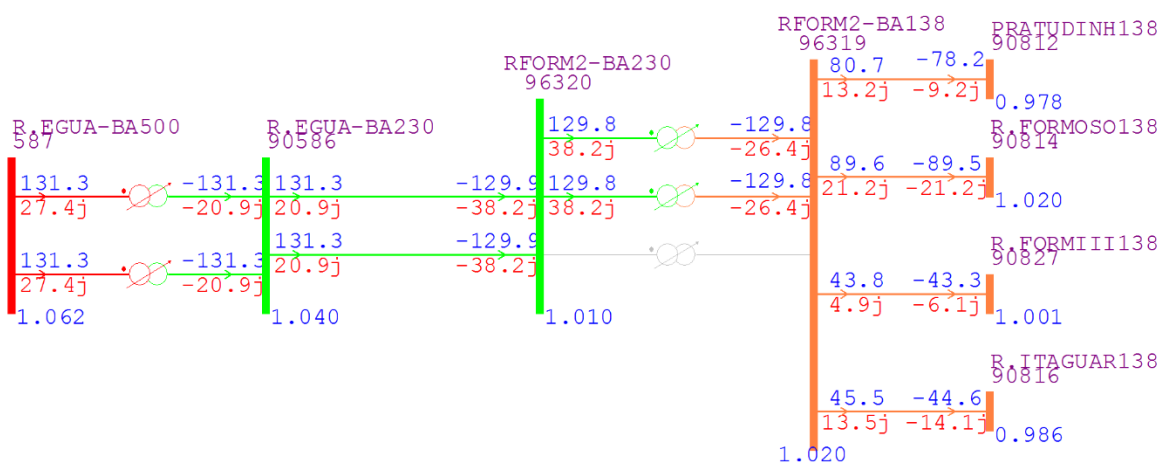


Figura 8-15 - Alternativa 2 - Ano 2033, carga leve – Contingência de 1TR 230/138 kV na SE Rio Formoso II

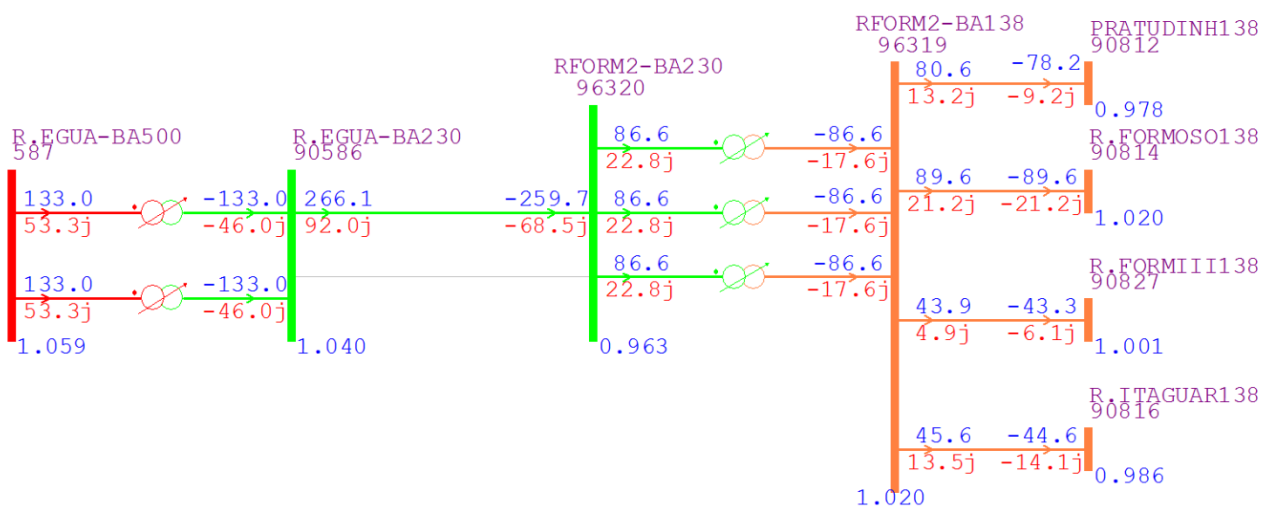


Figura 8-16 - Alternativa 2 – Ano 2033, carga leve – Contingência de um circuito da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II

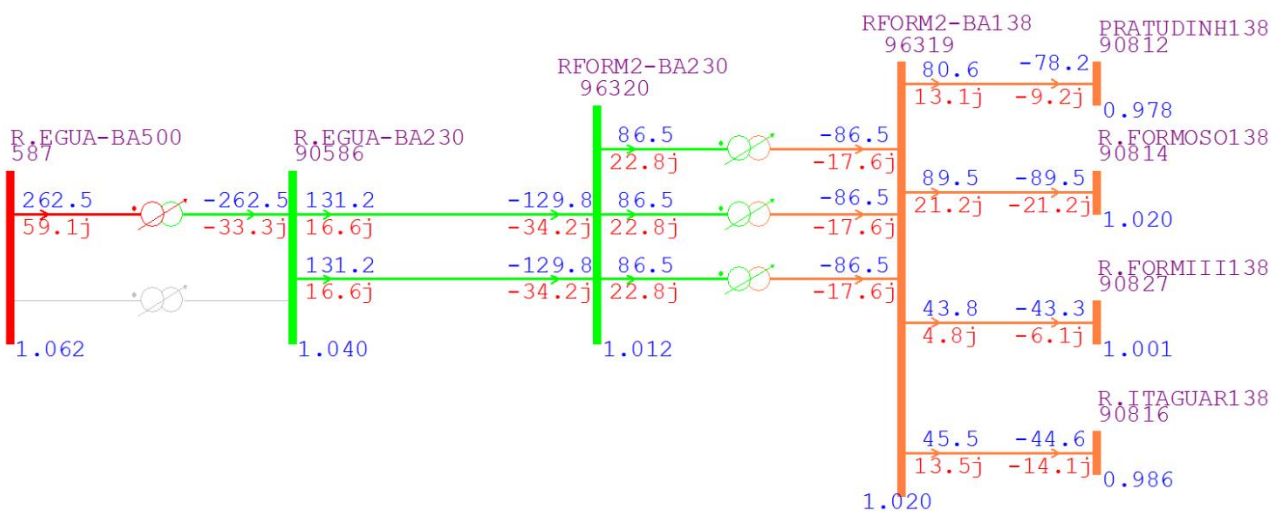


Figura 8-17 - Alternativa 2 – Ano 2033, carga leve – Contingência de 1 TR 500/230 kV na SE Rio das Éguas

As Tabelas 8-5 a 8-7 apresentam os detalhes das obras previstas pela Alternativa 2

Tabela 8-5 – Alternativa 2 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2024	Rio Formoso II	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
		138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		230 kV	2 ATR – 230/138 kV – T – 200 MVA	1º e 2º
2030	Rio Formoso II	230 kV	1 ATR – 230/138 kV – T – 200 MVA	3º

Tabela 8-6 - Alternativa 2 – Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Tensão	Linha de transmissão	Configuração	Extensão
2024	230 kV	LT Rio das Éguas – Rio Formoso II C1 e C2	2 x 795 MCM - CD	105 km

Tabela 8-7 – Alternativa 2 - Principais obras em linhas de distribuição

Ano	Tensão	Linha de distribuição	Configuração	Extensão
2024	138 kV	LD Rio Formoso II – Rio Formoso	1 x 795 MCM - CS	0,5 km
2024	138 kV	desvio da LD Pratudinho – Rio Formoso para Rio Formoso II	1 x 336,4 MCM - CS	0,5 km
2024	138 kV	LD Rio Formoso II – Rio Formoso III	1 x 636 MCM - CS	52 km
2025	138 kV	LD Rio Formoso II - Rio Itaguari	1 x 336,4 MCM - CS	45 km

A Figura 8-10 apresenta a configuração final prevista pela Alternativa 2.

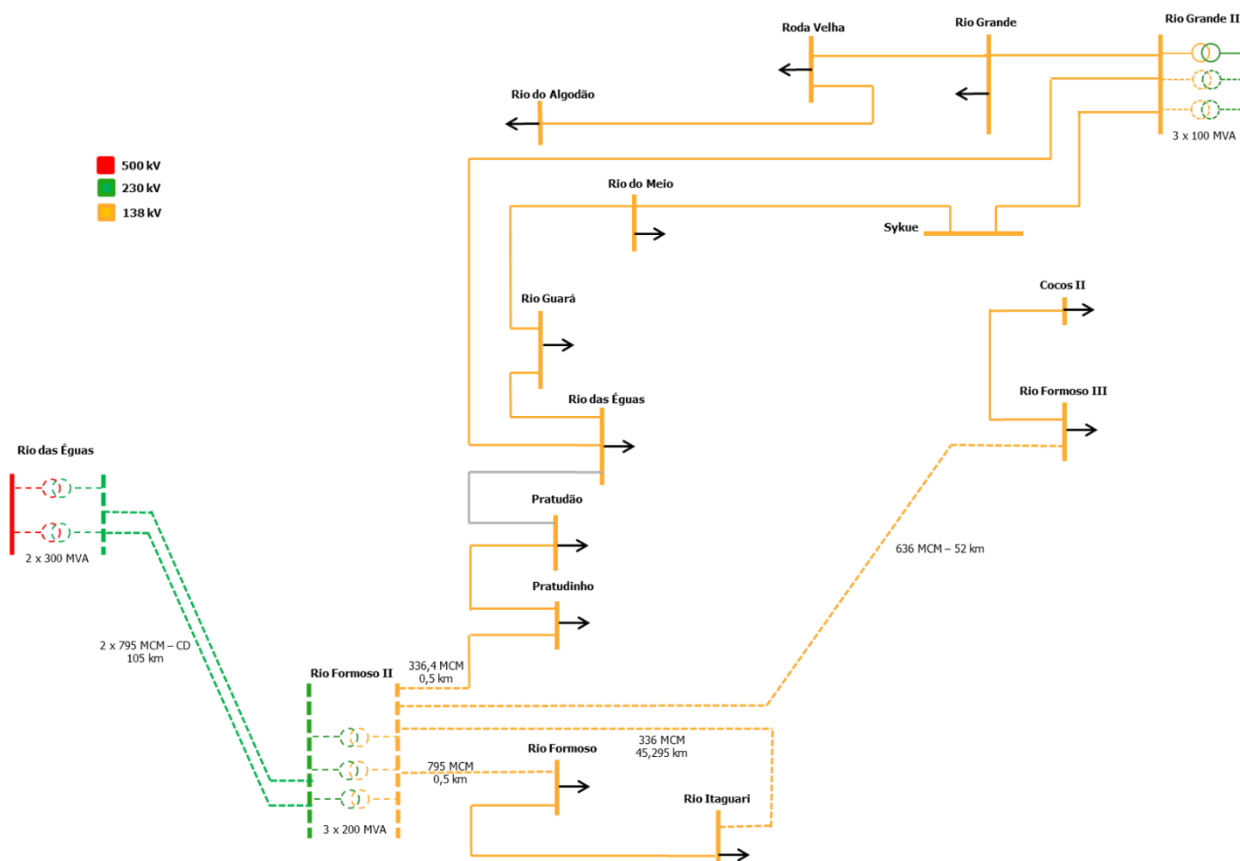


Figura 8-18 – Alternativa 2 – Diagrama esquemático

8.3 Alternativa 3

A Alternativa 3 prevê a instalação de 2 autotransformadores 230/138 kV de 200 MVA na SE Rio das Éguas. A expansão ocorrerá pela rede de 138 kV através da LD 138 kV Rio das Éguas – Pratudão, em circuito duplo, condutor 1 x 954 MCM e cerca de 60 km de extensão, e da LD 138 kV Rio das Éguas – Rio Formoso, também em circuito duplo, condutor 1 x 954 MCM e cerca de 105 km de extensão. Apesar de essas linhas em 138 kV não se configurarem como Rede Básica ou Rede Básica de Fronteira, para que essa alternativa fosse comparável tecnicamente com as demais, considerou-se o atendimento ao critério “N-1”. Dessa forma, o sistema previsto pela Alternativa 3 deve suportar a contingência de um dos circuitos da LD Rio das Éguas – Pratudão ou da LD Rio das Éguas – Rio Formoso.

Nessa alternativa as subestações de distribuição Rio Formoso III e Cocos II, previstas para 2024, se conectam ao sistema existente através da LD 138 kV Pratudinho – Rio Formoso III.

Além disso, já em 2024, é necessária a LD Rio Formoso – Rio Itaguari C2 para evitar subtensões na SE Rio Itaguari na contingência de um dos circuitos da LT Rio das Éguas – Rio Formoso.

Em 2025 é prevista a compensação de reativos por meio da instalação de um banco de capacitores de 28,8 Mvar na SE Rio Formoso 138 kV.

Em 2030, na contingência de 1 transformador 230/138 kV da SE Rio das Éguas é observada sobrecarga na unidade remanescente. Recomenda-se, portanto, a entrada em operação da 3ª unidade. Além disso é prevista a instalação de um banco de capacitores de 14,4 Mvar na SE Rio Itaguari de modo a evitar subtensões na contingência da LD Rio das Éguas – Rio Formoso.

Da Figura 8-19 a Figura 8-28 são apresentados os resultados das simulações de fluxo de potência, após a implantação dos reforços, em regime normal de operação e para as principais contingências.

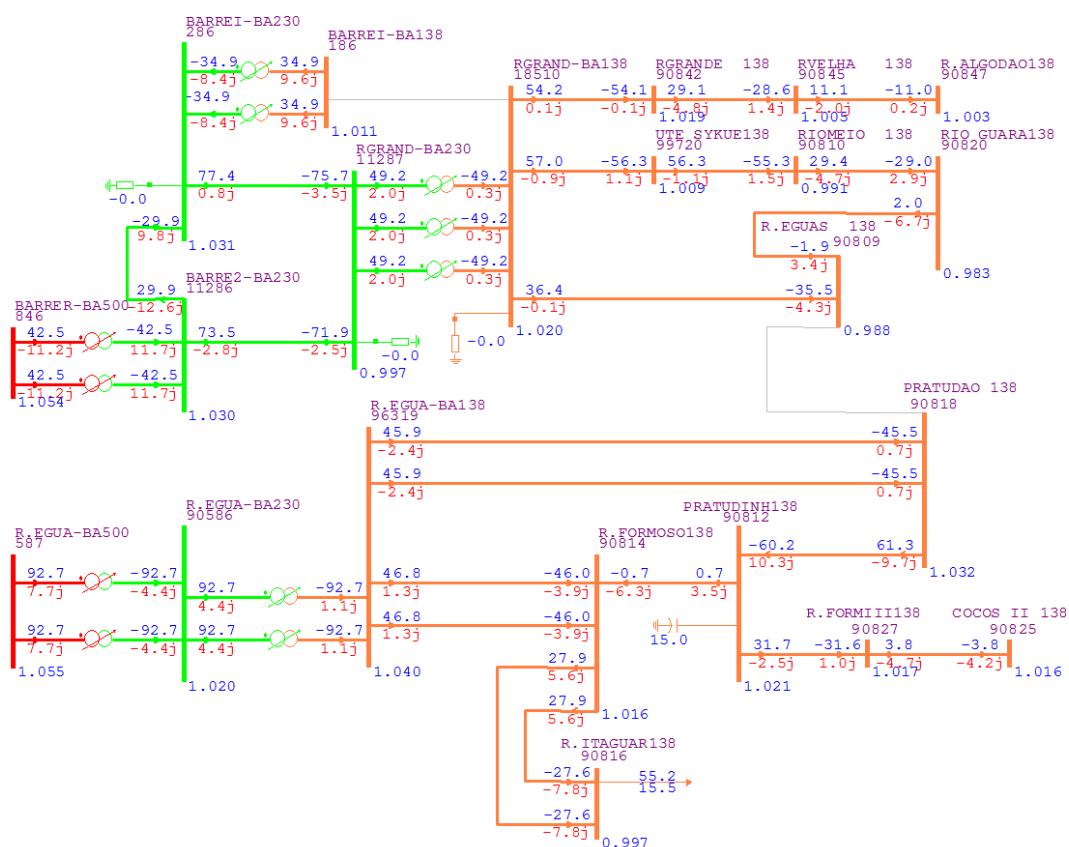


Figura 8-19 – Alternativa 3 – Ano 2024, carga leve - Regime normal de operação

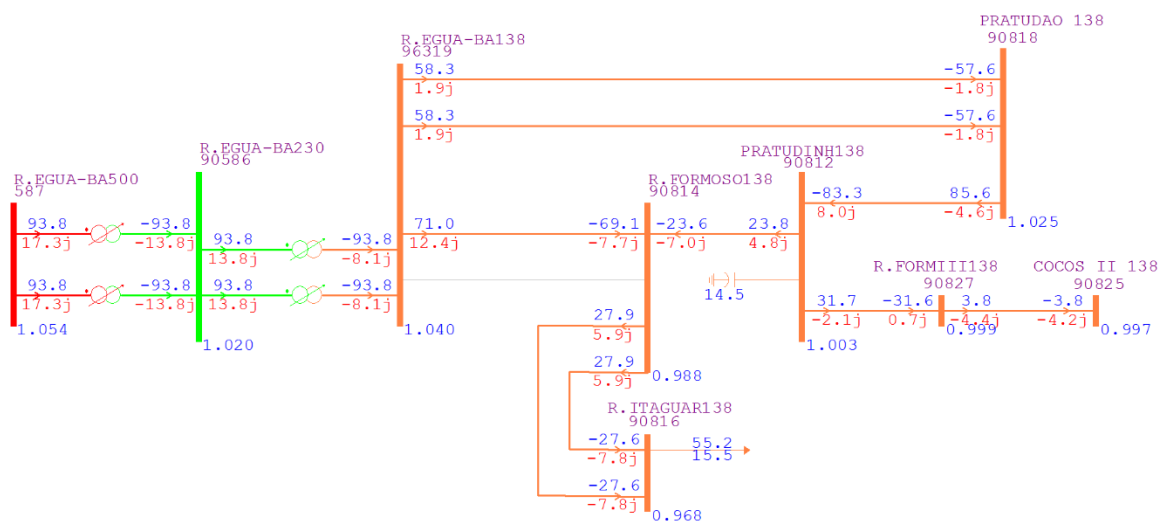


Figura 8-20 - Alternativa 3 – Ano 2024, carga leve – Contingência de um circuito da LD 138 kV Rio das Éguas – Rio Formoso

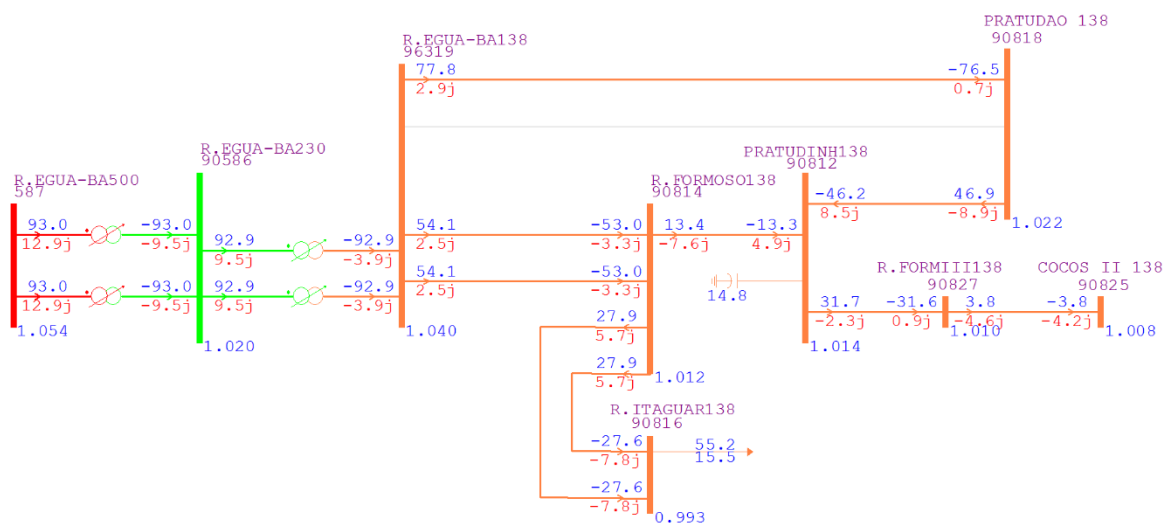


Figura 8-21 - Alternativa 3 – Ano 2024, carga leve – Contingência de um circuito da LD 138 kV Rio das Éguas – Pratudão

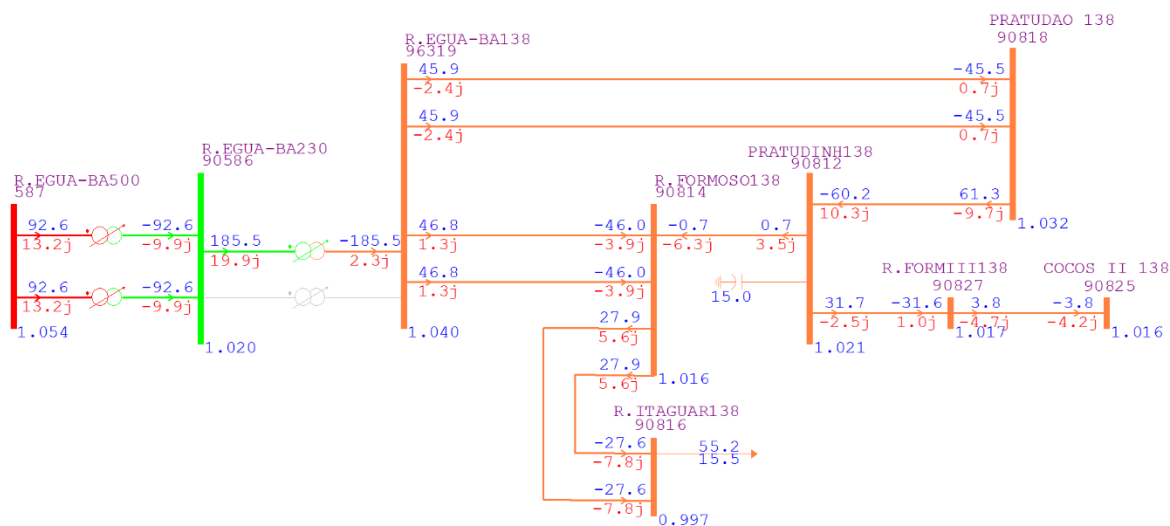


Figura 8-22 - Alternativa 3 – Ano 2024, carga leve – Contingência de 1 TR 230/138 kV na SE Rio das Éguas

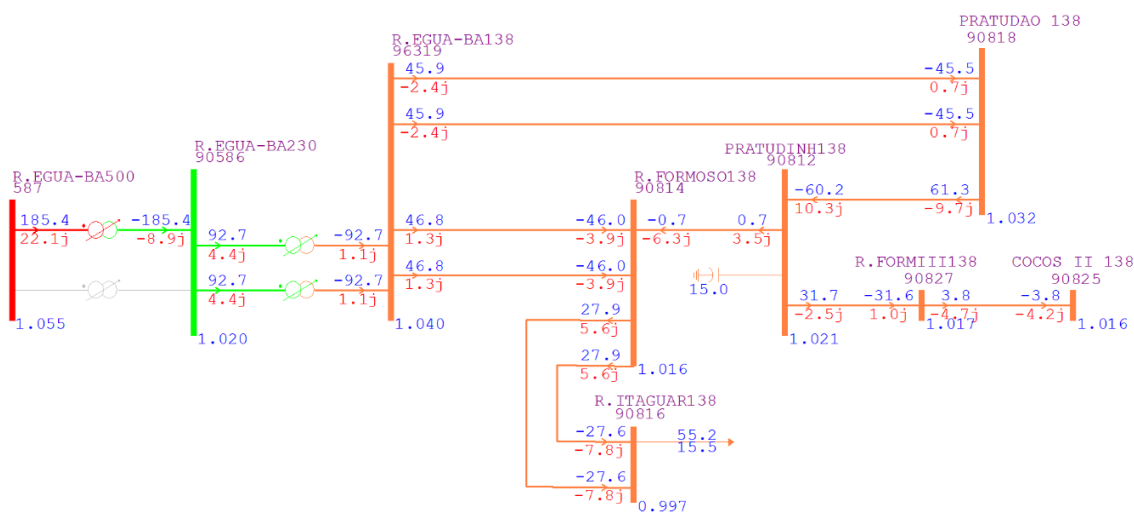
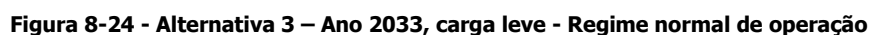


Figura 8-23 - Alternativa 3 – Ano 2024, carga leve – Contingência de 1 TR 500/230 kV na SE Rio das Éguas



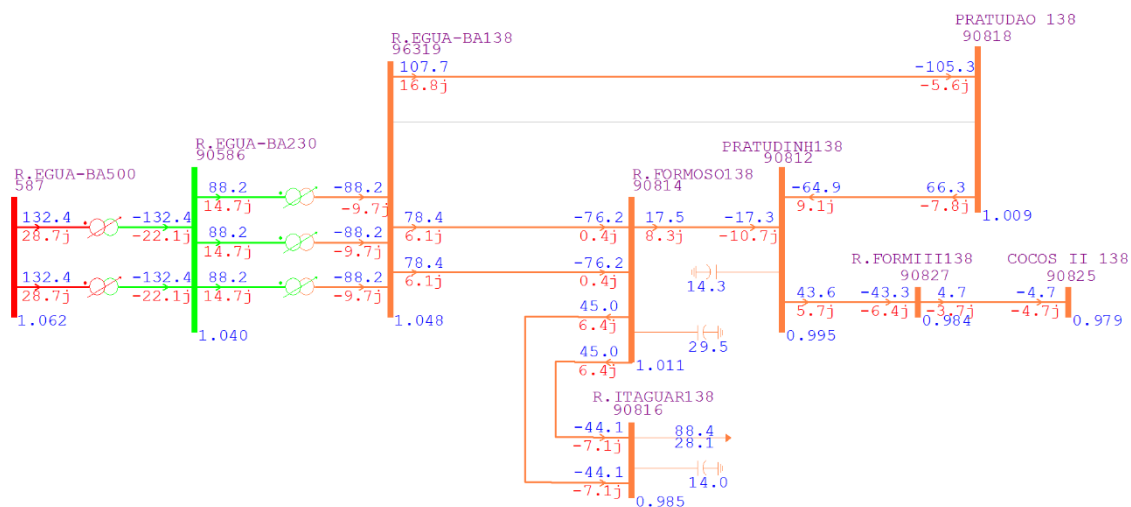


Figura 8-26 - Alternativa 3 – Ano 2033, carga leve – Contingência de um circuito da LD 138 kV Rio das Éguas – Pratudão

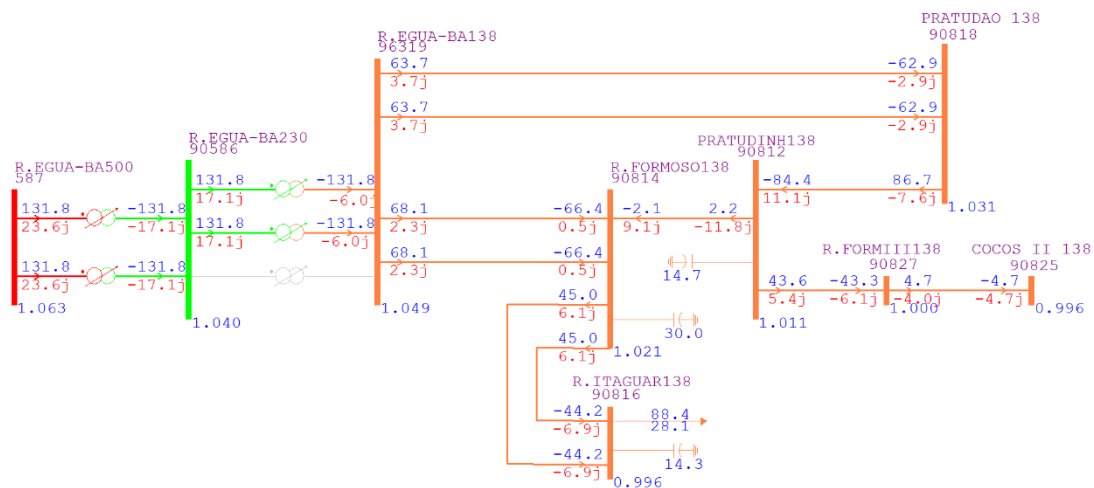


Figura 8-27 - Alternativa 3 – Ano 2033, carga leve – Contingência de 1 TR 230/138 kV na SE Rio das Éguas

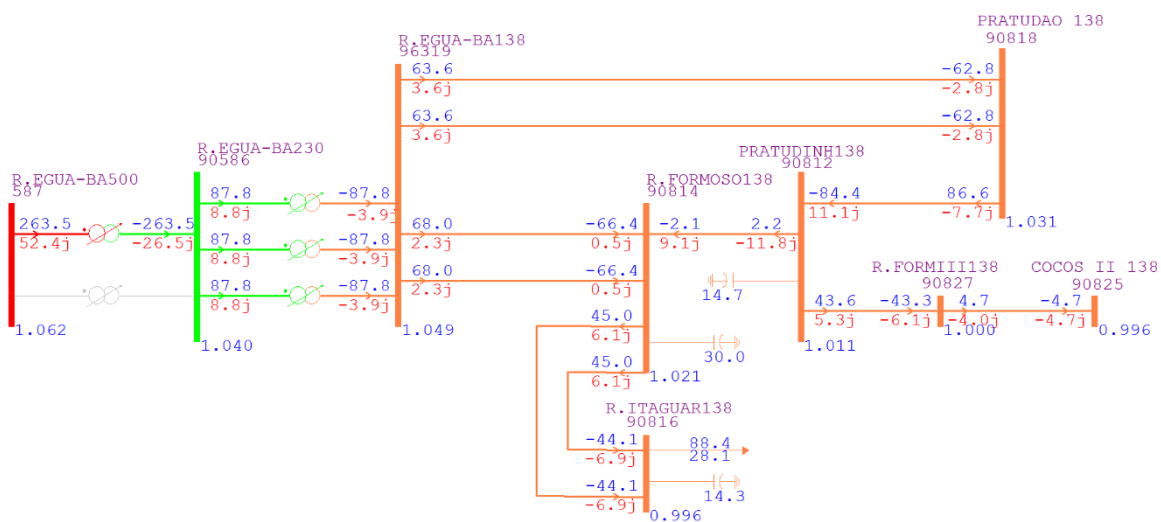


Figura 8-28 - Alternativa 3 – Ano 2033, carga leve – Contingência de 1 TR 500/230 kV na SE Rio das Éguas

As Tabelas 8-8 a 8-10 apresentam os detalhes das obras previstas pela Alternativa 3

Tabela 8-8 - Alternativa 3 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2024	Rio das Éguas	138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
		230 kV	2 ATR – 230/138 kV – T – 200 MVA	1º e 2º
2030	Rio das Éguas	230 kV	1 ATR – 230/138 kV – T – 200 MVA	3º

Tabela 8-9 - Alternativa 3 - Principais obras em linhas de distribuição

Ano	Tensão	Linha de distribuição	Configuração	Extensão
2024	138 kV	LD Rio das Éguas – Pratudão C1 e C2	1 x 954 MCM - CD	60 km
2024	138 kV	LD Rio das Éguas – Rio Formoso C1 e C2	1 x 954 MCM - CD	105 km
2024	138 kV	LD Rio Formoso - Rio Itaguari	1 x 336,4 MCM - CS	45 km
2024	138 kV	LD Pratudinho – Rio Formoso III	1 x 636 MCM – CS	30 km

Tabela 8-10 - Alternativa 3 - Principais obras em subestações de distribuição

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2024	Rio Formoso	138 kV	Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 28,8 Mvar 3Φ	1º
2030	Rio Itaquari	138 kV	Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 14,4 Mvar 3Φ	1º

A Figura 8-29 apresenta a configuração final prevista pela Alternativa 3.

