



Empresa de Pesquisa Energética

ESTUDOS PARA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

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

Estudo de Atendimento à Região de Barra (Vale do
São Francisco)

JULHO DE 2023

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)



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo do MME

Efrain Pereira da Cruz

Secretário de Transição Energética e Planejamento

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Secretário de Energia Elétrica

Gentil Nogueira de Sá Junior

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Pietro Adamo Sampaio Mendes

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Vitor Eduardo de Almeida Saback

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO- ECONÔMICA E SOCIOAMBIENTAL DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

*Estudo de Atendimento à Região
de Barra (Vale do São Francisco)*



Empresa de Pesquisa Energética

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

Presidente

Angela Regina Livino de Carvalho (interina)

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Giovani Vitória Machado (interino)

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

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

Sede

Esplanada dos Ministérios, Bloco "U", sala 744
70065-900 - Brasília – DF

Escritório Central

Praça Pio X, nº 54
20091-040 - Rio de Janeiro – RJ

Coordenação Geral
Giovani Vitória Machado (interino)

Coordenação Executiva
Thiago de Faria Rocha Dourado Martins

Equipe Técnica

Daniel José Tavares de Souza
Dourival de Souza Carvalho Junior
Fabiano Schmidt
Igor Chaves
Luiz Felipe Froede Lorentz
Marcelo Willian Henriques Szrajbman
Maria de Fátima de Carvalho Gama
Rafael de Carvalho Caetano
Rafael Theodoro Alves e Mello
Vinicius Ferreira Martins

EPE-DEE-RE-043/2023-rev0

Data: 31/07/2023

(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 EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Área de estudo

Diagnóstico Regional da Rede Elétrica

Sub-área de estudo

GET Nordeste

Produto (Nota Técnica ou Relatório)

EPE-DEE-RE-043/2023-rev0

Estudo de Atendimento à Região de Barra (Vale do São Francisco)

Revisões

Data

Descrição sucinta

rev0

31/07/2023

Emissão Original

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

APRESENTAÇÃO

Este relatório apresenta o estudo de alternativas para a expansão do sistema de transmissão da região Barra (Vale do São Francisco), na Bahia, para possibilitar o escoamento do potencial de geração a biomassa e atendimento às cargas agrícolas da região, avaliando os aspectos técnicos e econômicos.

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO	7
SUMÁRIO	8
ÍNDICE DE FIGURAS	10
ÍNDICE DE TABELAS	12
1 INTRODUÇÃO	14
2 CONCLUSÕES	17
3 RECOMENDAÇÕES	19
4 DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS	23
4.1 Critérios Básicos	23
4.2 Base de Dados	23
4.3 Geração potencial considerada	23
4.4 Mercado	24
4.5 Limites Operativos	25
4.5.1 Tensão Nominal	25
4.5.2 Carregamento	25
4.6 Parâmetros Econômicos	26
4.7 Cenários de Geração e Intercâmbio Energético	26
4.8 Patamares de Carga	27
4.9 Fator de Geração	27
5 DIAGNÓSTICO	28
6 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS	32
6.1 Alternativa 1	32
6.2 Alternativa 2	32
6.3 Alternativa 3	33
6.4 Alternativa 4	33
6.5 Alternativa 5	33
6.6 Obras Comuns de Distribuição	34
7 ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE	36
7.1 Alternativa 1	36
7.2 Alternativa 2	39
7.3 Alternativa 3	41
7.4 Alternativa 4	43
7.5 Alternativa 5	45
7.6 Sistema de distribuição do regional Irecê	47

8	ANÁLISE ECONÔMICA	48
9	CURTO-CIRCUITO	49
10	RECOMENDAÇÕES PARA RELATÓRIO R2	50
10.1	Considerações gerais	50
10.2	Linhas de transmissão.....	50
10.3	Transformadores	50
11	REFERÊNCIAS	51
12	EQUIPE TÉCNICA	52
13	ANEXOS	53
13.1	Caracterização da SE Barra II	53
13.2	Parâmetros dos Equipamentos.....	54
13.3	Diferencial de Perdas das Alternativas	55
13.4	Plano de Obras e Estimativa de Investimentos	57
13.5	Cenários de Geração.....	67
13.6	Demandas de Cargas Agrícolas dos Projetos para o Período 2021 a 2023.....	72
13.7	FICHA PET	73

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 - Mapa dos projetos que serão desenvolvidos e sistema de distribuição COELBA (fonte: SDE-BA e SEINFRA-BA).....	14
Figura 1-2 - Diagrama eletro geográfico atual e planejado para o sistema de Rede Básica e de distribuição de alta tensão da região envolvida.....	15
Figura 1-3 – Redes de distribuição AT/MT, clientes potenciais e delimitação da área em estudo	16
Figura 3-1 - Diagrama Esquemático da Solução Recomendada – Regional Barra II.....	21
Figura 3-2 - Diagrama Esquemático da Solução Recomendada – Regional Bom Jesus da Lapa	21
Figura 4-1 – Fator de Geração – UTE Bagaço de Cana - Bahia	27
Figura 5-1 - Diagrama eletro geográfico atual e planejado para o sistema de Rede Básica e de distribuição de alta tensão da região envolvida.....	28
Figura 5-2 – Redes de distribuição AT/MT, clientes potenciais e delimitação da área em estudo	29
Figura 5-3 – Fluxo de potência na rede de distribuição, com acréscimo de 20 MW na SE Barra 69 kV – Carga Pesada – Ano 2028	30
Figura 6-1 – Alternativa 1	32
Figura 6-2 – Alternativa 2.....	32
Figura 6-3 – Alternativa 3.....	33
Figura 6-4 – Alternativa 4.....	33
Figura 6-5 – Alternativa 5.....	33
Figura 7-1 – Cenário 1 – Carga Média - Regime Normal de Operação – Ano 2028	36
Figura 7-2 – Cenário 1 – Carga Média - Regime Normal de Operação – Ano 2037	37
Figura 7-3 – Cenário 2 – Carga Leve - Regime Normal de Operação – Ano 2028	37
Figura 7-4 – Cenário 2 – Carga Leve - Regime Normal de Operação – Ano 2037	38
Figura 7-5 – Cenário 1 – Carga Média - Regime Normal de Operação – Ano 2028	39
Figura 7-6 – Cenário 1 – Carga Média - Regime Normal de Operação – Ano 2037	39
Figura 7-7 – Cenário 2 – Carga Leve - Regime Normal de Operação – Ano 2028	40
Figura 7-8 – Cenário 2 – Carga Leve - Regime Normal de Operação – Ano 2037	40
Figura 7-9 – Cenário 1 – Carga Média - Regime Normal de Operação – Ano 2028	41
Figura 7-10 – Cenário 1 – Carga Média - Regime Normal de Operação – Ano 2037	41
Figura 7-11 – Cenário 2 – Carga Leve - Regime Normal de Operação – Ano 2028	42
Figura 7-12 – Cenário 2 – Carga Leve - Regime Normal de Operação – Ano 2037	42
Figura 7-13 – Cenário 1 – Carga Média - Regime Normal de Operação – Ano 2028	43
Figura 7-14 – Cenário 1 – Carga Média - Regime Normal de Operação – Ano 2037	43
Figura 7-15 – Cenário 2 – Carga Leve - Regime Normal de Operação – Ano 2028	44
Figura 7-16 – Cenário 2 – Carga Leve - Regime Normal de Operação – Ano 2037	44
Figura 7-17 – Cenário 1 – Carga Média - Regime Normal de Operação – Ano 2028	45
Figura 7-18 – Cenário 1 – Carga Média - Regime Normal de Operação – Ano 2037	45

Figura 7-19 – Cenário 2 – Carga Leve - Regime Normal de Operação – Ano 2028	46
Figura 7-20 – Cenário 2 – Carga Leve - Regime Normal de Operação – Ano 2037	46
Figura 7-21 – Cenário 1 – Carga Pesada - Regime Normal de Operação – Ano 2028.....	47
Figura 7-22 – Cenário 1 – Carga Pesada - Regime Normal de Operação – Ano 2037.....	47
Figura 13-1 SE 500/138 kV Barra II.....	53

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1-1 - Resumo das demandas e geração solicitadas.....	15
Tabela 2-1 – Custos de investimento e perdas (R\$ x 1000) – Rendimentos Necessários.....	17
Tabela 2-2 - Resumo das demandas e geração solicitadas.....	18
Tabela 3-1 – Alternativa 5 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.....	19
Tabela 3-2 – Alternativa 5 – Principais obras em linhas de distribuição	19
Tabela 3-3 – Alternativa 5 – Principais obras em subestações de distribuição.....	20
Tabela 3-4 – Alternativa 5 – Principais obras referenciais de conexão dos projetos potenciais	20
Tabela 4-1 – Geração Potencial.....	23
Tabela 4-2 – Carga Leve	24
Tabela 4-3 – Carga Média	24
Tabela 4-4 – Carga Pesada.....	25
Tabela 4-5 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão	25
Tabela 5-1 - Transformação 230/138 kV da SE Irecê	31
Tabela 6-1 –Obras comuns em linhas de distribuição.....	34
Tabela 6-2 – Obras comuns em subestações de distribuição.....	34
Tabela 6-3 – Obras comuns referenciais de conexão dos projetos potenciais	35
Tabela 8-1 – Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000).....	48
Tabela 9-1 – Correntes de Curto-Circuito Máximas	49
Tabela 9-2 – Correntes de Curto-Circuito Mínimas	49
Tabela 13-1 – Parâmetros dos Transformadores Novos.....	54
Tabela 13-2 – Geração da Barra Slack [MW]	55
Tabela 13-3 – Diferencial de Perdas Elétricas [MW]	56
Tabela 13-4 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 1 (R\$ x 1000)	57
Tabela 13-5 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 2 (R\$ x 1000)	58
Tabela 13-6 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 3 (R\$ x 1000)	59
Tabela 13-7 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 4 (R\$ x 1000)	60
Tabela 13-8 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 5 (R\$ x 1000)	61
Tabela 13-9 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à rede de distribuição (R\$ x 1000) – 1 de 5	62
Tabela 13-10 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Distribuidora (R\$ x 1000) – 2 de 5.....	63
Tabela 13-11 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Distribuidora (R\$ x 1000) – 3 de 5.....	64
Tabela 13-12 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Distribuidora (R\$ x 1000) – 4 de 5.....	65

Tabela 13-13 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Distribuidora (R\$ x 1000) – 5 de 5.....	66
Tabela 13-14 - Cenário 1 - Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores; Carga Média.....	67
Tabela 13-15 - Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador; Carga Leve	68
Tabela 13-16 - Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador; Carga Média	69
Tabela 13-17 - Cenário 3 - Norte Úmido; Nordeste Máximo Importador; Carga Pesada.....	70
Tabela 13-18 - Cenário 4 – Geração Intermediária; Intercâmbio Baixo; Carga Leve	71

1 INTRODUÇÃO

O projeto do Polo Sucroalcooleiro na região do Médio São Francisco do Estado da Bahia é a materialização do uso dos potenciais energéticos dessa região com vistas não somente a atender a própria região, mas exportar a energia gerada por meio de biomassa e radiação solar.

Concebido pelo Governo do Estado da Bahia e por investidores, o Polo trará um aumento de demanda por energia elétrica devido à instalação de empreendimentos agroindustriais ligados à cadeia de cana de açúcar, que além das etapas de plantio e colheita, possuirão as etapas de beneficiamento e industrialização. Além disso, foram mapeados potenciais de geração térmica a biomassa para aproveitamento do bagaço da cana e de geração de energia solar fotovoltaica em função das grandes áreas das propriedades envolvidas nesse projeto, com valores que ultrapassam a demanda das cargas que serão instaladas.

Na Figura 1-1 podemos ver o posicionamento dos projetos potenciais na região do Médio São Francisco, que foram encaminhados à EPE em Ref. [1] pela Secretaria de Infraestrutura (SEINFRA-BA), com informações obtidas pela Secretaria de Desenvolvimento Econômico (SDE-BA) e a configuração atual do sistema de distribuição da região.

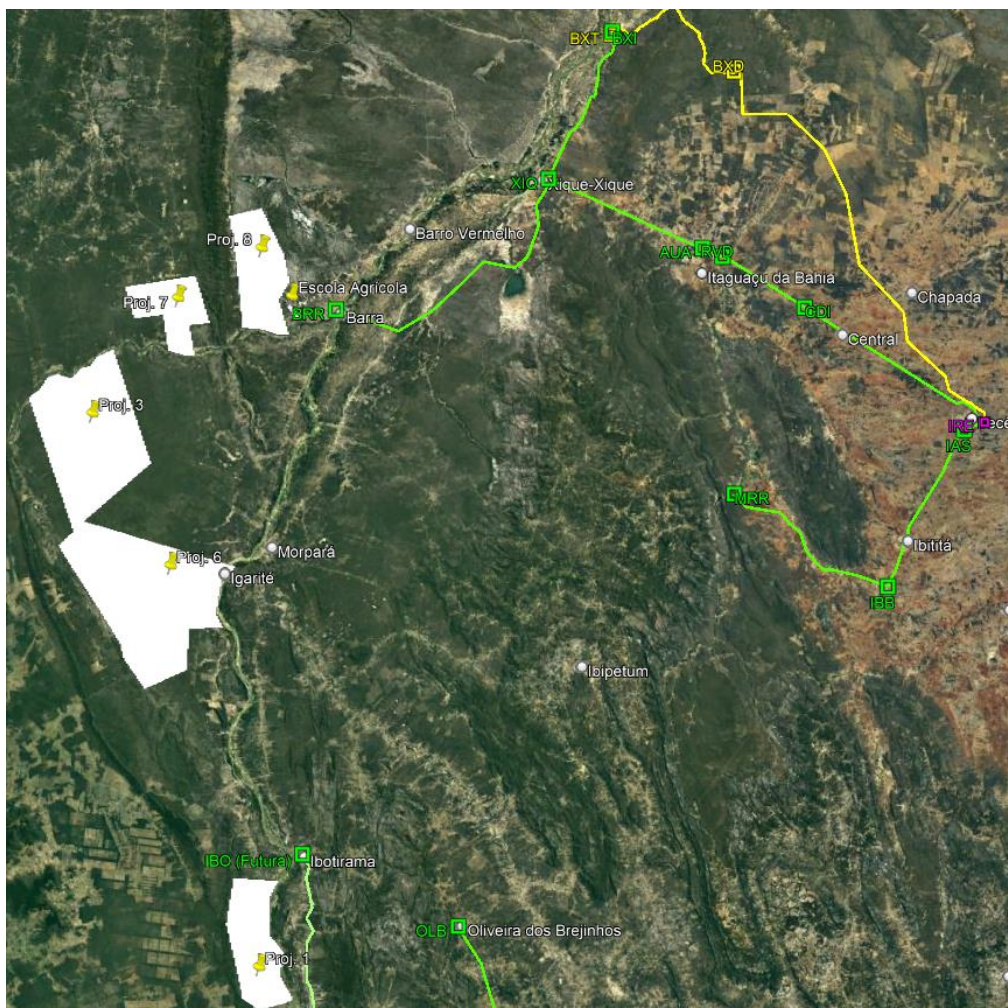


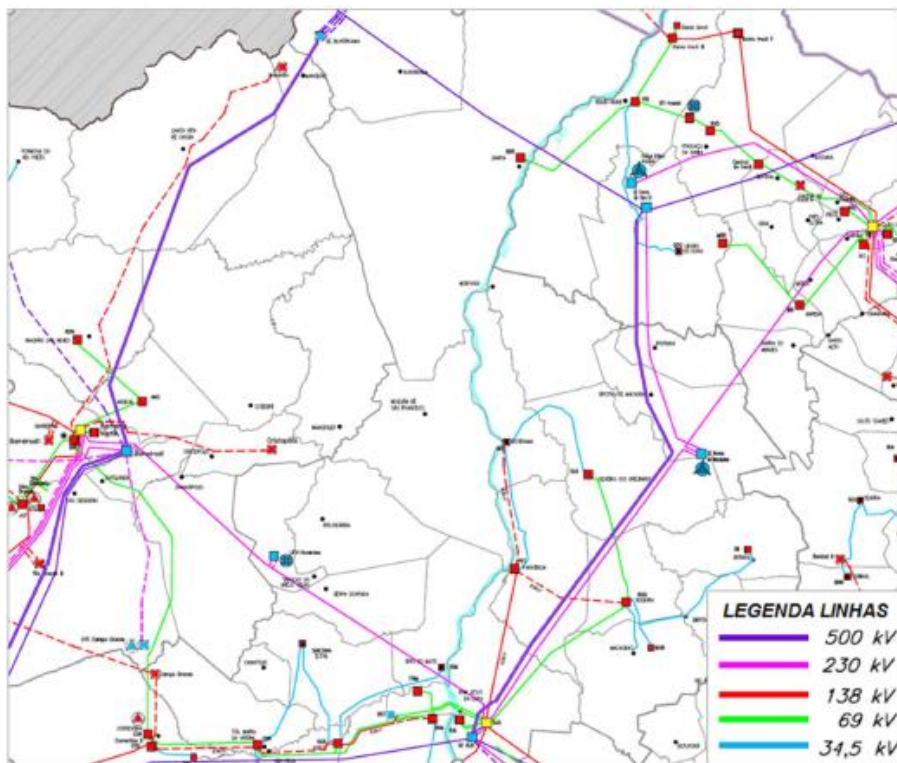
Figura 1-1 - Mapa dos projetos que serão desenvolvidos e sistema de distribuição COELBA (fonte: SDE-BA e SEINFRA-BA)

A Tabela 1-1 apresenta o resumo das cargas que serão instaladas para cada um dos projetos e suas respectivas usinas termoeletricas a biomassa. Além destes, diversas outras demandas foram na região de Barra foram solicitadas à Coelba, conforme exemplifica o Anexo 13.6.

Tabela 1-1 - Resumo das demandas e geração solicitadas

Projeto	Demanda Agrícola (MW)	Demanda Operacional (MW)	Geração à biomassa (MW)
Proj 1	8,5	1	22,5
Proj 3	17	2	45
Proj 6	17	2	45
Proj 7	17	2	45
Proj 8	8,5	1	22,5
TOTAL	68	8	180

O sistema elétrico da região em estudo é composto atualmente por extensas redes de distribuição em 34,5 kV e uma pequena parte em 13,8 kV, geralmente para atendimento às sedes municipais e áreas rurais mais próximas das cidades. As redes de distribuição 34,5 kV e 13,8 kV são derivadas de três ramais do sistema de alta tensão da distribuidora: (i) Subestação de Distribuição (SED) 69 kV Barra que, por sua vez, é alimentada pela subestação de Rede Básica de fronteira de Irecê; (ii) SEDs 69 kV Paratinga e Oliveira dos Brejinhos, que são alimentadas pela subestação de fronteira de Bom Jesus da Lapa e (iii) SED 69 kV Riachão das Neves, alimentada pelo ponto de fronteira de Barreiras. A Figura 1-2 apresenta o diagrama eletro geográfico atual e planejado para o sistema de Rede Básica e de distribuição de alta tensão da região envolvida.



Fonte: COELBA

Figura 1-2 - Diagrama eletro geográfico atual e planejado para o sistema de Rede Básica e de distribuição de alta tensão da região envolvida

Na Figura 1-3, apresenta-se a área aproximada de estudo, delimitada a partir das redes de média tensão das subestações diretamente envolvidas

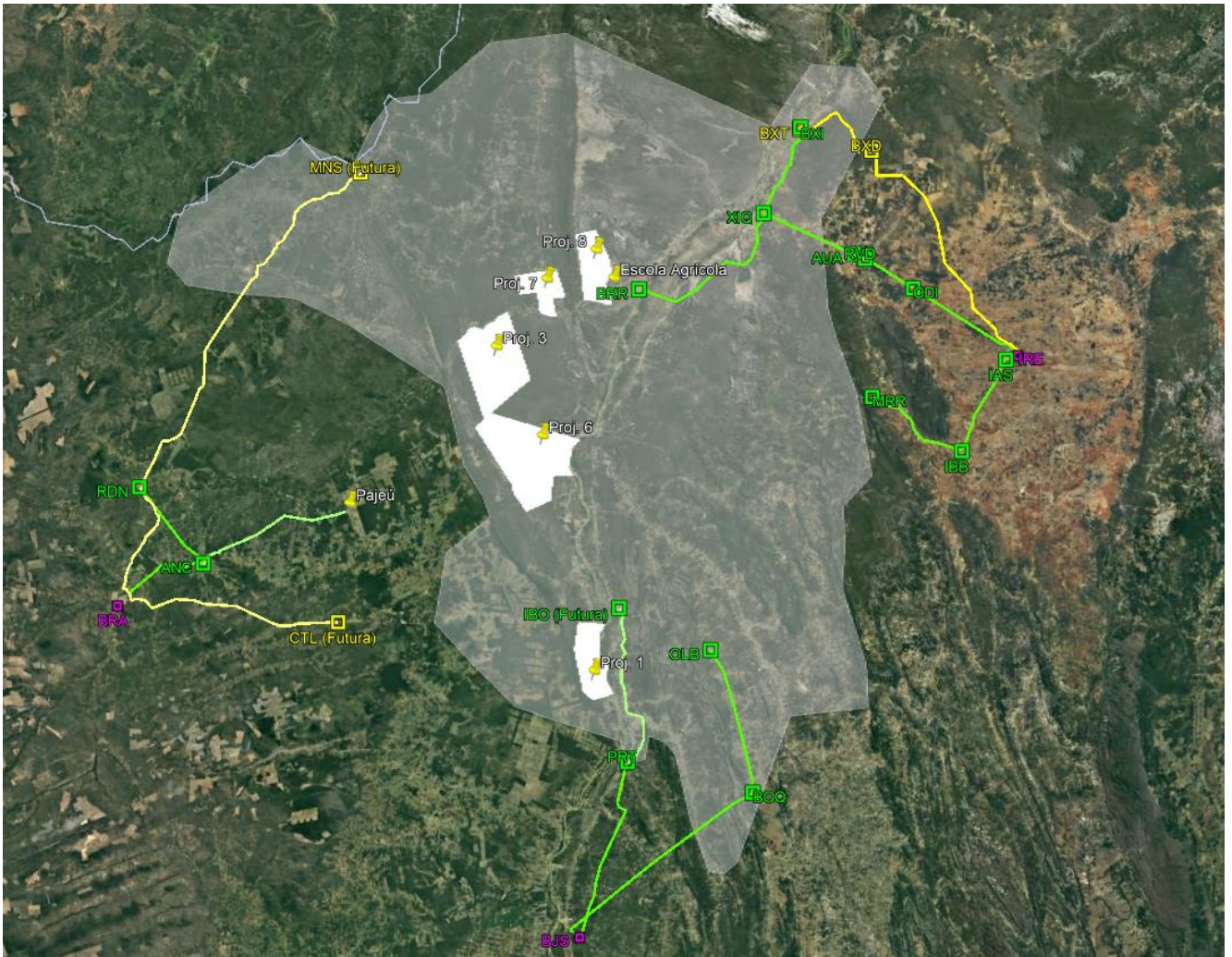


Figura 1-3 – Redes de distribuição AT/MT, clientes potenciais e delimitação da área em estudo

São aproximadamente 45.000 km² de área, extensão territorial equivalente ao estado do Rio de Janeiro, englobando os municípios de Barra, Xique-Xique, Gentio do Ouro, Morpará, Ipupiara, Brotas de Macaúbas, Oliveira dos Brejinhos, Ibotirama, Muquém do São Francisco, Buritirama, Mansidão e Santa Rita de Cássia. O ponto central dessa faixa territorial está aproximadamente a 150 km do ponto de fronteira de Rede Básica Irecê (IRE) e 220 km dos pontos de fronteira Bom Jesus da Lapa (BJS) e Barreiras (BRA). O maior alimentador em 34,5 kV chega a ter mais de 1.400 km de extensão.

No Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 1: Área Sul Ref.[2], recomendou-se a implantação da subestação seccionadora 500 kV Barra II. Essa subestação foi posicionada de forma estratégica próxima aos projetos descritos a fim de se tornar um futuro ponto de conexão de empreendimentos de geração e um novo ponto de suprimento à carga local. Diante da dimensão territorial e dos montantes de carga e geração envolvidos, torna-se necessário a realização de um estudo de expansão do sistema elétrico que considere alternativas de Rede Básica e de distribuição para atendimento ao mercado projetado para a região.

2 CONCLUSÕES

O sistema elétrico de distribuição existente na região de Barra é antigo, os alimentadores possuem extensões elevadas e são incapazes de atender os potenciais de geração e cargas agrícolas previstos na região. Diante das incertezas relativas à efetiva implantação dos empreendimentos agroindustriais e energéticos, a EPE realizou uma análise de sensibilidade para mensurar a capacidade que o sistema atual possui para a conexão desses empreendimentos. Foi verificado que o acréscimo de apenas 20 MW de carga nas extremidades da malha de distribuição atual é suficiente para que ocorram sobrecargas e subtensões, indicando que a rede de distribuição local não está preparada para atendimento a cargas desse porte.

De forma a proporcionar o pleno escoamento das usinas térmicas a biomassa potenciais e atendimento às cargas agrícolas da região de Barra, foram vislumbradas 5 alternativas.

A Alternativa 1 propõe a implantação de transformação 500/230/138 kV na SE Barra II. A Alternativa 2 prevê a construção da LT 138 kV Irecê – Barra II e construção de um pátio 138 kV na SE Barra II. A Alternativa 3 indica a implementação da LT 230 kV Gentio do Ouro II – Barra II e da transformação 230/138 kV na SE Barra II. A Alternativa 4 propõe a construção da 138 kV Gentio do Ouro II – Barra II e da transformação 230/138 kV na SE Gentio do Ouro II. A Alternativa 5 recomenda a implantação de transformação 500/138 kV na SE Barra II.

Todas as 5 alternativas apresentam ainda uma série de obras comuns de distribuição responsáveis por interligar o novo ponto de suprimento em Barra II com a rede local de distribuição e os novos empreendimentos de geração e cargas agrícolas.

