

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

**ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA
DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1**

*Estudo Prospectivo para Escoamento do Potencial Solar
das Regiões Norte e Noroeste de Minas Gerais*



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

Fernando Coelho Filho

Secretário-Executivo do MME

Paulo Jerônimo Bandeira de Mello Pedrosa

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Eduardo Azevedo Rodrigues

Secretário de Energia Elétrica

Fabio Lopes Alves

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Márcio Félix Carvalho Bezerra

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Vicente Humberto Lôbo Cruz



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

Luiz Augusto Nóbrega Barroso

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Ricardo Gorini de Oliveira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amilcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

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

Sede

Esplanada dos Ministérios, Bloco U, Sl. 744

70065-900 – Brasília – DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar

20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

*Estudo Prospectivo para Escoamento
do Potencial Solar das Regiões Norte
e Noroeste de Minas Gerais*

Coordenação Geral

Luiz Augusto Nóbrega Barroso

Amilcar Gonçalves Guerreiro

Ricardo Gorini de Oliveira

Coordenação Executiva

José Marcos Bressane

Equipe Técnica

Armando Leite Fernandes

Bruno Cesar Mota Maçada

João Henrique Magalhães Almeida

Maxwell Cury Júnior

Rafael Theodoro Alves e Mello

Rodrigo Rodrigues Cabral

Análise Socioambiental

Kátia Gisele Soares Matosinho (coordenação)

Bernardo Regis Guimarães de Oliveira

Luciana Alvares da Silva

Nº EPE-DEE-RE-031/2017-rev0

Data: 07 de junho de 2017

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

 Empresa de Pesquisa Energética	<i>Contrato</i>	<i>Data de assinatura</i>
<i>Projeto</i>	ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO	
<i>Área de estudo</i>	Estudos do Sistema de Transmissão	
<i>Sub-área de estudo</i>	Análise Técnico-econômica	
<i>Produto (Nota Técnica ou Relatório)</i>	Estudo Prospectivo para Escoamento do Potencial Solar das Regiões Norte e Noroeste de Minas Gerais	
<i>Revisões</i>	<i>Data</i>	<i>Descrição sucinta</i>
rev0	07.06.2017	Emissão Original

APRESENTAÇÃO

Incentivos fiscais e financeiros, aliados à evolução tecnológica, têm contribuído para uma participação cada vez mais robusta de projetos de fonte fotovoltaica nos leilões de energia elétrica do Ambiente de Contratação Regulada – ACR realizados no Brasil, em especial nos Leilões de Energia de Reserva - LER. Nesse contexto, e considerando os montantes cadastrados, habilitados e contratados em certames recentes, faz-se necessária a análise dos sistemas de transmissão para proporcionar o adequado escoamento da potência gerada nas regiões onde há concentração de projetos. Dentre as áreas com notável potencial de evolução dessa fonte, estão as regiões Norte e Noroeste do Estado de Minas Gerais, cujos sistemas de transmissão e distribuição serão analisados nesse trabalho. Dada a baixa densidade demográfica e o nível de desenvolvimento inferior à média nacional, pretende-se, ainda, proporcionar reforços estruturantes para os frágeis sistemas de transmissão e distribuição que atualmente atendem essas localidades.

A análise ambiental foi realizada através da Nota Técnica EPE-DEA-007/2017, a qual se encontra anexa a este documento.

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

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO E OBJETIVO	7
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	7
1.2	OBJETIVOS GERAIS.....	8
1.3	ABORDAGEM ADOTADA.....	9
2	CONCLUSÕES.....	10
3	RECOMENDAÇÕES	11
3.1	RECOMENDAÇÕES TÉCNICAS.....	11
3.2	RECOMENDAÇÕES SOCIOAMBIENTAIS.....	14
4	DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS	17
4.1	PREMISSAS.....	17
4.2	CRITÉRIOS BÁSICOS.....	22
4.3	CASOS DE TRABALHO	23
4.4	PROJEÇÕES DE MERCADO	23
4.5	NÍVEIS DE INTERCÂMBIO	25
4.6	PLANO DE GERAÇÃO	26
4.7	ELABORAÇÃO DOS CENÁRIOS	30
4.7.1	<i>Escolha dos Cenários.....</i>	<i>30</i>
4.7.2	<i>Descrição de Cenários</i>	<i>31</i>
4.8	LIMITES OPERATIVOS	68
4.8.1	<i>Tensão.....</i>	<i>68</i>
4.8.2	<i>Fator de Potência.....</i>	<i>69</i>
4.8.3	<i>Carregamento</i>	<i>69</i>
4.9	CLASSIFICAÇÃO DO HORIZONTE DAS OBRAS	70
5	DIAGNÓSTICO DO SISTEMA	71
5.1	SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE.....	71
5.2	DESEMPENHO ELÉTRICO DA REDE	71
5.3	ETAPA 1: DESEMPENHO ELÉTRICO DA REDE EXISTENTE E INDICAÇÃO DE SOLUÇÕES - CENÁRIOS 3 E 4.....	73
5.3.1	<i>Desempenho em Regime Normal de Operação</i>	<i>73</i>
5.3.2	<i>Desempenho em Regime de Emergência.....</i>	<i>74</i>
5.3.3	<i>Indicação Qualitativa de Soluções Comuns.....</i>	<i>79</i>
5.4	ETAPA 2: ESCOAMENTO DOS EMPREENDIMENTOS FOTOVOLTAICOS – CENÁRIOS 1 E 2	85
5.4.1	<i>Conjunto Paracatu</i>	<i>85</i>
5.4.2	<i>Conjunto Pirapora-Várzea da Palma.....</i>	<i>86</i>
5.4.3	<i>Análise do Caso Pirapora – Escolha do Ponto de Conexão</i>	<i>90</i>
5.4.4	<i>Conjuntos Extremo Norte e Mirabela-Capitão Enéas</i>	<i>91</i>
6	DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS.....	92
6.1	REGIÃO DE PIRAPORA.....	92
6.1.1	<i>Alternativa A1</i>	<i>92</i>
6.1.2	<i>Alternativa A2</i>	<i>94</i>
6.1.3	<i>Alternativa A3</i>	<i>95</i>
6.2	REGIÃO EXTREMO NORTE DE MINAS GERAIS	96
6.2.1	<i>Alternativa B1</i>	<i>105</i>
6.2.2	<i>Alternativa B2</i>	<i>106</i>
6.2.3	<i>Alternativa B3</i>	<i>108</i>
6.2.4	<i>Alternativa B4</i>	<i>110</i>

6.2.5	Alternativa B5	112
7	MÍNIMO CUSTO GLOBAL	115
7.1	REGIÃO DE PIRAPORA.....	115
7.1.1	<i>Discussão dos Resultados</i>	118
7.2	REGIÃO EXTREMO NORTE DE MINAS GERAIS	118
7.2.1	<i>Discussão dos Resultados</i>	120
8	DESEMPENHO DA ALTERNATIVA VENCEDORA	121
8.1	SOLUÇÃO DOS PROBLEMAS DA ETAPA 1.....	121
8.1.1	<i>Desempenho em Regime Normal</i>	121
8.1.2	<i>Desempenho em Regime de Emergência</i>	122
8.2	SOLUÇÃO DOS PROBLEMAS DA ETAPA 2.....	127
8.2.1	<i>Desempenho em Regime de Emergência</i>	127
8.3	CARREGAMENTOS DOS ELEMENTOS PROPOSTOS	129
9	DEFINIÇÃO DA COMPENSAÇÃO SHUNT	132
9.1	ANÁLISE EM REGIME NORMAL E EM CONTINGÊNCIA	132
9.2	ANÁLISE DE ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO DE CARGA	133
9.2.1	<i>LT 230 kV Janaúba 3 – Jaíba C1 e C2</i>	134
9.2.2	<i>LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias</i>	138
9.3	RESULTADO DA ANÁLISE DE COMPENSAÇÃO REATIVA.....	141
10	DEFINIÇÃO DO CONDUTOR ECONÔMICO	142
10.1	LT 230 KV JANAÚBA 3 – JAÍBA C1 E C2 (CIRCUITO DUPLO).....	142
10.1.1	<i>Características Elétricas da Linha de Transmissão Recomendada</i>	146
10.1.2	<i>Análise de Sensibilidade da Solução</i>	147
10.2	LT 345 KV PIRAPORA 2 – TRÊS MARIAS.....	149
10.2.1	<i>Características Elétricas da Linha de Transmissão Recomendada</i>	152
10.2.2	<i>Análise de Sensibilidade da Solução</i>	152
11	ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO	155
12	REFERÊNCIAS	159
13	EQUIPE TÉCNICA	160
14	FICHAS PET	161
15	ANEXOS	165
15.1	CONSULTAS DE ESPAÇO EM SUBESTAÇÕES EXISTENTES	165
15.2	CONSULTA À CODEVASF.....	184
15.3	DIAGRAMAS UNIFILARES DE SUBESTAÇÕES NOVAS.....	191
15.4	ANÁLISE ECONÔMICA DETALHADA.....	193
15.5	TABELAS PARA VERIFICAÇÃO RELATÓRIOS R2 E R4	206
15.6	ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL DO ESTUDO PARA ESCOAMENTO DO POTENCIAL SOLAR DAS REGIÕES NORTE E NOROESTE DE MINAS GERAIS	214

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 – Diagrama Unifilar da Alternativa Vencedora (em linha tracejada).....	12
Figura 3-2 – Localização ideal da nova SE 230/138 kV Jaíba	13
Figura 4-1 – Participação de Minas Gerais na contratação de projetos via LER.....	18
Figura 4-2 – Agrupamentos de projetos solares de Minas Gerais: informações relevantes	20
Figura 4-3 – Curvas de carga típicas do Norte/Noroeste de Minas Gerais: dias úteis e sábados	25
Figura 4-4 – Histórico da geração média mensal das UHE Irapé e Três Marias, em MW e pu.....	28
Figura 4-5 – Geração Média Horária de Usina Solar Típica - Outubro e Janeiro	29
Figura 4-6 – Bacias e sub-bacias hidrográficas do Brasil.....	32
Figura 4-7 – Regiões Eólicas do Brasil.....	32
Figura 4-8 – Regiões Solares do Brasil	33
Figura 5-1 – Sistema de interesse e pontos considerados para conexão dos conjuntos solares.....	71
Figura 5-2 – Níveis de tensão em regime normal de operação – barras com violação.....	74
Figura 5-3 – Níveis de tensão na perda LT 230 kV Irapé – Janaúba 3 ou ATR 230/138 kV Janaúba 3 – Cenário 4B	75
Figura 5-4 – Níveis de tensão na perda LT 345 kV Montes Claros 2 – Irapé – Cenário 4B.....	75
Figura 5-5 – Níveis de tensão na perda LT 345 kV Pirapora 2 – Montes Claros 2 – Cenário 4B.....	76
Figura 5-6 – Níveis de tensão na perda LT 345 kV Montes Claros 2 – Várzea da Palma – Cenário 4B.....	77
Figura 5-7 – Carregamento N-1 transformação 345/138 kV Montes Claros 2 – Cenário 4B	78
Figura 5-8 – Carregamento transformação 345/138 kV Montes Claros 2 – Perda LT 230 kV Irapé – Janaúba 3 ou ATR 230/138 kV Janaúba 3 – Cenário 3A.....	78
Figura 5-9 – Carregamento N-1 transformação 345/230 kV Irapé – Cenário 4A.....	78
Figura 5-10 – Carregamento N-1 transformação 500/345 kV Pirapora 2 – Cenário 4B.....	79
Figura 5-11 – Carregamento LD 138 kV Pirapora 2 – Pirapora 1 – Perda LT 345 kV Pirapora 2 - Várzea – Cenário 3B.....	79
Figura 5-12 – Característica radializada do sistema no Norte de Minas Gerais.....	80
Figura 5-13 – Alternativa P1.....	81
Figura 5-14 – Alternativa P2.....	81
Figura 5-15 – Alternativa P3.....	82
Figura 5-16 – Alternativa P4.....	82
Figura 5-17 – Violação carregamento malha 138 kV Norte de Minas Gerais para acoplamento 500/230 kV Janaúba 3.....	84
Figura 5-18 – Carregamento LD 138 kV Paracatu 1 – Paracatu 2: variação do barramento de conexão.....	85
Figura 5-19 – Carregamento LD 138 kV Paracatu 2 – João Pinheiro: : variação do barramento de conexão.....	85
Figura 5-20 – Carregamento LD 138 kV Pirapora 1 – Várzea da Palma: variação do barramento de conexão – Cenário 2B.....	87
Figura 5-21 – Carregamento LD 138 kV Pirapora 2 – Várzea da Palma: variação do barramento de conexão – Cenário 2B.....	87
Figura 5-22 – Carregamento LD 138 kV Pirapora 2 – Pirapora 1: variação do barramento de conexão – Cenário 1B	87
Figura 5-23 – Carregamento LD 138 kV Três Marias – Várzea da Palma: variação do barramento de conexão – Cenário 1B.....	88
Figura 5-24 – Carregamento LD 138 kV Pirapora 1 – Buritizeiro: variação do barramento de conexão – Cenário 1B	88
Figura 5-25 – Carregamento LD 138 kV Pirapora 1 – Várzea da Palma: variação do barramento de conexão – Cenário 2B.....	89
Figura 5-26 – Carregamento LD 138 kV Pirapora 2 – Várzea da Palma: variação do barramento de conexão – Cenário 2B.....	89
Figura 5-27 – Análise de sensibilidade de fluxo alterando ponto de conexão da geração	90
Figura 6-1 – Figura Esquemática da Alternativa A1	94
Figura 6-2 – Figura Esquemática da Alternativa A2	95
Figura 6-3 – Figura Esquemática da Alternativa A3	96
Figura 6-4 – Cluster Extremo Norte – localização dos projetos cadastrados e identificação dos barramentos com problemas de tensão	98
Figura 6-5 – Alternativa descartada 1	100
Figura 6-6 – Alternativa descartada 2	101
Figura 6-7 – Alternativa descartada 3	102
Figura 6-8 – Alternativa descartada 4	103

Figura 6-9 – Alternativa descartada 5	104
Figura 6-10 – Diagrama esquemático da Alternativa B1	105
Figura 6-11 – Diagrama esquemático da Alternativa B2	107
Figura 6-12 – Diagrama esquemático da Alternativa B3	109
Figura 6-13 – Diagrama esquemático da Alternativa B4	111
Figura 6-14 – Diagrama esquemático da Alternativa B5	113
Figura 7-1 – Comparação econômica – Região de Pirapora	118
Figura 7-2 – Comparação econômica – Região Extremo Norte.....	120
Figura 8-1 – Níveis de tensão em regime normal de operação.....	121
Figura 8-2 – Níveis de tensão na perda LT 230 kV Irapé – Janaúba 3 ou ATR 230/138 kV Janaúba 3 – Cenário 4B	122
Figura 8-3 – Níveis de tensão na perda LT 345 kV Pirapora 2 – Montes Claros 2 – Cenário 4B.....	123
Figura 8-4 – Níveis de tensão na perda LT 345 kV Montes Claros 2 – Várzea da Palma – Cenário 4B.....	124
Figura 8-5 – Carregamento N-1 transformação 345/138 kV Montes Claros 2 – Cenário 4B	124
Figura 8-6 – Carregamento transformação 345/138 kV Montes Claros 2 – Perda LT 230 kV Irapé – Janaúba 3 ou ATR 230/138 kV Janaúba 3 – Cenário 3A.....	125
Figura 8-7 – Carregamento N-1 transformação 345/230 kV Irapé – Cenário 4A.....	125
Figura 8-8 – Carregamento N-1 transformação 500/345 kV Pirapora 2 – Cenário 4B.....	126
Figura 8-9 – Carregamento LD 138 kV Pirapora 2 – Pirapora 1 – Perda LT 345 kV Pirapora 2 - Várzea – Cenário 3B.....	126
Figura 8-10 – Carregamento LD 138 kV Pirapora 1 – Várzea da Palma – Cenário 2B.....	127
Figura 8-11 – Carregamento LD 138 kV Pirapora 2 – Várzea da Palma – Cenário 2B.....	128
Figura 8-12 – Carregamento LD 138 kV Pirapora 1 – Várzea da Palma – Cenário 1B.....	128
Figura 8-13 – Carregamento LD 138 kV Três Marias – Várzea da Palma – Cenário 1B.....	129
Figura 8-14 – Carregamento N-1 transformação 500/230 kV Janaúba 3.....	129
Figura 8-15 – Carregamento N-1 transformação 230/138 kV Jaíba	130
Figura 8-16 – Carregamento N-1 LT 230 kV Janaúba 3 - Jaíba	131
Figura 8-17 – Carregamento em contingência da LT 345 kV Várzea da Palma – Três Marias	131
Figura 9-1 – Energização Eixo Janaúba 3 - Jaíba: por SE Janaúba 3	135
Figura 9-2 – Energização Eixo Janaúba 3 - Jaíba: por SE Jaíba	136
Figura 9-3 – Rejeição Eixo Janaúba 3 - Jaíba: por terminal.....	138
Figura 9-4 – Energização LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias: por SE Pirapora 2.....	139
Figura 9-5 – Energização LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias: por SE Três Marias.....	140
Figura 9-6 – Rejeição LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias: por terminal.....	141
Figura 10-1 – Disposição geométrica dos condutores, circuito duplo 230 kV, configuração com um subcondutor por fase.....	143
Figura 10-2 – Disposição geométrica dos condutores, circuito duplo 230kV, configuração com dois subcondutores por fase. Espaçamento entre os subcondutores de 45,7 cm	144
Figura 10-3 – Custos em função da bitola do cabo condutor - LT 230 kV CD, configuração com dois subcondutores por fase.....	145
Figura 10-4 – Custos em função da bitola do cabo condutor, LT 230 kV CD, configuração com um subcondutor por fase.	146
Figura 10-5 – Dados técnicos básicos das LT 230 kV CD, contendo dois subcondutores TERN por fase.....	147
Figura 10-6 – Avaliação dos custos da solução (R\$ \times 1000/km) variando o fator de perdas de 0,15 a 0,85.....	148
Figura 10-7 – Avaliação dos custos da solução (R\$ \times 1000/km) variando o custo marginal de expansão de R\$ 100,00 a R\$ 300,00 o MWh.	149
Figura 10-8 – Disposição geométrica dos condutores LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias, circuito simples contendo dois subcondutores por fase.....	150
Figura 10-9 – Custos em função da bitola do cabo condutor - LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias, circuito simples.	151
Figura 10-10 – Dados técnicos básicos das LT 345 kV CS, contendo dois subcondutores por fase.....	152
Figura 10-11 – Avaliação dos custos da solução (R\$ \times 1000/km) variando o fator de perdas de 0,15 a 0,85.....	153
Figura 10-12 – Avaliação dos custos da solução (R\$ \times 1000/km) variando o custo marginal de expansão de R\$ 100,00 a R\$ 300,00 o MWh	154

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1-1 – Histórico de participação da fonte solar em leilões do ACR	7
Tabela 1-2 – Quantitativo de projetos solares nos leilões do ACR – por Unidade da Federação.....	8
Tabela 3-1 – Rede Básica: Obras recomendadas de linha de transmissão	11
Tabela 3-2 – Rede Básica: Obras recomendadas de subestações.....	11
Tabela 3-3 – Rede de Distribuição: Obras relacionadas a seccionamentos de linhas de distribuição	11
Tabela 3-4 – Rede de Distribuição: Obras recomendadas de subestações	12
Tabela 3-5 – Barramentos de conexão recomendados para novos projetos.....	14
Tabela 4-1 – Projeção considerada de contratação de energia solar fotovoltaica - Brasil	17
Tabela 4-2 – Projeção considerada de contratação de energia solar fotovoltaica – Minas Gerais.....	19
Tabela 4-3 – Distribuição do Potencial Solar em <i>Clusters</i>	21
Tabela 4-4 – Distribuição Considerada do Potencial Solar na Região Nordeste.....	21
Tabela 4-5 – Distribuição Considerada do Potencial Eólico na Região Nordeste.....	22
Tabela 4-6 – Lista de consumidores livres da Rede Básica – Minas Gerais – PD2024 vs PD2025	24
Tabela 4-7 – Lista de UHE da região.....	26
Tabela 4-8 – Lista de PCH da região	26
Tabela 4-9 – Lista de UTE Biomassa da região	26
Tabela 4-10 – Lista de UFV da região	27
Tabela 4-11 – Intercâmbios energéticos Cen1 - 2022	34
Tabela 4-12 – Percentuais de Geração por Submercado Cen1 - 2022.....	34
Tabela 4-13 – Percentuais de Geração das UHE por Bacias Cen1 - 2022	35
Tabela 4-14 – Percentuais de Geração das PCH por Bacias Cen1 – 2022.....	36
Tabela 4-15 – Percentuais de Geração das usinas Eólicas por localidades Cen1 – 2022.....	37
Tabela 4-16 – Percentuais de Geração das plantas solares Cen1 – 2022	38
Tabela 4-17 – Percentuais de Geração por estado das usinas a Biomassa Cen1 – 2022	39
Tabela 4-18 – Percentuais de Geração das usinas termelétricas Cen1 – 2022.....	40
Tabela 4-19 – Intercâmbios energéticos Cen2 - 2022	41
Tabela 4-20 – Percentuais de Geração por Submercado Cen2 - 2022.....	41
Tabela 4-21 – Percentuais de Geração das UHE por Bacias Cen2 - 2022	42
Tabela 4-22 – Percentuais de Geração das PCH por Bacias Cen2 – 2022.....	43
Tabela 4-23 – Percentuais de Geração das usinas Eólicas por localidades Cen2 – 2022.....	44
Tabela 4-24 – Percentuais de Geração das plantas solares Cen2 – 2022	45
Tabela 4-25 – Percentuais de Geração por estado das usinas a Biomassa Cen2 – 2022	46
Tabela 4-26 – Percentuais de Geração das usinas termelétricas Cen2 – 2022.....	47
Tabela 4-27 – Intercâmbios energéticos Cen3 - 2022	48
Tabela 4-28 – Percentuais de Geração por Submercado Cen3 - 2022.....	48
Tabela 4-29 – Percentuais de Geração das UHE por Bacias Cen3 - 2022	49
Tabela 4-30 – Percentuais de Geração das PCH por Bacias Cen3 – 2022.....	50
Tabela 4-31 – Percentuais de Geração das usinas Eólicas por localidades Cen3 – 2022.....	51
Tabela 4-32 – Percentuais de Geração das plantas solares Cen3 – 2022	52
Tabela 4-33 – Percentuais de Geração por estado das usinas a Biomassa Cen3 – 2022	53
Tabela 4-34 – Percentuais de Geração das usinas termelétricas Cen3 – 2022.....	54
Tabela 4-35 – Intercâmbios energéticos Cen4 - 2022	55
Tabela 4-36 – Percentuais de Geração por Submercado Cen4 - 2022.....	55
Tabela 4-37 – Percentuais de Geração das UHE por Bacias Cen4 - 2022	56
Tabela 4-38 – Percentuais de Geração das PCH por Bacias Cen4 – 2022.....	57

Tabela 4-39 – Percentuais de Geração das usinas Eólicas por localidades Cen4 – 2022	58
Tabela 4-40 – Percentuais de Geração das plantas solares Cen4 – 2022	59
Tabela 4-41 – Percentuais de Geração por estado das usinas a Biomassa Cen4 – 2022	60
Tabela 4-42 – Percentuais de Geração das usinas termelétricas Cen4 – 2022	61
Tabela 4-43 – Intercâmbios energéticos Cen5 - 2022	62
Tabela 4-44 – Percentuais de Geração por Submercado Cen5 - 2022	62
Tabela 4-45 – Percentuais de Geração das UHE por Bacias Cen5 - 2022	63
Tabela 4-46 – Percentuais de Geração das PCH por Bacias Cen5 – 2022	64
Tabela 4-47 – Percentuais de Geração das usinas Eólicas por localidades Cen5 – 2022	65
Tabela 4-48 – Percentuais de Geração das plantas solares Cen5 – 2022	66
Tabela 4-49 – Percentuais de Geração por estado das usinas a Biomassa Cen5 – 2022	67
Tabela 4-50 – Percentuais de Geração das usinas termelétricas Cen5 – 2022	68
Tabela 4-51 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão	69
Tabela 4-52 – Fatores de Potência por nível de tensão	69
Tabela 5-1 - Relação de contingências em 500 kV	72
Tabela 5-2 - Relação de Contingências em 345 kV	72
Tabela 5-3 - Relação de Contingências em 230 kV	72
Tabela 5-4 - Relação de Contingências de Transformações	73
Tabela 6-1 – Característica da Modulação de Transformadores – Alternativa B1	106
Tabela 6-2 – Característica da Modulação de Transformadores – Alternativa B2	108
Tabela 6-3 – Característica da Modulação de Transformadores – Alternativa B3	110
Tabela 6-4 – Característica da Modulação de Transformadores – Alternativa B4	111
Tabela 6-5 – Característica da Modulação de Transformadores – Alternativa B5	113
Tabela 7-1 – Valores de sobrecusto para linhas curtas	115
Tabela 7-2 – Composição e participação dos períodos de carga para montagem dos casos de perdas elétricas – Região de Pirapora..	116
Tabela 7-3 – Comparação de Custos de Alternativas – Região de Pirapora	116
Tabela 7-4 – Custo diferencial de perdas elétricas – por ano – Região de Pirapora	117
Tabela 7-5 – Composição e participação dos períodos de carga para montagem dos casos de perdas elétricas – Região Extremo Norte	119
Tabela 7-6 – Comparação de Custos de Alternativas – Região Extremo Norte	119
Tabela 9-1 – Tensão de terminal aberto (pu)	133
Tabela 10-1 – Coordenadas dos condutores (centro do feixe para configuração de dois condutores por fase) na torre típica da LT 230 kV, circuito duplo.	142
Tabela 10-2 - Condutores com menor custo total	146
Tabela 10-3 - Características elétricas da linha de transmissão em 230 kV	147
Tabela 10-4 – Coordenadas dos condutores (centro do feixe para configuração de dois condutores por fase) na torre típica da LT 230 kV, circuito duplo.	149
Tabela 10-5 - Condutores com menor custo total	151
Tabela 10-6 - Características elétricas da linha de transmissão em 345 kV	152
Tabela 11-1 – Nível de Curto-Circuito Máximo dos Barramentos	155
Tabela 11-2 – SE Pirapora 1 138 kV – Capacidade de Interrupção Simétrica (kA)	157
Tabela 11-3 – SE Três Marias 138 kV – Capacidade de Interrupção Simétrica (kA)	157

1 INTRODUÇÃO E OBJETIVO

1.1 Considerações Iniciais

O ano de 2013 é considerado um marco da inserção de empreendimentos de geração fotovoltaica na matriz energética brasileira, sendo o Leilão A-3 daquele ano o primeiro em que houve cadastramento de projetos dessa fonte, inaugurando a presença da energia fotovoltaica em leilões no Ambiente de Contratação Regulada - ACR. Entre os anos de 2013 e 2015 foram realizados seis leilões de energia nos quais houve participação dessa fonte energética, sendo o Leilão de Energia de Reserva – LER de 2014 o primeiro em que houve concretização de contratação efetivamente. Desta feita, foram contratados 31 projetos provenientes de energia fotovoltaica, totalizando 889,7 MW de potência instalada. Posteriormente, nos dois LER seguintes, realizados no ano de 2015, confirmou-se a viabilidade crescente da fonte, sendo reiterado um volume alto de contratação. A Tabela 1-1 traz um breve histórico dos certames em que houve participação da fonte em questão.

Tabela 1-1 – Histórico de participação da fonte solar em leilões do ACR

LEILÃO	NÚMERO DE PROJETOS CADASTRADOS	OFERTA POTÊNCIA INSTALADA (MW)	NÚMERO DE PROJETOS CONTRATADOS	POTÊNCIA INSTALADA CONTRATADA (MW)	DATA DE ENTRADA EM OPERAÇÃO
A-3/2013	109	1947	0	0	-
2º A-5/2013	148	2611	0	0	-
A-5/2014	225	6095	0	0	-
LER/2014	400	10790	31	889,7	1/out/2017
1º LER/2015*	382	12528	30	833,8	1/ago/2017
2º LER/2015	505	13463	33	929,3	1/nov/2018
TOTAL			94	2.652,8	-

*Leilão exclusivo de fonte solar fotovoltaica

Considerando todo o histórico de projetos cadastrados, foi possível fazer um levantamento de informações sobre o número de projetos, a sua localização e a potência instalada, tomando a precaução de não se contabilizar um mesmo empreendimento múltiplas vezes, visto que um mesmo projeto pode ter participado de mais de um dos certames da Tabela 1-1.

Os Estados do Nordeste do Brasil são os que mais se destacam em número de projetos e potência instalada ofertada, com destaque para a Bahia e Rio Grande do Norte. No entanto, pode-se também ter como destaque uma forte presença de projetos nos Estados de São Paulo e Minas Gerais, que pertencem ao submercado Sudeste/Centro-Oeste. A Tabela 1-2 resume esses números, ordenando as Unidades Federativas primeiramente em termos de oferta total de potência instalada e em segundo lugar em termos de potência instalada contratada.

Tabela 1-2 – Quantitativo de projetos solares nos leilões do ACR – por Unidade da Federação

OFERTA TOTAL EM TODOS OS CERTAMES			POTÊNCIA CONTRATADA TOTAL		
Unidade Federativa	Número de Projetos Cadastrados	Oferta Total Potência Instalada (MW)	Unidade Federativa	Número de Projetos Contratados	Potência Instalada Efetivamente Contratada (MW)
1-Bahia	265	7.248	1-Bahia	32	894
2-Rio Grande do Norte	120	3.305	2-Minas Gerais	17	510
3-Piauí	92	2.407	3-São Paulo	10	275
4-São Paulo	67	1.923	4-Piauí	9	270
5-Pernambuco	67	1.817	5-Ceará	6	180
6-Minas Gerais	68	1.801	6-Rio Grande do Norte	6	170
7-Tocantins	53	1.085	7-Paraíba	5	144
8-Paraíba	40	1.060	8-Pernambuco	4	105
9-Ceará	44	1.008	9-Tocantins	4	95
10-Goiás	8	85	10-Goiás	1	10
11-Mato Grosso do Sul	1	20	11-Mato Grosso do Sul	0	0
TOTAL	825	21.760	TOTAL	94	2.653

A Tabela 1-2 mostra que o Estado de Minas Gerais, apesar de ser apenas o sexto com maior oferta total de potência instalada em todos os certames, se destacou na contratação de projetos, sendo o segundo com maior contratação efetiva, com um total de 510 MW de potência instalada contratada, sendo menos atrativo apenas que a Bahia.

Nesse sentido, faz-se necessário um maior detalhamento dos 68 projetos cadastrados no Estado, com o intuito de viabilizar o escoamento do maior número possível de projetos futuros ao menor custo global. Considera-se que a amostragem apresentada pelos números da Tabela 1-1 e da Tabela 1-2 seja suficiente para efetuar boas projeções de contratação de fonte solar, em termos quantitativos e locais, possibilitando a adequada expansão das redes de transmissão e/ou distribuição para escoar o potencial vislumbrado.

1.2 Objetivos Gerais

O objetivo deste estudo é possibilitar a expansão adequada da rede elétrica do Estado de Minas Gerais em função da crescente contratação de projetos de geração de fonte solar fotovoltaica nesta Unidade Federativa. Será dado maior enfoque às regiões Norte e Noroeste do Estado, onde há maior concentração de projetos. É também objetivo deste trabalho conciliar a expansão estrutural propiciada por esses empreendimentos de geração com os problemas vislumbrados para a rede existente, visando o atendimento adequado à carga regional segundo os critérios de planejamento vigentes.

1.3 Abordagem Adotada

As análises foram realizadas de acordo com as etapas a seguir:

- Levantamento dos empreendimentos contratados e cadastrados nos leilões de energia do ACR, tanto no âmbito nacional quanto estadual (relativo a Minas Gerais), com o intuito de calcular projeções de contratação e participação do Estado.
- Realização de diagnóstico da rede existente para atendimento a todos os critérios de planejamento tanto no regime permanente como no regime dinâmico quando este for pertinente.
- Preparação dos casos de trabalho de acordo com os cenários de geração e intercâmbio definidos nos itens 4.5 e 4.6 deste relatório.
- Definição e análise de alternativas de solução estrutural.
- Consulta às transmissoras sobre a disponibilidade de espaço físico nas subestações envolvidas de modo a permitir a implantação das obras indicadas.
- Análise socioambiental das alternativas promissoras, com definição do traçado de corredores de linha de transmissão e localização de subestações, indicando possíveis óbices ambientais dos empreendimentos.
- Análise de curto-circuito.
- Escolha da alternativa vencedora pelo critério do Mínimo Custo Global;

2 CONCLUSÕES

Neste estudo foram analisadas alternativas viáveis que pudessem propiciar a expansão prospectiva do sistema elétrico das regiões Norte e Noroeste do Estado de Minas Gerais para dotá-lo de margem suficiente para conexão do potencial cadastrado de usinas fotovoltaicas, além de atender o mercado local com os critérios atuais de planejamento. Dentre todas as alternativas estudadas, a mais vantajosa, do ponto de vista técnico e econômico, é a que define a implantação de um novo ponto de acesso da Rede Básica de Fronteira na região de Jaíba, em 230 kV, e a interligação de uma nova LT 345 kV ligando a SE Pirapora 2 à SE Três Marias. Além disso, definiram-se os pontos de conexão para os novos projetos de geração com base no atendimento ao mínimo custo global. As obras de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira a serem executadas no curto prazo com as respectivas datas de necessidade estão indicadas na Tabela 3-1, Tabela 3-2, enquanto a Tabela 3-3 e Tabela 3-4 mostram as obras de distribuição complementares e imprescindíveis ao adequado desempenho da alternativa vencedora.

O programa de obras indicado exigirá investimentos totais até o final do horizonte do Estudo da ordem de R\$ 376,8 milhões, sendo R\$ 364,0 milhões na Rede Básica/Rede Básica de Fronteira e de R\$ 12,8 milhões no Sistema de Distribuição.

3 RECOMENDAÇÕES

3.1 Recomendações Técnicas

A Tabela 3-1 e a Tabela 3-2 a seguir mostram as obras recomendadas para a Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, para execução no curto prazo.

Tabela 3-1 – Rede Básica: Obras recomendadas de linha de transmissão

<u>Origem</u>	<u>Destino</u>	<u>Circuito</u>	<u>Extensão (km)</u>	<u>Tensão (kV)</u>	<u>Ano</u>
Janaúba 3	Jaíba	CD, C1 e C2	94	230	2022
Pirapora 2	Três Marias	C1	108	345	2024

Tabela 3-2 – Rede Básica: Obras recomendadas de subestações

<u>Nome</u>	<u>Tensão (kV)</u>	<u>Arranjo de barras</u>	<u>Equipamentos principais</u>		<u>Ano</u>
			<u>Qtde</u>	<u>Descrição</u>	
Janaúba 3	500	DJM	2	Módulos de Conexão de Transformador	2022
			1	Módulo de Interligação de Barras	2022
	230	BD4	7	Unidades de Autotransformador Monofásico de 100 MVA cada (1º e 2º banco)	2022
			2	Módulos de Conexão de Transformador	2022
			2	Módulos de Entrada de Linha	2022
Jaíba	230	BD4	1	Módulo de Infraestrutura Geral - Acessante	2022
			2	Módulos de Conexão de Transformador	2022
			2	Módulos de Entrada de Linha	2022
			1	Módulo de Interligação de Barras	2022
	230/138	-	7	Unidades de Autotransformador Monofásico de 33,3 MVA cada (1º e 2º banco)	2022
138	BD4	1	Módulo de Interligação de Barras	2022	
		2	Módulos de Conexão de Transformador	2022	
Pirapora 2	345	DJM	1	Módulo de Entrada de Linha	2024
			1	Módulo de Interligação de Barras	2024
			1	Módulo de Infraestrutura Geral - Acessante	2024
Três Marias	345	AN	1	Módulo de Entrada de Linha	2024
			1	Módulo de Infraestrutura Geral - Acessante	2024

A Tabela 3-3 e a Tabela 3-4 mostram as obras de distribuição complementares e imprescindíveis ao adequado desempenho da alternativa vencedora.