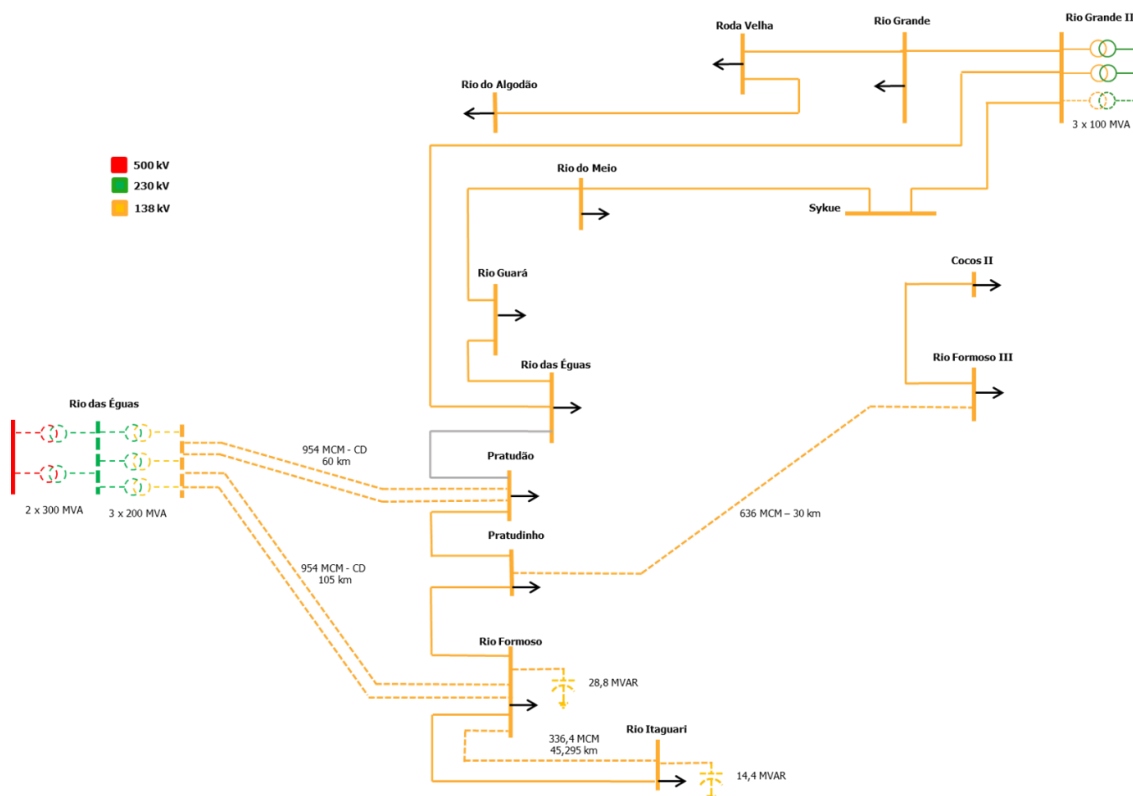


Figura 8-29 – Alternativa 3 – Diagrama esquemático

8.4 Obras comuns

Já em 2024, ano inicial do estudo, na contingência de 1 transformador 230/138 kV da SE Rio Grande II é observada sobrecarga nas unidades remanescentes. Recomenda-se, portanto, a entrada em operação da 3ª unidade.

A partir de 2026 o sistema passa a não suportar a contingência da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II e apresenta subtensão na SE Rio Grande II na contingência da LT 230 kV Barreiras II – Rio Grande II, conforme mostrada na Figura 8-30. Como solução recomenda-se em 2026 a instalação de um banco de capacitores 15 Mvar na SE Rio Grande II e em 2029 a LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II C2, condutor 1 x 556,5 MCM e extensão aproximada de 108 km.

Como alternativa à LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II C2, foi avaliada a instalação de um compensador estático -50/+100 Mvar na SE Rio Grande II 230 kV, que também garantiria que o sistema suportasse as contingências estudadas. A comparação econômica dessas duas soluções, levando-se em conta custos de investimento e impacto nas perdas elétricas, mostrou que a LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II C2 seria mais vantajosa, visto que a solução com compensador estático se mostrou 4,3% mais cara.

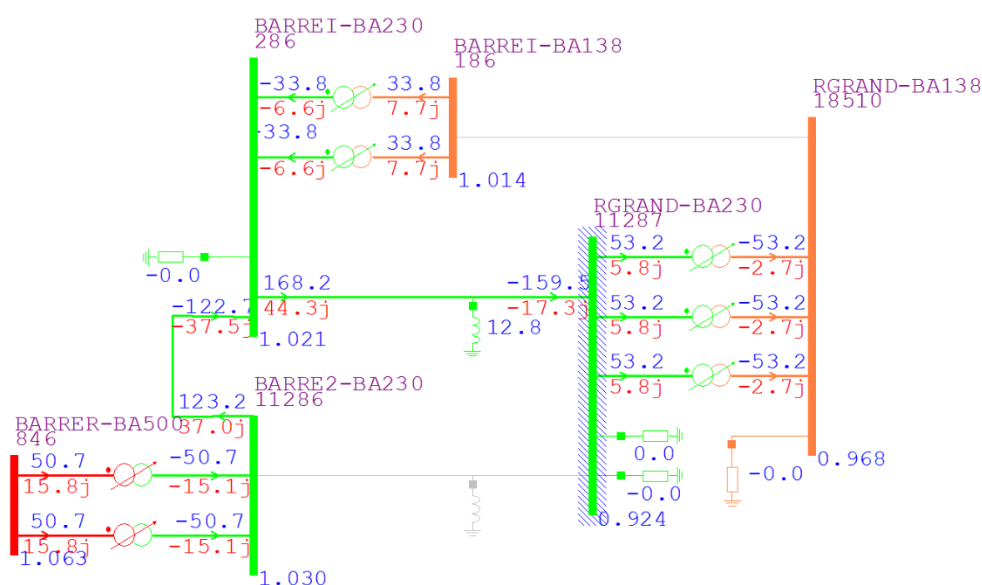


Figura 8-30 – Ano 2026, contingência da LT Barreiras II – Rio Grande II

Da Figura 8-31 a Figura 8-38 são apresentados os resultados das simulações de fluxo de potência, após a implantação dos reforços, em regime normal de operação e para as principais contingências.

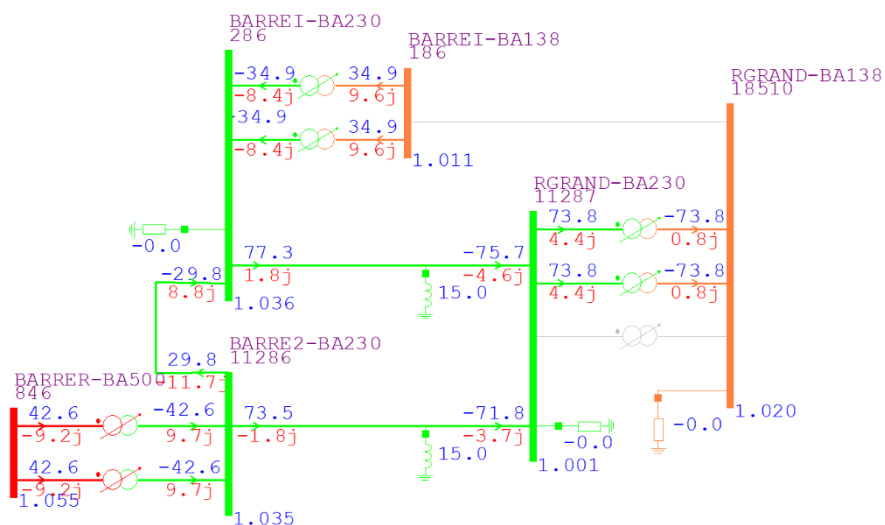


Figura 8-31 - Obras comuns, ano 2024, carga leve – Contingencia de 1 ATR 230/138 kV na SE Rio Grande II

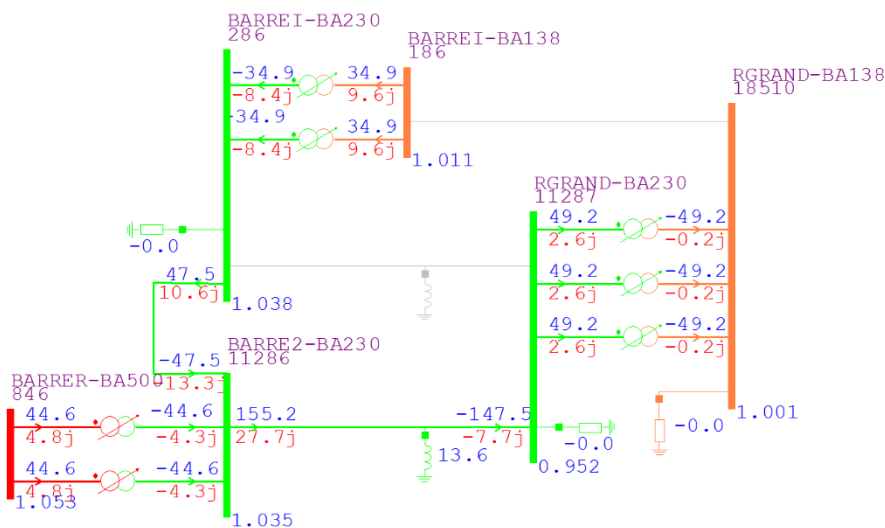


Figura 8-32 - Ano 2024, carga leve – Contingencia da LT Barreiras – Rio Grande II

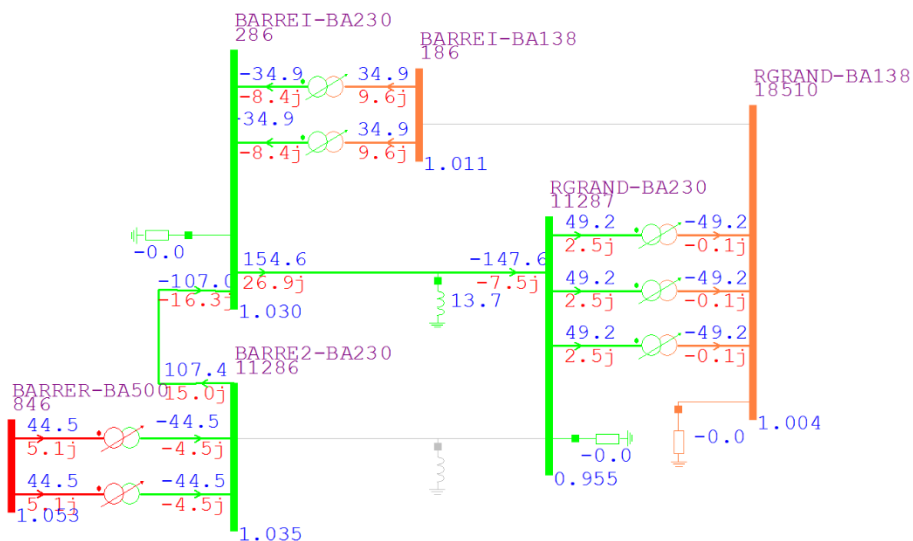


Figura 8-33 - Ano 2024, carga leve - Contingencia da LT 230 kV Barreiras II – Rio Grande II

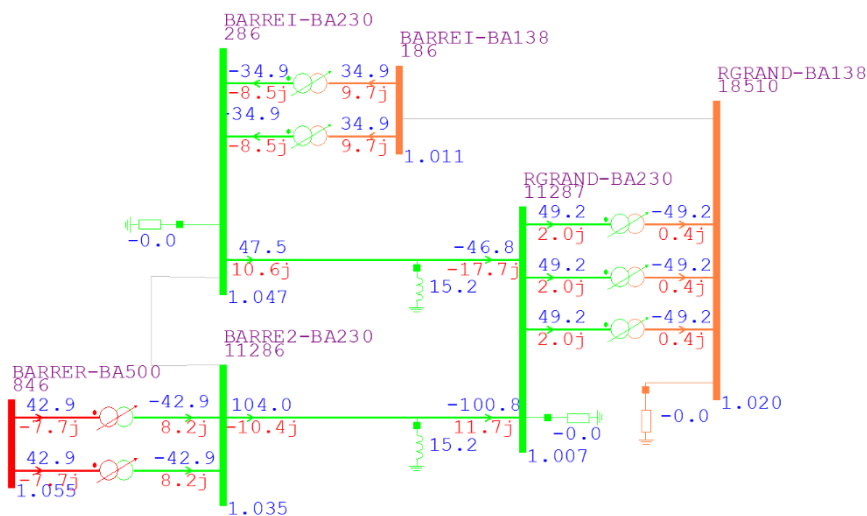


Figura 8-34 – Ano 2024, carga leve - Contingencia da LT 230 kV Barreiras – Barreiras II

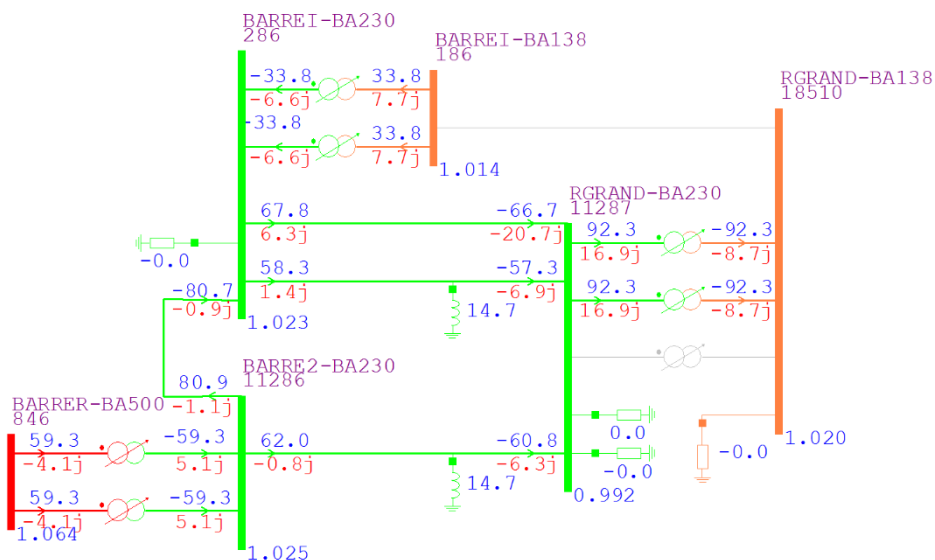


Figura 8-35 - Ano 2033, carga leve – Contingencia de 1 ATR 230/138 kV na SE Rio Grande II

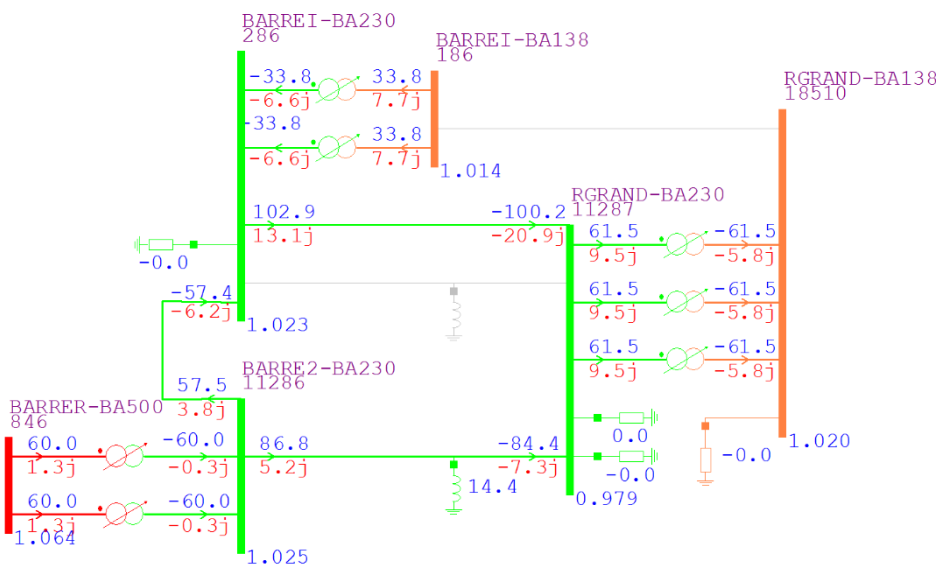


Figura 8-36 - Ano 2033, carga leve - Contingencia da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II

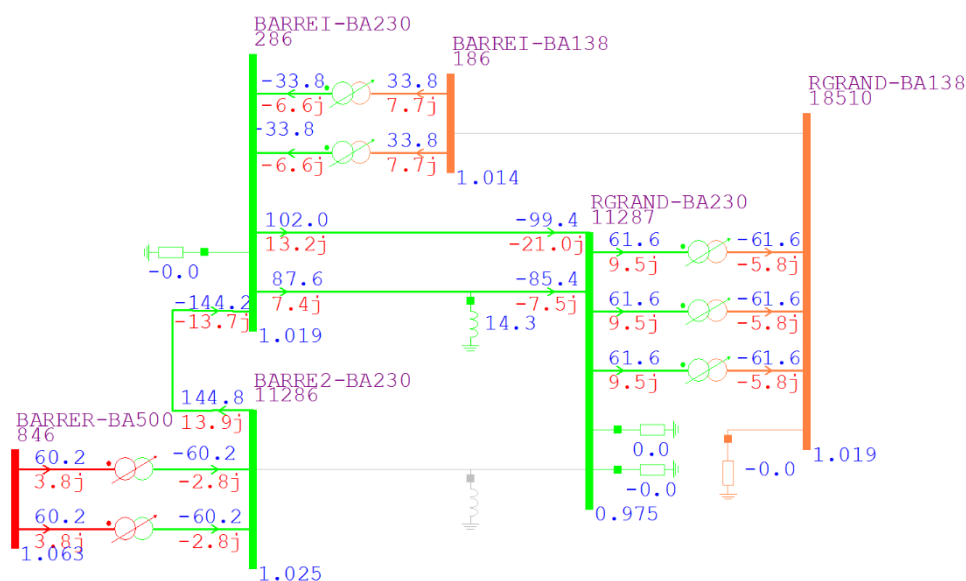


Figura 8-37 - Ano 2033, carga leve - Contingencia da LT 230 kV Barreiras II – Rio Grande II

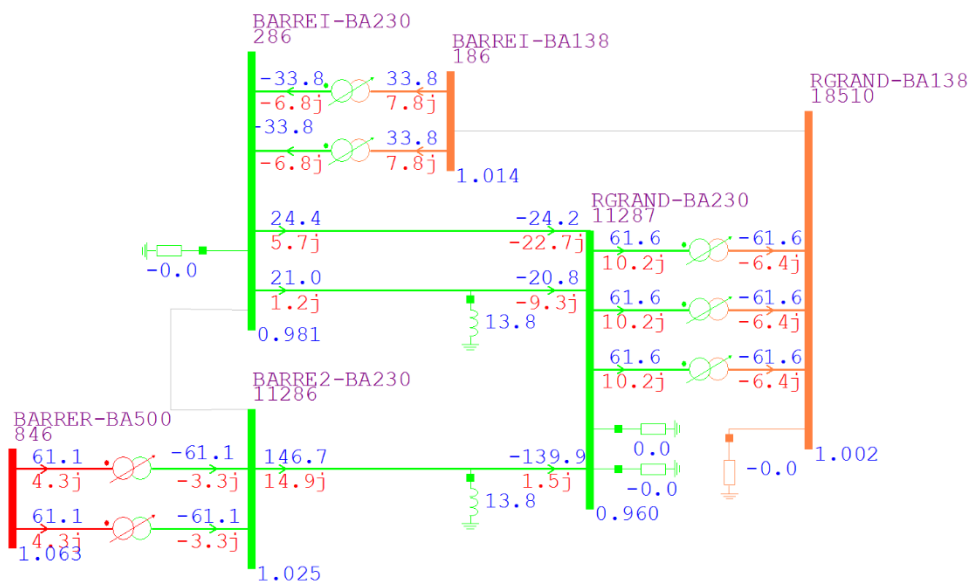


Figura 8-38 - Ano 2033, carga leve - Contingencia da LT 230 kV Barreiras – Barreiras II

9 ANÁLISE ECONÔMICA

Os custos utilizados na comparação econômica das alternativas são os que constam no documento "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2017", Ref.[5]. Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2024 com taxa de retorno de 8% ao ano. Ressalta-se que esses valores são utilizados apenas para comparação de alternativas, não servindo como base para orçamentos.

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas é utilizado o método dos rendimentos necessários com o truncamento das séries temporais no ano horizonte 2033.

Os custos referentes ao diferencial de perdas elétricas de cada alternativa, em relação àquela de menores perdas, foram estimados considerando as simulações nos patamares de carga leve, média e pesada, e cenários seco e úmido. Para fins de valoração das perdas elétricas, considerou-se que os cenários norte seco e norte úmido possuem tempos de permanência iguais durante um ano, isto é, 50% cada. Já para os patamares de carga, considerou-se os tempos de permanência de 7, 14 e 3 horas para carga leve, média e pesada, respectivamente. O custo considerado para as perdas elétricas foi de 217 R\$/MWh e taxa de retorno de 8% ao ano, referidos a 2024. O detalhamento das perdas elétricas em cada um dos cenários e patamares é apresentado no Anexo 16.3.

A tabela 9-1 e o gráfico da figura 9-1 mostram a comparação econômica das alternativas

Tabela 9-1 - Comparação econômica

Comparação Econômica (R\$x1000)					
Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1	142.986,66	7.231,77	150.218,43	111,4%	3º
Alternativa 2	134.806,02	0,00	134.806,02	100,0%	1º
Alternativa 3	134.323,96	10.794,20	145.118,16	107,6%	2º

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

O plano de obras das alternativas e custos associados estão apresentados no Anexo 16.4.

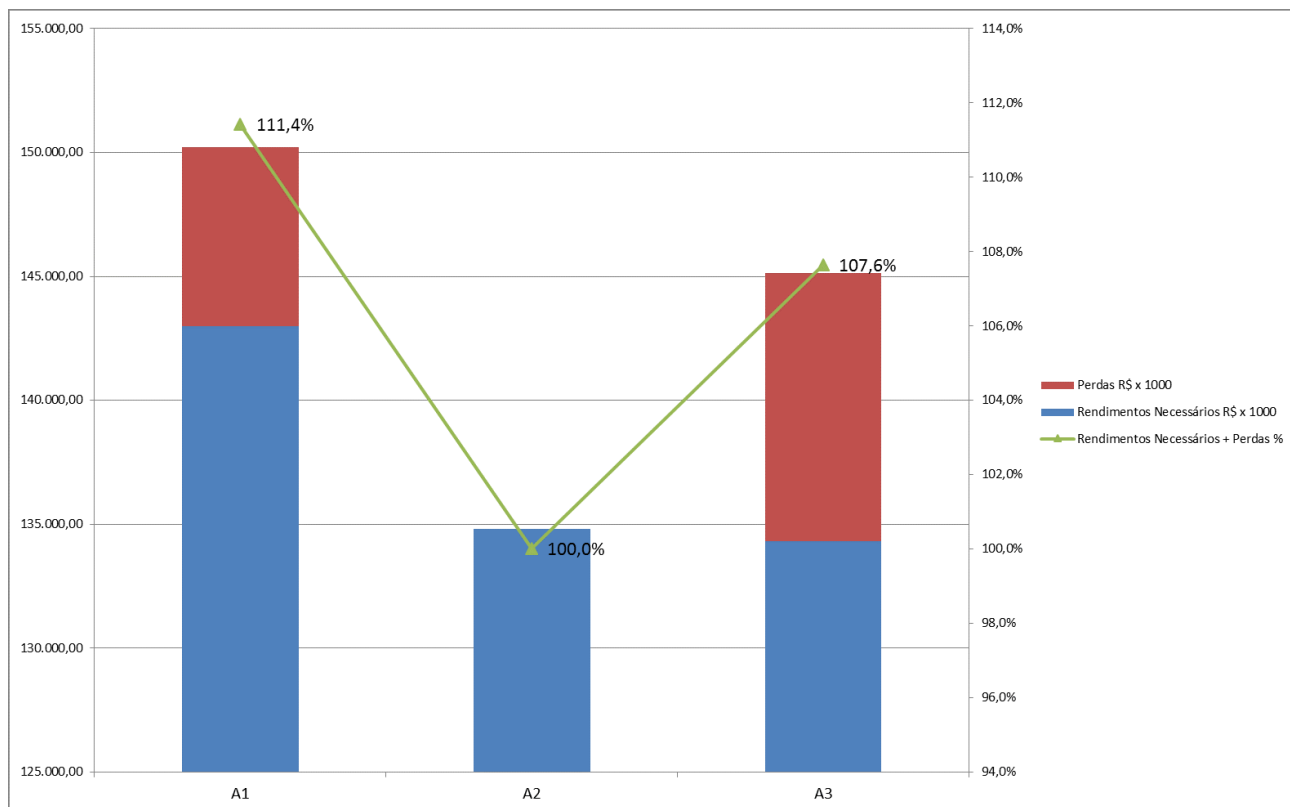


Figura 9-1 - Comparação econômica das alternativas

10 ANÁLISE DE CONDUTOR ECONÔMICO

10.1 Linha de Transmissão

As premissas expostas ao longo do relatório evidenciaram para a alternativa vencedora, com nível de tensão em 230 kV, a necessidade da utilização de uma solução em circuito duplo. De acordo com as análises realizadas no presente capítulo, recomenda-se para as LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II CD a solução de 2 subcondutores TERN (795 MCM) por fase, por ser uma solução robusta para o referido empreendimento, necessário e recomendado para equacionamento do atendimento elétrico à Região Oeste da Bahia.

A determinação do condutor ótimo foi calculada através do programa Elektra, desenvolvido pelo CEPEL. A análise foi realizada considerando um ou dois sub condutores por fase. Os resultados para soluções com um sub condutor por fase evidenciaram que os custos das perdas possuem uma influência considerável no custo total da solução (custo de instalação mais custo das perdas), de maneira que as soluções mais econômicas com um sub condutor por fase ocorrem para bitolas expressivamente elevadas e não usuais para linhas de transmissão com nível de tensão em 230 kV. Além disso, as soluções que consideram dois sub condutores por fase apresentaram custos mais reduzidos e, diante do exposto, este capítulo tem por foco as análises realizadas com essa configuração. Os cálculos realizados utilizaram as seguintes premissas:

- Custo Marginal de expansão (CME) para cálculo das perdas: 217,00 R\$/MWh;
- taxa de desconto anual: 8%;
- 100% das estruturas consideradas foram consideradas autoportantes;
- resistividade do solo igual a 1000 Ω .m;
- feixes simétricos com 0,457 m de espaçamento entre condutores (para a situação de dois subcondutores por fase);
- banco de custos da ANEEL 2017; e
- fluxos de potência para cenários de carga leve, média e pesada e suas respectivas permanências, bem como fluxos em situações de emergência.

Os fluxos utilizados nos estudos iniciais de viabilidade são realizados para patamares de cargas máximas coincidentes em cada cenário. Os cenários considerados são descritos a seguir:

- Cenário norte úmido patamar de carga leve.
- Cenário norte úmido patamar de carga média.
- Cenário norte úmido patamar de carga pesada.
- Cenário norte seco patamar de carga leve.

- Cenário norte seco patamar de carga média.
- Cenário norte seco patamar de carga pesada.

As disposições geométricas do centro do feixe de cada circuito, por fase, são apresentadas na Tabela 10-1. A silhueta da torre típica é ilustrada na Figura 10-1.



Faixa de passagem = 39,3 m

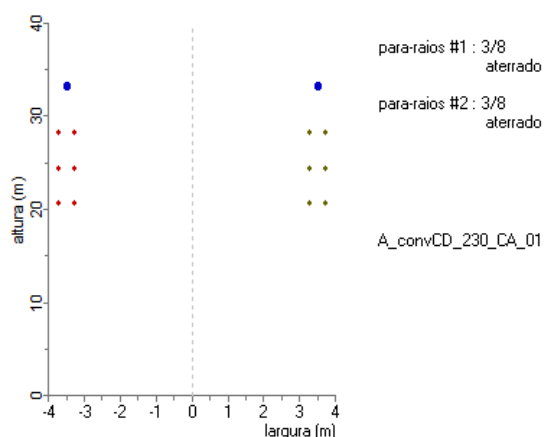


Figura 10-1 - Disposição geométrica dos condutores, circuito duplo 230kV, configuração com dois subcondutores por fase. O espaçamento entre os subcondutores é de 45,7 cm

Tabela 10-1 - Coordenadas dos condutores (centro do feixe para configuração de dois condutores por fase) na torre típica da LT 230 kV, circuito duplo

	Circuito 1		Circuito 2	
	X(m)	Y(m)	X(m)	Y(m)
Feixe A	-3,50	20,70	3,50	20,70
Feixe B	-3,50	24,51	3,50	24,51
Feixe C	-3,50	28,32	3,50	28,32
Pára-raios	-3,50	33,32	3,50	33,32

A utilização das curvas de carga com permanência constante ao longo de cada um dos cenários descritos, possibilitou estimar os fatores de carga para um período de 30 anos. Essa estimativa gerou como resultado fatores de carga e de perda para cada ano em uma faixa compreendida entre: (i) 0,64 e 0,72 e (ii) 0,4 e 0,52, respectivamente. A avaliação dos fluxos observados no estudo,

associados aos fatores de perda calculados, é fundamental para o cálculo das perdas e, conseqüentemente, dos custos da linha de transmissão avaliada neste capítulo.

Além dos critérios listados, foram observadas restrições relativas a campos magnético e elétrico dentro e fora da faixa de passagem típica, bem como níveis de ruído audível, radio interferência e balanço máximo da cadeia de isoladores, de forma a definir a faixa de passagem.

A Figura 10-2 apresenta os custos (R\$/km) totais, da instalação e das perdas em função da bitola do cabo condutor (MCM), resultantes da otimização técnico-econômica da linha para o universo de condutores candidatos, tipo CAA, tecnicamente viáveis.

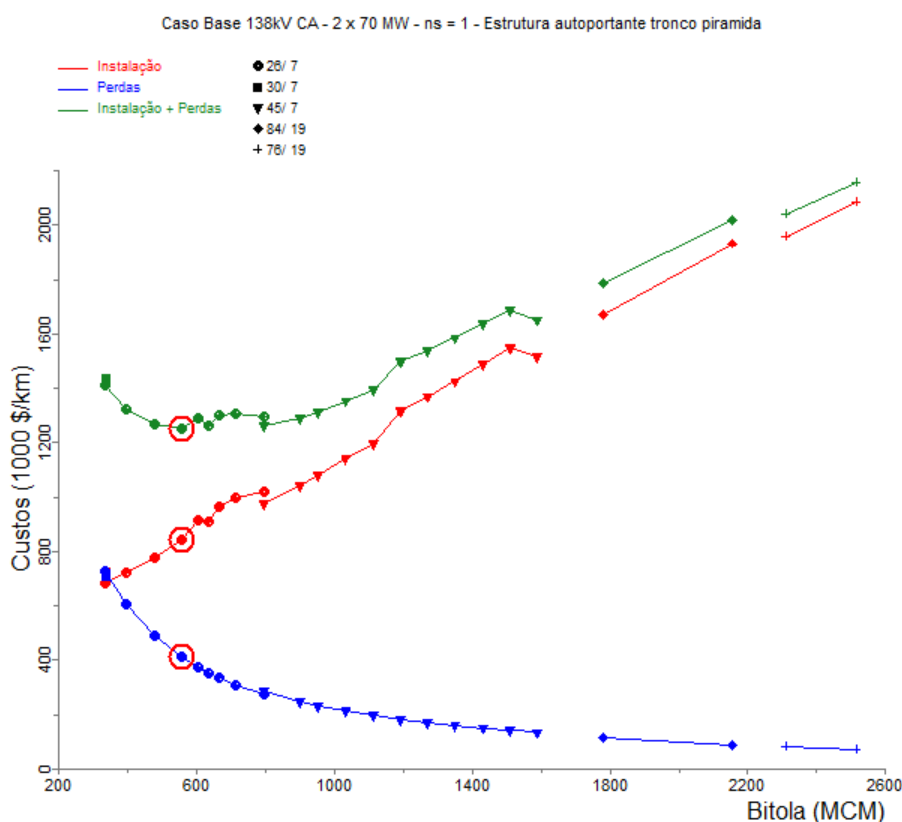


Figura 10-2 – Custos em função da bitola do cabo condutor - LT 230 Rio das Éguas – Rio Formoso CD, configuração com dois subcondutores por fase

Conforme mostrado na Figura 10-2, a solução com 2 subcondutores de 556,5 MCM (DOVE) é a que possui menor custo total para a LT avaliada. Após análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções de menor custo total, considerando uma margem de diferença de 3% entre as soluções candidatas, são aquelas apresentadas na Tabela 10-2.