As análises efetuadas indicam a Alternativa 5 como a alternativa de melhor desempenho técnico-econômico, como apresentado na Tabela 2-1. A comparação econômica apresentada considera o método dos rendimentos necessários, com o truncamento das séries temporais no ano horizonte (2037) e custos de diferencial de perdas elétricas. Nos valores de investimento computados na tabela abaixo não constam os montantes associados às obras comuns de distribuição.

Tabela 2-1 – Custos de investimento e perdas (R\$ x 1000) – Rendimentos Necessários

Alternativas	Detalhe	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1	Barra II 500/230/138 kV	155.334	0	155.334	181%	3º
Alternativa 2	LT 138 kV Irecê - Barra II CS	108.910	41.292	150.202	175%	4º
Alternativa 3	LT 230 kV G. Ouro II - Barra II CD + Barra II 230/138 kV	164.553	7.208	171.760	200%	5º
Alternativa 4	G. Ouro II 230/138 kV + LT 138 kV G. Ouro II - Barra II CS	121.323	23.000	144.323	168%	2º
Alternativa 5	Barra II 500/138 kV	85.707	0	85.707	100%	1º

A solução recomendada viabiliza a conexão de 76 MW de carga agroindustrial e de 180 MW de geração a biomassa, que foram os montantes considerados para os projetos em potencial na região. Desses, 66,5 MW de carga agroindustrial e 157,5 MW de geração a biomassa estão na área de influência da SE 500/138 kV Barra II e da nova SE 138 kV Barra III, enquanto 9,5 MW de carga e 22,5 MW de geração a biomassa foram considerados atendidos por meio do sistema de distribuição sob influência da SE

230/69 kV Bom Jesus da Lapa existente. A Tabela 2-2 apresenta o resumo dos projetos referenciais considerados.

Tabela 2-2 - Resumo das demandas e geração solicitadas

Projeto	Demanda Agrícola (MW)	Demanda Operacional (MW)	Geração à biomassa (MW)
Proj 1	8,5	1	22,5
Proj 3	17	2	45
Proj 6	17	2	45
Proj 7	17	2	45
Proj 8	8,5	1	22,5
TOTAL	68	8	180

A Alternativa 5 recomendada perfaz investimentos da ordem de R\$ 154 milhões referentes às obras de Rede Básica de Fronteira, e R\$ 634 milhões em investimentos na rede de distribuição, sendo R\$ 52 milhões previstos para o ano de 2027, R\$ 117 milhões para o ano de 2028, R\$ 149 milhões para o ano de 2033 e 316 milhões referenciais associados ao custo dos sistemas de conexão dos projetos indicativos à rede de distribuição local.

3 RECOMENDAÇÕES

Sob o ponto de vista técnico-econômico recomenda-se a implantação da Alternativa 5. O cronograma de obras de Rede Básica de Fronteira referente à alternativa recomendada é apresentado na Tabela 3-1. A Tabela 3-2 e Tabela 3-3 mostram o cronograma de obras previsto na rede de distribuição da Neoenergia Coelba. Já a Tabela 3-4 mostra as obras de conexão referenciais estimadas na rede de distribuição que dependem da materialização dos projetos agroindustriais em potencial. Finalmente, a Figura 3-1 e a Figura 3-2 apresentam o diagrama esquemático da solução recomendada.

Tabela 3-1 – Alternativa 5 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2028	Barra II	500/138 kV	2 Transformadores 200 MVA - 1Ø - (6+1R) x 66,6 MVA ¹	1º e 2º
		138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
-	Irecê	230/138 kV	Substituição dos ATR 230/138 kV (T4, T5 e T8) por unidades de 100 MVA ² ao fim da vida útil técnica de cada equipamento	-

Tabela 3-2 – Alternativa 5 – Principais obras em linhas de distribuição

Obra	Ano	Descrição	Classificação/Observação
LD 138 KV PARATINGA - BOQUIRA (OP 69 KV)	2027	CONSTRUÇÃO DE 57 KM DE LINHA DE DISTRIBUIÇÃO 138 KV, OPERAÇÃO INICIAL EM 69 KV, CIRCUITO SIMPLES, CABO 636 MCM, COM CABO PARA-RAIOS.	Obra indicativa
LD 138 KV BARRA II - BARRA III	2028	CONSTRUÇÃO DE 20 KM DE LINHA DE DISTRIBUIÇÃO 138 KV, CIRCUITO SIMPLES, CABO 636 MCM, COM CABO PARA-RAIOS.	Obra determinativa. Necessita de uma entrada de linha 138 kV na SE Barra II.
LD 69 KV BARRA III - BARRA	2028	CONSTRUÇÃO DE 38 KM DE LINHA DE DISTRIBUIÇÃO 69 KV, CIRCUITO SIMPLES, CABO 636 MCM, COM CABO PARA-RAIOS.	Obra determinativa.
LD 138 KV BARRA III - MANSIDÃO	2033	CONSTRUÇÃO DE 125 KM DE LINHA DE DISTRIBUIÇÃO 138 KV, CIRCUITO SIMPLES, CABO 636 MCM, COM CABO PARA-RAIOS.	Obra indicativa

¹ Os parâmetros e características de referência dos equipamentos podem ser verificados no item 13.2 deste relatório

² Tão logo seja registrado no SGPMR a necessidade de substituição dos ATR 230/138 kV da SE Irecê devido ao final de vida útil técnica desses equipamentos, estes devem ser substituídos por unidades de 100 MVA, com reatância compatível com os ATR existentes.

Tabela 3-3 – Alternativa 5 – Principais obras em subestações de distribuição

Obra	Ano	Descrição	Classificação/Observação
SE 69 KV PARATINGA - EL 69 KV (BOQUIRA)	2027	CONSTRUÇÃO DE 01 ENTRADA DE LINHA 69 KV COM DISJUNTOR.	Obra indicativa
SE 69 KV BOQUIRA - EL 69 KV (PARATINGA)	2027	CONSTRUÇÃO DE 01 ENTRADA DE LINHA 69 KV COM DISJUNTOR.	Obra indicativa
SE 138 KV BARRA III - CONSTRUÇÃO	2028	CONSTRUÇÃO DE UMA SUBESTAÇÃO 138-69 KV E 138-34,5 KV COM 03 ENTRADA DE LINHA 138 KV COM DISJUNTOR, 02 CONEXÕES DE TRAFÓ 138 KV COM DISJUNTOR, 01 TRAFÓ 138-69 KV, 26,6/33,3 MVA COM OLTC, 01 CONEXÃO DE TRAFÓ 69 KV, 01 ENTRADA DE LINHA 69 KV COM DISJUNTOR, 01 TRAFÓ 138-34,5 KV, 20/26,6 MVA COM OLTC, 01 CONEXÃO DE TRAFÓ 34,5 KV, 05 ENTRADAS DE LINHA 34,5 KV, 02 BANCOS DE CAPACITORES 34,5 KV, 3,6 MVAR E 02 REATORES 34,5 KV, 2,5 MVAR.	Obra determinativa.
SE 69 KV BARRA - EL 69 KV (BARRA III)	2028	CONSTRUÇÃO DE 01 ENTRADA DE LINHA 69 KV COM DISJUNTOR E INSTALAÇÃO DE DISJUNTOR NA ENTRADA DE LINHA EXISTENTE.	Obra determinativa.
SE 138 KV BARRA III - EL 138 KV (MANSIDÃO)	2033	CONSTRUÇÃO DE 01 ENTRADA DE LINHA 138 KV COM DISJUNTOR.	Obra indicativa.
SE 138 KV MANSIDÃO - CONSTRUÇÃO	2033	CONSTRUÇÃO DE UMA SUBESTAÇÃO 138-34,5 KV COM 01 ENTRADA DE LINHA 138 KV COM DISJUNTOR, 01 REATOR 138 KV, 5 MVAR, 01 CONEXÃO DE TRAFÓ 138 KV COM DISJUNTOR, 01 TRAFÓ 138-34,5 KV, 10/2,5 MVA COM OLTC, 01 CONEXÃO DE TRAFÓ 34,5 KV, 05 ENTRADAS DE LINHA 34,5 KV E 02 REATORES 34,5 KV, 2,5 MVAR.	Obra indicativa.

Tabela 3-4 – Alternativa 5 – Principais obras referenciais de conexão dos projetos potenciais

Obra	Ano	Descrição	Classificação/Observação
LD 138 KV IBOTIRAMA - PROJ1-069 (OP 69 KV)	2028	CONSTRUÇÃO DE 28 KM DE LINHA DE DISTRIBUIÇÃO 138 KV, OPERAÇÃO INICIAL EM 69 KV, CIRCUITO SIMPLES, CABO 336,4 MCM, COM CABO PARA-RAIOS.	Obra referencial de atendimento a cliente.
LD 138 KV BARRA II - PROJ2-138	2028	CONSTRUÇÃO DE 15 KM DE LINHA DE DISTRIBUIÇÃO 138 KV, CIRCUITO SIMPLES, CABO 336,4 MCM, COM CABO PARA-RAIOS.	Obra referencial de atendimento a cliente. Necessita de uma entrada de linha 138 kv na SE Barra II.
LD 138 KV PROJ2-138 - PROJ3-138	2028	CONSTRUÇÃO DE 10 KM DE LINHA DE DISTRIBUIÇÃO 138 KV, CIRCUITO SIMPLES, CABO 336,4 MCM, COM CABO PARA-RAIOS.	Obra referencial de atendimento a cliente.
LD 138 KV BARRA II - PROJ4-138	2028	CONSTRUÇÃO DE 40 KM DE LINHA DE DISTRIBUIÇÃO 138 KV, CIRCUITO SIMPLES, CABO 336,4 MCM, COM CABO PARA-RAIOS.	Obra referencial de atendimento a cliente. Necessita de uma entrada de linha 138 kv na SE Barra II.
LD 138 KV PROJ4-138 - PROJ5-138	2028	CONSTRUÇÃO DE 6 KM DE LINHA DE DISTRIBUIÇÃO 138 KV, CIRCUITO SIMPLES, CABO 336,4 MCM, COM CABO PARA-RAIOS.	Obra referencial de atendimento a cliente.
LD 138 KV PROJ5-138 - PROJ6-138	2028	CONSTRUÇÃO DE 10 KM DE LINHA DE DISTRIBUIÇÃO 138 KV, CIRCUITO SIMPLES, CABO 336,4 MCM, COM CABO PARA-RAIOS.	Obra referencial de atendimento a cliente.
LD 138 KV BARRA III - PROJ7-138	2028	CONSTRUÇÃO DE 12 KM DE LINHA DE DISTRIBUIÇÃO 138 KV, CIRCUITO SIMPLES, CABO 336,4 MCM, COM CABO PARA-RAIOS.	Obra referencial de atendimento a cliente.
LD 138 KV BARRA III - PROJ8-138	2028	CONSTRUÇÃO DE 5 KM DE LINHA DE DISTRIBUIÇÃO 138 KV, CIRCUITO SIMPLES, CABO 336,4 MCM, COM CABO PARA-RAIOS.	Obra referencial de atendimento a cliente.
SE 69 KV IBOTIRAMA - EL 69 KV (PROJ1-069)	2028	CONSTRUÇÃO DE 01 ENTRADA DE LINHA 69 KV COM DISJUNTOR E INSTALAÇÃO DE DISJUNTOR NA ENTRADA DE LINHA EXISTENTE.	Obra referencial de atendimento a cliente.
SE 69 KV PROJETO 1	2028	SUBESTAÇÃO DE ATENDIMENTO AO PROJETO 1	Obra referencial de atendimento a cliente.
SE 138 KV PROJETO 2	2028	SUBESTAÇÃO DE ATENDIMENTO AO PROJETO 2	Obra referencial de atendimento a cliente.
SE 138 KV PROJETO 3	2028	SUBESTAÇÃO DE ATENDIMENTO AO PROJETO 2	Obra referencial de atendimento a cliente.
SE 138 KV PROJETO 4	2028	SUBESTAÇÃO DE ATENDIMENTO AO PROJETO 2	Obra referencial de atendimento a cliente.
SE 138 KV PROJETO 5	2028	SUBESTAÇÃO DE ATENDIMENTO AO PROJETO 2	Obra referencial de atendimento a cliente.
SE 138 KV PROJETO 6	2028	SUBESTAÇÃO DE ATENDIMENTO AO PROJETO 2	Obra referencial de atendimento a cliente.
SE 138 KV PROJETO 7	2028	SUBESTAÇÃO DE ATENDIMENTO AO PROJETO 2	Obra referencial de atendimento a cliente.
SE 138 KV PROJETO 8	2028	SUBESTAÇÃO DE ATENDIMENTO AO PROJETO 2	Obra referencial de atendimento a cliente.

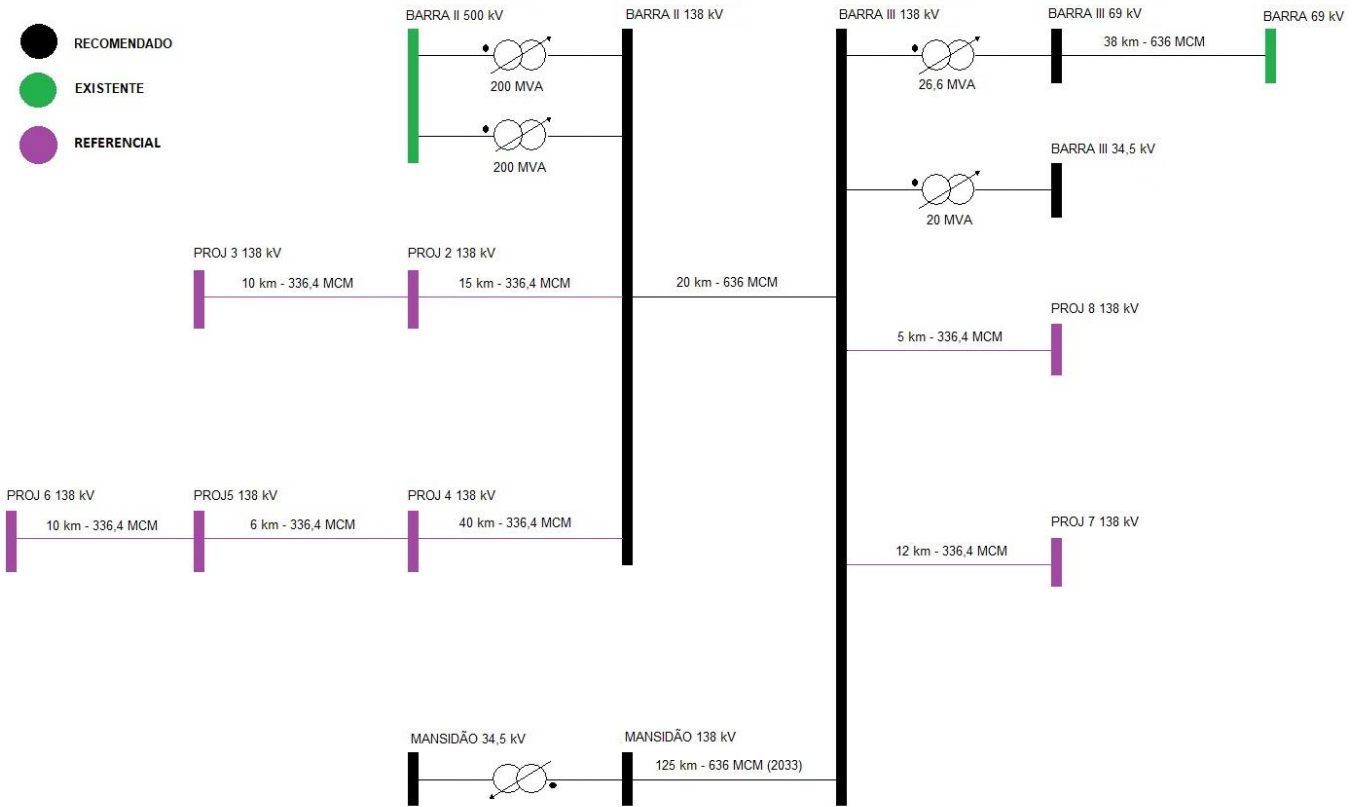


Figura 3-1 - Diagrama Esquemático da Solução Recomendada – Regional Barra II

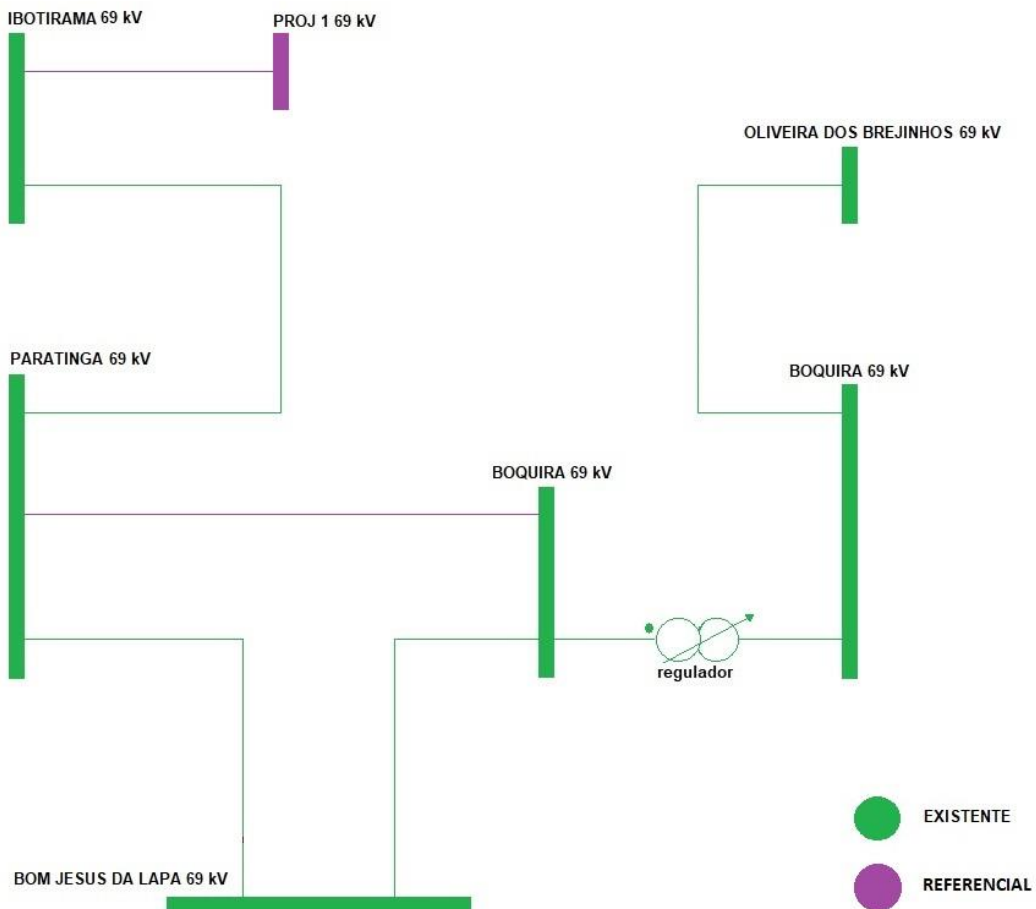


Figura 3-2 - Diagrama Esquemático da Solução Recomendada – Regional Bom Jesus da Lapa

Ressalta-se que as subestações dos projetos 2, 4 e 5 são apenas seccionadoras, consideradas de forma referencial pela distribuidora, relacionadas a projetos em fase inicial de desenvolvimento cuja potência não foi considerada neste estudo.

Recomenda-se ainda que:

- 1) as obras indicadas neste estudo sejam implementadas caso haja formalização do pedido de acesso dos empreendimentos agroindustriais de carga/geração na distribuidora local;
- 2) seja alterado o diagrama unifilar da expansão futura da SE Barra II, conforme detalhado no item 13.1, destacando-se que a área prevista no relatório Ref.[2] é suficiente para a implantação do pátio 138 kV;
- 3) seja dispensada a elaboração dos relatórios complementares R2, R3, R4 e R5. A execução de relatório R2 para a transformação 500/138 kV (2 x 200 MVA) na SE Barra II foi dispensada conforme detalhes contidos no Capítulo 10. Já os relatórios R3 e R5 foram dispensados em razão de a expansão de Rede Básica de Fronteira recomendada estar inteiramente localizada dentro dos limites do terreno previsto para a SE 500 kV Barra II, conforme edital e anexos do Lote 1 do leilão de transmissão Aneel nº 001/2023. Por fim, o relatório R4 não se justifica neste momento em razão de a SE 500 kV Barra II ter sido recentemente outorgada por meio do leilão anteriormente mencionado e, portanto, não possui projeto básico e/ou executivo de detalhamento. A área da subestação prevista em edital, no entanto, comporta as expansões recomendadas neste estudo.

4 DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS

4.1 Critérios Básicos

Foram seguidas as diretrizes para elaboração da documentação necessária para se recomendar ao Poder Concedente uma nova instalação de transmissão integrante da Rede Básica, 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.

Ressalta-se que, além das simulações de fluxo de carga, foram analisados os níveis de curto-circuito da alternativa selecionada para a expansão do sistema, tanto em sua configuração inicial como no ano horizonte do estudo.

4.2 Base de Dados

Utilizou-se como referência para as simulações de fluxo de potência a base de dados correspondente ao Plano Decenal 2032, com as atualizações pertinentes da topologia da rede, plano de geração e mercado, conforme itens 4.3 e 4.4 seguintes.

4.3 Geração potencial considerada

A geração potencial regional considerada no estudo foi a apresentada na Tabela 4-1. Partiu-se da premissa que a conexão individual de cada empreendimento, até mesmo pelo porte individual de cada projeto, se dará pelo sistema de distribuição 138 kV, em todas as alternativas.

Tabela 4-1 – Geração Potencial

Projeto	Demanda Agrícola (MW)	Demanda Operacional (MW)	Geração à biomassa (MW)
Proj 1	8,5	1	22,5
Proj 3	17	2	45
Proj 6	17	2	45
Proj 7	17	2	45
Proj 8	8,5	1	22,5

4.4 Mercado

O mercado regional por barramento considerado no estudo foi o apresentado na Tabela 4-2 à Tabela 4-4, referentes aos períodos de carga leve, média e pesada, respectivamente. As informações foram fornecidas pela distribuidora local, Neoenergia Coelba.

Tabela 4-2 – Carga Leve

Subestação	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Baixio de Irecê	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Baixio de Irecê II	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Baixio de Irecê III	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Barra 13,8 kV	2,5	2,5	2,6	2,7	2,7	2,8	2,8	2,9	3,0	3,0	3,1
Barra 34,5 kV	2,4	4,9	5,5	5,6	5,7	5,8	5,8	5,9	6,1	6,2	6,3
Barra 3 (NOVA)	3,8	7,3	8,4	8,6	8,7	7,0	7,1	7,2	7,3	7,4	7,4
Xique-Xique 13,8 kV	2,8	2,8	2,9	2,9	3,0	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4	3,5
Xique-Xique 34,5 kV	3,1	3,1	3,1	3,1	3,2	3,2	3,2	3,3	3,3	3,3	3,4
Central de Irecê	4,0	4,1	4,2	4,3	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9	5,0
Rio Verde	1,0	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5	1,5
Boquira 13,8 kV	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,7
Boquira 34,5 kV	4,0	4,1	4,2	4,3	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9	5,0
Oliveira dos Brejinhos 13,8 kV	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Oliveira dos Brejinhos 34,5 kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Paratinga 34,5 kV	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,0	4,1	4,2	4,3	4,3	4,4
Ibotirama 34,5 kV (NOVA)	4,1	4,2	4,3	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9	4,9	5,0
Mansidão (NOVA)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9
Clientes AT	23,3	29,0	32,4	33,4	33,8	33,8	33,8	33,8	33,8	33,8	33,8
Demanda TOTAL (Base)	57,5	69,8	75,5	77,3	78,6	81,0	81,9	82,9	83,8	84,8	85,9

Tabela 4-3 – Carga Média

Subestação	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Baixio de Irecê	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Baixio de Irecê II	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Baixio de Irecê III	0,1	0,2	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Barra 13,8 kV	4,3	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9	5,0	5,2	5,3	5,4
Barra 34,5 kV	4,0	7,9	8,9	9,0	9,2	9,3	9,5	9,6	9,8	10,0	10,2
Barra 3 (NOVA)	6,2	11,9	13,7	13,9	14,1	11,4	11,5	11,6	11,8	11,9	12,1
Xique-Xique 13,8 kV	7,0	7,2	7,3	7,5	7,7	7,9	8,0	8,2	8,4	8,6	8,8
Xique-Xique 34,5 kV	4,9	5,0	5,0	5,1	5,1	5,2	5,2	5,3	5,3	5,4	5,4
Central de Irecê	5,5	5,6	5,7	5,9	6,0	6,1	6,2	6,4	6,5	6,7	6,8
Rio Verde	1,9	2,0	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8
Boquira 13,8 kV	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,7
Boquira 34,5 kV	7,2	7,3	7,5	7,6	7,8	8,0	8,2	8,3	8,5	8,7	8,9
Oliveira dos Brejinhos 13,8 kV	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6
Oliveira dos Brejinhos 34,5 kV	3,5	3,6	3,7	3,8	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2	4,3	4,4
Paratinga 34,5 kV	7,9	8,1	8,3	8,5	8,6	8,8	8,9	9,1	9,3	9,4	9,6
Ibotirama 34,5 kV (NOVA)	8,9	9,2	9,4	9,6	9,8	9,9	10,1	10,3	10,5	10,7	10,9
Mansidão (NOVA)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,5	5,6	5,8	6,0	6,2	6,4
Clientes AT	58,2	72,6	81,0	83,5	84,5	84,5	84,5	84,5	84,5	84,5	84,5
Demanda TOTAL (Base)	125,3	150,7	163,3	167,7	170,3	174,4	176,2	177,9	179,7	181,6	183,5

Tabela 4-4 – Carga Pesada

Subestação	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Baixio de Irecê	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9
Baixio de Irecê II	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
Baixio de Irecê III	0,2	0,5	1,1	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Barra 13,8 kV	4,9	5,0	5,1	5,3	5,4	5,5	5,6	5,8	5,9	6,0
Barra 34,5 kV	4,4	8,8	9,9	10,0	10,2	10,4	10,5	10,7	10,9	11,1
Barra 3 (NOVA)	6,9	13,2	15,2	15,4	15,7	12,7	12,8	12,9	13,1	13,2
Xique-Xique 13,8 kV	7,4	7,5	7,7	7,9	8,1	8,3	8,4	8,6	8,8	9,0
Xique-Xique 34,5 kV	5,3	5,4	5,4	5,5	5,5	5,6	5,7	5,7	5,8	5,8
Central de Irecê	5,7	5,8	6,0	6,1	6,2	6,4	6,5	6,6	6,8	6,9
Rio Verde	2,2	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,1
Boquira 13,8 kV	3,1	3,2	3,3	3,3	3,4	3,5	3,6	3,6	3,7	3,8
Boquira 34,5 kV	9,9	10,1	10,4	10,6	10,8	11,1	11,3	11,5	11,8	12,0
Oliveira dos Brejinhos 13,8 kV	2,1	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5	2,6
Oliveira dos Brejinhos 34,5 kV	8,3	8,5	8,7	8,9	9,1	9,3	9,5	9,8	10,0	10,2
Paratinga 34,5 kV	9,6	9,9	10,1	10,3	10,5	10,7	10,9	11,1	11,3	11,5
Ibotirama 34,5 kV (NOVA)	10,9	11,2	11,4	11,7	11,9	12,1	12,4	12,6	12,8	13,1
Mansidão (NOVA)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,1	6,2	6,4	6,7	6,9
Cientes AT	2,9	3,6	4,1	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
Demanda TOTAL (Base)	92,1	105,4	111,1	114,2	116,2	121,0	123,1	125,3	127,6	129,9

4.5 Limites Operativos

4.5.1 Tensão Nominal

Os níveis de tensão admissíveis em regime permanente para cada classe de tensão envolvida são apresentados na Tabela 4-5.