Tabela 3-3 – Rede de Distribuição: Obras relacionadas a seccionamentos de linhas de distribuição

<u>Origem</u>	<u>Destino</u>	<u>Circuito</u>	<u>Extensão (km)</u>	<u>Ano</u>
Ponto de Seccionamento da LD 138 kV Manga 5 - Manga 3	Jaíba	1 x CD	2 x 0,5	2022

Tabela 3-4 – Rede de Distribuição: Obras recomendadas de subestações

Nome	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais		Ano
			Qtde	Descrição	
Janaúba 3	138	BD4	2	Módulos de Entrada de Linha	2022
			1	Módulo de Infraestrutura Geral - Acessante	2022
Janaúria 3	138	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação	2027
			1	Capacitor em Derivação Trifásico de 16 Mvar	2027

A Figura 3-1 mostra um diagrama unifilar simplificado com a alternativa vencedora representada em linha tracejada.

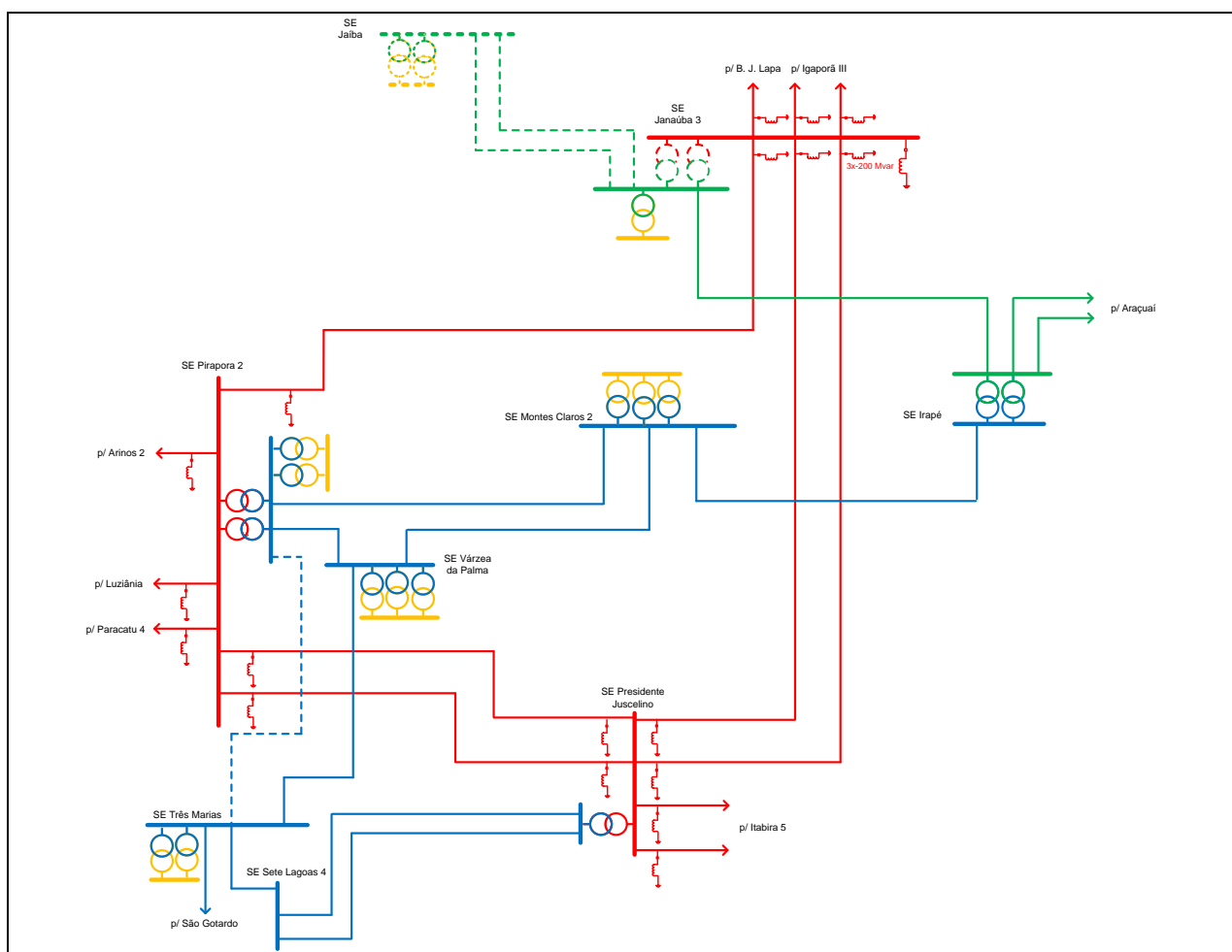


Figura 3-1 – Diagrama Unifilar da Alternativa Vencedora (em linha tracejada)

Pontuam-se ainda as seguintes questões, relevantes para o processo de concessão das obras em questão:

- A subestação 230/138 kV Jaíba deverá ser de 257.600 m² (368 m x 700 m), uma vez que, pela sua posição eletro-geográfica, há possibilidade de implantação de um futuro pátio de 500 kV.
- Foi escolhido como localização preferencial da SE o ponto (15°14'46.47"S/43°43'48.14"O), distante cerca de 2 km ao sul da Etapa III do "Perímetro de Irrigação Jaíba", cuja

implantação é coordenada pela Companhia de Desenvolvimento dos Vales do São Francisco e do Parnaíba – CODEVASF. A referida localização, mostrada na Figura 3-2, está harmonizada com informações contidas na resposta fornecida por esta companhia (ver anexo 15.2) face à consulta realizada pela EPE. O distanciamento mínimo de 2 km ao sul do projeto é necessário para facilitar as saídas de linhas previstas, inclusive as de 500 kV, conforme a expansão futura prevista mostrada no esquemático do anexo 15.3.

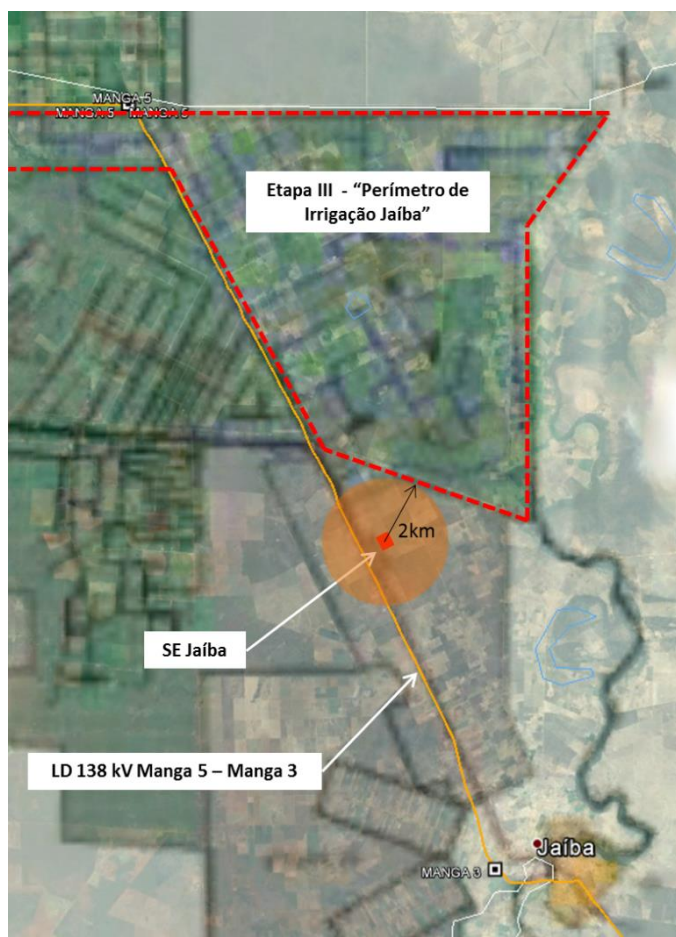


Figura 3-2 – Localização ideal da nova SE 230/138 kV Jaíba

- No que se refere ao ponto de conexão de novos projetos de geração nas regiões do Norte e Noroeste de Minas Gerais, as análises mostraram que – em face do grande número de projetos, que embora sejam individualmente de pouca potência instalada, constituem agrupamentos de alta potência – há barramentos preferenciais de conexão, que permitem o menor custo global de investimento, considerando as parcelas referentes às instalações de uso exclusivo do gerador, da Rede Básica/Rede Básica de Fronteira e do Sistema de Distribuição. Recomenda-se, portanto, que os projetos com conexão prevista para as subestações de Pirapora 2, Paracatu 4 e Jaíba tenham como ponto de conexão os barramentos mostrados na Tabela 3-5.

Tabela 3-5 – Barramentos de conexão recomendados para novos projetos

SUBESTAÇÃO	Níveis de Tensão Presentes	Barramento de Conexão que Garante Menor Custo Global
Pirapora 2	500 kV 345 kV 138 kV	345 kV
Paracatu 4	500 kV 138 kV	indiferente
Jaíba	230 kV 138 kV	230 kV

- O processo de concessão e implantação da nova transformação 500/230 kV da SE Janaúba 3 deverá contar com gestão eficiente das partes envolvidas, no sentido de garantir a viabilidade de sua implementação, visto que o pátio de 230 kV, licitado no leilão 005/2015 – Lote A, o pátio de 500 kV (parte 1), licitado na segunda etapa do leilão 013/2015 – Lote 14 e o pátio de 500 kV (parte 2), licitado na segunda etapa do leilão 013/2015 – Lote 17, pertencem a empreendedores distintos.
- Complementarmente, são apresentadas no anexo 15.5 as tabelas que deverão ser preenchidas quando da elaboração dos Relatórios R2 e R4, de modo a se verificar a conformidade desses Relatórios em relação ao indicado no Relatório R1.

3.2 Recomendações Socioambientais

As seguintes recomendações foram transcritas da Nota Técnica EPE-DEA-007/2017, que encontra-se no anexo 15.6.

Conclusão e Recomendações para o Relatório R3 da SE 230/138 kV Jaíba

A área sugerida para implantação da Subestação 230/138 kV Jaíba não apresenta sensibilidades socioambientais significativas. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para definição da localização da subestação planejada:

- Priorizar a seleção de um terreno que esteja localizado nas proximidades da rede de distribuição que será conectada à subestação;
- Evitar a indicação da subestação em áreas de agricultura irrigada por pivôs centrais, de forma que o local escolhido não apresente restrições para a chegada e saída de futuras linhas.

Conclusão e Recomendações para o Relatório R3 da LT 230 kV Janaúba 3 – Jaíba

O corredor da LT 230 kV Janaúba 3 – Jaíba não apresenta sensibilidades socioambientais significativas. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para definição da diretriz da linha de transmissão planejada:

- Evitar interferência em vegetação nativa, principalmente em Floresta Estacional Decidual, conforme Lei da Mata Atlântica - Lei nº 11.428/06 e Decreto nº 6.660/08;
- Verificar o melhor ponto de passagem da linha de transmissão, principalmente no trecho final do corredor, tendo em vista a localização do Projeto Jaíba;
- Evitar interferência nos projetos de assentamento Arapuá e Modelo, sobrepostos pelo corredor;
- Evitar interferência na cavidade natural Poço da Fazenda Lajeado, localizada no município de Verdelândia;
- Evitar incidir o traçado da futura linha de transmissão em áreas de agricultura irrigada por pivôs centrais.

Conclusão e Recomendações para o Relatório R3 da LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias

O corredor da LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias não apresenta sensibilidades socioambientais significativas. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para definição da diretriz da linha de transmissão planejada:

- Levantar junto às Prefeituras de Pirapora e Três Marias as legislações municipais de uso e ocupação do solo e eventuais restrições locais à futura linha de transmissão;
- Verificar o melhor ponto para passagem da linha de transmissão, principalmente nos trechos inicial e final do corredor, tendo em vista a proximidade com a área urbana e de expansão de Pirapora e Três Marias;
- Atentar para a presença dos aeroportos de Pirapora e Três Marias e dos aeródromos das Fazendas Marambaia e Marreco, cujos cones de aproximação deverão ser observados ao se definir a diretriz da linha de transmissão;
- Evitar incidir o traçado da futura linha de transmissão em áreas de relevante beleza cênica e em áreas utilizadas para turismo e lazer, tendo em vista que a região apresenta potencial para o ecoturismo, com cachoeiras, corredeiras, praias, passeios de barco e pesca esportiva, principalmente no rio São Francisco;
- Atentar para a possibilidade de ocorrência de cavernas, tendo em vista que parte dos municípios de Buritizeiro, Pirapora e São Gonçalo do Abaeté é classificada como de grau alto de potencialidade de ocorrência, segundo a base de dados do Cecav;
- Entrar em contato com o Iphan para obter a localização exata dos bens arqueológicos tombados nos municípios de Buritizeiro, Lassance, Pirapora e São Gonçalo do Abaeté, para

que a diretriz da linha de transmissão planejada não tenha qualquer interferência nesses sítios;

- Evitar interferência em vegetação nativa, tendo em vista que existem poucos remanescentes na região;
- Evitar incidir o traçado da futura linha de transmissão em áreas de agricultura irrigada por pivôs centrais e silvicultura;
- Verificar o melhor ponto para travessia do rio São Francisco e de terrenos sujeitos a inundação.

4 DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS

4.1 Premissas

Por se tratar de estudo de expansão da rede com vistas ao escoamento de projetos prospectivos de energia solar fotovoltaica, faz-se necessária a definição de premissas quanto à potência a ser considerada em cada ano, bem como a sua localização. Neste sentido, além de definir os montantes a serem considerados para o Estado de Minas Gerais, é interessante definir também a expansão nos Estados que compõem o submercado Nordeste, visto que o nível de intercâmbio no sentido Nordeste – Sudeste interfere relevantemente no comportamento da rede do Norte e Nordeste de Minas Gerais.

Até o momento, a contratação de fonte solar fotovoltaica concretizou-se apenas em LER, com condições de preço-teto específico para a fonte, como diretriz governamental de estímulo à viabilização dos projetos e consequente inserção na matriz brasileira. A expectativa é que, com a evolução tecnológica e decorrente queda dos preços de produção das placas solares – tendência que inclusive vem sendo observada consistentemente – a fonte solar fotovoltaica venha a obter sucesso em leilões de energia nova, como o A-3 e A-5, num futuro próximo.

Como pode ser observado na Tabela 1-1, foram três os LER em que houve contratação de projetos solares, perfazendo uma média de 884 MW de potência instalada por leilão. O ano de entrada em operação dos empreendimentos contratados no LER/2014 e no 1º LER/2015 é o ano de 2017, enquanto que para o 2º LER/2015 foi definido o ano de 2018. Para definição dos montantes a serem contratados, considerou-se a realização de ao menos um LER por ano com participação de fonte solar, tendência que tende a se manter visando a manutenção e implantação da cadeia produtiva relacionada a essa fonte.

Assim, a premissa utilizada para esse estudo foi a de que, além dos três certames já realizados, serão realizados mais 8 LER cujo início do suprimento de energia se dê entre 2018 e 2025, sendo que para cada um dos leilões será considerada a contratação média verificada nos três leilões já realizados – 884 MW. A Tabela 4-1 sintetiza essas informações.

Tabela 4-1 – Projeção considerada de contratação de energia solar fotovoltaica - Brasil

ANO DE ENTRADA EM OPERAÇÃO	CONTRATAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA VIA LEILÃO DE RESERVA – POTÊNCIA INSTALADA (MW)	
	NO ANO	ACUMULADO
2017	890*	890*
	834*	1724*
2018	929*	2653*
	884	3537

2019	884	4421
2020	884	5305
2021	884	6189
2022	884	7073
2023	884	7957
2024	884	8841
2025	884	9725

* Resultados já apurados dos leilões LER/2014, 1º LER/2015 e 2º LER/2015

O número total de 9.725 MW de potência instalada de energia fotovoltaica em 2025 é ligeiramente superior aos 7.000 MW previstos no PDE 2026 [3], no entanto, considerando a forte tendência de queda do preço da fonte, presume-se que haja o aumento de sua competitividade, culminando na concretização da venda de empreendimentos inclusive em leilões de energia nova A-5 e A-3.

Considerando que o Estado de Minas Gerais é o alvo deste estudo, foi necessário definir quanto desse potencial nacional estimado será contratado nesta unidade federativa. Para tal, de acordo com a Tabela 1-2, podem-se utilizar dois tipos de proporcionalidade para Minas Gerais em relação ao resto do País: i) em termos de oferta total nos certames realizados até o momento e ii) em termos de potência efetivamente contratada nos últimos leilões. Pela metodologia i), 8,3% do potencial nacional seria localizado em Minas Gerais, enquanto que pela metodologia ii), o percentual encontrado seria de 19,2%.

Considerando que o Estado conseguiu um bom desempenho nos LER, figurando na segunda posição dentre as unidades federativas que mais tiveram potência contratada, conclui-se que a região é competitiva para essa fonte e o dimensionamento adequado das redes de escoamento faz-se necessário. Portanto, com o intuito de permitir o escoamento dos projetos em potencial, considerou-se a proporção encontrada pela metodologia ii), garantindo uma folga no dimensionamento da transmissão. A Figura 4-1 e a Tabela 4-2 ilustram os números considerados para o Estado de Minas Gerais.

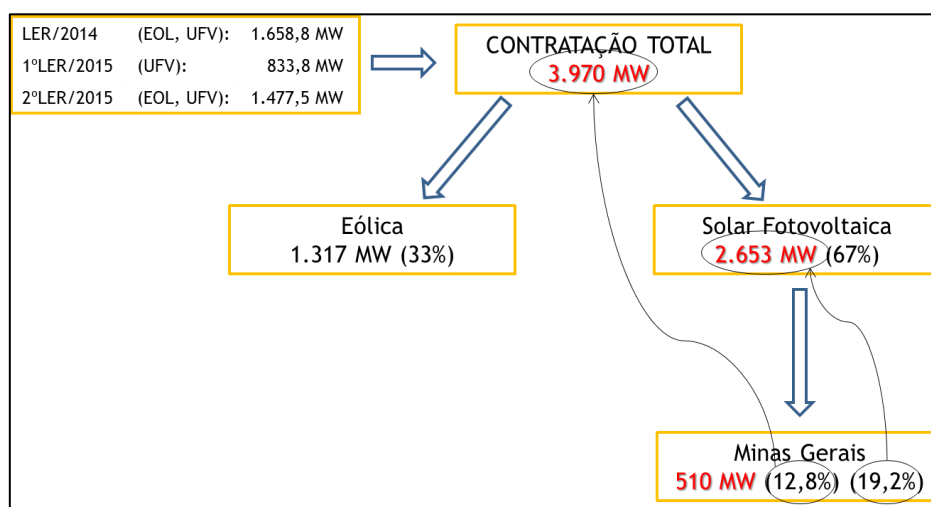


Figura 4-1 – Participação de Minas Gerais na contratação de projetos via LER

Tabela 4-2 – Projeção considerada de contratação de energia solar fotovoltaica – Minas Gerais

ANO DE ENTRADA EM OPERAÇÃO	CONTRATAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA VIA LEILÃO DE RESERVA – BRASIL - POTÊNCIA INSTALADA (MW)	CONTRATAÇÃO PREVISTA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA VIA LEILÃO DE RESERVA – MINAS GERAIS - POTÊNCIA INSTALADA (MW)	
		NO ANO	ACUMULADO
2017	890*	90*	90*
	834*	150*	240*
2018	929*	270*	510*
	884	169	679
2019	884	169	848
2020	884	169	1017
2021	884	169	1186
2022	884	169	1355
2023	884	169	1524
2024	884	169	1693
2025	884	169	1862

* Resultados já apurados dos leilões LER/2014, 1º LER/2015 e 2º LER/2015

Pela Tabela 4-2, prevê-se atingir um valor total de potência instalada de fonte fotovoltaica de 1.862 MW no ano de 2025, apenas para o Estado de Minas Gerais. É relevante notar que esse montante é bem próximo dos 1.801 MW globais cadastrados para o Estado (ver Tabela 1-2).

O passo seguinte é definir a distribuição desses projetos no território estadual, definindo pontos comuns de conexão para projetos próximos. Para tal, foi feito um levantamento locacional de todos os 68 projetos cadastrados para essa unidade federativa nos cinco certames da Tabela 1-2, e complementarmente, de outros 7 projetos inéditos localizados em Minas Gerais e cadastrados no 2º LER 2016, porém com contratação não efetivada, em face do cancelamento do certame. Os pontos foram separados em 5 conjuntos, de acordo com sua localização. A Figura 4-2 ilustra esses grupos e os montantes de potência instalada em cada um deles. Os pontos em verde são os já contratados, enquanto os em amarelo referem-se ao cadastro restante não contratado.

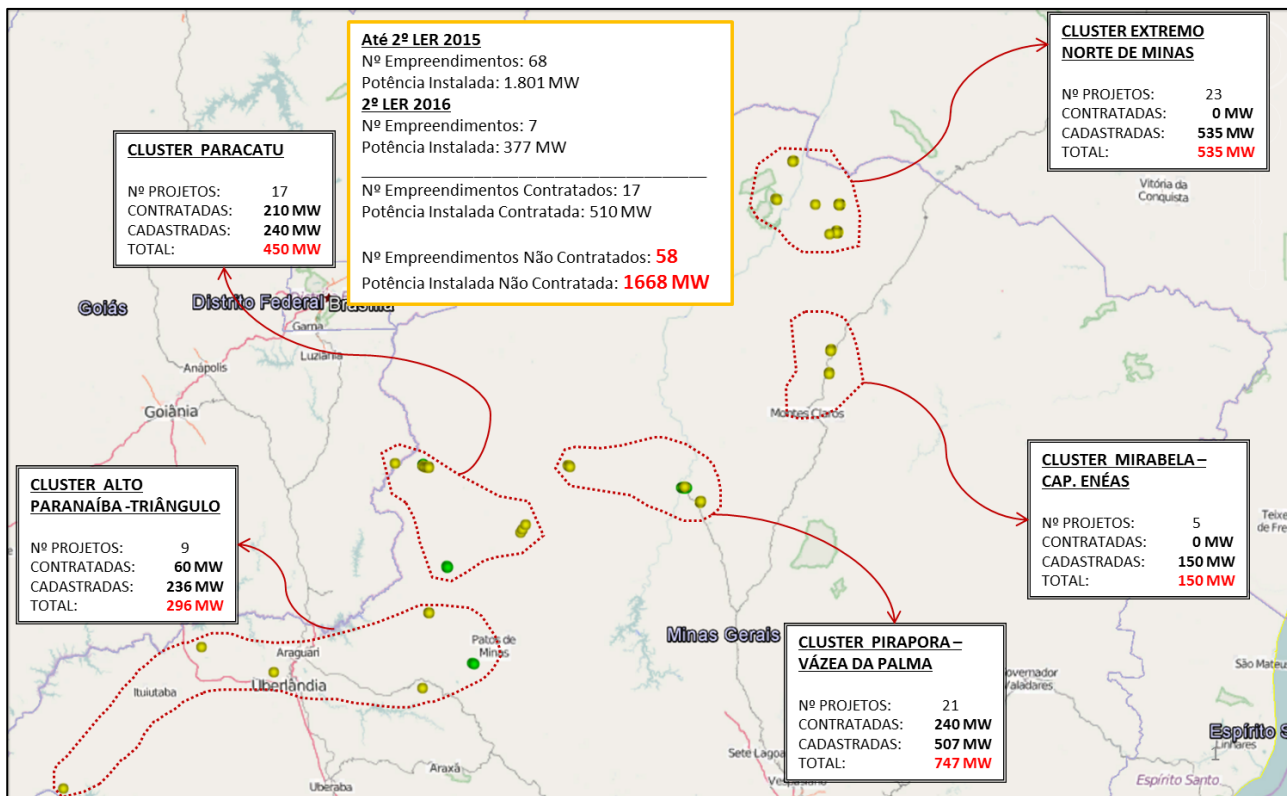


Figura 4-2 – Agrupamentos de projetos solares de Minas Gerais: informações relevantes

Pela Figura 4-2 pode-se notar que os agrupamentos que possuem maior potência instalada são os de Pirapora-Várzea da Palma e Extremo Norte, verificando-se também um montante razoável no conjunto de Paracatu. O conjunto Mirabela-Capitão Enéas e o conjunto Alto Paranaíba-Triângulo foram os que apresentaram os menores montantes cadastrados e contratados. Este último possui ainda uma característica adicional de dispersão muito pronunciada, com projetos pequenos e muito distantes entre si, o que dificulta fundamentar uma solução estrutural que não envolva investimentos de distribuição. Essa é uma característica marcante da região também quando se trata de outras fontes de energia, como é o caso das usinas térmicas a biomassa e, em menor grau, as pequenas centrais hidrelétricas - PCH, cuja implantação também se dá de forma bastante dispersa. Conseqüentemente, o adequado atendimento a esse potencial solar será tratado em outro estudo previsto para a região, que deverá considerar, também, a expansão dessas outras fontes energéticas tradicionalmente presentes no Triângulo Mineiro e a adequada expansão da rede de transmissão e distribuição.

Por outro lado, para o conjunto Mirabela-Capitão Enéas será considerada a conexão no sistema de distribuição local, que suporta, por ora, o montante previsto para o conjunto.

A partir dos dados presentes na Figura 4-2, foi possível definir a proporção dos 1352 MW até 2025 (ver Tabela 4-2), que será distribuída pelos 5 clusters. A definição dessa proporção não computa os

510 MW já contratados e que já possuem ponto de conexão definido. O percentual de cada conjunto em relação ao total foi encontrado pela relação entre a potência instalada cadastrada e não contratada de cada conjunto em relação aos 1668 MW de potência instalada cadastrada e não contratada total (valores da Figura 4-2).

Os resultados da aplicação proporcional são mostrados na Tabela 4-3.

Tabela 4-3 – Distribuição do Potencial Solar em Clusters

GRUPO	Potência Instalada Considerada (MW) – Minas Gerais																
	2018		2019		2020		2021		2022		2023		2024		2025		% do Total
	No ano	Ac.	No ano	Ac.	No ano	Ac.	No ano	Ac.	No ano	Ac.	No ano	Ac.	No ano	Ac.	No ano	Ac.	
Extremo Norte	54,2	54,2	54,2	108,4	54,2	162,6	54,2	216,8	54,2	271,0	54,2	325,2	54,2	379,4	54,2	433,6	32,1%
Paracatu	24,3	24,3	24,3	48,6	24,3	72,9	24,3	97,3	24,3	121,6	24,3	145,9	24,3	170,2	24,3	194,5	14,4%
Pirapora-V.Palma	51,4	51,4	51,4	102,7	51,4	154,1	51,4	205,5	51,4	256,8	51,4	308,2	51,4	359,6	51,4	410,9	30,4%
Mirabela-Cap.Eneas	15,2	15,2	15,2	30,4	15,2	45,6	15,2	60,8	15,2	76,0	15,2	91,2	15,2	106,4	15,2	121,6	9,0%
Triângulo-A.Paran.	23,9	23,9	23,9	47,8	23,9	71,7	23,9	95,6	23,9	119,6	23,9	143,5	23,9	167,4	23,9	191,3	14,1%
TOTAL	169	169	169	338	169	507	169	676	169	845	169	1014	169	1183	169	1352	100%

Além dos empreendimentos no Estado de Minas Gerais, foi considerada uma contratação referencial de energia solar fotovoltaica e eólica na região Nordeste, seguindo a mesma lógica aplicada em Minas Gerais, e em consonância com os valores referenciais previstos no PDE 2026 para as duas fontes energéticas. A definição desses montantes é importante pois eles afetam o carregamento da interligação em 500 kV Nordeste-Sudeste, muito relevante para o comportamento do fluxo de potência regional. Os potenciais serão divididos conforme a região, segundo a proporcionalidade já contratada de energia eólica e solar fotovoltaica. A Tabela 4-4 e a Tabela 4-5 mostram a expansão referencial a ser considerada por área da Região Nordeste, respectivamente para a energia solar e eólica.

Tabela 4-4 – Distribuição Considerada do Potencial Solar na Região Nordeste

	Solar Contratada Brasil	2653															
	Contrada Nordeste	1763	66,5%	do total													
	Expansão Brasil (2025)	7072															
	Expansão Nordeste (2025)	4700	66,5%	do total													
		TOTAL	%	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025						
Regiões	Sobral	80	1,7%	10	10	10	10	10	10	10	10						
	Milagres	384	8,2%	48	48	48	48	48	48	48	48						
	Mossoró	693	14,7%	87	87	87	87	87	87	87	87						
	Natal	80	1,7%	10	10	10	10	10	10	10	10						
	Lagoa Nova	80	1,7%	10	10	10	10	10	10	10	10						
	Angelim	280	6,0%	35	35	35	35	35	35	35	35						
	São João do Piauí	720	15,3%	90	90	90	90	90	90	90	90						
	Sobradinho	398	8,5%	50	50	50	50	50	50	50	50						
	Irecê	80	1,7%	10	10	10	10	10	10	10	10						
	Bom Jesus da Lapa	1359	28,9%	170	170	170	170	170	170	170	170						
Igaporã	546	11,6%	68	68	68	68	68	68	68	68							

Tabela 4-5 – Distribuição Considerada do Potencial Eólico na Região Nordeste

			TOTAL	%	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	Contratada Nordeste	14882										
	Contratada Sul	2208										
	TOTAL	17090										
	Pot. Instalada Brasil (2025)	25500										
	Expansão Brasil (2025)	8410										
	Expansão Nordeste (2025)	7324										
Regiões	Curral Novo do Piauí	275	3,7%	34	34	34	34	34	34	34	34	34
	Sobral	1648	22,5%	206	206	206	206	206	206	206	206	206
	Morro do Chapéu	458	6,3%	57	57	57	57	57	57	57	57	57
	Ibiapina	586	8,0%	73	73	73	73	73	73	73	73	73
	Igaporã	714	9,7%	89	89	89	89	89	89	89	89	89
	João Câmara	1025	14,0%	128	128	128	128	128	128	128	128	128
	Açu	824	11,3%	103	103	103	103	103	103	103	103	103
	Sobradinho	659	9,0%	82	82	82	82	82	82	82	82	82
	Ourolândia	458	6,3%	57	57	57	57	57	57	57	57	57
	Gentio do Ouro	458	6,3%	57	57	57	57	57	57	57	57	57
	Angelim	220	3,0%	27	27	27	27	27	27	27	27	27

É importante assinalar que possíveis alterações quanto ao montante efetivamente contratado em cada região do Nordeste separadamente não influenciam relevantemente o comportamento do sistema de interesse desse estudo – as regiões Norte e Noroeste de Minas Gerais, sendo o montante global de exportação daquela região brasileira o fator determinante para as análises. A definição dos pontos de conexão dos potenciais no subsistema Nordeste é apenas indicativa e sua localização estimada com base no cadastro dos últimos certames, de forma análoga à realizada para Minas Gerais.

4.2 Critérios Básicos

Foram seguidas as diretrizes para elaboração da documentação necessária para se recomendar à ANEEL uma nova instalação de transmissão integrante da Rede Básica através de ato licitatório, definidas no documento publicado pela EPE denominado “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica” [9].

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” [2], com os seguintes destaques:

- Conceito de mínimo custo global para a escolha da alternativa;
- Variação máxima de 5% da tensão do barramento decorrente da manobra de equipamentos;
- Atendimento ao critério N-1, sem corte automático de geração;
- As linhas CA deverão estar aptas para utilização de religamento monopolar;

- Para os carregamentos máximos de linhas de transmissão e transformadores, foram seguidas, para as instalações existentes, as informações das empresas conforme apresentadas nos casos do Plano Decenal de Energia 2025 [3]. Para as transformações futuras, foram admitidas sobrecargas de 20% em emergência;

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

4.3 Casos de Trabalho

Considerou-se como referência para as simulações de fluxo de potência a base de dados correspondente ao Plano Decenal da Transmissão EPE 2025 [3], com as atualizações pertinentes da topologia da rede, plano de geração e mercado.

4.4 Projeções de Mercado

As projeções de demanda foram aquelas contempladas nos casos de trabalho do Plano Decenal de Transmissão 2025 – PD2025. Nessa versão foi atualizada a demanda dos consumidores livres de Minas Gerais conectados à Rede Básica, sendo observada uma forte redução da demanda prevista. A Tabela 4-6 ilustra os montantes considerados.

Tabela 4-6 – Lista de consumidores livres da Rede Básica – Minas Gerais – PD2024 vs PD2025

	Consumidores Livres	Barra Consumidor	Barra Rede Básica	Ano 2018 - PD 2024		Ano 2018 - PD 2025		
				Carga Ponta	Carga Fora de Ponta	Carga Ponta	Carga Fora de Ponta	
								Nome
MG	CONSUMIDORES LIVRES EXISTENTES	Anglo Ferrous	MMX---MG230	ITABI2-MG230	135,0	135,0	135,0	135,0
		Anglo Gold	ANGGOL-MG069	SABAR3-MG230	20,5	20,5	21,5	21,5
		Arcelor Mittal	BELGJM-MG069	JMOBLG-MG230	111,2	111,2	93,3	93,3
		Vale Monlevade	VALEJM-MG069				7,2	7,2
		White Martins	WMARJM-MG069				39,9	39,9
		Vale	VALEIT-MG069	ITABI2-MG230	136,0	136,0	136,0	136,0
		Nova Era (Silico)	SILICO-MG230	NERA2--MG230	49,0	49,0	30,0	30,0
		Aperam (Acesita)	ACESIT-MG230	TIMOTE-MG230	146,0	146,0	80,0	80,0
		Aperam (Acesita)	ACESIT-MG069				40,0	40,0
		Anglogold	ANGBCO-MG230	BCOCA3-MG230	93,8	93,8	12,0	12,0
		Vale Brucutu	VALEBR-MG230				71,7	71,7
		White Martins	WMARBC-MG230				9,8	9,8
		Usiminas	USIMNA-MG069	IPATI1-MG230	155,0	174,0	93,0	104,4
		White Martins	WMARTA-MG069				58,0	65,1
		Usiminas	USIMNB-MG069	MESQUI-MG230	146,0	215,0	106,0	156,1
		White Martins	WMARTB-MG069				12,0	17,7
		Linde Gás	LNDGAS-MG069				17,0	25,0
		Kinross	RPMPAR-MG138	PARACA-MG500	140,0	140,0	145,0	145,0
		Rima	RIMACE-MG138	MCLAR2-MG138	59,0	59,0	114,0	116,0
		Valourec Sumitomo	VSBJ---MG345	JECEAB-MG345	128,0	128,0	120,0	120,0
	White Martins	WMARTI-MG034	18,0				18,0	
	Alcoa***	ALCOA1-MG138	POCOS--MG138	215,0	215,0	16,5	16,5	
	CONSUMIDORES LIVRES PREVISTOS	Vale Mina Conceição	VLCNCE-MG230	ITABI4-MG230	120,0	120,0	120,0	120,0
		Vale Mina Apolo	VLAPOL-MG230	TAQUAR-MG230	55,0	55,0	0,0	0,0
		Vale Vargem Grande	VALEVG-MG138	NLIMA6-MG345	226,0	226,0	226,0	226,0
		Samarco Germano	SAMAR--MG345	GERMAN-MG345	189,4	189,4	189,4	189,4
		CSN Casa de Pedra	CSN---MG500	ITABI2-MG500	295,5	295,5	0,0	0,0
		Ferrous Mina de Viga	VIGA---MG345	JECEAB-MG345	77,6	77,6	0,0	0,0
		MMX Serra Azul	S.AZUL-MG345	SJBICA-MG345	200,0	200,0	0,0	0,0
		Manabi Morro do Pilar	MPILAR-MG230	ITABI5-MG230	120,0	120,0	0,0	0,0
		Sulamericana Metais	S.A.M.-MG345	IRAPE--MG345	0,0	0,0	0,0	0,0
		SOMA				2818,0	2906,0	1911,3
VARIAÇÃO				-	-	-32,2%	-31,3%	

Fontes: ONS, Portarias MME

Percebe-se uma redução significativa das previsões, principalmente em relação às previsões de novos consumidores livres, que em sua maioria postergaram os seus projetos ou não assinaram Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - CUST após emissão de parecer de acesso pelo ONS. Verifica-se, todavia, uma exceção referente ao consumidor RIMA – Capitão Enéas, conectada no barramento 138 kV de fronteira da SE Montes Claros 2. Esse consumidor, até o fechamento do estudo, havia solicitado revisão de seu parecer de acesso junto ao ONS, solicitando um incremento dos montantes de uso do sistema de transmissão, com aumento de 59 MW para 114 MW no período de ponta. Esse aumento está sendo considerado nas análises.

Quanto à demanda do mercado cativo considerado, no caso específico do Norte de Minas Gerais, serão utilizados, além dos patamares tradicionais – leve, média e pesada, valores de carga específicos que possuem ocorrência durante o período de carga média, de forma a se verificar a sua coincidência com a curva típica de geração solar fotovoltaica. De forma ilustrativa, a Figura 4-3

ilustra curvas de cargas típicas mensais para a região Norte/Noroeste do Estado, para dias úteis e sábados, para o ano de 2020. Os dados foram fornecidos pela CEMIG-D, referentes à análise realizada por essa distribuidora no âmbito do Plano de Ampliações e Reforços – PAR, realizado pelo ONS.