Por outro lado, é possível observar, ainda na Tabela 10-2, que a solução utilizando 2 condutores TERN (795 MCM) está próxima economicamente da solução utilizando 2 condutores DOVE (556,5

MCM), no limite do critério de 3%, sendo uma solução mais factível e robusta. Assim, dentre as soluções candidatas, será adotada a solução utilizando 2 subcondutores TERN por fase.

Tabela 10-2 - Condutores com menor custo total

Condutor				Custo (R\$x1000)			Custo total em relação ao menor custo total (%)
Nome Código	Número de subcond. por fase	Bitola (MCM)	Formação Al/Aço	Instalação	Perdas	Total	
HAWK	2	477	26/ 7	777,64	491,7	1269,34	101,2
DOVE	2	556,5	26/ 7	842,78	411,55	1254,33	100,0
SQUAB	2	605	26/ 7	913,91	374,35	1288,25	102,7
GROSBEAK	2	636	26/ 7	908,4	353,29	1261,69	100,6
TERN	2	795	45/ 7	976,75	284,87	1261,62	100,6

A Figura 10-3 extraída do Elektra, apresenta um sumário dos resultados técnicos para a linha avaliada com o feixe de condutores 2 x TERN por fase.

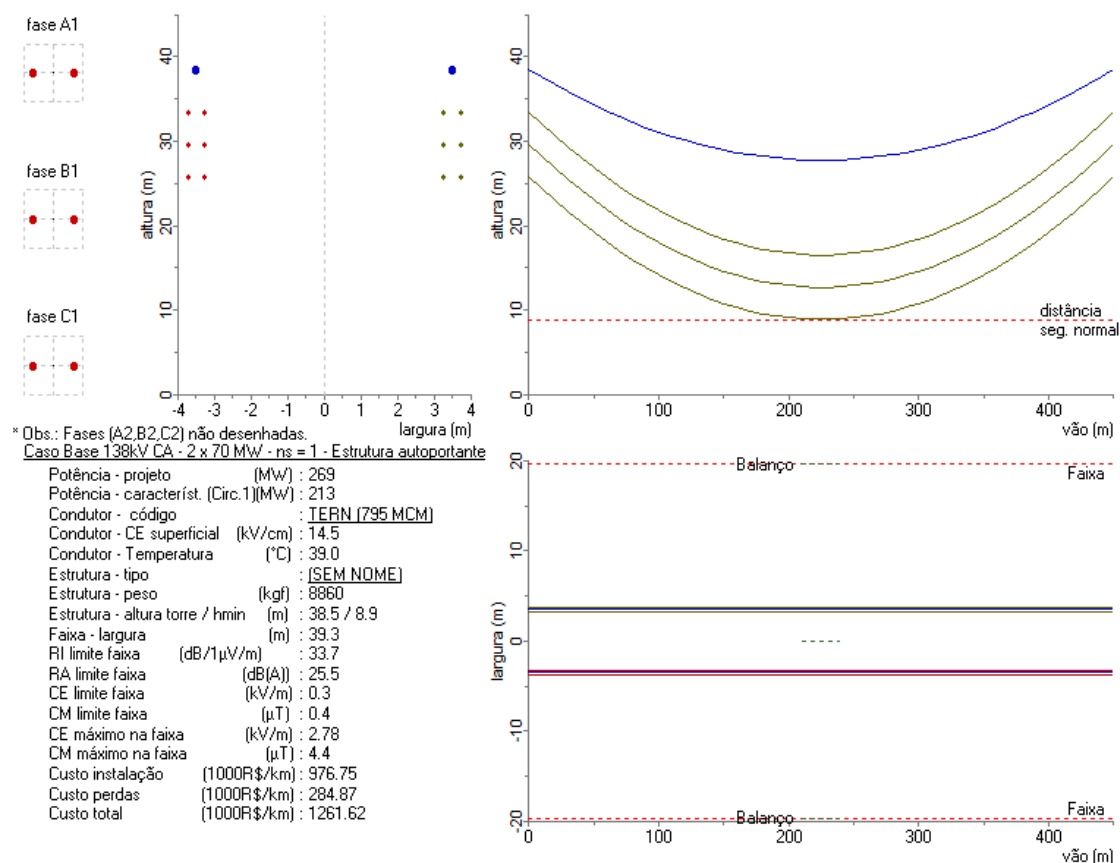


Figura 10-3 – Dados técnicos básicos das LT 230 kV CD, contendo dois subcondutores Rail por fase. As potências são relativas a cada circuito separadamente.

10.2 Características elétricas da linha de transmissão recomendada

Os parâmetros elétricos da linha de transmissão considerada, bem como os níveis de carregamentos limitados pelo cálculo ampacidade, estão sumarizados na Tabela 10-3.

Tabela 10-3 - Características elétricas da linha de transmissão em 230 kV

Circuito tipo	Potência por circuito [MW]			Cabo cond. por fase	Parâmetros de sequência positiva / zero (50° C)						Mútuas (50°C)	
	Nom. 65°C	Emerg. 90°C	Natural (SIL)		R+ Ω/km	X+ Ω/km	B+ µS/km	R0 Ω/km	X0 Ω/km	B0 µS/km	RM0 Ω/km	XM0 Ω/km
Circuito Duplo 2 x cond. por fase	633	843	213	2 x TERN	0,0409	0,3188	5,2161	0,3734	1,6267	2,6838	0,3341	1,1908

10.3 Análise de Sensibilidade da Solução

Com o intuito de verificar a robustez da solução proposta, foi realizada uma análise de paramétrica com duas variáveis de grande incerteza, o fator de perdas e o CME.

A incerteza referente ao fator de perdas é justificada pela entrada de usinas eólicas na região, além da incerteza inerente à variação da carga. Dado que as perdas elétricas têm relação quadrática com o carregamento da linha, tal incerteza poderia gerar uma solução pouca robusta. Para avaliação da pertinência da solução de dois condutores TERN, variou-se o fator de perdas de 0,3, situação que linha opera com baixíssimo carregamento, a 0,8 situação representativa de um cenário de operação com carregamento próximo ao máximo previsto nos estudos de fluxo de potência que dimensionaram o sistema avaliado.

Na Figura 10-4 é possível observar que a solução com 2 subcondutores TERN é a solução mais robusta que possui menor custo para uma faixa de fator de perdas de 0,45 a 0,8, o que contempla uma ampla gama de cenários de carregamento, e que essa solução persiste na faixa de 3% de diferença entre as soluções de menor custo total.

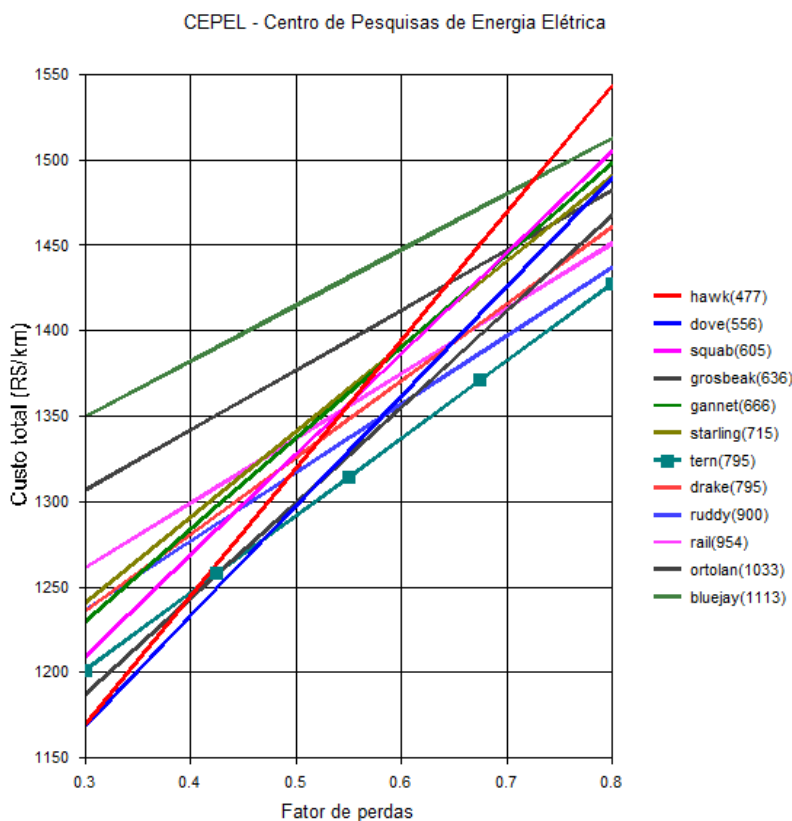


Figura 10-4 - Avaliação dos custos da solução (R\$/km) variando o fator de perdas de 0,3 a 0,8

Outra questão que influencia de forma significativa a solução ótima é a variação do CME. É evidente que em anos recentes ocorreu aumento expressivo deste custo. Para avaliação da robustez da solução, variou-se o CME de R\$ 160,00 até R\$ 280,00, como pode ser verificado na Figura 10-5. A solução proposta persiste na faixa de 3% de diferença entre as soluções de menor custo total, na faixa avaliada.

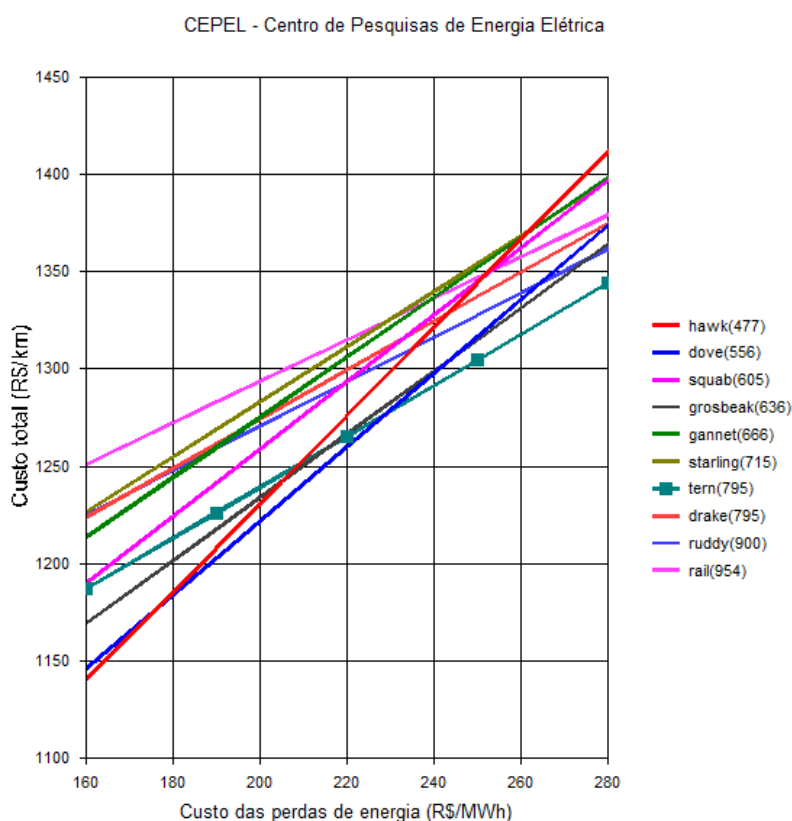


Figura 10-5 - Avaliação dos custos da solução (R\$/km) variando o custo marginal de expansão de R\$ 160,00 a R\$ 280,00 o MWh

11 ANÁLISE DE ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO

Os estudos de energização e rejeição tem como objetivo verificar a possibilidade de ocorrência de valores proibitivos de tensões temporárias ou sustentadas, que venham a comprometer os equipamentos conectados ao sistema, em consequência das manobras programadas e/ou intempestivas dos circuitos da região onde a linha de transmissão será implantada.

A seguir estão resumidos os resultados das simulações de energização e rejeição de carga envolvendo as linhas de transmissão recomendadas. Para as análises de energização foi considerado o caso do plano decenal Pesada – Norte Úmido, que corresponde ao cenário de menor carregamento nas linhas em questão, dada a peculiaridade da carga da região, consistindo assim na situação mais crítica para as manobras. Já para as análises de rejeição foi utilizado o caso Leve Norte Úmido, que é o que apresenta os maiores carregamentos nas linhas de transmissão em análise, caracterizando, portanto, o cenário mais crítico.

11.1 Energização da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II

A Figura 11-1 mostra a condição pré-energização da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II.

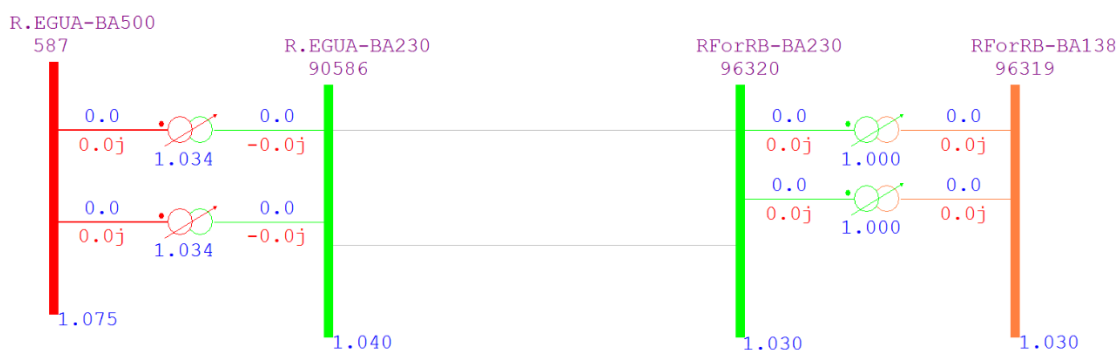


Figura 11-1 - Condição pré-energização da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II – Ano 2024

A Figura 11-2 mostra a simulação da energização de um circuito da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II partindo do terminal Rio das Éguas com tensão de 1,040 pu.

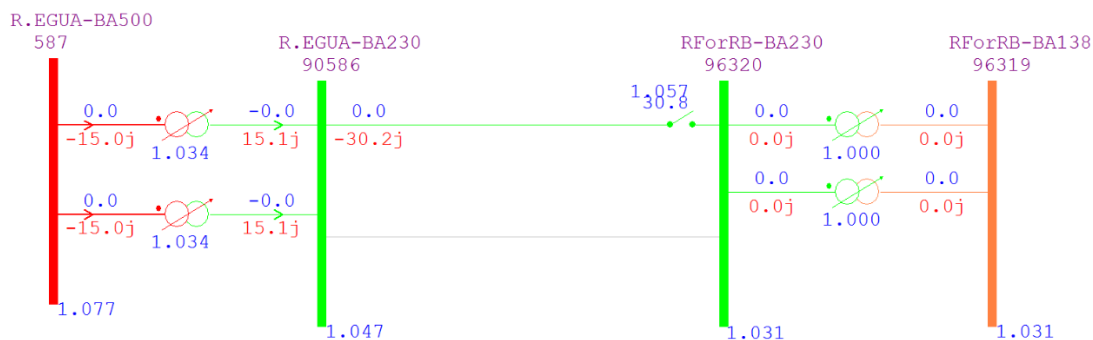


Figura 11-2 - Energização da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II C1 a partir de Rio das Éguas, ano 2024

A Tabela 11-1 resume as tensões observadas nas simulações de energização da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II C1. Em conformidade com o Módulo 23.3 dos Procedimentos de Rede, não foram observadas variações de tensão superiores a 0,05 pu.

Tabela 11-1 - Resumo - Energização da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II C1

Sentido	Tensão (pu)	Rio das Éguas	Terminal aberto	Rio Formoso II
Rio das Éguas – Rio Formoso II	V.pré	1,040	-	1,030
	V.aberto	1,047	1,057	1,031
	V.pós1	1,047	-	1,055
	V.pós2	1,040	-	1,050

A Figura 11-3 mostra a condição de pré-energização de um dos circuitos da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II, considerando que um deles já esteja energizado.

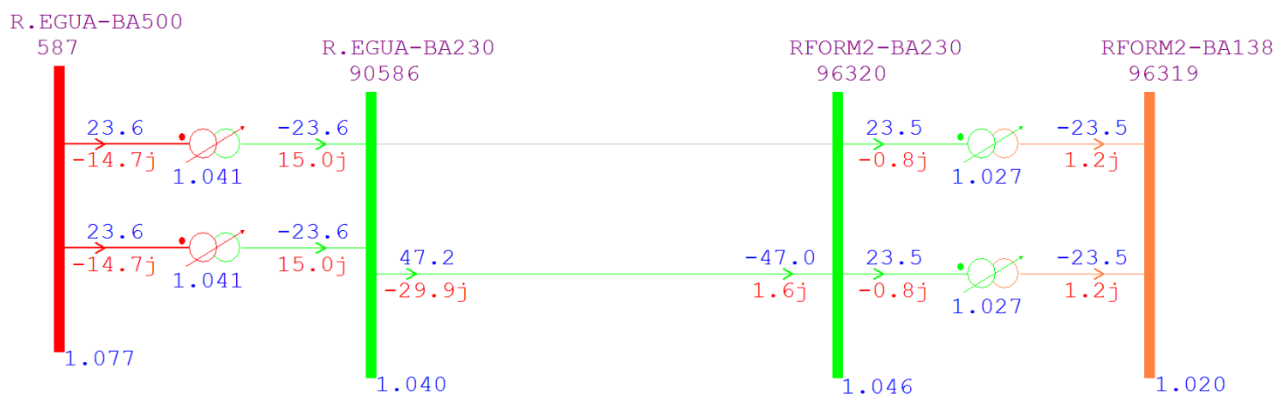


Figura 11-3 - Condição pré-energização da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II C1 – Ano 2024

- Energização partindo da SE Rio das Éguas

A Figura 11-4 mostra a simulação da energização da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II partindo do terminal Rio das Éguas com tensão de 1,040 pu.

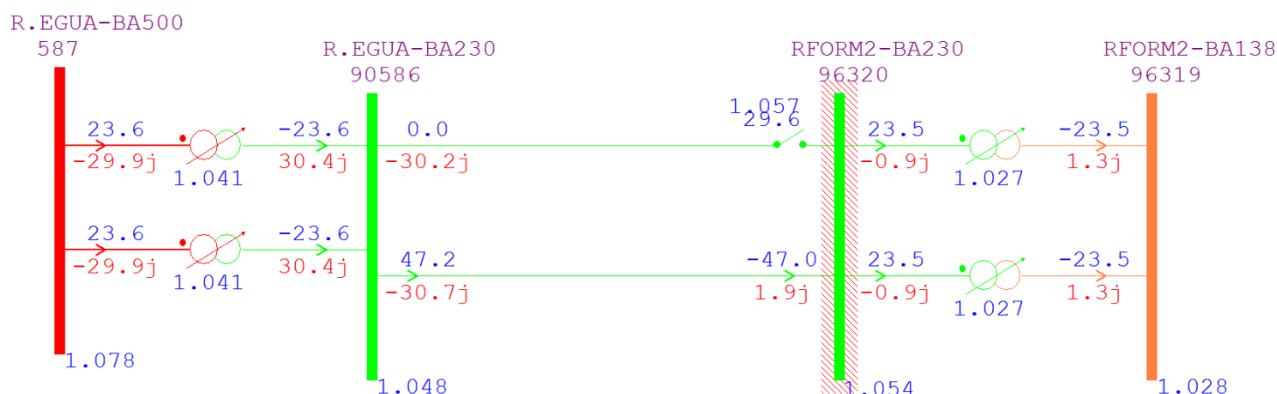


Figura 11-4 – Energização da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II C1 a partir de Rio das Éguas, ano 2024

A Tabela 11-2 resume as tensões observadas nas simulações de energização da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II C1. Em conformidade com o Módulo 23.3 dos Procedimentos de Rede, não foram observadas variações de tensão superiores a 0,05 pu.

Tabela 11-2 - Resumo - Energização da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II C1

Sentido	Tensão (pu)	Rio das Éguas	Terminal aberto	Rio Formoso II
Rio das Éguas – Rio Formoso II	V.pré	1,040	-	1,046
	V.aberto	1,048	1,057	1,054
	V.pós1	1,048	-	1,056
	V.pós2	1,040	-	1,048

11.2 Energização da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II C2

A Figura 11-5 mostra a condição de pré-energização da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II C2.

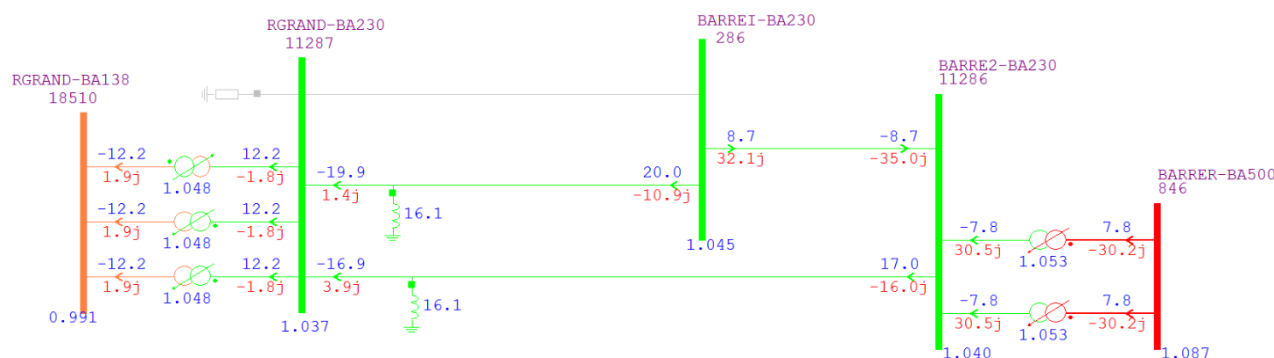


Figura 11-5 – Condição pré-energização da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II C2 – Ano 2026

- Energização partindo da SE Barreiras

A Figura 11-6 mostra a simulação da energização da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II C2 partindo do terminal Barreiras com tensão de 1,045 pu.

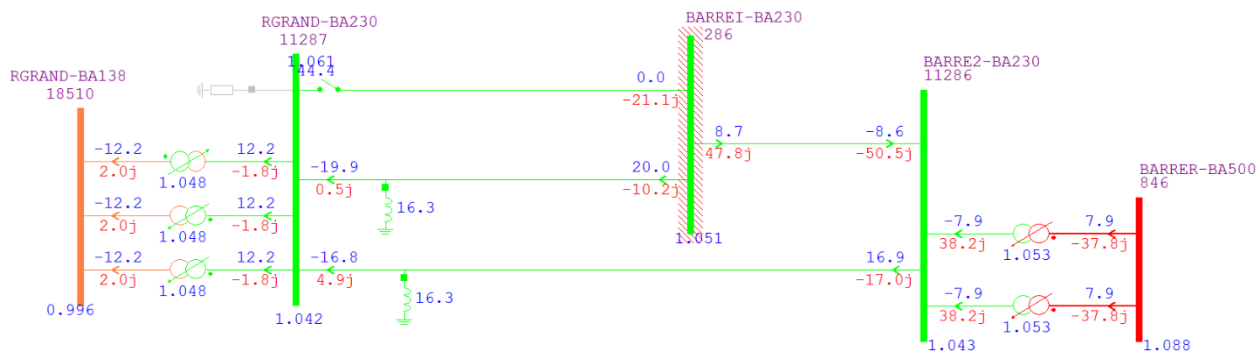


Figura 11-6 - Energização da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II C2 a partir de Barreiras – Ano 2026

- Energização partindo da SE Rio Grande II

A Figura 11-7 mostra a simulação da energização da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II C2 partindo do terminal Rio Grande II com tensão de 1,037 pu.

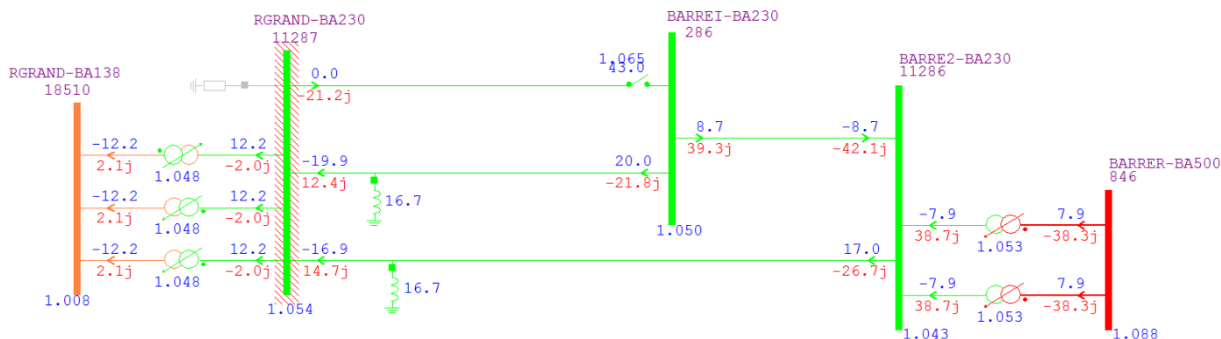


Figura 11-7 - Energização da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II C2 a partir de Rio Grande II – Ano 2026

A Tabela 11-2 resume as tensões observadas nas simulações de energização da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II C2. Em conformidade com o módulo 23.3 dos Procedimentos de Rede, não foram observadas variações de tensão superiores a 0,05 pu, indicando, portanto, que a energização dessa linha pode ser feita tanto a partir do terminal Barreiras quanto do terminal Rio Grande II.

Tabela 11-3 - Resumo - Energização da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II C2

Sentido	Tensão (pu)	Rio Grande II	Terminal aberto	Barreiras
Barreiras – Rio Grande II	V.pré	1,037	-	1,045
	V.aberto	1,042	1,061	1,051
	V.pós1	1,049	-	1,050
	V.pós2	1,046	-	1,047
Rio Grande II - Barreiras	V.pré	1,037	-	1,045
	V.aberto	1,054	1,065	1,050
	V.pós1	1,049	-	1,050
	V.pós2	1,046	-	1,047

11.3 Rejeição de Carga

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

Desta forma, as análises de rejeição de carga visam verificar a existência de sobretensões acima da suportabilidade dos equipamentos associados quando de aberturas intempestivas em um dos terminais das linhas de transmissão em questão.

A análise de rejeição de carga foi realizada considerando o caso do plano decenal Leve – Norte Úmido, que corresponde ao cenário para o qual o fluxo nas linhas de transmissão de interesse é o mais elevado, configurando, portanto, a condição mais adversa sob o ponto de vista de sobretensão. A Figura 11-8 mostra a condição operativa pré-rejeição para o ano 2033 da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II.

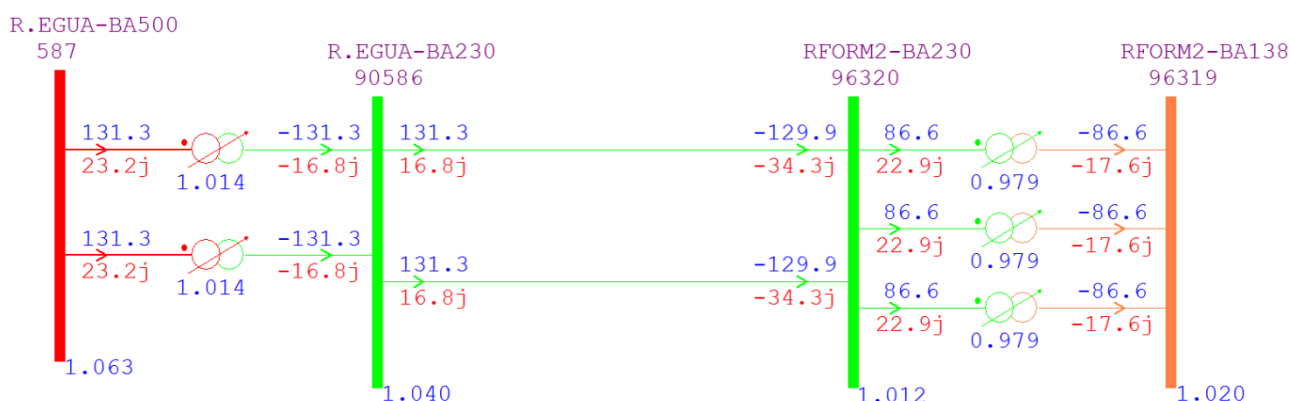


Figura 11-8 – Condição operativa pré-rejeição de carga – Ano 2033

A Figura 11-9 apresenta a rejeição da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II C1 por meio de abertura intempestiva do lado da SE Rio Formoso II. Imediatamente após a abertura da linha observa-se uma subtensão nas barras de 230 kV e 138 kV da SE Rio Formoso II, mas ainda sim

dentro dos limites aceitáveis para condições de emergência. Frisa-se que após a atuação dos comutadores de tap dos transformadores, as tensões nessas barras atingem valores dentro da faixa de operação normal, conforme mostrado na Figura 11-10.

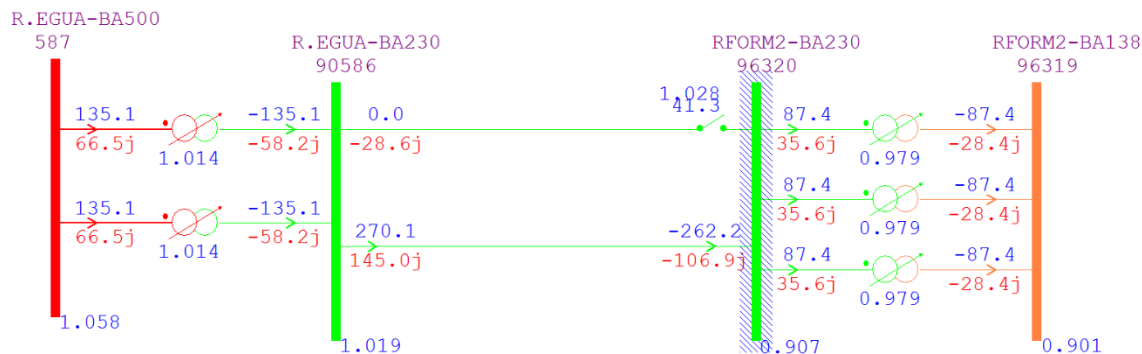


Figura 11-9 - Rejeição da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II C1 através da abertura em Rio Formoso II

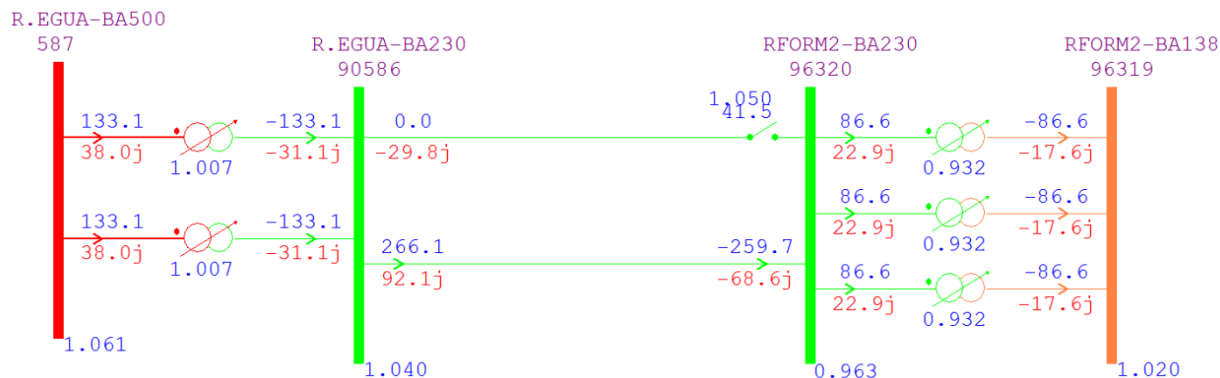


Figura 11-10 - Rejeição da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II C1 através da abertura em Rio Formoso II (após a atuação dos comutadores de tap)

A Figura 11-11 apresenta a rejeição da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II C1 por meio de abertura intempestiva do lado da SE Rio das Éguas, e a Figura 11-12 apresenta o sistema após a atuação dos comutadores de tap dos transformadores.