Tabela 4-5 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão

Tensão Nominal	Tensão Máxima	Tensão Mínima
69 kV	72,5 kV (1,05 pu)	65,6 kV (0,95 pu)
138 kV	145 kV (1,05 pu)	131 kV (0,95 pu)
230 kV	242 kV (1,05 pu)	218 kV (0,95 pu)
500 kV	550 kV (1,10 pu)	475 kV (0,95 pu)

4.5.2 Carregamento

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

4.6 Parâmetros Econômicos

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas foi utilizado o documento “Base de Referência de Preços ANEEL – março/2023” Ref.[5] e o método dos rendimentos necessários, com o truncamento das séries temporais no ano 2037. Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2028 com taxa de retorno de 8% ao ano.

Para cálculo de perdas elétricas foram simulados os patamares de carga pesada e leve. O custo das perdas foi calculado com base no custo marginal de expansão da geração informado pela EPE de 205,11 R\$/MWh.

4.7 Cenários de Geração e Intercâmbio Energético

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

- Cenário 1 – Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores: Neste cenário, a geração na região Norte é predominantemente hidráulica, com as usinas hidrelétricas despachadas nas suas capacidades máximas. Na região Nordeste, considerou-se as usinas hidráulicas entre 50% e 80% e geração eólica em torno de 60% da capacidade instalada. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil. Este cenário é importante para diagnóstico do sistema na situação de máxima exportação de energia das regiões N/NE para o SE/CO no período úmido.
- Cenário 2 – Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador: Neste cenário, as usinas hidráulicas da região Norte foram despachadas em 30% das suas capacidades nominais. Na região Nordeste, considerou-se as usinas hidráulicas em torno de 40% e geração eólica em torno de 80%. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil. Este cenário é importante para diagnóstico do sistema na situação de máxima exportação de energia das regiões N/NE para o SE/CO no período seco.
- Cenário 3 – Norte Úmidos e Nordeste Importador: Neste cenário, a geração na região Norte é predominantemente hidráulica, com as usinas hidrelétricas despachadas nas suas capacidades máximas. Na região Nordeste, considerou-se as usinas hidráulicas em torno de 30%, a fim de avaliar a máxima capacidade de importação da região Nordeste. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil.
- Cenário 4 – Norte e Nordeste Secos; Intercâmbio Baixo: Neste cenário, a geração na região Nordeste é suficiente para atender a carga. Considerou-se as usinas hidráulicas entre 30% e 50% e geração eólica em torno de 25% da capacidade instalada. Este cenário é relevante para

o dimensionamento de compensação reativa e controle de tensão. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil.

Os percentuais de geração por fonte, por região e ao longo dos anos do horizonte de análise estão mostrados no Anexo 13.5 para cada um dos cenários de estudo supracitados.

4.8 Patamares de Carga

Para avaliação do desempenho das alternativas e ponderação de perdas elétricas, foram simulados os patamares de carga Pesada, Média e Leve, em cada um dos 4 cenários apresentados no item 4.7.

4.9 Fator de Geração

Para ponderar as perdas elétricas, utilizou-se fator de geração de 8% no período úmido (primeiro semestre) e 28% no período seco (segundo semestre), para as usinas térmicas potenciais à biomassa conforme média desse tipo de usina do estado da Bahia.

Mês	Fator de geração	média
jan	0,00	0,08
fev	0,00	
mar	0,00	
abr	0,12	
mai	0,20	
jun	0,18	
jul	0,22	0,28
ago	0,23	
set	0,24	
out	0,27	
nov	0,41	
dez	0,30	

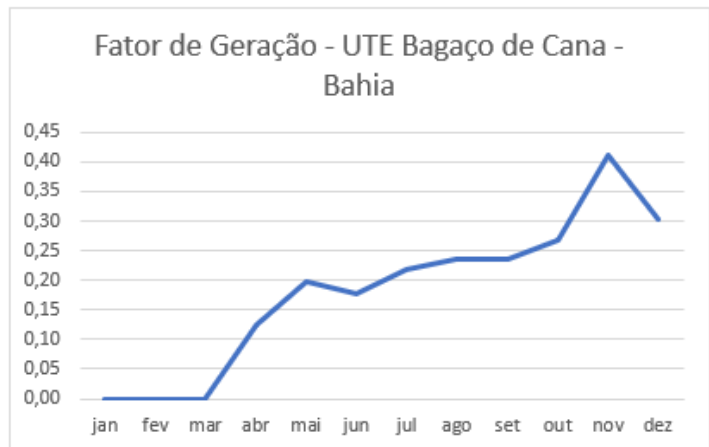
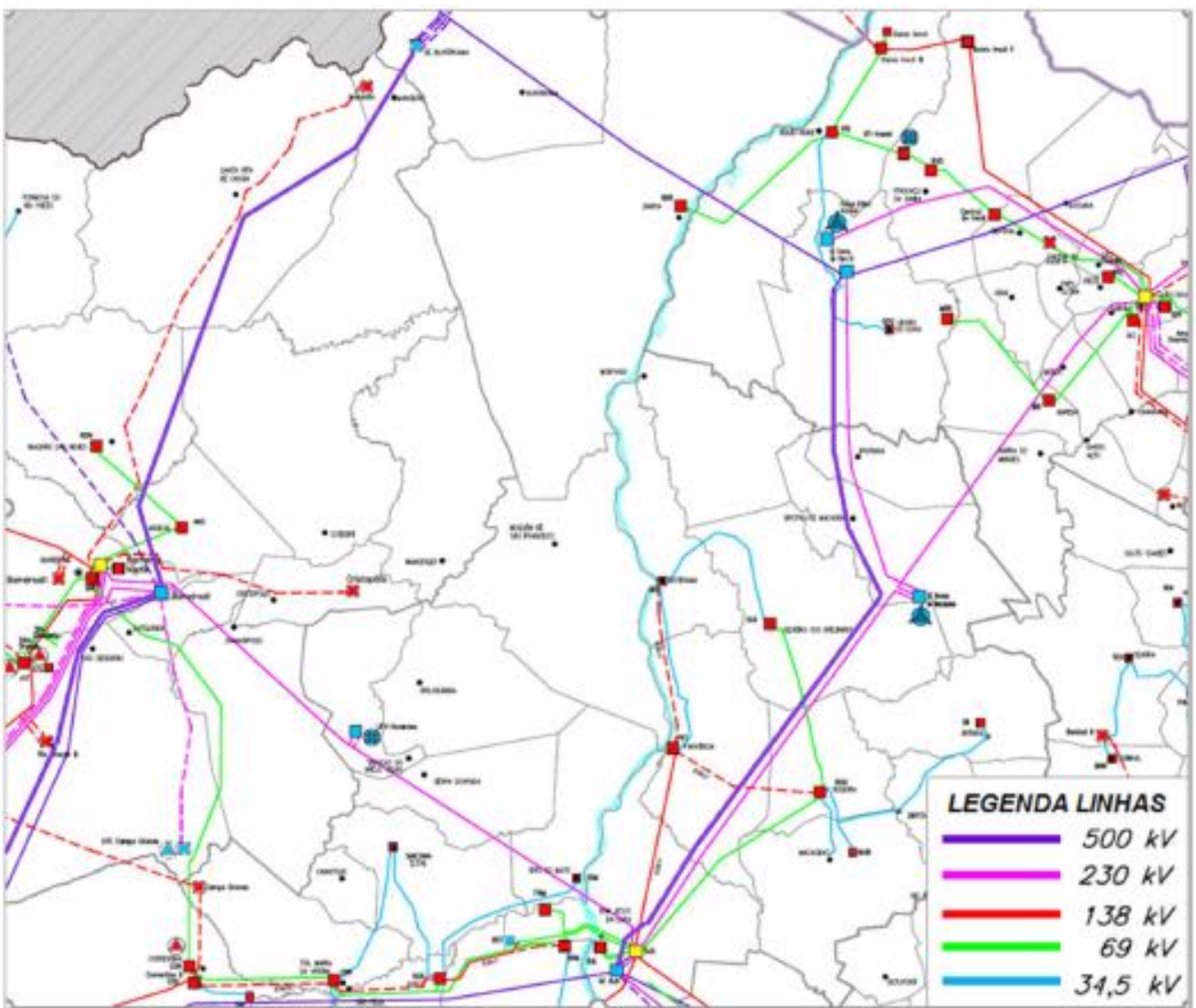


Figura 4-1 – Fator de Geração – UTE Bagaço de Cana - Bahia

5 DIAGNÓSTICO

O sistema elétrico da região em estudo é composto atualmente por extensas redes de distribuição em 34,5 kV e uma pequena parte em 13,8 kV, geralmente para atendimento às sedes municipais e áreas rurais mais próximas das cidades. As redes de distribuição 34,5 kV e 13,8 kV são derivadas de três ramais do sistema de alta tensão da distribuidora: (i) Subestação de Distribuição (SED) 69 kV Barra que, por sua vez, é alimentada pela subestação de Rede Básica de fronteira de Irecê; (ii) SEDs 69 kV Paratinga e Oliveira dos Brejinhos, que são alimentadas pela subestação de fronteira de Bom Jesus da Lapa e (iii) SED 69 kV Riachão das Neves, alimentada pelo ponto de fronteira de Barreiras. A Figura 5-1 apresenta o diagrama eletro geográfico atual e planejado para o sistema de Rede Básica e de distribuição de alta tensão da região envolvida.



Fonte: COELBA

Figura 5-1 - Diagrama eletro geográfico atual e planejado para o sistema de Rede Básica e de distribuição de alta tensão da região envolvida

Na Figura 5-2 , apresenta-se a área aproximada de estudo, delimitada a partir das redes de média tensão das subestações diretamente envolvidas.

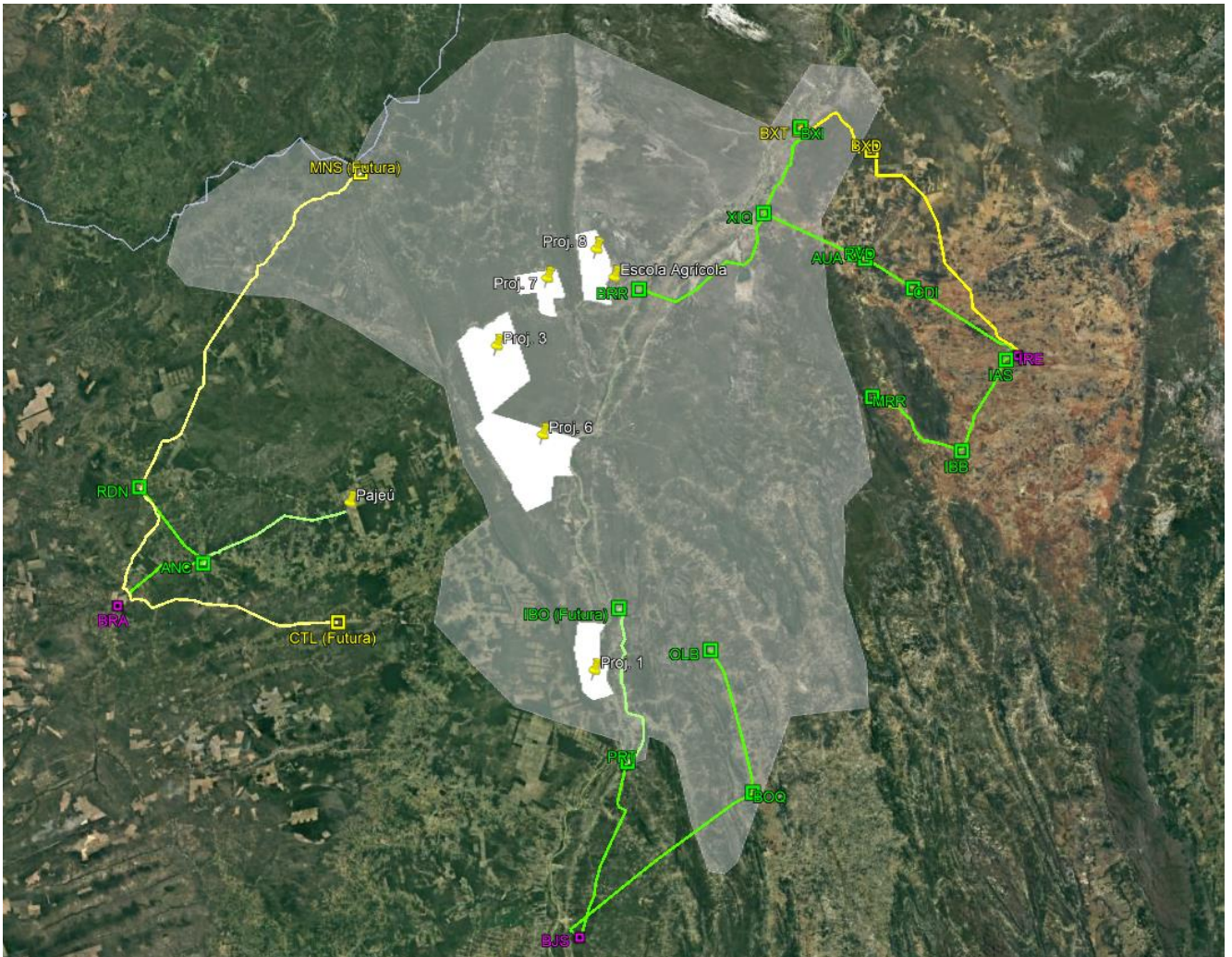


Figura 5-2 – Redes de distribuição AT/MT, clientes potenciais e delimitação da área em estudo

São aproximadamente 45.000 km² de área, extensão territorial equivalente ao estado do Rio de Janeiro, que pertence aos municípios de Barra, Xique-Xique, Gentio do Ouro, Morpará, Ipupiara, Brotas de Macaúbas, Oliveira dos Brejinhos, Ibotirama, Muquém do São Francisco, Buritirama, Mansidão e Santa Rita de Cássia. O ponto central dessa faixa territorial está aproximadamente a 150 km do ponto de fronteira de Rede Básica Irecê (IRE) e 220 km dos pontos de fronteira Bom Jesus da Lapa (BJS) e Barreiras (BRA). O maior alimentador em 34,5 kV chega a ter mais de 1.400 km de extensão.

A simulação do fluxo de potência nessa rede elétrica, mostra que o acréscimo de 20 MW na ponta do sistema no ano de 2028 é suficiente para que ocorram sobrecargas e subtensões apontando para o limite da rede de distribuição, incapaz de fazer frente aos potenciais de geração e cargas agrícolas previstos na região, conforme apresenta a Figura 5-3.

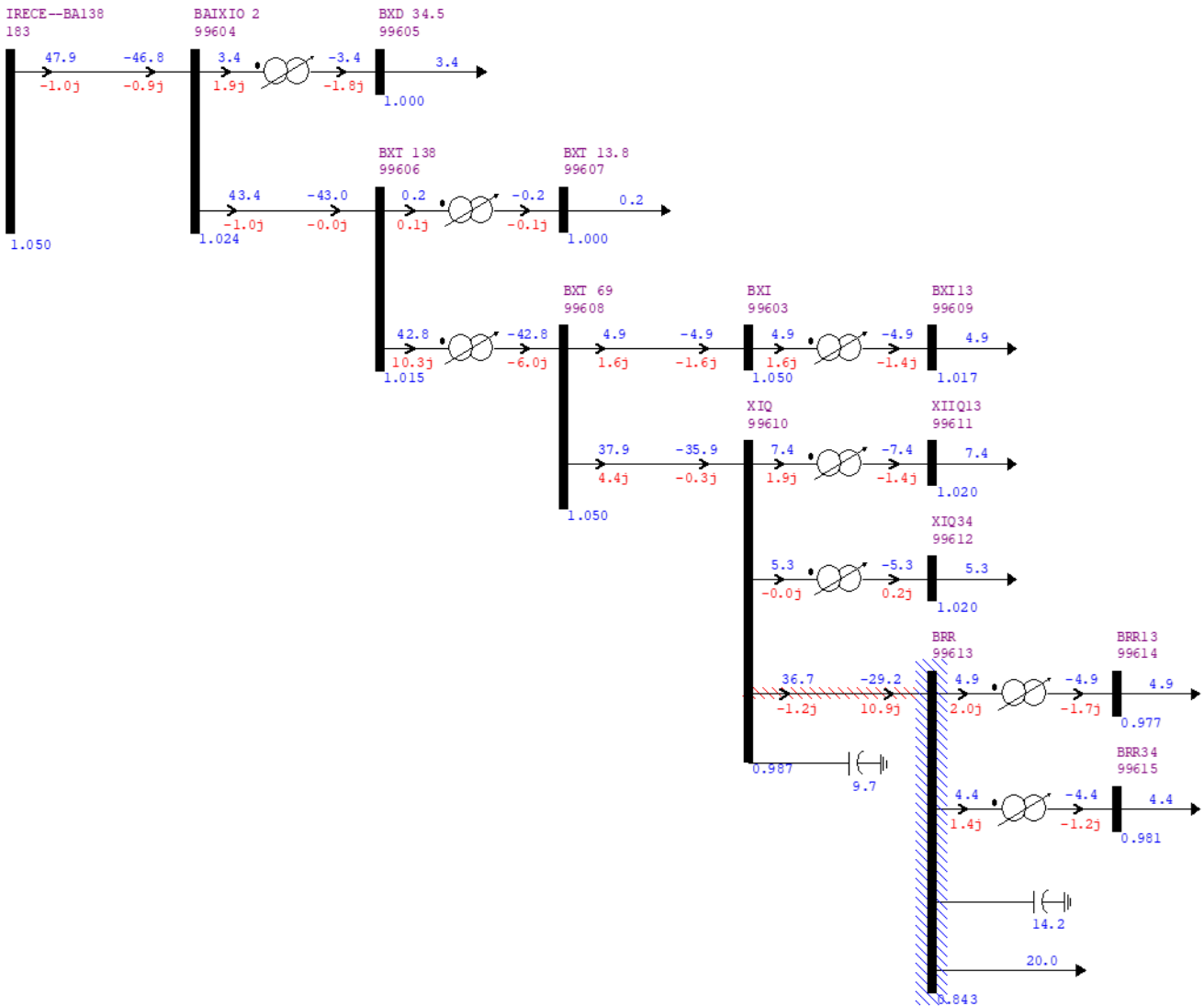


Figura 5-3 – Fluxo de potência na rede de distribuição, com acréscimo de 20 MW na SE Barra 69 kV – Carga Pesada – Ano 2028

Nesta simulação, realizada para o ano 2028 em carga pesada, considerou-se o acréscimo de 30 Mvar em bancos de capacitores e substituição do ATR 138/69 kV da SE BXT. Ainda assim, o sistema apresenta sobrecarga na LT 69 kV Xique-Xique – Barra e subtensão em Barra, caracterizando esgotamento do sistema de distribuição.

Adicionalmente, foi verificado que a transformação 230/138 kV da SE Irecê possui uma unidade com vida útil regulatória esgotada. A Tabela 5-1 mostra o ano de entrada em operação de cada um dos transformadores que compõem essa transformação, sendo observado que o ATR4 está com vida útil regulatória superior aos 35 anos que constam como referência no MCPSE.

Tabela 5-1 - Transformação 230/138 kV da SE Irecê

ATR	Entrada em operação
T4	1990
T5	2008
T8	2013

Salienta-se que o fato de a vida útil regulatória estar esgotada não implica necessariamente no atingimento do final da vida útil física.

6 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS

Todas as alternativas são compostas por obras comuns de distribuição, apresentadas no item 6.6.

6.1 Alternativa 1

A Alternativa 1 é composta por dois autotransformadores 500/230 kV de 300 MVA e dois autotransformadores 230/138 kV de 200 MVA na SE Barra II.

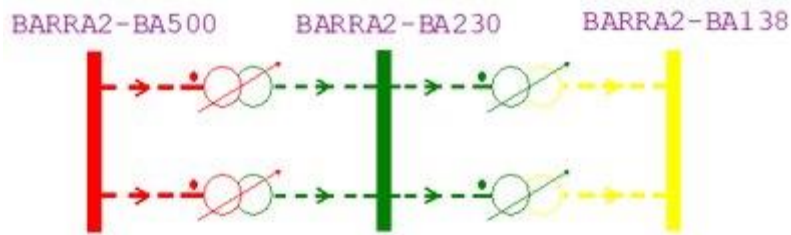


Figura 6-1 – Alternativa 1

6.2 Alternativa 2

A Alternativa 2 é composta por dois autotransformadores 230/138 kV de 200 MVA na SE Irecê, em substituição duas unidades transformadoras de 55 MVA mais antigas e construção da LT 138 kV Irecê – Barra II, com 193 km de extensão. Em Barra II seria necessária a construção de um pátio 138 kV, sem conexão com elétrica com o setor 500 kV.

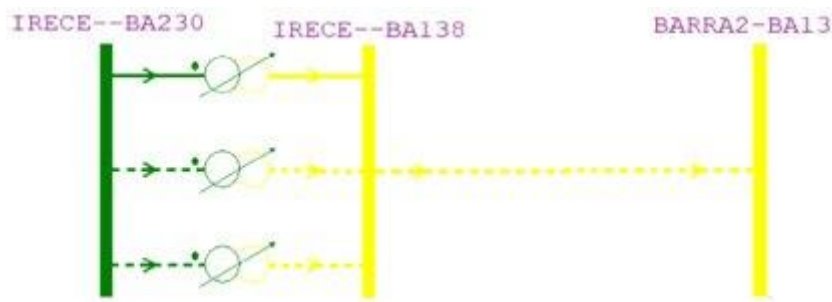


Figura 6-2 – Alternativa 2

6.3 Alternativa 3

A Alternativa 3 é composta por dois autotransformadores 230/138 kV de 200 MVA na SE Barra II e pela LT 230 kV Gentio do Ouro II – Barra II, com 90 km de extensão.



Figura 6-3 – Alternativa 3

6.4 Alternativa 4

A Alternativa 4 é composta pela LT 138 kV Gentio do Ouro II – Barra II CS, com 90 km de extensão e por dois autotransformadores 230/138 kV de 200 MVA na SE Gentio do Ouro II.



Figura 6-4 – Alternativa 4

6.5 Alternativa 5

A Alternativa 5 é composta por dois transformadores 500/138 kV de 200 MVA, na SE Barra II.

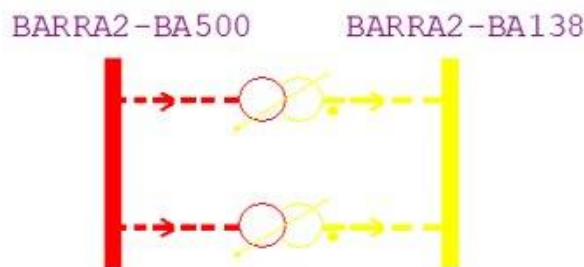


Figura 6-5 – Alternativa 5

6.6 Obras Comuns de Distribuição

Todas as 5 alternativas apresentam ainda um conjunto de obras comuns de distribuição responsáveis por interligar o novo ponto de suprimento em Barra II com a rede local de distribuição e os novos empreendimentos de geração e cargas agrícolas, conforme apresentado na Tabela 6-1 e Tabela 6-2.