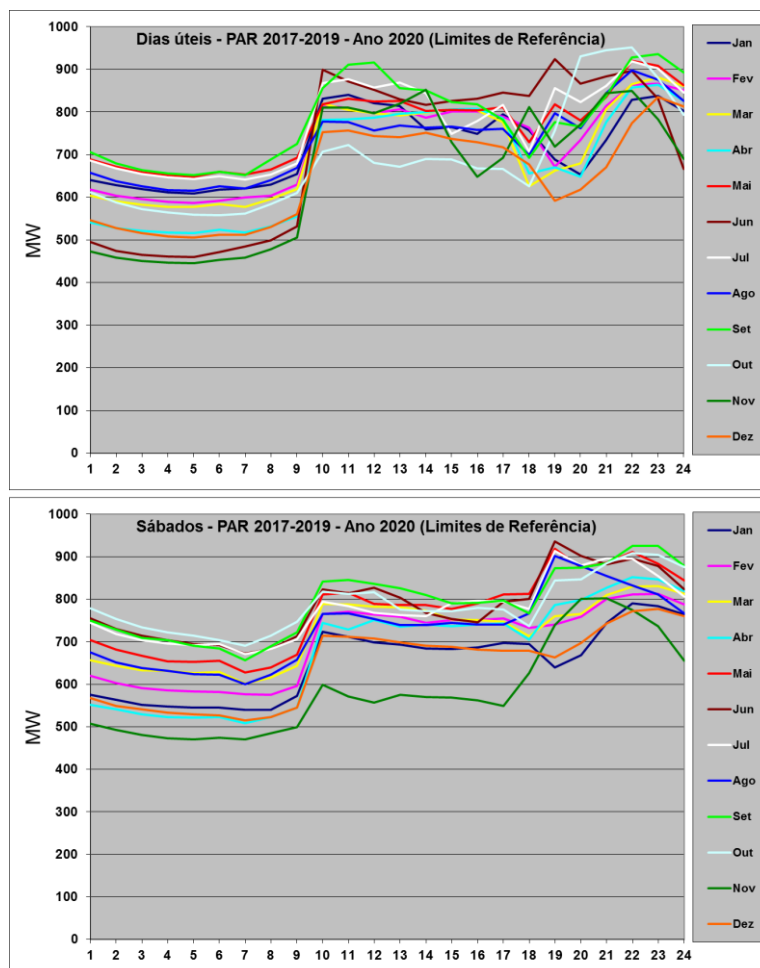


Figura 4-3 – Curvas de carga típicas do Norte/Noroeste de Minas Gerais: dias úteis e sábados

4.5 Níveis de Intercâmbio

Dentre os vários cenários que serão descritos no item 4.7, será utilizado basicamente um conjunto de três níveis de intercâmbio:

- Cenário Extremo: máxima transferência das Regiões Norte e Nordeste para região Sudeste/Centro-Oeste;
- Cenário Nordeste Exportador: máxima transferência da região Nordeste para a Região Sudeste, com geração máxima UHE para período seco e de eólica.

- Cenário Intercâmbio Reduzido: minimização dos níveis de intercâmbio entre os submercados Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, que será utilizado aliado ao período de carga leve, com vistas às análises de controle de tensão.

4.6 Plano de Geração

Nesse item serão enumeradas as usinas existentes e futuras da região de interesse e áreas adjacentes. Serão enumeradas as usinas existentes e já contratadas, além dos potenciais de energia solar fotovoltaica e à biomassa a serem contratados até o ano horizonte. Da Tabela 4-7 à Tabela 4-10 são mostrados esses números.

- Usinas Existentes e Contratadas

Tabela 4-7 – Lista de UHE da região

BARRA	NOME	POTÊNCIA INTALADA (MW)	DATA OPERAÇÃO
1431	UHE IRAPE	399	Em Operação
1440	UHE QUEIMADO	105	Em Operação
1446	UHE TRES MARIAS	390	Em Operação
3583	UHE RETIRO BAIXO	87,4	Em Operação
TOTAL		981,4	

Tabela 4-8 – Lista de PCH da região

BARRA	NOME	POTÊNCIA INTALADA (MW)	DATA OPERAÇÃO
1838	PCH - UNAI BAIXO	26	Em Operação
1836	PCH QUARTEL I, II, III	90	2018*
27778	PCH SERRA DAS AGULHAS	30	2017
TOTAL		154,6	

* A autorização dessas usinas foi revogada pela ANEEL no decorrer da elaboração do estudo, mas a sua ausência não tem influência relevante em qualquer dos resultados obtidos

Tabela 4-9 – Lista de UTE Biomassa da região

BARRA	NOME	POTÊNCIA INTALADA (MW)	DATA OPERAÇÃO	COMBUST.
27700	UTE BEVAP	60	Em Operação	Cana
27702	UTE SAO JUDAS TADEU	30	Em Operação	Cana
27704	UTE DVPA	20	Em Operação	Cana
TOTAL		110		

Tabela 4-10 – Lista de UFV da região

BARRA	NOME	POTÊNCIA INTALADA (MW)	DATA OPERAÇÃO
60001	PIRAPORA 2	30	2018
60002	PIRAPORA 3	30	2018
60003	PIRAPORA 4	30	2018
60004	PIRAPORA 5	30	2017
60005	PIRAPORA 6	30	2017
60006	PIRAPORA 7	30	2017
60007	PIRAPORA 9	30	2017
60008	PIRAPORA 10	30	2017
60011	PARACATU 1	30	2018
60012	PARACATU 2	30	2018
60013	PARACATU 3	30	2018
60014	PARACATU 4	30	2018
60017	VAZANTE 1	30	2017
60018	VAZANTE 2	30	2017
60019	VAZANTE 3	30	2017
60022	GUIMARANIA 1	30	2018
60023	GUIMARANIA 2	30	2018
TOTAL		510	

- Usinas Potenciais

Os potenciais considerados de energia fotovoltaica para Minas Gerais são os contidos na Tabela 4-3.

Adicionalmente, serão levadas em consideração as características sazonais inerentes a cada fonte de geração envolvida.

Para as usinas hidrelétricas (UHE) e para as pequenas centrais hidrelétricas (PCH) da região serão considerados os seus respectivos históricos de geração, tendo como base os dados da UHE Três Marias e da UHE Irapé, que se localizam, respectivamente, na Bacia do São Francisco e na Bacia do Atlântico Leste. A Figura 4-4 mostra a geração média mensal dessas duas usinas no período 2006-2014 em MW e em percentual da potência instalada.

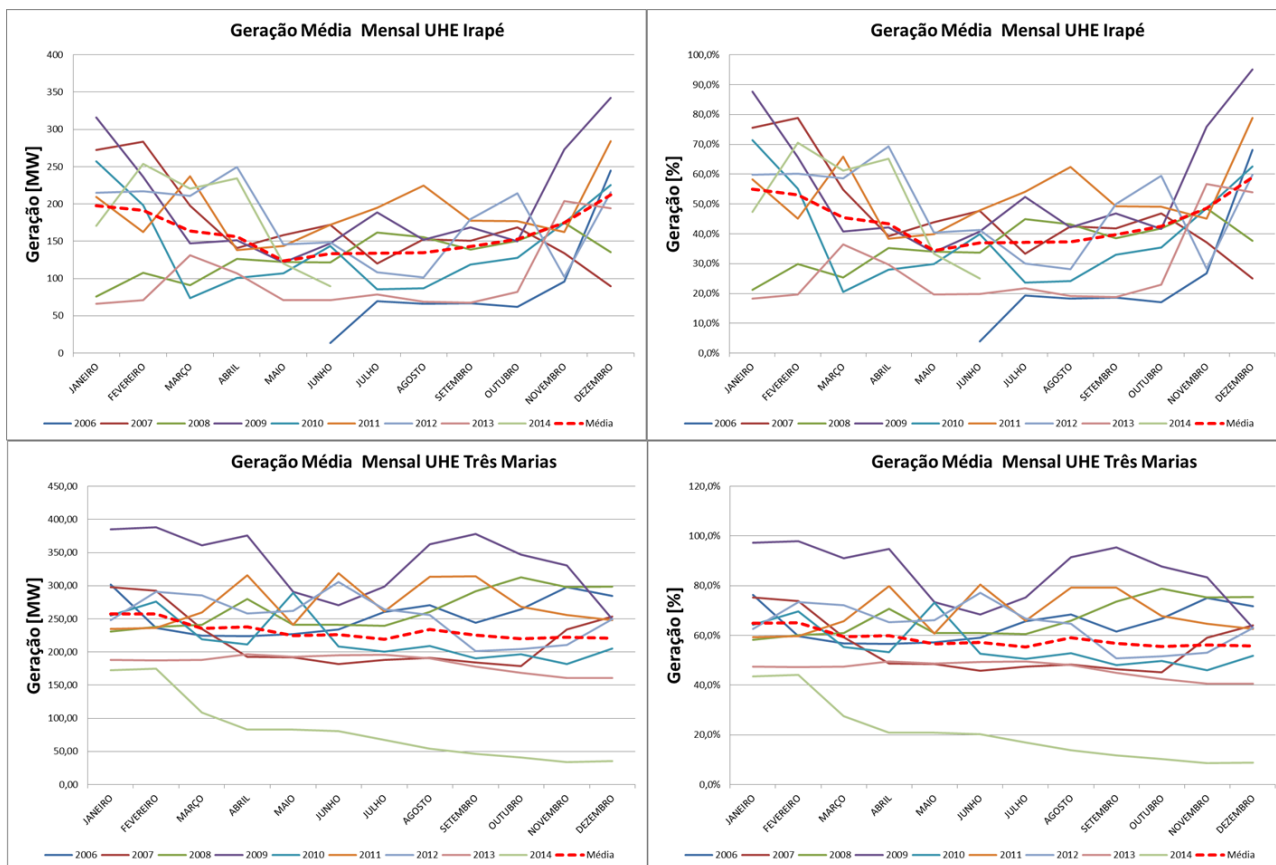


Figura 4-4 – Histórico da geração média mensal das UHE Irapé e Três Marias, em MW e pu

Com base nos dados, será considerado o seguinte perfil de geração:

- Período Úmido (Novembro-Abril)
 - Bacia Atlântico Leste:
 - Geração Máxima: 95%
 - Geração Mínima: 20%
 - Bacia São Francisco:
 - Geração Máxima: 95%
 - Geração Mínima: 30%
- Período Seco (Maio-Outubro)
 - Bacia Atlântico Leste:
 - Geração Máxima: 70%
 - Geração Mínima: 20%
 - Bacia São Francisco:

- Geração Máxima: 85%
- Geração Mínima: 25%

Para as usinas térmicas a biomassa (cana de açúcar) serão consideradas as seguintes características sazonais, com base nos períodos de safra e entressafra:

- Período Abril-Outubro: safra – geração em 100%
- Período Novembro-Março – entressafra – geração em 0%

Para as usinas do tipo solar fotovoltaica, foi simulada a geração esperada para um projeto de 27,970 MW de potência instalada, utilizando-se o software PVsyst, com base na incidência solar na região Norte do Estado de Minas Gerais. Os resultados referem-se à geração horária durante um ano típico. A Figura 4-5 ilustra essas curvas para os meses de outubro (período seco) e janeiro (período úmido).

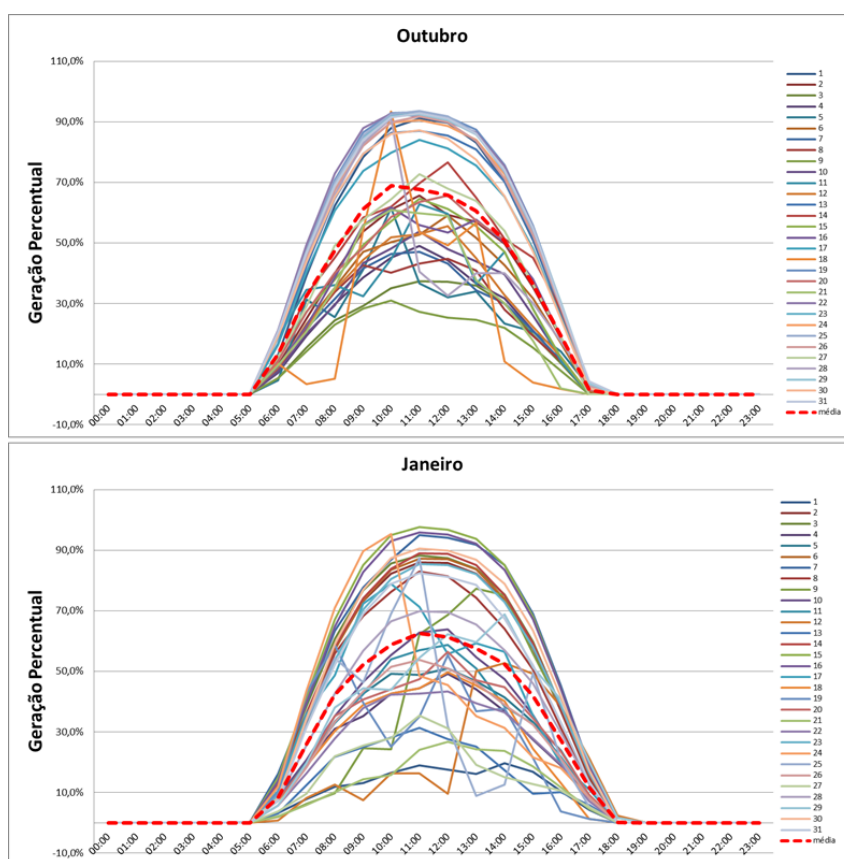


Figura 4-5 – Geração Média Horária de Usina Solar Típica - Outubro e Janeiro

As simulações mostram que para todos os meses do ano houve uma quantidade expressiva de dias em que a geração ultrapassou os 90% de fator de capacidade, chegando a até 96%. Observou-se, também, que no período úmido há uma intermitência maior da geração da fonte, quando comparado ao período seco. Para se definir os percentuais mínimos de geração para cada

período, utilizou-se o mês de outubro para o período seco, já que esse foi o mês que apresentou a maior intermitência durante tal período. Para o período úmido, o mês com maior intermitência foi janeiro. Com base nas curvas, definiram-se, então, os percentuais máximos e mínimos, conforme segue:

- Período Úmido (Novembro-Abril)
 - Geração Máxima: 95%
 - Geração Mínima: 15%
- Período Seco (Maio-Outubro)
 - Geração Máxima: 95%
 - Geração Mínima: 30%

4.7 Elaboração dos Cenários

4.7.1 Escolha dos Cenários

Serão avaliadas somente as condições de intercâmbio, carga e geração mais críticas para o sistema da região de interesse. Nesse sentido, foram preparados 5 cenários, sendo que para os cenários de 1 a 4 foram utilizadas variações quanto à geração máxima e mínima para cada período hidrológico das bacias do São Francisco e Atlântico Leste, representados pelas UHE Três Marias e Irapé, respectivamente, conforme descrito no item 4.6.

Cenários críticos para escoamento de UFV

- **Cenário 1:** Carga Média Tradicional, UTE Bio desligadas, UFV máxima para o período (95%), UHE e PCH Sudeste/Centro-Oeste reduzidas para maximizar recebimento, UHE Norte/Nordeste máximo para o período úmido, EOL máximo (Cenário Norte Úmido – Extremo)
 - Variante 1A: Irapé 95%, Três Marias 95%
 - Variante 1B: Irapé 20%, Três Marias 30%
- **Cenário 2:** Carga Média (valor para 12h de domingo Norte de MG) – UTEs Bio Máximo, UFVs Máximo (meio dia), UHEs e PCHs Sudeste/Centro-Oeste reduzidas para maximizar recebimento, UHEs Norte/Nordeste máximo para o período seco, EOL máximo (Cenário Norte Seco e Nordeste Exportador)
 - Variante 2A: Irapé 70%, Três Marias 85%

- Variante 2B: Irapé 20%, Três Marias 25%

Cenários críticos para atendimento regional

- **Cenário 3:** Carga Média Tradicional, UTEs Bio desligadas, UFVs desligadas, UHEs e PCHs Sudeste/Centro-Oeste reduzidas para maximizar recebimento, UHEs Norte/Nordeste máximo para o período seco, EOL máximo (Cenário Norte Seco) – Cenário para transformadores de fronteira, ponta regional CEMIG-D - Setembro
 - Variante 3A: Irapé 95%, Três Marias 95%
 - Variante 3B: Irapé 20%, Três Marias 30%
- **Cenário 4:** Carga Pesada, UTE Bio Desligadas, UFV desligadas, Cenário Extremo (Geração Norte e Nordeste elevada), Teles Pires 95% (Cenário Norte Úmido) – Cenário para análise de N-1 da Rede Básica regional
 - Variante 4A: Irapé 70%, Três Marias 85%
 - Variante 4B: Irapé 20%, Três Marias 25%

Cenários críticos para controle de tensão

- **Cenário 5:** Carga Leve, UTEs Bio ligadas, UFVs desligadas, intercâmbio minimizado entre os submercados Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste.

4.7.2 Descrição de Cenários

Nesse item serão descritos com mais detalhes os cenários utilizados. Para os cenários 1 a 4 não se julgou relevante descrever separadamente as variantes A e B, cuja diferença consiste exclusivamente no despacho das UHE Irapé e Três Marias, além das PCH das bacias do São Francisco e Atlântico Leste, conforme item 4.7.1. Em cada um dos cinco cenários analisados serão ilustrados os despachos percentuais de cada uma das bacias para o ano de 2022, sendo utilizada a variante A para os cenários 1 a 4. Os demais anos apresentam pequenas variações de percentual que não justificam a sua apresentação neste documento. A Figura 4-6, a Figura 4-7 e a Figura 4-8 apresentam as divisões consideradas para bacias hidráulicas, regiões eólicas e regiões solares, respectivamente, e cujos valores serão mostrados em tabelas na descrição de cada um dos cenários.

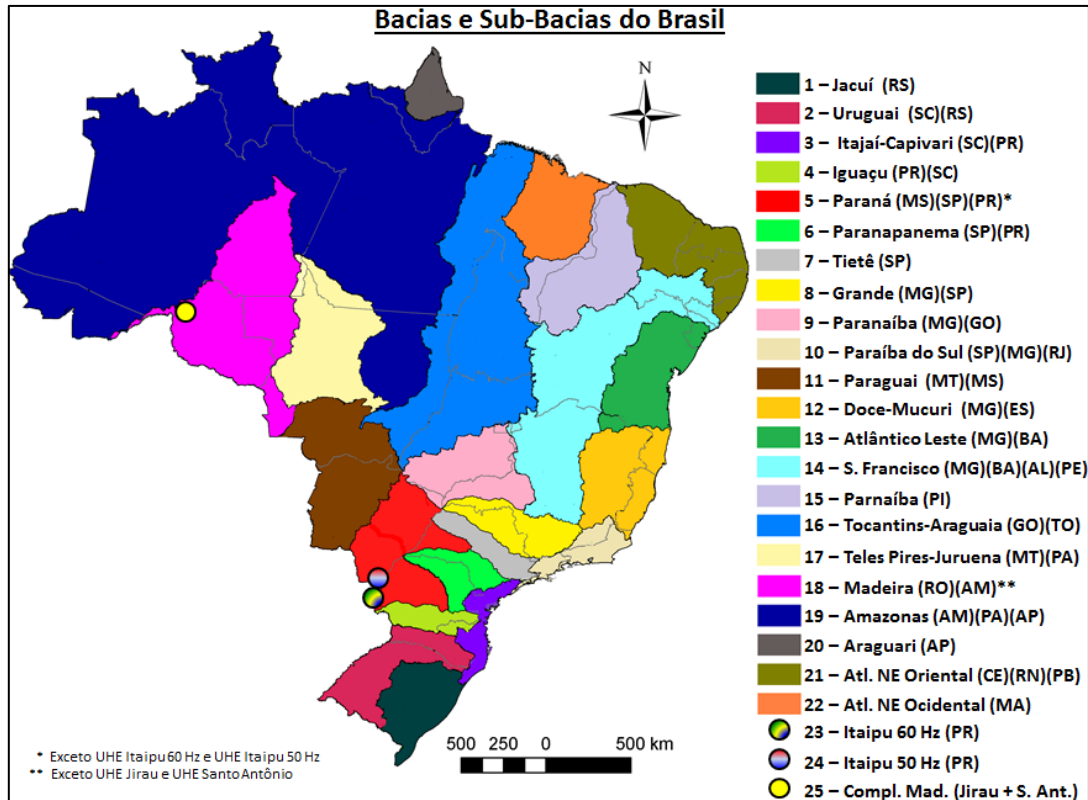


Figura 4-6 – Bacias e sub-bacias hidrográficas do Brasil

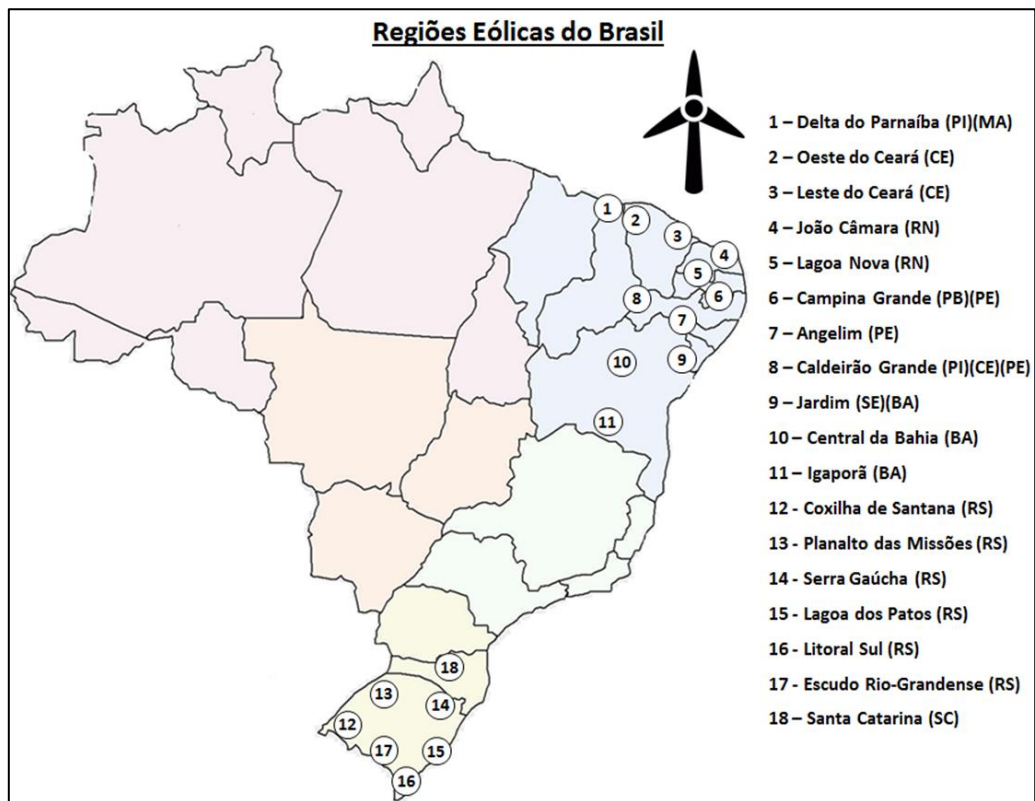


Figura 4-7 – Regiões Eólicas do Brasil

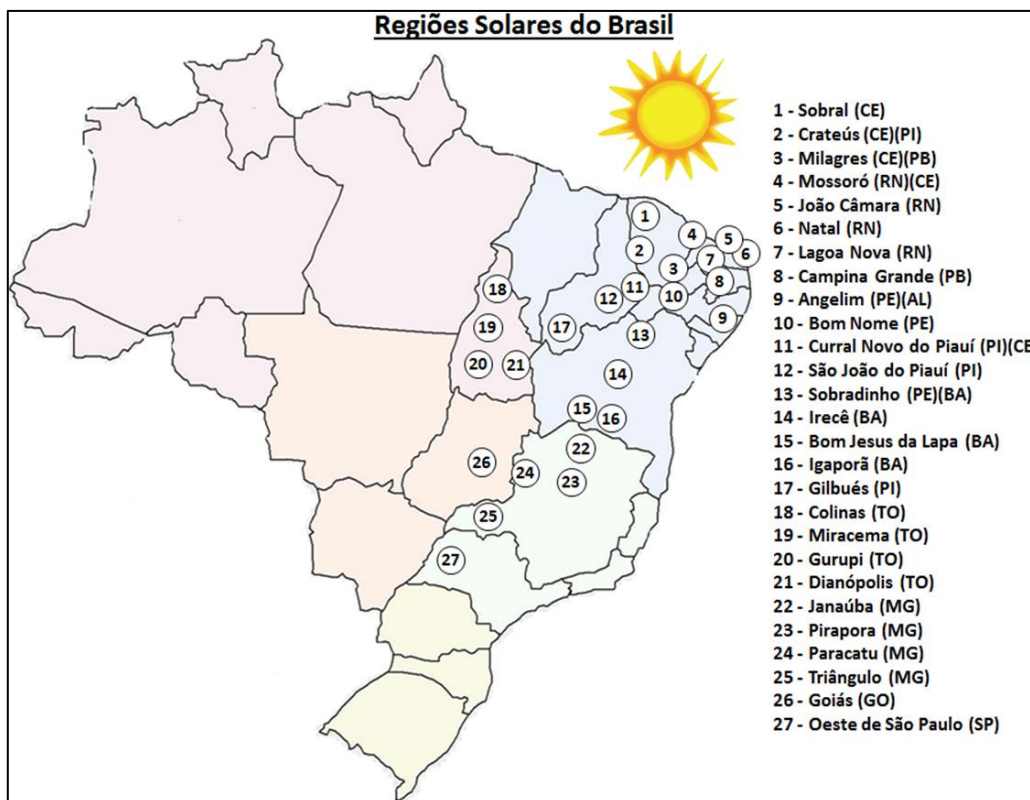


Figura 4-8 – Regiões Solares do Brasil

4.7.2.1 Cenário 1

O objetivo deste cenário foi verificar o impacto das usinas solares no sistema de transmissão de Minas Gerais num cenário de alto carregamento dos eixos em 500 kV que interligam os submercados Sudeste, Nordeste e Norte, em especial a chamada interligação Bahia-Minas. Nesse caso foi utilizado o cenário extremo de transferência para Sudeste/Centro-Oeste, considerando baixa hidraulicidade nas bacias hidrográficas do Sudeste e Sul aliado a altos valores de geração hidráulica no Norte, eólica no Nordeste e térmica em nível nacional. O patamar de carga utilizado foi o de carga média, que é o período em que se verificam as maiores níveis de geração solar fotovoltaica, cujo percentual de geração ficou em torno de 95~100%.

Da Tabela 4-11 à Tabela 4-18 são apresentados, de forma percentual, os valores praticados em cada uma das bacias para o ano 2022, variante A.

Tabela 4-11 – Intercâmbios energéticos Cen1 - 2022

Intercâmbios Energéticos (Balanço Estático)		
SE/CO -> SUL	10506,7	MW
N/NE-> SE/CO	25160,3	MW
EXP_N	13274,1	MW
EXP_NE	11886,2	MW

Tabela 4-12 – Percentuais de Geração por Submercado Cen1 - 2022

Norte	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	20771	22009	94,37%
PCH	66	70	94,86%
Eólica	288	412	70,00%
Solar	10	10	100,00%
Biomassa	0	0	0,00%
Térmica	3206	3476	92,23%

Nordeste	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	8730	10862	80,37%
PCH	187	226	82,80%
Eólica	13643	19501	69,96%
Solar	5301	5322	99,62%
Biomassa	0	702	0,00%
Térmica	2438	8918	27,34%

SE/CO	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	32429	47721	67,96%
PCH	3013	3549	84,88%
Eólica	14	28	50,00%
Solar	1050	840	125,00%
Biomassa	120	6665	1,79%
Térmica+Nuclear	5279	12421	42,50%

SUL	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	9357	15562	60,13%
PCH	764	1428	53,50%
Eólica	0	2958	0,00%
Solar	0	0	0,00%
Biomassa	2	297	0,67%
Térmica	1985	4624	42,92%

Tabela 4-13 – Percentuais de Geração das UHE por Bacias Cen1 - 2022

<u>Bacia Hidrográfica</u>	<u>Despacho (MW)</u>	<u>Potência Instalada</u>	<u>Percentual Caso Fornecido</u>
UHE			
1 - Jacuí(RS)	828,0	1380,0	60,0%
2 - Uruguai(SC)(RS)	3532,1	5886,9	60,0%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	286,8	478,0	60,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	4362,3	7271,2	60,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	3692,5	6753,6	54,7%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	1650,4	2750,7	60,0%
7 - Tietê(SP)	1213,9	1812,0	67,0%
8 - Grande (MG)(SP)	5127,1	7653,0	67,0%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	5710,7	8525,8	67,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	1833,4	2736,7	67,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	505,9	755,2	67,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	364,7	1350,5	27,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	571,6	1041,0	54,9%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	8978,0	10577,4	84,9%
15 - Parnaíba (PI)	112,5	225,0	50,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	11480,7	12757,3	90,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	2318,0	3265,0	71,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	768,5	1082,7	71,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	11618,9	11883,1	97,8%
20 - Araguari (AP)	730,5	769,0	95,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	5600,0	7200,0	77,8%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	4346,1	7200,0	60,4%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	5950,1	7360,0	80,8%

Tabela 4-14 – Percentuais de Geração das PCH por Bacias Cen1 – 2022

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
PCH			
1 - Jacuí(RS)	212,6	389,2	54,6%
2 - Uruguai(SC)(RS)	253,3	484,6	52,3%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	183,2	359,0	51,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	46,5	76,4	60,8%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	265,6	311,6	85,2%
6 - Parapanema(SP)(PR)	24,0	32,8	73,1%
7 - Tietê(SP)	41,9	43,3	96,8%
8 - Grande (MG)(SP)	57,8	59,5	97,2%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	346,1	356,9	97,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	634,8	654,2	97,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	410,6	423,2	97,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	154,4	571,8	27,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	25,9	86,3	30,0%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	206,4	214,3	96,3%
15 - Parnaíba (PI)	0,0	0,0	0,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	420,5	438,0	96,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	454,6	468,6	97,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	199,0	207,5	95,9%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	92,8	95,7	96,9%
20 - Araguari (AP)	0,0	0,0	0,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	0,0	0,0	0,0%

Tabela 4-15 – Percentuais de Geração das usinas Eólicas por localidades Cen1 – 2022

Região Eólica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Eólica			
1 – Delta do Parnaíba (PI)(MA)	599,2	856,1	70,0%
2 – Oeste do Ceará (CE)	1519,6	2170,9	70,0%
3 – Leste do Ceará (CE)	1262,6	1803,7	70,0%
4 – João Câmara (RN)	3258,6	4666,1	69,8%
5 – Lagoa Nova (RN)	308,0	440,0	70,0%
6 – Campina Grande (PB)(PE)	130,2	186,0	70,0%
7 – Angelim (PE)	595,9	851,4	70,0%
8 – Caldeirão Grande (PI)(CE)(PE)	1820,8	2601,1	70,0%
9 – Jardim (SE)(BA)	24,2	34,5	70,0%
10 – Central da Bahia (BA)	2695,3	3850,7	70,0%
11 – Igarorã (BA)	1716,3	2452,0	70,0%
12 - Coxilha de Santana (RS)	0,0	366,0	0,0%
13 - Planalto das Missões (RS)	0,0	0,0	0,0%
14 - Serra Gaúcha (RS)	0,0	0,0	0,0%
15 - Lagoa dos Patos (RS)	0,0	1377,3	0,0%
16 - Litoral Sul (RS)	0,0	981,0	0,0%
17 - Escudo Rio-Grandense (RS)	0,0	0,0	0,0%
18 - Santa Catarina (SC)	0,0	234,1	0,0%
19 - Rio de Janeiro (RJ)	14,0	28,0	50,0%

Tabela 4-16 – Percentuais de Geração das plantas solares Cen1 – 2022

<u>Região de Plantas Solares</u>	<u>Despacho (MW)</u>	<u>Potência Instalada</u>	<u>Percentual Caso Fornecido</u>
Solares			
1 - Sobral (CE)	100,0	100,0	100,0%
2 - Crateús (CE)(PI)	0,0	0,0	0,0%
3 - Milagres (CE)(PB)	449,9	449,9	100,0%
4 - Mossoró (RN)(CE)	606,5	606,6	100,0%
5 - João Câmara (RN)	0,0	0,0	0,0%
6 - Natal (RN)	40,0	40,0	100,0%
7 - Lagoa Nova (RN)	100,0	100,0	100,0%
8 - Campina Grande (PB)	0,0	0,0	0,0%
9 - Angelim (PE)(AL)	244,9	245,0	100,0%
10 - Bom Nome (PE)	30,0	30,0	100,0%
11 - Curral Novo do Piauí (PI)(CE)	189,9	189,9	100,0%
12 - São João do Piauí (PI)	899,9	899,9	100,0%
13 - Sobradinho (PE)(BA)	348,4	348,4	100,0%
14 - Irecê (BA)	70,0	70,0	100,0%
15 - Bom Jesus da Lapa (BA)	1578,7	1598,7	98,7%
16 - Igaporã (BA)	553,1	553,1	100,0%
17 - Gilbués (PI)	0,0	0,0	0,0%
18 - Colinas (TO)	90,0	90,0	100,0%
19 - Miracema (TO)	10,0	10,0	100,0%
20 - Gurupi (TO)	0,0	0,0	0,0%
21 - Dianópolis (TO)	0,0	0,0	0,0%
22 - Janaúba (MG)	0,0	0,0	0,0%
23 - Pirapora (MG)	240,0	240,0	100,0%
24 - Paracatu (MG)	210,0	210,0	100,0%
25 - Triângulo (MG)	60,0	60,0	100,0%
26 - Goiás (GO)	0,0	0,0	0,0%
27 - Oeste de São Paulo (SP)	540,0	330,0	163,6%

Tabela 4-17 – Percentuais de Geração por estado das usinas a Biomassa Cen1 – 2022

<u>Estado</u>	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido	
Biomassa				
01 - Alagoas	0,0	0,0	0,0%	NORDESTE
02 - Bahia	0,0	301,8	0,0%	
03 - Ceará	0,0	0,0	0,0%	
04 - Paraíba	0,0	0,0	0,0%	
05 - Pernambuco	0,0	250,0	0,0%	
06 - Piauí	0,0	150,0	0,0%	
07 - Rio Grande do Norte	0,0	0,0	0,0%	
08 - Sergipe	0,0	0,0	0,0%	
09 - Amazonas	0,0	0,0	0,0%	NORTE
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%	
11 - Maranhão	0,0	0,0	0,0%	
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%	
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%	
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%	
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%	
17 - Espírito Santo	0,0	0,0	0,0%	
18 - Goiás	0,0	989,2	0,0%	
19 - Mato Grosso	0,0	169,7	0,0%	
20 - Mato Grosso do Sul	90,0	1325,1	6,8%	
21 - Minas Gerais	0,0	465,0	0,0%	
22 - Rio de Janeiro	0,0	0,0	0,0%	
23 - Rondônia	0,0	24,0	0,0%	
24 - São Paulo	29,5	3692,5	0,8%	
25 - Paraná	2,0	290,0	0,7%	SUL
26 - Rio Grande do Sul	0,0	0,0	0,0%	
27 - Santa Catarina	0,0	6,5	0,0%	

Tabela 4-18 – Percentuais de Geração das usinas termelétricas Cen1 – 2022

Estado	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido	
Térmicas Carvão, Diesel e Gás				
01 - Alagoas	0,0	174,6	0,0%	NORDESTE
02 - Bahia	200,0	1399,5	14,3%	
03- Ceará	1635,9	2124,7	77,0%	
04 - Paraíba	0,0	510,4	0,0%	
05 - Pernambuco	602,0	2681,4	22,5%	
06 - Piauí	0,0	52,0	0,0%	
07 - Rio Grande do Norte	0,0	459,4	0,0%	
08 - Sergipe	0,0	1516,0	0,0%	
09 - Amazonas	1057,1	995,5	106,2%	NORTE
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%	
11 - Maranhão	2148,9	2480,6	86,6%	
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%	
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%	
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%	
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%	
17 - Espírito Santo	204,0	378,6	53,9%	
18 - Goiás	0,0	412,8	0,0%	
19 - Mato Grosso	0,0	0,0	0,0%	
20 - Mato Grosso do Sul	256,0	428,0	59,8%	
21 - Minas Gerais	50,0	842,0	5,9%	
22 - Rio de Janeiro	2805,2	5535,3	50,7%	
23 - Rondônia	0,0	409,0	0,0%	
24 - São Paulo	55,0	1058,0	5,2%	
25 - Paraná	189,5	500,0	37,9%	SUL
26 - Rio Grande do Sul	1112,3	3267,3	34,0%	
27 - Santa Catarina	683,0	857,0	79,7%	

4.7.2.2 Cenário 2

O objetivo deste cenário foi o de identificar gargalos no escoamento das usinas solares no âmbito regional – sistema de distribuição, transformações de fronteira, malha de 230 kV e 345 kV, sendo para tal, utilizado o período de maior disponibilidade energética líquida. Essa ocorrência será verificada principalmente no período das 12h de domingos e feriados do mês de setembro, em que são verificadas cargas baixas e grande injeção de potência por fonte solar. O mês de setembro é caracterizado pela baixa hidraulicidade da região Norte do País e alta geração das usinas eólicas da região Nordeste, que por consequência carrega os circuitos de 500 kV da interligação Bahia-Minas. O valor de carga por barramento, equivalente ao período mencionado, das áreas Norte e Noroeste de Minas Gerais foi fornecida pela CEMIG-D.