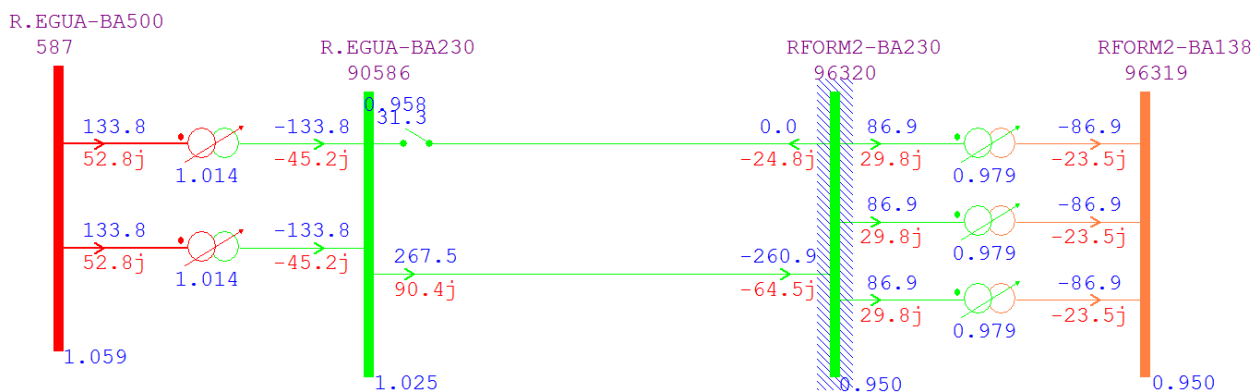


Figura 11-11 - Rejeição da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II C1 através da abertura em Rio das Éguas

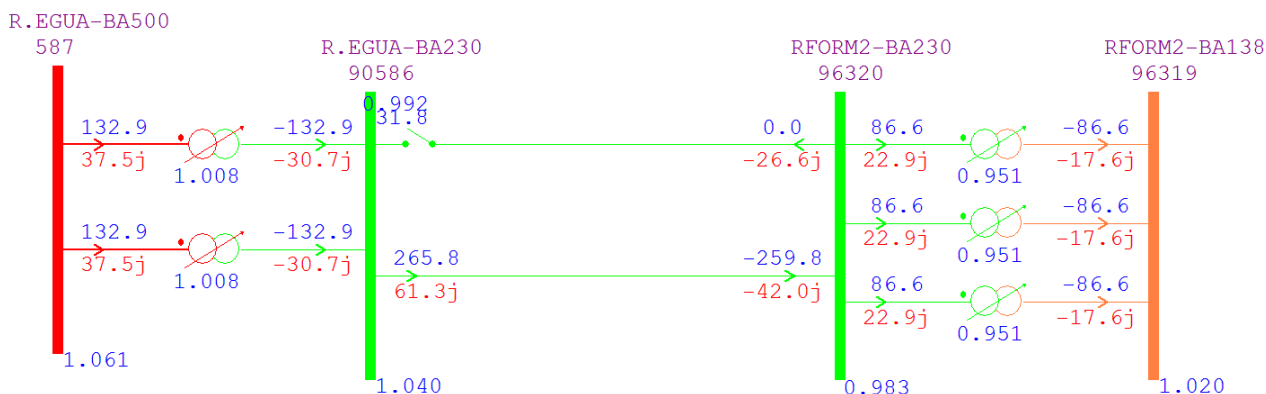


Figura 11-12 - Rejeição da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II C1 através da abertura em Rio das Éguas (após a atuação dos comutadores de tap)

A Figura 11-13 mostra a condição operativa pré-rejeição para o ano 2033 da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II.

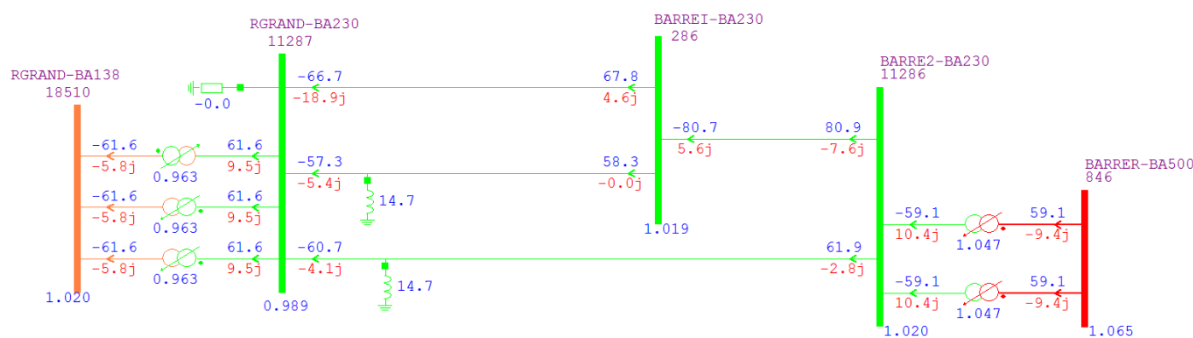


Figura 11-13 - Condição operativa pré-rejeição de carga – Ano 2033

A Figuras 10-14 e 10-15 mostram a rejeição da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II por meio de abertura intempestiva do lado da SE Barreiras e do lado da SE Rio Grande II respectivamente.

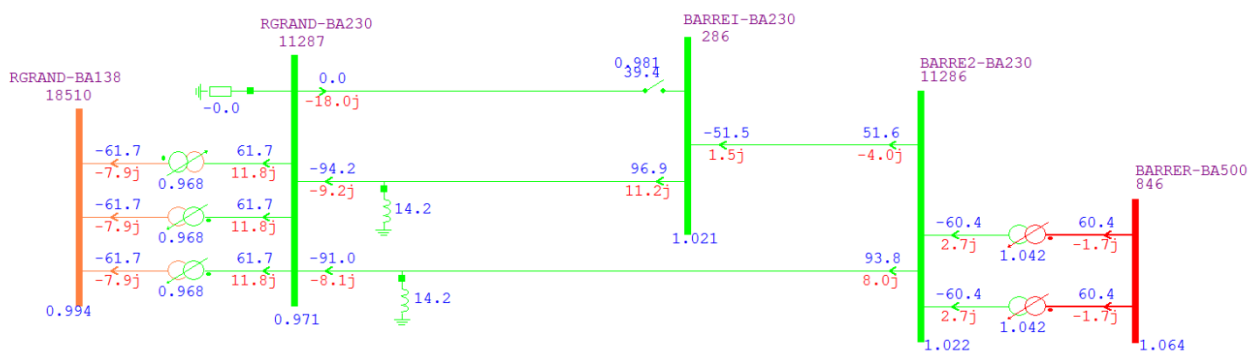


Figura 11-14 - Rejeição da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II através da abertura em Barreiras

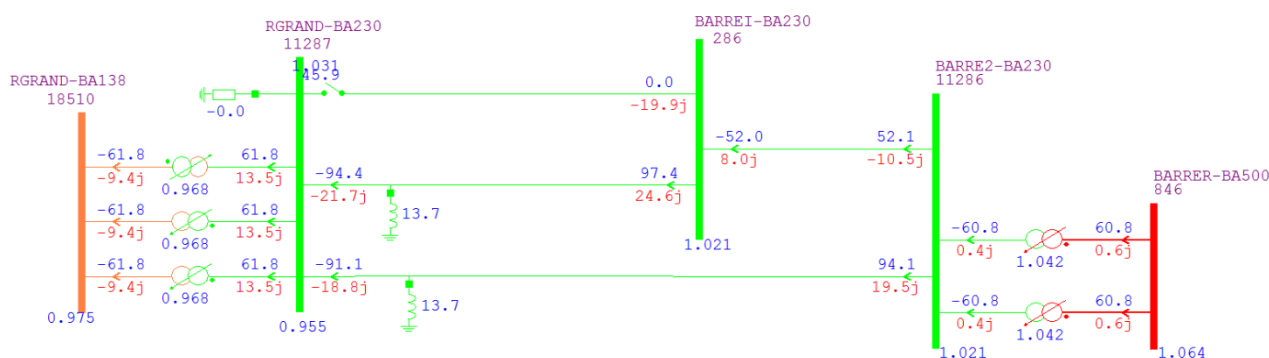


Figura 11-15 - Rejeição da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II através da abertura em Rio Grande II

Foi avaliado também o impacto, nas instalações recomendadas, da rejeição de linhas em 500 kV. Para isso foi simulada a abertura intempestiva, em ambo os terminais, das LTs 500 kV que se conectam à SE Rio das Éguas. A Figura 11-16 mostra a condição operativa pré-rejeição considerada.

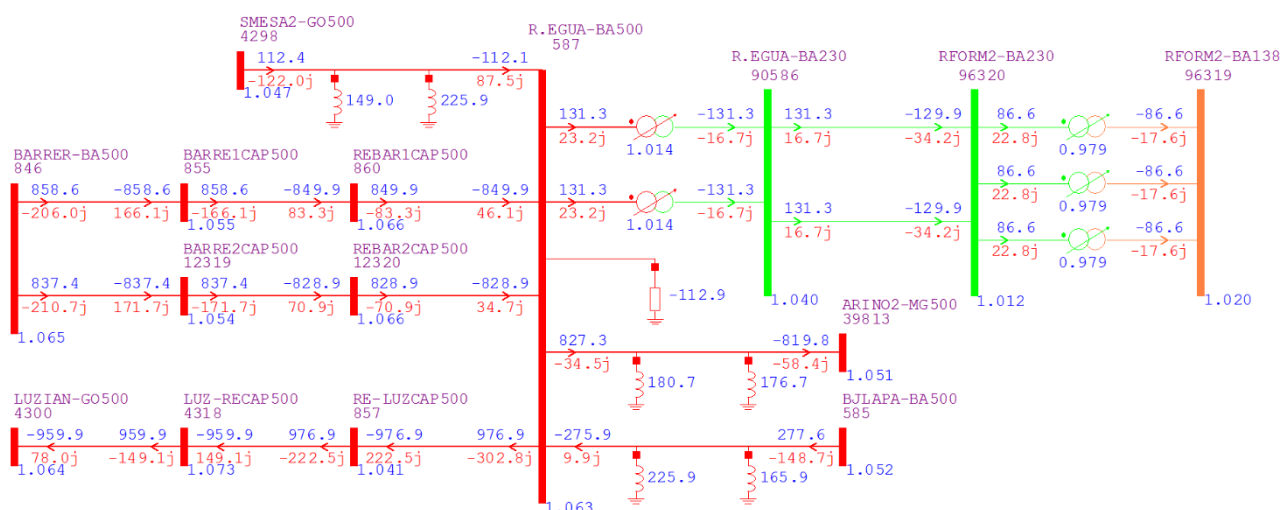


Figura 11-16 - Condição operativa pré-rejeição de carga – Ano 2033 – Sistema em 500 kV

O evento que causou maior impacto nas instalações recomendadas por esse estudo foi a abertura intempestiva da LT 500 kV Rio das Éguas – Arinos 2, no terminal Arinos 2, provocando ligeira sobretensão na barra Rio das Éguas 230 kV, mas ainda sim dentro dos limites aceitáveis. O resultado da simulação desse evento é mostrado na Figura 11-17.

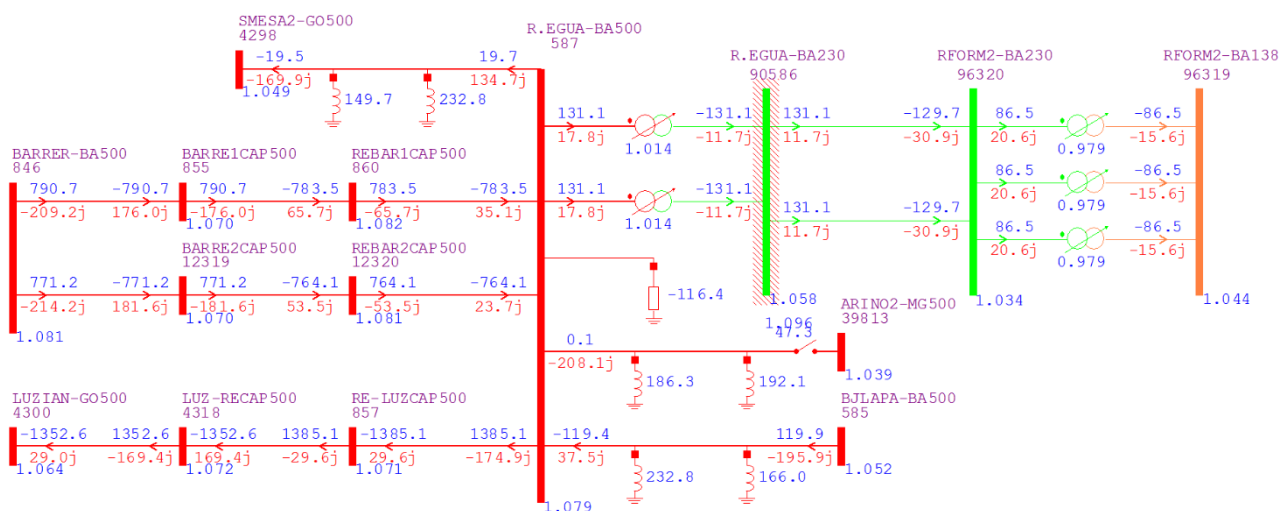


Figura 11-17 - - Rejeição da LT 500 kV Rio das Éguas Arinos 2 através da abertura em Arinos 2

Não foram observadas, nas análises de energização e rejeição, sobretensões ou variações de tensão acima dos limites permitidos, de modo que não é necessária a recomendação de compensação reativa adicional.

12 ANÁLISE DE CURTO CIRCUITO

O cálculo dos níveis de curto circuito foi efetuado para a alternativa vencedora (Alternativa 2), considerando o sistema em regime subtransitário, com todas as máquinas sincronizadas, utilizando a base de dados referente ao PDE 2018-2026.

Os valores de corrente de curto-circuito trifásico e monofásico, além da relação X/R para as principais subestações de interesse do estudo são apresentadas na Tabela 12-1.

Tabela 12-1 – Correntes de curto-circuito

Barra	Tensão (kV)	Ano 2024 (sem obras)				Ano 2024 (com obras)				Ano 2033			
		3Ø (kA)	X/R	1Ø (kA)	X/R	3Ø (kA)	X/R	1Ø (kA)	X/R	3Ø (kA)	X/R	1Ø (kA)	X/R
Barreiras II	500	16,21	8,65	11,82	7,98	16,21	8,65	11,83	8,03	16,01	8,63	11,75	8,07
Barreiras II	230	15,35	15,03	15,21	12,68	15,35	15,03	15,24	12,82	15,28	15,04	15,02	13,16
Barreiras	230	9,09	8,05	10,32	8,7	9,09	8,05	10,33	8,74	9,07	8,27	10,35	8,93
Barreiras	138	6,32	16,88	7,72	18,73	6,32	16,88	7,72	18,77	6,4	17,16	7,81	19,09
Rio Grande II	230	3,66	5,33	2,59	4,2	3,66	5,33	2,71	5,03	4,78	5,69	3,74	5,01
Rio Grande II	138	4,61	7,32	3,44	5,07	4,61	7,32	3,66	6,38	5,55	8,39	4,74	6,78
Rio Grande	138	4,31	6,59	3,14	4,79	4,31	6,59	3,29	5,82	5,17	7,21	4,19	6,00
Roda Velha	138	1,44	3,54	0,81	3,54	1,44	3,54	0,82	3,68	1,55	3,49	0,86	3,65
Rio do Algodão	138	1,15	3,36	0,63	3,46	1,15	3,36	0,64	3,57	1,2	3,31	0,66	3,54
Sykue	138	3,32	5,33	2,76	5,59	3,32	5,33	2,91	6,79	3,85	5,29	3,38	6,44
Rio do Meio	138	2,2	4,04	1,29	3,02	2,2	4,04	1,46	4,34	2,38	3,97	1,54	4,25
Rio Guará	138	1,67	3,9	0,81	2,22	1,67	3,9	1,03	3,97	1,79	3,83	1,08	3,91
Rio das Éguas	138	1,55	4,34	0,6	1,72	1,55	4,34	0,91	4,08	1,67	4,3	0,95	4,04
Rio das Éguas	500	19,36	9,48	12,97	7,02	19,36	9,48	12,9	6,95	19,27	9,52	12,88	7,00
Rio das Éguas	230	-	-	-	-	11,21	27,33	9,66	17,62	11,06	29,11	9,63	18,00
Rio Formoso II	230	-	-	-	-	4,87	11,29	3,01	6,01	4,91	11,3	3,06	6,00
Rio Formoso II	138	-	-	-	-	5,15	16,92	3,49	8,12	5,91	15,12	3,96	7,4,0
Pratudão	138	1,08	3,58	0,33	1,4	1,48	3,71	0,75	3,58	1,56	3,55	0,77	3,5
Pratudinho	138	0,89	3,32	0,24	1,28	2,27	4,55	1,08	3,87	2,41	4,29	1,12	3,75
Rio Itaguari	138	0,6	3,1	0,18	1,39	2,17	4,44	1,14	4,37	3,43	5,31	1,81	4,76
Rio Formoso III	138	-	-	-	-	2,08	6,4	1,06	5,37	2,2	6,07	1,1	5,21
Cocos II	138	-	-	-	-	0,8	5,18	0,44	5,16	0,81	5,06	0,44	5,1

Apesar de se observar ligeiro aumento nos níveis de curto-circuito não são esperadas superações de disjuntores em decorrência das obras recomendadas nesse estudo.

13 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL PRELIMINAR

As avaliações socioambientais preliminares referentes às novas instalações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira recomendadas neste estudo foram objeto da Nota Técnica DEA 024/18 “Análise socioambiental do estudo para atendimento à Região Oeste da Bahia - Relatório R1”, Ref.[8] a qual está incorporada ao final deste relatório.

14 REFERÊNCIAS

- [1]. EPE-DEE-RE-047-rev1 "Estudo de Suprimento à Região Oeste da Bahia" – Agosto/2012
- [2]. NT-035/2018-rev0 "Expansão da SE 500/230 kV Barreiras II" – Maio/2018
- [3]. EPE-DEE-DEA-RE-062/2016-rev0 "Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica", EPE - Julho/2016;
- [4]. "Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão", CCPE/CTET - Janeiro/2001
- [5]. "Base de Referência de Preços ANEEL" – Junho/2017
- [6]. Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN – PAR – 2018 a 2020 – Volume II, Tomo 11 – Dezembro/2017
- [7]. EPE-DEE-RE-048/2018-rev0 "Estudo de Atendimento à Região Nordeste de Goiás"
- [8]. "Análise socioambiental do estudo para atendimento à Região Oeste da Bahia - Relatório R1" – Nota Técnica DEA 024/18 – Outubro/2018

15 EQUIPE TÉCNICA

Marcelo Willian Henriques Szrajbman – EPE/STE

Igor Chaves – EPE/STE

Leandro Moda – EPE/STE

Luiz Felipe Froede Lorentz – EPE/STE

Tiago Campos Rizzotto – EPE/STE

Kátia Gisele Matosinho – EPE/SMA

Clayton Borges da Silva – EPE/SMA

Luciana Álvares da Silva – EPE/SMA

Agradecemos a colaboração dos técnicos para este estudo:

Humbertino Gonçalves Borges – Coelba

Marcus Vinícius Coutinho Massena – Coelba

Humberto da Silva Santana – Coelba

Fernando Rodrigues Alves – Chesf

Gustavo H. S. Vieira de Melo - Chesf

16 ANEXOS

16.1 Parâmetros dos Equipamentos

- Linhas de transmissão

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

Linha de transmissão	Tensão (kV)	Estrutura	Extensão (km)	Condutor		
				Número por fase	Nome	Bitola (MCM)
LT Rio das Éguas – Rio Formoso II C1 e C2	230	CD	105,0	2	Tern	795
LT Barreiras – Rio Grande II C2	230	CS	108,5	1	Dove	556,5

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

Linha de transmissão	km	Parâmetros elétricos											
		Longitudinais e transversais por unidade de comprimento						Longitudinais e transversais equivalentes					
		Sequência positiva			Sequência zero			Sequência positiva			Sequência zero		
		R1 (Ω /km)	X1 (Ω /km)	C1 (nF/km)	R0 (Ω /km)	X0 (Ω /km)	C0 (nF/km)	R1 (%)	X1 (%)	B1 (Mvar)	R0 (%)	X0 (%)	B0 (Mvar)
LT Rio das Éguas – Rio Formoso II C1	105,0	0,0426608	0,338917	13,070	0,403145	1,57882	7,6899	0,8416	6,7068	27,4104	7,8678	31,0918	16,1704
LT Rio das Éguas – Rio Formoso II C2	105,0	0,0426608	0,338917	13,070	0,403145	1,57882	7,6899	0,8416	6,7068	27,4104	7,8678	31,0918	16,1704
LT Barreiras – Rio Grande II C2	108,5	0,120131	0,50819	8,6569	0,503948	1,67802	6,1836	2,4479	10,3912	18,7528	10,1781	34,1771	13,4248

- Capacidade de Corrente:

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

Linha de transmissão	Condutor (MCM)	Nível de Tensão (kV)	Máximo carregamento verificado em condição normal (A)	Contingência mais crítica	Máximo carregamento verificado em emergência (A)	Capacidade da LT em regime normal de operação/emergência (A)
LT Rio das Éguas – Rio Formoso II C1	2 x 795	230	333,1	LT Rio das Éguas – Rio Formoso II C2	699,7	1400/1750
LT Rio das Éguas – Rio Formoso II C2	2 x 795	230	333,1	LT Rio das Éguas – Rio Formoso II C1	699,7	1400/1750
LT Barreiras – Rio Grande II C2	1 x 556,5	230	174,9	LT Barreiras – Rio Grande II C1	262,5	585/740

- Transformadores

Tabela 16-4 - Parâmetros dos novos transformadores

Subestação	Transformação	Unidade	Capacidade [MVA]	X (%) na base de 100 MVA	Ligação	Δ TAP
Rio das Éguas	500/230 kV	ATR1 (1Φ, 3+1R)	300/360	4,0	Y-Y	1,1/0,9
	500/230 kV	ATR2 (1Φ, 3)	300/360	4,0	Y-Y	1,1/0,9
Rio Formoso II	230/138 kV	ATR1 (3Φ)	200/240	7,0	Y-Y	1,1/0,9
	230/138 kV	ATR2 (3Φ)	200/240	7,0	Y-Y	1,1/0,9
	230/138 kV	ATR3 (3Φ)	200/240	7,0	Y-Y	1,1/0,9

16.2 Novas Subestações

A Figura 16-1 mostra o diagrama esquemático da SE Rio Formoso II, contemplando as obras recomendadas e expansões futuras.

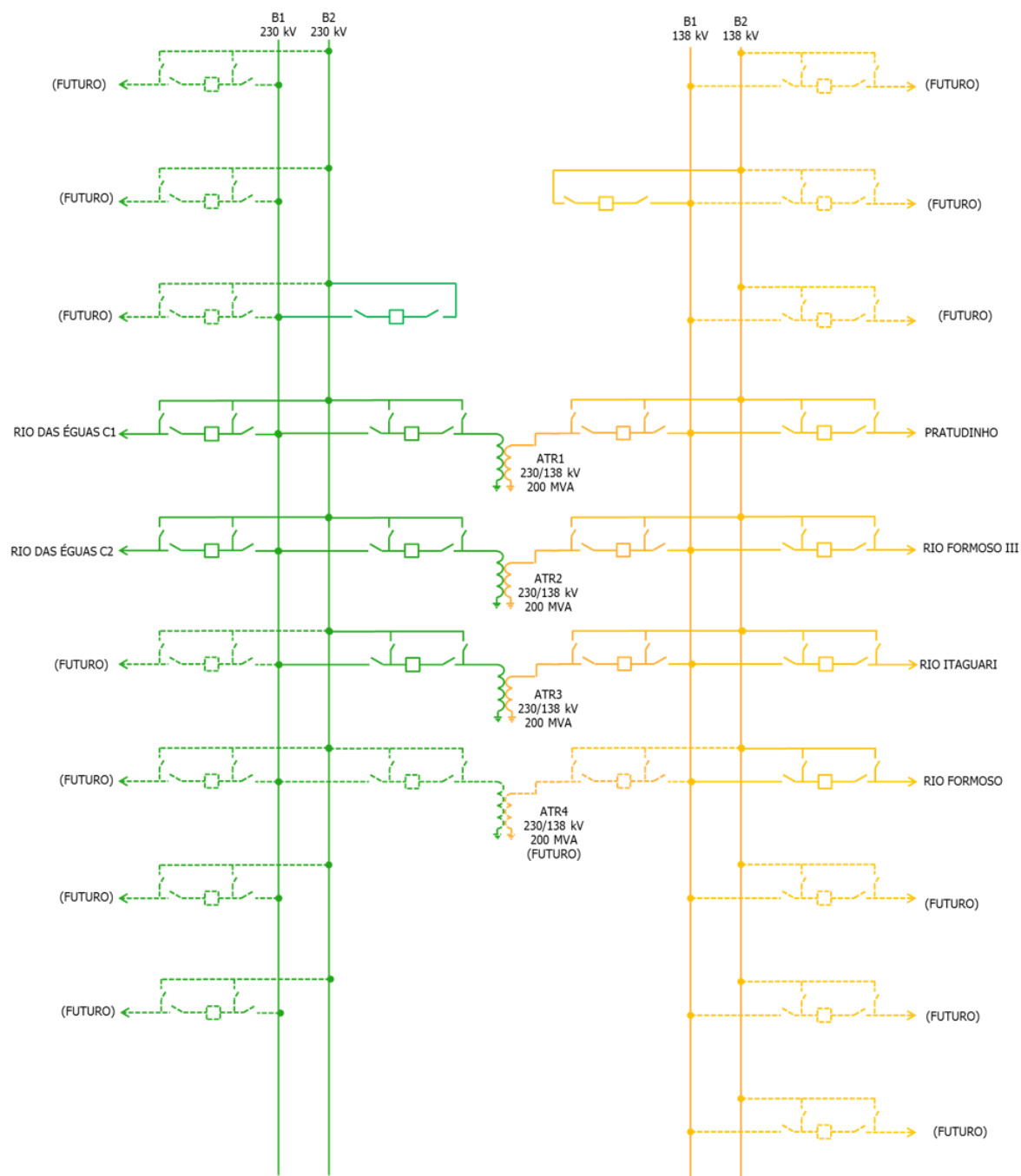


Figura 16-1 - Diagrama unifilar da SE Rio Formoso II

16.3 Perdas elétricas das Alternativas

A seguir é apresentado o diferencial de perdas elétricas de cada alternativa, discretizadas por ano, para cada um dos cenários e patamares de carga analisados.

Tabela 16-5 - Diferencial de perdas Elétricas [MW]

Ano	SECO									ÚMIDO								
	LEVE			MÉDIO			PESADO			LEVE			MÉDIO			PESADO		
	A1	A2	A3	A1	A2	A3	A1	A2	A3	A1	A2	A3	A1	A2	A3	A1	A2	A3
2024	3,49	0,00	0,43	1,74	0,00	0,22	0,23	0,00	0,00	2,78	0,00	0,29	2,74	0,00	1,43	-1,32	0,00	-0,33
2025	0,42	0,00	0,86	0,27	0,00	0,76	0,09	0,00	-0,03	-0,16	0,00	0,48	1,31	0,00	1,80	-1,42	0,00	-0,12
2026	0,45	0,00	0,78	0,17	0,00	0,61	-0,06	0,00	-0,18	-0,15	0,00	0,45	0,80	0,00	1,07	-0,56	0,00	-0,09
2027	0,30	0,00	0,71	0,11	0,00	0,61	0,26	0,00	0,14	-0,18	0,00	0,23	0,84	0,00	1,11	-0,57	0,00	-0,10
2028	0,54	0,00	1,16	0,09	0,00	0,71	0,01	0,00	-0,10	-0,15	0,00	0,74	0,83	0,00	1,23	-0,58	0,00	-0,11
2029	0,35	0,00	1,09	0,14	0,00	0,80	0,08	0,00	-0,03	-0,16	0,00	0,84	0,72	0,00	1,17	-0,38	0,00	0,10
2030	0,33	0,00	1,02	0,13	0,00	0,82	-0,18	0,00	-2,83	-0,18	0,00	0,57	0,88	0,00	1,17	-0,38	0,00	0,09
2031	0,20	0,00	1,04	0,13	0,00	0,91	0,07	0,00	-0,04	-0,21	0,00	0,66	0,91	0,00	1,25	-0,36	0,00	0,12
2032	-0,11	0,00	1,21	0,12	0,00	1,03	0,06	0,00	-0,03	-1,35	0,00	0,69	0,94	0,00	1,34	-0,37	0,00	0,12
2033	-0,21	0,00	1,42	0,12	0,00	1,14	0,03	0,00	-0,04	-1,44	0,00	0,75	0,98	0,00	1,45	-0,36	0,00	0,14

16.4 Plano de Obras e Estimativa de Custos

Tabela 16-6 – Plano de Obras e estimativa de custos – Obras comuns a todas as alternativas

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					229.327,17	209.271,26	20.370,54	104.983,57	
SE 500/230 kV RIO DAS ÉGUAS (Ampliação/Adequação)					144.387,72	144.387,72	12.825,59	80.120,03	
1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ		2024	7,0	1,0	10645,66	74.519,62	74.519,62	6.619,39	41.350,57
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2024	2,0	1,0	9249,64	18.499,28	18.499,28	1.643,24	10.265,16
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2024	2,0	1,0	3504,27	7.008,54	7.008,54	622,55	3.889,00
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2024	2,0	1,0	9697,13	19.394,26	19.394,26	1.722,74	10.761,78
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	3007,43	3.007,43	3.007,43	267,14	1.668,81
MIM - 500 kV		2024	1,0	1,0	4150,29	4.150,29	4.150,29	368,66	2.302,98
MIM - 230 kV		2024	1,0	1,0	1136,68	1.136,68	1.136,68	100,97	630,74
MIG (Terreno Rural)		2024	1,0	1,0	12723,40	12.723,40	12.723,40	1.130,19	7.060,15
MIG-A		2024	1,0	1,0	3948,22	3.948,22	3.948,22	350,71	2.190,85
SE 230 kV RIO GRANDE II (Ampliação/Adequação)					24.979,74	24.075,97	2.218,89	12.857,64	
3° ATF 230/138 kV, 3 x 33 MVA 1Φ		2024	3,0	1,0	3986,35	11.959,05	11.959,05	1.062,29	6.636,02
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	3504,27	3.504,27	3.504,27	311,28	1.944,50
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2024	1,0	1,0	2574,63	2.574,63	2.574,63	228,70	1.428,65
MIM - 230 kV		2024	1,0	1,0	378,89	378,89	378,89	33,66	210,24
MIM - 138 kV		2024	1,0	1,0	227,82	227,82	227,82	20,24	126,42
1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ		2026	1,0	1,0	2003,15	2.003,15	1.717,38	177,93	794,23
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	3953,04	3.953,04	3.389,09	351,14	1.567,35
MIM - 230 kV		2026	1,0	1,0	378,89	378,89	324,84	33,66	150,23
LT 230 kV BARREIRAS - RIO GRANDE II, C2 (Nova)					59.959,71	40.807,57	5.326,07	12.005,90	
Circuito Simples 230 kV, 1 x 556,5 MCM (DOVE), 108,5 km		2029	108,5	1,0	419,18	45.481,03	30.953,62	4.039,96	9.106,80
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Barreiras	2029	1,0	1,0	4961,69	4.961,69	3.376,84	440,73	993,49
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Rio Grande II	2029	1,0	1,0	4961,69	4.961,69	3.376,84	440,73	993,49
MIM - 230 kV	Barreiras	2029	1,0	1,0	378,89	378,89	257,87	33,66	75,87
MIM - 230 kV	Rio Grande II	2029	1,0	1,0	378,89	378,89	257,87	33,66	75,87
MIG-A	Barreiras	2029	1,0	1,0	1898,76	1.898,76	1.292,26	168,66	380,19
MIG-A	Rio Grande II	2029	1,0	1,0	1898,76	1.898,76	1.292,26	168,66	380,19

Para as obras na SE Rio das Éguas referentes à implantação da transformação 500/230 kV é considerado o truncamento das séries temporais no ano 2028, de modo a simular o custo de antecipação dessa obra em relação à recomendação original feita no relatório EPE-DEE-RE-048/2018-rev0 "Estudo de Atendimento à Região Nordeste de Goiás" Ref.[7].