Tabela 6-1 –Obras comuns em linhas de distribuição

Obra	Ano	Descrição	Classificação/Observação
LD 138 KV PARATINGA - BOQUIRA (OP 69 KV)	2027	CONSTRUÇÃO DE 57 KM DE LINHA DE DISTRIBUIÇÃO 138 KV, OPERAÇÃO INICIAL EM 69 KV, CIRCUITO SIMPLES, CABO 636 MCM, COM CABO PARA-RAIOS.	Obra indicativa
LD 138 KV BARRA II - BARRA III	2028	CONSTRUÇÃO DE 20 KM DE LINHA DE DISTRIBUIÇÃO 138 KV, CIRCUITO SIMPLES, CABO 636 MCM, COM CABO PARA-RAIOS.	Obra determinativa. Necessita de uma entrada de linha 138 kV na SE Barra II.
LD 69 KV BARRA III - BARRA	2028	CONSTRUÇÃO DE 38 KM DE LINHA DE DISTRIBUIÇÃO 69 KV, CIRCUITO SIMPLES, CABO 636 MCM, COM CABO PARA-RAIOS.	Obra determinativa.
LD 138 KV BARRA III - MANSIDÃO	2033	CONSTRUÇÃO DE 125 KM DE LINHA DE DISTRIBUIÇÃO 138 KV, CIRCUITO SIMPLES, CABO 636 MCM, COM CABO PARA-RAIOS.	Obra indicativa

Tabela 6-2 – Obras comuns em subestações de distribuição

Obra	Ano	Descrição	Classificação/Observação
SE 69 KV PARATINGA - EL 69 KV (BOQUIRA)	2027	CONSTRUÇÃO DE 01 ENTRADA DE LINHA 69 KV COM DISJUNTOR.	Obra indicativa
SE 69 KV BOQUIRA - EL 69 KV (PARATINGA)	2027	CONSTRUÇÃO DE 01 ENTRADA DE LINHA 69 KV COM DISJUNTOR.	Obra indicativa
SE 138 KV BARRA III - CONSTRUÇÃO	2028	CONSTRUÇÃO DE UMA SUBESTAÇÃO 138-69 KV E 138-34,5 KV COM 03 ENTRADA DE LINHA 138 KV COM DISJUNTOR, 02 CONEXÕES DE TRAFÓ 138 KV COM DISJUNTOR, 01 TRAFÓ 138-69 KV, 26,6/33,3 MVA COM OLTC, 01 CONEXÃO DE TRAFÓ 69 KV, 01 ENTRADA DE LINHA 69 KV COM DISJUNTOR, 01 TRAFÓ 138-34,5 KV, 20/26,6 MVA COM OLTC, 01 CONEXÃO DE TRAFÓ 34,5 KV, 05 ENTRADAS DE LINHA 34,5 KV, 02 BANCOS DE CAPACITORES 34,5 KV, 3,6 MVAR E 02 REATORES 34,5 KV, 2,5 MVAR.	Obra determinativa.
SE 69 KV BARRA - EL 69 KV (BARRA III)	2028	CONSTRUÇÃO DE 01 ENTRADA DE LINHA 69 KV COM DISJUNTOR E INSTALAÇÃO DE DISJUNTOR NA ENTRADA DE LINHA EXISTENTE.	Obra determinativa.
SE 138 KV BARRA III - EL 138 KV (MANSIDÃO)	2033	CONSTRUÇÃO DE 01 ENTRADA DE LINHA 138 KV COM DISJUNTOR.	Obra indicativa.
SE 138 KV MANSIDÃO - CONSTRUÇÃO	2033	CONSTRUÇÃO DE UMA SUBESTAÇÃO 138-34,5 KV COM 01 ENTRADA DE LINHA 138 KV COM DISJUNTOR, 01 REATOR 138 KV, 5 MVAR, 01 CONEXÃO DE TRAFÓ 138 KV COM DISJUNTOR, 01 TRAFÓ 138-34,5 KV, 10/2,5 MVA COM OLTC, 01 CONEXÃO DE TRAFÓ 34,5 KV, 05 ENTRADAS DE LINHA 34,5 KV E 02 REATORES 34,5 KV, 2,5 MVAR.	Obra indicativa.

Tabela 6-3 – Obras comuns referenciais de conexão dos projetos potenciais

Obra	Ano	Descrição	Classificação/Observação
LD 138 KV IBOTIRAMA - PROJ1-069 (OP 69 KV)	2028	CONSTRUÇÃO DE 28 KM DE LINHA DE DISTRIBUIÇÃO 138 KV, OPERAÇÃO INICIAL EM 69 KV, CIRCUITO SIMPLES, CABO 336,4 MCM, COM CABO PARA-RAIOS.	Obra referencial de atendimento a cliente.
LD 138 KV BARRA II - PROJ2-138	2028	CONSTRUÇÃO DE 15 KM DE LINHA DE DISTRIBUIÇÃO 138 KV, CIRCUITO SIMPLES, CABO 336,4 MCM, COM CABO PARA-RAIOS.	Obra referencial de atendimento a cliente. Necessita de uma entrada de linha 138 kv na SE Barra II.
LD 138 KV PROJ2-138 - PROJ3-138	2028	CONSTRUÇÃO DE 10 KM DE LINHA DE DISTRIBUIÇÃO 138 KV, CIRCUITO SIMPLES, CABO 336,4 MCM, COM CABO PARA-RAIOS.	Obra referencial de atendimento a cliente.
LD 138 KV BARRA II - PROJ4-138	2028	CONSTRUÇÃO DE 40 KM DE LINHA DE DISTRIBUIÇÃO 138 KV, CIRCUITO SIMPLES, CABO 336,4 MCM, COM CABO PARA-RAIOS.	Obra referencial de atendimento a cliente. Necessita de uma entrada de linha 138 kv na SE Barra II.
LD 138 KV PROJ4-138 - PROJ5-138	2028	CONSTRUÇÃO DE 6 KM DE LINHA DE DISTRIBUIÇÃO 138 KV, CIRCUITO SIMPLES, CABO 336,4 MCM, COM CABO PARA-RAIOS.	Obra referencial de atendimento a cliente.
LD 138 KV PROJ5-138 - PROJ6-138	2028	CONSTRUÇÃO DE 10 KM DE LINHA DE DISTRIBUIÇÃO 138 KV, CIRCUITO SIMPLES, CABO 336,4 MCM, COM CABO PARA-RAIOS.	Obra referencial de atendimento a cliente.
LD 138 KV BARRA III - PROJ7-138	2028	CONSTRUÇÃO DE 12 KM DE LINHA DE DISTRIBUIÇÃO 138 KV, CIRCUITO SIMPLES, CABO 336,4 MCM, COM CABO PARA-RAIOS.	Obra referencial de atendimento a cliente.
LD 138 KV BARRA III - PROJ8-138	2028	CONSTRUÇÃO DE 5 KM DE LINHA DE DISTRIBUIÇÃO 138 KV, CIRCUITO SIMPLES, CABO 336,4 MCM, COM CABO PARA-RAIOS.	Obra referencial de atendimento a cliente.
SE 69 KV IBOTIRAMA - EL 69 KV (PROJ1-069)	2028	CONSTRUÇÃO DE 01 ENTRADA DE LINHA 69 KV COM DISJUNTOR E INSTALAÇÃO DE DISJUNTOR NA ENTRADA DE LINHA EXISTENTE.	Obra referencial de atendimento a cliente.
SE 69 KV PROJETO 1	2028	SUBESTAÇÃO DE ATENDIMENTO AO PROJETO 1	Obra referencial de atendimento a cliente.
SE 138 KV PROJETO 2	2028	SUBESTAÇÃO DE ATENDIMENTO AO PROJETO 2	Obra referencial de atendimento a cliente.
SE 138 KV PROJETO 3	2028	SUBESTAÇÃO DE ATENDIMENTO AO PROJETO 2	Obra referencial de atendimento a cliente.
SE 138 KV PROJETO 4	2028	SUBESTAÇÃO DE ATENDIMENTO AO PROJETO 2	Obra referencial de atendimento a cliente.
SE 138 KV PROJETO 5	2028	SUBESTAÇÃO DE ATENDIMENTO AO PROJETO 2	Obra referencial de atendimento a cliente.
SE 138 KV PROJETO 6	2028	SUBESTAÇÃO DE ATENDIMENTO AO PROJETO 2	Obra referencial de atendimento a cliente.
SE 138 KV PROJETO 7	2028	SUBESTAÇÃO DE ATENDIMENTO AO PROJETO 2	Obra referencial de atendimento a cliente.
SE 138 KV PROJETO 8	2028	SUBESTAÇÃO DE ATENDIMENTO AO PROJETO 2	Obra referencial de atendimento a cliente.

7 ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE

A seguir, nos itens 7.1, 7.2, 7.3, 7.4 e 7.5 estão resumidos os resultados das simulações de fluxo de potência para as alternativas analisadas nesse trabalho. Apresentam-se figuras relativas aos cenários/patamares com maior fluxo (1/mediana e 2/leve), nos quais o novo sistema de transmissão é máximo importador da Rede Básica e máximo exportador de energia para a Rede Básica, respectivamente.

No item 7.6 são apresentados os resultados das avaliações especificamente para o sistema de distribuição do regional Irecê, comum a todas as cinco alternativas consideradas, no patamar de carga pesada. Como pode ser observado, sob o ponto de vista elétrico, todas as alternativas apresentam desempenho satisfatório.