Da Tabela 4-19 à Tabela 4-26 são apresentados, de forma percentual, os valores praticados em cada uma das bacias para o ano 2022, variante A.

Tabela 4-19 – Intercâmbios energéticos Cen2 - 2022

Intercâmbios Energéticos (Balanço Estático)		
SE/CO - > SUL	2090,0	MW
N/NE-> SE/CO	10877,2	MW
EXP_N	-935,0	MW
EXP_NE	11812,2	MW

Tabela 4-20 – Percentuais de Geração por Submercado Cen2 - 2022

Norte	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)	Nordeste	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	6449	22009	29,30%	UHE	4409	10862	40,59%
PCH	35	70	50,00%	PCH	92	226	40,76%
Eólica	353	442	80,00%	Eólica	15592	19501	79,95%
Solar	7	10	70,00%	Solar	3711	5322	69,73%
Biomassa	0	0	0,00%	Biomassa	702	702	100,00%
Térmica	3206	3476	92,23%	Térmica	5599	8918	62,78%

SE/CO	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)	SUL	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	34094	47721	71,44%	UHE	13914	15562	89,41%
PCH	1473	3549	41,50%	PCH	1292	1428	90,45%
Eólica	14	28	50,00%	Eólica	1331	2958	44,99%
Solar	630	840	75,00%	Solar	0	0	0,00%
Biomassa	6403	6665	96,05%	Biomassa	297	297	100,00%
Térmica +Nuclear	6338	12421	51,03%	Térmica	3407	4624	73,67%

Tabela 4-21 – Percentuais de Geração das UHE por Bacias Cen2 - 2022

<u>Bacia Hidrográfica</u>	<u>Despacho (MW)</u>	<u>Potência Instalada</u>	<u>Percentual Caso Fornecido</u>
UHE			
1 - Jacuí(RS)	1242,0	1380,0	90,0%
2 - Uruguai(SC)(RS)	5298,1	5886,9	90,0%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	430,2	478,0	90,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	6543,4	7271,2	90,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	4263,1	6753,6	63,1%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	1925,5	2750,7	70,0%
7 - Tietê(SP)	1268,3	1812,0	70,0%
8 - Grande (MG)(SP)	6120,4	7653,0	80,0%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	7075,2	8525,8	83,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	1915,6	2736,7	70,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	453,1	755,2	60,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	202,6	1350,5	15,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	407,7	1041,0	39,2%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	4678,0	10577,4	44,2%
15 - Parnaíba (PI)	98,0	225,0	43,6%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	7397,2	12757,3	58,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	1632,5	3265,0	50,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	544,2	1082,7	50,3%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	1535,5	11883,1	12,9%
20 - Araguari (AP)	235,7	769,0	30,7%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	5600,0	7200,0	77,8%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	4730,5	7200,0	65,7%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	2834,1	7360,0	38,5%

Tabela 4-22 – Percentuais de Geração das PCH por Bacias Cen2 – 2022

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
PCH			
1 - Jacuí(RS)	371,5	389,2	95,4%
2 - Uruguai(SC)(RS)	476,7	484,6	98,4%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	341,1	359,0	95,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	64,5	76,4	84,4%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	155,8	311,6	50,0%
6 - Parapanema(SP)(PR)	16,4	32,8	50,0%
7 - Tietê(SP)	21,7	43,3	50,0%
8 - Grande (MG)(SP)	29,7	59,5	50,0%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	178,5	356,9	50,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	327,1	654,2	50,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	211,6	423,2	50,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	85,8	571,8	15,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	17,3	86,3	20,0%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	87,5	214,3	40,8%
15 - Parnaíba (PI)	0,0	0,0	0,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	219,0	438,0	50,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	187,4	468,6	40,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	83,0	207,5	40,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	38,3	95,7	40,0%
20 - Araguari (AP)	0,0	0,0	0,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	0,0	0,0	0,0%

Tabela 4-23 – Percentuais de Geração das usinas Eólicas por localidades Cen2 – 2022

Região Eólica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Eólica			
1 – Delta do Parnaíba (PI)(MA)	708,9	886,1	80,0%
2 – Oeste do Ceará (CE)	1736,7	2170,9	80,0%
3 – Leste do Ceará (CE)	1443,0	1803,7	80,0%
4 – João Câmara (RN)	3724,2	4666,1	79,8%
5 – Lagoa Nova (RN)	352,0	440,0	80,0%
6 – Campina Grande (PB)(PE)	148,8	186,0	80,0%
7 – Angelim (PE)	681,1	851,4	80,0%
8 – Caldeirão Grande (PI)(CE)(PE)	2080,9	2601,1	80,0%
9 – Jardim (SE)(BA)	27,6	34,5	80,0%
10 – Central da Bahia (BA)	3080,4	3850,7	80,0%
11 – Igarorã (BA)	1961,5	2452,0	80,0%
12 - Coxilha de Santana (RS)	164,7	366,0	45,0%
13 - Planalto das Missões (RS)	0,0	0,0	0,0%
14 - Serra Gaúcha (RS)	0,0	0,0	0,0%
15 - Lagoa dos Patos (RS)	619,7	1377,3	45,0%
16 - Litoral Sul (RS)	441,4	981,0	45,0%
17 - Escudo Rio-Grandense (RS)	0,0	0,0	0,0%
18 - Santa Catarina (SC)	105,3	234,1	45,0%
19 - Rio de Janeiro (RJ)	14,0	28,0	50,0%

Tabela 4-24 – Percentuais de Geração das plantas solares Cen2 – 2022

<u>Região de Plantas Solares</u>	<u>Despacho (MW)</u>	<u>Potência Instalada</u>	<u>Percentual Caso Fornecido</u>
Solares			
1 - Sobral (CE)	70,0	100,0	70,0%
2 - Crateús (CE)(PI)	0,0	0,0	0,0%
3 - Milagres (CE)(PB)	314,9	449,9	70,0%
4 - Mossoró (RN)(CE)	424,6	606,6	70,0%
5 - João Câmara (RN)	0,0	0,0	0,0%
6 - Natal (RN)	28,0	40,0	70,0%
7 - Lagoa Nova (RN)	70,0	100,0	70,0%
8 - Campina Grande (PB)	0,0	0,0	0,0%
9 - Angelim (PE)(AL)	171,5	245,0	70,0%
10 - Bom Nome (PE)	21,0	30,0	70,0%
11 - Curral Novo do Piauí (PI)(CE)	132,9	189,9	70,0%
12 - São João do Piauí (PI)	629,9	899,9	70,0%
13 - Sobradinho (PE)(BA)	243,8	348,4	70,0%
14 - Irecê (BA)	49,0	70,0	70,0%
15 - Bom Jesus da Lapa (BA)	1105,1	1598,7	69,1%
16 - Igaporã (BA)	387,1	553,1	70,0%
17 - Gilbués (PI)	0,0	0,0	0,0%
18 - Colinas (TO)	63,0	90,0	70,0%
19 - Miracema (TO)	7,0	10,0	70,0%
20 - Gurupi (TO)	0,0	0,0	0,0%
21 - Dianópolis (TO)	0,0	0,0	0,0%
22 - Janaúba (MG)	0,0	0,0	0,0%
23 - Pirapora (MG)	240,0	240,0	100,0%
24 - Paracatu (MG)	210,0	210,0	100,0%
25 - Triângulo (MG)	60,0	60,0	100,0%
26 - Goiás (GO)	0,0	0,0	0,0%
27 - Oeste de São Paulo (SP)	120,0	330,0	36,4%

Tabela 4-25 – Percentuais de Geração por estado das usinas a Biomassa Cen2 – 2022

<u>Estado</u>	<u>Despacho (MW)</u>	<u>Potência Instalada</u>	<u>Percentual Caso Fornecido</u>	
Biomassa				
01 - Alagoas	0,0	0,0	0,0%	NORDESTE
02 - Bahia	301,8	301,8	100,0%	
03- Ceará	0,0	0,0	0,0%	
04 - Paraíba	0,0	0,0	0,0%	
05 - Pernambuco	250,0	250,0	100,0%	
06 - Piauí	150,0	150,0	100,0%	
07 - Rio Grande do Norte	0,0	0,0	0,0%	
08 - Sergipe	0,0	0,0	0,0%	
09 - Amazonas	0,0	0,0	0,0%	NORTE
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%	
11 - Maranhão	0,0	0,0	0,0%	
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%	
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%	
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%	
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%	
17 - Espírito Santo	0,0	0,0	0,0%	
18 - Goiás	957,2	989,2	96,8%	
19 - Mato Grosso	139,7	169,7	82,3%	
20 - Mato Grosso do Sul	1184,1	1325,1	89,4%	
21 - Minas Gerais	465,0	465,0	100,0%	
22 - Rio de Janeiro	0,0	0,0	0,0%	
23 - Rondônia	24,0	24,0	100,0%	
24 - São Paulo	3632,5	3692,5	98,4%	
25 - Paraná	290,0	290,0	100,0%	SUL
26 - Rio Grande do Sul	0,0	0,0	0,0%	
27 - Santa Catarina	6,5	6,5	100,0%	

Tabela 4-26 – Percentuais de Geração das usinas termelétricas Cen2 – 2022

Estado	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido	
Térmicas Carvão, Diesel e Gás				
01 - Alagoas	0,0	174,6	0,0%	NORDESTE
02 - Bahia	281,1	1399,5	20,1%	
03- Ceará	1961,9	2124,7	92,3%	
04 - Paraíba	0,0	510,4	0,0%	
05 - Pernambuco	1840,0	2681,4	68,6%	
06 - Piauí	0,0	52,0	0,0%	
07 - Rio Grande do Norte	0,0	459,4	0,0%	
08 - Sergipe	1516,0	1516,0	100,0%	
09 - Amazonas	1057,1	995,5	106,2%	NORTE
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%	
11 - Maranhão	2148,9	2480,6	86,6%	
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%	
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%	
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%	
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%	
17 - Espírito Santo	204,0	378,6	53,9%	
18 - Goiás	0,0	412,8	0,0%	
19 - Mato Grosso	0,0	0,0	0,0%	
20 - Mato Grosso do Sul	428,0	428,0	100,0%	
21 - Minas Gerais	335,0	842,0	39,8%	
22 - Rio de Janeiro	3196,7	5535,3	57,8%	
23 - Rondônia	0,0	409,0	0,0%	
24 - São Paulo	265,0	1058,0	25,0%	
25 - Paraná	189,5	500,0	37,9%	SUL
26 - Rio Grande do Sul	2360,3	3267,3	72,2%	
27 - Santa Catarina	857,0	857,0	100,0%	

4.7.2.3 Cenário 3

O objetivo deste cenário, em conjunto com o cenário 4, foi o de realizar um diagnóstico da região, independentemente da conexão futura das usinas solares, com o propósito de harmonizar as expansões para escoamento do potencial solar com possíveis problemas verificados nessa etapa de diagnóstico. O cenário 3, especificamente, visa maximizar os carregamentos nas transformações de fronteira do sistema regional, com geração interna minimizada e usinas fotovoltaicas desligadas ou com baixa geração. Adicionalmente, utilizou-se o período de carga média tradicional, cujo pico é maior que o pico do patamar de carga pesada para essa região de Minas Gerais. Considerando que esse pico ocorre normalmente no mês de setembro, considerou-se a região Norte do País em período seco, porém com a geração máxima para o período,

concomitante a altos valores de despacho das usinas eólicas do Nordeste, circunstância que carrega a Interligação Bahia-Minas.

Da Tabela 4-27 à Tabela 4-34 são apresentados, de forma percentual, os valores praticados em cada uma das bacias para o ano 2022, variante A.

Tabela 4-27 – Intercâmbios energéticos Cen3 - 2022

Intercâmbios Energéticos (Balanço Estático)		
SE/CO -> SUL	2055,2	MW
N/NE-> SE/CO	10918,1	MW
EXP_N	-943,8	MW
EXP_NE	11861,8	MW

Tabela 4-28 – Percentuais de Geração por Submercado Cen3 - 2022

Norte	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	6449	22009	29,30%
PCH	35	70	50,00%
Eólica	353	442	80,00%
Solar	7	10	70,00%
Biomassa	0	0	0,00%
Térmica	3206	3476	92,23%

Nordeste	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	4409	10862	40,59%
PCH	146	226	64,74%
Eólica	15592	19501	79,95%
Solar	3711	5322	69,73%
Biomassa	702	702	100,00%
Térmica	5599	8918	62,78%

SE/CO	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	35638	47721	74,68%
PCH	1585	3549	44,65%
Eólica	14	28	50,00%
Solar	120	840	14,29%
Biomassa	6193	6665	92,91%
Térmica+Nuclear	6338	12421	51,03%

SUL	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	13942	15562	89,59%
PCH	1292	1428	90,45%
Eólica	1331	2958	44,99%
Solar	0	0	0,00%
Biomassa	297	297	100,00%
Térmica	3407	4624	73,67%

Tabela 4-29 – Percentuais de Geração das UHE por Bacias Cen3 - 2022

<u>Bacia Hidrográfica</u>	<u>Despacho (MW)</u>	<u>Potência Instalada</u>	<u>Percentual Caso Fornecido</u>
UHE			
1 - Jacuí(RS)	1242,0	1380,0	90,0%
2 - Uruguai(SC)(RS)	5298,1	5886,9	90,0%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	430,2	478,0	90,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	6543,4	7271,2	90,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	5003,8	6753,6	74,1%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	2062,8	2750,7	75,0%
7 - Tietê(SP)	1308,1	1812,0	72,2%
8 - Grande (MG)(SP)	6503,3	7653,0	85,0%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	7246,4	8525,8	85,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	1915,6	2736,7	70,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	453,1	755,2	60,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	202,6	1350,5	15,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	507,4	1041,0	48,7%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	4678,5	10577,4	44,2%
15 - Parnaíba (PI)	98,0	225,0	43,6%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	7397,2	12757,3	58,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	1632,5	3265,0	50,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	544,2	1082,7	50,3%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	1535,5	11883,1	12,9%
20 - Araguari (AP)	235,7	769,0	30,7%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	5600,0	7200,0	77,8%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	4730,5	7200,0	65,7%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	2834,1	7360,0	38,5%

Tabela 4-30 – Percentuais de Geração das PCH por Bacias Cen3 – 2022

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
PCH			
1 - Jacuí(RS)	371,5	389,2	95,4%
2 - Uruguai(SC)(RS)	476,7	484,6	98,4%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	341,1	359,0	95,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	64,5	76,4	84,4%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	155,8	311,6	50,0%
6 - Parapanema(SP)(PR)	16,4	32,8	50,0%
7 - Tietê(SP)	21,7	43,3	50,0%
8 - Grande (MG)(SP)	29,7	59,5	50,0%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	178,5	356,9	50,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	327,1	654,2	50,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	211,6	423,2	50,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	85,8	571,8	15,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	77,7	86,3	90,0%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	192,9	214,3	90,0%
15 - Parnaíba (PI)	0,0	0,0	0,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	219,0	438,0	50,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	187,4	468,6	40,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	83,0	207,5	40,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	38,3	95,7	40,0%
20 - Araguari (AP)	0,0	0,0	0,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	0,0	0,0	0,0%

Tabela 4-31 – Percentuais de Geração das usinas Eólicas por localidades Cen3 – 2022

Região Eólica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Eólica			
1 – Delta do Parnaíba (PI)(MA)	708,9	886,1	80,0%
2 – Oeste do Ceará (CE)	1736,7	2170,9	80,0%
3 – Leste do Ceará (CE)	1443,0	1803,7	80,0%
4 – João Câmara (RN)	3724,2	4666,1	79,8%
5 – Lagoa Nova (RN)	352,0	440,0	80,0%
6 – Campina Grande (PB)(PE)	148,8	186,0	80,0%
7 – Angelim (PE)	681,1	851,4	80,0%
8 – Caldeirão Grande (PI)(CE)(PE)	2080,9	2601,1	80,0%
9 – Jardim (SE)(BA)	27,6	34,5	80,0%
10 – Central da Bahia (BA)	3080,4	3850,7	80,0%
11 – Igarorã (BA)	1961,5	2452,0	80,0%
12 - Coxilha de Santana (RS)	164,7	366,0	45,0%
13 - Planalto das Missões (RS)	0,0	0,0	0,0%
14 - Serra Gaúcha (RS)	0,0	0,0	0,0%
15 - Lagoa dos Patos (RS)	619,7	1377,3	45,0%
16 - Litoral Sul (RS)	441,4	981,0	45,0%
17 - Escudo Rio-Grandense (RS)	0,0	0,0	0,0%
18 - Santa Catarina (SC)	105,3	234,1	45,0%
19 - Rio de Janeiro (RJ)	14,0	28,0	50,0%

Tabela 4-32 – Percentuais de Geração das plantas solares Cen3 – 2022

<u>Região de Plantas Solares</u>	<u>Despacho (MW)</u>	<u>Potência Instalada</u>	<u>Percentual Caso Fornecido</u>
Solares			
1 - Sobral (CE)	70,0	100,0	70,0%
2 - Crateús (CE)(PI)	0,0	0,0	0,0%
3 - Milagres (CE)(PB)	314,9	449,9	70,0%
4 - Mossoró (RN)(CE)	424,6	606,6	70,0%
5 - João Câmara (RN)	0,0	0,0	0,0%
6 - Natal (RN)	28,0	40,0	70,0%
7 - Lagoa Nova (RN)	70,0	100,0	70,0%
8 - Campina Grande (PB)	0,0	0,0	0,0%
9 - Angelim (PE)(AL)	171,5	245,0	70,0%
10 - Bom Nome (PE)	21,0	30,0	70,0%
11 - Curral Novo do Piauí (PI)(CE)	132,9	189,9	70,0%
12 - São João do Piauí (PI)	629,9	899,9	70,0%
13 - Sobradinho (PE)(BA)	243,8	348,4	70,0%
14 - Irecê (BA)	49,0	70,0	70,0%
15 - Bom Jesus da Lapa (BA)	1105,1	1598,7	69,1%
16 - Igaporã (BA)	387,1	553,1	70,0%
17 - Gilbués (PI)	0,0	0,0	0,0%
18 - Colinas (TO)	63,0	90,0	70,0%
19 - Miracema (TO)	7,0	10,0	70,0%
20 - Gurupi (TO)	0,0	0,0	0,0%
21 - Dianópolis (TO)	0,0	0,0	0,0%
22 - Janaúba (MG)	0,0	0,0	0,0%
23 - Pirapora (MG)	0,0	240,0	0,0%
24 - Paracatu (MG)	0,0	210,0	0,0%
25 - Triângulo (MG)	0,0	60,0	0,0%
26 - Goiás (GO)	0,0	0,0	0,0%
27 - Oeste de São Paulo (SP)	120,0	330,0	36,4%

Tabela 4-33 – Percentuais de Geração por estado das usinas a Biomassa Cen3 – 2022

<u>Estado</u>	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido	
Biomassa				
01 - Alagoas	0,0	0,0	0,0%	NORDESTE
02 - Bahia	301,8	301,8	100,0%	
03- Ceará	0,0	0,0	0,0%	
04 - Paraíba	0,0	0,0	0,0%	
05 - Pernambuco	250,0	250,0	100,0%	
06 - Piauí	150,0	150,0	100,0%	
07 - Rio Grande do Norte	0,0	0,0	0,0%	
08 - Sergipe	0,0	0,0	0,0%	
09 - Amazonas	0,0	0,0	0,0%	NORTE
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%	
11 - Maranhão	0,0	0,0	0,0%	
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%	
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%	
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%	
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%	
17 - Espírito Santo	0,0	0,0	0,0%	
18 - Goiás	957,2	989,2	96,8%	
19 - Mato Grosso	139,7	169,7	82,3%	
20 - Mato Grosso do Sul	1184,1	1325,1	89,4%	
21 - Minas Gerais	255,4	465,0	54,9%	
22 - Rio de Janeiro	0,0	0,0	0,0%	
23 - Rondônia	24,0	24,0	100,0%	
24 - São Paulo	3632,5	3692,5	98,4%	
25 - Paraná	290,0	290,0	100,0%	SUL
26 - Rio Grande do Sul	0,0	0,0	0,0%	
27 - Santa Catarina	6,5	6,5	100,0%	

Tabela 4-34 – Percentuais de Geração das usinas termelétricas Cen3 – 2022

Estado	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido	
Térmicas Carvão, Diesel e Gás				
01 - Alagoas	0,0	174,6	0,0%	NORDESTE
02 - Bahia	281,1	1399,5	20,1%	
03 - Ceará	1961,9	2124,7	92,3%	
04 - Paraíba	0,0	510,4	0,0%	
05 - Pernambuco	1840,0	2681,4	68,6%	
06 - Piauí	0,0	52,0	0,0%	
07 - Rio Grande do Norte	0,0	459,4	0,0%	
08 - Sergipe	1516,0	1516,0	100,0%	
09 - Amazonas	1057,1	995,5	106,2%	NORTE
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%	
11 - Maranhão	2148,9	2480,6	86,6%	
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%	
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%	
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%	
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%	
17 - Espírito Santo	204,0	378,6	53,9%	
18 - Goiás	0,0	412,8	0,0%	
19 - Mato Grosso	0,0	0,0	0,0%	
20 - Mato Grosso do Sul	428,0	428,0	100,0%	
21 - Minas Gerais	335,0	842,0	39,8%	
22 - Rio de Janeiro	3196,7	5535,3	57,8%	
23 - Rondônia	0,0	409,0	0,0%	
24 - São Paulo	265,0	1058,0	25,0%	
25 - Paraná	189,5	500,0	37,9%	SUL
26 - Rio Grande do Sul	2360,3	3267,3	72,2%	
27 - Santa Catarina	857,0	857,0	100,0%	

4.7.2.4 Cenário 4

Esse cenário tem o objetivo de simular altos carregamentos nas malhas de 345 kV e 230 kV da região. Para tal, foi utilizado o cenário extremo de transferência para Sudeste/Centro-Oeste, considerando baixa hidraulicidade nas bacias hidrográficas do Sudeste e Sul aliado a altos valores de geração hidráulica no Norte, eólica no Nordeste e térmica em nível nacional. O patamar de carga utilizado foi o de carga pesada, considerando, desta forma, geração nula nas usinas solares.

Da Tabela 4-35 à Tabela 4-42 são apresentados, de forma percentual, os valores praticados em cada uma das bacias para o ano 2022, variante A.

Tabela 4-35 – Intercâmbios energéticos Cen4 - 2022

Intercâmbios Energéticos (Balanço Estático)		
SE/CO -> SUL	6632,6	MW
N/NE-> SE/CO	24750,9	MW
EXP_N	13591,7	MW
EXP_NE	11159,2	MW

Tabela 4-36 – Percentuais de Geração por Submercado Cen4 - 2022

Norte	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	20830	22009	94,64%
PCH	63	70	90,00%
Eólica	309	442	70,00%
Solar	0	10	0,00%
Biomassa	0	0	0,00%
Térmica	3357	3476	96,56%

Nordeste	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	7457	10862	68,65%
PCH	191	226	84,56%
Eólica	13643	19501	69,96%
Solar	0	5322	0,00%
Biomassa	0	702	0,00%
Térmica	8091	8918	90,73%

SE/CO	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	22563	47721	47,28%
PCH	1844	3549	51,96%
Eólica	14	28	50,00%
Solar	0	840	0,00%
Biomassa	0	6665	0,00%
Térmica +Nuclear	10391	12421	83,66%

SUL	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	7753	15562	49,82%
PCH	435	1428	30,44%
Eólica	0	2958	0,00%
Solar	0	0	0,00%
Biomassa	0	297	0,00%
Térmica	4623	4624	99,98%

Tabela 4-37 – Percentuais de Geração das UHE por Bacias Cen4 - 2022

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
UHE			
1 - Jacuí(RS)	690,0	1380,0	50,0%
2 - Uruguai(SC)(RS)	2943,4	5886,9	50,0%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	239,0	478,0	50,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	3669,1	7271,2	50,5%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	-1333,4	6753,6	-19,7%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	1237,7	2750,7	45,0%
7 - Tietê(SP)	815,3	1812,0	45,0%
8 - Grande (MG)(SP)	3443,8	7653,0	45,0%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	3842,2	8525,8	45,1%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	1039,8	2736,7	38,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	287,0	755,2	38,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	337,6	1350,5	25,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	623,0	1041,0	59,8%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	7608,9	10577,4	71,9%
15 - Parnaíba (PI)	157,5	225,0	70,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	11097,5	12757,3	87,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	2775,3	3265,0	85,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	920,2	1082,7	85,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	11288,9	11883,1	95,0%
20 - Araguari (AP)	653,6	769,0	85,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	6300,0	7200,0	87,5%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	4624,0	7200,0	64,2%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	5950,1	7360,0	80,8%

Tabela 4-38 – Percentuais de Geração das PCH por Bacias Cen4 – 2022

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
PCH			
1 - Jacuí(RS)	116,8	389,2	30,0%
2 - Uruguai(SC)(RS)	143,7	484,6	29,7%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	107,7	359,0	30,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	22,3	76,4	29,1%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	109,1	311,6	35,0%
6 - Parapanema(SP)(PR)	11,5	32,8	35,0%
7 - Tietê(SP)	15,2	43,3	35,0%
8 - Grande (MG)(SP)	20,8	59,5	35,0%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	124,9	356,9	35,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	229,0	654,2	35,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	148,1	423,2	35,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	142,9	571,8	25,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	77,7	86,3	90,0%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	174,4	214,3	81,4%
15 - Parnaíba (PI)	0,0	0,0	0,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	394,2	438,0	90,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	421,7	468,6	90,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	186,8	207,5	90,0%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	86,2	95,7	90,0%
20 - Araguari (AP)	0,0	0,0	0,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	0,0	0,0	0,0%

Tabela 4-39 – Percentuais de Geração das usinas Eólicas por localidades Cen4 – 2022

Região Eólica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Eólica			
1 – Delta do Parnaíba (PI)(MA)	620,2	886,1	70,0%
2 – Oeste do Ceará (CE)	1519,6	2170,9	70,0%
3 – Leste do Ceará (CE)	1262,6	1803,7	70,0%
4 – João Câmara (RN)	3258,6	4666,1	69,8%
5 – Lagoa Nova (RN)	308,0	440,0	70,0%
6 – Campina Grande (PB)(PE)	130,2	186,0	70,0%
7 – Angelim (PE)	595,9	851,4	70,0%
8 – Caldeirão Grande (PI)(CE)(PE)	1820,8	2601,1	70,0%
9 – Jardim (SE)(BA)	24,2	34,5	70,0%
10 – Central da Bahia (BA)	2695,3	3850,7	70,0%
11 – Igarorã (BA)	1716,3	2452,0	70,0%
12 - Coxilha de Santana (RS)	0,0	366,0	0,0%
13 - Planalto das Missões (RS)	0,0	0,0	0,0%
14 - Serra Gaúcha (RS)	0,0	0,0	0,0%
15 - Lagoa dos Patos (RS)	0,0	1377,3	0,0%
16 - Litoral Sul (RS)	0,0	981,0	0,0%
17 - Escudo Rio-Grandense (RS)	0,0	0,0	0,0%
18 - Santa Catarina (SC)	0,0	234,1	0,0%
19 - Rio de Janeiro (RJ)	14,0	28,0	50,0%

Tabela 4-40 – Percentuais de Geração das plantas solares Cen4 – 2022

<u>Região de Plantas Solares</u>	<u>Despacho (MW)</u>	<u>Potência Instalada</u>	<u>Percentual Caso Fornecido</u>
Solares			
1 - Sobral (CE)	0,0	100,0	0,0%
2 - Crateús (CE)(PI)	0,0	0,0	0,0%
3 - Milagres (CE)(PB)	0,0	449,9	0,0%
4 - Mossoró (RN)(CE)	0,0	606,6	0,0%
5 - João Câmara (RN)	0,0	0,0	0,0%
6 - Natal (RN)	0,0	40,0	0,0%
7 - Lagoa Nova (RN)	0,0	100,0	0,0%
8 - Campina Grande (PB)	0,0	0,0	0,0%
9 - Angelim (PE)(AL)	0,0	245,0	0,0%
10 - Bom Nome (PE)	0,0	30,0	0,0%
11 - Curral Novo do Piauí (PI)(CE)	0,0	189,9	0,0%
12 - São João do Piauí (PI)	0,0	899,9	0,0%
13 - Sobradinho (PE)(BA)	0,0	348,4	0,0%
14 - Irecê (BA)	0,0	70,0	0,0%
15 - Bom Jesus da Lapa (BA)	0,0	1598,7	0,0%
16 - Igaporã (BA)	0,0	553,1	0,0%
17 - Gilbués (PI)	0,0	0,0	0,0%
18 - Colinas (TO)	0,0	90,0	0,0%
19 - Miracema (TO)	0,0	10,0	0,0%
20 - Gurupi (TO)	0,0	0,0	0,0%
21 - Dianópolis (TO)	0,0	0,0	0,0%
22 - Janaúba (MG)	0,0	0,0	0,0%
23 - Pirapora (MG)	0,0	240,0	0,0%
24 - Paracatu (MG)	0,0	210,0	0,0%
25 - Triângulo (MG)	0,0	60,0	0,0%
26 - Goiás (GO)	0,0	0,0	0,0%
27 - Oeste de São Paulo (SP)	0,0	330,0	0,0%

Tabela 4-41 – Percentuais de Geração por estado das usinas a Biomassa Cen4 – 2022

<u>Estado</u>	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido	
Biomassa				
01 - Alagoas	0,0	0,0	0,0%	NORDESTE
02 - Bahia	0,0	301,8	0,0%	
03 - Ceará	0,0	0,0	0,0%	
04 - Paraíba	0,0	0,0	0,0%	
05 - Pernambuco	0,0	250,0	0,0%	
06 - Piauí	0,0	150,0	0,0%	
07 - Rio Grande do Norte	0,0	0,0	0,0%	
08 - Sergipe	0,0	0,0	0,0%	
09 - Amazonas	0,0	0,0	0,0%	NORTE
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%	
11 - Maranhão	0,0	0,0	0,0%	
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%	
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%	
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%	
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%	
17 - Espírito Santo	0,0	0,0	0,0%	
18 - Goiás	0,0	989,2	0,0%	
19 - Mato Grosso	0,0	169,7	0,0%	
20 - Mato Grosso do Sul	0,0	1325,1	0,0%	
21 - Minas Gerais	0,0	465,0	0,0%	
22 - Rio de Janeiro	0,0	0,0	0,0%	
23 - Rondônia	0,0	24,0	0,0%	
24 - São Paulo	0,0	3692,5	0,0%	
25 - Paraná	0,0	290,0	0,0%	SUL
26 - Rio Grande do Sul	0,0	0,0	0,0%	
27 - Santa Catarina	0,0	6,5	0,0%	

Tabela 4-42 – Percentuais de Geração das usinas termelétricas Cen4 – 2022

<u>Estado</u>	<u>Despacho (MW)</u>	<u>Potência Instalada</u>	<u>Percentual Caso Fornecido</u>	
Térmicas Carvão, Diesel e Gás				
01 - Alagoas	0,0	174,6	0,0%	NORDESTE
02 - Bahia	1103,7	1399,5	78,9%	
03- Ceará	2124,7	2124,7	100,0%	
04 - Paraíba	510,4	510,4	100,0%	
05 - Pernambuco	2444,6	2681,4	91,2%	
06 - Piauí	52,0	52,0	100,0%	
07 - Rio Grande do Norte	340,0	459,4	74,0%	
08 - Sergipe	1516,0	1516,0	100,0%	
09 - Amazonas	876,0	995,5	88,0%	NORTE
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%	
11 - Maranhão	2480,6	2480,6	100,0%	
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%	
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%	
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%	
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%	
17 - Espírito Santo	378,6	378,6	100,0%	
18 - Goiás	365,1	412,8	88,4%	
19 - Mato Grosso	0,0	0,0	0,0%	
20 - Mato Grosso do Sul	428,0	428,0	100,0%	
21 - Minas Gerais	466,0	842,0	55,3%	
22 - Rio de Janeiro	5535,2	5535,3	100,0%	
23 - Rondônia	344,9	409,0	84,3%	
24 - São Paulo	1058,0	1058,0	100,0%	
25 - Paraná	500,0	500,0	100,0%	SUL
26 - Rio Grande do Sul	3266,3	3267,3	100,0%	
27 - Santa Catarina	857,0	857,0	100,0%	

4.7.2.5 Cenário 5

Esse cenário utiliza o período de carga leve aliado a intercâmbio entre regiões minimizado, quando há baixo carregamento da rede. Tem basicamente como objetivo analisar o impacto das obras indicadas no controle das sobretensões, possibilitando embasamento para indicação de reforços para realizar esse controle, se for o caso.

Da Tabela 4-43 à Tabela 4-50 são apresentados, de forma percentual, os valores praticados em cada uma das bacias para o ano 2022.