Tabela 16-7 – Plano de Obras e estimativa de custos – Alternativa 1

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário x Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						281.772,92	269.733,64	25.029,17	142.986,66
SE 230/138 kV RIO FORMOSO II (Nova)						74.621,24	64.196,09	6.628,41	29.831,46
1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 200 MVA 3Φ		2024	2,0	1,0	10516,19	21.032,38	21.032,38	1.868,25	11.670,76
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2024	2,0	1,0	3504,27	7.008,54	7.008,54	622,55	3.889,00
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2024	2,0	1,0	2668,02	5.336,04	5.336,04	473,99	2.960,94
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	3007,43	3.007,43	3.007,43	267,14	1.668,81
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	2204,79	2.204,79	2.204,79	195,85	1.223,43
MIM - 230 kV		2024	1,0	1,0	1136,68	1.136,68	1.136,68	100,97	630,74
MIM - 138 kV		2024	1,0	1,0	683,45	683,45	683,45	60,71	379,24
3º ATF 230/138 kV, 1 x 200 MVA 3Φ		2030	1,0	1,0	10516,19	10.516,19	6.626,98	934,13	1.517,03
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	3504,27	3.504,27	2.208,28	311,28	505,51
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	2668,02	2.668,02	1.681,31	236,99	384,88
MIM - 230 kV		2030	1,0	1,0	378,89	378,89	238,76	33,66	54,66
MIM - 138 kV		2030	1,0	1,0	227,82	227,82	143,57	20,24	32,86
1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 60 Mvar 3Φ		2032	1,0	1,0	4431,60	4.431,60	2.394,26	393,65	196,92
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	3953,04	3.953,04	2.135,70	351,14	175,66
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	378,89	378,89	204,70	33,66	16,84
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0			0,00	0,00	0,00	0,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			4,0			0,00	0,00	0,00	0,00
MIG (Terreno Rural)		2024	1,0	1,0	8153,21	8.153,21	8.153,21	724,23	4.524,18
LT 230 kV RIO DAS ÉGUAS - RIO FORMOSO II, C1 e C2 (CD) (Nova)						145.132,74	145.132,74	12.891,77	80.533,43
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 120 km		2024	120,0	1,0	1031,42	123.770,40	123.770,40	10.994,21	68.679,58
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Rio das Éguas	2024	2,0	1,0	4961,69	9.923,38	9.923,38	881,47	5.506,43
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Rio Formoso II	2024	2,0	1,0	4961,69	9.923,38	9.923,38	881,47	5.506,43
MIM - 230 kV	Rio das Éguas	2024	1,0	1,0	757,79	757,79	757,79	67,31	420,49
MIM - 230 kV	Rio Formoso II	2024	1,0	1,0	757,79	757,79	757,79	67,31	420,49
LT 138 kV RIO FORMOSO II - RIO FORMOSO III, C1 (Nova)						18.045,66	18.045,66	1.602,95	10.013,45
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 25 km		2024	25,0	1,0	366,63	9.165,75	9.165,75	814,17	5.086,03
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Rio Formoso II	2024	1,0	1,0	3923,92	3.923,92	3.923,92	348,55	2.177,36
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Rio Formoso III	2024	1,0	1,0	3817,26	3.817,26	3.817,26	339,08	2.118,18
MIM - 138 kV	Rio Formoso II	2024	1,0	1,0	227,82	227,82	227,82	20,24	126,42
MIM - 138 kV	Rio Formoso III	2024	1,0	1,0	227,82	227,82	227,82	20,24	126,42
MIG-A	Rio Formoso II	2024	1,0	1,0	683,09	683,09	683,09	60,68	379,04
SECC LT 138 kV PRATUDINHO - RIO ITAGUARI, C1, NA SE RIO FORMOSO II (Nova)						17.431,98	17.431,98	1.548,44	9.672,92
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 18 km		2024	18,0	1,0	469,19	8.445,42	8.445,42	750,18	4.686,32
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2024	2,0	1,0	3923,92	7.847,84	7.847,84	697,10	4.354,73
MIM - 138 kV		2024	1,0	1,0	455,63	455,63	455,63	40,47	252,83
MIG-A		2024	1,0	1,0	683,09	683,09	683,09	60,68	379,04
SE 138 kV RIO ITAGUARI (Ampliação/Adequação)						4.750,59	4.750,59	421,98	2.636,08
1º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 14,4 Mvar 3Φ		2024	1,0	1,0	1856,51	1.856,51	1.856,51	164,91	1.030,17
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT		2024	1,0	1,0	2666,26	2.666,26	2.666,26	236,84	1.479,49
MIM - 138 kV		2024	1,0	1,0	227,82	227,82	227,82	20,24	126,42
LT 230 kV RIO FORMOSO II - RIO ITAGUARI, C1 (Nova)						21.790,71	20.176,58	1.935,61	10.299,32
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 28 km		2025	28,0	1,0	461,10	12.910,80	11.954,44	1.146,83	6.102,26
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Rio Formoso II	2025	1,0	1,0	3923,92	3.923,92	3.633,26	348,55	1.854,63
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Rio Itaguari	2025	1,0	1,0	3817,26	3.817,26	3.534,50	339,08	1.804,22
MIM - 138 kV	Rio Formoso II	2025	1,0	1,0	227,82	227,82	210,94	20,24	107,68
MIM - 138 kV	Rio Itaguari	2025	1,0	1,0	227,82	227,82	210,94	20,24	107,68
MIG-A	Rio Formoso II	2025	1,0	1,0	683,09	683,09	632,49	60,68	322,86

Tabela 16-8 - Plano de Obras e estimativa de custos – Alternativa 2 (vencedora)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário x Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						258.900,82	250.924,22	22.997,49	134.806,02
SE 230/138 kV RIO FORMOSO II (Nova)						65.831,91	59.435,62	5.847,68	29.427,73
1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 200 MVA 3Φ		2024	2,0	1,0	10516,19	21.032,38	21.032,38	1.868,25	11.670,76
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2024	2,0	1,0	3504,27	7.008,54	7.008,54	622,55	3.889,00
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2024	2,0	1,0	2668,02	5.336,04	5.336,04	473,99	2.960,94
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	3007,43	3.007,43	3.007,43	267,14	1.668,81
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	2204,79	2.204,79	2.204,79	195,85	1.223,43
MIM - 230 kV		2024	1,0	1,0	1136,68	1.136,68	1.136,68	100,97	630,74
MIM - 138 kV		2024	1,0	1,0	683,45	683,45	683,45	60,71	379,24
3º ATF 230/138 kV, 1 x 200 MVA 3Φ		2030	1,0	1,0	10516,19	10.516,19	6.626,98	934,13	1.517,03
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	3504,27	3.504,27	2.208,28	311,28	505,51
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	2668,02	2.668,02	1.681,31	236,99	384,88
MIM - 230 kV		2030	1,0	1,0	378,89	378,89	238,76	33,66	54,66
MIM - 138 kV		2030	1,0	1,0	227,82	227,82	143,57	20,24	32,86
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0			0,00	0,00	0,00	0,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			4,0			0,00	0,00	0,00	0,00
MIG (Terreno Rural)		2024	1,0	1,0	8127,41	8.127,41	8.127,41	721,94	4.509,86
LT 230 kV RIO DAS ÉGUAS - RIO FORMOSO II, C1 e C2 (CD) (Nova)						129.661,44	129.661,44	11.517,49	71.948,49
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 105 km		2024	105,0	1,0	1031,42	108.299,10	108.299,10	9.619,93	60.094,63
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Rio das Éguas	2024	2,0	1,0	4961,69	9.923,38	9.923,38	881,47	5.506,43
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Rio Formoso II	2024	2,0	1,0	4961,69	9.923,38	9.923,38	881,47	5.506,43
MIM - 230 kV	Rio das Éguas	2024	1,0	1,0	757,79	757,79	757,79	67,31	420,49
MIM - 230 kV	Rio Formoso II	2024	1,0	1,0	757,79	757,79	757,79	67,31	420,49
LT 138 kV RIO FORMOSO II - RIO FORMOSO III, C1 (Nova)						27.944,67	27.944,67	2.482,25	15.506,36
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 52 km		2024	52,0	1,0	366,63	19.064,76	19.064,76	1.693,47	10.578,94
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Rio Formoso II	2024	1,0	1,0	3923,92	3.923,92	3.923,92	348,55	2.177,36
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Rio Formoso III	2024	1,0	1,0	3817,26	3.817,26	3.817,26	339,08	2.118,18
MIM - 138 kV	Rio Formoso II	2024	1,0	1,0	227,82	227,82	227,82	20,24	126,42
MIM - 138 kV	Rio Formoso III	2024	1,0	1,0	227,82	227,82	227,82	20,24	126,42
MIG-A	Rio Formoso II	2024	1,0	1,0	683,09	683,09	683,09	60,68	379,04
SECC LT 138 kV PRATUDINHO - RIO FORMOSO, C1, NA SE RIO FORMOSO II (Nova)						5.014,73	5.014,73	445,45	2.782,65
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 0,5 km		2024	0,5	1,0	359,79	179,90	179,90	15,98	99,82
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	3923,92	3.923,92	3.923,92	348,55	2.177,36
MIM - 138 kV		2024	1,0	1,0	227,82	227,82	227,82	20,24	126,42
MIG-A		2024	1,0	1,0	683,09	683,09	683,09	60,68	379,04
LT 138 kV RIO FORMOSO II - RIO FORMOSO, C1 (Nova)						9.113,96	9.113,96	809,57	5.057,29
Circuito Simples 138 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 0,5 km		2024	0,5	1,0	468,10	234,05	234,05	20,79	129,87
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Rio Formoso II	2024	1,0	1,0	3923,92	3.923,92	3.923,92	348,55	2.177,36
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Rio Formoso	2024	1,0	1,0	3817,26	3.817,26	3.817,26	339,08	2.118,18
MIM - 138 kV	Rio Formoso II	2024	1,0	1,0	227,82	227,82	227,82	20,24	126,42
MIM - 138 kV	Rio Formoso	2024	1,0	1,0	227,82	227,82	227,82	20,24	126,42
MIG-A	Rio Formoso II	2024	1,0	1,0	683,09	683,09	683,09	60,68	379,04
LT 138 kV RIO FORMOSO II - RIO ITAGUARI, C1 (Nova)						21.334,11	19.753,81	1.895,05	10.083,51
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 45 km		2025	45,0	1,0	276,76	12.454,20	11.531,67	1.106,27	5.886,45
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Rio Formoso II	2025	1,0	1,0	3923,92	3.923,92	3.633,26	348,55	1.854,63
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Rio Itaguari	2025	1,0	1,0	3817,26	3.817,26	3.534,50	339,08	1.804,22
MIM - 138 kV	Rio Formoso II	2025	1,0	1,0	227,82	227,82	210,94	20,24	107,68
MIM - 138 kV	Rio Itaguari	2025	1,0	1,0	227,82	227,82	210,94	20,24	107,68
MIG-A	Rio Formoso II	2025	1,0	1,0	683,09	683,09	632,49	60,68	322,86

Tabela 16-9 - Plano de Obras e estimativa de custos – Alternativa 3

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual
						259.260,58	250.670,04	23.029,45
								134.323,96
SE 500/230/138 kV RIO DAS ÉGUAS (Ampliação/Adequação)						65.027,45	58.631,16	5.776,22
1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 200 MVA 3Φ		2024	2,0	1,0	10516,19	21.032,38	21.032,38	1.868,25
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2024	2,0	1,0	3504,27	7.008,54	7.008,54	622,55
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2024	2,0	1,0	2668,02	5.336,04	5.336,04	473,99
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	2204,79	2.204,79	2.204,79	195,85
MIM - 230 kV		2024	1,0	1,0	757,79	757,79	757,79	67,31
MIM - 138 kV		2024	1,0	1,0	683,45	683,45	683,45	60,71
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			4,0			0,00	0,00	0,00
3º ATF 230/138 kV, 1 x 200 MVA 3Φ		2030	1,0	1,0	10516,19	10.516,19	6.626,98	934,13
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	3504,27	3.504,27	2.208,28	311,28
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	2668,02	2.668,02	1.681,31	236,99
MIM - 230 kV		2030	1,0	1,0	378,89	378,89	238,76	33,66
MIM - 138 kV		2030	1,0	1,0	227,82	227,82	143,57	20,24
MIG (Terreno Rural)		2024	1,0	1,0	8127,41	8.127,41	8.127,41	721,94
MIG-A		2024	1,0	1,0	2581,86	2.581,86	2.581,86	229,34
LT 138 kV RIO DAS ÉGUAS - RIO FORMOSO, C1 e C2 (CD) (Nova)						80.580,71	80.580,71	7.157,78
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 105 km		2024	105,0	1,0	604,80	63.504,00	63.504,00	5.640,90
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Rio das Éguas	2024	2,0	1,0	3923,92	7.847,84	7.847,84	697,10
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Rio Formoso	2024	2,0	1,0	3817,26	7.634,52	7.634,52	678,15
MIM - 138 kV	Rio das Éguas	2024	1,0	1,0	455,63	455,63	455,63	40,47
MIM - 138 kV	Rio Formoso	2024	1,0	1,0	455,63	455,63	455,63	40,47
MIG-A	Rio das Éguas	2024	1,0	1,0	683,09	683,09	683,09	60,68
LT 138 kV PRATUDINHO - RIO FORMOSO III, C1 (Nova)						19.089,06	19.089,06	1.695,63
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 30 km		2024	30,0	1,0	366,63	10.998,90	10.998,90	977,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Pratudinho	2024	1,0	1,0	3817,26	3.817,26	3.817,26	339,08
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Rio Formoso III	2024	1,0	1,0	3817,26	3.817,26	3.817,26	339,08
MIM - 138 kV	Pratudinho	2024	1,0	1,0	227,82	227,82	227,82	20,24
MIM - 138 kV	Rio Formoso III	2024	1,0	1,0	227,82	227,82	227,82	20,24
LT 138 kV RIO DAS ÉGUAS - PRATUDÃO, C1 e C2 (CD) (Nova)						63.364,31	63.364,31	5.628,49
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 60 km		2024	60,0	1,0	771,46	46.287,60	46.287,60	4.111,61
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Rio das Éguas	2024	2,0	1,0	3923,92	7.847,84	7.847,84	697,10
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Pratudão	2024	2,0	1,0	3817,26	7.634,52	7.634,52	678,15
MIM - 138 kV	Rio das Éguas	2024	1,0	1,0	455,63	455,63	455,63	40,47
MIM - 138 kV	Pratudão	2024	1,0	1,0	455,63	455,63	455,63	40,47
MIG-A	Rio das Éguas	2024	1,0	1,0	683,09	683,09	683,09	60,68
LT 138 kV RIO FORMOSO - RIO ITAGUARI, C2 (Nova)						20.544,36	20.544,36	1.824,90
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 45 km		2024	45,0	1,0	276,76	12.454,20	12.454,20	1.106,27
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Rio Formoso	2024	1,0	1,0	3817,26	3.817,26	3.817,26	339,08
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Rio Itaguari	2024	1,0	1,0	3817,26	3.817,26	3.817,26	339,08
MIM - 138 kV	Rio Formoso	2024	1,0	1,0	227,82	227,82	227,82	20,24
MIM - 138 kV	Rio Itaguari	2024	1,0	1,0	227,82	227,82	227,82	20,24
SE 138 kV RIO FORMOSO (Ampliação/Adequação)						5.904,10	5.466,76	524,45
1º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 28,8 Mvar 3Φ		2025	1,0	1,0	3010,02	3.010,02	2.787,06	267,37
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	1,0	2666,26	2.666,26	2.468,76	236,84
MIM - 138 kV		2025	1,0	1,0	227,82	227,82	210,94	20,24
SE 138 kV RIO ITAGUARI (Ampliação/Adequação)						4.750,59	2.993,68	421,98
1º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 14,4 Mvar 3Φ		2030	1,0	1,0	1856,51	1.856,51	1.169,92	164,91
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT		2030	1,0	1,0	2666,26	2.666,26	1.680,20	236,84
MIM - 138 kV		2030	1,0	1,0	227,82	227,82	143,57	20,24

16.5 Fichas PET

Sistema Interligado da Região NORDESTE

EMPREENDIMENTO:	UF: BA
SE 230/138 kV RIO FORMOSO II (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: (*)
	DATA DE TENDÊNCIA: JAN/2024

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário para garantir o adequado atendimento às cargas da Região Oeste da Bahia em condição normal e contingência (n-1)

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

1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 200 MVA 3Φ	21.032,38
2 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	7.008,54
2 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	5.336,04
1 IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	3.007,43
1 IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	2.204,79
MIM - 230 kV	1.136,68
MIM - 138 kV	683,45
MIG (Terreno Rural)	8.127,41

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS:

48.536,72

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

4 EL (entrada de linha) 138 kV, Arranjo BD4 referentes às LDs Rio Formoso II – Pratudinho, Rio Formoso II – Rio Formoso, Rio Formoso II – Rio Formoso III e Rio Formoso II – Rio Itaguari

(*) A obra deve ser implantada no prazo mais curto possível de modo a viabilizar o atendimento a novas cargas na região

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – JUNHO DE 2017.
- [2] EPE-DEE-RE-074/2018-rev0, “Estudo de Atendimento à Região Oeste da Bahia”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: LT 230 kV RIO DAS ÉGUAS - RIO FORMOSO II, C1 E C2 (CD) (NOVA)	UF: BA
	DATA DE NECESSIDADE: (*)
	DATA DE TENDÊNCIA: JAN/2024

Justificativa:

Reforço necessário para garantir o adequado atendimento às cargas da Região Oeste da Bahia em condição normal e contingência (n-1)

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

Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 105 km	108.299,10
2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	9.923,38
2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	9.923,38
MIM - 230 kV	757,79
MIM - 230 kV	757,79

Total de Investimentos Previstos: **129.661,44**

Situação atual:

Observações:

(*) A obra deve ser implantada no prazo mais curto possível de modo a viabilizar o atendimento a novas cargas na região

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2017.
- [2] EPE-DEE-RE-074/2018-rev0, “Estudo de Atendimento à Região Oeste da Bahia”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: BA
SE 500/230 kV RIO DAS ÉGUAS (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)	DATA DE NECESSIDADE: (*)
	DATA DE TENDÊNCIA: JAN/2024

Justificativa:

Reforço necessário para garantir o adequado atendimento às cargas da Região Oeste da Bahia em condição normal e contingência (n-1)

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

1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ	74.519,62
2 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	18.499,28
2 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	7.008,54
2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	19.394,26
1 IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	3.007,43
MIM - 500 kV	4.150,29
MIM - 230 kV	1.136,68
MIG (Terreno Rural)	12.723,40
MIG-A	3.948,22

Total de Investimentos Previstos: **144.387,72**

Situação atual:

Observações:

(*) A obra deve ser implantada no prazo mais curto possível de modo a viabilizar o atendimento a novas cargas na região

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2017.
- [2] EPE-DEE-RE-074/2018-rev0, “Estudo de Atendimento à Região Oeste da Bahia”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: SE 230 kV RIO GRANDE II (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)	UF: BA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2024
	DATA DE TENDÊNCIA: JAN/2024

Justificativa:

Reforço necessário para garantir o adequado atendimento às cargas da Região Oeste da Bahia em condição normal e contingência (n-1)

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

3º ATF 230/138 kV, 3 x 33 MVA 1Φ	11.959,05
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	3.504,27
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2.574,63
MIM - 230 kV	378,89
MIM - 138 kV	227,82

Total de Investimentos Previstos:	18.644,66
--	------------------

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2017.
- [2] EPE-DEE-RE-074/2018-rev0, “Estudo de Atendimento à Região Oeste da Bahia”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: SE 230 kV RIO GRANDE II (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)	UF: BA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026
	DATA DE TENDÊNCIA: JAN/2026

Justificativa:

Reforço necessário para garantir o adequado atendimento às cargas da Região Oeste da Bahia em condição normal e contingência (n-1)

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

1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ	2.003,15
1 CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4	3.953,04
MIM - 230 kV	378,89

Total de Investimentos Previstos:	6.335,08
--	-----------------

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2017.
- [2] EPE-DEE-RE-074/2018-rev0, “Estudo de Atendimento à Região Oeste da Bahia”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: LT 230 kV BARREIRAS - RIO GRANDE II, C2 (Nova)	UF: BA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2029
	DATA DE TENDÊNCIA: JAN/2029

Justificativa:

Reforço necessário para garantir o adequado atendimento às cargas da Região Oeste da Bahia em condição normal e contingência (n-1)

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

Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 108,5 km	45.481,03
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	4.961,69
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	4.961,69
MIM - 230 kV	378,89
MIM - 230 kV	378,89
MIG-A	1.898,76
MIG-A	1.898,76

Total de Investimentos Previstos:	59.959,71
--	------------------

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2017.
- [2] EPE-DEE-RE-074/2018-rev0, “Estudo de Atendimento à Região Oeste da Bahia”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: SE 230/138 kV RIO FORMOSO II (Nova)	UF: BA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2030
	DATA DE TENDÊNCIA: JAN/2030

Justificativa:

Reforço necessário para garantir o adequado atendimento às cargas da Região Oeste da Bahia em condição normal e contingência (n-1)

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

3° ATF 230/138 kV, 1 x 200 MVA 3Φ	10.516,19
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	3.504,27
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2.574,63
MIM - 230 kV	378,89
MIM - 138 kV	227,82

Total de Investimentos Previstos:	17.201,80
--	------------------

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2017.
- [2] EPE-DEE-RE-074/2018-rev0, “Estudo de Atendimento à Região Oeste da Bahia”

16.6 Tabela de Comparação R1 x R4

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 <i>Empreendimento: SE Rio Formoso II 230/138 kV</i>			
Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R4	Justificativas em Caso de Alterações no R4
Área mínima do terreno da subestação (m²)	280x214=59.920		
Quantitativo de <i>bays</i> planejados e futuros por nível de tensão	<i>Planejados:</i> Setor 230 kV: 3 CT (230/138) + 2 EL + 1 IB Setor 138 kV: 3 CT (230/138) + 4 EL + 1 IB <i>Futuros:</i> Setor 230 kV: 1 CT (230/138) + 7 EL Setor 138 kV: 1 CT (230/69) + 6 EL		
Capacidade de interrupção simétrica nominal dos disjuntores (kA)	Setor de 230 kV: 50 kA Setor de 138 kV: 31,5 kA		
OBSERVAÇÕES			

NOTA TÉCNICA DEA 024/18

Análise socioambiental do estudo para atendimento à Região Oeste da Bahia (Relatório R1)

Rev. 0: outubro 2018

Rev. 01: maio de 2019



**MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA**



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME/SPE

Ministério de Minas e Energia
Ministro
Wellington Moreira Franco

Secretário Executivo
Márcio Félix Carvalho Bezerra

**Secretário de Planejamento e
Desenvolvimento Energético**
Eduardo Azevedo Rodrigues

Secretário de Energia Elétrica
Ildo Wilson Grudtner

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis
João Vicente de Carvalho Vieira

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral
Vicente Humberto Lôbo Cruz



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

Presidente
Reive Barros dos Santos

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretoria de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis
José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa
Álvaro Henrique Matias Pereira

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

Sede
Esplanada dos Ministérios Bloco "U" - Ministério de Minas e Energia -
Sala 744 - 7º andar - 70065-900 - Brasília - DF

Escritório Central
Av. Rio Branco, nº 01 - 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro - RJ

NOTA TÉCNICA DEA 024/18

Análise socioambiental do estudo para atendimento à Região Oeste da Bahia (Relatório R1)

Coordenação Geral
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Coordenação Executiva
Elisângela Medeiros de Almeida

Equipe Técnica
Clayton Borges da Silva
Kátia Gisele Matosinho
Luciana Álvares da Silva

Nota Técnica DEA 024/18- rev.1

Rev. 0: 15 de outubro de 2018

Rev. 1: 10 de maio de 2019

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso – “*double sided*”)

SUMÁRIO

SIGLÁRIO.....	6
I. INTRODUÇÃO.....	8
2. PROCEDIMENTOS ADOTADOS.....	10
2.1. PROCEDIMENTOS PARA LOCALIZAÇÃO DA SUBESTAÇÃO E DEFINIÇÃO DOS CORREDORES DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO PLANEJADAS	10
2.2. BASE DE DADOS UTILIZADA	10
3. DESCRIÇÃO DA ÁREA DA SUBESTAÇÃO E DOS CORREDORES.....	12
3.1. SUBESTAÇÃO 230/138 kV RIO FORMOSO II.....	12
3.2. CORREDOR DA LT 230 kV RIO DAS ÉGUAS – RIO FORMOSO II CD	15
3.3. CORREDOR DA LT 230 kV BARREIRAS – RIO GRANDE II C2	24
4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	35
APÊNDICE A – TABELA DE COMPARAÇÃO DA LOCALIZAÇÃO DA SE 230/138 KV RIO FORMOSO II	39
APÊNDICE B – TABELA DE COMPARAÇÃO DA DIRETRIZ DA LT 230 KV RIO DAS ÉGUAS – RIO FORMOSO II CD 40	
APÊNDICE C – TABELA DE COMPARAÇÃO DA DIRETRIZ DA LT 230 KV BARREIRAS – RIO GRANDE II C2.....	42

SIGLÁRIO

Ana	Agência Nacional de Águas
Anac	Agência Nacional de Aviação Civil
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANM	Agência Nacional de Mineração
APA	Área de Proteção Ambiental
APCB	Área Prioritária para Conservação da Biodiversidade
APP	Área de Preservação Permanente
CAR	Cadastro Ambiental Rural
C1	Primeiro Circuito
C2	Segundo Circuito
CD	Circuito Duplo
CS	Circuito Simples
Cecav	Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas
Coelba	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
CPRM	Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais
Decea	Departamento de Controle do Espaço Aéreo
Dnit	Departamento Nacional de Infraestrutura de Transportes
DUP	Declaração de Utilidade Pública
Embrapa	Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCP	Fundação Cultural Palmares
Funai	Fundação Nacional do Índio
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMBio	Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade
Iphan	Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional
Incra	Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária
kV	Quilovolt
LD	Linha de Distribuição
LT	Linha de Transmissão
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
NT	Nota Técnica
PBZPA	Plano Básico da Zona de Proteção do Aeródromo
REVIS	Refúgio de Vida Silvestre
RPPN	Reserva Particular do Patrimônio Natural

R1	Estudos de Viabilidade Técnico-Econômica e Socioambiental
R3	Definição da Diretriz de Traçado e Análise Socioambiental
R4	Caracterização da Rede Existente
SE	Subestação
Sigef	Sistema de Gestão Fundiária
SIG	Sistema de Informações Geográficas
SMA	Superintendência de Meio Ambiente
STE	Superintendência de Transmissão de Energia
UC	Unidade de Conservação
USGS	United States Geological Survey

I. INTRODUÇÃO

A presente nota técnica (NT) constitui a análise socioambiental do “Estudo para atendimento à região oeste da Bahia”, realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para suprimento às cargas do extremo oeste baiano, que atualmente é atendido pela Subestação (SE) 230/138 kV Rio Grande II, de modo a garantir o adequado suprimento às cargas da região em virtude do elevado crescimento do mercado projetado para os próximos anos.

Sendo assim, a Superintendência de Transmissão de Energia (STE) da EPE realizou análises técnico-econômicas de alternativas para expansão do sistema elétrico da região oeste da Bahia. A alternativa selecionada propõe a implantação da SE 230/138 kV Rio Formoso II, da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II, novo ponto de suprimento ao sul da SE 230/138 kV Rio Grande II e a LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II C2. A SE 230/138 kV Rio Formoso II se interligará ao sistema por meio da conexão da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II, a ser realizado em circuito duplo (CD). A localização da SE 230/138 kV Rio Formoso II deverá favorecer a conexão com o sistema de distribuição.

Esta NT, elaborada pela Superintendência de Meio Ambiente (SMA) da EPE, apresenta a análise dos aspectos socioambientais do conjunto de empreendimentos que constituem a alternativa de transmissão selecionada para atendimento à região oeste da Bahia, compreendendo os municípios de Mambai (Goiás) e Barreiras, Correntina, Jaborandi e São Desidério (Bahia). A seguir são apresentados os empreendimentos planejados e contemplados nesse estudo (Tabela 1 e Tabela 2).

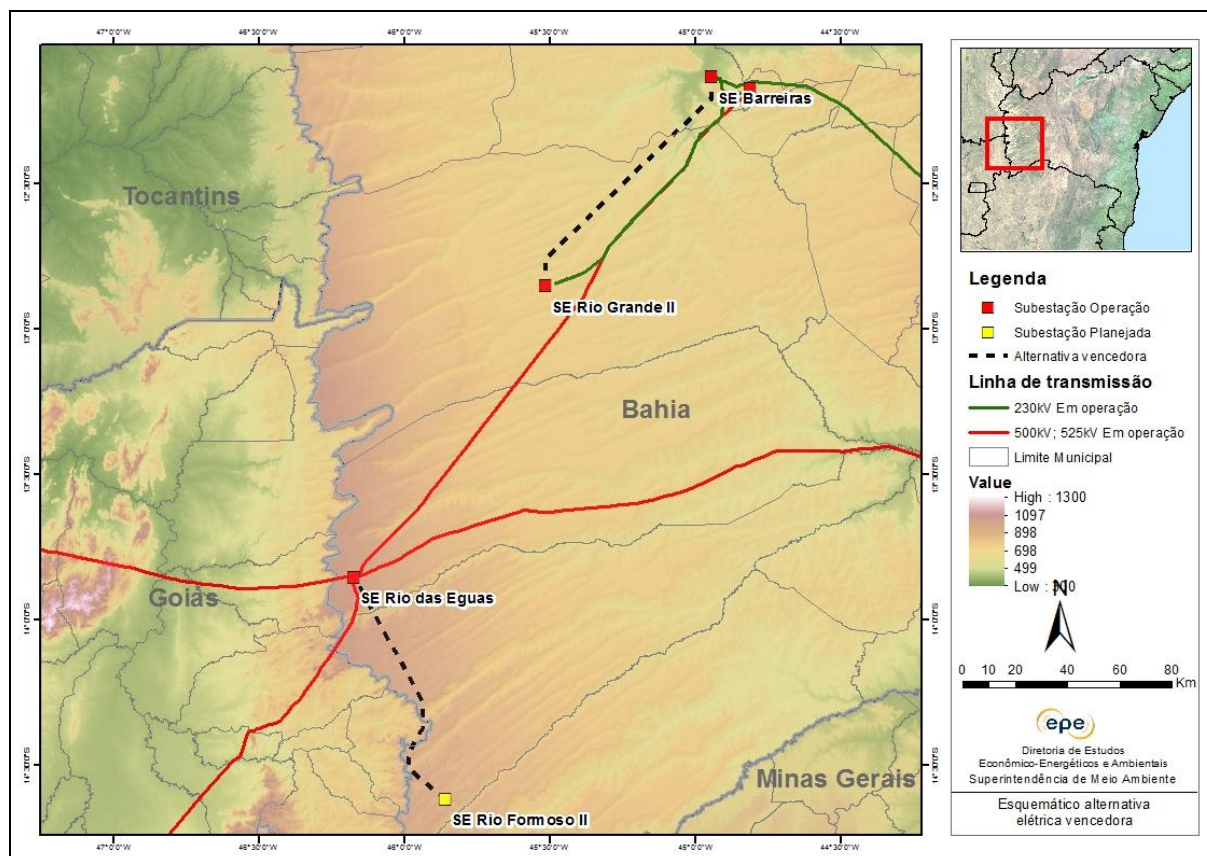
Tabela 1 - Linhas de transmissão planejadas no estudo

LT planejada	Tensão (kV)	Nº de circuitos	Ano	Extensão do eixo do corredor estudado (km)
LT Rio das Éguas – Rio Formoso II	230	C1 e C2 (CD)	2024	105
LT Barreiras – Rio Grande II	230	C2 (CS)	2029	110

Tabela 2 - Subestação planejada no estudo

SE planejada	Tensão (kV)	Ano	Município/UF
Rio Formoso II	230/138	2030	Jaborandi/BA

A Figura 1 apresenta o traçado esquemático das interligações planejadas, assim como a localização proposta para a SE 230/138 kV Rio Formoso II.



(Fonte: EPE, 2018; IBGE, 2009 e 2016)

Figura 1 – Representação esquemática das LTs e SE planejadas neste estudo

A estrutura deste relatório contempla os procedimentos adotados na análise socioambiental (item 2); da área planejada para implantação da SE 230/138 kV Rio Formoso II e dos corredores das linhas de transmissão da alternativa selecionada, com as respectivas recomendações para o Relatório R3 (item 3); e, ao final, nos apêndices, fichas de verificação a serem apresentadas nos relatórios R3, relativas às recomendações ora apresentadas.