7.1 Alternativa 1

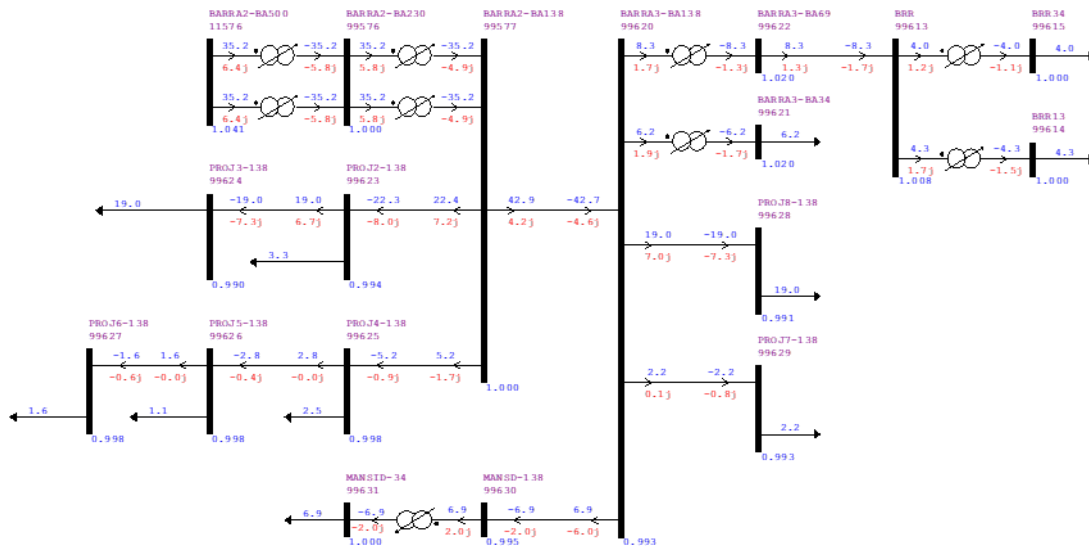


Figura 7-1 – Cenário 1 – Carga Média - Regime Normal de Operação – Ano 2028

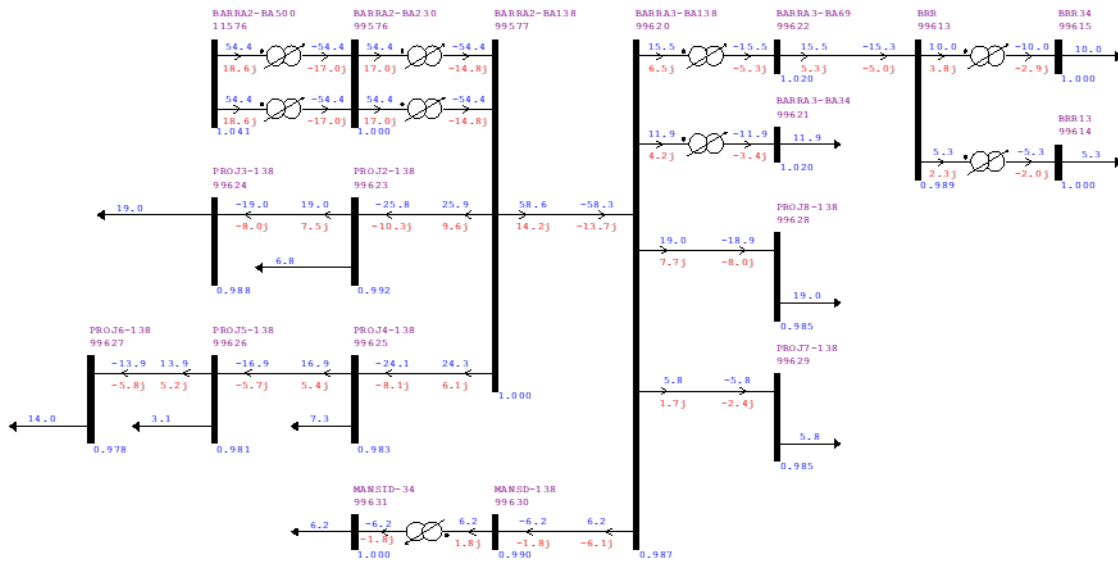


Figura 7-2 – Cenário 1 – Carga Média - Regime Normal de Operação – Ano 2037

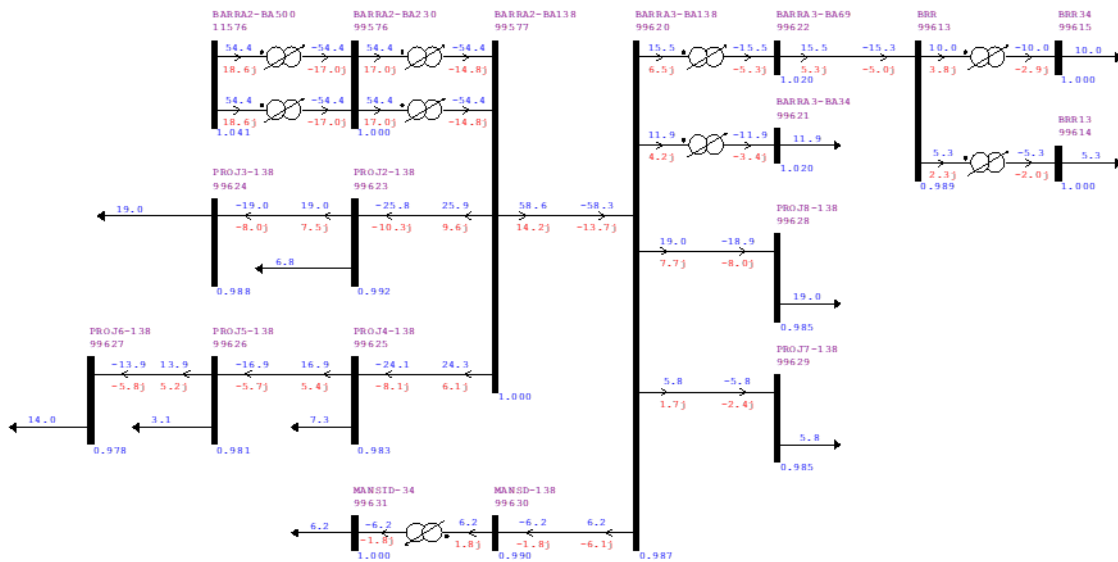


Figura 7-3 – Cenário 2 – Carga Leve - Regime Normal de Operação – Ano 2028

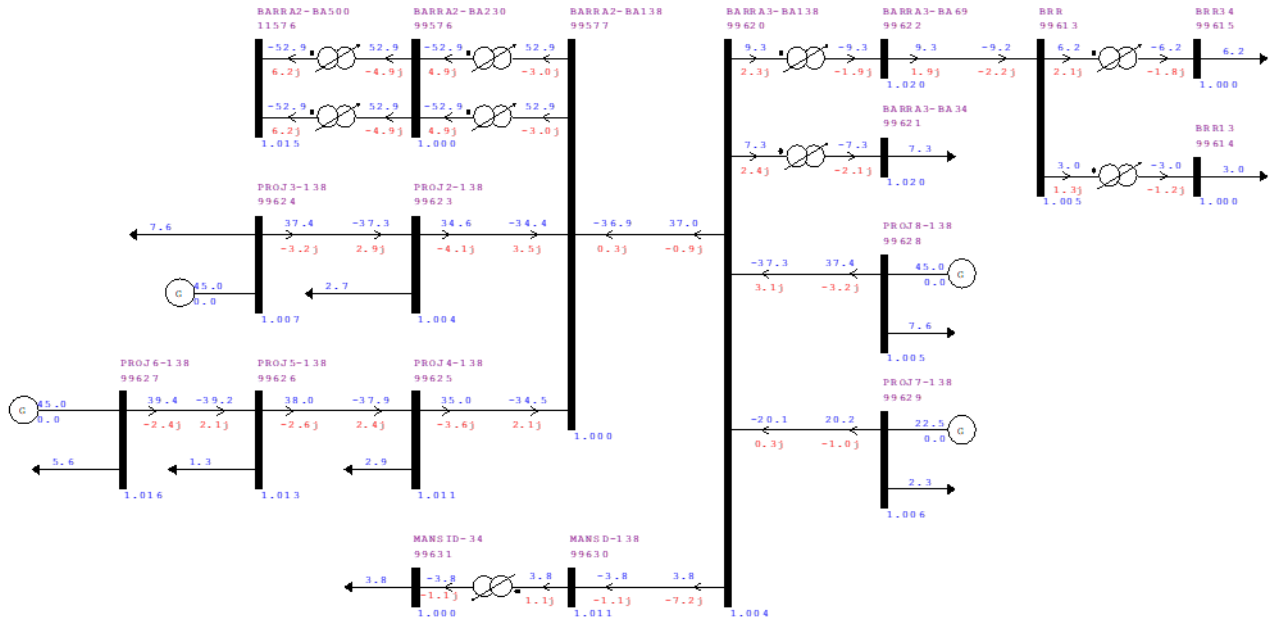


Figura 7-4 – Cenário 2 – Carga Leve - Regime Normal de Operação – Ano 2037

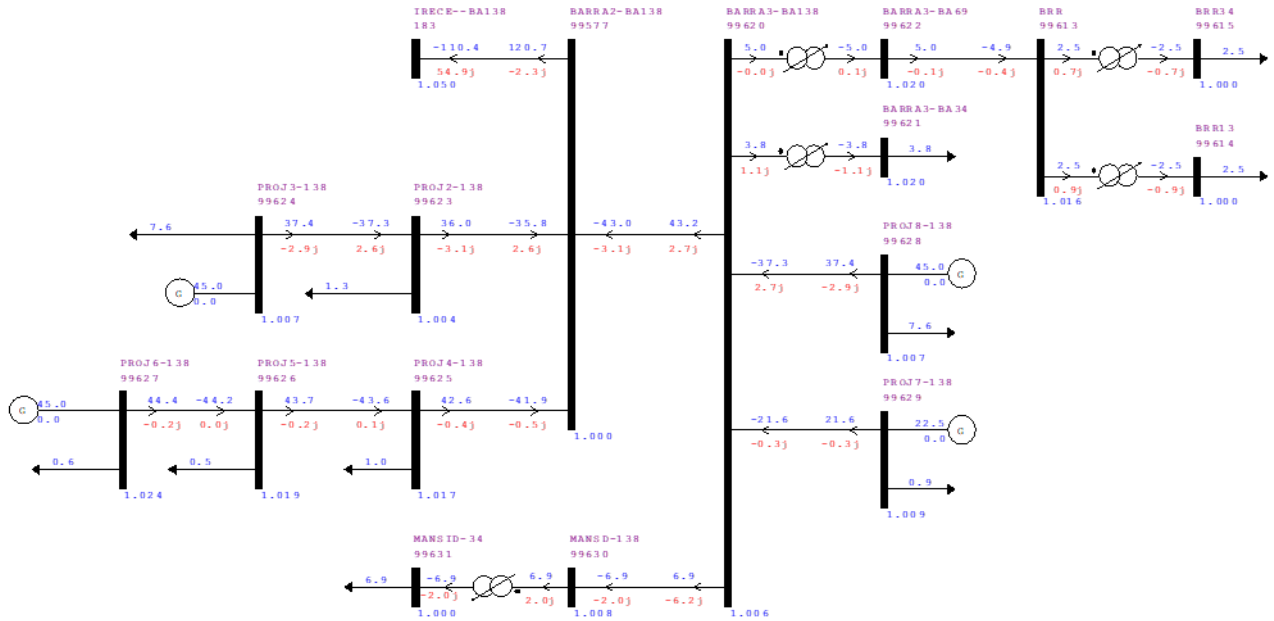


Figura 7-7 – Cenário 2 – Carga Leve - Regime Normal de Operação – Ano 2028

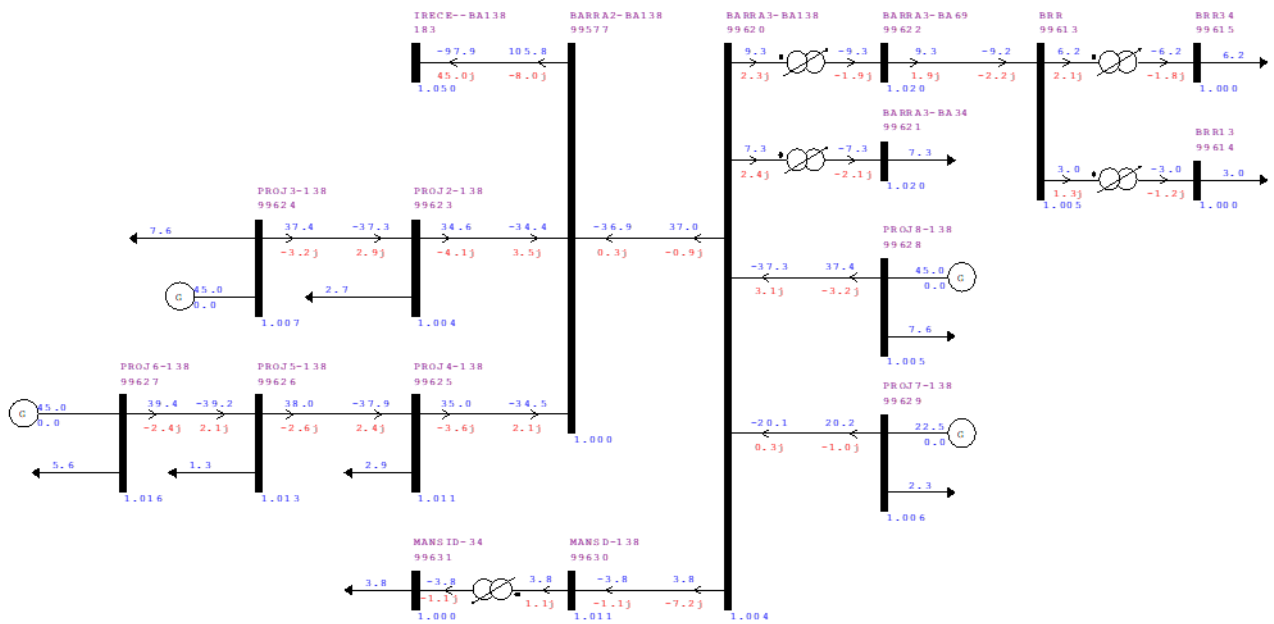


Figura 7-8 – Cenário 2 – Carga Leve - Regime Normal de Operação – Ano 2037

7.3 Alternativa 3

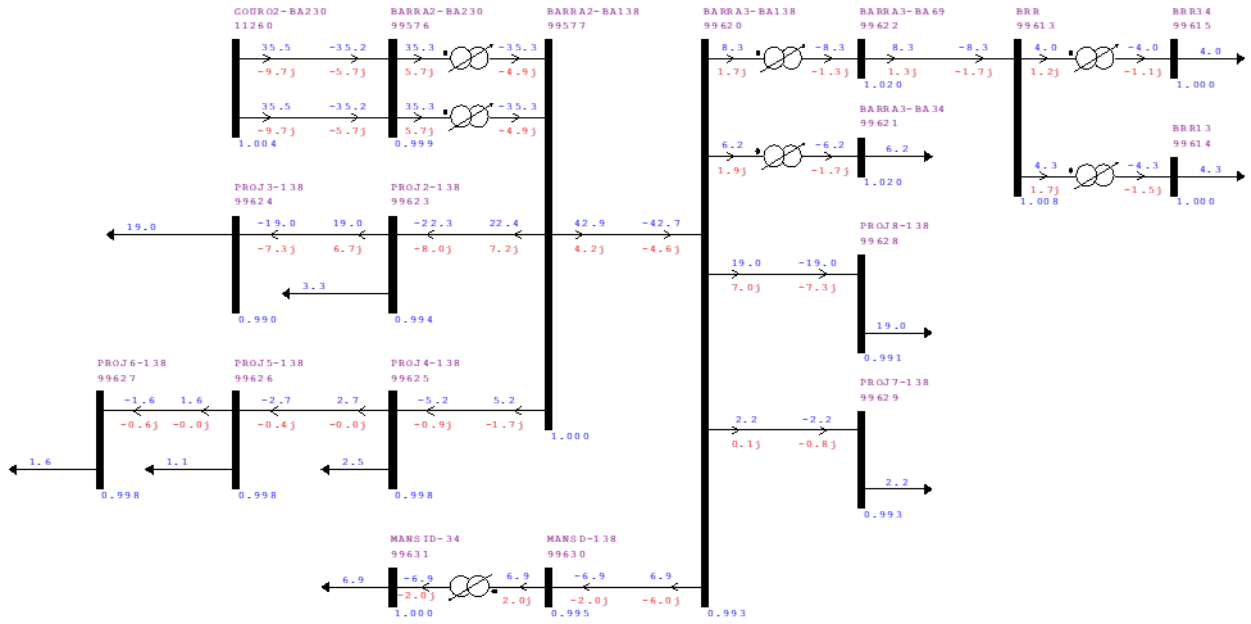


Figura 7-9 – Cenário 1 – Carga Média - Regime Normal de Operação – Ano 2028

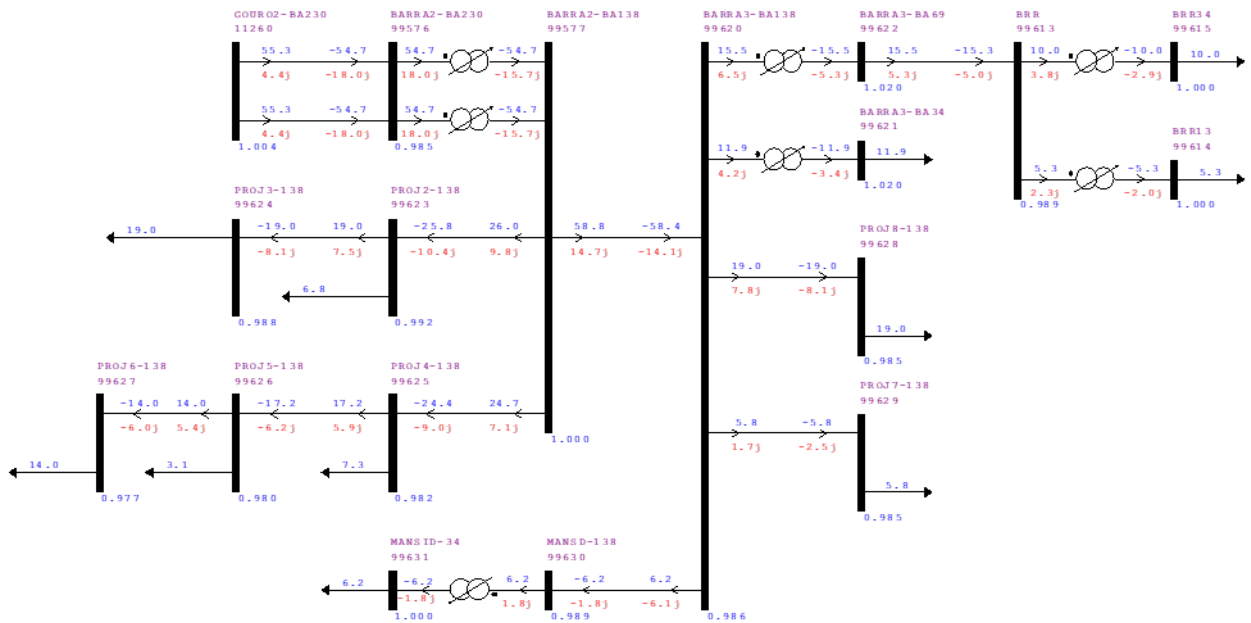


Figura 7-10 – Cenário 1 – Carga Média - Regime Normal de Operação – Ano 2037

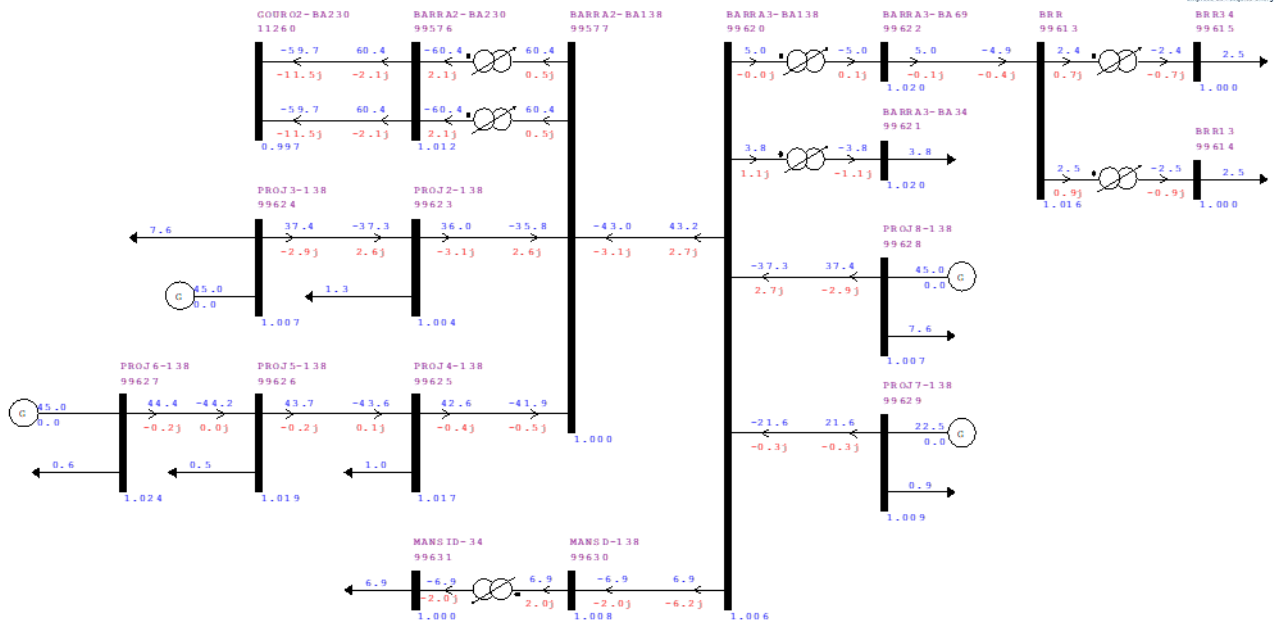


Figura 7-11 – Cenário 2 – Carga Leve - Regime Normal de Operação – Ano 2028

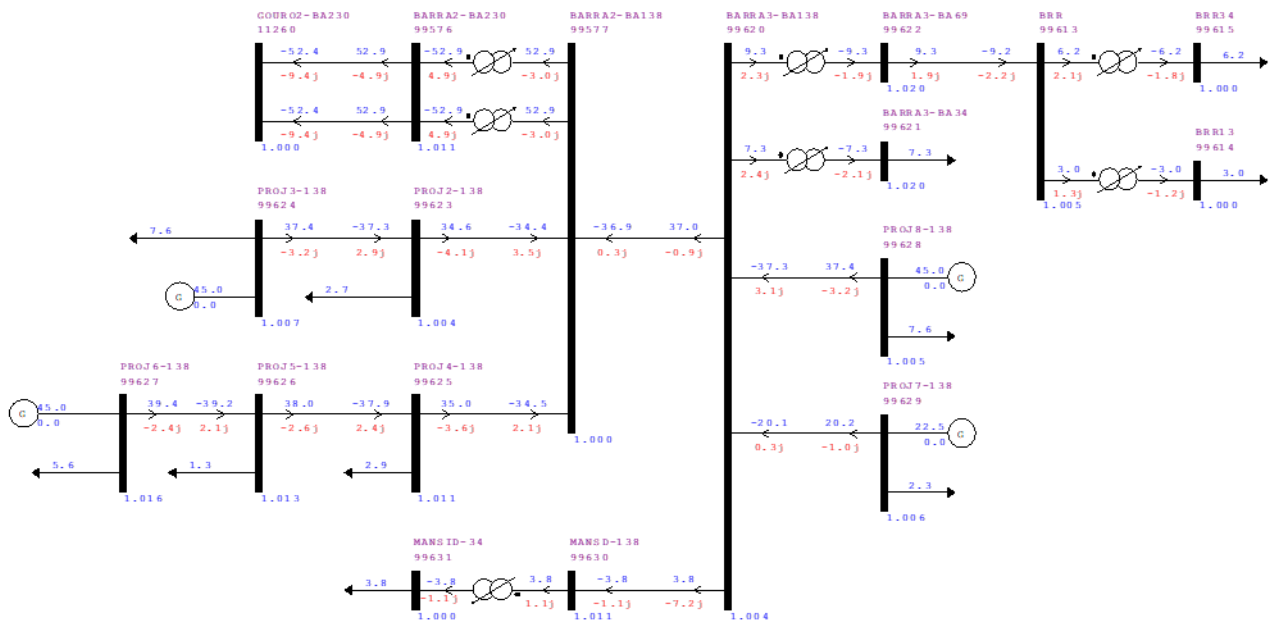


Figura 7-12 – Cenário 2 – Carga Leve - Regime Normal de Operação – Ano 2037

7.4 Alternativa 4

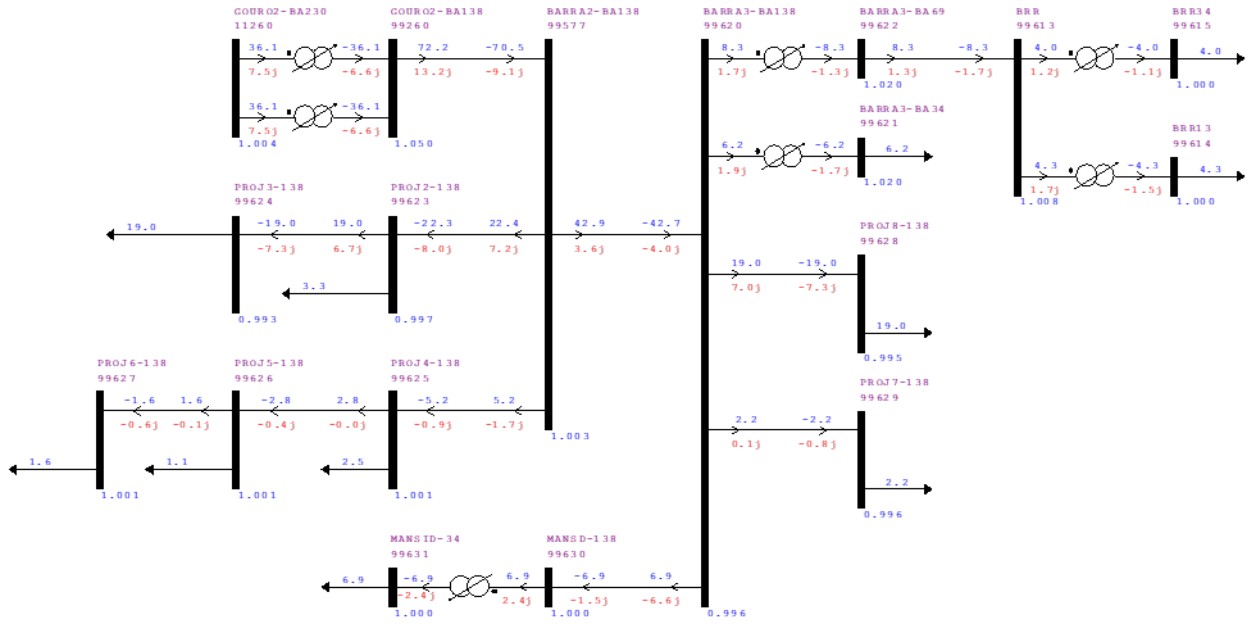


Figura 7-13 – Cenário 1 – Carga Média - Regime Normal de Operação – Ano 2028

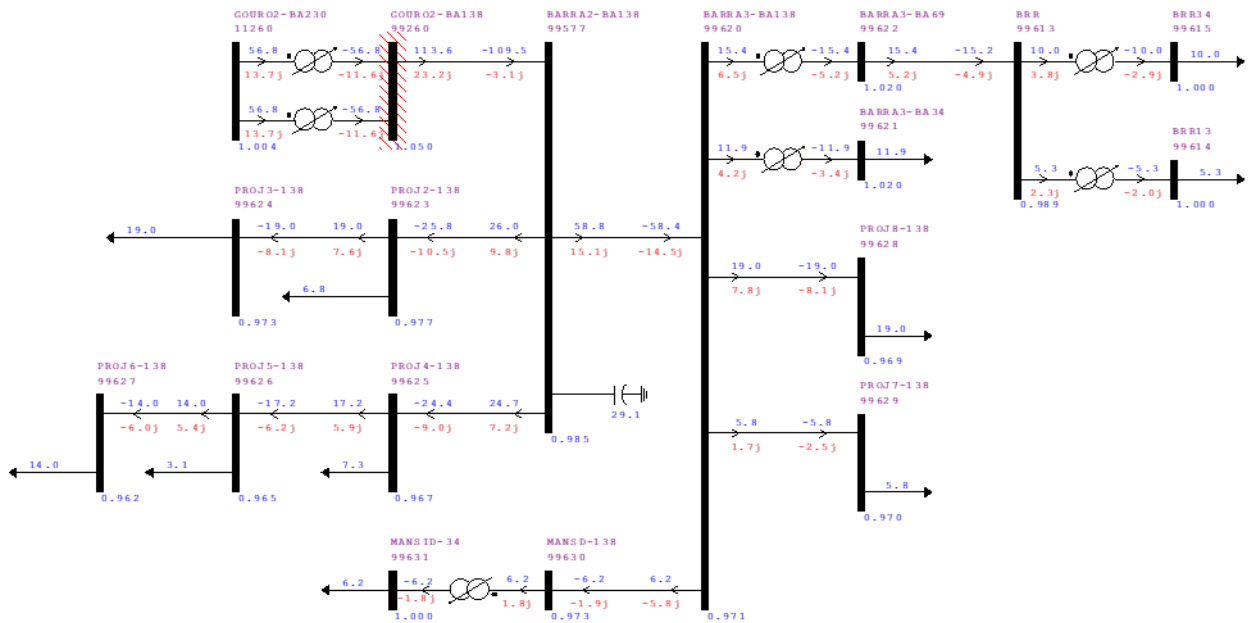


Figura 7-14 – Cenário 1 – Carga Média - Regime Normal de Operação – Ano 2037

7.5 Alternativa 5

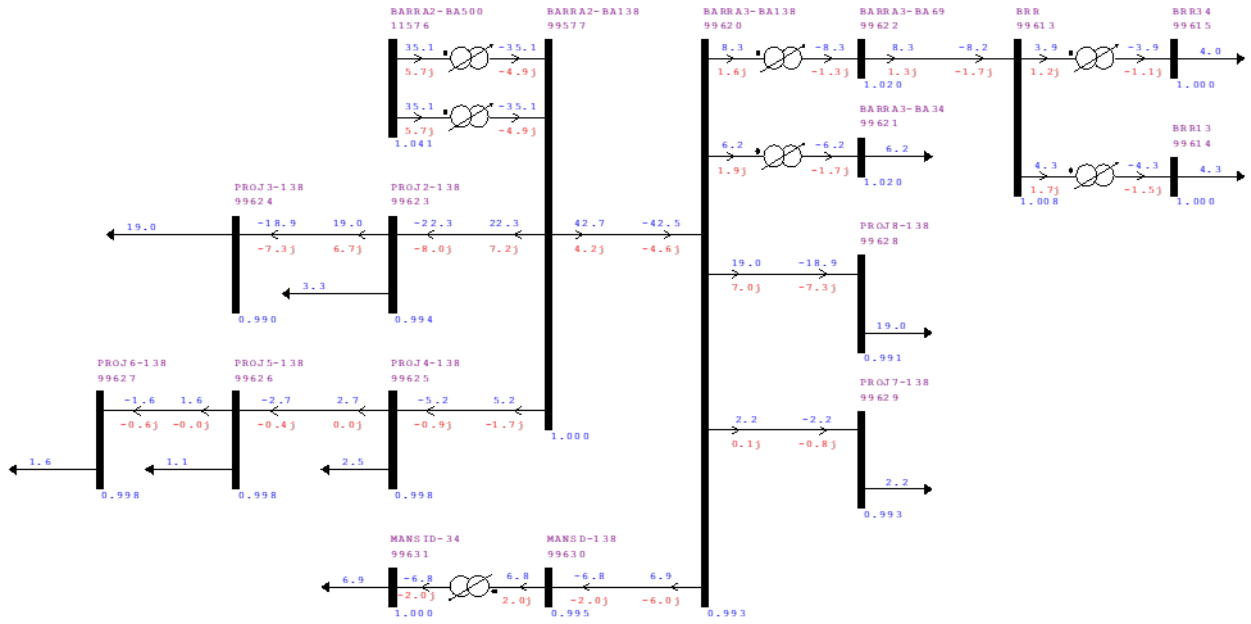


Figura 7-17 – Cenário 1 – Carga Média - Regime Normal de Operação – Ano 2028

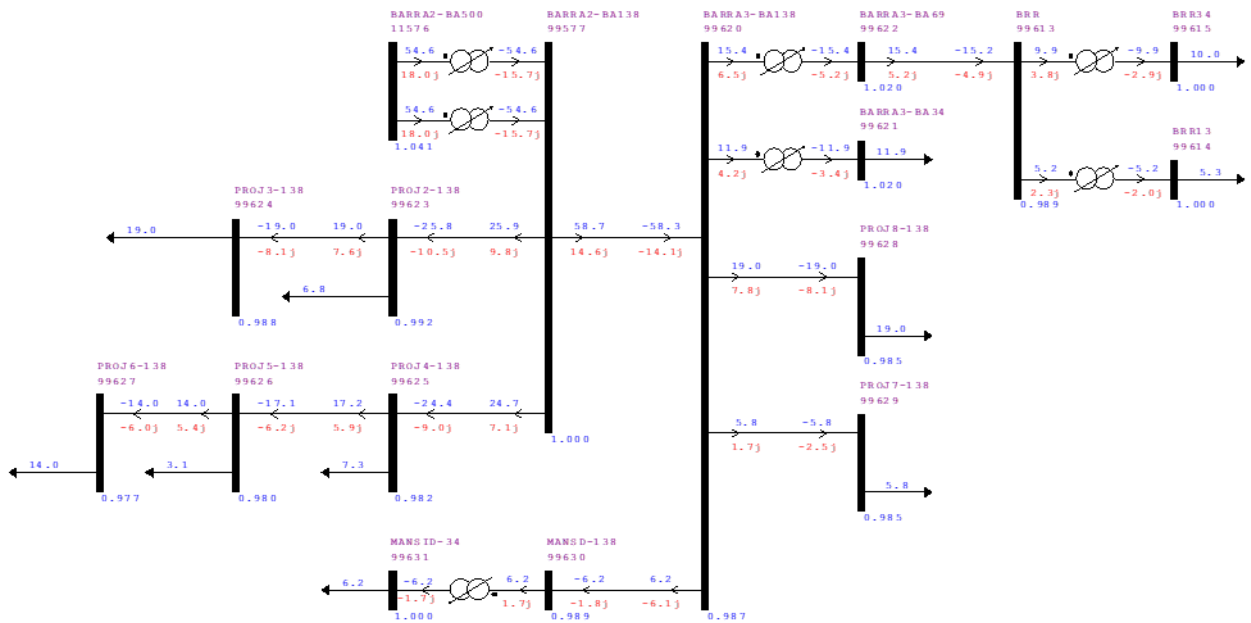


Figura 7-18 – Cenário 1 – Carga Média - Regime Normal de Operação – Ano 2037

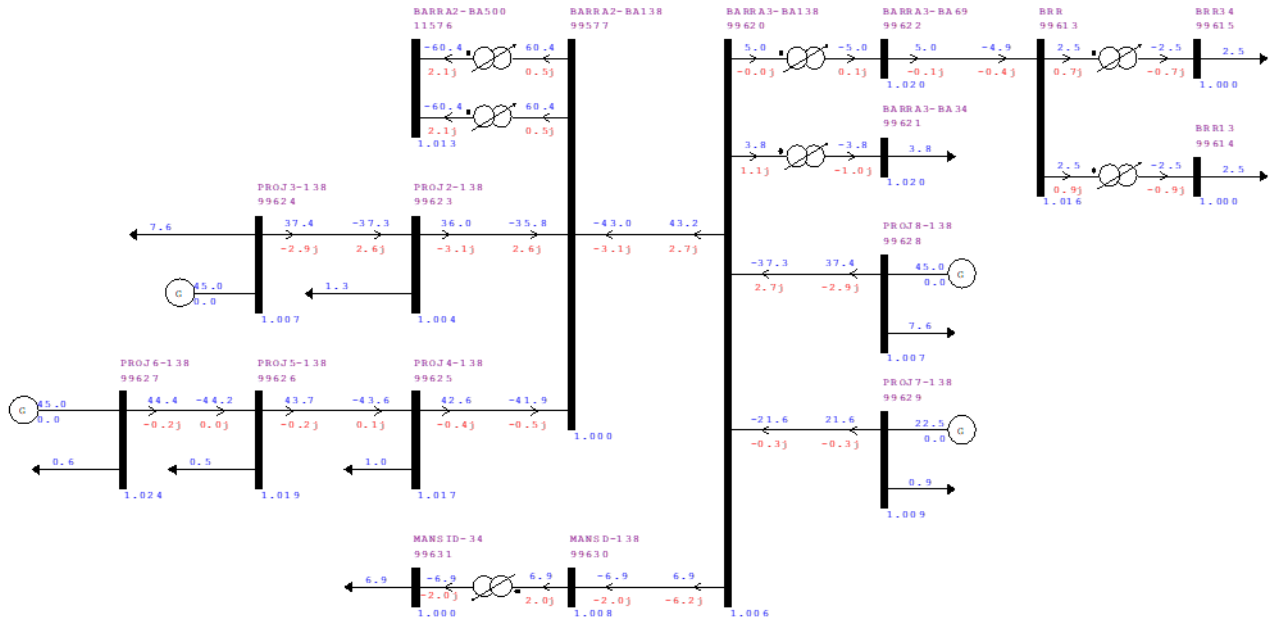


Figura 7-19 – Cenário 2 – Carga Leve - Regime Normal de Operação – Ano 2028

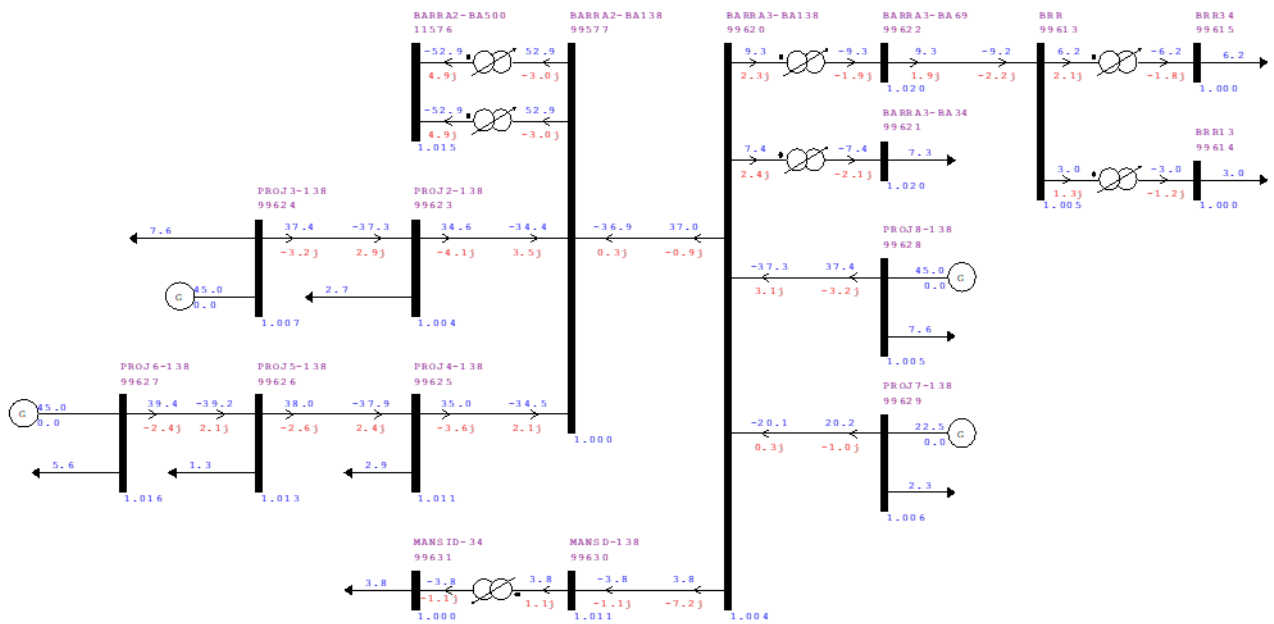


Figura 7-20 – Cenário 2 – Carga Leve - Regime Normal de Operação – Ano 2037

7.6 Sistema de distribuição do regional Irecê

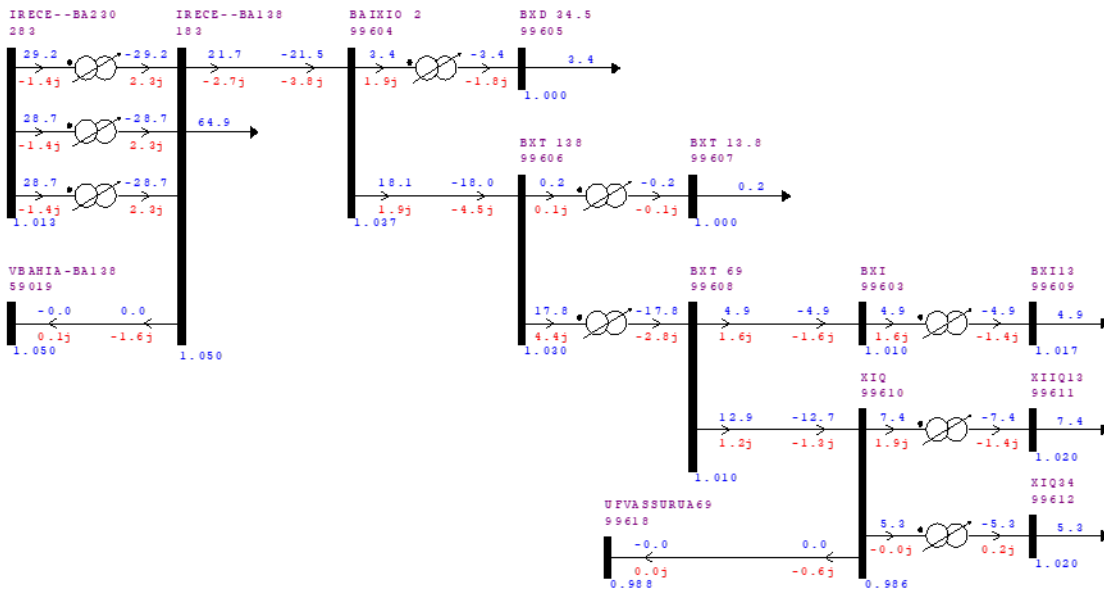


Figura 7-21 – Cenário 1 – Carga Pesada - Regime Normal de Operação – Ano 2028

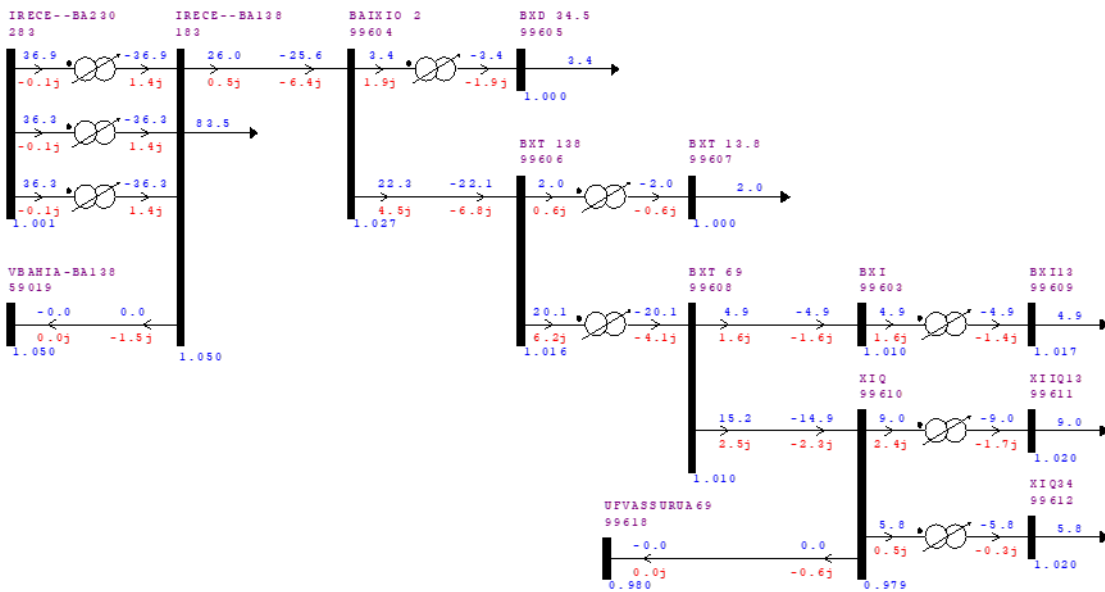


Figura 7-22 – Cenário 1 – Carga Pesada - Regime Normal de Operação – Ano 2037

8 ANÁLISE ECONÔMICA

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas foi utilizado o documento: “Base de Referência de Preços ANEEL – março de 2023”, Ref.[5] ; e o método dos rendimentos necessários, com o truncamento das séries temporais no ano 2037.