Tabela 4-43 – Intercâmbios energéticos Cen5 - 2022

Intercâmbios Energéticos (Balanço Estático)		
SE/CO - > SUL	-752,5	MW
N/NE-> SE/CO	1309,3	MW
EXP_N	386,9	MW
EXP_NE	922,4	MW

Tabela 4-44 – Percentuais de Geração por Submercado Cen5 - 2022

Norte	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	6604	22009	30,00%
PCH	35	70	50,00%
Eólica	199	442	45,00%
Solar	0	10	0,00%
Biomassa	0	0	0,00%
Térmica	1632	3476	46,95%

Nordeste	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	4161	10862	38,31%
PCH	113	226	50,00%
Eólica	6972	15504	44,97%
Solar	0	2632	0,00%
Biomassa	702	702	100,00%
Térmica	1020	8918	11,44%

SE/CO	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	18448	47721	38,66%
PCH	1667	3445	48,38%
Eólica	14	28	50,00%
Solar	0	780	0,00%
Biomassa	6635	6665	99,55%
Térmica +Nuclear	4346	12421	34,99%

SUL	Pot. Desp(MW)	Pot. Inst (MW)	(%)
UHE	6975	15562	44,82%
PCH	711	1428	49,79%
Eólica	1331	2958	44,99%
Solar	0	0	0,00%
Biomassa	305	305	100,00%
Térmica	1632	4624	35,30%

Tabela 4-45 – Percentuais de Geração das UHE por Bacias Cen5 - 2022

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
UHE			
1 - Jacuí(RS)	621,0	1380,0	45,0%
2 - Uruguai(SC)(RS)	2649,0	5886,9	45,0%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	215,1	478,0	45,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	3276,5	7271,2	45,1%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	2599,5	6753,6	38,5%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	1200,1	2750,7	43,6%
7 - Tietê(SP)	728,6	1812,0	40,2%
8 - Grande (MG)(SP)	3061,1	7653,0	40,0%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	3418,7	8525,8	40,1%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	1094,6	2736,7	40,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	302,1	755,2	40,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	405,2	1350,5	30,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	440,7	1041,0	42,3%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	3931,3	10577,4	37,2%
15 - Parnaíba (PI)	112,5	225,0	50,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	5455,8	12757,3	42,8%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	614,0	3265,0	18,8%
18 - Madeira(RO)(AM)	231,5	1082,7	21,4%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	1744,0	11883,1	14,7%
20 - Araguari (AP)	384,5	769,0	50,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	4200,0	7200,0	58,3%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	4632,0	7200,0	64,3%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	1881,0	7360,0	25,6%

Tabela 4-46 – Percentuais de Geração das PCH por Bacias Cen5 – 2022

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
PCH			
1 - Jacuí(RS)	194,6	389,2	50,0%
2 - Uruguai(SC)(RS)	260,6	484,6	53,8%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	179,5	359,0	50,0%
4 - Iguazu(PR)(SC)	38,2	76,4	50,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	155,8	311,6	50,0%
6 - Parapanema(SP)(PR)	16,4	32,8	50,0%
7 - Tietê(SP)	21,7	43,3	50,0%
8 - Grande (MG)(SP)	29,7	59,5	50,0%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	178,5	356,9	50,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	327,1	654,2	50,0%
11 - Paraguai(MT)(MS)	169,1	338,3	50,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	285,9	571,8	50,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	43,2	86,3	50,0%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	107,2	214,3	50,0%
15 - Parnaíba (PI)	0,0	0,0	0,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	219,0	438,0	50,0%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	224,6	449,1	50,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	69,8	207,5	33,6%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	26,0	95,7	27,2%
20 - Araguari (AP)	0,0	0,0	0,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	0,0	0,0	0,0%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	0,0	0,0	0,0%

Tabela 4-47 – Percentuais de Geração das usinas Eólicas por localidades Cen5 – 2022

Região Eólica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
Eólica			
1 – Delta do Parnaíba (PI)(MA)	266,9	593,2	45,0%
2 – Oeste do Ceará (CE)	606,2	1347,0	45,0%
3 – Leste do Ceará (CE)	804,0	1786,7	45,0%
4 – João Câmara (RN)	1639,9	3655,0	44,9%
5 – Lagoa Nova (RN)	198,0	440,0	45,0%
6 – Campina Grande (PB)(PE)	83,7	186,0	45,0%
7 – Angelim (PE)	333,7	741,5	45,0%
8 – Caldeirão Grande (PI)(CE)(PE)	1027,7	2283,9	45,0%
9 – Jardim (SE)(BA)	15,5	34,5	45,0%
10 – Central da Bahia (BA)	1275,5	2834,4	45,0%
11 – Igaporã (BA)	919,4	2043,0	45,0%
12 - Coxilha de Santana (RS)	164,7	366,0	45,0%
13 - Planalto das Missões (RS)	0,0	0,0	0,0%
14 - Serra Gaúcha (RS)	0,0	0,0	0,0%
15 - Lagoa dos Patos (RS)	619,7	1377,3	45,0%
16 - Litoral Sul (RS)	441,4	981,0	45,0%
17 - Escudo Rio-Grandense (RS)	0,0	0,0	0,0%
18 - Santa Catarina (SC)	105,3	234,1	45,0%
19 - Rio de Janeiro (RJ)	14,0	28,0	50,0%

Tabela 4-48 – Percentuais de Geração das plantas solares Cen5 – 2022

<u>Região de Plantas Solares</u>	<u>Despacho (MW)</u>	<u>Potência Instalada</u>	<u>Percentual Caso Fornecido</u>
Solares			
1 - Sobral (CE)	0,0	60,0	0,0%
2 - Crateús (CE)(PI)	0,0	0,0	0,0%
3 - Milagres (CE)(PB)	0,0	258,0	0,0%
4 - Mossoró (RN)(CE)	0,0	320,0	0,0%
5 - João Câmara (RN)	0,0	0,0	0,0%
6 - Natal (RN)	0,0	0,0	0,0%
7 - Lagoa Nova (RN)	0,0	60,0	0,0%
8 - Campina Grande (PB)	0,0	0,0	0,0%
9 - Angelim (PE)(AL)	0,0	105,0	0,0%
10 - Bom Nome (PE)	0,0	30,0	0,0%
11 - Curral Novo do Piauí (PI)(CE)	0,0	189,9	0,0%
12 - São João do Piauí (PI)	0,0	540,0	0,0%
13 - Sobradinho (PE)(BA)	0,0	149,3	0,0%
14 - Irecê (BA)	0,0	30,0	0,0%
15 - Bom Jesus da Lapa (BA)	0,0	709,4	0,0%
16 - Igarorã (BA)	0,0	90,3	0,0%
17 - Gilbués (PI)	0,0	0,0	0,0%
18 - Colinas (TO)	0,0	90,0	0,0%
19 - Miracema (TO)	0,0	10,0	0,0%
20 - Gurupi (TO)	0,0	0,0	0,0%
21 - Dianópolis (TO)	0,0	0,0	0,0%
22 - Janaúba (MG)	0,0	0,0	0,0%
23 - Pirapora (MG)	0,0	240,0	0,0%
24 - Paracatu (MG)	0,0	210,0	0,0%
25 - Triângulo (MG)	0,0	60,0	0,0%
26 - Goiás (GO)	0,0	0,0	0,0%
27 - Oeste de São Paulo (SP)	0,0	270,0	0,0%

Tabela 4-49 – Percentuais de Geração por estado das usinas a Biomassa Cen5 – 2022

<u>Estado</u>	<u>Despacho (MW)</u>	<u>Potência Instalada</u>	<u>Percentual Caso Fornecido</u>	
Biomassa				
01 - Alagoas	0,0	0,0	0,0%	NORDESTE
02 - Bahia	301,8	301,8	100,0%	
03- Ceará	0,0	0,0	0,0%	
04 - Paraíba	0,0	0,0	0,0%	
05 - Pernambuco	250,0	250,0	100,0%	
06 - Piauí	150,0	150,0	100,0%	
07 - Rio Grande do Norte	0,0	0,0	0,0%	
08 - Sergipe	0,0	0,0	0,0%	
09 - Amazonas	0,0	0,0	0,0%	NORTE
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%	
11 - Maranhão	0,0	0,0	0,0%	
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%	
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%	
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%	
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%	
17 - Espírito Santo	0,0	0,0	0,0%	
18 - Goiás	959,2	989,2	97,0%	
19 - Mato Grosso	169,7	169,7	100,0%	
20 - Mato Grosso do Sul	1325,1	1325,1	100,0%	
21 - Minas Gerais	465,0	465,0	100,0%	
22 - Rio de Janeiro	0,0	0,0	0,0%	
23 - Rondônia	24,0	24,0	100,0%	
24 - São Paulo	3692,5	3692,5	100,0%	
25 - Paraná	290,0	290,0	100,0%	SUL
26 - Rio Grande do Sul	8,0	8,0	100,0%	
27 - Santa Catarina	6,5	6,5	100,0%	

Tabela 4-50 – Percentuais de Geração das usinas termelétricas Cen5 – 2022

Usinas Nucleares	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido		
Nuclear					
1 - Angra 1 (RJ)	600,0	657,0	91,3%		
2 - Angra 2 (RJ)	1309,0	1350,0	97,0%		
3 - Angra 3 (RJ)	0,0	1350,0	0,0%		
Estado	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido		
Térmicas Carvão, Diesel e Gás					
01 - Alagoas	0,0	174,6	0,0%	NORDESTE	Brasil
02 - Bahia	200,0	1399,5	14,3%		
03 - Ceará	218,0	2124,7	10,3%		
04 - Paraíba	0,0	510,4	0,0%		
05 - Pernambuco	602,0	2681,4	22,5%		
06 - Piauí	0,0	52,0	0,0%		
07 - Rio Grande do Norte	0,0	459,4	0,0%		
08 - Sergipe	0,0	1516,0	0,0%		
09 - Amazonas	1057,1	995,5	106,2%	NORTE	
10 - Amapá	0,0	0,0	0,0%		
11 - Maranhão	575,1	2480,6	23,2%		
12 - Pará	0,0	0,0	0,0%		
13 - Roraima	0,0	0,0	0,0%		
14 - Tocantins	0,0	0,0	0,0%	SUDESTE / CENTRO OESTE	
15 - Acre	0,0	0,0	0,0%		
16 - Distrito Federal	0,0	0,0	0,0%		
17 - Espírito Santo	0,0	378,6	0,0%		
18 - Goiás	0,0	412,8	0,0%		
19 - Mato Grosso	0,0	0,0	0,0%		
20 - Mato Grosso do Sul	0,0	428,0	0,0%		
21 - Minas Gerais	50,0	842,0	5,9%		
22 - Rio de Janeiro	2332,2	5535,3	42,1%		
23 - Rondônia	0,0	409,0	0,0%		
24 - São Paulo	55,0	1058,0	5,2%	SUL	
25 - Paraná	189,5	500,0	37,9%		
26 - Rio Grande do Sul	1124,8	3267,3	34,4%		
27 - Santa Catarina	318,0	857,0	37,1%		

4.8 Limites Operativos

4.8.1 Tensão

De acordo com o submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede [6], foram considerados os limites de tensão conforme Tabela 4-51. Para barras de conexão à rede básica de agentes de distribuição e de consumidores livres ou potencialmente livres, devem ser adotados, em contingência, os mesmos limites de operação normal.

Tabela 4-51 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão

Tensão Nominal de Operação	Condição Normal de Operação		Condição Operativa de Emergência	
	(kV)	(pu)	(kV)	(pu)
<230	-	0,95 a 1,05	-	0,90 a 1,05
230	218 a 242	0,95 a 1,05	207 a 242	0,90 a 1,05
345	328 a 362	0,95 a 1,05	311 a 362	0,90 a 1,05
440	418 a 460	0,95 a 1,046	396 a 460	0,90 a 1,046
500	500 a 550	1,00 a 1,10	475 a 550	0,95 a 1,10
525	500 a 550	0,95 a 1,05	475 a 550	0,90 a 1,05
765	690 a 800	0,90 a 1,046	690 a 800	0,90 a 1,046

4.8.2 Fator de Potência

Nos pontos de conexão à Rede Básica e nos barramentos de fronteira, os acessantes devem manter o fator de potência nas faixas especificadas na Tabela 4-52, de acordo com o Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede do ONS.

Tabela 4-52 – Fatores de Potência por nível de tensão

Tensão Nominal do Ponto de Conexão	Faixa de Fator de Potência
$V_n \geq 345$ kV	0,98 indutivo a 1,0
69 kV $\leq V_n \leq 345$ kV	0,95 indutivo a 1,0
$V_n < 69$ kV	0,92 indutivo a 1,0 0,92 capacitivo a 1,0

O programa previsto de instalação de bancos capacitores pela Distribuidora foi considerado executado na ocorrência de violações de fator de potência das transformações de fronteira nos limites especificados, no mínimo.

4.8.3 Carregamento

Foram utilizados os limites de curta e longa duração informados pelas empresas proprietárias dos equipamentos no CPST – Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão. No caso de transformadores novos, foi considerada a capacidade operativa de curta duração (4 horas), correspondente a 120% da capacidade nominal do equipamento.

4.9 Classificação do Horizonte das Obras

Foram consideradas como determinativas as obras definidas dentro do horizonte do Programa de Expansão da Transmissão - PET [10]. As demais obras foram definidas como indicativas, e serão incorporadas ao Programa de Expansão de Longo Prazo – PELP [10].

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

No presente estudo serão realizadas análises do horizonte 2019-2031, a depender do cenário e tipo de análise. Para os cenários 1 e 2, que consideram o potencial solar, serão efetuadas análises a partir do ano de 2019, que é um horizonte que permite a implantação de obras mais simples como transformadores e equipamentos para controle de tensão, por exemplo, que podem permitir o aumento de margem para conexão de novos projetos no mais curto prazo. Nesse caso será levada em consideração, todavia, a harmonização dessas obras com os empreendimentos de ordem estruturante previstos para a região, em especial os concedidos no Leilão 005/2015 (Lote A) e 2ª Etapa Leilão 013/2015, cuja previsão de entrada em operação são os anos de 2021 e 2022, respectivamente. Já para os cenários 3 e 4 foi utilizado o ano de 2022 como inicial, pois do ponto de vista do atendimento à carga, é imperativo indicar reforços estruturantes considerando efeito das obras já planejadas previstas para entrar em operação em 2021 e 2022.

Para todos os cenários estendeu-se o horizonte até o ano 2031 – um horizonte de 10 anos a partir de 2022, aplicando-se, no quinquênio 2026-2031 fora do horizonte decenal, um crescimento de carga apenas na região Norte e Noroeste de Minas Gerais compatível com o incremento anual dos períodos anteriores. A medida tem por objetivo verificar o desempenho de mais longo prazo principalmente no que se refere ao atendimento da malha de distribuição, visando o dimensionamento adequado da modulação de novas transformações de fronteira.

5 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA

5.1 Sistema Elétrico de Interesse

Nesta etapa será apresentada a análise do sistema elétrico da região Norte e Noroeste de Minas Gerais. Esta região sofre influência direta dos carregamentos das linhas que integram a Interligação Nordeste - Sudeste, e o sistema receptor em 500 kV, composto pela atual SE Pirapora 2 e expansões futuras que a conectam com as SEs Janaúba 3 e Presidente Juscelino, interconectando à área central do Estado.

O sistema de interesse é apresentado na Figura 5-1 e é constituído de uma extensa malha de 500, 345 e 230 kV além de diversas subestações de fronteira e malha de 138 kV da distribuição.

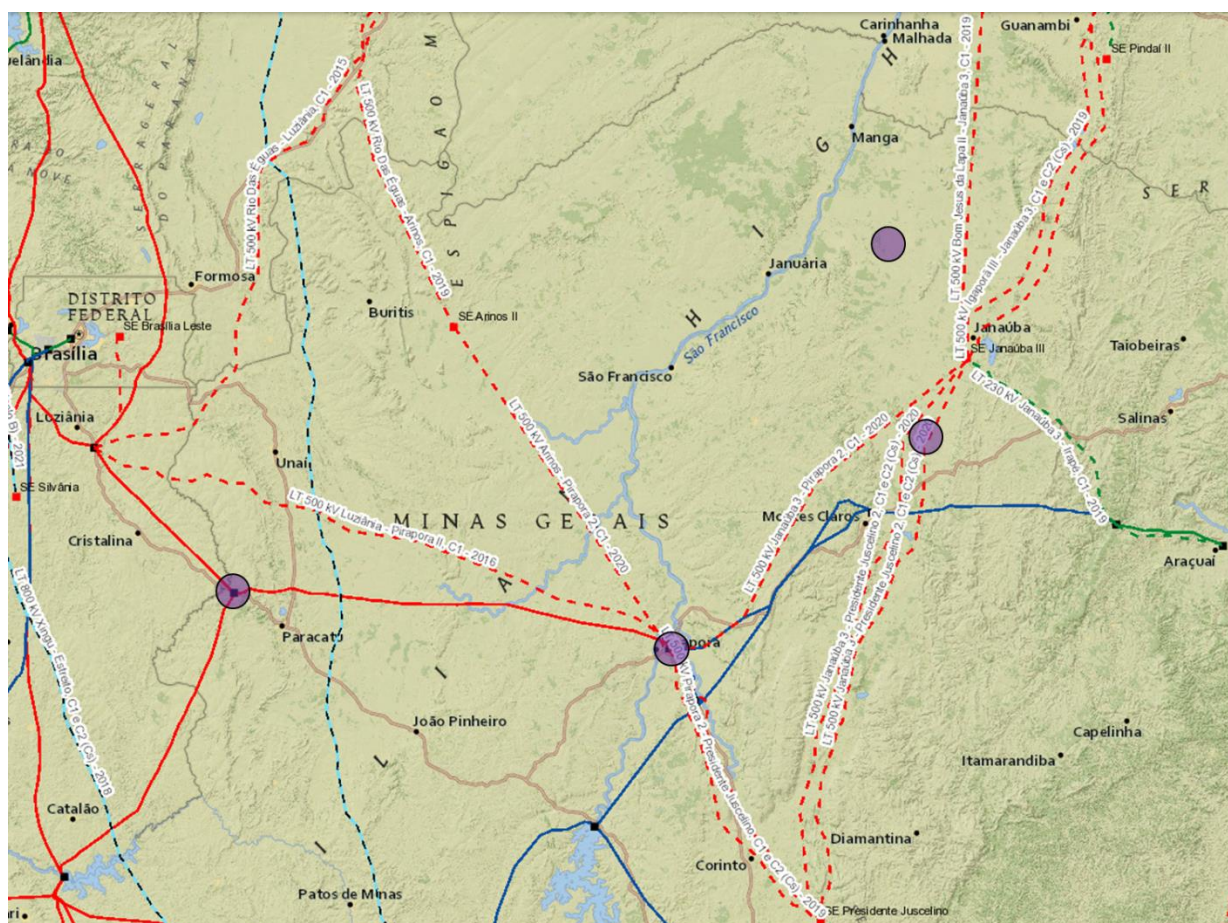


Figura 5-1 – Sistema de interesse e pontos considerados para conexão dos conjuntos solares

5.2 Desempenho Elétrico da Rede

Para as análises de desempenho elétrico da rede de interesse consideraram-se dois critérios principais. O primeiro foi o atendimento do sistema aos procedimentos de rede, em regime normal e N-1 de elemento simples como linhas de transmissão, transformadores, etc.

As listas de contingências são apresentadas na Tabela 5-1, Tabela 5-2, Tabela 5-3 e Tabela 5-4

Tabela 5-1 - Relação de contingências em 500 kV

500 kV	
LT 500 kV Arinos 2 - Pirapora 2, C1	LT 500 kV Mesquita - Mutum, C1
LT 500 kV Bom Despacho 3 - Ouro Preto 2, C1	LT 500 kV Neves 1 - Itabira 5, C1
LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Janaúba 3, C1	LT 500 kV Paracatu 4 - Emborcação, C1
LT 500 kV Emborcação - São Gotardo 2, C1	LT 500 kV Pirapora 2 - Paracatu 4, C1
LT 500 kV Governador Valadares 6 - Mutum, C1	LT 500 kV Pirapora 2 - Presidente Juscelino, C1
LT 500 kV Igaporã III - Janaúba 3, C1	LT 500 kV Poções III - Padre Paraíso 2, C1
LT 500 kV Janaúba 3 - Pirapora 2, C1	LT 500 kV Padre Paraíso 2 - Gov. Valadares 6, C1
LT 500 kV Janaúba 3 - Presidente Juscelino, C1	LT 500 kV Rio das Éguas - Arinos 2, C1
LT 500 kV Presidente Juscelino - Itabira 5, C1	LT 500 kV São Gotardo 2 - Bom Despacho 3, C1
LT 500 kV Luziânia - Paracatu 4, C1	LT 500 kV São Gotardo 2 - Nova Ponte, C1
LT 500 kV Luziânia - Pirapora 2, C1	LT 500 kV Vespasiano 2 - Itabira 5, C1
LT 500 kV Mesquita - Itabira 5, C1	

Tabela 5-2 - Relação de Contingências em 345 kV

345 kV
LT 345 kV Presidente Juscelino - Sete Lagoas 4, C1
LT 345 kV Montes Claros 2 - Irapé, C1
LT 345 kV Montes Claros 2 - Várzea da Palma, C1
LT 345 kV Pirapora 2 - Montes Claros 2, C1
LT 345 kV Pirapora 2 - Várzea da Palma, C1
LT 345 kV São Gotardo 2 - Três Marias, C1
LT 345 kV Sete Lagoas 4 - Neves 1, C1
LT 345 kV Sete Lagoas 4 - Betim 6, C1
LT 345 kV Três Marias - Sete Lagoas 4, C1
LT 345 kV Três Marias - Várzea da Palma, C1

Tabela 5-3 - Relação de Contingências em 230 kV

230 kV
LT 230 kV Gov. Valadares 6 - Conselheiro Pena, C1
LT 230 kV Gov. Valadares 6 - Gov. Valadares 2, C1
LT 230 kV Gov. Valadares 6 - Gov. Valadares 2, C2
LT 230 kV Gov. Valadares 6 - Mesquita, C1
LT 230 kV Irapé - Araçuaí 2, C1
LT 230 kV Irapé - Janaúba 3, C1

Tabela 5-4 - Relação de Contingências de Transformações

Transformações
TR 230/138 kV Araçuaí 2
TR 345/230 kV Irapé
TR 345/138 kV Montes Claros 2
TR 345/138 kV Pirapora 2
TR 500/345 kV Pirapora 2
TR 345/138 kV Várzea da Palma
TR 500/138 kV Paracatu 4
TR 345/289 kV Três Marias
TR 289/138 kV Três Marias
TR 500/345 kV São Gotardo 2
TR 500/345 kV Presidente Juscelino
TR 500/230 kV Governador Valadares 6

Salienta-se que, tanto para linhas de transmissão paralelas quanto para transformações com unidades em paralelo, apresentaram-se os resultados em que houve maior carregamento percentual do(s) elemento(s) paralelo(s) remanescente(s), dado que em alguns casos os elementos possuem capacidades e/ou parâmetros elétricos diferentes.

Em termos de monitoração dos fluxos, além das linhas de transmissão e transformações em pauta, foram monitorados tensão e fluxo em todas as barras e linhas de distribuição, respectivamente, as quais pertencem à malha Norte e Noroeste do Estado de Minas Gerais.

Seguindo a lógica mencionada dos cenários, será apresentado, primeiramente, o diagnóstico dos cenários 3 e 4, com o objetivo de se identificar problemas na rede independentemente da conexão das usinas fotovoltaicas.

5.3 Etapa 1: Desempenho Elétrico da Rede Existente e Indicação de Soluções - Cenários 3 e 4

5.3.1 Desempenho em Regime Normal de Operação

Nestes cenários não foram observadas sobrecargas na região de interesse para nenhum dos dois cenários. No entanto, do ponto de vista de tensão, observaram-se valores degradados em regime normal de operação em algumas barras 138 kV da malha de distribuição em anel que atende a região Norte de Minas e que é alimentada pelas subestações de fronteira Montes Claros 2 e Janaúba 3, principalmente. Esse problema foi verificado nos cenários 3A, 3B, 4A e 4B, sendo neste último o afundamento mais pronunciado. Os resultados para o horizonte 2022-2025 são mostrados na Figura 5-2.

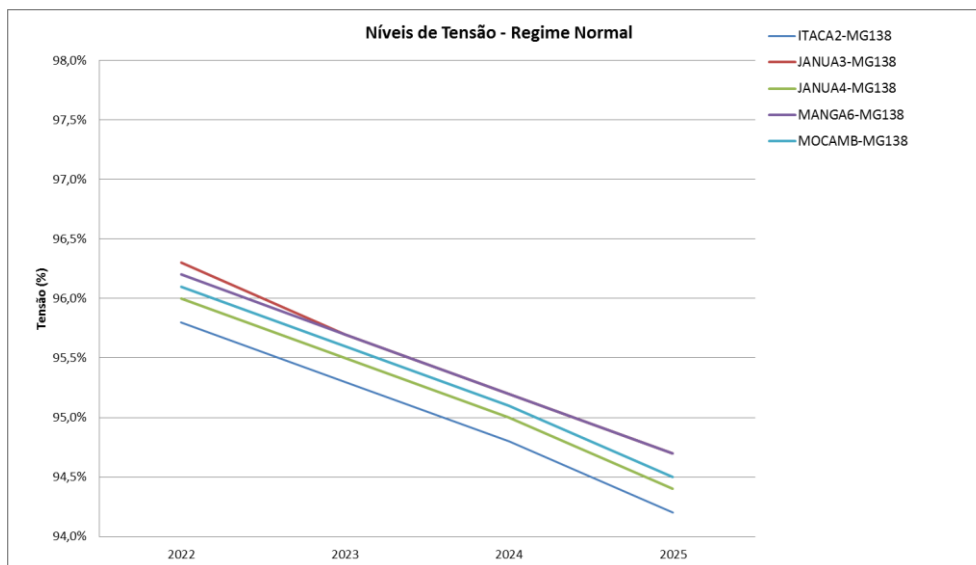


Figura 5-2 – Níveis de tensão em regime normal de operação – barras com violação

5.3.2 Desempenho em Regime de Emergência

Em regime de emergência, foram identificadas algumas violações, em especial contingências na malha 345 kV e 230 kV entre Pirapora 2 e Irapé.

Do ponto de vista de tensão, verificaram-se níveis muito degradados de tensão, abaixo de 0,9 pu, para barras de 138 kV de toda a malha atendida por Montes Claros 2 e Janaúba 3. Os piores níveis de tensão foram observados na perda da LT 230 kV Irapé – Janaúba 3 ou da transformação 230/138 kV Janaúba 3, em todos os cenários, sendo que no 4B observaram-se os valores mais críticos, conforme ilustrado na Figura 5-3.

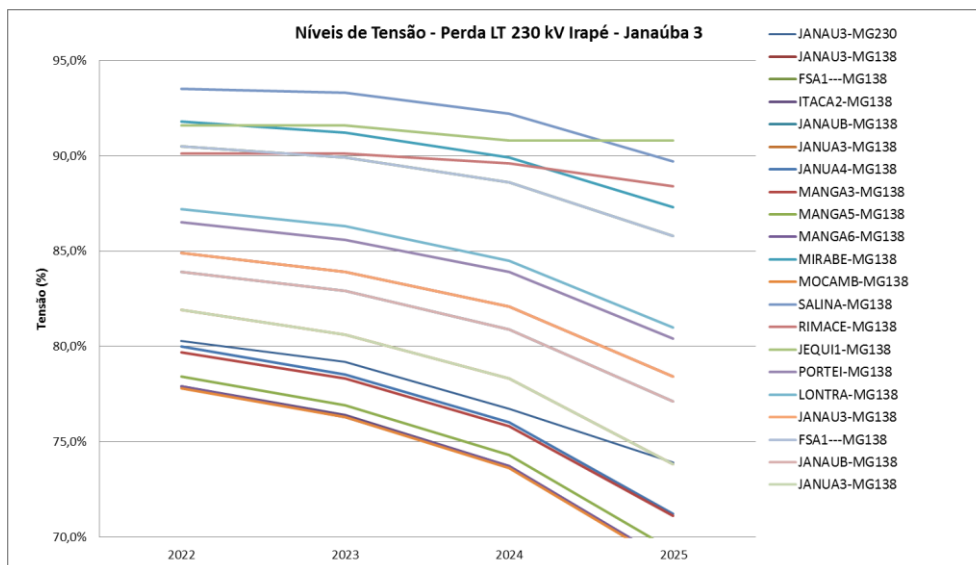


Figura 5-3 – Níveis de tensão na perda LT 230 kV Irapé – Janaúba 3 ou ATR 230/138 kV Janaúba 3 – Cenário 4B

Outra contingência que ocasiona afundamentos sérios de tensão é a perda da LT 345 kV Montes Claros 2 – Irapé. Por ser um circuito simples, essa perda basicamente desacopla a UHE Irapé do resto sistema, permanecendo conectada apenas por ligações fracas em 138 kV da região de Irapé, Araçuaí e Janaúba 3. Observam-se afundamentos de tensão não apenas em barras de distribuição, mas também em barras de Rede Básica, como Montes Claros 2 345 kV, Irapé 345 kV e 230 kV, Araçuaí 230 kV e Janaúba 3 230 kV. Essas violações foram observadas com maior intensidade no cenário 4B, conforme ilustra a Figura 5-4.

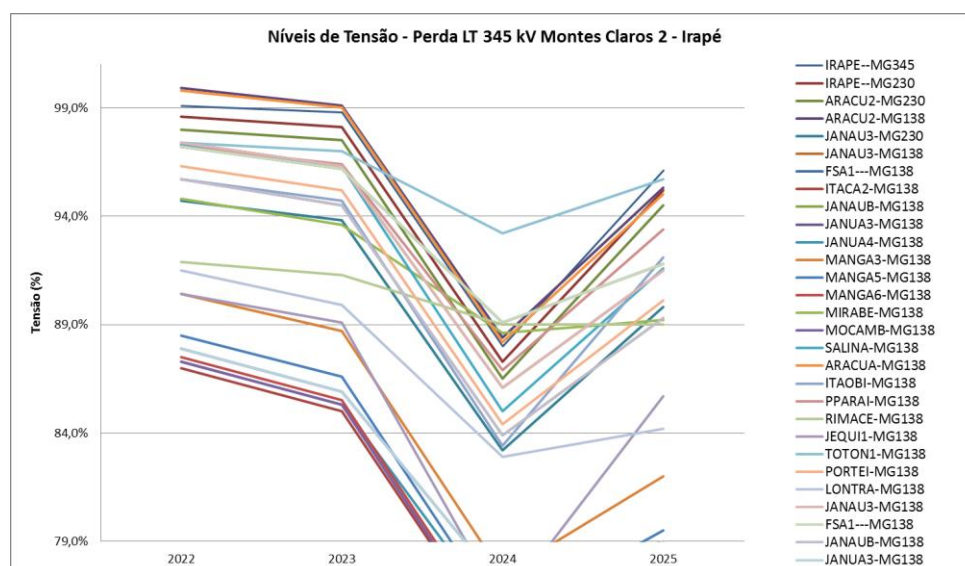


Figura 5-4 – Níveis de tensão na perda LT 345 kV Montes Claros 2 – Irapé – Cenário 4B

A estabilização ou leve melhora observada no ano 2025 é apenas reflexo da utilização de um compensador síncrono fictício de até 70 Mvar utilizado na barra Montes Claros 2 345 kV de forma

a permitir a convergência do caso. Isso demonstra e elevada deterioração dos níveis de tensão naquele ano.

A perda da LT 345 kV Pirapora 2 – Montes Claros 2 também acarreta um efeito de afundamento de toda a área. A Figura 5-6 ilustra os resultados. Observam-se afundamentos de tensão não apenas em barras de distribuição, mas também em barras de Rede Básica, como Montes Claros 2 345 kV, Irapé 345 kV e 230 kV, Araçuai 230 kV e Janaúba 3 230 kV. Esse cenário foi observado nos cenários 3A, 3B e 4B, sendo observados os maiores afundamentos neste último.

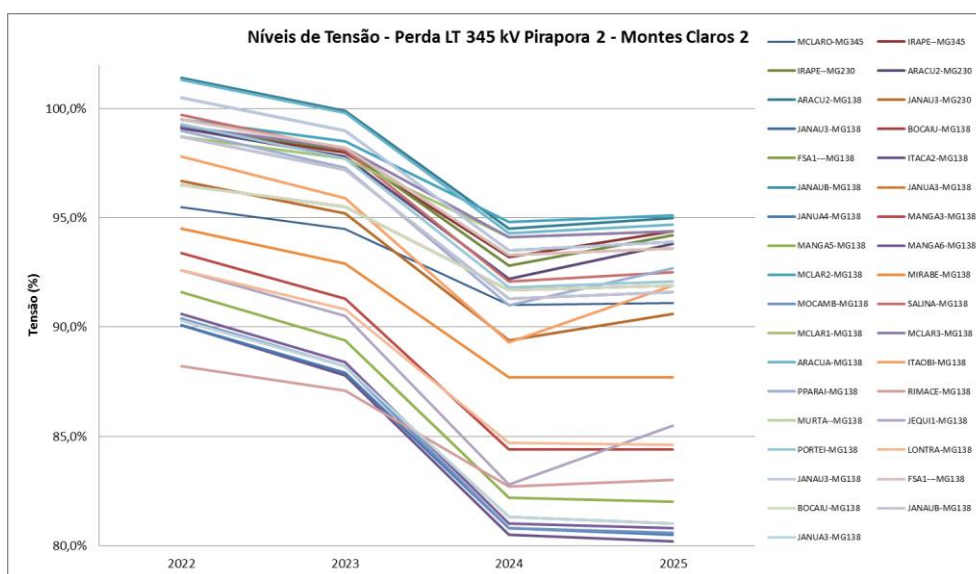


Figura 5-5 – Níveis de tensão na perda LT 345 kV Pirapora 2 – Montes Claros 2 – Cenário 4B

A estabilização ou leve melhora observada no ano 2025 é apenas reflexo da utilização de um compensador síncrono fictício de 15 Mvar utilizado na barra Irapé 345 kV de forma a permitir a convergência do caso. Isso demonstra e elevada deterioração dos níveis de tensão naquele ano.

A perda da LT 345 kV Montes Claros 2 – Várzea da Palma também acarreta um efeito de afundamento de toda a área, sendo observadas violações apenas no cenário 4B. A Figura 5-6 ilustra os resultados.

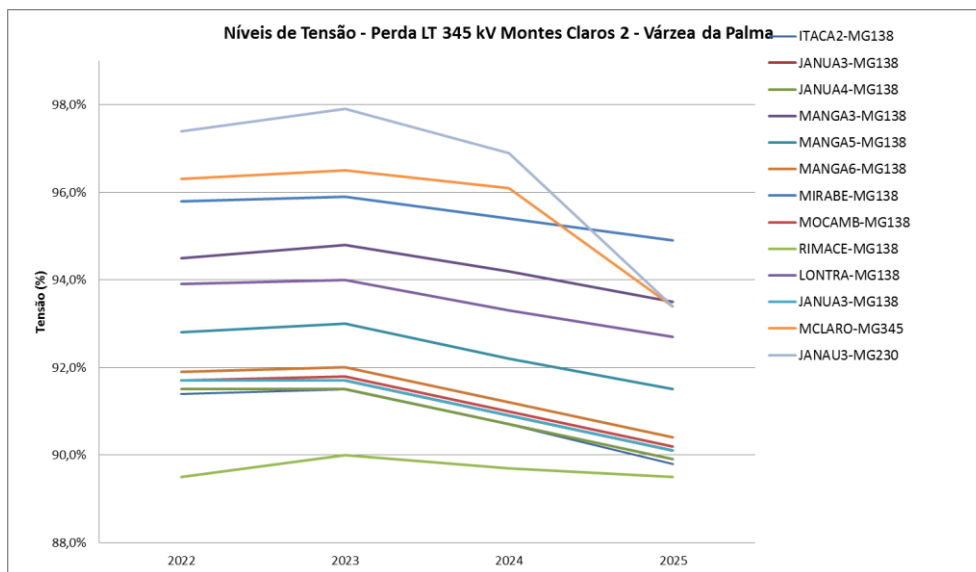


Figura 5-6 – Níveis de tensão na perda LT 345 kV Montes Claros 2 – Várzea da Palma – Cenário 4B

A estabilização ou leve melhora observada no ano 2025 é apenas reflexo da utilização de um síncrono fictício de 15 Mvar utilizado na de barra Irapé 345 kV de forma a permitir a convergência do caso. Isso mostra o nível de tensão deteriorado do caso.

Do ponto de vista de carregamento, foram observadas violações em dois elementos, e carregamentos acima de 85% em outros quatro, porém sem violações. A violação mais severa verificada ocorre no N-1 da transformação 345/138 kV de Montes Claros 2, que tem uma unidade com capacidade reduzida em emergência, de apenas 165 MVA. Altos carregamentos são observados em todos os cenários, mas o mais severo ocorre no 4B. Além dessa contingência, as contingências da LT 230 kV Irapé – Janaúba 3 e da LT 345 kV Montes Claros 2 - Irapé também resultam altos carregamentos nessa unidade transformadora 345/138 kV de Montes Claros 2, no cenários 3A e 4B, respectivamente. Em ambos os casos, o aumento de carga previsto para a RIMA Industrial possui grande influência nessas violações. A Figura 5-7 e a Figura 5-8 ilustram os carregamentos nos cenários em que houve maior violação.

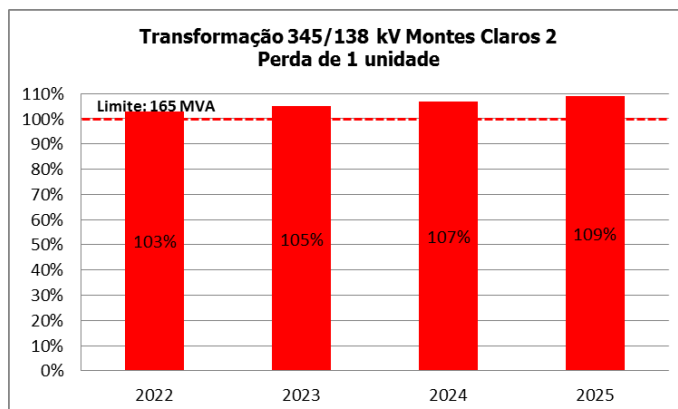


Figura 5-7 – Carregamento N-1 transformação 345/138 kV Montes Claros 2 – Cenário 4B

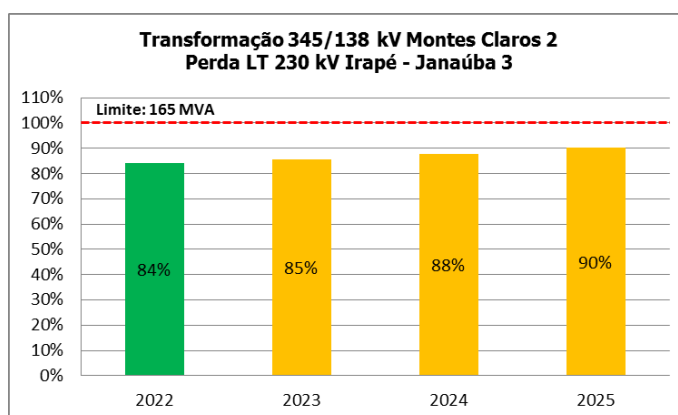


Figura 5-8 – Carregamento transformação 345/138 kV Montes Claros 2 – Perda LT 230 kV Irapé – Janaúba 3 ou ATR 230/138 kV Janaúba 3 – Cenário 3A

Verificou-se, adicionalmente, violação marginal na transformação 345/138 kV da SE Irapé, no ano de 2025, quando da perda de uma unidade transformadora. Foram verificados altos carregamentos nos cenários de variante A, sendo o 4A o mais severo. A Figura 5-9 ilustra o carregamento constatado.