2. PROCEDIMENTOS ADOTADOS

2.1. Procedimentos para localização da subestação e definição dos corredores das linhas de transmissão planejadas

Com o auxílio de imagens de satélite e de ferramentas de Sistema de Informações Geográficas (SIG), foram localizadas as subestações e as linhas de transmissão e distribuição existentes na área de estudo, bem como levantadas as áreas promissoras para implantação da subestação planejada.

A partir das informações de imagens de satélite disponíveis no aplicativo *Google Earth Pro* e de bases cartográficas dos temas mais relevantes do ponto de vista socioambiental, foi definida a melhor alternativa de traçado para as linhas de transmissão e a região para instalação da SE planejada.

Ao traçar os corredores, procurou-se desviá-los de locais com maior sensibilidade socioambiental da região, tais como unidades de conservação, cavernas, áreas com vegetação nativa preservada e áreas urbanas. Além disso, buscou-se proximidade com rodovias ou linhas de transmissão existentes com o objetivo de reduzir a necessidade de abertura de vias de acesso na fase de implantação e operação dos empreendimentos. Essas informações foram tratadas em ambiente de SIG.

A caracterização do corredor é apresentada por trechos, sendo apontadas as principais interferências socioambientais e destacados os motivadores do caminhamento. A descrição é apoiada por figuras com a indicação dos temas relevantes da área estudada, como infraestrutura e localização, estrutura fundiária, relevo, uso e ocupação do solo, processos minerários e áreas de relevância socioambiental, elaboradas a partir de imagens de satélite e das bases cartográficas indicadas no item 2.2 a seguir.

2.2. Base de Dados Utilizada

Para delimitação dos corredores das linhas de transmissão, da área proposta para a nova subestação, e para elaboração das figuras e tabelas, foram consultadas e/ou utilizadas informações das seguintes bases de dados:

- Advanced Spaceborne Thermal Emission and Reflection Radiometer – Aster (USGS, 2012).
- Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira (MMA, 2007a).
- Aeródromos Públicos e Privados (Anac, 2018).
- Base Cartográfica Integrada do Brasil ao Milionésimo Digital, incluindo hidrografia, divisão territorial, áreas militares e sistema viário (IBGE, 2009).

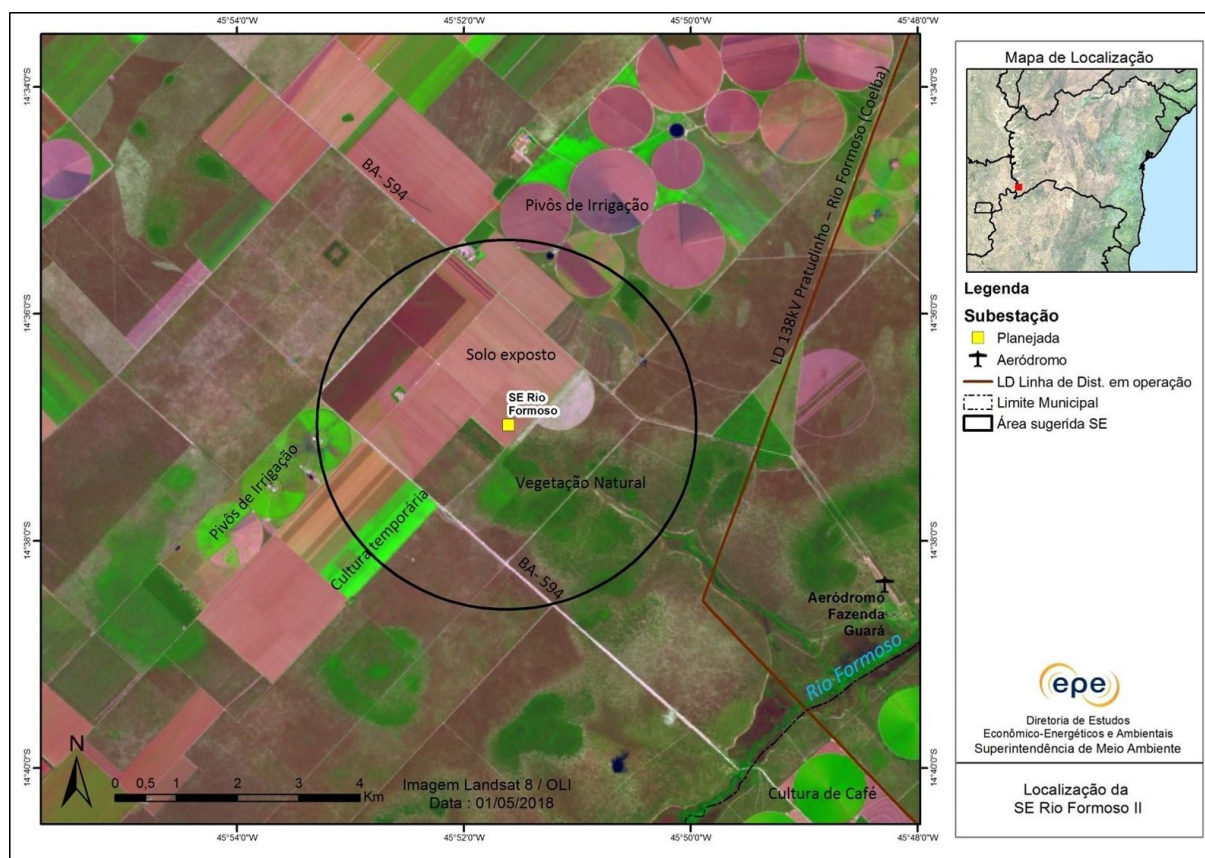
- Cavidades Naturais Subterrâneas (Cecav, 2018).
- Comunidades Quilombolas Certificadas por município (FCP, 2018).
- Declividade em Percentual do Relevo Brasileiro (CPRM, 2010).
- Malha Viária (Dnit, 2015).
- Mapa de Pivôs Centrais de Irrigação (Ana, 2014).
- Mapeamento da Cobertura Vegetal Brasileira - escala 1:2.500.000 (IBGE, 2012).
- Patrimônio Arqueológico (Iphan, 2018a e b).
- Potencialidade de Ocorrência de Cavernas no Brasil - escala 1:2.500.000 (Cecav, 2012).
- Processos Minerários (ANM, 2018).
- Projetos de Assentamento (Incra, 2018a).
- Reserva Particular do Patrimônio Natural (ICMBio, 2018).
- Terras Indígenas (Funai, 2018).
- Territórios Quilombolas (Incra, 2018b).
- Traçado georreferenciado de linhas de distribuição existentes (Coelba, 2017).
- Traçado georreferenciado de linhas de transmissão e subestações existentes e planejadas (EPE, 2018).
- Unidades de Conservação Federais e Estaduais (MMA, 2018; Eletrobras, 2011).

3. DESCRIÇÃO DA ÁREA DA SUBESTAÇÃO E DOS CORREDORES

3.1. Subestação 230/138 kV Rio Formoso II

A SE 230/138 kV Rio Formoso II está planejada para suprir parte do aumento da demanda de energia elétrica prevista para os próximos anos na região de seu entorno. Com base na seleção de alternativas locacionais, mediante trabalho de escritório, foi identificada a região favorável para a implantação dessa SE. O referido levantamento se baseou na inspeção visual de imagens de satélite disponíveis no aplicativo *Google Earth Pro*, imagens *OLI/Landsat8* e avaliação preliminar de aspectos socioambientais e construtivos. Assim, deve-se avaliar in loco, quando da elaboração do Relatório R3, terrenos adequados para implantação da SE, localizados na área com raio de 3 km no entorno do ponto de coordenadas 14° 36' 58"S e 45° 51' 36"O. Caso seja indicada uma localização fora da área recomendada, deverá constar no Relatório R3 justificativa fundamentada para tal.

A Figura 2 apresenta a localização da área sugerida para a SE 230/138 kV Rio Formoso II e as características de uso e ocupação do solo no interior da área e nas proximidades.



(Fonte: Ana, 2014; Anac, 2018; Coelba, 2017; EPE, 2018; IBGE, 2016)

Figura 2 - Localização sugerida para a SE 230/138 kV Rio Formoso II

A área de estudo localiza-se no estado da Bahia, no extremo oeste do município de Jaborandi, aproximadamente 4 km ao norte do alto curso do rio Formoso. Embora localizada no estado da Bahia, o sítio urbano mais próximo é a cidade de Mambaí, situada no estado de Goiás, aproximadamente 40 km da área avaliada para a futura SE.

Os principais fatores que subsidiaram a escolha do local para a SE foram a proximidade com os centros de carga para atendimento da rede de distribuição elétrica e a existência de terrenos propícios à instalação do empreendimento, permitindo mínima interferência em áreas sensíveis do ponto de vista socioambiental.

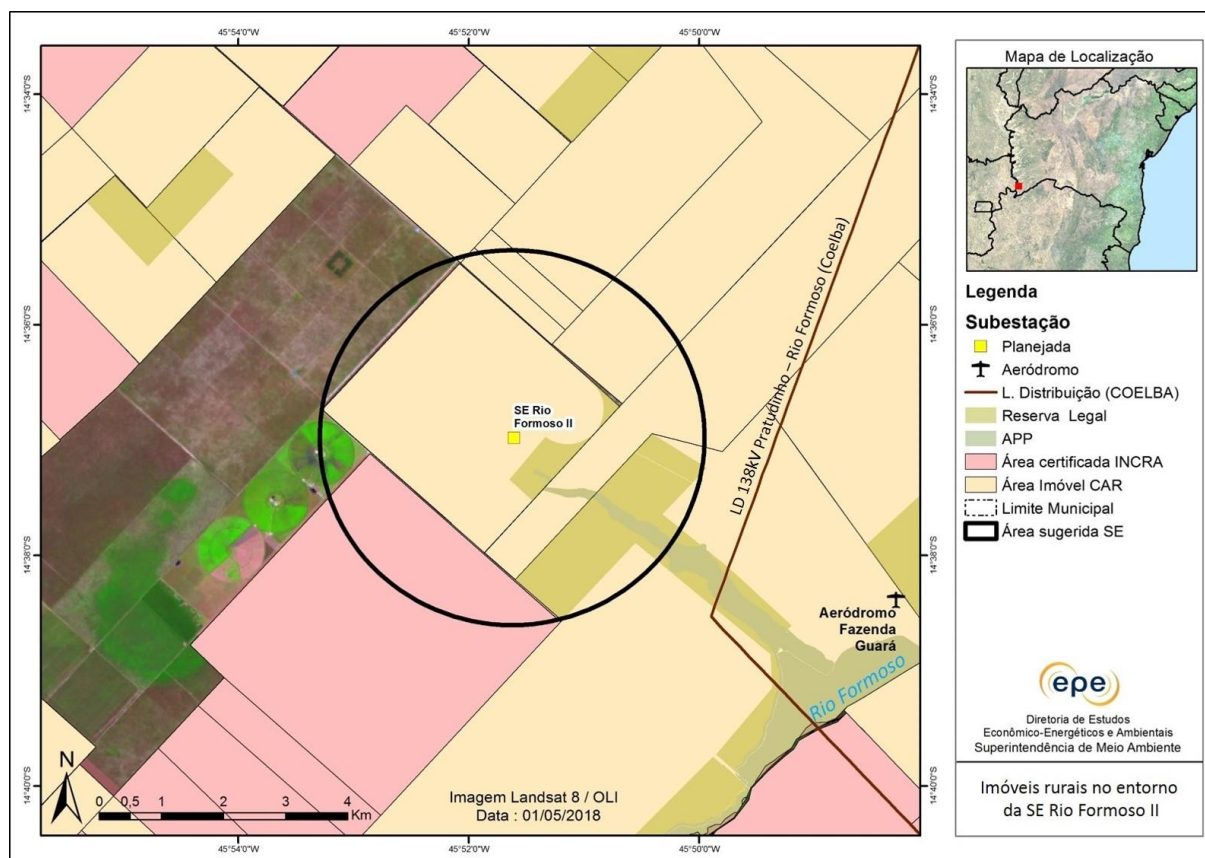
O acesso rodoviário ocorre somente por meio de estradas vicinais. A rodovia pavimentada mais próxima é a rodovia estadual GO-236, que liga a cidade de Mambaí-GO à divisa com a Bahia. A partir da divisa estadual essa rodovia se denomina BA-594, construída em leito natural. A principal rota de acesso às propriedades rurais do entorno é por meio de estradas vicinais não pavimentadas. A rodovia BA-594 não apresenta conexão direta com as demais da malha rodoviária baiana.

Conforme se observa na Figura 2 foi identificado um aeródromo a leste da área proposta para a SE 230/138 kV Rio Formoso II. Devido a essa proximidade com a pista do aeródromo da fazenda Guará (cód SDXD), cerca de 3 km, deve-se considerar as superfícies limitadoras de obstáculos previstas no Plano Básico da Zona de Proteção do Aeródromo (PBZPA) para verificar possíveis restrições. Na análise da localização da SE e sua relação com o PBZPA deve-se considerar também a chegada das linhas de transmissão à SE.

A área sugerida para a SE 230/138 kV Rio Formoso II, localizado no bioma Cerrado, está parcialmente coberta por vegetação nativa, caracterizada pela presença de formações campestres e savânicas. Em meio a essa área observa-se um córrego/riacho sem denominação, tributário do rio Formoso. O restante da área sugerida é ocupado, aproximadamente 50%, por atividades agrícolas. O uso do solo se caracteriza pela presença de extensas propriedades rurais nas quais se destaca a produção de culturas temporárias como soja, algodão e milho. Nota-se a tendência ao aumento da irrigação por uso de pivôs centrais na região, inclusive na área proposta para estudo da locação da SE (Figura 2).

O relevo nessa área, que está inserida no alto do chapadão ocidental baiano, é plano com amplitude altimétrica de até 20 m.

A Figura 3 apresenta a compilação de cadastros territoriais da base de imóveis georreferenciados do Incra (2018c) e do Cadastro Ambiental Rural – CAR (2018), destacando áreas de APP e reserva legal cadastradas.



(Fonte: Anac, 2018; CAR, 2018; Coelba, 2017; EPE, 2018; IBGE, 2016; Incra 2018c)

Figura 3 – Imóveis georreferenciados do CAR, com destaque para as áreas de APP e reserva legal na área sugerida para a SE 230/138 kV Rio Formoso II

A área proposta para a SE 230/138 kV Rio Formoso II está parcialmente inserida sobre a Área Prioritária para Conservação da Biodiversidade – APCB Corredor Grande Sertão Veredas-Refúgio, classificada como de importância muito alta e com ação prioritária para a criação de unidade de conservação.

De acordo com as bases de dados utilizadas, não foram identificados: assentamentos rurais, unidades de conservação de proteção integral ou uso sustentável, terras indígenas, territórios quilombolas, sítios arqueológicos, cavernas ou processos minerários na área proposta para a subestação.

Recomendações para o Relatório R3 da SE 230/138 kV Rio Formoso II

Deverão ser estudadas criteriosamente, durante a elaboração do Relatório R3 deste empreendimento, as opções de localização da SE 230/138 kV Rio Formoso II, escolhendo a(s) alternativa(s) de terreno mais viável do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para indicação do local de implantação da SE 230/138 kV Rio Formoso II:

- Obter informações junto à Prefeitura de Jaborandi sobre eventuais restrições adicionais em relação à área indicada, verificando possíveis interferências com a SE 230/138 kV Rio Formoso II.
- Evitar interferência direta com a rede de drenagem ou áreas de preservação onde há presença de vegetação nativa, priorizando-se áreas já antropizadas para a construção da subestação.
- Avaliar as possíveis interferências da localização da SE 230/138 kV Rio Formoso II e linhas de transmissão e distribuição associadas sobre o Plano Básico da Zona de Proteção do Aeródromo da fazenda Guará (cód SDXD), conforme ICA 63-19, que define os critérios de análise técnica da área de aeródromos e cuja reedição foi aprovada por meio da Portaria nº 184 do Decea, de 13 de julho de 2015.
- Considerar a base de dados existente no Cadastro Ambiental Rural para a avaliação fundiária.
- Considerar as dimensões da SE 230/138 kV Rio Formoso II, a serem estimadas pela equipe de elaboração do Relatório R4.

3.2. Corredor da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II CD

A interligação entre a SE 500 kV Rio das Éguas (em operação) e SE 230/138 kV Rio Formoso II (planejada) está prevista para ser realizada em um circuito duplo de 230 kV.

O principal norteador para definição do caminhamento do corredor foi evitar e/ou minimizar interferências em três unidades de conservação existentes na região: o Refúgio de Vida Silvestre (REVIS) Veredas do Oeste Baiano, a Área de Proteção Ambiental (APA) das Nascentes do Rio Vermelho e a Reserva Particular do Patrimônio Natural (RPPN) Veredas do Pratudinho. O corredor proposto foi elaborado com 8 km de largura e seu eixo possui cerca de 105 km de extensão. Caso o traçado da diretriz seja indicado fora do corredor definido, deverá constar no Relatório R3 a justificativa fundamentada para tal.

Para facilitar a descrição, o corredor foi dividido em dois trechos: (1) entre a SE Rio das Éguas e a lagoa Pratudão, e (2) da lagoa Pratudão à SE planejada Rio Formoso II.

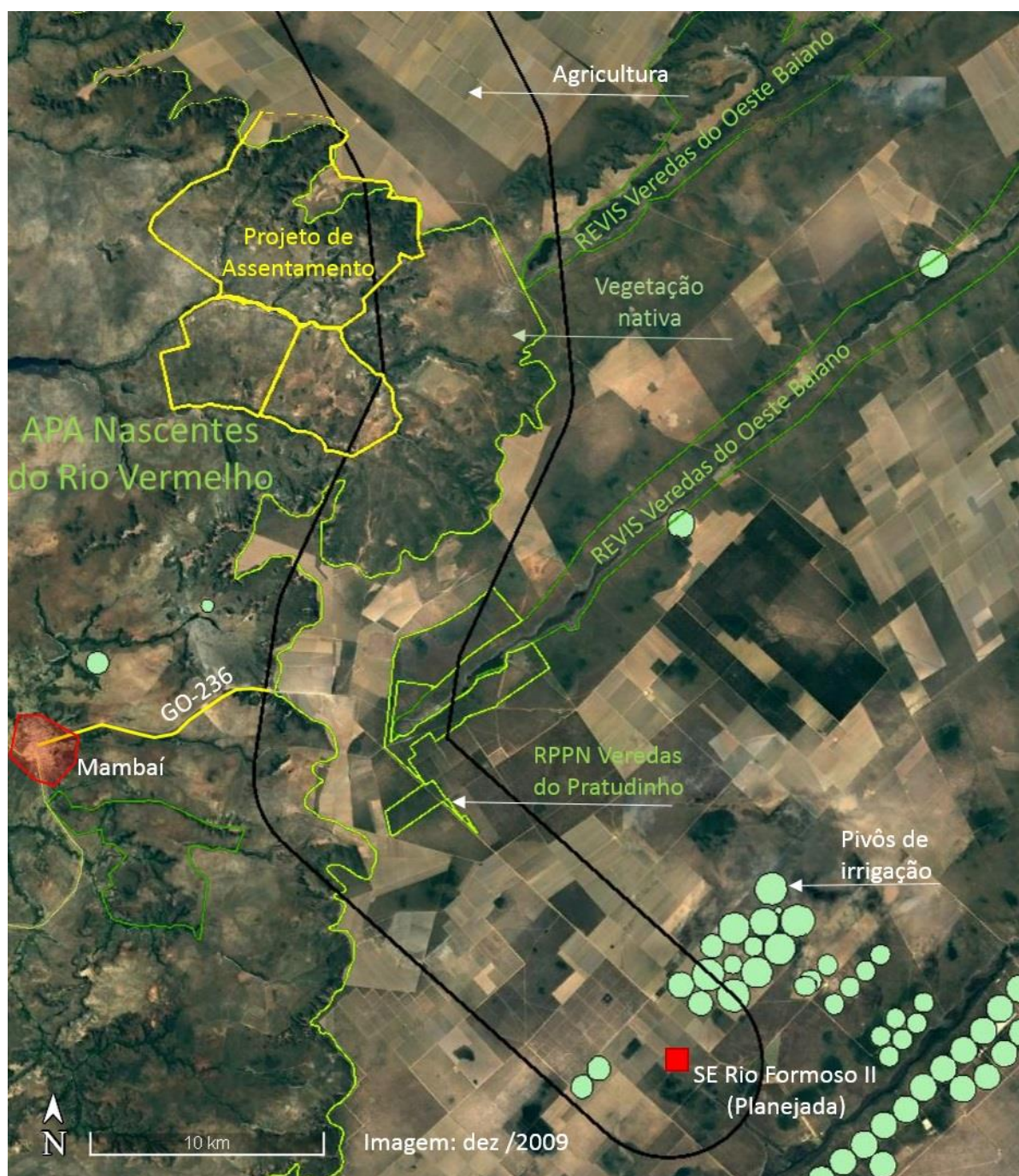
A partir da SE 500 kV Rio das Éguas o corredor segue na direção sul-sudeste acompanhando a linha de transmissão em operação LT 500 kV Luziânia - Rio das Éguas C1 até o vale do rio Arrojado (Figura 4). Nesse trecho o corredor é ocupado por áreas agrícolas na chapada e vegetação nativa nas proximidades da borda da chapada junto ao vale do rio Arrojado. O vale, um subnível da chapada, é coberto por vegetação nativa, à exceção do trecho localizado na margem esquerda do rio, que é ocupado por áreas agrícolas com uso de pivôs centrais. Após cruzar o vale, o corredor retorna ao alto da chapada e avança por aproximadamente 33 km em área ocupada por culturas agrícolas, reflorestamento e trechos de vegetação nativa. Não foram observadas aglomerações urbanas ou povoados.



(Fonte: Ana, 2014; Embrapa, 2017; EPE, 2018; IBGE, 2009; Incra, 2018a; Google Earth Pro – imagem de 2018; MMA, 2018)

Figura 4 - Trecho norte do corredor da LT 230 kV Rio das Éguas- Rio Formoso II CD

Nas proximidades da REVIS Veredas do Oeste Baiano, o corredor converge no sentido sul-sudoeste desviando da referida unidade de conservação e engloba parte da APA das Nascentes do Rio Vermelho. Nesse trecho o corredor sai do nível superior da chapada e, na área da APA, atravessa terreno ondulado coberto por vegetação nativa preservada. Destaca-se, na APA, os projetos de assentamento PAs Paraná, Capim de Cheiro e Mambai, ambos com possibilidade de desvio, conforme se observa na Figura 5.



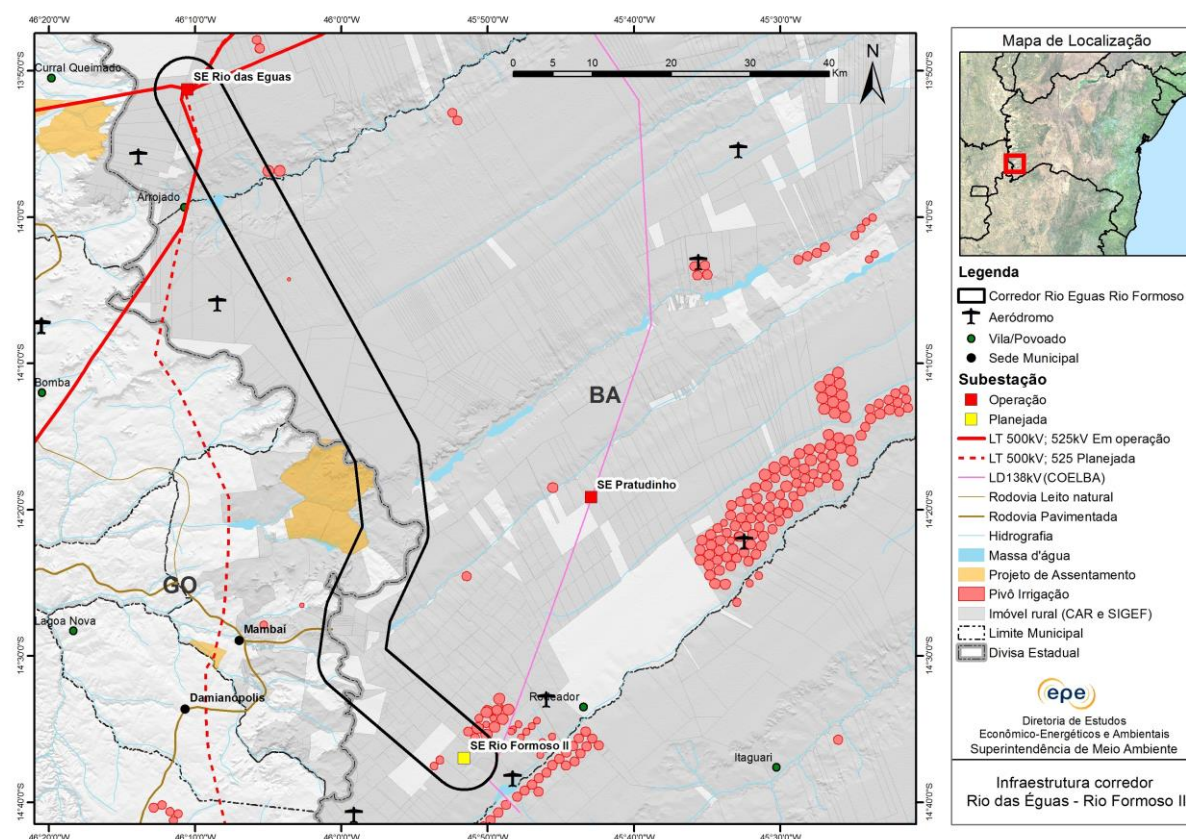
(Fonte: Ana, 2014; EPE, 2018; Embrapa, 2017; ICMBio, 2018; Incra, 2018a; Google Earth Pro – imagem de 2009; MMA, 2018)

Figura 5 - Trecho sul do corredor da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II CD

Após cruzar a APA das Nascentes do Rio Vermelho o corredor retorna ao alto da chapada, converge no sentido sudeste e avança por uma área de superfície plana ocupada por agricultura temporária e reflorestamento até chegar à área da futura SE 230/138 kV Rio Formoso II.

Infraestrutura e Localização

O corredor localiza-se majoritariamente no estado da Bahia e abrange uma estreita faixa do estado de Goiás, conforme se observa na Figura 6. A Tabela 3 apresenta os municípios e estados que compõem a área do corredor.



Fonte: Ana, 2014; Anac, 2018; CAR, 2018; EPE, 2018; IBGE, 2009; Incra, 2018a e c; Coelba, 2017)

Figura 6 – Infraestrutura no corredor da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II CD

Tabela 3 – Municípios atravessados pelo corredor da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II CD

UF	Mesorregião	Microrregião	Municípios
BA	Extremo Oeste Baiano	Santa Maria da Vitória	Jaborandi
			Correntina
GO	Leste Goiano	Vão do Paranã	Mambai

As coordenadas da subestação planejada SE 230/138 kV Rio Formoso II e da subestação em operação 500 kV Rio das Éguas são apresentadas na Tabela 4 a seguir.

Tabela 4 – Coordenadas da SE 230/138 kV Rio Formoso II e da SE 500 kV Rio das Éguas

Subestação	Situação	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Rio Formoso II ¹	Planejada	14°36'58" S	45°51'36" W	Jaborandi	Bahia
Rio das Éguas	Existente	13°51'15" S	46°10'31" W	Correntina	Bahia

¹ As coordenadas referem-se ao ponto central da área proposta para a subestação, a ser verificada no Relatório R3.

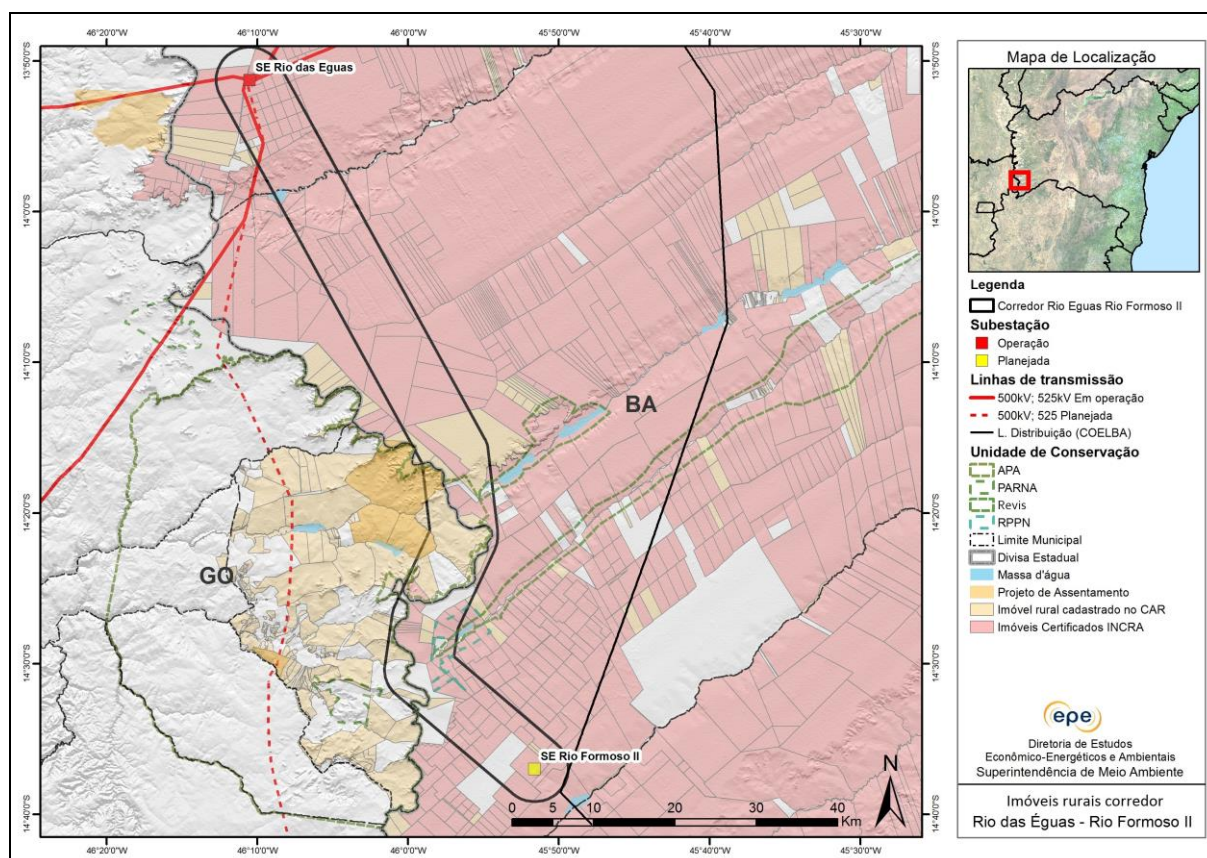
O corredor não cruza aglomerados urbanos ou vilas, mas nas proximidades da SE 500 kV Rio das Éguas passa próximo da vila de Rosário, localizada às margens da rodovia federal BR-020.

Nas proximidades da SE 500 kV Rio das Éguas o corredor abrange a LT 500 kV Luziânia - Rio das Éguas C1 e a LT planejada 500 kV Rio das Éguas - Arinos 2 C1, cujo traçado foi obtido da Declaração de Utilidade Pública - DUP emitida pela Resolução Autorizativa Aneel n. 7.123/2018 (Aneel, 2018b). Próximo à SE Planejada 230/138 kV Rio Formoso II o corredor abrange a LD 69kV Pratudinho – Rio Formoso II, conforme se observa na Figura 6.

O corredor é parcialmente servido por duas rodovias pavimentadas. Ao norte, próximo à SE 500 kV Rio das Éguas, a rodovia Federal BR-020, que acompanha o corredor a partir da referida SE até o vale do rio Arrojado. A partir do vale do rio Arrojado em direção ao sul até as proximidades da lagoa Pratudão, o corredor é servido somente por estradas vicinais utilizadas para acesso às propriedades rurais situadas no alto do chapadão oeste baiano. No trecho sul do corredor, próximo da lagoa do Pratudão, o corredor é parcialmente servido pela rodovia estadual pavimentada GO-236, que liga a cidade de Mambai-GO à divisa com o estado da Bahia. A partir da divisa estadual a estrada se denomina rodovia estadual BA-594, construída em leito natural, e é a principal rota de acesso às propriedades rurais da região por meio de vias não pavimentadas. A rodovia BA-594 não apresenta conexão direta às demais rodovias da malha rodoviária baiana. Não foram identificados aeródromos no corredor.