Para valoração das perdas elétricas, utilizou-se custo de 205,11 R\$/MWh, calculado com base no custo marginal de expansão da geração informado pela EPE Ref.[6]. Para ponderação das perdas, foram simulados os patamares de carga Pesada, Média e Leve, cenários 1, 2, 3 e 4, com 25% do tempo de permanência em cada cenário. O detalhamento das perdas elétricas em cada um dos cenários e patamares é apresentado no Anexo 13.3.

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

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

Alternativas	Detalhe	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1	Barra II 500/230/138 kV	155.334	0	155.334	181%	3º
Alternativa 2	LT 138 kV Irecê - Barra II CS	108.910	41.292	150.202	175%	4º
Alternativa 3	LT 230 kV G. Ouro II - Barra II CD + Barra II 230/138 kV	164.553	7.208	171.760	200%	5º
Alternativa 4	G. Ouro II 230/138 kV + LT 138 kV G. Ouro II - Barra II CS	121.323	23.000	144.323	168%	2º
Alternativa 5	Barra II 500/138 kV	85.707	0	85.707	100%	1º

Sob o ponto de vista técnico e econômico, recomenda-se a implantação da Alternativa 5, que é a alternativa de mínimo custo global.

Os planos de obras referentes a cada alternativa são apresentados no item 13.4

9 CURTO-CIRCUITO

O cálculo dos níveis de curto-circuito foi efetuado considerando a implantação das obras referentes à Alternativa 5, com base no sistema em regime subtransitário, com todas as máquinas sincronizadas, utilizando a base de dados referente ao PDE 2032. Foram considerados os efeitos da geração referencial que irá se conectar no sistema 138 kV, conforme Tabela 4-1.

O impacto nos níveis de curto-circuito das principais subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira estão apresentados na Tabela 9-1 e

Tabela 9-2.

Tabela 9-1 – Correntes de Curto-Circuito Máximas

Subestação	Ano 2028				Ano 2037			
	3Φ [kA]	X/R	1Φ [kA]	X/R	3Φ [kA]	X/R	1Φ [kA]	X/R
Barra II - 500 kV	12,1	15,5	10,2	12,3	12,2	15,5	10,2	12,3
Barra II - 138 kV	7,9	137,4	10,1	161,3	7,9	139,0	10,1	163,0

Tabela 9-2 – Correntes de Curto-Circuito Mínimas

Subestação	Ano 2028				Ano 2037			
	3Φ [kA]	X/R	1Φ [kA]	X/R	3Φ [kA]	X/R	1Φ [kA]	X/R
Barra II - 500 kV	12,1	16,3	10,3	13,1	11,8	15,7	10,0	12,5
Barra II - 138 kV	7,9	146,7	10,0	171,7	7,9	138,9	10,0	162,5

Não foram encontrados problemas de superação de equipamentos e nem níveis proibitivos de curto-circuito.

10 RECOMENDAÇÕES PARA RELATÓRIO R2

10.1 Considerações gerais

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

Essas recomendações levam em conta: (i) características de cada instalação avaliada e da rede elétrica adjacente; (ii) condicionantes impostos pelo sistema; (iii) análises de detalhamento realizadas neste relatório R1; e (iv) os resultados de relatórios R2 já realizados para instalações semelhantes.

10.2 Linhas de transmissão

A expansão do sistema de transmissão recomendada neste relatório R1 não contempla linhas de transmissão.

10.3 Transformadores

Não foram identificados transformadores com necessidade de elaboração de relatórios R2. Logo, recomenda-se a dispensa de elaboração dos relatórios R2 associados.

Entretanto, sugere-se que, caso sejam identificadas nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores ao certame licitatório, elevadas sobretensões, correntes, e/ou energias nos para-raios de óxido de zinco, bem como algum fenômeno de interação relevante entre os transformadores objeto dos estudos e a rede elétrica adjacente e/ou equipamentos, seja considerada a adoção de medidas mitigatórias para redução dos impactos dos TEM como, por exemplo, dispositivos sincronizadores ou resistores de pré-inserção.

SE Barra II 500/138 kV

Este relatório recomenda a instalação de dois bancos de transformadores em paralelo, 500/138 kV, com potência nominal 200 MVA cada, para implantação na subestação Barra II, ainda a ser implantada.

Nessa subestação, em 500 kV, já estão previstas 3 (três) conexões de linhas de transmissão, 1 (uma) de compensador síncrono e 2 (duas) de bancos de reatores em derivação manobráveis de barra.

Considerando, portanto, as características do sistema adjacente, e tendo em conta que, com a especificação básica dessas duas novas unidades de transformação, existe considerável experiência na energização desse tipo e porte de equipamento na Rede Básica, recomenda-se dispensar a elaboração do Relatório R2.

11 REFERÊNCIAS

- [1]. "Estudo de Prospecção de Mercado no Médio São Francisco – Polo Agroindustrial e Bioenergético (Polo Sucroalcooleiro)", COELBA – novembro/2020
- [2]. EPE-DEE-RE-148/2021-rev3 – "Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 1: Área Sul", EPE – dezembro/2022
- [3]. "Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão", CCPE/CTET - janeiro/2001
- [4]. EPE-DEE-DEA-RE-062/2016-rev0 - "Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica", EPE - julho/2016
- [5]. "Base de Referência de Preços ANEEL" – março/2023
- [6]. Nota Técnica - Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro Metodologia E Cálculo – 2020, dezembro de 2020;

12 EQUIPE TÉCNICA

Daniel José Tavares de Souza – EPE/STE

Dourival de Souza Carvalho Junior – EPE/STE

Fabiano Schmidt – EPE/STE

Igor Chaves – EPE/STE

João Alves da Silva Neto – EPE/STE

Luiz Felipe Froede Lorentz – EPE/STE

Marcelo Willian Henriques Szrajbman – EPE/STE

Maria de Fátima Carvalho Gama – EPE/STE

Rafael de Carvalho Caetano – EPE/STE

Rafael Theodoro Alves e Mello – EPE/STE

Vinicius Ferreira Martins – EPE/STE

Agradecemos a colaboração dos seguintes técnicos para este estudo:

Marcus Vinicius Coutinho Massena – Neoenergia Coelba

Humberto da Silva Santana – Neoenergia Coelba

Davi Ribeiro Barretto – Neoenergia Coelba

Andrews Mascarenhas Cavalcante – Neoenergia Coelba

Bruno Dantas Cerqueira – Neoenergia Coelba

Marcelo Rebouças Soares da Cunha – Neoenergia Coelba

13.2 Parâmetros dos Equipamentos

Transformadores

Tabela 13-1 – Parâmetros dos Transformadores Novos

Subestação	Transformação	Unidade	Capacidade [MVA]	X (%) na base de 100 MVA	Ligação	Δ TAP
Barra II	500/138 kV	TR1	200/240	7	Y-Δ	1,1/0,9
	500/138 kV	TR2	200/240	7	Y-Δ	1,1/0,9

13.3 Diferencial de Perdas das Alternativas

A seguir são apresentadas as tabelas com valor de geração da barra slack (Ilha Solteira) para contabilização do diferencial de perdas elétricas de cada alternativa.

Tabela 13-2 – Geração da Barra Slack [MW]

Ano	CEN1 - Carga Pesada			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2028	2032,8	2032,8	2032,8	2032,9
2029	2380,2	2380,5	2380,5	2380,6
2030	2514,4	2514,9	2514,8	2514,9
2031	2519,5	2520,0	2519,9	2520,0
2032	2566,4	2567,0	2566,8	2566,9
2033	2574,5	2575,0	2574,8	2574,9
2034	2516,5	2517,0	2516,8	2517,0
2035	2576,4	2576,9	2576,7	2576,9
2036	2524,3	2524,7	2524,6	2524,8
2037	2537,3	2537,7	2537,7	2537,9

Ano	CEN1 - Carga Média			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2028	1088,2	1089,3	1089,0	1089,4
2029	1338,8	1341,8	1340,3	1341,1
2030	1475,4	1480,4	1477,3	1478,3
2031	1523,0	1528,8	1525,0	1526,1
2032	1722,2	1727,5	1724,2	1725,3
2033	1826,9	1831,9	1828,8	1829,8
2034	2005,9	2011,2	2007,8	2008,9
2035	2249,5	2255,1	2251,6	2252,6
2036	2204,7	2210,3	2206,8	2207,9
2037	2213,8	2219,7	2215,9	2217,0

Ano	CEN1 - Carga Leve			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2028	813,3	813,1	813,3	813,3
2029	635,9	635,7	635,9	636,1
2030	508,2	508,2	508,4	508,5
2031	552,3	552,6	552,6	552,7
2032	433,1	433,4	433,3	433,5
2033	621,4	621,7	621,7	621,8
2034	614,2	614,6	614,5	614,7
2035	668,5	668,9	668,8	669,0
2036	567,8	568,1	568,1	568,3
2037	574,9	575,3	575,3	575,4

Ano	CEN2 - Carga Pesada			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2028	1031,3	1031,5	1031,2	1031,2
2029	722,2	722,1	722,0	722,1
2030	791,3	791,3	791,3	791,2
2031	1316,6	1316,6	1316,6	1316,6
2032	1666,9	1667,0	1666,9	1666,9
2033	1959,0	1959,1	1958,9	1958,9
2034	2147,6	2147,6	2147,5	2147,5
2035	2803,3	2803,4	2803,3	2803,3
2036	3269,4	3269,4	3269,4	3269,3
2037	3281,7	3281,6	3281,7	3281,6

Ano	CEN2 - Carga Média			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2028	1756,4	1756,2	1756,5	1756,6
2029	1885,4	1885,5	1885,9	1886,1
2030	2057,7	2058,6	2058,4	2058,8
2031	2127,5	2129,0	2128,6	2129,1
2032	2603,1	2604,7	2604,0	2604,5
2033	2226,9	2228,1	2227,8	2228,1
2034	3053,5	3054,6	3054,2	3054,8
2035	3364,9	3366,0	3365,8	3366,2
2036	2751,6	2752,8	2752,6	2752,9
2037	2760,5	2761,8	2761,4	2761,7

Ano	CEN2 - Carga Leve			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2028	2372,3	2372,7	2372,6	2372,6
2029	1422,1	1422,1	1422,0	1422,0
2030	324,6	324,7	324,4	308,7
2031	1631,8	1631,7	1631,8	1631,8
2032	3033,9	3033,9	3033,9	3033,9
2033	813,9	813,9	813,8	813,9
2034	861,9	861,9	861,9	861,9
2035	914,3	914,3	914,3	914,3
2036	934,3	934,3	934,3	934,3
2037	941,6	941,6	941,5	941,6

Ano	CEN3 - Carga Pesada			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2028	3231,1	3231,9	3231,0	3231,1
2029	3728,5	3730,0	3728,6	3728,7
2030	3423,7	3425,5	3423,8	3424,0
2031	3028,7	3030,4	3028,8	3028,9
2032	2154,9	2156,5	2155,2	2155,3
2033	3432,1	3433,5	3432,3	3432,4
2034	3040,7	3042,0	3040,9	3041,0
2035	3839,4	3840,8	3839,6	3839,7
2036	3565,4	3566,6	3565,7	3565,8
2037	3580,4	3581,7	3580,7	3580,8

Ano	CEN3 - Carga Média			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2028	2512,4	2515,9	2512,9	2513,2
2029	2628,4	2634,7	2629,1	2629,9
2030	2703,8	2711,9	2704,8	2705,9
2031	2806,4	2815,1	2807,4	2808,6
2032	2693,7	2702,7	2694,8	2696,0
2033	2918,5	2926,9	2919,5	2920,6
2034	2569,0	2577,5	2570,1	2571,2
2035	2233,1	2241,5	2234,2	2235,3
2036	2853,6	2862,2	2855,0	2856,1
2037	2864,8	2873,4	2866,2	2867,3

Ano	CEN3 - Carga Leve			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2028	498,3	499,2	498,5	498,5
2029	446,0	447,4	446,4	446,5
2030	897,5	899,2	897,9	898,1
2031	1564,3	1566,0	1564,7	1564,8
2032	674,2	676,0	674,6	674,8
2033	421,6	423,2	422,0	422,1
2034	426,7	428,3	427,1	427,2
2035	527,4	529,1	527,8	527,9
2036	513,4	515,0	513,9	514,0
2037	521,5	523,1	521,9	522,0

Ano	CEN4 - Carga Pesada			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2028	186,8	187,2	186,9	186,9
2029	-0,1	0,0	-0,1	-0,1
2030	768,9	769,0	768,9	768,9
2031	1302,5	1302,6	1302,4	1302,4
2032	1077,2	1077,3	1077,2	1077,2
2033	1279,2	1279,3	1279,1	1279,2
2034	1235,3	1235,5	1235,2	1235,3
2035	2871,6	2871,6	2871,6	2871,6
2036	2096,7	2096,9	2096,6	2096,7
2037	2110,4	2110,5	2110,2	2110,4

Ano	CEN4 - Carga Média			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2028	764,4	764,8	764,3	764,4
2029	1158,9	1160,0	1158,7	1159,1
2030	1772,1	1774,0	1772,0	1772,5
2031	1175,4	1177,5	1175,3	1175,8
2032	2301,8	2304,2	2301,7	2302,3
2033	1183,6	1185,6	1183,5	1184,0
2034	970,1	972,3	970,0	970,5
2035	3483,0	3485,8	3483,0	3483,5
2036	5019,6	5022,7	5019,8	5020,3
2037	5031,1	5034,2	5031,2	5031,8

Ano	CEN4 - Carga Leve			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2028	1001,7	1002,1	1001,9	1001,9
2029	1168,5	1168,6	1168,7	1168,4
2030	802,5	802,7	802,5	802,5
2031	831,9	831,9	831,7	831,7
2032	1151,9	1152,0	1152,1	1151,8
2033	1357,3	1357,4	1357,3	1357,3
2034	1074,7	1074,9	1074,7	1074,7
2035	1534,9	1535,1	1534,9	1534,9
2036	1632,8	1633,2	1632,8	1632,8
2037	1641,1	1641,5	1641,2	1641,1

A seguir é apresentado o diferencial de perdas elétricas de cada alternativa, discretizado por ano, já ponderados os tempos de permanência nos patamares de carga Pesada, Média, Leve e nos 4 cenários de geração/intercâmbio considerados.

Tabela 13-3 – Diferencial de Perdas Elétricas [MW]

Ano	CEN 1 - Carga Pesada			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2028	0,0	0,1	0,0	0,1
2029	0,0	0,3	0,2	0,4
2030	0,0	0,5	0,3	0,5
2031	0,0	0,5	0,4	0,5
2032	0,0	0,5	0,3	0,5
2033	0,0	0,5	0,3	0,4
2034	0,0	0,5	0,3	0,4
2035	0,0	0,5	0,4	0,5
2036	0,0	0,4	0,4	0,5
2037	0,0	0,4	0,4	0,5

Ano	CEN1 - Carga Média			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2028	0,0	1,1	0,8	1,3
2029	0,0	3,0	1,5	2,3
2030	0,0	5,0	1,9	2,9
2031	0,0	5,8	2,0	3,1
2032	0,0	5,3	2,0	3,2
2033	0,0	5,1	1,9	2,9
2034	0,0	5,3	1,9	2,9
2035	0,0	5,6	2,0	3,1
2036	0,0	5,6	2,1	3,2
2037	0,0	5,9	2,1	3,2

Ano	CEN1 - Carga Leve			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2028	813,3	813,1	813,3	813,3
2029	635,9	635,7	635,9	636,1
2030	508,2	508,2	508,4	508,5
2031	552,3	552,6	552,6	552,7
2032	433,1	433,4	433,3	433,5
2033	621,4	621,7	621,7	621,8
2034	614,2	614,6	614,5	614,7
2035	668,5	668,9	668,8	669,0
2036	567,8	568,1	568,1	568,3
2037	574,9	575,3	575,3	575,4

Ano	CEN2 - Carga Pesada			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2028	0,0	0,2	-0,2	-0,1
2029	0,0	0,0	-0,1	-0,1
2030	0,0	0,0	0,0	-0,1
2031	0,0	0,0	0,0	0,0
2032	0,0	0,0	0,0	-0,1
2033	0,0	0,1	0,0	-0,1
2034	0,0	0,0	0,0	-0,1
2035	0,0	0,0	0,0	-0,1
2036	0,0	0,0	0,0	0,0
2037	0,0	-0,1	0,0	-0,1

Ano	CEN2 - Carga Média			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2028	0,0	-0,1	0,1	0,3
2029	0,0	0,1	0,4	0,7
2030	0,0	0,9	0,7	1,1
2031	0,0	1,5	1,1	1,6
2032	0,0	1,6	0,9	1,4
2033	0,0	1,2	0,9	1,2
2034	0,0	1,2	0,8	1,4
2035	0,0	1,2	1,0	1,3
2036	0,0	1,2	1,0	1,3
2037	0,0	1,3	0,9	1,2

Ano	CEN2 - Carga Leve			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2028	0,0	-0,1	0,0	0,1
2029	0,0	-0,2	0,0	0,1
2030	0,0	0,0	0,1	0,3
2031	0,0	0,3	0,3	0,4
2032	0,0	0,3	0,3	0,4
2033	0,0	0,3	0,2	0,4
2034	0,0	0,3	0,3	0,4
2035	0,0	0,3	0,3	0,4
2036	0,0	0,4	0,3	0,5
2037	0,0	0,4	0,3	0,5

Ano	CEN3 - Carga Pesada			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2028	0,0	0,8	0,0	0,1
2029	0,0	1,5	0,1	0,2
2030	0,0	1,7	0,1	0,3
2031	0,0	1,7	0,1	0,2
2032	0,0	1,6	0,3	0,4
2033	0,0	1,4	0,2	0,3
2034	0,0	1,4	0,2	0,3
2035	0,0	1,4	0,2	0,3
2036	0,0	1,2	0,3	0,4
2037	0,0	1,3	0,3	0,4

Ano	CEN3 - Carga Média			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2028	0,0	3,5	0,5	0,8
2029	0,0	6,3	0,7	1,5
2030	0,0	8,1	1,0	2,1
2031	0,0	8,8	1,1	2,2
2032	0,0	9,0	1,1	2,3
2033	0,0	8,4	1,0	2,1
2034	0,0	8,6	1,1	2,2
2035	0,0	8,4	1,1	2,2
2036	0,0	8,5	1,4	2,5
2037	0,0	8,6	1,4	2,5

Ano	CEN3 - Carga Leve			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2028	0,0	0,4	0,4	0,3
2029	0,0	0,0	-0,1	-0,1
2030	0,0	0,2	-0,2	-15,8
2031	0,0	0,0	0,0	0,0
2032	0,0	0,0	0,0	0,0
2033	0,0	0,0	-0,1	0,0
2034	0,0	0,0	0,0	0,0
2035	0,0	0,0	-0,1	0,0
2036	0,0	0,0	-0,1	0,0
2037	0,0	0,0	0,0	0,0

Ano	CEN4 - Carga Pesada			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2028	0,0	0,4	0,1	0,1
2029	0,0	0,1	0,0	0,0
2030	0,0	0,1	0,0	0,0
2031	0,0	0,1	0,0	-0,1
2032	0,0	0,1	0,0	0,0
2033	0,0	0,1	-0,1	0,0
2034	0,0	0,2	0,0	0,0
2035	0,0	0,0	0,0	0,0
2036	0,0	0,2	-0,1	0,0
2037	0,0	0,1	-0,1	0,0

Ano	CEN4 - Carga Média			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2028	0,0	0,3	-0,1	-0,1
2029	0,0	1,2	-0,2	0,2
2030	0,0	1,8	-0,2	0,3
2031	0,0	2,1	-0,2	0,4
2032	0,0	2,4	-0,1	0,5
2033	0,0	2,0	-0,1	0,4
2034	0,0	2,2	-0,1	0,4
2035	0,0	2,8	0,0	0,5
2036	0,0	3,0	0,1	0,7
2037	0,0	3,1	0,0	0,6

Ano	CEN4 - Carga Leve			
	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4
2028	0,0	1,0	0,2	0,3
2029	0,0	1,4	0,4	0,5
2030	0,0	1,7	0,4	0,6
2031	0,0	1,7	0,4	0,6
2032	0,0	1,8	0,4	0,6
2033	0,0	1,6	0,4	0,5
2034	0,0	1,6	0,4	0,5
2035	0,0	1,6	0,3	0,5
2036	0,0	1,6	0,5	0,5
2037	0,0	1,6	0,5	0,5

13.4 Plano de Obras e Estimativa de Investimentos

Tabela 13-4 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 1 (R\$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						279.934,82	279.934,82	24.865,89	155.334,44
SE 500/230 kV BARRA II (Ampliação/Adequação)						279.934,82	279.934,82	24.865,89	155.334,44
1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ		2028	7,0	1,0	11935,42	83.547,94	83.547,94	7.421,35	46.360,34
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	14216,00	28.432,00	28.432,00	2.525,54	15.776,78
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2028	4,0	1,0	8969,30	35.877,20	35.877,20	3.186,88	19.908,08
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	13647,33	13.647,33	13.647,33	1.212,26	7.572,84
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2028	1,0	1,0	7103,45	7.103,45	7.103,45	630,98	3.941,67
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2028	2,0	1,0	5151,12	10.302,24	10.302,24	915,12	5.716,66
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2028	2,0	1,0	6324,26	12.648,52	12.648,52	1.123,54	7.018,60
MIG-A		2028	1,0	1,0	8690,61	8.690,61	8.690,61	771,96	4.822,38
MIM - 230 kV		2028	1,0	1,0	5160,15	5.160,15	5.160,15	458,36	2.863,34
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	2653,09	2.653,09	2.653,09	235,67	1.472,19
1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 66,6 MVA 1Φ		2028	7,0	1,0	10267,47	71.872,29	71.872,29	6.384,23	39.881,58

Tabela 13-5 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 2 (R\$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						196.270,87	196.270,87	17.434,24	108.909,73
SE 230/138 kV IRECÊ (Ampliação/Adequação)						35.464,18	35.464,18	3.150,19	19.678,90
1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 200 MVA 3Φ		2028	2,0	1,0	17732,09	35.464,18	35.464,18	3.150,19	19.678,90
LT 138 kV IRECÊ - BARRA II, C1 (Nova)						152.155,66	152.155,66	13.515,60	84.430,42
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	6584,97	6.584,97	6.584,97	584,93	3.653,97
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	6584,97	6.584,97	6.584,97	584,93	3.653,97
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	663,27	663,27	663,27	58,92	368,05
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	663,27	663,27	663,27	58,92	368,05
Circuito Simples 138 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 193 km		2028	193,0	1,0	713,26	137.659,18	137.659,18	12.227,91	76.386,39
SE 138 kV BARRA II (Ampliação/Adequação)						8.651,03	8.651,03	768,45	4.800,41
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	5151,12	5.151,12	5.151,12	457,56	2.858,33
MIG-A		2028	1,0	1,0	2836,64	2.836,64	2.836,64	251,97	1.574,04
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	663,27	663,27	663,27	58,92	368,05

Tabela 13-6 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 3 (R\$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						296.547,23	296.547,23	26.341,53	164.552,58
SE 230/138 kV BARRA II (Ampliação/Adequação)						131.300,99	131.300,99	11.663,13	72.858,27
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2028	2,0	1,0	8969,30	17.938,60	17.938,60	1.593,44	9.954,04
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2028	1,0	1,0	7103,45	7.103,45	7.103,45	630,98	3.941,67
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2028	2,0	1,0	5151,12	10.302,24	10.302,24	915,12	5.716,66
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2028	2,0	1,0	6324,26	12.648,52	12.648,52	1.123,54	7.018,60
MIG-A		2028	1,0	1,0	5686,71	5.686,71	5.686,71	505,14	3.155,53
MIM - 230 kV		2028	1,0	1,0	3096,09	3.096,09	3.096,09	275,02	1.718,00
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	2653,09	2.653,09	2.653,09	235,67	1.472,19
1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 66,6 MVA 1Φ		2028	7,0	1,0	10267,47	71.872,29	71.872,29	6.384,23	39.881,58
LT 230 kV G. OURO II - BARRA II, C1 e C2 (CD) (Nova)						165.246,24	165.246,24	14.678,40	91.694,32
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 90 km		2028	90,0	1,0	1286,45	115.780,50	115.780,50	10.284,48	64.246,02
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	G. OURO II	2028	2,0	1,0	9909,37	19.818,74	19.818,74	1.760,45	10.997,32
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	BARRA II	2028	2,0	1,0	9909,37	19.818,74	19.818,74	1.760,45	10.997,32
MIG-A	G. OURO II	2028	1,0	1,0	2850,07	2.850,07	2.850,07	253,16	1.581,49
MIM - 230 kV	G. OURO II	2028	1,0	1,0	2064,06	2.064,06	2.064,06	183,35	1.145,34
MIG-A	BARRA II	2028	1,0	1,0	2850,07	2.850,07	2.850,07	253,16	1.581,49
MIM - 230 kV	BARRA II	2028	1,0	1,0	2064,06	2.064,06	2.064,06	183,35	1.145,34