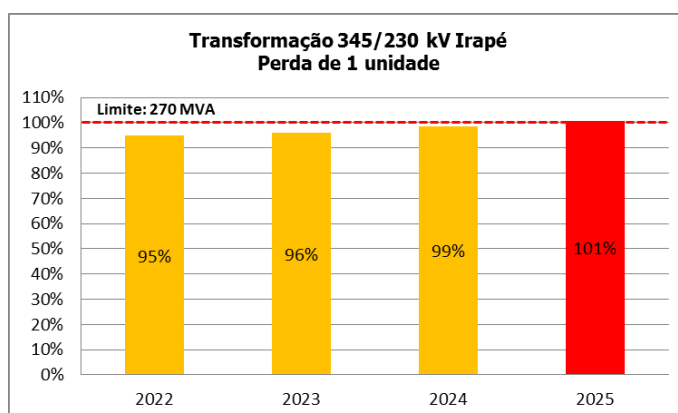


Figura 5-9 – Carregamento N-1 transformação 345/230 kV Irapé – Cenário 4A

Outros elementos merecem destaque pelo alto carregamento, acima de 85% dentro do horizonte decenal. A transformação 500/345 kV de Pirapora 2 atinge carregamento de até 89% na perda de uma unidade, no cenário 4B, enquanto que a LD 138 kV Pirapora 2 – Pirapora 1, de 150 MVA, alcança 86% na contingência da LT 345 kV Pirapora 2 – Várzea da Palma, no cenário 3B. A Figura 5-10 e a Figura 5-11 mostram a evolução para esses casos, respectivamente.

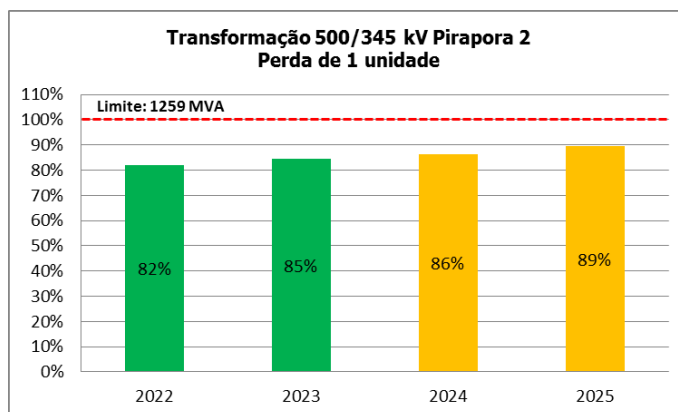


Figura 5-10 – Carregamento N-1 transformação 500/345 kV Pirapora 2 – Cenário 4B

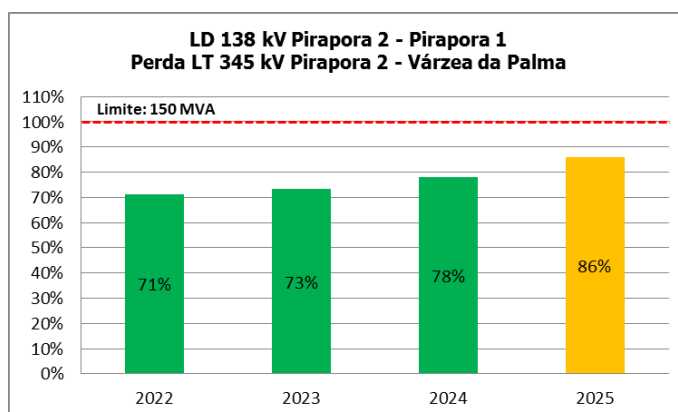


Figura 5-11 – Carregamento LD 138 kV Pirapora 2 – Pirapora 1 – Perda LT 345 kV Pirapora 2 - Várzea – Cenário 3B

5.3.3 Indicação Qualitativa de Soluções Comuns

Os resultados mostram que pela característica radializada da Rede Básica que atende essa região (ver Figura 5-12), a contingência simples de vários trechos a partir da SE Pirapora 2 causa afundamentos severos de tensão e/ou sobrecargas. Deve-se notar que, apesar de prever-se a implantação dos pátios de 500 kV e 230 kV da SE Janaúba 3 contíguos um ao outro, não está previsto, ainda, o seu acoplamento via transformação 500/230 kV.

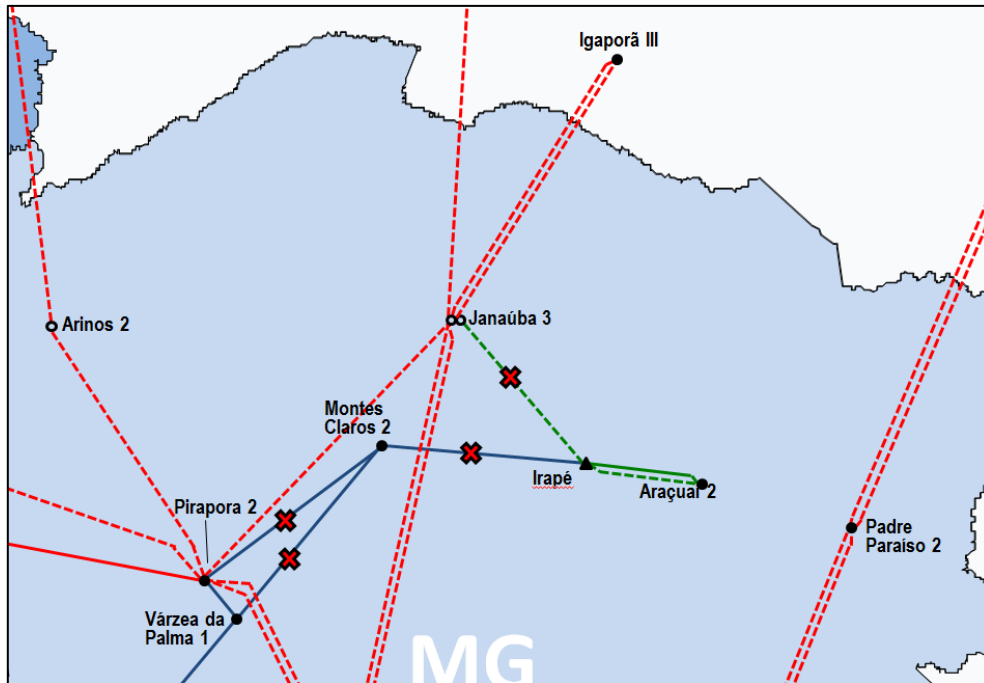


Figura 5-12 – Característica radializada do sistema no Norte de Minas Gerais

Tal conexão foi cogitada no estudo EPE-DEE-RE-148/2014 [11], no entanto, em razão do impacto desse acoplamento no sistema de distribuição atendido pela transformação 500/230 kV de Janaúba 3, essa análise foi adiada para possibilitar a participação da distribuidora envolvida, a CEMIG-D.

O objetivo desta etapa é uma análise comparativa desta conexão com outras alternativas que poderiam solucionar de forma semelhante os problemas. Desta forma, foram cogitadas quatro alternativas preliminares, a saber:

- Alternativa P1 (Figura 5-13)
 - Transformação 500/230 kV Janaúba 3, de 600 MVA

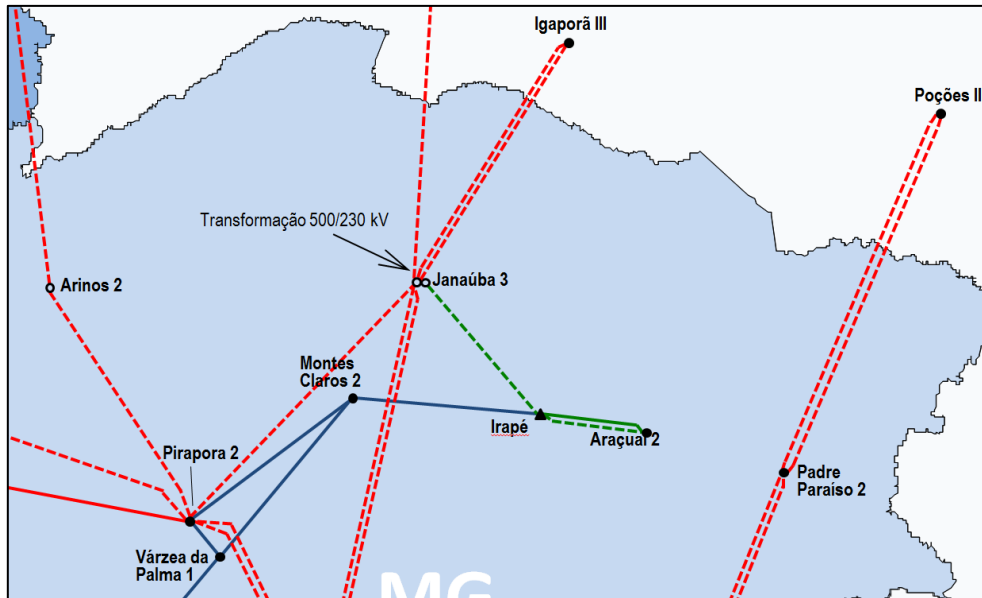


Figura 5-13 – Alternativa P1

- Alternativa P2 (Figura 5-14)
 - Novo pátio 230 kV Padre Paraíso 2
 - Transformação 500/230 kV, de 300 MVA em Padre Paraíso 2
 - LT 230 kV Padre Paraíso 2 – Araçuaí 2
 - LT 230 kV Irapé – Janaúba 3

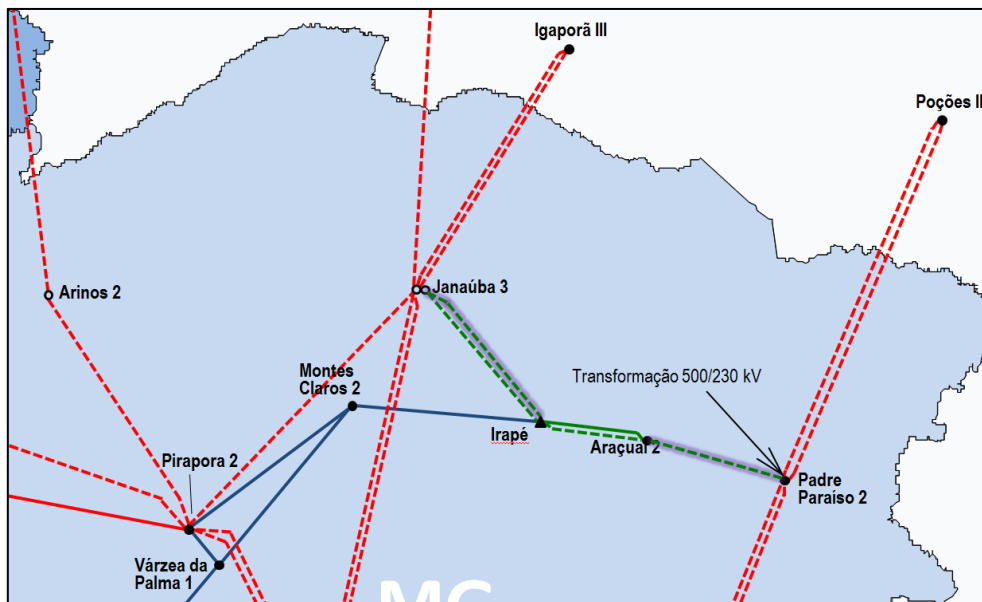


Figura 5-14 – Alternativa P2

- Alternativa P3 (Figura 5-15)
 - Novo pátio 345 kV Janaúba 3

- Transformação 345/230 kV Janaúba 3, de 450 MVA
- LT 345 kV Montes Claros 2 (ou ponto próximo) – Janaúba 3

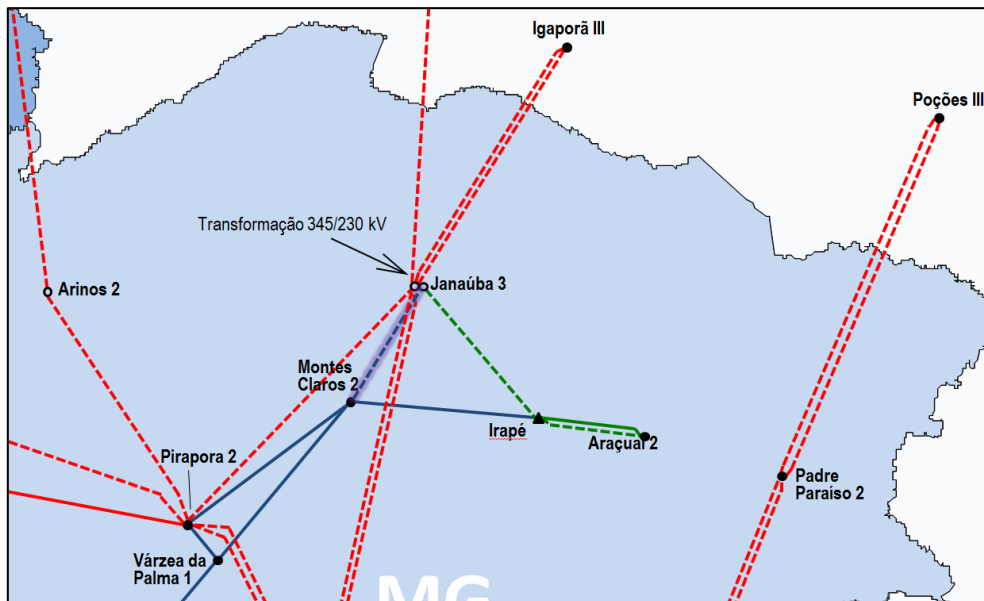


Figura 5-15 – Alternativa P3

- Alternativa P4 (Figura 5-16)
 - LT 345 kV Montes Claros 2 (ou ponto próximo) – Irapé C2
 - LT 230 kV Irapé – Janaúba 3 C2

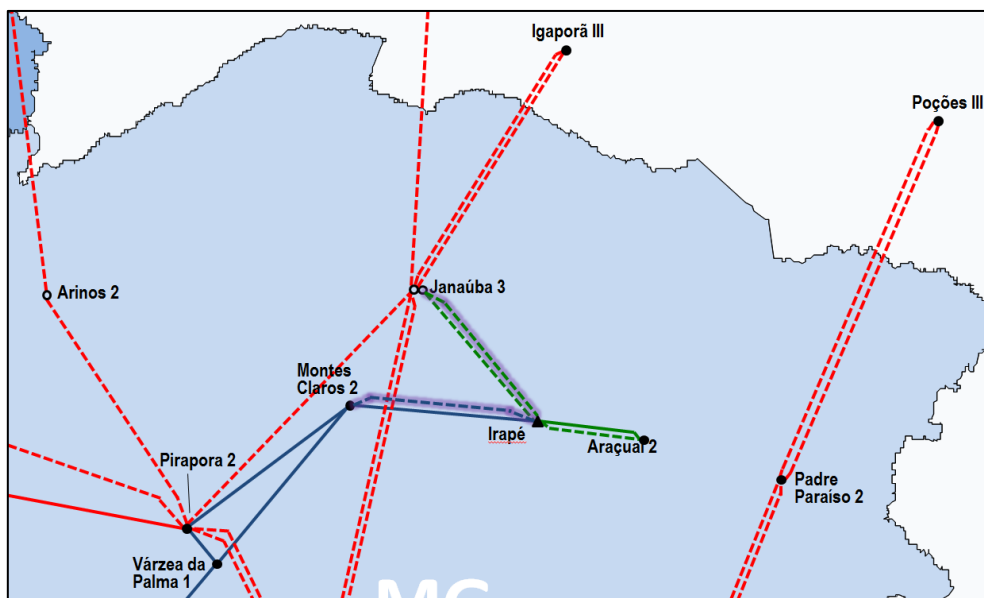


Figura 5-16 – Alternativa P4

As quatro soluções preliminares, da forma como apresentadas, solucionam os seguintes problemas da fase de diagnóstico:

- Afundamento de tensão nas seguintes contingências:
 - LT 345 kV Pirapora 2 – Montes Claros 2 (Figura 5-5)
 - LT 345 kV Várzea da Palma – Montes Claros 2 (Figura 5-6)
 - LT 345 kV Montes Claros 2 – Irapé (Figura 5-4)
 - LT 230 kV Irapé – Janaúba 3 (Figura 5-3)
- Sobrecarga em contingência no seguinte elemento:
 - Transformação 345/230 kV Irapé - exceto alternativa P4 (Figura 5-9)

Por outro lado, essas alternativas não solucionam as seguintes questões:

- Afundamento de tensão nas seguintes condições:
 - Em regime normal, na malha 138 kV da região de Janaúria, Manga e Itacarambi (Figura 5-2)
 - Na contingência do ATR 230/138 kV Janaúba 3 (Figura 5-3)
- Sobrecargas em contingência no seguinte elemento:
 - Transformação 345/138 kV Montes Claros 2 (Figura 5-7)

Não se focará, nesta análise, nessas questões sem solução, pois elas estão totalmente correlacionadas à malha de 138 kV em anel atendido pelas SEs de fronteira Montes Claros 2 e Janaúba 3, e seu equacionamento será levado em consideração quando da proposição de alternativas de escoamento para o *cluster* Extremo Norte de Minas Gerais.

A análise qualitativa das alternativas indica, ainda, que apenas as alternativas P1 e P2 proporcionam, como vantagem, uma leve diminuição na transformação 500/345 kV Pirapora 2, para a qual verificaram-se carregamentos elevados (ver Figura 5-10), sendo observado um alívio maior na Alternativa P1. A LT 230 kV Padre Paraíso 2 – Araçuaí 2, presente na alternativa P2 apresentou um carregamento bastante baixo em 2025 (85 MW), tendo com maior função ser uma LT de *backup* em caso de contingências. Já a transformação 500/230 kV na SE Janaúba 3, da alternativa P1 proporciona uma maior distribuição de fluxos, permitindo a injeção de um montante razoável de potência em uma região bastante radializada do sistema.

Do ponto de vista de custo de implantação, é perceptível a alta atratividade da alternativa P1, que dispensa a implantação de quaisquer linhas de transmissão e/ou novos pátios de subestação. As alternativas P3 e P4, por exemplo, poderão demandar ainda a construção de nova subestação,

localizada próxima a Montes Claros 2, visto que esta SE localiza-se em área adjacente à mancha urbana do município.

O único inconveniente da alternativa P1, conforme já mencionado, é que o forte acoplamento em 500 kV proporciona maior injeção via transformação 230/138 kV Janaúba 3, com rebatimentos na malha de 138 kV local. A Figura 5-17 ilustra a violação de carregamento observada na LD 138 kV Janaúba 3 – Janaúba em regime normal no cenário 4, quando adicionado o acoplamento 500/230 kV, equivalente a uma transformação de 600 MVA de capacidade.

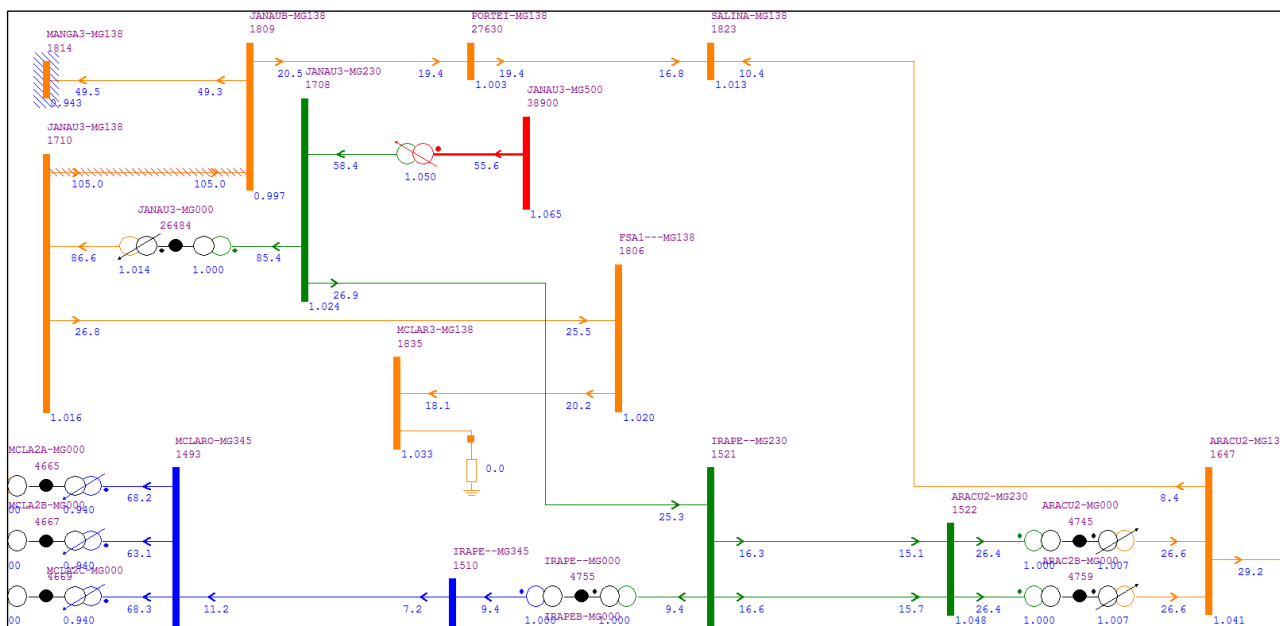


Figura 5-17 – Violação carregamento malha 138 kV Norte de Minas Gerais para acoplamento 500/230 kV Janaúba 3

Essa violação, porém, não será considerada uma preocupação, visto que a alternativa de escoamento para o conjunto de empreendimentos do Extremo Norte deverá solucionar esse inconveniente.

Por todas as razões apresentadas, e em face principalmente do baixo custo e complexidade da obra diante da quantidade de problemas que ela soluciona, o acoplamento 500/230 kV na SE Janaúba 3 será considerada obra comum em todas as alternativas. A modulação da transformação, no entanto, deverá ser definida em função do desempenho dessa obra em conjunto com as demais obras que compoem as alternativas.

5.4 Etapa 2: Escoamento dos Empreendimentos Fotovoltaicos – Cenários 1 e 2

5.4.1 Conjunto Paracatu

Para esse conjunto, de acordo com as premissas apresentadas na Tabela 4-3, está prevista uma expansão de aproximadamente 195 MW até o ano de 2025. Esse montante é somado aos 210 MW já contratados na área de influência da SE Paracatu 4, referentes a 7 projetos. De maneira a serem verificados os impactos dessa expansão na rede existente, foram simulados dois pontos de conexão para a expansão vislumbrada, sendo o primeiro, o barramento 138 kV de Paracatu 4, e o segundo, o barramento 500 kV da mesma subestação.

As simulações mostraram que, em nenhum dos dois pontos de conexão desse potencial foram verificadas quaisquer violações em regime normal e em contingência. Observou-se, todavia, no caso de conexão via barramento de 138 kV, carregamentos ligeiramente mais elevados na malha de 138 kV do sistema de distribuição regional. De forma ilustrativa, a Figura 5-18 e a Figura 5-19 ilustram o carregamento na LD 138 kV Paracatu 1 – Paracatu 2 e LD 138 kV Paracatu 2 – João Pinheiro, respectivamente, na perda da LT 500 kV Paracatu 4 – Emborcação, para o cenário 1B.

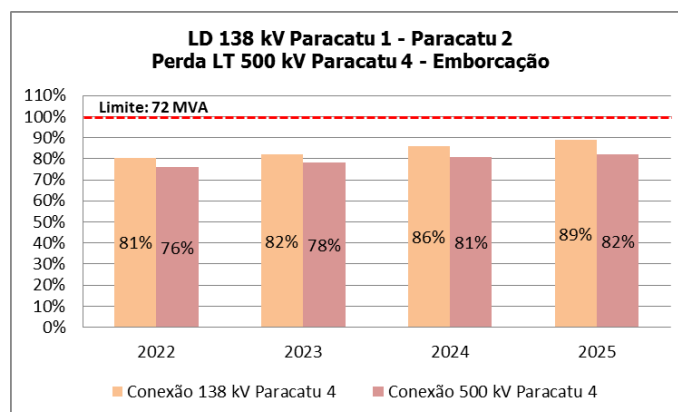


Figura 5-18 – Carregamento LD 138 kV Paracatu 1 – Paracatu 2: variação do barramento de conexão

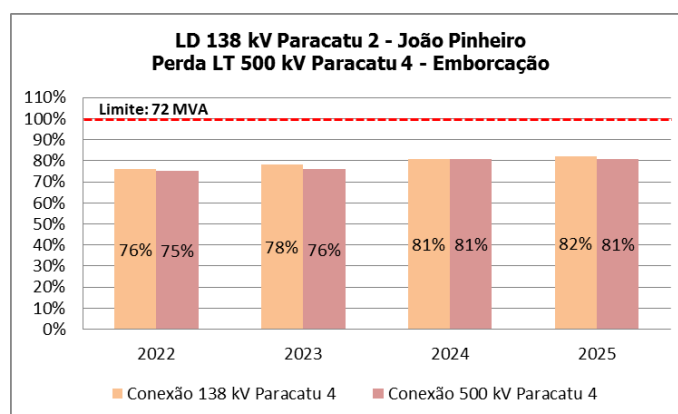


Figura 5-19 – Carregamento LD 138 kV Paracatu 2 – João Pinheiro: : variação do barramento de conexão

Observaram-se carregamentos elevados nessas LDs na contingência da LT 500 kV Paracatu 4 - Emborcação, sendo que quando a conexão dos projetos de energia solar fotovoltaica potencial se deu no barramento 138 kV da SE Paracatu 4, verificaram-se carregamentos ligeiramente maiores.

No entanto, pode-se afirmar que, do ponto de vista de fluxo de potência, ambos os barramentos de conexão possibilitam o escoamento do potencial previsto, sem necessidade de obras adicionais.

5.4.2 Conjunto Pirapora-Várzea da Palma

De acordo com as premissas apresentadas para esse conjunto, além dos 240 MW de potência instalada já contratada em 8 projetos, estimou-se uma expansão de aproximadamente 410 MW de potência instalada adicional para a área de influência da SE 500/345/138 kV Pirapora 2. De maneira a serem verificados os impactos dessa expansão de potência na rede existente, foram simulados três pontos de conexão para a expansão vislumbrada, sendo o primeiro, o barramento 138 kV de Pirapora 2, o segundo, o barramento 345 kV da mesma subestação e por último o barramento 500 kV. Salienta-se que, de acordo com informações pós-leilão, todos os 8 projetos já contratados conectar-se-ão no barramento de 138 kV da subestação Pirapora 2, sendo que as referidas alternativas de conexão foram testadas apenas para os 410 MW em potencial.

A seguir serão mostradas as contingências para as quais houve violações e/ou carregamentos elevados.

Contingência LT 345 kV Pirapora 2 – Várzea da Palma

Na perda desta LT houve violação de carregamento nos seguintes elementos:

- LD 138 kV Pirapora 1 – Várzea da Palma 1 (Conexão 138 kV, 345 kV e 500 kV) – Cenários 1A, 1B, 2A e 2B;
- LD 138 kV Pirapora 2 – Várzea da Palma 1 (Conexão 138 kV) – Cenários 1A, 1B, 2A e 2B;
- LD 138 kV Pirapora 2 – Pirapora 1 (Conexão 138 kV) – Cenário 1B

A Figura 5-20, Figura 5-21 e Figura 5-22 ilustram, respectivamente, os carregamentos para esses elementos nos cenários em que houve maior carregamento.

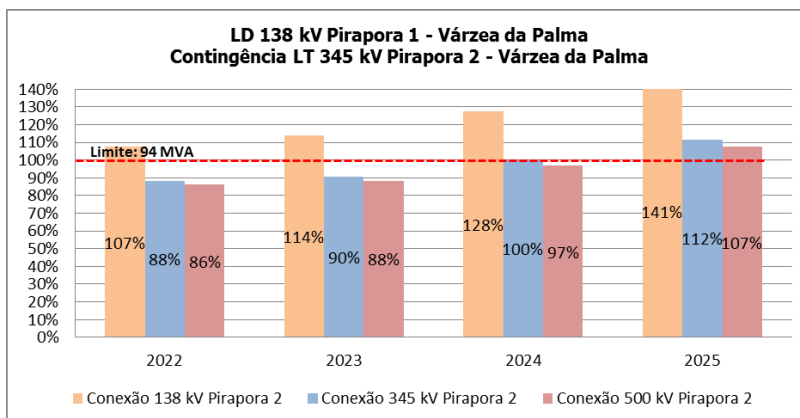


Figura 5-20 – Carregamento LD 138 kV Pirapora 1 – Várzea da Palma: variação do barramento de conexão – Cenário 2B

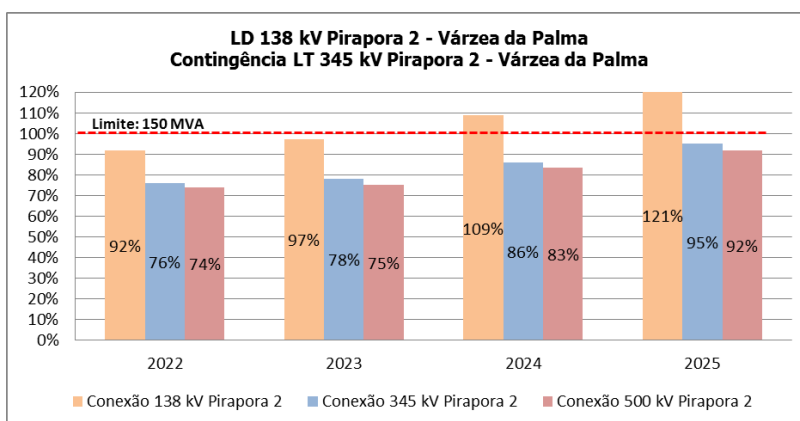


Figura 5-21 – Carregamento LD 138 kV Pirapora 2 – Várzea da Palma: variação do barramento de conexão – Cenário 2B

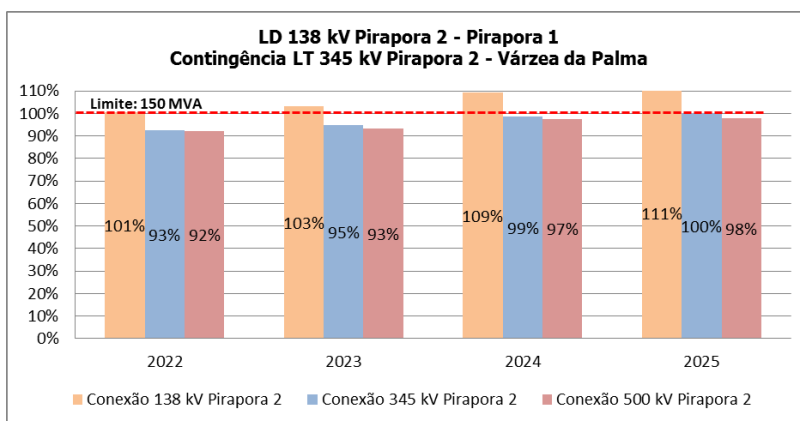


Figura 5-22 – Carregamento LD 138 kV Pirapora 2 – Pirapora 1: variação do barramento de conexão – Cenário 1B

Contingência LT 345 kV Três Marias – Várzea da Palma

Na perda desta LT houve violação de carregamento no seguinte elemento:

- LD 138 kV Três Marias – Várzea da Palma 1 (Conexão 138 kV e 345 kV) – Cenários 1B e 2B

Foi observado, adicionalmente, alto carregamento no seguinte elemento:

- LD 138 kV Pirapora 1 - Buritizeiro (Conexão 138 kV) – Cenário 1B

A Figura 5-23 e a Figura 5-24 ilustram, respectivamente, os carregamentos para esses elementos nos cenários em que houve maior carregamento.

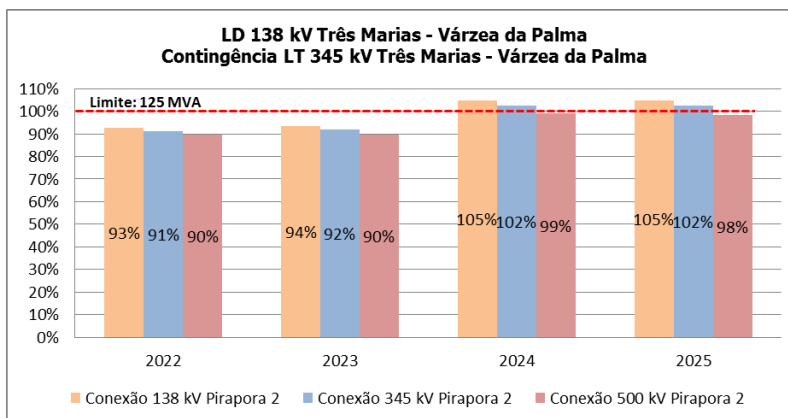


Figura 5-23 – Carregamento LD 138 kV Três Marias – Várzea da Palma: variação do barramento de conexão – Cenário 1B

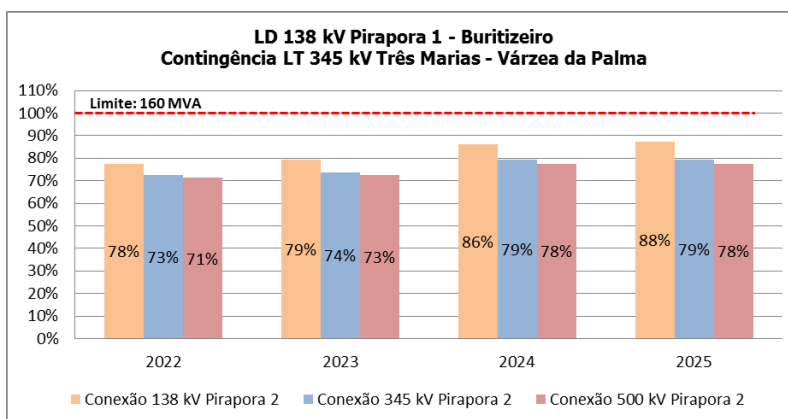


Figura 5-24 – Carregamento LD 138 kV Pirapora 1 – Buritizeiro: variação do barramento de conexão – Cenário 1B

Contingência 1 ATR 345/138 kV Pirapora 2

Na perda de uma unidade transformadora desta SE houve violação de carregamento no seguinte elemento:

- LD 138 kV Pirapora 1 – Várzea da Palma (Conexão 138 kV) – Cenários 2A e 2B

Foi observado, adicionalmente, alto carregamento no seguinte elemento:

- LD 138 kV Pirapora 2 – Várzea da Palma (Conexão 138 kV) – Cenário 2B

A Figura 5-25 e a Figura 5-26 ilustram, respectivamente, os carregamentos para esses elementos nos cenários em que houve maior carregamento.