Estrutura Fundiária

A partir de compilação de dados de imóveis declarados no Cadastro Ambiental Rural (CAR, 2018) e imóveis georreferenciados no Sistema de Gestão Fundiária – Sigef (Incra, 2018c), observa-se a presença de propriedades maiores na faixa central do corredor, conforme Figura 7.



(Fonte: CAR, 2018; Coelba, 2017; CPRM, 2010; EPE, 2018; IBGE, 2009; Incra, 2018 a e c; USGS, 2012)

Figura 7 – Imóveis georreferenciados na região de passagem do corredor da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II CD

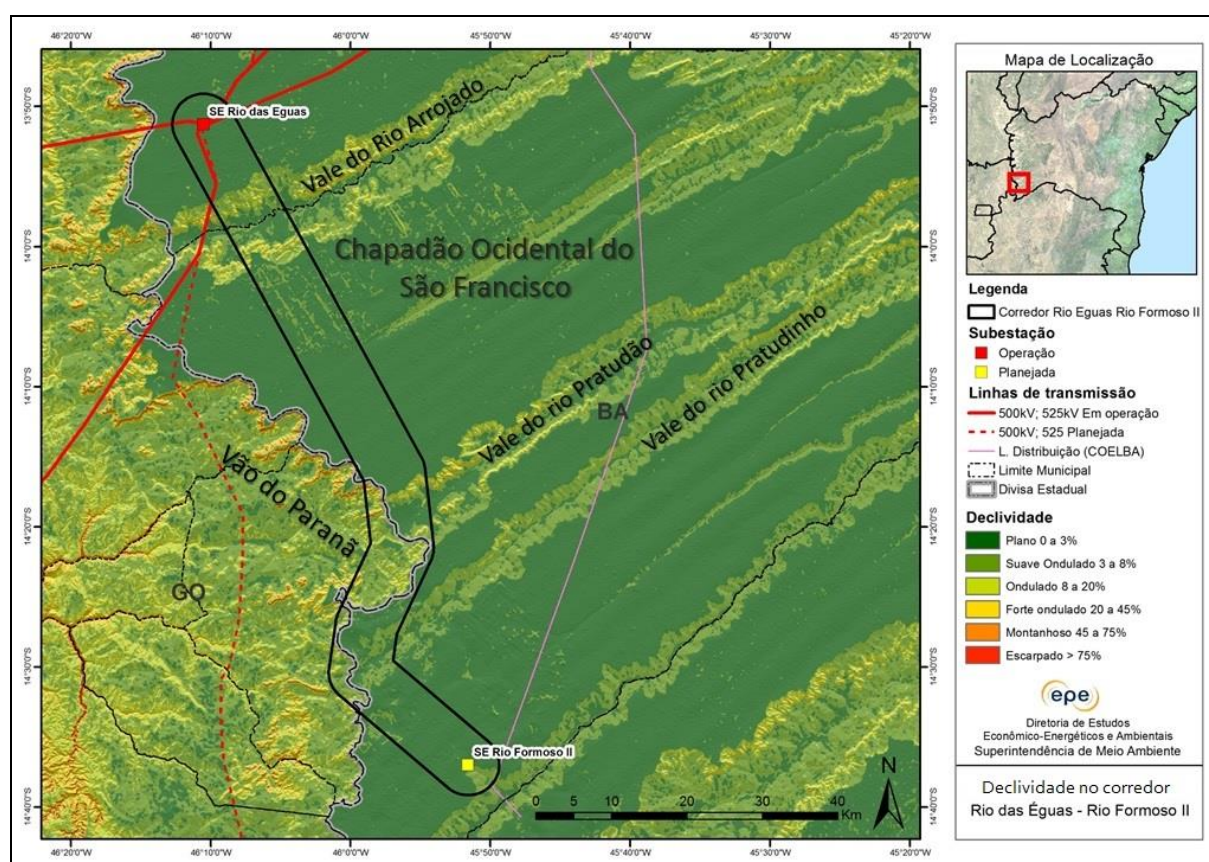
Uso e ocupação do solo

O corredor da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II CD está localizado no bioma Cerrado e os fragmentos de vegetação nativa presentes no corredor pertencem às fitofisionomias Savana Arborizada sem floresta de galeria, Savana Parque sem floresta de galeria e Savana Gramíneo-Lenhosa com floresta de galeria (IBGE, 2012). Tais fragmentos estão associados majoritariamente a áreas de APP e reserva legal, além de áreas protegidas pelas unidades de conservação.

A região do corredor é caracterizada por uso do solo majoritariamente destinado à agricultura, destacando-se as culturas temporárias de soja, milho e algodão cultivados em grandes propriedades. Embora não seja uma característica dominante na área interna do corredor, observa-se o crescente uso da irrigação por pivôs centrais nas propriedades da região (Figura 6). Destacam-se, também, áreas de reflorestamento ao norte (nas proximidades do vale do rio Arrojado) e ao sul do corredor (antes de chegar à SE 230/138 kV Rio Formoso II).

Relevo

O corredor, localizado majoritariamente no chapadão ocidental do São Francisco, apresenta duas subunidades de relevo que merecem destaque: o vale do rio Arrojado, localizado no trecho norte do corredor, onde são observadas amplitudes altimétricas de até 120 m entre o fundo do vale e as bordas da chapada, e o vão do Paranã, localizado no trecho central do corredor, a oeste do chapadão, já no estado de Goiás. O corredor acompanha parcialmente a borda desse chapadão cruzando o vão do Paranã, onde está localizada a APA das Nascentes do Rio Vermelho. A Figura 8 apresenta as unidades de relevo e as classes de declividade associadas.



(Fonte: Coelba 2017; CPRM, 2010; EPE, 2018; IBGE, 2009; USGS, 2012)

Figura 8 – Declividade no corredor da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II CD

Por estar localizado majoritariamente sobre uma chapada, no corredor predominam áreas classificadas como planas ou com declividade muito suave, de 0 a 3%, próximo às áreas de drenagem, com exceção as bordas da chapada, onde se observam vertentes abruptas seguidas de talus ou colúvios de deposição, em que se podem observar declividades de 10 a 25%.

As altitudes no corredor variam de aproximadamente 810 a 1.000 m, sendo que as áreas mais altas se localizam na fração norte do corredor, próximo à SE 500 kV Rio das Éguas. As maiores amplitudes

altimétricas são observadas na passagem do rio Arrojado, com até 120m, e na transição da chapada para a região da APA das Nascentes do Rio Vermelho com até 120 m.

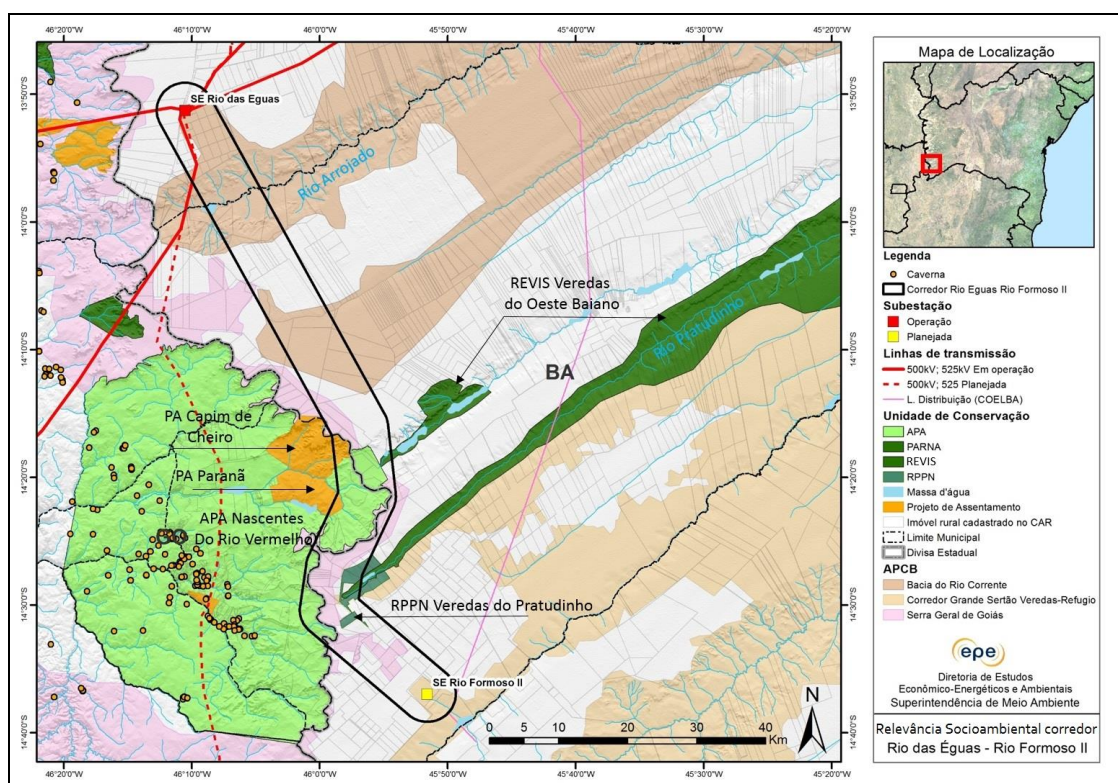
Processos Minerários

Não foram observados processos minerários na área do corredor conforme consulta à base da Agência Nacional de Mineração ANM (2018).

Áreas com restrições legais e áreas prioritárias para conservação da biodiversidade

Ao longo de seu trajeto o corredor não se sobrepõe a terra indígena, território quilombola, cavidade natural, sítio arqueológico. Vale ressaltar que, segundo o Mapa de Potencialidade de Ocorrência de Cavernas no Brasil (Cecav, 2012), o corredor atravessa áreas classificadas como de média ocorrência de cavidades subterrâneas.

O corredor abrange três Unidades de Conservação: o REVIS Veredas do Oeste Baiano, a APA das Nascentes do Rio Vermelho e a RPPN Veredas do Pratudinho, conforme apresentado na Figura 9. Além dessas unidades de conservação, o corredor se sobrepõe parcialmente a três Áreas Prioritárias de Conservação da Biodiversidade - APCBs: a Bacia do Rio Corrente, cujo indicativo de prioridade é de criação de UC de proteção integral; a APCB Serra Geral de Goiás, com prioridade de criação de mosaico/corredor ecológico, e o Corredor Grande Sertão Veredas com indicativo de criação de UC. O corredor cruza parcialmente os projetos de assentamento Capim de Cheiro e Paraná, os quais estão situados dentro da APA das Nascentes do Rio Vermelho.



(Fonte: CAR, 2018; Cecav, 2018; Coelba, 2017; EPE, 2018; IBGE, 2009; ICMBio, 2018; Incra, 2018a; MMA, 2007a e 2018)

Figura 9 - Áreas de relevância socioambiental no corredor da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II CD

Segundo Iphan (2018a), há registro de sítios arqueológicos no município de Correntina (BA) que podem estar localizados dentro da área do corredor. Devido à ausência de informações sobre a localização dos sítios arqueológicos cadastrados pelo Iphan, esses não foram indicados no mapa de Áreas de Relevância Socioambiental.

Recomendações para o Relatório R3

Deverão ser estudadas, durante a elaboração do Relatório R3 da LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Formoso II CD, as opções de traçado para a futura LT, escolhendo-se a alternativa mais viável do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para a definição da diretriz da LT planejada, quando da elaboração do referido relatório:

- Evitar interferência na REVIS Veredas do Oeste Baiano.
- Levantar e analisar possível restrição de uso do solo na APA das Nascentes do Rio Vermelho de forma a minimizar as interferências.
- Verificar a ocorrência de cavernas não cadastradas, tendo em vista que o corredor atravessa áreas classificadas com potencial médio para a ocorrência de cavidades subterrâneas.
- Verificar a localização dos sítios arqueológicos cadastrados no município de Correntina (BA), que podem estar localizados dentro da área do corredor, para que a diretriz da LT planejada não tenha qualquer interferência nesses sítios.
- Atentar para a presença de APCBs no corredor, tendo em vista que a maioria apresenta ação prioritária para a criação de unidades de conservação.
- Levantar e analisar possível restrição de uso do solo nos planos diretores atuais dos municípios de Jaborandi e Correntina, no estado da Bahia, e Mambaí, em Goiás.
- Minimizar a interferência com áreas de vegetação nativa.
- Evitar interferência com áreas irrigadas por pivôs centrais presentes ao longo do corredor.
- Identificar os aeródromos cadastrados e não cadastrados, cujos cones de aproximação deverão ser observados ao se definir a diretriz da linha de transmissão.
- Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.

- Interagir com a equipe responsável pelo relatório R4 para a localização da SE 230/138 kV Rio Formoso II, de modo a evitar interferências em áreas de preservação permanente.

3.3. Corredor da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II C2

A interligação entre a SE 230/138/69 kV Barreiras (em operação) e a SE 230/138 kV Rio Grande II (em operação) está prevista para ser realizada em um circuito simples de 230 kV.

Para a definição do traçado foram consideradas duas opções: a primeira teve como premissa acompanhar o primeiro circuito já construído da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II C1; a segunda, que posteriormente foi a alternativa escolhida, acompanha a LT 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas C2 (planejada) no trecho entre Barreiras até a proximidade da SE 230/138 kV Rio Grande II.

O principal norteador para definição do caminhamento do corredor foi evitar a proximidade de áreas com grande concentração de cavernas no norte do município de São Desidério e áreas com alta densidade de pivôs centrais de irrigação nas proximidades da SE 230/138 kV Rio Grande II. O corredor proposto foi elaborado com 12 km de largura e seu eixo possui aproximadamente 108 km de extensão. Caso o traçado da diretriz seja indicado fora do corredor definido, deverá constar no Relatório R3 justificativa fundamentada para tal.

A descrição deste corredor se deu a partir da SE 230/138/69 kV Barreiras até a SE 230/138 kV Rio Grande II. Para facilitar a descrição, o corredor foi dividido em dois trechos: (1) entre a SE 230/138/69 kV Barreiras e o rio Grande, e (2) do rio Grande à SE 230/138 kV Rio Grande II.

A SE 230/138/69 kV Barreiras localiza-se a leste da cidade de Barreiras, fora do perímetro urbano da cidade. Construída à margem leste da rodovia BA-447 e a norte da rodovia federal BR-242, a subestação foi envolta por um conjunto de loteamentos na última década. Dentre eles, o bairro Cidade Nova e os loteamentos Firenze e Jardins, que ainda apresentam baixa densidade de ocupação, conforme se observa na Figura 10.

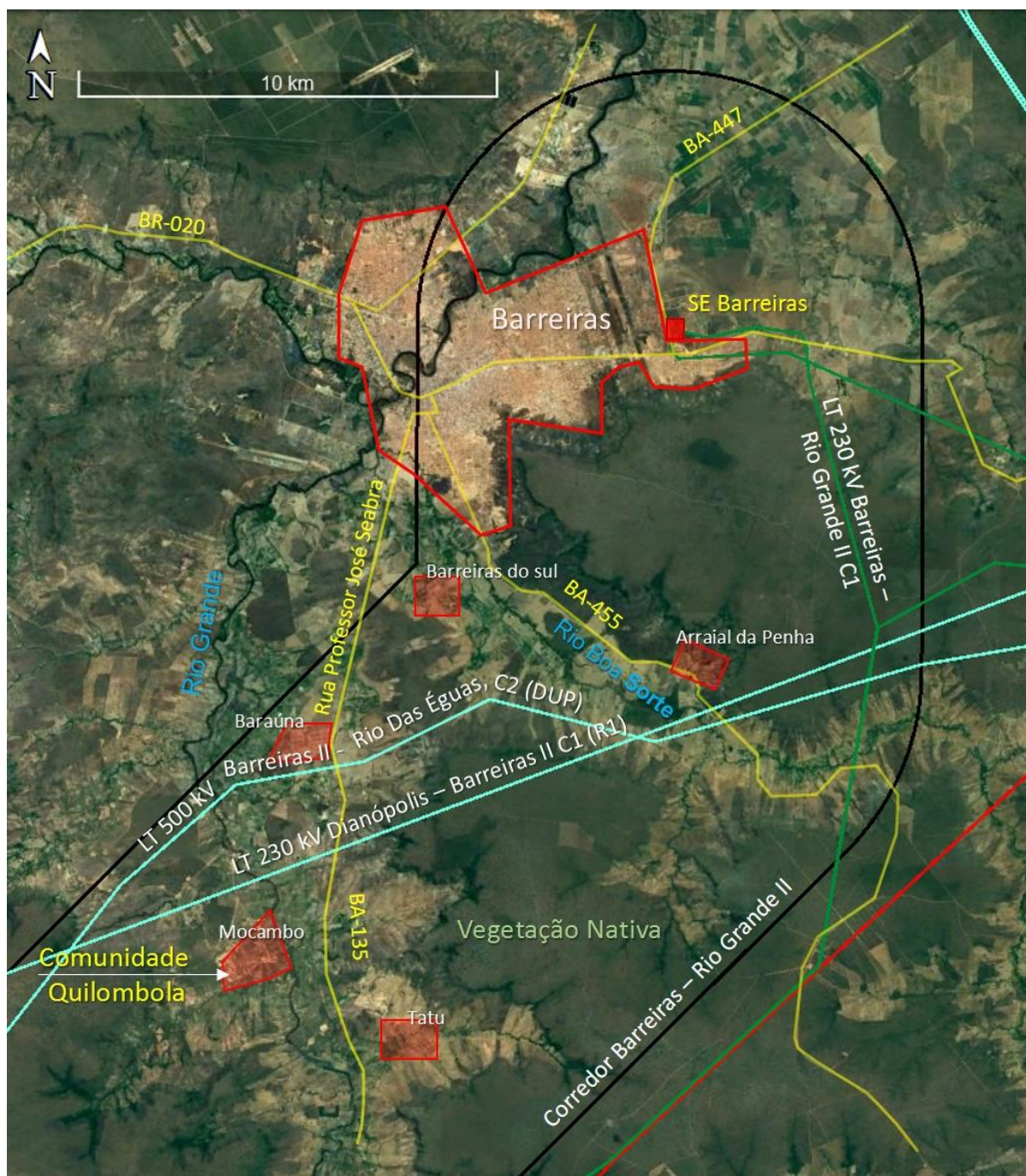
Na Figura 10 é possível observar a SE 230/138/69 kV Barreiras e a disposição de chegada das linhas em operação: a LT 230 kV Bom Jesus da Lapa I - Barreiras C1 e LT 230 kV Barreiras - Rio Grande II C1.



(Fonte: EPE, 2018; Google Earth Pro – imagem de 2017)

Figura 10 - Trecho de saída da SE 230/138/69 kV Barreiras no município de Barreiras

A partir da SE 230/138/69 kV Barreiras o corredor segue na direção sul sudeste, cruza os vales dos rios Boa Sorte e Grande, passando por chapadas cobertas por vegetação nativa preservada. Os vales desses dois rios são ocupados por pequenas propriedades voltadas à agricultura e pecuária de pequena escala. O uso do solo se caracteriza por pastagens associadas a lavouras de pequeno porte, cultivo de coco-da-baía, pomares e tanques de criação de peixes entremeados a fragmentos de vegetação nativa. Nesse trecho o corredor cruza as LTs planejadas: LT 500 kV Barreiras II – Rio das Águas C2 (DUP - Resolução Autorizativa Aneel 6.507/2017) e a LT 230 kV Dianópolis II – Barreiras II C1 (R1), conforme apresentado na Figura 11.

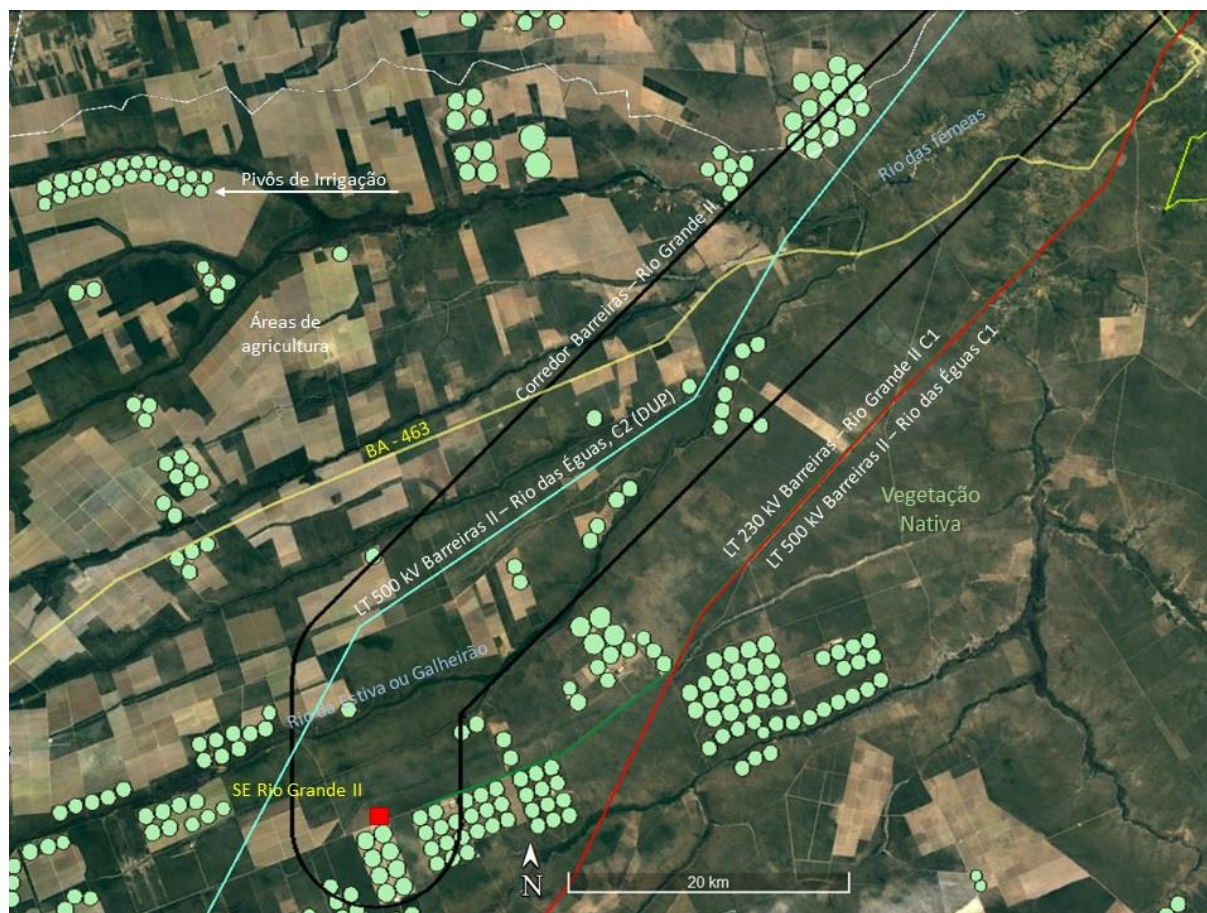


(Fonte: Embrapa, 2017; EPE, 2018; Google Earth Pro – imagem de 2017; IBGE, 2009)

Figura 11 - Trecho norte do corredor da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II C2

Após cruzar a rodovia BA-135, o corredor segue no sentido sudoeste em área de chapada acompanhando os vales do rio da Fêmea e posteriormente do rio Estiva ou Galheirão, até um ponto situado 10 km a norte da SE 230/138 kV Rio Grande II, onde o corredor converge para o sentido sul até a referida subestação (Figura 12).

Como se observa na Figura 12, o corredor passa por extensas áreas de vegetação nativa preservada e acompanha parcialmente a LT 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas C2 (planejada), que passa ao norte da SE 230/138 kV Rio Grande II.

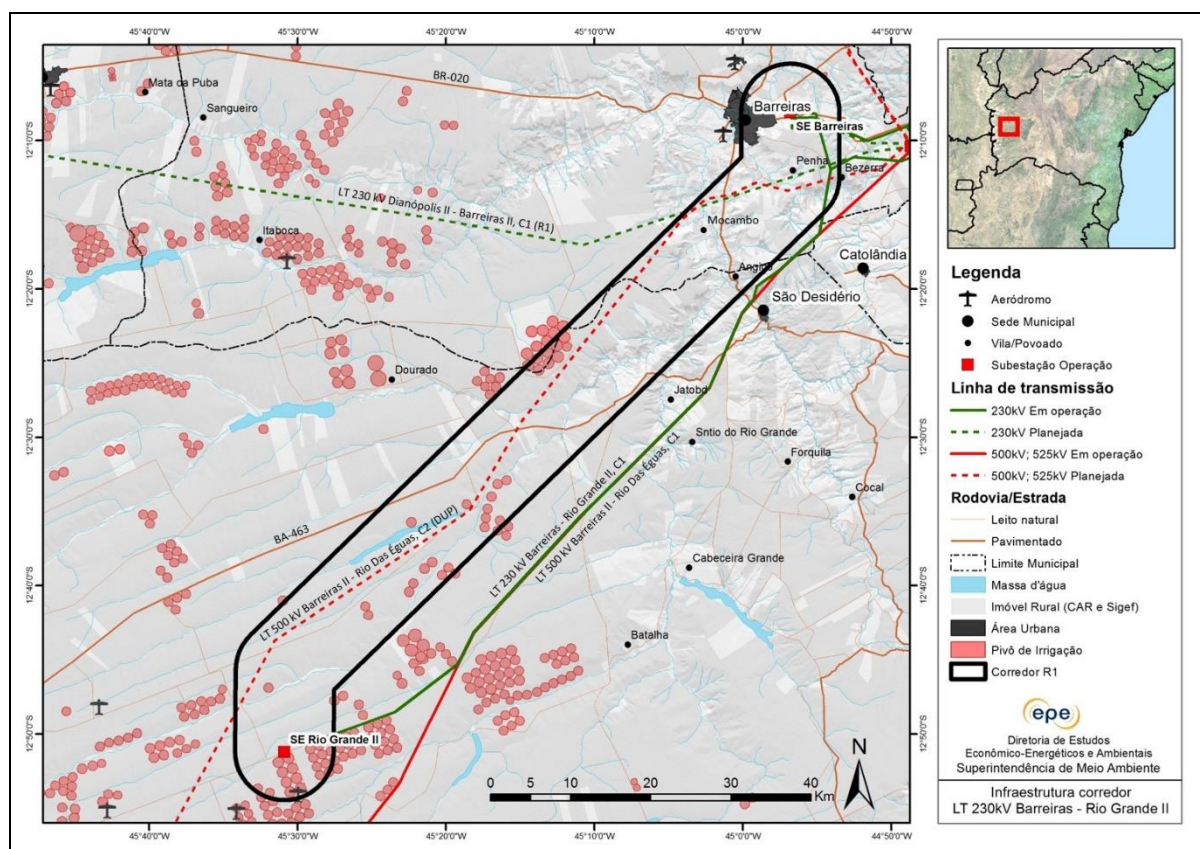


(Fonte: Ana, 2014; EPE, 2018; IBGE, 2009; Google Earth Pro – imagem de 2016)

Figura 12 - Trecho sul do corredor da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II C2

Infraestrutura e Localização

O corredor da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II C2 CS localiza-se nos municípios de Barreiras e São Desidério e sobrepõe parte da área urbana de Barreiras. O corredor abrange, no vale do rio Grande, os povoados de Angico, Tatu e Jatobá e a comunidade de Mocambo que, segundo a FCP (2018), trata-se de uma comunidade quilombola ainda não demarcada (Figura 13). No vale do rio Boa Sorte o corredor abrange as comunidades Arraial da Penha e Barreiras do Sul, tal como ilustrado na Figura 11.



(Fonte: Ana, 2014; Anac, 2018; CAR, 2018; EPE, 2018; IBGE, 2009)

Figura 13 – Infraestrutura no corredor da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II C2

A Tabela 5 apresenta os municípios que compõem a área do corredor.

Tabela 5 – Municípios atravessados pelo corredor da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II C2

UF	Mesorregião	Microrregião	Municípios
BA	Extremo Oeste Baiano	Barreiras	Barreiras
			São Desidério

A subestação em operação SE 230/138/69 kV Barreiras localiza-se adjacente à cidade de Barreiras, às margens da rodovia BA-447 e a norte da BR-242. A SE 230/138 kV Rio Grande II situa-se a 5 km ao sul do rio Vereda Passaginha. As coordenadas das subestações constam na Tabela 6 a seguir.

Tabela 6 – Coordenadas da SE 230/138 kV Barreiras e da SE 230/138 kV Rio Grande II

Subestação	Situação	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Barreiras	Existente	12° 8' 4" S	44° 46' 48" W	Barreiras	Bahia
Rio Grande II	Existente	12° 51' 11" S	45° 30' 54" W	São Desidério	Bahia

O corredor abrange duas linhas de transmissão em operação: as LTs 230 kV Barreiras - Rio Grande II C1 e Bom Jesus da Lapa I - Barreiras C1; e duas linhas de transmissão planejadas: as LTs 230 kV Dianópolis II e a LT 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas C2 (Figura 13). Os traçados das linhas planejadas se referem: ao eixo do corredor R1 para a LT 230 kV Dianópolis II - Barreiras II C1, e à DUP para a LT 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas C2.

O corredor apresenta apoio rodoviário em toda sua extensão, principalmente próximo da cidade de Barreiras, onde cruza as rodovias federais BR-020 e BR-135, e uma estrada pavimentada que liga Barreiras a São Desidério. No trecho sul, o corredor acompanha parcialmente a rodovia estadual BA-463, que liga São Desidério à rodovia BR-020. O corredor também é servido por várias estradas vicinais, que a partir da rodovia BA-463 dão acesso às propriedades rurais do entorno.

Não foram identificados aeródromos dentro do corredor, mas existem dois nas proximidades da cidade de Barreiras e dois nas proximidades da SE 230/138 kV Rio Grande II.

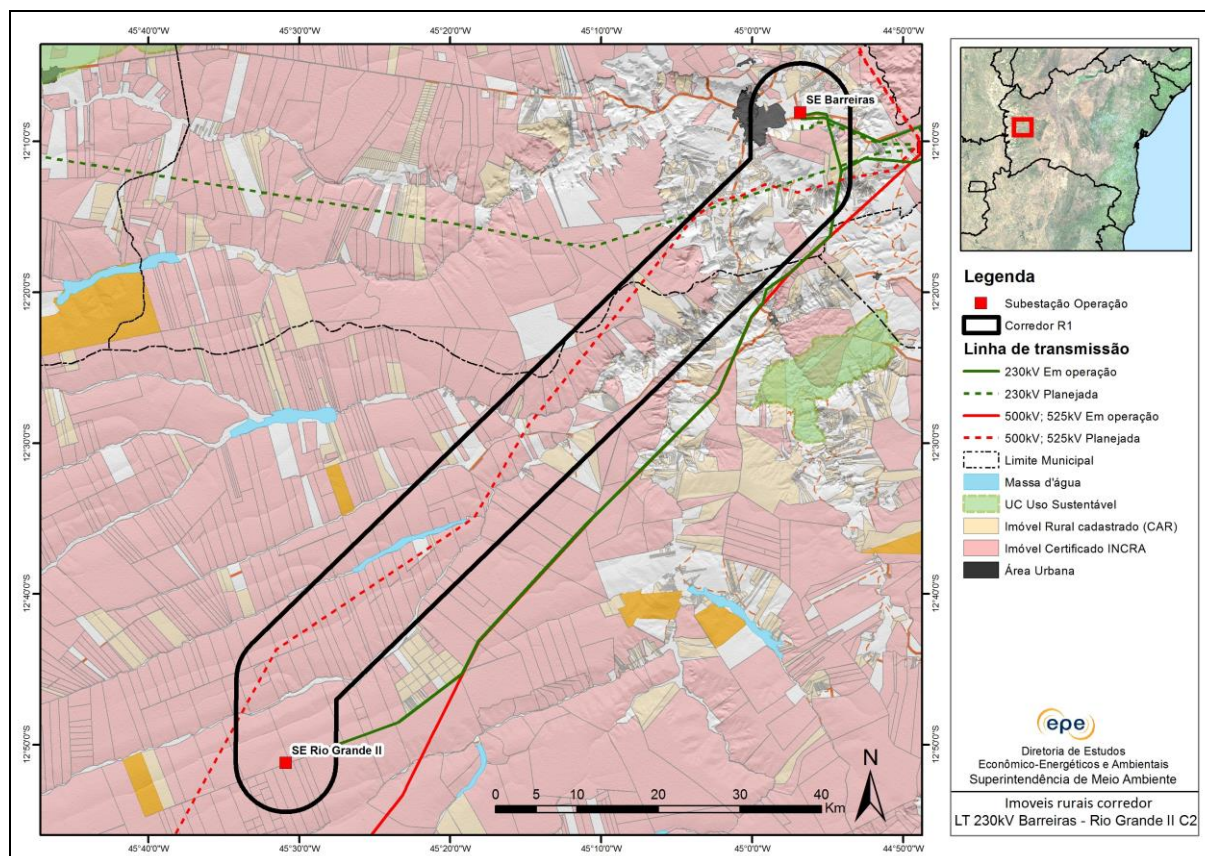
Situação Fundiária

A partir de compilação de dados de imóveis declarados no Cadastro Ambiental Rural (CAR, 2018) e imóveis georreferenciados no Sistema de Gestão Fundiária – Sigef (Incra, 2018c), observa-se que o trecho sul do corredor é ocupado por maiores propriedades. O trecho norte caracteriza-se pela presença de pequenas propriedades, principalmente na região dos vales dos rios Grande e Boa Sorte, conforme pode ser observado na Figura 14.