Tabela 13-7 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 4 (R\$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					218.641,90	218.641,90	19.421,40	121.323,30	
SE 230/138 kV G. OURO II (Ampliação/Adequação)					131.300,99	131.300,99	11.663,13	72.858,27	
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2028	2,0	1,0	8969,30	17.938,60	17.938,60	1.593,44	9.954,04
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2028	1,0	1,0	7103,45	7.103,45	7.103,45	630,98	3.941,67
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2028	2,0	1,0	5151,12	10.302,24	10.302,24	915,12	5.716,66
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2028	2,0	1,0	6324,26	12.648,52	12.648,52	1.123,54	7.018,60
MIG-A		2028	1,0	1,0	5686,71	5.686,71	5.686,71	505,14	3.155,53
MIM - 230 kV		2028	1,0	1,0	3096,09	3.096,09	3.096,09	275,02	1.718,00
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	2653,09	2.653,09	2.653,09	235,67	1.472,19
1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 66,6 MVA 1Φ		2028	7,0	1,0	10267,47	71.872,29	71.872,29	6.384,23	39.881,58
LT 138 kV G. OURO II - BARRA II, C1 (Nova)					78.689,88	78.689,88	6.989,82	43.664,62	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	G. OURO II	2028	1,0	1,0	6584,97	6.584,97	6.584,97	584,93	3.653,97
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	BARRA II	2028	1,0	1,0	6584,97	6.584,97	6.584,97	584,93	3.653,97
MIM - 138 kV	BARRA II	2028	1,0	1,0	663,27	663,27	663,27	58,92	368,05
MIM - 138 kV	G. OURO II	2028	1,0	1,0	663,27	663,27	663,27	58,92	368,05
Circuito Simples 138 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 90 km		2028	90,0	1,0	713,26	64.193,40	64.193,40	5.702,13	35.620,60
SE 138 kV BARRA II (Ampliação/Adequação)					8.651,03	8.651,03	768,45	4.800,41	
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	5151,12	5.151,12	5.151,12	457,56	2.858,33
MIG-A		2028	1,0	1,0	2836,64	2.836,64	2.836,64	251,97	1.574,04
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	663,27	663,27	663,27	58,92	368,05

Tabela 13-8 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 5 (R\$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						154.455,88	154.455,88	13.719,92	85.706,80
SE 500/138 kV BARRA II (Ampliação/Adequação)						154.455,88	154.455,88	13.719,92	85.706,80
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2028	2,0	1,0	5151,12	10.302,24	10.302,24	915,12	5.716,66
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2028	2,0	1,0	6324,26	12.648,52	12.648,52	1.123,54	7.018,60
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	13647,33	13.647,33	13.647,33	1.212,26	7.572,84
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	14216,00	28.432,00	28.432,00	2.525,54	15.776,78
MIG-A		2028	1,0	1,0	5840,53	5.840,53	5.840,53	518,80	3.240,88
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	3830,88	3.830,88	3.830,88	340,29	2.125,74
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	2653,09	2.653,09	2.653,09	235,67	1.472,19
1° e 2° TF 500/138 kV, (6+1R) x 66,6 MVA 1Φ		2028	7,0	1,0	11014,47	77.101,29	77.101,29	6.848,71	42.783,12

Tabela 13-9 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à rede de distribuição (R\$ x 1000) – 1 de 5

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						634.581,27	586.991,02	56.368,23	299.284,48
LT 138 kV PARATINGA - BOQUIRA, C1 (Nova)						52.016,16	52.016,16	4.620,46	28.863,51
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 57 km		2028	57,0	1,0	658,24	37.519,68	37.519,68	3.332,78	20.819,48
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	PARATINGA	2028	1,0	1,0	6584,97	6.584,97	6.584,97	584,93	3.653,97
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	BOQUIRA	2028	1,0	1,0	6584,97	6.584,97	6.584,97	584,93	3.653,97
MIM - 138 kV	PARATINGA	2028	1,0	1,0	663,27	663,27	663,27	58,92	368,05
MIM - 138 kV	BOQUIRA	2028	1,0	1,0	663,27	663,27	663,27	58,92	368,05
LT 138 kV IBOTIRAMA - PROJ1, C1 (Nova)						29.689,28	29.689,28	2.637,22	16.474,43
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 28 km		2028	28,0	1,0	542,60	15.192,80	15.192,80	1.349,54	8.430,41
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	IBOTIRAMA	2028	1,0	1,0	6584,97	6.584,97	6.584,97	584,93	3.653,97
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	PROJ1	2028	1,0	1,0	6584,97	6.584,97	6.584,97	584,93	3.653,97
MIM - 138 kV	PROJ1	2028	1,0	1,0	663,27	663,27	663,27	58,92	368,05
MIM - 138 kV	IBOTIRAMA	2028	1,0	1,0	663,27	663,27	663,27	58,92	368,05
LT 138 kV BARRA II - BARRA III, C1 (Nova)						27.661,28	27.661,28	2.457,08	15.349,11
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 20 km		2028	20,0	1,0	658,24	13.164,80	13.164,80	1.169,40	7.305,08
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	BARRA II	2028	1,0	1,0	6584,97	6.584,97	6.584,97	584,93	3.653,97
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	BARRA III	2028	1,0	1,0	6584,97	6.584,97	6.584,97	584,93	3.653,97
MIM - 138 kV	BARRA III	2028	1,0	1,0	663,27	663,27	663,27	58,92	368,05
MIM - 138 kV	BARRA II	2028	1,0	1,0	663,27	663,27	663,27	58,92	368,05
LT 69 kV BARRA III - BARRA, C1 (Nova)						30.871,74	30.871,74	2.742,26	17.130,57
Circuito Simples 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 38 km		2028	38,0	1,0	610,32	23.192,16	23.192,16	2.060,10	12.869,21
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	BARRA III	2028	1,0	1,0	3540,72	3.540,72	3.540,72	314,51	1.964,73
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	BARRA	2028	1,0	1,0	3540,72	3.540,72	3.540,72	314,51	1.964,73
MIM - 69 kV	BARRA	2028	1,0	1,0	299,07	299,07	299,07	26,57	165,95
MIM - 69 kV	BARRA III	2028	1,0	1,0	299,07	299,07	299,07	26,57	165,95

Tabela 13-10 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Distribuidora (R\$ x 1000) – 2 de 5

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						634.581,27	586.991,02	56.368,23	299.284,48
LT 138 kV BARRA II - PROJ2, C1 (Nova)						22.635,48	22.635,48	2.010,65	12.560,32
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 15 km		2028	15,0	1,0	542,60	8.139,00	8.139,00	722,97	4.516,29
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	BARRA II	2028	1,0	1,0	6584,97	6.584,97	6.584,97	584,93	3.653,97
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	PROJ2	2028	1,0	1,0	6584,97	6.584,97	6.584,97	584,93	3.653,97
MIM - 138 kV	PROJ2	2028	1,0	1,0	663,27	663,27	663,27	58,92	368,05
MIM - 138 kV	BARRA II	2028	1,0	1,0	663,27	663,27	663,27	58,92	368,05
LT 138 kV PROJ2 - PROJ3, C1 (Nova)						19.922,48	19.922,48	1.769,66	11.054,88
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 10 km		2028	10,0	1,0	542,60	5.426,00	5.426,00	481,98	3.010,86
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	PROJ2	2028	1,0	1,0	6584,97	6.584,97	6.584,97	584,93	3.653,97
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	PROJ3	2028	1,0	1,0	6584,97	6.584,97	6.584,97	584,93	3.653,97
MIM - 138 kV	PROJ3	2028	1,0	1,0	663,27	663,27	663,27	58,92	368,05
MIM - 138 kV	PROJ2	2028	1,0	1,0	663,27	663,27	663,27	58,92	368,05
LT 138 kV BARRA II - PROJ4, C1 (Nova)						36.200,48	36.200,48	3.215,60	20.087,47
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 40 km		2028	40,0	1,0	542,60	21.704,00	21.704,00	1.927,91	12.043,44
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	BARRA II	2028	1,0	1,0	6584,97	6.584,97	6.584,97	584,93	3.653,97
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	PROJ4	2028	1,0	1,0	6584,97	6.584,97	6.584,97	584,93	3.653,97
MIM - 138 kV	PROJ4	2028	1,0	1,0	663,27	663,27	663,27	58,92	368,05
MIM - 138 kV	BARRA II	2028	1,0	1,0	663,27	663,27	663,27	58,92	368,05
LT 138 kV PROJ4 - PROJ5, C1 (Nova)						17.752,08	17.752,08	1.576,87	9.850,54
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 6 km		2028	6,0	1,0	542,60	3.255,60	3.255,60	289,19	1.806,52
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	PROJ4	2028	1,0	1,0	6584,97	6.584,97	6.584,97	584,93	3.653,97
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	PROJ5	2028	1,0	1,0	6584,97	6.584,97	6.584,97	584,93	3.653,97
MIM - 138 kV	PROJ5	2028	1,0	1,0	663,27	663,27	663,27	58,92	368,05
MIM - 138 kV	PROJ4	2028	1,0	1,0	663,27	663,27	663,27	58,92	368,05

Tabela 13-11 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Distribuidora (R\$ x 1000) – 3 de 5

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						634.581,27	586.991,02	56.368,23	299.284,48
LT 138 kV PROJ5 - PROJ6, C1 (Nova)						19.922,48	19.922,48	1.769,66	11.054,88
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 10 km		2028	10,0	1,0	542,60	5.426,00	5.426,00	481,98	3.010,86
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	PROJ5	2028	1,0	1,0	6584,97	6.584,97	6.584,97	584,93	3.653,97
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	PROJ6	2028	1,0	1,0	6584,97	6.584,97	6.584,97	584,93	3.653,97
MIM - 138 kV	PROJ6	2028	1,0	1,0	663,27	663,27	663,27	58,92	368,05
MIM - 138 kV	PROJ5	2028	1,0	1,0	663,27	663,27	663,27	58,92	368,05
LT 138 kV BARRA III - PROJ7, C1 (Nova)						21.007,68	21.007,68	1.866,06	11.657,06
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 12 km		2028	12,0	1,0	542,60	6.511,20	6.511,20	578,37	3.613,03
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	BARRA III	2028	1,0	1,0	6584,97	6.584,97	6.584,97	584,93	3.653,97
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	PROJ7	2028	1,0	1,0	6584,97	6.584,97	6.584,97	584,93	3.653,97
MIM - 138 kV	PROJ7	2028	1,0	1,0	663,27	663,27	663,27	58,92	368,05
MIM - 138 kV	BARRA III	2028	1,0	1,0	663,27	663,27	663,27	58,92	368,05
LT 138 kV BARRA III - PROJ8, C1 (Nova)						17.209,48	17.209,48	1.528,67	9.549,45
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 5 km		2028	5,0	1,0	542,60	2.713,00	2.713,00	240,99	1.505,43
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	BARRA III	2028	1,0	1,0	6584,97	6.584,97	6.584,97	584,93	3.653,97
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	PROJ8	2028	1,0	1,0	6584,97	6.584,97	6.584,97	584,93	3.653,97
MIM - 138 kV	PROJ8	2028	1,0	1,0	663,27	663,27	663,27	58,92	368,05
MIM - 138 kV	BARRA III	2028	1,0	1,0	663,27	663,27	663,27	58,92	368,05
LT 138 kV BARRA III - MANSIDÃO, C1 (Nova)						96.776,48	65.864,45	8.596,41	19.377,83
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 125 km		2033	125,0	1,0	658,24	82.280,00	55.998,39	7.308,72	16.475,16
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	BARRA III	2033	1,0	1,0	6584,97	6.584,97	4.481,62	584,93	1.318,53
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	MANSIDÃO	2033	1,0	1,0	6584,97	6.584,97	4.481,62	584,93	1.318,53
MIM - 138 kV	MANSIDÃO	2033	1,0	1,0	663,27	663,27	451,41	58,92	132,81
MIM - 138 kV	BARRA III	2033	1,0	1,0	663,27	663,27	451,41	58,92	132,81

Tabela 13-12 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Distribuidora (R\$ x 1000) – 4 de 5

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						634.581,27	586.991,02	56.368,23	299.284,48
SE 138 kV BARRA III (Nova)						58.562,69	58.562,69	5.201,97	32.496,15
1° ATF 138/69 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ		2028	1,0	1,0	6841,46	6.841,46	6.841,46	607,71	3.796,29
1° ATF 138/34,5 kV, 1 x 20 MVA 3Φ		2028	1,0	1,0	6076,83	6.076,83	6.076,83	539,79	3.372,00
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	5151,12	5.151,12	5.151,12	457,56	2.858,33
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2028	2,0	1,0	2628,36	5.256,72	5.256,72	466,94	2.916,93
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2028	2,0	1,0	6324,26	12.648,52	12.648,52	1.123,54	7.018,60
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2028	2,0	1,0	3285,37	6.570,74	6.570,74	583,66	3.646,07
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	12831,22	12.831,22	12.831,22	1.139,76	7.119,98
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	1989,81	1.989,81	1.989,81	176,75	1.104,14
MIM - 69 kV		2028	1,0	1,0	1196,27	1.196,27	1.196,27	106,26	663,80
SE 138 kV MANSIDÃO (Nova)						52.214,60	35.536,38	4.638,09	10.455,08
1° ATF 138/34,5 kV, 1 x 10 MVA 3Φ		2033	1,0	1,0	4603,89	4.603,89	3.133,33	408,95	921,85
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2033	1,0	1,0	6324,26	6.324,26	4.304,19	561,77	1.266,32
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BPT		2033	1,0	1,0	3285,37	3.285,37	2.235,97	291,83	657,84
1° Reator de Barra 138 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ		2033	1,0	1,0	3723,89	3.723,89	2.534,42	330,78	745,65
MIG (Terreno Urbano)		2033	1,0	1,0	17890,70	17.890,70	12.176,11	1.589,18	3.582,31
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2033	1,0	1,0	5151,12	5.151,12	3.505,77	457,56	1.031,42
IB (Interligação de Barras) 34,5 kV, Arranjo BPT		2033	1,0	1,0	2628,36	2.628,36	1.788,82	233,47	526,28
MIM - 34,5 kV		2033	1,0	1,0	598,14	598,14	407,08	53,13	119,77
MIM - 138 kV		2033	1,0	1,0	1989,81	1.989,81	1.354,23	176,75	398,43
CRB (Conexão de Reator de Barra) 138 kV, Arranjo BPT		2033	1,0	1,0	6019,06	6.019,06	4.096,47	534,66	1.205,21
SE 69 kV PROJETO 1 (Nova)						16.517,36	16.517,36	1.467,19	9.165,40
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	5151,12	5.151,12	5.151,12	457,56	2.858,33
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	10702,97	10.702,97	10.702,97	950,72	5.939,02
MIM - 69 kV		2028	1,0	1,0	663,27	663,27	663,27	58,92	368,05
SE 138 kV PROJETO 2 (Nova)						16.517,36	16.517,36	1.467,19	9.165,40
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	5151,12	5.151,12	5.151,12	457,56	2.858,33
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	10702,97	10.702,97	10.702,97	950,72	5.939,02
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	663,27	663,27	663,27	58,92	368,05

Tabela 13-13 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Distribuidora (R\$ x 1000) – 5 de 5

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						634.581,27	586.991,02	56.368,23	299.284,48
SE 138 kV PROJETO 3 (Nova)						16.517,36	16.517,36	1.467,19	9.165,40
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	5151,12	5.151,12	5.151,12	457,56	2.858,33
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	10702,97	10.702,97	10.702,97	950,72	5.939,02
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	663,27	663,27	663,27	58,92	368,05
SE 138 kV PROJETO 4 (Nova)						16.517,36	16.517,36	1.467,19	9.165,40
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	5151,12	5.151,12	5.151,12	457,56	2.858,33
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	10702,97	10.702,97	10.702,97	950,72	5.939,02
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	663,27	663,27	663,27	58,92	368,05
SE 138 kV PROJETO 5 (Nova)						16.517,36	16.517,36	1.467,19	9.165,40
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	5151,12	5.151,12	5.151,12	457,56	2.858,33
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	10702,97	10.702,97	10.702,97	950,72	5.939,02
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	663,27	663,27	663,27	58,92	368,05
SE 138 kV PROJETO 6 (Nova)						16.517,36	16.517,36	1.467,19	9.165,40
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	5151,12	5.151,12	5.151,12	457,56	2.858,33
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	10702,97	10.702,97	10.702,97	950,72	5.939,02
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	663,27	663,27	663,27	58,92	368,05
SE 138 kV PROJETO 7 (Nova)						16.517,36	16.517,36	1.467,19	9.165,40
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	5151,12	5.151,12	5.151,12	457,56	2.858,33
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	10702,97	10.702,97	10.702,97	950,72	5.939,02
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	663,27	663,27	663,27	58,92	368,05
SE 138 kV PROJETO 8 (Nova)						16.517,36	16.517,36	1.467,19	9.165,40
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	5151,12	5.151,12	5.151,12	457,56	2.858,33
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	10702,97	10.702,97	10.702,97	950,72	5.939,02
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	663,27	663,27	663,27	58,92	368,05

13.5 Cenários de Geração

Tabela 13-14 - Cenário 1 - Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores; Carga Média

		Cenário 1 - Norte Úmido / Nordeste Máximo Exportador																							
Região	Usina	Carga Média																							
		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	Carga	-	8.958	-	9.376	-	9.563	-	9.621	-	9.811	-	10.013	-	10.213	-	10.425	-	10.641	-	10.877	-	11.102	-	11.345
	UHE	93%	20.477	95%	20.963	91%	20.441	92%	20.855	94%	21.248	95%	21.534	95%	21.534	95%	21.534	95%	21.534	95%	21.534	95%	21.534	95%	21.534
	PCH	59%	51	60%	53	62%	54	63%	5468%	0,64	56	59%	51	52%	46	55%	48	57%	50	59%	52	61%	53	62%	54
	Eólica	30%	145	30%	145	53%	256	53%	256	54%	261	55%	266	54%	261	57%	276	57%	276	58%	281	58%	281	58%	281
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	-	-	0%	-
	Biomassa	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35
	Térmica	42%	1.532	43%	1.837	41%	1.750	40%	1.838	40%	1.838	40%	1.838	40%	1.838	40%	1.838	40%	1.838	40%	1.838	40%	1.838	40%	1.838
NE	Carga	-	15.253	-	15.649	-	16.012	-	16.376	-	16.777	-	17.184	-	17.601	-	18.030	-	18.471	-	18.924	-	19.361	-	19.793
	UHE	53%	5.346	52%	5.237	55%	5.597	52%	5.330	55%	5.597	55%	5.571	64%	6.487	61%	6.220	64%	6.482	70%	7.125	77%	7.826	86%	8.709
	PCH	43%	133	44%	137	45%	140	46%	143	0,47	145	49%	151	48%	150	53%	165	54%	168	55%	171	56%	175	62%	193
	Eólica	30%	9.350	30%	9.342	53%	16.452	53%	16.452	54%	16.763	55%	17.073	54%	16.763	57%	17.653	57%	17.653	58%	17.963	58%	17.963	58%	17.963
	Solar	30%	4.722	30%	5.110	75%	10.731	75%	10.731	74%	10.587	74%	10.587	75%	10.731	75%	10.731	77%	11.016	76%	10.874	0,76	10.874	76%	10.874
	Biomassa	23%	166	24%	170	24%	172	24%	174	24%	175	37%	263	37%	267	37%	270	38%	272	38%	273	38%	274	38%	274
	Térmica	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233
SE/CO	Carga	-	62.542	-	63.828	-	65.200	-	66.749	-	68.063	-	69.405	-	70.770	-	72.167	-	73.592	-	75.045	-	76.510	-	77.902
	UHE	69%	32.705	71%	33.615	57%	27.240	59%	27.970	63%	30.038	63%	29.981	66%	31.283	69%	33.078	73%	34.936	76%	36.365	80%	38.022	85%	40.631
	PCH	61%	1.704	62%	1.722	62%	1.736	63%	1.748	0,63	1.759	60%	1.665	69%	1.921	70%	1.938	68%	1.882	68%	1.885	65%	1.815	66%	1.846
	Eólica	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14
	Solar	32%	3.938	32%	3.938	32%	3.938	32%	3.938	32%	3.938	32%	3.930	32%	3.930	32%	3.930	32%	3.930	32%	3.930	0,32	3.930	32%	3.930
	Biomassa	9%	324	9%	327	10%	330	10%	333	10%	336	15%	526	16%	563	17%	596	18%	629	19%	659	20%	688	20%	688
	Térmica	35%	5.290	33%	5.415	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	40%	6.623	40%	6.624	40%	6.623	40%	6.623	40%	6.623	40%	6.623	40%	6.623
SUL	Carga	-	21.134	-	21.589	-	22.095	-	22.601	-	23.123	-	23.657	-	24.207	-	24.772	-	25.350	-	25.947	-	26.560	-	27.173
	UHE	78%	12.137	83%	12.841	65%	10.058	75%	11.710	71%	11.129	75%	11.803	80%	12.590	82%	12.903	85%	13.376	90%	14.164	95%	14.950	95%	14.950
	PCH	53%	999	55%	1.048	58%	1.091	60%	112899%	0,61	1.163	73%	1.389	62%	1.180	69%	1.314	76%	1.446	80%	1.505	78%	1.482	80%	1.506
	Eólica	30%	1.094	30%	1.094	42%	1.548	42%	1.527	51%	1.844	45%	1.631	45%	1.626	46%	1.673	46%	1.673	46%	1.678	46%	1.678	46%	1.678
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	-	-	0%	-
	Biomassa	53%	363	53%	363	53%	363	53%	363	53%	363	53%	364	53%	364	53%	364	53%	364	53%	364	53%	364	53%	364
	Térmica	19%	508	9%	225	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508
Balanço Estático	Exportação N	0%	12.679	0%	13.020	0%	12.423	0%	12.837	0%	13.021	0%	13.082	0%	12.879	0%	12.683	0%	12.457	0%	12.228	0%	12.019	0%	11.707
	Exportação NE	0%	4.140	0%	3.995	0%	16.008	0%	15.412	0%	15.531	0%	15.501	0%	15.808	0%	15.989	0%	16.072	0%	16.399	0%	16.671	0%	17.023
	N/NE->SE/CO	0%	16.818	0%	17.015	0%	28.431	0%	28.249	0%	28.552	0%	28.584	0%	28.687	0%	28.672	0%	28.529	0%	28.627	0%	28.690	0%	28.730
ELOS CC	Itaipú	63%	3.940	61%	3.796	57%	3.596	54%	3.384	51%	3.180	47%	2.954	43%	2.718	39%	2.456	35%	2.204	31%	1.924	26%	1.629	21%	1.314
	Usinas do Madeira	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946
	Bipolo Belo Monte	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	88%	7.064
	Bipolo Nordeste B	0%	-	0%	-	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	78%	3.888

Tabela 13-15 - Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador; Carga Leve