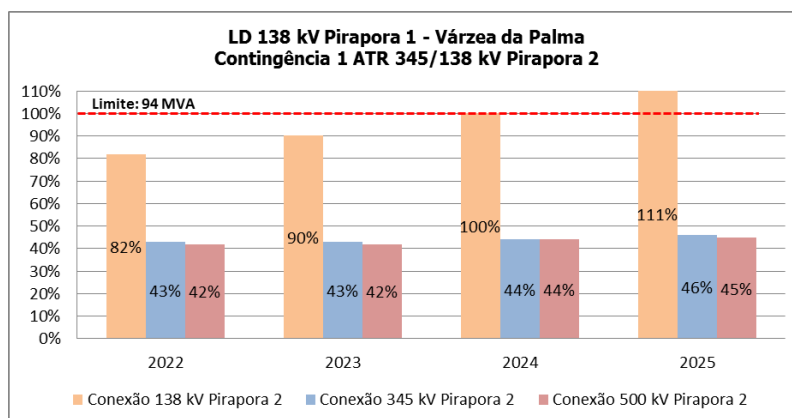


Figura 5-25 – Carregamento LD 138 kV Pirapora 1 – Várzea da Palma: variação do barramento de conexão – Cenário 2B

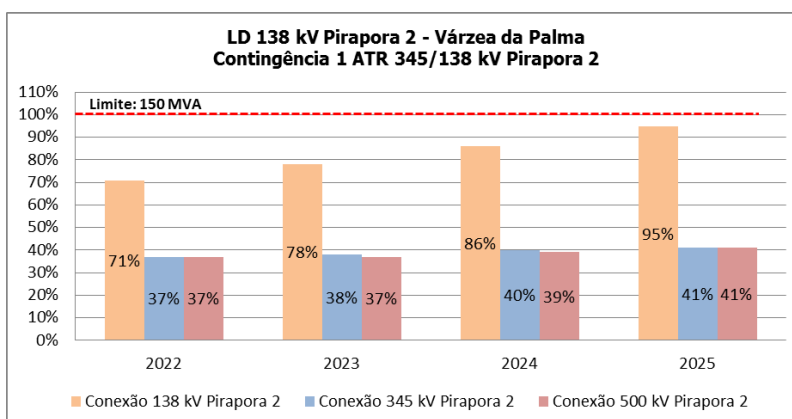


Figura 5-26 – Carregamento LD 138 kV Pirapora 2 – Várzea da Palma: variação do barramento de conexão – Cenário 2B

As análises dessas três contingências mostram que a conexão do potencial de 410 MW no barramento de 138 kV da subestação Pirapora 2, adicionalmente aos 240 MW já contratados, ocasiona um grande impacto na malha de 138 kV da região, com violações severas em várias LDs para contingências de elementos da Rede Básica. O destaque fica para a violação de 41% acima do limite de emergência na LD 138 kV Pirapora 1 – Várzea da Palma em 2025, para contingência da LT 345 kV Pirapora 2 – Várzea da Palma.

Por outro lado, a conexão do potencial nos barramentos de 345 kV ou 500 kV possibilitaram um alívio muito maior dos carregamentos na malha de 138 kV regional em contingências. Não houve uma diferença significativa para a alternativa em 345 kV e 500 kV, sendo observado apenas um alívio ligeiramente maior para o caso de conexão em 500 kV. Ainda assim, para esses dois níveis mais elevados de tensão, observaram-se violações ou iminência de violação na LD 138 kV Pirapora 1 – Várzea da Palma (Figura 5-20), LD 138 kV Pirapora 2 - Pirapora 1 (Figura 5-22) e LD 138 kV Três Marias – Várzea da Palma (Figura 5-23), a partir do ano de 2024.

5.4.3 Análise do Caso Pirapora – Escolha do Ponto de Conexão

As análises de contingência mostraram que a conexão do potencial de geração no setor de 138 kV da SE apresenta um impacto maior no sistema de distribuição quando comparado às opções em 345 kV e 500 kV. Foi observado que as maiores restrições observadas para a conexão do potencial solar foram os carregamentos na LD 138 kV Pirapora 1 – Várzea da Palma 1, LD 138 kV Pirapora 2 – Várzea da Palma 1 e LD 138 kV Pirapora 2 – Pirapora 1. A Figura 5-27 mostra o impacto que cada uma das três opções de conexão causa no carregamento dessas três LDs pertencentes à Cemig-D.

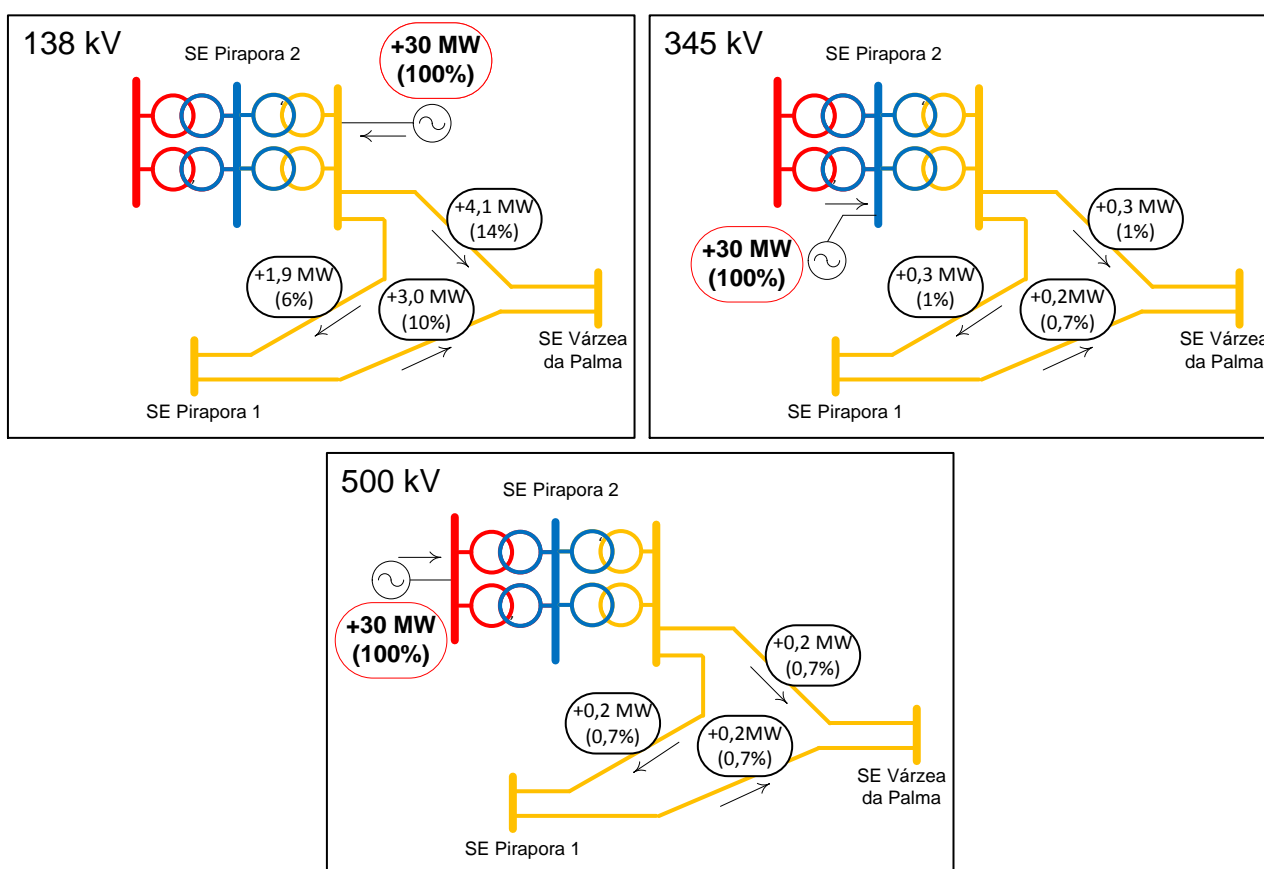


Figura 5-27 – Análise de sensibilidade de fluxo alterando ponto de conexão da geração

A sensibilidade mostra que, quando da injeção de 30 MW no barramento de 138 kV por exemplo, no cenário mais crítico (Cenário 2B), observa-se uma elevação de 4,1 MW na LD Pirapora 2 – Várzea da Palma, o equivalente a aproximadamente 14% do total injetado. Esses valores são substancialmente menores quando a conexão dos empreendimentos ocorre nos barramentos de 345 kV e 500 kV. A conexão no barramento de 138 kV chega a ter um impacto 14 vezes maior que nos casos de conexão nos níveis de tensão mais elevados, para a LD 138 kV Pirapora 2 – Várzea da Palma. Isso significa que a conexão de grandes blocos de energia no setor de 138 kV da SE Pirapora 2 preenche a margem de conexão que há nesse ponto com valores bem menores de

potência instalada, se comparada à conexão nos setores de 345 kV e 500 kV. E o mais preocupante é que, uma vez que se tenha zerado a margem de conexão no barramento de 138 kV, automaticamente zera-se também a margem para os barramentos de 345 kV e 500 kV, uma vez que a limitação reside nas LDs 138 kV dessa região.

5.4.4 Conjuntos Extremo Norte e Mirabela-Capitão Enéas

As premissas apontam um potencial de 434 MW e 122 MW para cada um desses conjuntos, respectivamente. A análise desses dois conjuntos será realizada de forma conjunta, visto que a área de influência de ambos engloba a malha em anel de 138 kV do Norte de Minas Gerais, que é alimentada pelas subestações de fronteira Montes Claros 2 e Janaúba 3. Considerando o potencial total conjunto de 556 MW (434+122 MW) e a capacidade das linhas de distribuição desse anel – a maioria entre 95 e 125 MVA, é natural constatar que a realização de diagnóstico com a conexão de todo esse potencial no sistema de distribuição seria inócuo. Essa percepção é ainda mais evidente para o conjunto Extremo Norte, que possui projetos a até 145 km da subestação de Rede Básica mais próxima (Janaúba 3).

Por essa razão, optou-se, para esses *clusters*, incluir os potenciais já na fase de análise de alternativas. Essas alternativas deverão solucionar, adicionalmente, os problemas verificados na Etapa 1 (item 5.3), que estão fortemente relacionados com a área de influência dos projetos desses conjuntos.

6 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS

A proposição e comparação de alternativas será realizada por meio de duas análises distintas, com base nos *clusters* e nas características regionais. Da etapa de diagnóstico, constatou-se que são duas as regiões que necessitam reforços:

- Região de Pirapora, para escoamento do conjunto de empreendimentos fotovoltaicos Pirapora – Várzea da Palma
- Região Extremo Norte de Minas, para solução dos problemas da Etapa 1 e escoamento dos conjuntos Extremo Norte e Mirabela-Cap. Enéas.

Essa decisão foi tomada neste caso para se evitar combinações exponenciais de alternativas que não agregariam nada às análises, visto que tais malhas de distribuição em 138 kV são fracamente interligadas e a solução de uma não afeta o desempenho da outra e vice-versa.

6.1 Região de Pirapora

Conforme mostrado no item 5.4.2, foi feito um diagnóstico considerando três barramentos distintos de conexão para o potencial do conjunto, sendo observados comportamentos diferentes do sistema de acordo com o ponto de conexão. Diante desse fato, essa etapa tem por objetivo propor expansões que solucionem todos os problemas vislumbrados até o ano final do horizonte, para cada uma das opções de conexão da SE Pirapora 2. O objetivo é selecionar a alternativa que apresente o menor custo global geral, considerando inclusive a transformação de uso exclusivo, que seria de responsabilidade dos empreendedores, e cujo custo depende do nível de tensão do enrolamento de alta.

Houve uma obra comum a todas as alternativas, a LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias. Essa LT apresenta um bom desempenho por eliminar, ao mesmo tempo, os efeitos da perda da LT 345 kV Pirapora 2 – Várzea da Palma e da LT 345 kV Várzea da Palma – Três Marias, extinguindo as violações observadas em várias linhas de distribuição. A data de entrada dessa obra, porém, é alterada conforme a alternativa.

6.1.1 Alternativa A1

A alternativa A1 consiste na conexão do potencial solar no barramento 138 kV da SE Pirapora 2, aliado à nova LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias, no ano de 2022, que tem o intuito de solucionar, de forma conjunta, a série de problemas observados para as contingências da LT 345 kV Pirapora 2 – Várzea da Palma, da LT 345 kV Várzea da Palma – Três Marias e de 1 ATR

345/138 kV Pirapora 2. Ainda assim, a partir de 2024 é verificada nova violação da LD 138 kV Pirapora 1 – Várzea da Palma, tanto para a perda da LT 345 kV Pirapora 2 – Várzea da Palma quanto para a perda de 1 ATR 345/138 kV Pirapora 2.

A solução apresentada neste caso é o seccionamento da LD 138 kV Pirapora 1 – Várzea da Palma na SE Pirapora 2 e recapacitação/recondutoramento do trecho Pirapora 2 – Várzea da Palma, para 150 MVA, no ano de 2024.

Mesmo com esse reforço, verifica-se um carregamento alto na nova LD reconduzida, que chega a 96% de sua capacidade de emergência na perda da LT 345 kV Pirapora 2 – Várzea da Palma, no ano de 2025. A violação volta a ocorrer no ano de 2026, caso seja incrementado, segundo a Tabela 4-3, os 51,4 MW anuais de potencial solar. Nesse caso, cogitou-se um terceiro circuito em 138 kV ligando a SE Pirapora 2 à SE Várzea da Palma, de 150 MVA. O grande problema dessa obra reside no fato de a SE Várzea da Palma estar totalmente esgotada, sendo o seu entorno completamente tomado pela mancha urbana do município, impedindo a construção de um novo circuito no local. Em vista disso, foi necessária construção de uma nova SE seccionadora 138 kV – Várzea da Palma 3 - próxima à SE Várzea da Palma 1 existente, seccionando a LD 138 kV Várzea da Palma – Montes Claros 1, em conjunto à nova LD 138 kV Pirapora 2 – Várzea da Palma 3.

Um resumo desta alternativa é apresentado na Figura 6-1 e listado a seguir.

Ano 2019:

- LD 138 kV Pirapora 2 – Pirapora Coletora C1 e C2 – 10 km (uso exclusivo)
- SE Pirapora Coletora - 1º TR 138/20 kV – 250 MVA (uso exclusivo)

Ano 2022:

- LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias

Ano 2023:

- LD 138 kV Pirapora 2 – Pirapora Coletora C3 – 10 km (uso exclusivo)
- SE Pirapora Coletora - 2º TR 138/20 kV – 250 MVA (uso exclusivo)

Ano 2024:

- Seccionamento LD 138 KV Pirapora 1 – Várzea da Palma na SE Pirapora 2
- Recapacitação LD 138 kV Pirapora 2 – Várzea da Palma C2 resultante para 150 MVA

Ano 2026:

- Nova SE 138 kV Várzea da Palma 3

- Seccionamento LD 138 kV Várzea da Palma – Montes Claros 1, na SE V. da Palma 3
- Nova LD 138 kV Pirapora 2- Várzea da Palma 3

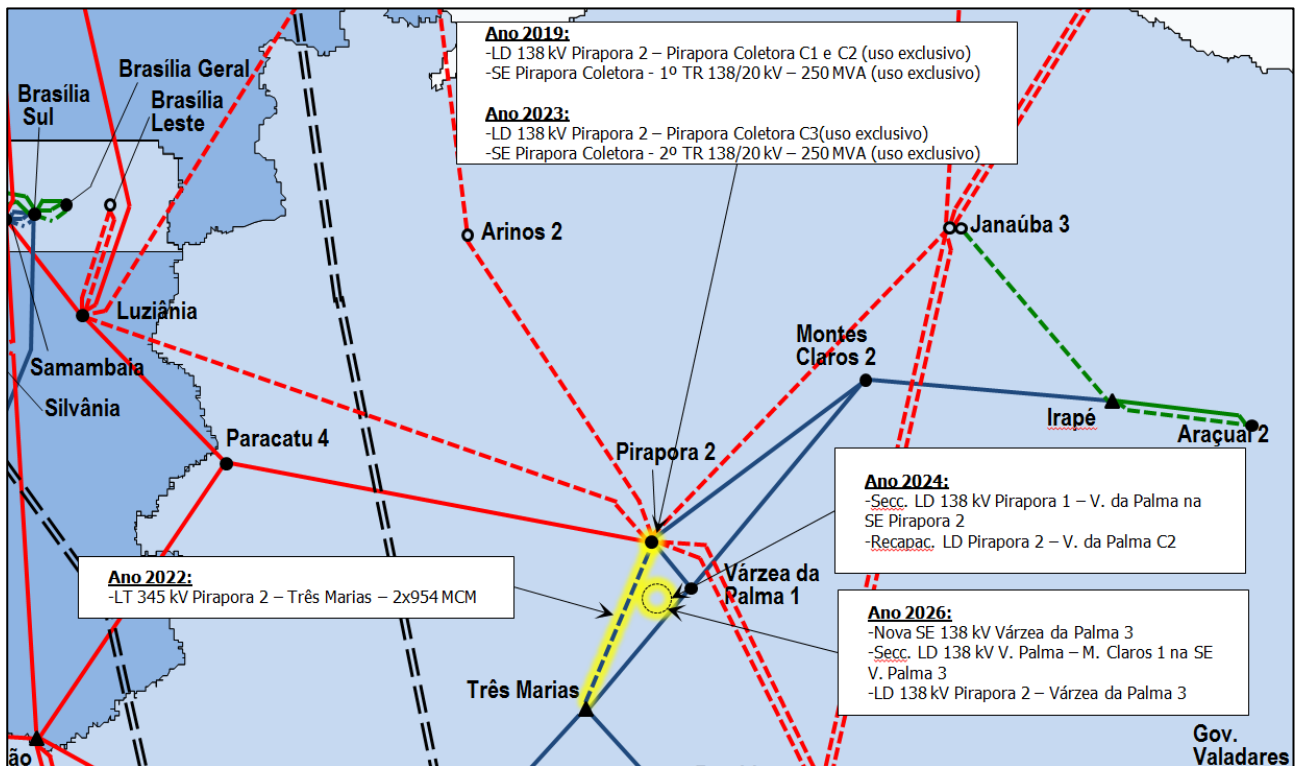


Figura 6-1 – Figura Esquemática da Alternativa A1

6.1.2 Alternativa A2

A alternativa A2 consiste na conexão do potencial solar no barramento 345 kV da SE Pirapora 2, aliado à nova LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias no ano de 2024, que tem o intuito de solucionar, de forma conjunta, os problemas verificados na Figura 5-20, na Figura 5-22 e na Figura 5-23. Como foi observado na fase de diagnóstico, o impacto da conexão no barramento de 345 kV sobre a malha de 138 kV é muito menor que na alternativa A1, portanto não se verificou a necessidade das obras de seccionamento e recapacitação da LD 138 kV Pirapora 1 – Várzea da Palma.

À exceção do nível de tensão do enrolamento de alta, a modulação e a data de entrada dos transformadores de uso exclusivo permanecem como na alternativa A1. Um resumo desta alternativa é apresentado na Figura 6-2 e listado a seguir.

Ano 2019:

- LT 345 kV Pirapora 2 – Pirapora Coletora C1 – 10 km (uso exclusivo)
- SE Pirapora Coletora - 1º TR 345/20 kV – 250 MVA (uso exclusivo)

Ano 2023:

- SE Pirapora Coletora - 2º TR 345/20 kV – 250 MVA (uso exclusivo)

Ano 2024:

- LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias

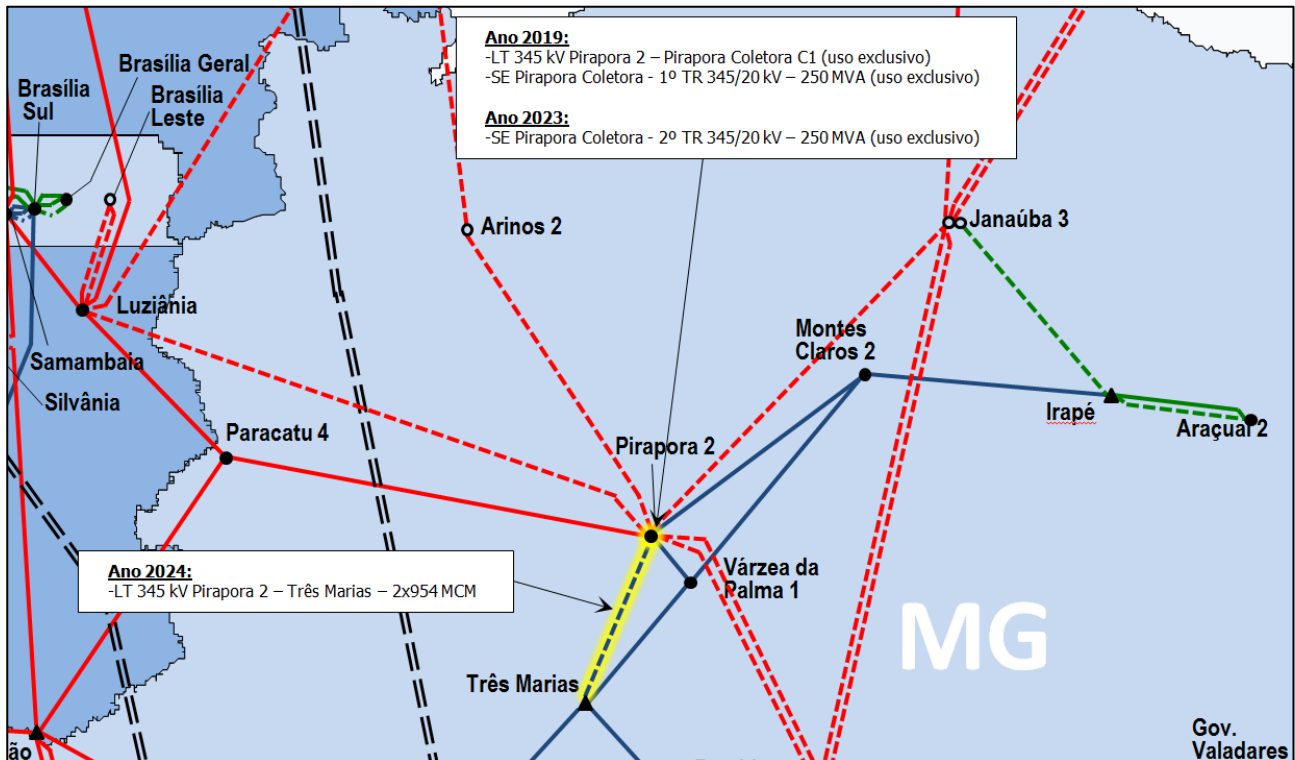


Figura 6-2 – Figura Esquemática da Alternativa A2

6.1.3 Alternativa A3

A alternativa A3 consiste na conexão do potencial solar no barramento 500 kV da SE Pirapora 2, aliado à nova LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias no ano de 2025, que tem o intuito de solucionar, de forma conjunta, os problemas verificados na Figura 5-20, na Figura 5-22 e na Figura 5-23. Como foi observado na fase de diagnóstico, o impacto da conexão no barramento de 500 kV sobre a malha de 138 kV é muito menor que na alternativa A1, portanto não se verificou a necessidade das obras de seccionamento e recapitação da LD 138 kV Pirapora 1 – Várzea da Palma.

À exceção do nível de tensão do enrolamento de alta, a modulação e a data de entrada dos transformadores de uso exclusivo permanecem como nas alternativas A1 e A2. Um resumo desta alternativa é apresentado na Figura 6-3 e listado a seguir.

Ano 2019:

- LT 500 kV Pirapora 2 – Pirapora Coletora C1 – 10 km (uso exclusivo)
- SE Pirapora Coletora - 1º TR 500/20 kV – 250 MVA (uso exclusivo)

Ano 2023:

- SE Pirapora Coletora - 2º TR 500/20 kV – 250 MVA (uso exclusivo)

Ano 2025:

- LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias

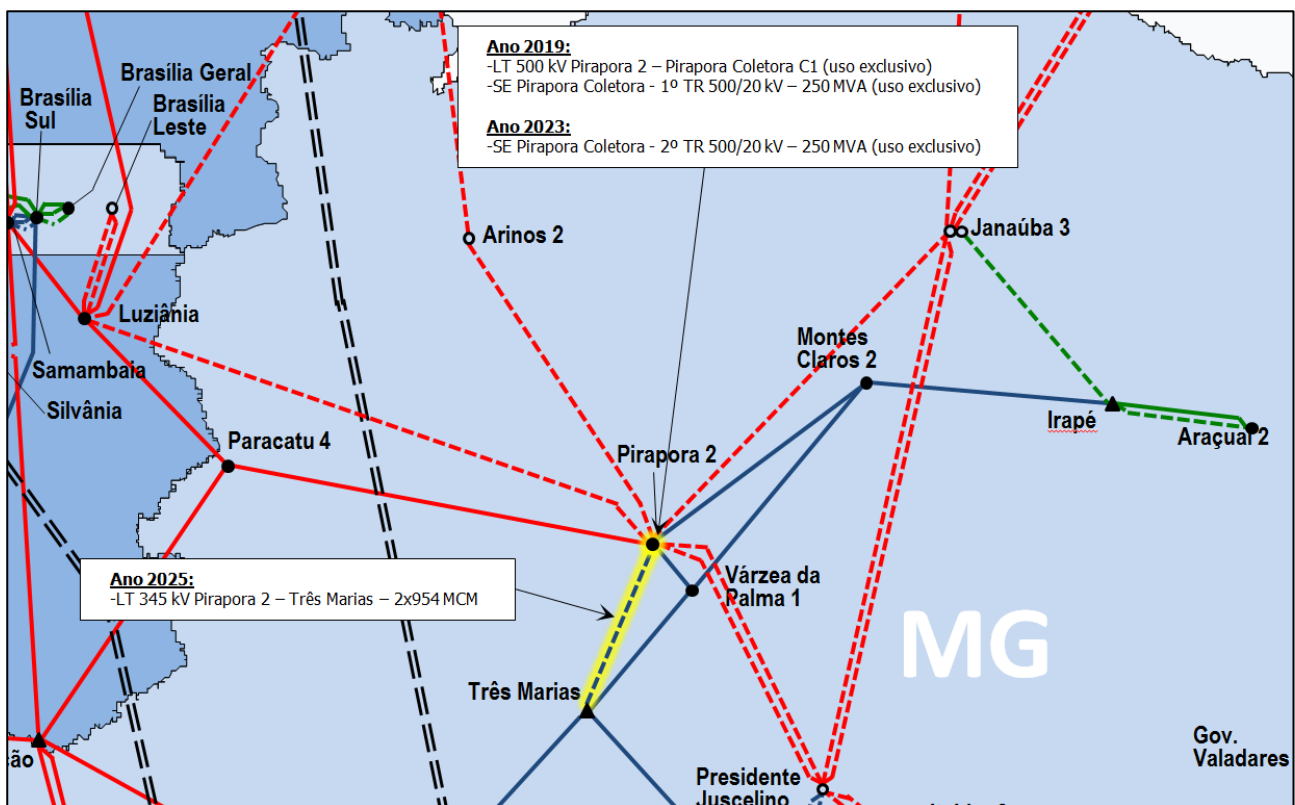


Figura 6-3 – Figura Esquemática da Alternativa A3

6.2 Região Extremo Norte de Minas Gerais

Conforme mostrado nos itens 5.3 e 5.4.4, foram observados problemas relacionados tanto à característica radializada da Rede Básica do Norte de Minas Gerais quanto à impossibilidade de escoamento de projetos fotovoltaicos localizados nesta área. O objetivo é propor alternativas que solucionem os seguintes problemas:

- Subtensão em regime e em contingências no anel de 138 kV da região;
- Sobrecarga em contingência transformação 345/138 kV Montes Claros 2;

- Sobrecarga em regime LD 138 kV Janaúba 3 – Janaúba 1, causado pelo acoplamento 500/230 kV de Janaúba 3 (obra comum básica, conforme item 5.3.3).
- Proporcionar o escoamento, ao menor custo global possível, do potencial previsto para o *cluster* Extremo Norte e *cluster* Mirabela-Cap. Enéas.

Inicialmente, cogitou-se a indicação de um novo ponto de Rede Básica de Fronteira na região, que possibilitasse solucionar todos esses problemas. As alternativas foram elaboradas variando-se a(s) subestação(ões) existente(s) e/ou planejada(s) com as quais esse novo ponto seria conectado. Nesse sentido, as subestações de Rede Básica próximas identificadas foram: Janaúba 3, Arinos 2, Pindaí II e Montes Claros 2.

Quanto ao nível de tensão dessa conexão descartou-se utilizar o 500 kV, visto que os montantes de carga e de escoamento de geração são muito aquém do que esse tipo de reforço pode proporcionar. Foram avaliadas, assim, principalmente alternativas em 230 kV, as quais são mais compatíveis com os carregamentos esperados e uma alternativa em 345 kV.

Em relação ao ponto de conexão na nova SE de fronteira, similarmente ao que foi observado nas alternativas da região de Pirapora, a conexão do potencial estimado de 434 MW no barramento de 138 kV resulta violações de carregamento nas LDs do anel de 138 kV regional. A conexão no barramento 230 kV/345 kV da SE facilita o seu escoamento pela rede básica em todas as alternativas, diminuindo perdas na distribuição, postergando reforços e principalmente evitando que o sistema atinja rapidamente a margem de escoamento para conexão de futuros projetos.

Do ponto de vista do mínimo custo global, que inclui os investimentos de transmissão, distribuição e da conexão sob responsabilidade do empreendedor de geração, fica claro que a eventual diferença de custo entre a conexão no barramento de 230 kV e a conexão no de 138 kV não cobre os custos incorridos em construção de novas LDs 138 kV ou recapitação de LDs existentes, obras que seriam necessárias no segundo caso. Soma-se a isso o aumento dos custos de perdas elétricas que a conexão no barramento de 138 kV ocasiona. Por essas razões, em todas as alternativas considerar-se-á que a conexão de todo o potencial do *cluster* Extremo Norte terá como ponto de conexão o barramento de 230 kV ou 345kV, a depender da alternativa.

No caso do *cluster* Mirabela-Cap. Enéas, por ter montantes bem mais modestos, da ordem de 120 MW em 2025, considerou-se compatível a sua conexão no próprio sistema de distribuição, no barramento 138 kV da SE Francisco Sá 1. Verificou-se que, com os reforços previstos, o sistema de distribuição permite o escoamento de forma adequada. Ademais, todos os projetos desse conjunto localizam-se a menos de 50 km de uma SE de Rede Básica (Montes Claros 2 ou Janaúba 3), que poderiam também ser pontos factíveis de conexão.

Um dos desafios para a escolha do melhor ponto para implantação da nova SE nesta região foi o fato de que os barramentos em que se observaram os níveis de tensão mais degradados (Januária 4, Januária 3 e Itacarambi) estão localizados a uma distância de aproximadamente 60 km da região que contém a maior concentração de potência cadastrada entre os projetos que compõem o conjunto Extremo Norte. A Figura 6-4 ilustra essa situação.

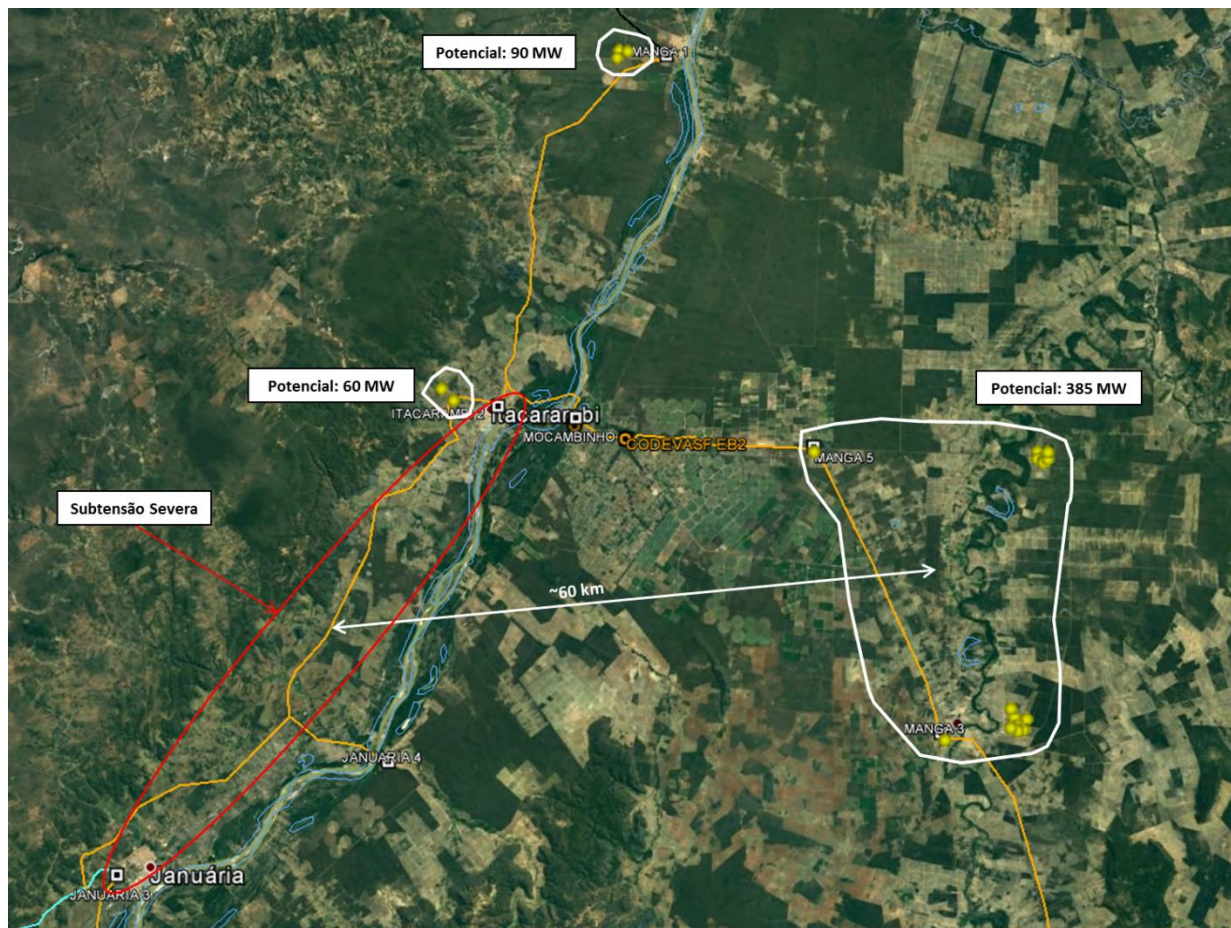


Figura 6-4 – Cluster Extremo Norte – localização dos projetos cadastrados e identificação dos barramentos com problemas de tensão

Percebe-se que 385 MW dos 535 MW cadastrados neste conjunto (ver Figura 6-4) estão localizados nesse agrupamento mais a leste. Outros 150 MW estão próximos à SE Manga 1 e Itacarambi 2. Embora a premissa seja de que o novo ponto esteja a no máximo 60 km de qualquer dos projetos, é natural que, do ponto de vista do escoamento, escolha-se uma localidade para implantação da nova subestação que esteja próxima da maior concentração de empreendimentos. Esse local seria basicamente algum ponto entre a SE 138 kV Manga 5 e SE 138 kV Manga 3, no município de Jaíba. Esse ponto estaria a menos de 20 km de qualquer um dos projetos do agrupamento à leste e a menos de 60 km dos demais.

Por outro lado, a injeção no anel de 138 kV entre Manga 3 e Manga 5, apesar de melhorar o nível de tensão de todo o anel 138 kV, não é o ponto ótimo para dar suporte de tensão à malha como

um todo. O melhor ponto seria uma injeção via Rede Básica entre as SEs Itacarambi e Januária 4. Assim, cogitaram-se dois grupos de alternativas, conforme segue:

- *Grupo I:* considera a construção de apenas uma subestação tanto para atendimento às usinas fotovoltaicas quanto para suporte de tensão ao anel 138 kV. Neste caso, obras de distribuição complementares foram necessárias.
- *Grupo II:* considera a construção de duas novas subestações, uma para suporte de tensão e outra para escoamento do potencial solar fotovoltaico. Obviamente, as alternativas desse grupo tendem a ter maior valor de investimento, porém menor custo de perdas, o que pode torná-las competitivas.

No total, foram simuladas dez alternativas sendo seis do Grupo I e quatro do Grupo II. Do total das dez alternativas, cinco foram descartadas como alternativas promissoras – todas elas pertencentes ao Grupo I – seja por não solucionarem os problemas de forma satisfatória, seja por introduzir novos problemas ou mesmo em razão de custos elevados de investimento frente às demais alternativas. As alternativas descartadas serão rapidamente descritas e a razão de seu descarte apresentada, para em seguida serem apresentadas, com maior detalhamento, as alternativas promissoras que serão submetidas à comparação econômica.

Alternativa Descartada 1

Pertencente ao Grupo I, a sua composição é descrita abaixo e apresentada na Figura 6-5.