Uso e ocupação do solo

O corredor da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II C2 CS está localizado no bioma Cerrado e apresenta vegetação nativa preservada, sobretudo nas áreas de chapada próximas a Barreiras, das fitofisionomias Savana Arborizada sem floresta de galeria, Savana Parque sem floresta de galeria e Savana Gramíneo-Lenhosa com floresta de galeria (IBGE, 2012).

Nas áreas dos vales dos rios Boa Sorte e Grande, observam-se pequenas propriedades voltadas à agricultura e pecuária de pequena escala. O uso do solo nesses vales se caracteriza por pequenas áreas de pastagens associadas a lavouras de pequeno porte, cultivo de coco-da-baía, pomares e tanques de criação de peixes entremeados a fragmentos de vegetação nativa. Nos trechos mais ao sul, alto da chapada, o corredor passa por áreas de vegetação nativa preservada entremeadas a extensas áreas de agricultura onde se desenvolve o cultivo de soja, milho e algodão. Nesse trecho observa-se o crescente uso de pivôs centrais de irrigação conforme se observa na Figura 12.

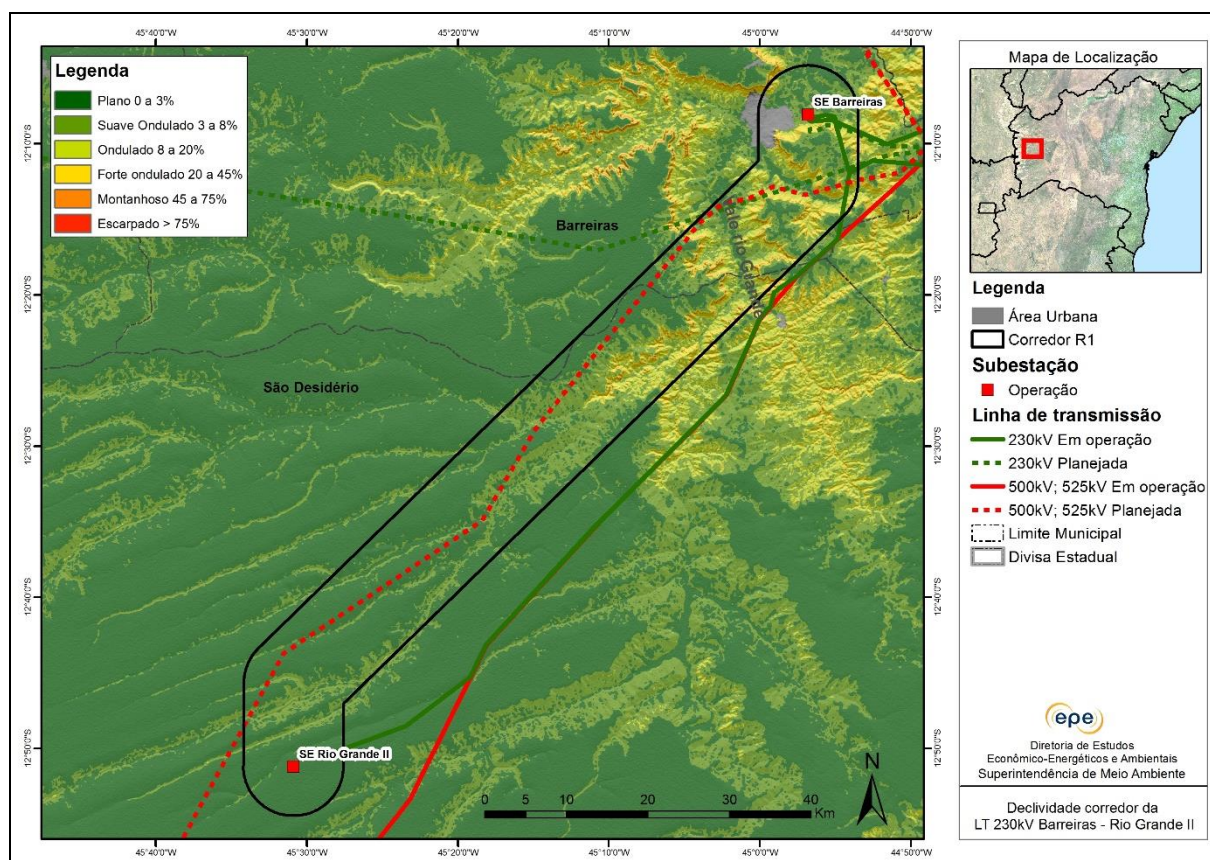


(Fonte: CAR, 2018; CPRM, 2010; EPE, 2018; IBGE, 2009; Incra, 2018 a e c; USGS, 2012)

Figura 14 – Imóveis georreferenciados na região de passagem do corredor da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II C2

Relevo

A maior parte do corredor apresenta relevo plano, caracterizado pelo chapadão ocidental do São Francisco. As principais subunidades de relevo são os vales dos rios Boa Sorte e Grande, trechos nos quais se caracterizam as maiores declividades e amplitudes altimétricas, com desníveis de até 120 m. Os pontos de maior declividade podem ser observados na Figura 15.

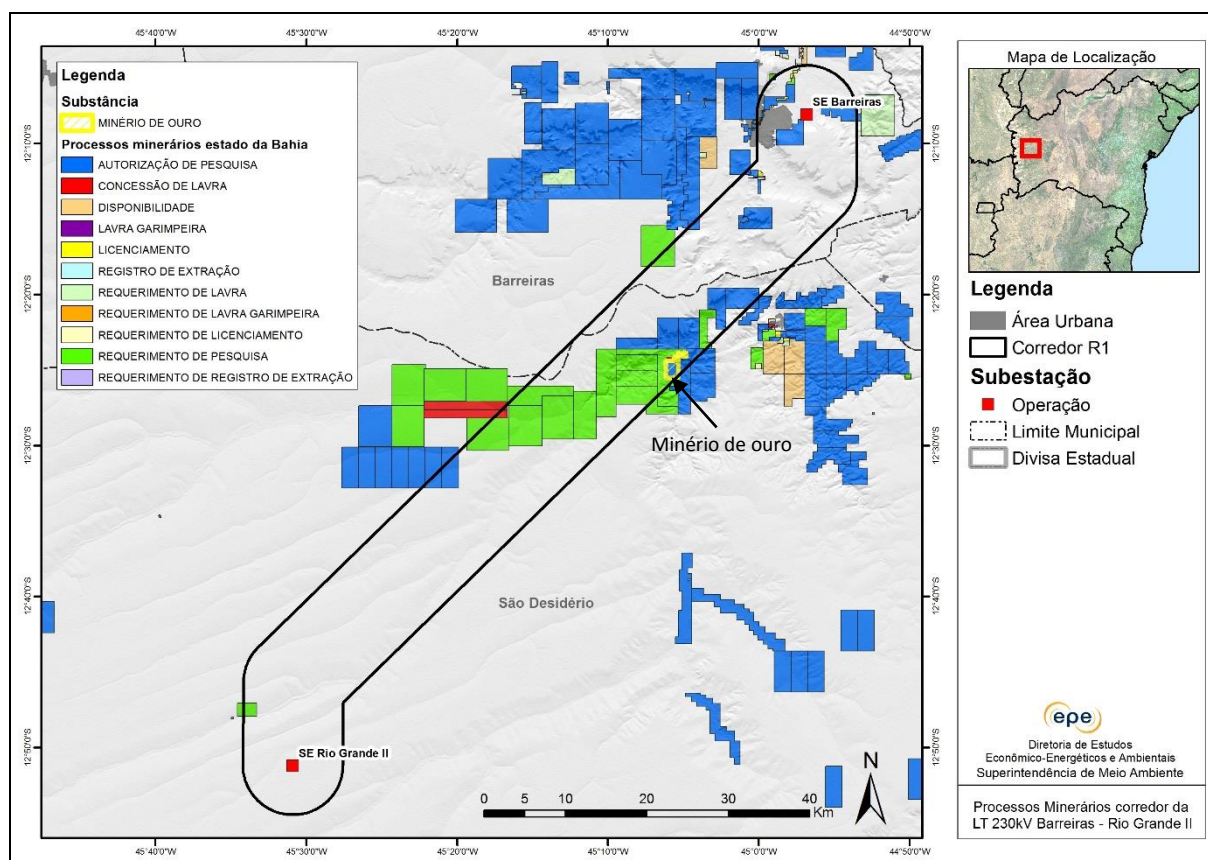


(Fonte: CPRM, 2010; EPE, 2018; IBGE, 2009; USGS, 2012)

Figura 15 – Declividade no corredor da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II C2

Processos Minerários

A área do corredor abrange 49 processos minerários registrados na Agência Nacional de Mineração ANM (2018), sendo a maior parte com possibilidade de desvio (Figura 16). Desse conjunto, três áreas estão na fase de concessão de lavra e dois em processo de requerimento de lavra. O total de 23 processos estão em fase de autorização de pesquisa e quatro em fase de licenciamento. Quatro processos estão nas fases de requerimento de pesquisa ou disponibilidade. A Figura 16 destaca no trecho central do corredor área em que há registro de pedido de autorização de pesquisa para extração de minério de ouro.



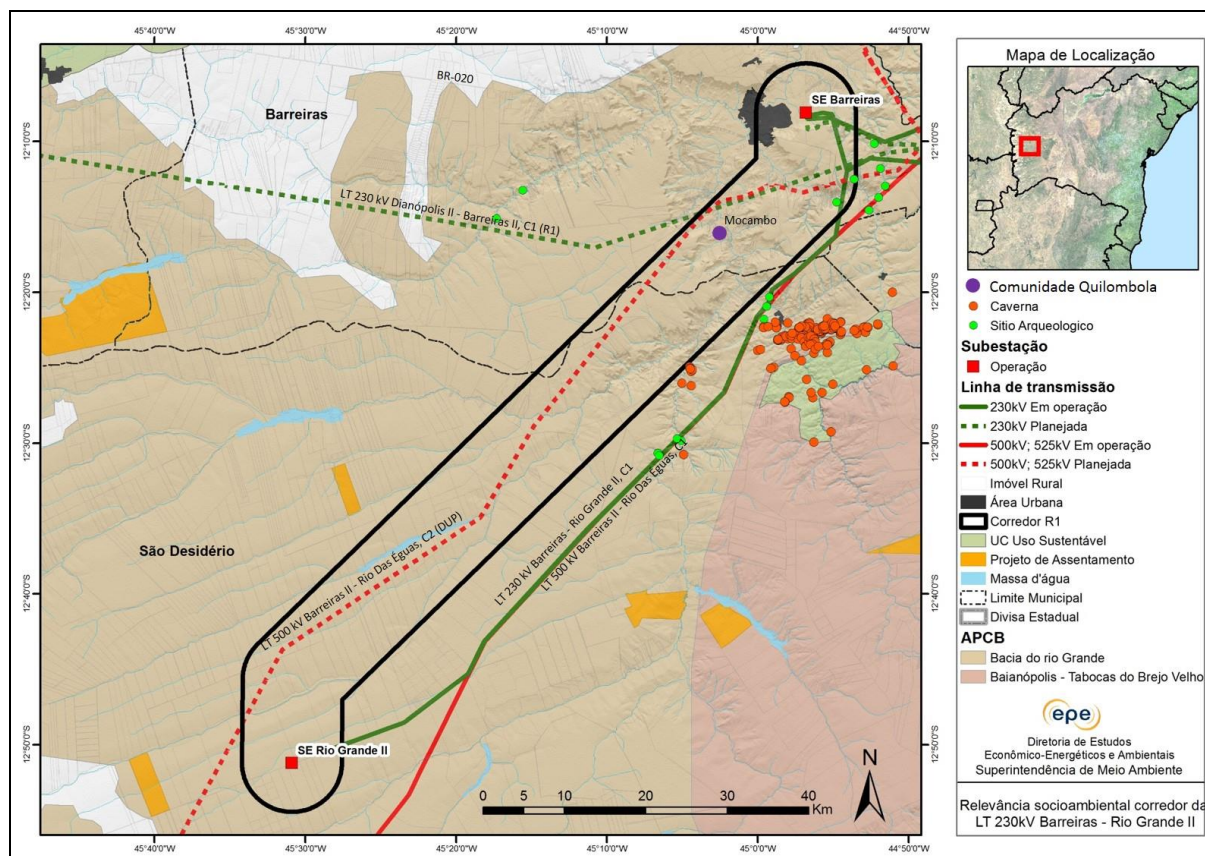
Fonte: ANM, 2018; Embrapa, 2017; EPE, 2018; IBGE, 2009)

Figura 16 – Processos minerários no corredor da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II C2

Áreas com restrições legais e áreas prioritárias para conservação da biodiversidade

Ao longo de seu trajeto o corredor não se sobrepõe a terra indígena, unidade de conservação, cavidade natural ou projeto de assentamento. Em Barreiras, registra-se a presença do Território Quilombola Mocambo, ainda não demarcado, localizado às margens do rio Grande (FCP, 2018). Conforme definido no Anexo da Portaria Interministerial nº 60, de 24/03/2015, no caso de linhas de transmissão situadas até 5 km de territórios quilombolas, são demandados, no âmbito do licenciamento, estudos específicos sobre as comunidades quilombolas, contemplando a avaliação de impactos e proposição de medidas de controle e de mitigação (Figura 17).

Vale ressaltar que, segundo o Mapa de Potencialidade de Ocorrência de Cavernas no Brasil (Cecav, 2012), o corredor atravessa áreas classificadas como de média ocorrência de cavidades subterrâneas, com destaque na divisa entre Barreiras e São Desidério, em que há travessia em áreas com alta ocorrência, principalmente pela proximidade com um aglomerado de cavernas, conforme pode ser observado na Figura 17.



(Fonte: CAR, 2018; Cecav, 2018; EPE, 2018; FCP, 2018; IBGE, 2009; Incra, 2018a; Iphan, 2018b; MMA, 2007a e 2018)

Figura 17 - Áreas de relevância socioambiental no corredor da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II C2

A região apresenta potencial turístico e áreas de relevante beleza cênica, com cachoeiras, corredeiras, paredões, sítios arqueológicos e cavernas com inscrições rupestres. Destaca-se, também, principalmente em São Desidério, grande riqueza espeleológica com ocorrência de centenas de feições, entre grutas, abismos, sumidouros, surgências e ressurgências, bem como o maior lago subterrâneo do Brasil, denominado Lago do Cruzeiro (Galvão et al, 2012).

O corredor encontra-se totalmente inserido na APCC Bacia do Rio Grande, cuja prioridade indicativa de ação é a criação de unidade de conservação da categoria proteção integral.

De acordo com a base dados do Iphan (2018b), o município de Barreiras possui 14 sítios arqueológicos, nove dos quais georreferenciados. Foram identificados dois sítios arqueológicos georreferenciados situados na fração norte do corredor, tal como observado na Figura 17. O município de São Desidério tem o total de 31 sítios arqueológicos, sendo nove georreferenciados. O corredor não abrange nenhum dos sítios georreferenciados de São Desidério. Destaca-se a possibilidade de ocorrência de sítios arqueológicos não georreferenciados dentro da área do corredor nos dois municípios.

Recomendações para o Relatório R3

Deverão ser estudadas, durante a elaboração do Relatório R3 da LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II C2, as opções de traçado para a futura LT, escolhendo-se a alternativa mais viável do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para a definição da diretriz da LT planejada, quando da elaboração do referido relatório:

- Verificar junto ao Incra e à Fundação Cultural Palmares a situação da demarcação da comunidade quilombola Mocambo, no município de Barreiras, de forma a evitar interferência direta com a mesma.
- Verificar a ocorrência de cavernas não cadastradas, tendo em vista que o corredor atravessa áreas classificadas com potencial alto e médio para a ocorrência de cavidades subterrâneas.
- Verificar a localização dos sítios arqueológicos não georreferenciados e cadastrados pelo Iphan, que se localizam nos municípios de Barreiras e São Desidério, de forma a evitar interferência sobre os mesmos.
- Atentar para a presença de APCB no corredor, tendo em vista que apresenta ação prioritária para a criação de unidade de conservação da categoria proteção integral.
- Estudar criteriosamente a diretriz do traçado da futura linha de transmissão em áreas de relevante beleza cênica e em áreas utilizadas para turismo e lazer, de forma a minimizar a interferência nessas áreas, especificando no R3 quais são essas áreas e sua localização.
- Levantar e analisar possível restrição de uso do solo nos planos diretores atuais dos municípios de Barreiras e São Desidério.
- Minimizar a interferência com áreas de vegetação nativa, principalmente nas áreas em que se observa elevado grau de preservação.
- Evitar interferência com áreas irrigadas por pivôs centrais presentes ao longo do corredor.
- Atentar para a presença de processos minerários no corredor, principalmente no trecho central, em que há registro de pedido de autorização de pesquisa para extração de minério de ouro.
- Identificar os aeródromos cadastrados e não cadastrados, cujos cones de aproximação deverão ser observados ao se definir a diretriz da linha de transmissão.
- Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.
- Avaliar a possibilidade da linha de transmissão planejada seguir paralela à linha de transmissão em construção LT 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas C2.

4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Ana. Agência Nacional de Águas, 2014. Mapeamento da área e do número de equipamentos de irrigação por pivô central no Brasil em 2014. Disponível em: <http://metadados.ana.gov.br/geonetwork/srv/pt/main.home>. Acesso em: novembro de 2016.

Anac. Agência Nacional de Aviação Civil, 2018. Cadastro de Aeródromos públicos e privados. Disponível em: <http://www.anac.gov.br/assuntos/setor-regulado/aerodromos/cadastro-de-aerodromos>. Acesso em: setembro de 2018.

Aneel. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2017. Resolução Autorizativa n.6.507/2017 - Declaração de Utilidade Pública da Linha de Transmissão 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas C2. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/rea20176507ti.pdf>. Acesso em: setembro de 2018.

_____. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2018a. Acompanhamento dos empreendimentos de transmissão. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656808/0/Relat%C3%B3rio+de+Monitoramento+de+Empreendimentos+de+Transmiss%C3%A3o/4e3403a7-44bd-4d6f-bad1-4e9fea56f79d>. Acesso em: setembro de 2018.

_____. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2018b. Resolução Autorizativa n.7.123/2018 - Declaração de Utilidade Pública da Linha de Transmissão 500 kV Rio das Éguas – Arinos 2. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/rea20187123ti.pdf>. Acesso em: setembro de 2018.

ANM. Agência Nacional de Mineração, 2018. Processos Minerários (arquivos vetoriais). Disponível em: <http://www.anm.gov.br/assuntos/ao-minerador/sigmine>. Acesso em: junho de 2018.

CAR. Cadastro Ambiental Rural. Sistema Nacional de Cadastro Ambiental Rural. Disponível em: <http://www.car.gov.br/publico/imoveis/index>. Acesso em: setembro de 2018.

Cecav. Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas, 2012. Mapa de potencialidade de ocorrência de cavernas no Brasil, na escala 1:2.500.000. Disponível em: <http://www.icmbio.gov.br/cecav/projetos-e-atividades/potencialidade-de-ocorrencia-de-cavernas.html>. Acesso em: fevereiro de 2012.

_____. Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas, 2018. Cadastro Nacional de Informações Espeológicas (CANIE). Disponível em: <http://www.icmbio.gov.br/cecav/canie.html>. Acesso em: julho de 2018.

Coelba. Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia, 2017. Traçado georreferenciado de linhas de distribuição existentes. Mensagem pessoal recebida em 20 jul. 2017.

CPRM. Serviço Geológico Brasileiro, 2010. Mapas de Geodiversidade Estaduais. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/Gestao-Territorial/Geodiversidade/Mapas-de-Geodiversidade-Estaduais-1339.html>. Acesso em: fevereiro de 2018.

Decea. Departamento de Controle do Espaço Aéreo, 2015. Portaria nº 184 do DECEA, de 13 de julho de 2015. ICA 63-19 - Critérios de Análise Técnica da Área de Aeródromos (AGA). Disponível em: <https://publicacoes.decea.gov.br/?i=publicacao&id=4176>. Acesso em: setembro de 2018.

Dnit. Departamento Nacional de Infraestrutura dos Transportes, 2015. Base Cartográfica de malha viária. Disponível em: http://servicos.dnit.gov.br/vgeo/0Arquivos/download1/rodovias_federais_SNV.zip. Acesso em: fevereiro de 2015.

Eletrobras. Centrais Elétricas Brasileiras, 2011. Mapoteca de Unidades de Conservação. [DE/EG/EGA]. Rio de Janeiro: versão: fevereiro de 2011.

Embrapa. Empresa de Pesquisa Agropecuária, 2017. Identificação, mapeamento e quantificação das áreas urbanas do Brasil. Campinas, Comunicado Técnico 4, maio de 2017. Disponível em: http://www.sgte.embrapa.br/produtos/dados/COT04_Areas_Urbanas_Brasil.zip. Acesso em: julho de 2017.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2018. Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro - Web Map EPE. Disponível em: <https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe/>. Acesso em: agosto de 2018.

ESRI. Arcgis Desktop 10.5.1. Disponível em: <https://www.esri.com/en-us/home>. Acesso em: março de 2018.

FCP. Fundação Cultural Palmares, 2018. Comunidades Remanescentes de Quilombos. Disponível em: http://www.palmares.gov.br/?page_id=37551. Acesso em: setembro de 2018.

Funai. Fundação Nacional do Índio, 2018. Delimitação das Terras Indígenas do Brasil. Disponível em: <http://www.funai.gov.br/index.php/shape>. Acesso em: agosto de 2018.

Galvão, A.L.O. et al. 2012. Breve descrição do patrimônio espeleológico do município de São Desidério – BA. Revista Brasileira de Espeleologia, v.2, n.1, p.13-28. Disponível em: <http://www.terrabrasil.org.br/ecotecadigital/images/120-1025-1-PB.pdf>. Acesso em: outubro de 2018.

Google. Google Earth Pro 7.3.1.4507. Disponível em: <https://www.google.com/earth/>. Acesso em: julho de 2018.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2009. Base Cartográfica Integrada ao Milionésimo. Disponível em: www.ibge.gov.br Acesso em: novembro de 2017.

_____. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2012. Mapeamento da Cobertura Vegetal Brasileira – escala 1:250.000. Disponível em: http://geoftp.ibge.gov.br/informacoes_ambientais/vegetacao/vetores/escala_250_mil/brasil/. Acesso em: setembro de 2018.

_____. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2016. Base dos Municípios Brasileiros. Disponível em: ftp://geoftp.ibge.gov.br/organizacao_do_territorio/malhas_territoriais/malhas_municipais/municipio_2016/Brasil/BR/. Acesso em: julho de 2017.

ICMBio. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, 2018. Base de dados do Sistema Informatizado de Monitoria de Reservas Particulares do Patrimônio Natural – SIMRPPN. Disponível em: <http://sistemas.icmbio.gov.br/simrppn/publico/>. Acesso: agosto de 2018.

Incrá. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2018a. Projetos de Assentamento. Disponível em: <http://acervofundiario.incrá.gov.br/geodownload/geodados.php> Acesso em: maio de 2018.

_____. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2018b. Terras Quilombolas. Disponível em: <http://acervofundiario.incrá.gov.br/geodownload/geodados.php>. Acesso em: maio de 2018.

_____. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2018c. Certificação de Imóveis Rurais. Disponível em: <http://acervofundiario.incrá.gov.br/geodownload/geodados.php>. Acesso em: agosto de 2018.

Iphan. Instituto Nacional do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2018a. Sistema de Gerenciamento do Patrimônio Arqueológico. Disponível em: <http://portal.iphan.gov.br/pagina/detalhes/1699/>. Acesso em: setembro de 2018.

_____. Instituto Nacional do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2018b. Sítios Arqueológicos Georreferenciados. Disponível em: http://portal.iphan.gov.br/uploads/ckfinder/arquivos/shapefile_cnsa_2018.zip. Acesso em: fevereiro de 2018.

MMA. Ministério do Meio Ambiente, 2007a. Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira – Probio. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso: agosto de 2012.

____. Ministério do Meio Ambiente, 2007b. Mapa de Cobertura Vegetal dos Biomas Brasileiros – escala 1:250.000. Secretaria de Biodiversidade e Florestas. Projeto de Conservação e Utilização Sustentável da Diversidade Biológica Brasileira. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/mapas/aplic/probio/datadownload.htm?/>. Acesso em: junho de 2012.

_____. Ministério do Meio Ambiente, 2018. Unidades de Conservação Federais e Estaduais. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso em: agosto de 2018.

USGS. United States Geological Survey, 2012. Advanced Spaceborne Thermal Emission and Reflection Radiometer (ASTER). Disponível em: <https://gdex.cr.usgs.gov/gdex/>. Acesso em: junho de 2012.

APÊNDICE A – TABELA DE COMPARAÇÃO DA LOCALIZAÇÃO DA SE 230/138 KV RIO FORMOSO II

SE 230 kV/138 kV RIO FORMOSO II	
Tabela 1 - Comparação da localização da SE (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da localização da SE (R3) com o proposto no Relatório R1	
No caso de localização da SE Rio Formoso II em local diferente do indicado no Relatório R1, indicar justificativa (s):	
1. Anexar mapa indicando a localização proposta para a SE Rio Formoso II no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram essa localização. 2. Coordenadas da localização proposta para a SE Rio Formoso II 2: 3. Anexar arquivo Kmz da localização da subestação.	
Pontos notáveis verificados no Relatório R3, não identificados no Relatório R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
1. Obter informações junto à Prefeitura de Jaborandi sobre eventuais restrições adicionais em relação à área indicada, verificando possíveis interferências com a SE 230/138 kV Rio Formoso II.	
2. Evitar interferência direta com a rede de drenagem ou áreas de preservação onde há presença de vegetação nativa, priorizando-se áreas já antropizadas para a construção da subestação.	
3. Avaliar as possíveis interferências da localização da SE 230/138 kV Rio Formoso II e linhas de transmissão e distribuição associadas sobre o Plano Básico da Zona de Proteção do Aeródromo da fazenda Guará (cód SDXD), conforme ICA 63-19, que define os critérios de análise técnica da área de aeródromos e cuja reedição foi aprovada por meio da Portaria nº 184 do Decea, de 13 de julho de 2015.	
4. Considerar a base de dados existente no Cadastro Ambiental Rural para a avaliação fundiária.	
5. Considerar as dimensões da SE 230/138 kV Rio Formoso II, a serem estimadas pela equipe de elaboração do Relatório R4.	

APÊNDICE B – TABELA DE COMPARAÇÃO DA DIRETRIZ DA LT 230 KV RIO DAS ÉGUAS – RIO FORMOSO II CD

LT 230 kV RIO DAS ÉGUAS – RIO FORMOSO II CD	
Tabela 1 - Comparação da diretriz da LT (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da diretriz da linha de transmissão (R3) com o corredor estudado no R1	
Extensão do eixo do corredor (R1): 105 km	Extensão da diretriz da LT (R3):
Variação da extensão e principal (ais) motivos:	
A diretriz está inteiramente inserida no corredor?	
No caso de não inserção da diretriz do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e a diretriz proposta no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a diretriz. 2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML e <i>shapefile</i>).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
1. Evitar interferência na REVIS Veredas do Oeste Baiano.	
2. Levantar e analisar possível restrição de uso do solo na APA das Nascentes do Rio Vermelho de forma a minimizar as interferências.	
3. Verificar a ocorrência de cavernas não cadastradas, tendo em vista que o corredor atravessa áreas classificadas com potencial médio para a ocorrência de cavidades subterrâneas.	
4. Verificar a localização dos sítios arqueológicos cadastrados no município de Correntina (BA), que podem estar localizados dentro da área do corredor, para que a diretriz da LT planejada não tenha qualquer interferência nesses sítios.	
5. Atentar para a presença de APCBs no corredor, tendo em vista que a maioria apresenta ação prioritária para a criação de unidades de conservação.	

6. Levantar e analisar possível restrição de uso do solo nos planos diretores atuais dos municípios de Jaborandi e Correntina, no estado da Bahia, e Mambaí, em Goiás.	
7. Minimizar a interferência com áreas de vegetação nativa.	
8. Evitar interferência com áreas irrigadas por pivôs centrais presentes ao longo do corredor.	
9. Identificar os aeródromos cadastrados e não cadastrados, cujos cones de aproximação deverão ser observados ao se definir a diretriz da linha de transmissão.	
10. Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.	
11. Interagir com a equipe responsável pelo relatório R4 para a localização da SE 230/138 kV Rio Formoso II, de modo que a evitar interferências em áreas de preservação permanente.	

APÊNDICE C – TABELA DE COMPARAÇÃO DA DIRETRIZ DA LT 230 KV BARREIRAS – RIO GRANDE II C2

LT 230 kV BARREIRAS – RIO GRANDE II C2	
Tabela 1 - Comparação da diretriz da LT (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da diretriz da linha de transmissão (R3) com o corredor estudado no R1	
Extensão do eixo do corredor (R1): 108 km	Extensão da diretriz da LT (R3):
Variação da extensão e principal (ais) motivos:	
A diretriz está inteiramente inserida no corredor?	
No caso de não inserção da diretriz do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e a diretriz proposta no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a diretriz. 2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML e <i>shapefile</i>).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
1. Verificar junto ao Incra e à Fundação Cultural Palmares a situação da demarcação da comunidade quilombola Mocambo, no município de Barreiras, de forma a evitar interferência direta com a mesma.	
2. Verificar a ocorrência de cavernas não cadastradas, tendo em vista que o corredor atravessa áreas classificadas com potencial alto e médio para a ocorrência de cavidades subterrâneas.	
3. Verificar a localização dos sítios arqueológicos não georreferenciados e cadastrados pelo Iphan, que se localizam nos municípios de Barreiras e São Desidério, de forma a evitar interferência sobre os mesmos.	
4. Atentar para a presença de APCB no corredor, tendo em vista que apresenta ação prioritária para a criação de unidade de conservação da categoria proteção integral.	

5. Estudar criteriosamente a diretriz do traçado da futura linha de transmissão em áreas de relevante beleza cênica e em áreas utilizadas para turismo e lazer, de forma a minimizar a interferência nessas áreas, especificando no R3 quais são essas áreas e sua localização.	
6. Levantar e analisar possível restrição de uso do solo nos planos diretores atuais dos municípios de Barreiras e São Desidério.	
7. Minimizar a interferência com áreas de vegetação nativa, principalmente nas áreas em que se observa elevado grau de preservação.	
8. Evitar interferência com áreas irrigadas por pivôs centrais presentes ao longo do corredor.	
9. Atentar para a presença de processos minerários no corredor, principalmente no trecho central, em que há registro de pedido de autorização de pesquisa para extração de minério de ouro.	
10. Identificar os aeródromos cadastrados e não cadastrados, cujos cones de aproximação deverão ser observados ao se definir a diretriz da linha de transmissão.	
11. Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.	
12. Avaliar a possibilidade da linha de transmissão planejada seguir paralela à linha de transmissão em construção LT 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas C2.	