Cenário 2 - Norte Seco / Nordeste Máximo Exportador																											
Região	Usina	Carga Leve																									
		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037			
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW		
N	Carga	-	6.571	-	6.925	-	7.053	-	7.034	-	7.161	-	7.284	-	7.417	-	7.547	-	7.691	-	7.841	-	7.990	-	8.139		
	UHE	20%	4.453	20%	4.465	20%	4.535	20%	4.467	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585		
	PCH	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43		
	Eólica	63%	304	65%	314	70%	338	72%	350	75%	365	78%	379	80%	386	80%	386	80%	387	80%	386	80%	386	80%	386		
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Biomassa	55%	164	55%	164	55%	164	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209		
	Térmica	42%	1.533	52%	2.268	52%	2.268	49%	2.268	49%	2.268	49%	2.252	49%	2.252	49%	2.252	49%	2.252	49%	2.252	49%	2.252	49%	2.252		
NE	Carga	-	9.859	-	10.092	-	10.315	-	10.524	-	10.766	-	11.009	-	11.259	-	11.516	-	11.780	-	12.050	-	12.310	-	12.575		
	UHE	26%	2.677	29%	2.994	26%	2.678	29%	2.994	33%	3.369	33%	3.369	41%	4.190	41%	4.190	41%	4.192	41%	4.211	42%	4.229	42%	4.248		
	PCH	20%	62	23%	71	23%	71	23%	71	0,24	73	24%	76	25%	78	26%	82	28%	86	28%	86	29%	90	31%	95		
	Eólica	63%	19.634	65%	20.239	70%	21.728	72%	22.391	75%	23.355	78%	24.353	80%	24.832	80%	24.775	80%	24.776	80%	24.775	80%	24.775	80%	24.775	80%	24.775
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-		
	Biomassa	37%	265	37%	265	37%	265	37%	265	37%	265	37%	266	37%	266	37%	266	37%	265	37%	266	37%	266	37%	266		
	Térmica	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255		
SE/CO	Carga	-	32.436	-	33.062	-	33.706	-	34.434	-	35.061	-	35.732	-	36.418	-	37.123	-	37.804	-	38.511	-	39.239	-	39.876		
	UHE	19%	9.077	19%	9.158	19%	9.086	19%	9.231	20%	9.446	20%	9.553	20%	9.671	20%	9.616	23%	10.986	25%	12.142	27%	12.877	29%	13.648		
	PCH	27%	741	28%	783	28%	783	28%	783	0,28	779	28%	790	29%	795	29%	819	30%	836	31%	851	31%	876	33%	917		
	Eólica	0,50	14,03	0,50	14,03	0,50	14,03	0,50	14,03	0,50	14,03	0,50	14,03	-	-	0,50	14,03	-	-	0,50	14,03	0,50	14,03	0,50	14,03		
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-		
	Biomassa	27%	950	27%	950	28%	952	28%	954	28%	955	28%	957	28%	960	28%	960	27%	950	28%	964	28%	965	28%	965		
	Térmica	27%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137		
SUL	Carga	-	9.501	-	9.682	-	9.863	-	10.060	-	10.264	-	10.475	-	10.691	-	10.914	-	11.139	-	11.372	-	11.613	-	11.856		
	UHE	21%	3.296	19%	3.016	18%	2.856	18%	2.877	18%	2.900	19%	2.923	21%	3.307	29%	4.530	31%	4.835	33%	5.157	37%	5.873	41%	6.385		
	PCH	25%	473	28%	524	28%	524	28%	524	0,28	524	28%	524	28%	524	35%	668	36%	671	36%	688	40%	747	44%	826		
	Eólica	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	37%	1.342	39%	1.422	39%	1.422		
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Biomassa	13%	86	13%	86	13%	90	14%	93	14%	97	15%	101	16%	107	16%	107	13%	86	16%	113	17%	116	17%	116		
	Térmica	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511		
Balanço Estático	Exportação N	0%	339	0%	50	0%	152	0%	162	0%	162	0%	32	0%	103	0%	236	0%	392	0%	546	0%	712	0%	863		
	Exportação NE	0%	12.069	0%	12.672	0%	13.908	0%	14.615	0%	15.677	0%	16.356	0%	17.320	0%	17.034	0%	16.793	0%	16.563	0%	16.333	0%	16.115		
	N/NE->SE/CO	0%	11.730	0%	12.722	0%	14.060	0%	14.777	0%	15.839	0%	16.388	0%	17.216	0%	16.798	0%	16.401	0%	16.017	0%	15.621	0%	15.252		
ELOS CC	Itaipú	75%	4.668	72%	4.532	70%	4.384	68%	4.240	65%	4.084	63%	3.921	60%	3.737	57%	3.563	54%	3.369	51%	3.164	47%	2.939	43%	2.707		
	Usinas do Madeira	26%	1.858	29%	2.074	28%	1.971	30%	2.163	26%	1.874	32%	2.263	29%	2.071	31%	2.186	29%	2.071	29%	2.071	29%	2.071	29%	2.071		
	Bipolo Belo Monte	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796				
	Bipolo Nordeste B	0%	-	0%	-	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812		

Tabela 13-16 - Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador; Carga Média

		Cenário 2 - Norte Seco / Nordeste Máximo Exportador																							
Região	Usina	Carga Média																							
		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	Carga	-	9.088	-	9.514	-	9.705	-	9.907	-	10.106	-	10.313	-	10.518	-	10.737	-	10.958	-	11.200	-	11.431	-	11.676
	UHE	20%	4.453	18%	3.880	20%	4.535	20%	4.622	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585
	PCH	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43
	Eólica	51%	247	55%	266	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biomassa	55%	164	55%	164	55%	164	53%	213	53%	213	53%	213	53%	213	53%	213	53%	213	53%	213	53%	213	53%	213
	Térmica	77%	2.824	80%	3.522	52%	2.268	50%	2.268	72%	3.304	72%	3.288	77%	3.506	78%	3.542	85%	3.884	84%	3.848	85%	3.884	84%	3.848
NE	Carga	-	15.253	-	15.649	-	16.012	-	16.376	-	16.777	-	17.184	-	17.601	-	18.030	-	18.471	-	18.924	-	19.361	-	19.793
	UHE	43%	4.383	43%	4.383	42%	4.312	43%	4.345	43%	4.357	43%	4.370	43%	4.357	42%	4.270	42%	4.289	44%	4.499	43%	4.360	43%	4.417
	PCH	38%	117	56%	174	36%	111	40%	123	0,40	123	39%	122	39%	122	39%	122	39%	122	43%	134	44%	135	50%	156
	Eólica	51%	15.895	54%	16.830	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934
	Solar	57%	8.972	64%	10.220	85%	13.433	90%	14.223	90%	14.223	90%	14.223	90%	14.223	90%	14.223	90%	14.223	90%	14.223	0,90	14.223	90%	14.223
	Biomassa	36%	257	40%	285	40%	285	42%	303	44%	314	45%	321	45%	326	46%	331	46%	332	46%	333	46%	333	46%	333
	Térmica	5%	463	5%	463	3%	255	3%	255	5%	463	5%	463	6%	568	5%	463	17%	1.599	17%	1.599	33%	3.077	33%	3.077
SE/CO	Carga	-	62.542	-	63.828	-	65.200	-	66.756	-	68.070	-	69.411	-	70.776	-	72.172	-	73.597	-	75.050	-	76.552	-	77.941
	UHE	51%	24.137	51%	24.386	46%	21.981	49%	23.310	50%	23.723	51%	24.288	50%	23.861	57%	27.333	59%	28.262	63%	30.338	66%	31.762	73%	35.069
	PCH	46%	1.278	47%	1.300	43%	1.185	46%	1.278	0,46	1.278	46%	1.278	46%	1.278	46%	1.278	46%	1.278	53%	1.474	54%	1.494	58%	1.617
	Eólica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Solar	89%	10.904	89%	10.904	89%	10.904	89%	10.904	89%	10.912	89%	10.912	89%	10.904	89%	10.904	89%	10.904	89%	10.904	0,89	10.904	89%	10.904
	Biomassa	46%	1.578	45%	1.564	47%	1.625	47%	1.630	54%	1.863	58%	2.005	59%	2.044	62%	2.132	63%	2.169	72%	2.495	72%	2.495	72%	2.495
	Térmica	48%	7.214	44%	7.214	33%	5.419	33%	5.419	34%	5.532	42%	6.866	56%	9.316	52%	8.548	57%	9.349	57%	9.349	57%	9.349	57%	9.349
SUL	Carga	-	21.133	-	21.588	-	22.094	-	22.600	-	23.122	-	23.656	-	24.206	-	24.771	-	25.349	-	25.946	-	26.559	-	27.172
	UHE	94%	14.522	94%	14.517	86%	13.265	93%	14.560	93%	14.635	93%	14.653	86%	13.485	93%	14.711	94%	14.743	94%	14.782	94%	14.814	94%	14.866
	PCH	47%	890	50%	946	54%	1.025	57%	1.070	0,58	1.102	60%	1.133	81%	1.537	63%	1.185	64%	1.207	65%	1.227	87%	1.638	87%	1.649
	Eólica	60%	2.188	60%	2.188	60%	2.188	39%	1.422	44%	1.609	48%	1.765	62%	2.254	53%	1.921	48%	1.765	53%	1.921	59%	2.137	53%	1.921
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biomassa	52%	360	48%	328	53%	361	53%	362	53%	362	61%	420	62%	425	61%	421	67%	458	71%	491	71%	491	71%	491
	Térmica	48%	1.248	48%	1.248	20%	511	20%	511	32%	844	32%	844	51%	1.340	48%	1.248	51%	1.340	51%	1.340	51%	1.340	51%	1.340
Balanço Estático	Exportação N	0%	- 1.913	0%	- 2.232	0%	- 2.783	0%	- 2.853	0%	- 1.991	0%	- 2.243	0%	- 2.257	0%	- 2.459	0%	- 2.373	0%	- 2.674	0%	- 2.896	0%	- 3.226
	Exportação NE	0%	13.657	0%	15.338	0%	25.068	0%	25.482	0%	25.449	0%	25.159	0%	24.878	0%	24.311	0%	24.969	0%	24.752	0%	25.573	0%	25.265
	N/NE-> SE/CO	0%	11.745	0%	13.106	0%	22.285	0%	22.629	0%	23.458	0%	22.915	0%	22.620	0%	21.852	0%	22.596	0%	22.077	0%	22.676	0%	22.039
	Itaipú	67%	4.200	64%	4.028	61%	3.843	58%	3.657	54%	3.392	51%	3.202	48%	2.992	44%	2.734	40%	2.482	35%	2.210	30%	1.898	25%	1.585
ELOS CC	Usinas do Madeira	40%	2.867	36%	2.535	40%	2.869	35%	2.488	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869
	Bipolo Belo Monte	49%	3.904	49%	3.904	34%	2.752	49%	3.904	31%	2.462	49%	3.899	49%	3.899	49%	3.899	49%	3.899	49%	3.899	49%	3.896	49%	3.899
	Bipolo Nordeste B	0%	-	0%	-	96%	4.812	68%	3.408	96%	4.812	78%	3.880	78%	3.880	78%	3.880	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812

Tabela 13-17 - Cenário 3 - Norte Úmido; Nordeste Máximo Importador; Carga Pesada

Cenário 3 - Norte Úmido / Nordeste Máximo Importador																									
Região	Usina	Carga Pesada																							
		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	Carga	-	9.008	-	9.432	-	9.621	-	9.687	-	9.895	-	10.101	-	10.305	-	10.525	-	10.744	-	10.985	-	11.214	-	11.460
	UHE	94%	20.591	94%	20.743	95%	21.300	95%	21.534	95%	21.534	95%	21.534	95%	21.531	94%	21.342	94%	21.342	95%	21.534	95%	21.534	95%	21.534
	PCH	90%	79	90%	79	90%	79	90%	79	0,90	79	90%	79	90%	79	90%	79	90%	79	90%	79	90%	79	90%	79
	Eólica	2%	10	4%	19	5%	24	5%	24	5%	24	5%	24	3%	15	3%	15	5%	24	4%	19	5%	24	5%	24
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biomassa	30%	90	30%	90	0%	-	5%	20	7%	28	9%	36	9%	36	11%	43	9%	36	21%	86	22%	88	25%	101
	Térmica	42%	1.532	53%	2.303	57%	2.505	77%	3.506	77%	3.506	84%	3.848	84%	3.849	84%	3.849	84%	3.849	84%	3.849	91%	4.164	91%	4.164
NE	Carga	-	15.285	-	15.668	-	16.023	-	16.384	-	16.769	-	17.169	-	17.579	-	18.001	-	18.434	-	18.880	-	19.312	-	19.740
	UHE	33%	3.328	33%	3.329	32%	3.249	34%	3.406	34%	3.407	31%	3.166	34%	3.408	33%	3.330	34%	3.408	34%	3.409	34%	3.499	38%	3.914
	PCH	63%	195	63%	195	63%	195	63%	195	0,63	195	63%	195	63%	195	63%	195	63%	195	63%	195	63%	195	63%	195
	Eólica	3%	792	4%	1.274	5%	1.460	5%	1.460	5%	1.460	4%	1.167	4%	1.121	3%	929	4%	1.254	4%	1.239	5%	1.549	5%	1.549
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	-	-	-	0%
	Biomassa	14%	99	15%	108	14%	99	14%	99	44%	320	50%	361	45%	326	17%	119	16%	115	75%	541	78%	559	79%	571
	Térmica	3%	233	4%	368	4%	404	5%	463	6%	568	17%	1.599	37%	3.387	62%	5.728	68%	6.234	62%	5.728	69%	6.324	69%	6.324
SE/CO	Carga	-	58.994	-	60.175	-	61.398	-	62.757	-	63.987	-	65.255	-	66.549	-	67.872	-	69.222	-	70.565	-	71.918	-	73.112
	UHE	89%	42.167	89%	42.378	92%	43.861	89%	42.483	91%	43.455	91%	43.589	87%	41.733	85%	40.441	89%	42.628	90%	42.997	90%	43.020	92%	44.050
	PCH	88%	2.451	88%	2.451	88%	2.451	88%	2.451	0,88	2.451	88%	2.451	88%	2.451	88%	2.451	88%	2.451	88%	2.451	88%	2.451	88%	2.451
	Eólica	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biomassa	8%	268	8%	272	3%	117	3%	117	15%	533	66%	2.283	66%	2.283	16%	544	23%	794	83%	2.876	88%	3.038	94%	3.260
	Térmica	35%	5.264	34%	5.532	34%	5.532	44%	7.214	48%	7.982	49%	8.015	58%	9.578	78%	12.888	81%	13.403	78%	12.887	84%	13.911	91%	15.005
SUL	Carga	-	19.286	-	19.730	-	20.202	-	20.667	-	21.148	-	21.643	-	22.150	-	22.673	-	23.207	-	23.758	-	24.326	-	24.904
	UHE	90%	13.935	92%	14.230	95%	14.640	95%	14.812	95%	14.918	91%	14.386	95%	14.878	95%	14.944	95%	14.950	95%	14.946	95%	14.902	97%	15.246
	PCH	92%	1.735	92%	1.739	92%	1.735	92%	1.735	0,92	1.739	92%	1.741	92%	1.741	92%	1.744	92%	1.742	93%	1.751	93%	1.753	93%	1.755
	Eólica	60%	2.188	60%	2.188	60%	2.188	60%	2.188	60%	2.188	68%	2.476	68%	2.476	60%	2.188	60%	2.188	71%	2.576	71%	2.576	71%	2.576
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biomassa	4%	28	4%	24	4%	28	4%	28	5%	33	11%	77	11%	77	6%	43	6%	38	69%	476	69%	476	87%	601
	Térmica	19%	508	32%	844	32%	844	48%	1.248	48%	1.248	51%	1.340	51%	1.340	74%	1.945	75%	1.972	74%	1.945	84%	2.208	84%	2.208
Balanço Estático	Exportação N	0%	12.630	0%	13.135	0%	13.579	0%	14.699	0%	14.482	0%	14.654	0%	14.446	0%	14.114	0%	13.900	0%	13.886	0%	13.970	0%	13.754
	Exportação NE	0%	11.255	0%	11.014	0%	11.132	0%	11.280	0%	11.340	0%	11.220	0%	9.587	0%	8.094	0%	7.601	0%	8.187	0%	7.563	0%	7.567
	N/NE->SE/CO	0%	1.374	0%	2.120	0%	2.447	0%	3.420	0%	3.143	0%	3.433	0%	4.859	0%	6.020	0%	6.299	0%	5.699	0%	6.406	0%	6.187
ELOS CC	Itaipú	61%	3.847	62%	3.884	56%	3.491	52%	3.270	49%	3.061	45%	2.826	46%	2.858	41%	2.589	37%	2.331	33%	2.041	28%	1.730	22%	1.405
	Usinas do Madeira	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.942	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	77%	5.472	57%	4.074	62%	4.369	64%	4.532	60%	4.226
	Bipolo Belo Monte	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616
	Bipolo Nordeste B	0%	-	0%	-	10%	498	20%	993	24%	1.175	24%	1.189	39%	1.970	55%	2.740	59%	2.932	51%	2.550	59%	2.932	59%	2.942

Tabela 13-18 - Cenário 4 – Geração Intermediária; Intercâmbio Baixo; Carga Leve

Cenário 4 - Norte e Nordeste Secos / Baixo Intercâmbio																									
Região	Usina	Carga Leve																							
		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	Carga	-	6.571	-	6.925	-	7.053	-	7.034	-	7.161	-	7.284	-	7.417	-	7.547	-	7.691	-	7.841	-	7.990	-	8.139
	UHE	23%	4.986	23%	5.044	23%	5.117	23%	5.216	23%	5.265	23%	5.314	24%	5.363	25%	5.732	27%	6.047	27%	6.084	28%	6.388	29%	6.607
	PCH	50%	43	50%	43	54%	47	56%	49	0,58	51	60%	52	62%	54	62%	54	52%	45	65%	57	66%	58	66%	58
	Eólica	20%	97	20%	97	20%	97	20%	97	20%	97	20%	97	20%	97	20%	97	20%	97	22%	106	22%	106	22%	106
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biomassa	55%	164	55%	164	55%	164	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209
	Térmica	42%	1.532	43%	1.879	43%	1.879	41%	1.879	41%	1.879	41%	1.879	41%	1.879	41%	1.879	41%	1.879	41%	1.879	41%	1.879	41%	1.879
NE	Carga	-	9.859	-	10.092	-	10.315	-	10.524	-	10.766	-	11.009	-	11.259	-	11.511	-	11.780	-	12.050	-	12.310	-	12.575
	UHE	34%	3.427	37%	3.717	38%	3.840	38%	3.842	39%	4.008	42%	4.255	45%	4.585	45%	4.585	46%	4.649	46%	4.649	46%	4.713	48%	4.860
	PCH	30%	94	31%	95	30%	94	34%	106	0,38	119	39%	122	38%	119	38%	118	38%	118	43%	134	44%	136	44%	136
	Eólica	20%	6.293	20%	6.193	20%	6.231	20%	6.286	20%	6.341	21%	6.395	21%	6.450	21%	6.490	21%	6.545	22%	6.871	22%	6.926	23%	6.981
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	1%	120	1%	120	1%	120	1%	120	1%	120	1%	120	0,01	120	1%	120
	Biomassa	37%	265	37%	265	37%	265	37%	265	37%	265	37%	266	37%	266	37%	266	37%	265	37%	266	37%	266	37%	266
	Térmica	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233
SE/CO	Carga	-	32.436	-	33.062	-	33.706	-	34.434	-	35.061	-	35.732	-	36.418	-	37.123	-	37.804	-	38.511	-	39.239	-	39.876
	UHE	30%	14.277	32%	15.225	35%	16.416	35%	16.846	37%	17.552	38%	18.134	40%	19.305	42%	19.885	44%	20.876	46%	21.789	48%	22.797	50%	23.766
	PCH	31%	878	30%	845	30%	843	32%	886	0,32	884	32%	896	35%	981	34%	935	40%	1.104	33%	931	34%	938	35%	988
	Eólica	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	-	-	0%	-
	Biomassa	27%	950	27%	950	28%	952	28%	954	28%	955	28%	957	28%	960	28%	960	27%	950	28%	964	28%	965	28%	965
	Térmica	35%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290
SUL	Carga	-	9.501	-	9.682	-	9.863	-	10.060	-	10.264	-	10.475	-	10.691	-	10.914	-	11.139	-	11.372	-	11.613	-	11.856
	UHE	45%	6.909	45%	6.930	45%	6.939	46%	7.234	49%	7.738	50%	7.815	50%	7.836	53%	8.301	54%	8.451	56%	8.778	57%	9.028	57%	9.045
	PCH	71%	1.340	71%	1.348	72%	1.356	73%	1.386	0,73	1.371	73%	1.378	75%	1.413	75%	1.426	69%	1.312	74%	1.402	74%	1.407	76%	1.435
	Eólica	37%	1.353	37%	1.353	37%	1.353	37%	1.353	37%	1.353	37%	1.353	37%	1.353	37%	1.353	37%	1.353	37%	1.364	37%	1.364	37%	1.364
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biomassa	13%	86	13%	86	13%	90	14%	93	14%	97	15%	101	16%	107	16%	107	13%	86	16%	113	17%	116	17%	116
	Térmica	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508
Balanço Estático	Exportação N	-	143	-	191	0%	120	-	298	0%	221	-	141	-	54	-	286	-	437	-	341	-	486	-	546
	Exportação NE	-	355	-	313	0%	251	-	109	0%	231	-	286	-	408	-	186	-	43	-	109	-	33	-	98
	N/NE->SE/CO	-	498	-	504	0%	372	-	408	0%	452	-	427	-	462	-	471	-	480	-	451	-	453	-	448
ELOS CC	Itaipú	75%	4.668	72%	4.532	70%	4.384	68%	4.240	65%	4.084	63%	3.921	60%	3.737	57%	3.563	54%	3.369	51%	3.164	47%	2.939	43%	2.707
	Usinas do Madeira	26%	1.875	29%	2.074	28%	1.971	30%	2.163	26%	1.874	32%	2.263	29%	2.071	31%	2.186	29%	2.071	29%	2.071	29%	2.071	29%	2.071
	Bipolo Belo Monte	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796
	Bipolo Nordeste B	0%	-	0%	-	10%	498	10%	498	10%	498	10%	498	10%	498	10%	498	10%	498	10%	498	10%	498	10%	498

13.6 Demandas de Cargas Agrícolas dos Projetos para o Período 2021 a 2023

Projeto	Protocolo Coelba	2021 (kVA)	2022 (kVA)	2023 (kVA)	2024 (kVA)	2025 (kVA)	2026 (kVA)	Dem Final (kVA)	Dem Final (kW)	kmz/km	Coordenadas Geográficas	Observação	Status	SISTEMA	LAT	LONG	SE	
AGROPECUÁRIA DA BARRA S. A	9201315597	3.300	6.800	6.800				6800	6256	anexo	11°10'50,16"S 43°31'16,56"O			SDAT	-11,1806	-43,52126667		
CANAÃ	nota estudo de rede 9101757613 Nota de conformidade	200	450	500			(Está com autorização para início da CM para 200	1150	1058	Anexo	LAT:11°10'44,43"-S LONG:43°10'33,63"-O ALT.:404m DATUM:WGS84	(2.450 kW em 5 anos) dependendo da obra da Serpasa.	abrir individual	SDMT	-11,179008	-43,176008	BRR	
FAZENDA BARRA AGRO	9201309113	450	850					1300	1196		Lat:-11.092478* Long:-43.137832*	Contratado para 850 kW, em obras 9101752481 (Verificar Prazo)		SDMT	-11,092478	-43,137832	BRR	
CATIVA/CAIOV	7018166601	1150	1000	1000				3150	2898	Anexo	kmz anexo Lat: -11.579015* Long: -43.344845*	(150 disponível, 400 em fase de obras e 600 negado pela Coelba) Dem total 3150 + atual		SDAT	-11,579015	-43,344845		
PROJETO CENOURA	7025118370	Contrato atual 7025118370 (Frutagro Ltda - necessita mudar titularidade) hoje: 3 pivôs funcionando normalmente	1.500,0					1.500,0	1380		Lat: -11.104304 Long: -43.223434	Abriu viabilidade da CC 7025118370 para 1500 kW	abrir individual	SDMT	-11,1043045	-43,223434	BRR	
NEBRASKA	920130513	300	1000	-				1300	1196	Anexo	Código Longitude Latitude Altitude (m) Código Azimute Dist. (m) Confrontações Cartório (CNS): (01,069-4)	Viabilidade 9201314066 vencida, Demanda 450 kW, Custo R\$ 90 mil		SDMT	-11,09851167	-43,311251	BRR	
NOSSAS RAÍZES I	9201307792	380	450	450				1280	1177,6	Anexo	11°09'33,86"S 43°18'53,85"O	Viabilidade válida: 9201307792, Obra: 9101794754, Orçamento encaminhado.		SDMT	-11,159406	-43,31495833	BRR	
FAZENDA BOQUEIRÃO	-											Aguardando informações						
FAZENDA CANTO DE SALINA	9201311998	2200	2450	4800			(já contratado 200 kVA)	4800	4416	Anexo	10°58'22,18"S 43°19'39,79"O	Viabilidade: 9201311998 para AC - DEM FINAL 2400kW - Obra: LD 69KV XIQUE XIQUE - BARRA Custo: R\$ 20 MM		SDAT	-10,972828	-43,327719		
BARRACATU	10826438	151,2	400	770				1322	1216,24	Pendente	11°12'17,16"S 43°11'40,45"O	Demanda Atual: 255 kW - Analisar aumento de demanda para 400 kW e 770kW.		SDMT	-11,20476667	-43,194569	BRT	
EURICO MIRANDA	Nr. cliente: 1013231031 Nr. instalação: 20136904	180	420	200				800	736	Anexo	11°09'21,43"S 43°24'56,00"O	Carga de 2021 já instalada e disponível, abrir estudo de viabilidade para o aumento?		SDMT	-11,15595278	-43,415556	BRT	
FAZENDA AGROKIM	9201357007	290						290	266,8		Lat:-11.463815* Long:-43.272790*	Aguardando informações das cargas		SDMT	-11,463815	-43,27279	BRT	
FAZENDA UMARI	205630384	45	1000	6000	8500	11000	12000	12000	11040		Lat:-11.092133* LONG: -43.148163*	Demanda Atual: 30 kW - Analisar aumento de demanda cronograma.		SDAT	-11,092133	-43,148163		
FAZENDA RIO GRANDE	9201325633	-	2450	-				2450	2254	Anexo	11°17'53,52"S 43°31'38,49"O	Viabilidade válida: 9201325633 Lig Nova - (2450 kW) Custo: R\$ 64 MM		SDMT	-11,2982	-43,52735833	BRT	
SÍTIO TIMBÓ	9101759610 e 9101761081	145	345	745				1235	1136,2	Anexo	Lat: -11.462008* LONG: -43.277396	Ligado em CC 7062368378, atual 88kW: viabilidade para novo pedido?		SDMT	-11,462008	-43,27739633	BRT	
SÃO MIGUEL (antiga Cativa)	9201327013	-	2450	4800				7250	6670	Anexo	Lat: -11.528657* Long: -43.323484			SDAT	-11,528657	-43,323484		
FAZENDA SÃO ROQUE	9101774377	200	300	600	900			2000	1840	kmz (com Pedro)	10°53'54,68"S 43°04'39,20"O	Obra em licenciamento Ambiental - Regulador de Tensão- Verificar protocolo no órgão - Área de APP		SDMT	-10,89852222	-43,077556	BXT	

13.7 FICHA PET

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: SE 500/138 kV BARRA II (Ampliação/Adequação)	UF: BA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2028
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 meses

Justificativa:

Atendimento à Carga

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

2 IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	10.302,24
2 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	12.648,52
1° e 2° TF 500/138 kV, (6+1R) x 66,6 MVA 1Φ	77.101,29
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	13.647,33
2 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	28.432,00
MIG-A	5.840,53
MIM - 500 kV	3.830,88
MIM - 138 kV	2.653,09
1 EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	6.584,97

Total de Investimentos Previstos: 154.455,88

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] EPE-DEE-RE-043/2023-REV0 – Estudo de Atendimento à Região de Barra (Vale do São Francisco)

[2] BASE DE REFERÊNCIA DE PREÇOS ANEEL – MARÇO/2023.