Ano 2022:

- SE Janaúba 3 – Transformação 500/230 kV – 1 x 300 MVA (Obra Comum)
- SE 230/138 kV Jaíba (nova) – 2 x 125 MVA
- LT 230 kV Pindaí II – Jaíba C1 e C2 (CD)
- Secc. LD 138 kV Manga 3 – Manga 5 na SE Jaíba

Ano 2027:

- SE 138 kV Januária 3 – Banco de Capacitores 16 Mvar

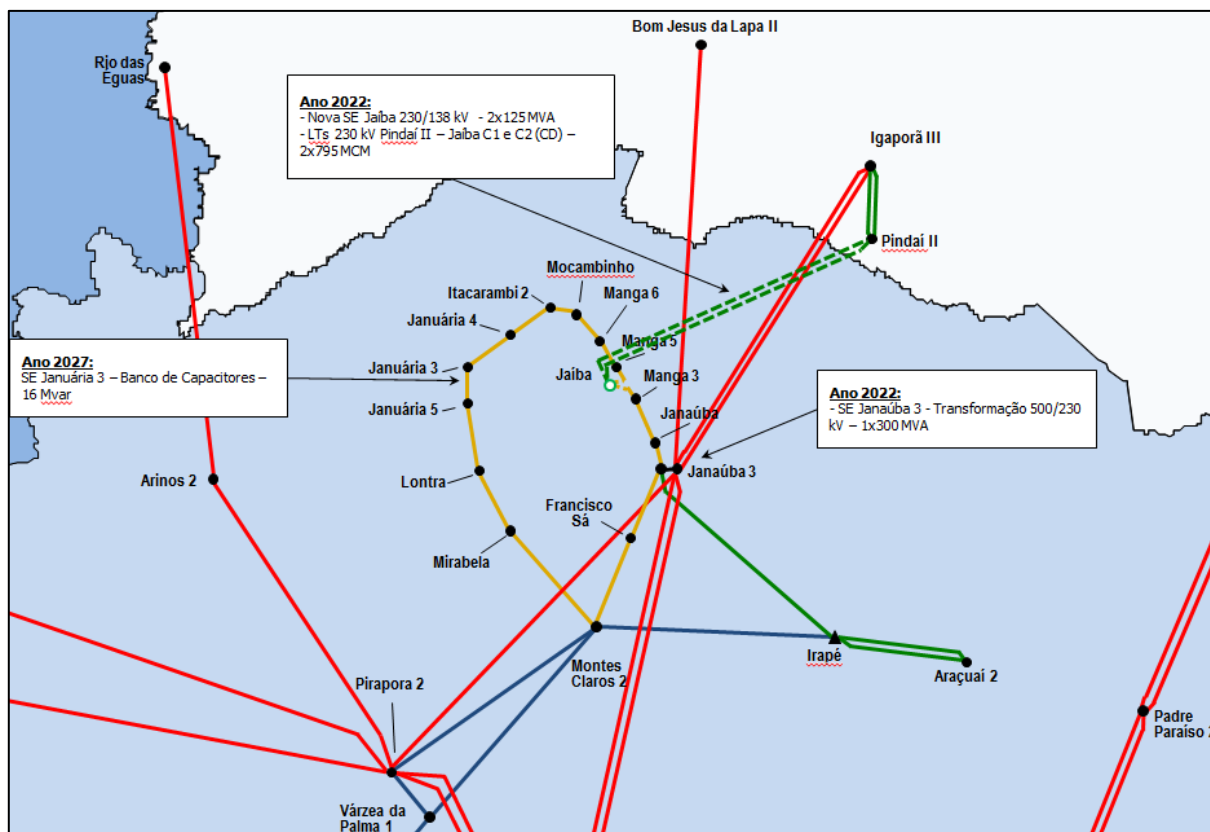


Figura 6-5 – Alternativa descartada 1

O descarte dessa alternativa se deu em virtude da sobrecarga observada na LD 138 kV Manga 3 – Janaúba 1, na contingência de um dos circuitos da LT 230 kV Pindaí II – Jaíba. Foram observadas sobrecargas de até 5% acima do limite de emergência nos cenários 2A e 2B, em 2025.

Alternativa Descartada 2

Pertencente ao Grupo I, a sua composição é descrita abaixo e apresentada na Figura 6-6.

Ano 2022:

- SE Janaúba 3 – Transformação 500/230 kV – 1 x 300 MVA (Obra Comum)
- SE Arinos 2 – Novo Pátio 230 kV
- SE Arinos 2 – Transformação 500/230 kV – 2 x 125 MVA
- SE 230/138 kV Jaíba (nova) – 2 x 125 MVA
- LT 230 kV Arinos 2 – Jaíba C1 e C2 (CD)
- Secc. LD 138 kV Manga 3 – Manga 5 na SE Jaíba

Ano 2027:

- SE 138 kV Janaúria 3 – Banco de Capacitores 16 Mvar

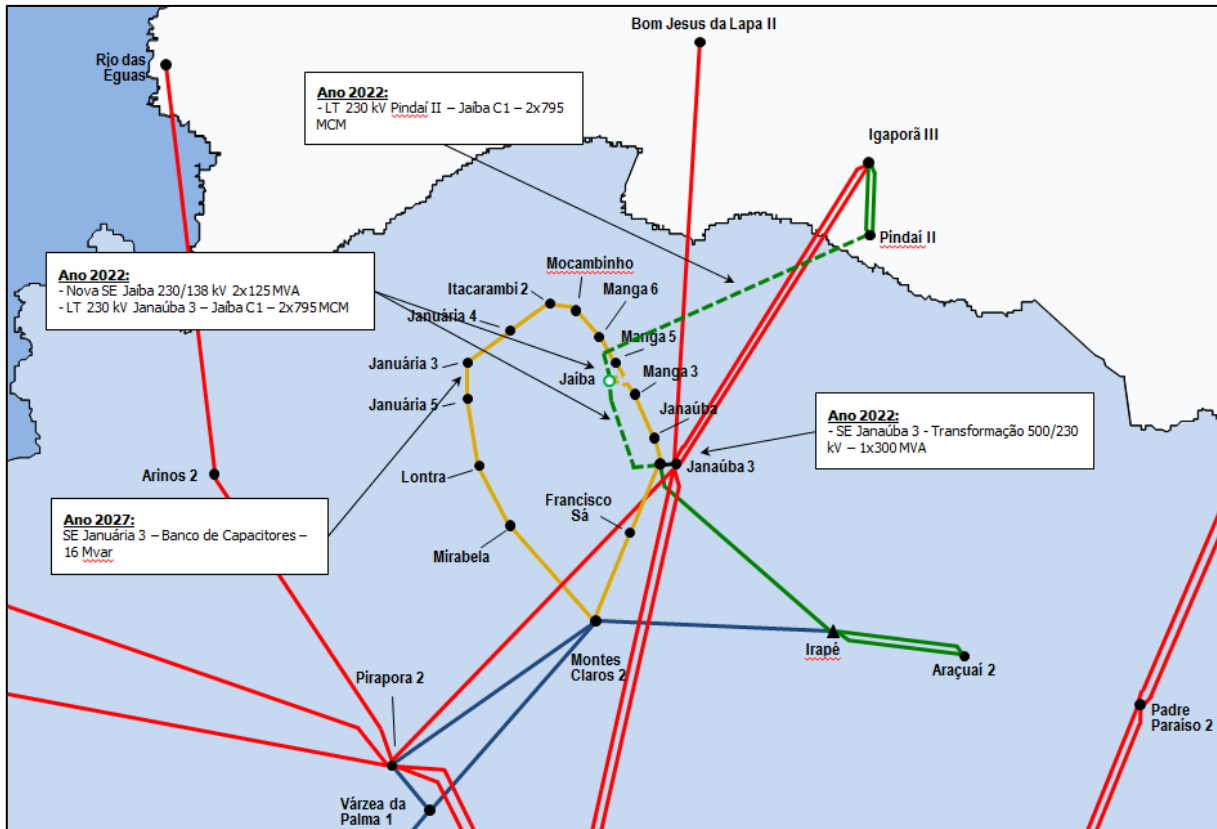


Figura 6-7 – Alternativa descartada 3

O descarte dessa alternativa se deu em virtude da sobrecarga observada na LD 138 kV Manga 3 – Janaúba 1, na contingência da LT 230 kV Janaúba 3 - Jaíba. Foram observadas sobrecargas de até 5% acima do limite de emergência nos cenários 2A e 2B, em 2025.

Alternativa Descartada 4

Pertencente ao Grupo I, a sua composição é descrita abaixo e apresentada na Figura 6-8.

Ano 2022:

- SE Janaúba 3 – Transformação 500/230 kV – 1 x 300 MVA (Obra Comum)
- SE Arinos 2 – Novo Pátio 230 kV
- SE Arinos 2 – Transformação 500/230 kV – 2 x 125 MVA
- SE 230/138 kV Jaíba (nova) – 2 x 125 MVA
- LT 230 kV Arinos 2 – Jaíba C1
- LT 230 kV Janaúba 3 - Jaíba C1
- Secc. LD 138 kV Manga 3 – Manga 5 na SE Jaíba

Ano 2027:

- SE 138 kV Janaúria 3 – Banco de Capacitores 16 Mvar

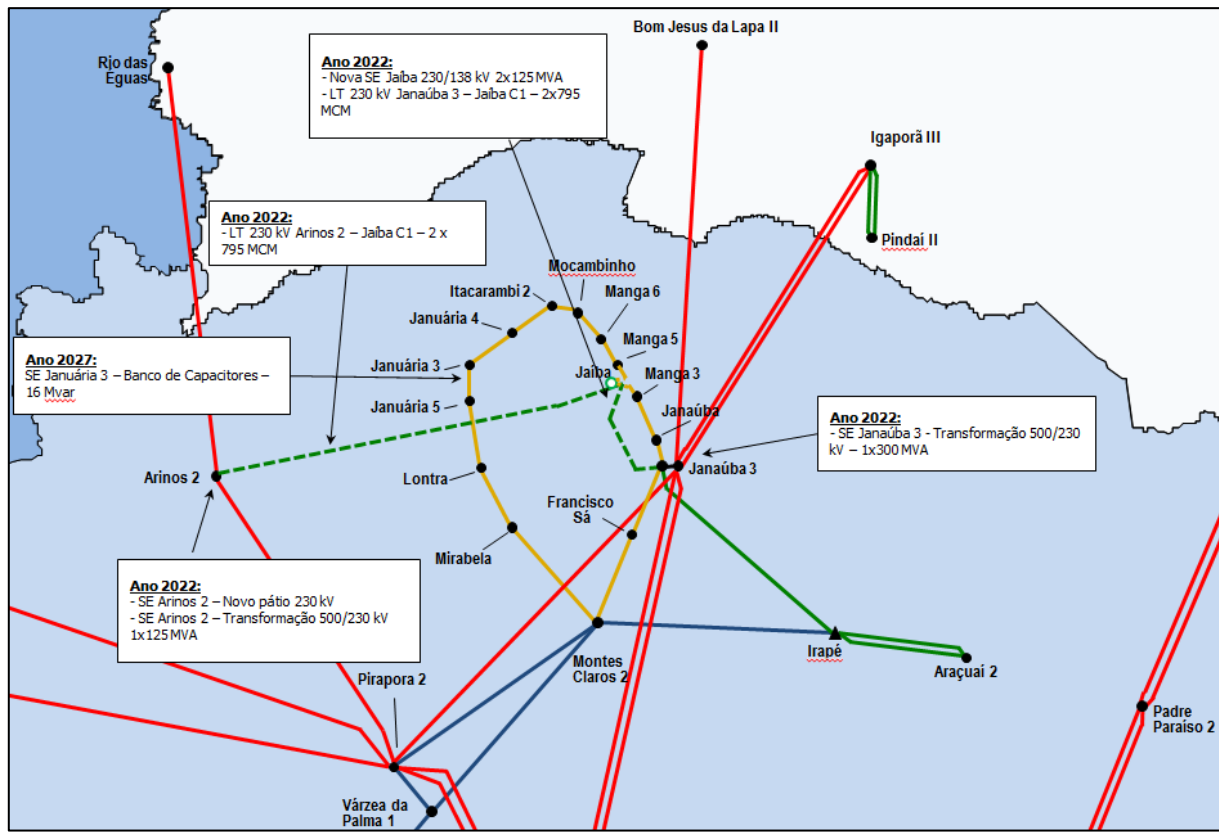


Figura 6-8 – Alternativa descartada 4

O descarte dessa alternativa se deu em virtude da sobrecarga observada na LD 138 kV Manga 3 – Janaúba 1, na contingência da LT 230 kV Janaúba 3 - Jaíba. Foram observadas sobrecargas de até 5% acima do limite de emergência nos cenários 1A, 1B, 2A e 2B, em 2025.

Alternativa Descartada 5

Pertencente ao Grupo I, a sua composição é descrita a seguir e apresentada na Figura 6-9.

Ano 2022:

- SE Janaúba 3 – Transformação 500/230 kV – 1 x 300 MVA (Obra Comum)
- SE Montes Claros 4 (nova) – seccionadora
- Secc. LT 345 kV Pirapora 2 – Montes Claros 2, na SE Montes Claros 4
- Secc. LT 345 kV Várzea da Palma – Montes Claros 2, na SE Montes Claros 4
- SE 345/138 kV Jaíba (nova) – 2 x 125 MVA
- LT 345 kV Montes Claros 4 – Jaíba C1 e C2 (CD)
- Secc. LD 138 kV Manga 3 – Manga 5 na SE Jaíba

Ano 2027:

- SE 138 kV Janaúria 3 – Banco de Capacitores 16 Mvar

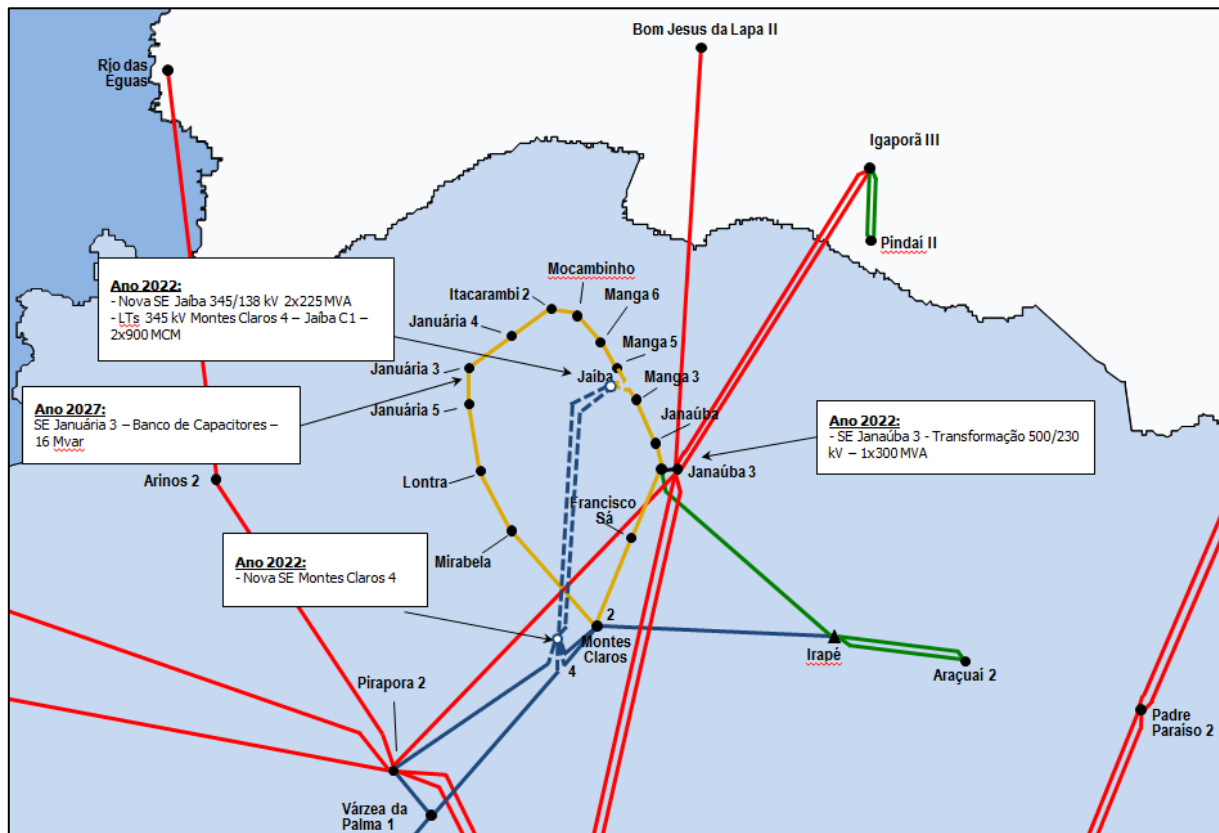


Figura 6-9 – Alternativa descartada 5

O descarte dessa alternativa se deu em virtude da desproporcionalidade da solução frente ao problema que ela se propõe sanar. Em primeiro lugar, destaca-se o fato de ter sido necessária a concepção de uma nova SE próxima à SE Montes Claros 2, visto que esta SE, por estar já inserida na mancha urbana da cidade homônima, não possui espaço físico para expansão de mais duas entradas de linha em 345 kV, arranjo em anel. A SE Montes Claros 4 seria resultado do seccionamento da LT 345 kV Pirapora 2 – Montes Claros 2 e Várzea da Palma – Montes Claros 2. Em segundo lugar, a LT Montes Claros 4 – Jaíba CD teria um comprimento alto em relação às outras alternativas (180 km), e com um carregamento máximo em regime normal muito aquém do que se observa para LTs desse nível de tensão – aproximadamente 190 MVA por circuito no ano de 2025. Por essas razões, e considerando ainda que o valor de investimento calculado seria em torno do dobro da alternativa mais módica, essa alternativa foi descartada.

Apresentadas as alternativas descartadas, a seguir serão mostradas, mais detalhadamente, as alternativas promissoras e cuja comparação econômica será efetivamente realizada.

6.2.1 Alternativa B1

A alternativa B1 foi a única pertencente ao Grupo I que permaneceu entre as alternativas promissoras. Sua composição é detalhada a seguir e apresentada na Figura 6-10.

Ano 2022:

- SE Janaúba 3 – Transformação 500/230 kV – 2 x 300 MVA
- SE 230/138 kV Jaíba (nova) – 2 x 100 MVA
- LT 230 kV Janaúba 3 – Jaíba C1 e C2 (CD) – 94 km
- Secc. LD 138 kV Manga 3 – Manga 5, na SE Jaíba

Ano 2027:

- SE 138 kV Janaúria 3 – banco de capacitores – 16 Mvar

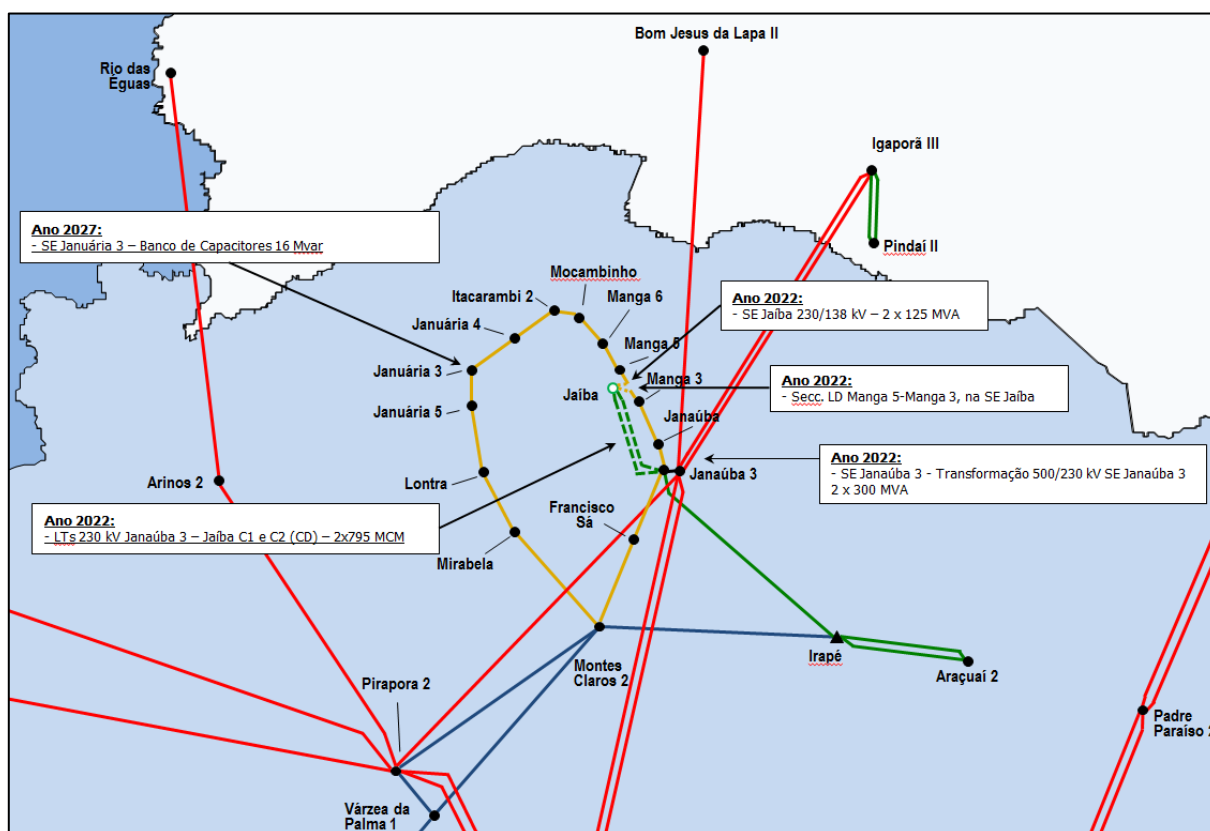


Figura 6-10 – Diagrama esquemático da Alternativa B1

Essa é a alternativa mais simplificada dentre as promissoras. Ao contrário das alternativas descartadas pertencentes ao Grupo I, por possuir dois circuitos em 230 kV entre Jaíba e Janaúba 3, a perda de um deles não acarreta sobrecarga na LD 138 kV Manga 3 – Janaúba 1. Por outro lado, ao contrário das alternativas do Grupo II, que possibilitam a injeção num ponto central do

anel 138 kV, o suporte de tensão à malha como um todo é menos eficiente, sendo necessária a implantação de bancos de capacitores no barramento 138 kV da SE Janaúba 3 a partir de 2027 para dar um suporte adequado em condição normal. Ainda assim, os níveis de tensão em algumas barras, apesar de dentro dos limites, permanecem ligeiramente inferiores quando comparados às demais alternativas, o que certamente aumentará o custo relativo de perdas desta opção de expansão.

A Tabela 6-1 mostra a modulação indicada para as novas transformações desta alternativa, apontando o valor máximo de carregamento e o cenário em que ocorre.

Tabela 6-1 – Característica da Modulação de Transformadores – Alternativa B1

Transformação	Modulação	Reatância (%) Base Própria	Carregamento Máximo (N-1)	Cenário
Janaúba 3 500/230 kV	2 x 300 MVA	12,0%	90,0% em 2031	3B
Jaíba 230/138 kV	2 x 100 MVA	12,0%	92,0% em 2031	1B

Foi necessária a implantação de pelo menos dois transformadores 500/230 kV na SE Janaúba 3, visto que ao se empregar apenas uma unidade, a sua perda provoca sobretensão generalizada tanto em barramentos de Rede Básica quanto na rede de distribuição local, nos cenários 3B e 4B. Cogitou-se, para solução deste problema, a utilização de um compensador estático de reativos - CER, mas a comparação de seu custo com o de uma segunda unidade transformadora mostrou-se favorável à segunda opção.

A aplicação de pelo menos duas unidades transformadoras para transformação de fronteira 230/138 kV de Jaíba também mostrou-se necessária, já que caso fosse empregada apenas uma unidade, sua perda acarretaria subtensão em algumas barras da rede de distribuição. A variação de tensão em relação à condição normal foi maior do que 5% em alguns casos. Esses problemas foram verificados em todos os cenários.

A capacidade das unidades transformadoras se mostrou adequada na medida em que seu carregamento fica em aproximadamente 90% de sua capacidade de emergência no ano de 2031, um horizonte de dez anos à frente de sua data de entrada em operação. Além disso, indicar-se-á a reserva de área nas subestações para futura expansão das transformações, caso seja necessário no horizonte de mais longo prazo.

6.2.2 Alternativa B2

A alternativa B2 pertence ao Grupo II, com o emprego de duas novas subestações na região, uma para suprimento à distribuidora e outra para escoamento de potencial solar fotovoltaico. Sua composição é detalhada a seguir e apresentada na Figura 6-11.

Ano 2022:

- SE Janaúba 3 – Transformação 500/230 kV – 2 x 300 MVA
- SE 230/138 kV Januária 5 (nova) – 2 x 100 MVA
- SE 230 kV Jaíba (nova) - coletora
- LT 230 kV Janaúba 3 – Jaíba C1 e C2 (CD) – 94 km
- LT 230 kV Jaíba – Januária 5 C1 e C2 (CD) – 59 km
- Secc. LD 138 kV Januária 4 – Itacarambi 2, na SE Januária 5

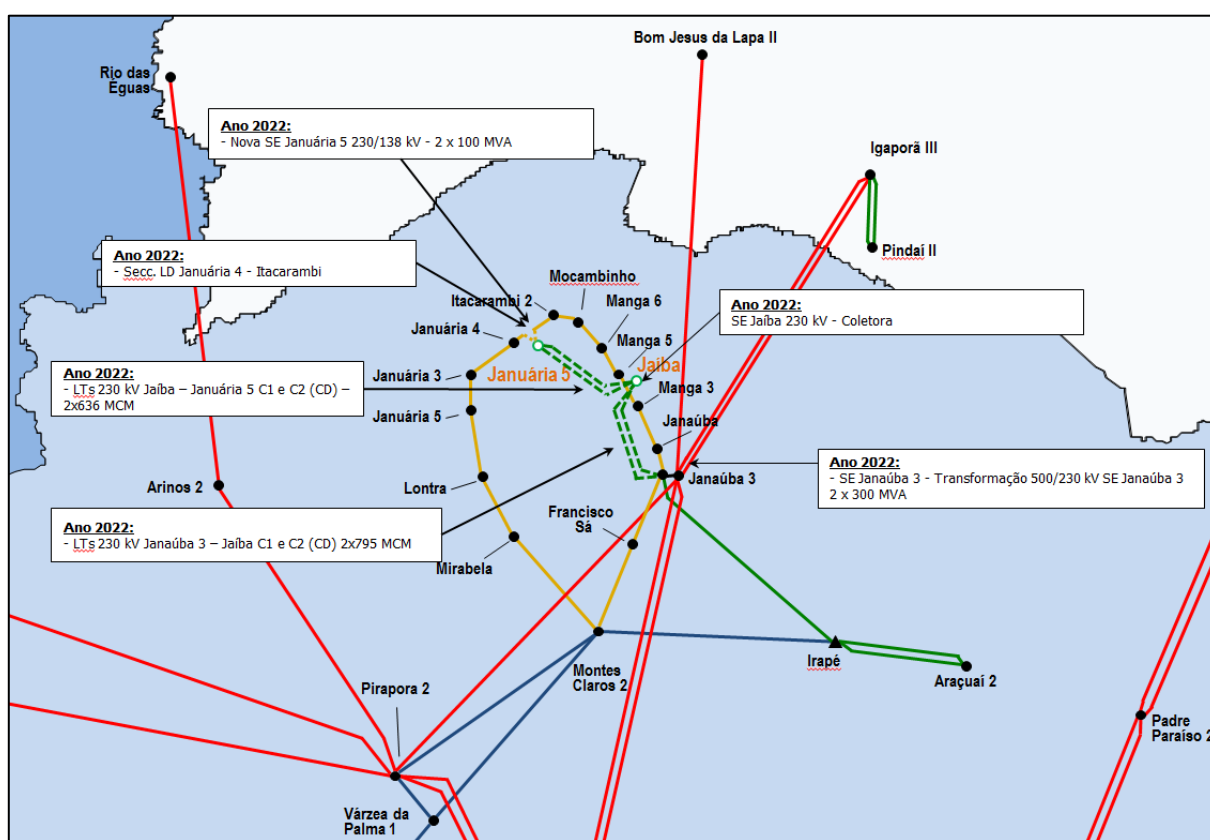


Figura 6-11 – Diagrama esquemático da Alternativa B2

As alternativas do Grupo II otimizam o problema apresentado pela Figura 5-2, ao possibilitar a construção de uma subestação coletora para os projetos de geração (SE Jaíba) e uma outra subestação de atendimento ao anel de 138 kV em um ponto otimizado, que possibilita equilíbrio dos fluxos e suporte otimizado de tensão (SE Januária 5). A alternativa B2 propõe um prolongamento do circuito duplo em 230 kV até a subestação Januária 5, formando o eixo Janaúba 3 – Jaíba – Januária 5.

A Tabela 6-2 mostra a modulação indicada para as transformações novas desta alternativa, apontando o valor máximo de carregamento e o cenário em que ocorre.

Tabela 6-2 – Característica da Modulação de Transformadores – Alternativa B2

Transformação	Modulação	Reatância (%) Base Própria	Carregamento Máximo (N-1)	Cenário
Janaúba 3 500/230 kV	2 x 300 MVA	12,0%	92,0% em 2031	3B
Januária 5 230/138 kV	2 x 100 MVA	12,0%	93,0% em 2031	1B

As razões para serem utilizadas ao menos duas unidades transformadoras em Janaúba 3 e Januária 5 são as mesmas apresentadas para a alternativa B1, sobretensões e sobtensões em contingência, respectivamente. A utilização de dois circuitos entre a SE Jaíba e SE Januária 5 também se deu por motivo de subtensão generalizada em contingência.

A Tabela 6-2 indica que o adequado emprego das modulações escolhidas, visto que seu carregamento fica em aproximadamente 90% de sua capacidade de emergência no ano de 2031, um horizonte de dez anos à frente de sua data de entrada em operação. Além disso, indicar-se-á a reserva de área nas subestações para futura expansão das transformações, caso seja necessário no mais longo prazo.

6.2.3 Alternativa B3

A alternativa B3 pertence ao Grupo II, com o emprego de duas novas subestações na região, uma para suprimento à distribuidora e outra para escoamento de potencial solar fotovoltaico. Sua composição é detalhada a seguir e apresentada na Figura 6-12.

Ano 2022:

- SE Janaúba 3 – Transformação 500/230 kV – 1 x 300 MVA
- SE 230/138 kV Januária 5 (nova) – 2 x 100 MVA
- SE 230 kV Jaíba (nova) – coletora – 1 CER 230 kV (+80/-40 Mvar)
- SE Arinos 2 – Novo pátio 230 kV – Transformação 500/130 kV – 1 x 180 MVA
- LT 230 kV Janaúba 3 – Jaíba C1 – 94 km
- LT 230 kV Jaíba – Januária 5 C1 – 59 km
- LT 230 kV Arinos 2 – Januária 5 C1 – 212 km
- Secc. LD 138 kV Januária 4 – Itacarambi 2, na SE Januária 5

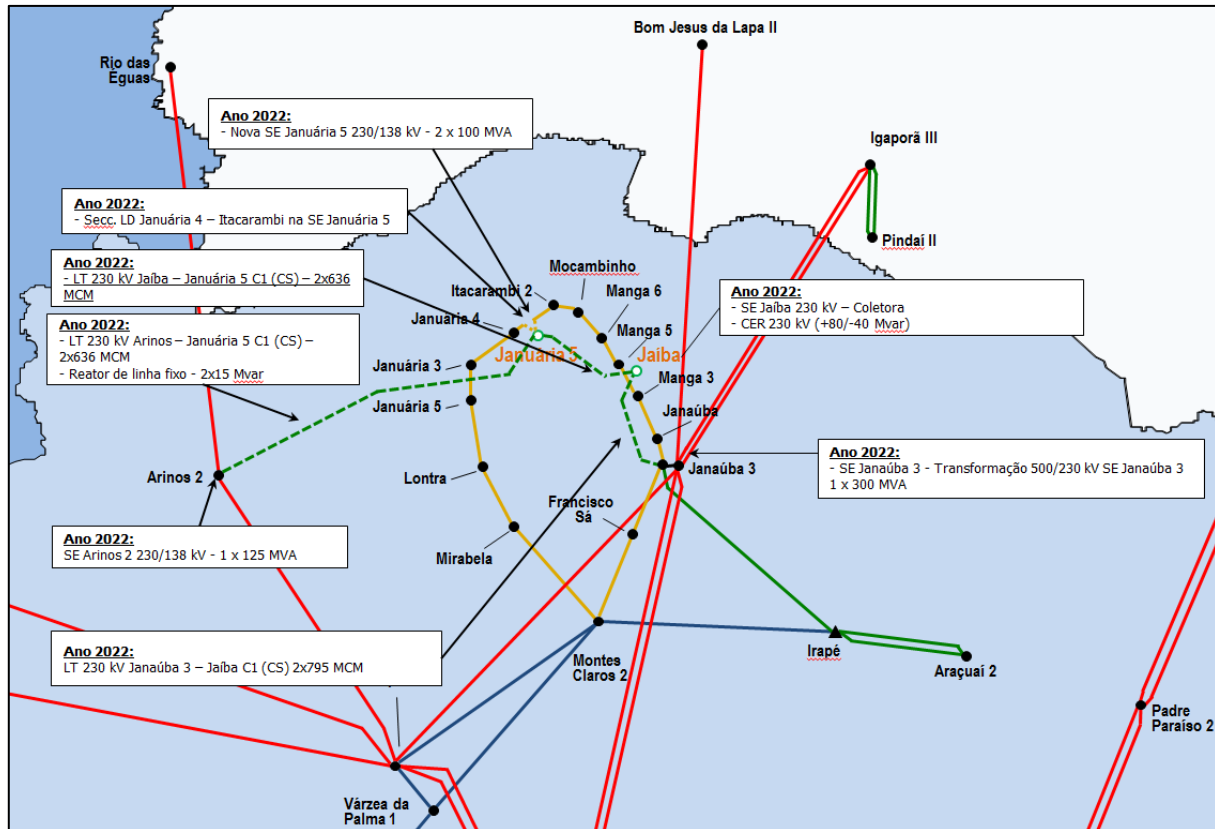


Figura 6-12 – Diagrama esquemático da Alternativa B3

As alternativas do Grupo II otimizam o problema apresentado pela Figura 6-12, ao possibilitar a construção de uma subestação coletora para os projetos de geração (SE Jaíba) e uma outra subestação de atendimento ao anel de 138 kV em um ponto otimizado, que possibilita equilíbrio dos fluxos e suporte otimizado de tensão (SE Janaúria 5). A alternativa B3 propõe o fechamento de um anel 230 kV, conectando a SE Arinos 2 à SE Janaúba 3, passando pela SE de fronteira Janaúria 5 e SE coletora Jaíba. Nesta alternativa foi necessário o emprego de um CER de (+80/-40) Mvar no barramento 230 kV da SE Jaíba, de forma a manter-se níveis adequados de tensão na perda da LT 230 kV Jaíba – Janaúba 3, nos cenários 1A, 1B, 2A e 2B, nos quais se há alta geração solar. Nessa situação, todo o escoamento passa a ser realizado por Arinos 2, levando a um afundamento de tensão devido à elevada extensão da LT. O grande comprimento da LT 230 kV Arinos 2 – Janaúria 5 exigiu, adicionalmente, a aplicação de reatores de linha fixos, tanto para controle de tensão em regime quanto para realização de manobras.

A Tabela 6-3 mostra a modulação indicada para as transformações novas desta alternativa, apontando o valor máximo de carregamento e o cenário em que ocorre.

Tabela 6-3 – Característica da Modulação de Transformadores – Alternativa B3

Transformação	Modulação	Reatância (%) Base Própria	Carregamento Máximo (N-1)	Cenário
Janaúba 3 500/230 kV	1 x 300 MVA	12,0%	90,0% em 2031	3B
Januária 5 230/138 kV	2 x 100 MVA	12,0%	84,0% em 2031	1B
Arinos 2 500/230 kV	1 x 180 MVA	12,0%	89,6% em 2031	1B

As razões para serem utilizadas ao menos duas unidades transformadoras em Januária 5 são as mesmas apresentadas para as alternativas anteriores, subtensão generalizada em contingência.

No que se refere à transformação 500/230 kV Janaúba 3, essa alternativa não demandou uma segunda unidade, pois, ao contrário das alternativas B1 e B2, a alternativa B3 possui um segundo ponto de suprimento em 500 kV para a malha de 230 kV (SE Arinos 2), não sendo observada a sobretensão generalizada em contingência que seria observada no caso do emprego de uma única unidade transformadora nas alternativas anteriores.

A Tabela 6-3 indica que o adequado emprego das modulações escolhidas, visto que seu carregamento fica entre 80% e 90% de sua capacidade de emergência no ano de 2031, um horizonte de dez anos à frente de sua data de entrada em operação. Além disso, indicar-se-á a reserva de área nas subestações para futura expansão da transformação, caso seja necessário no mais longo prazo.

6.2.4 Alternativa B4

A alternativa B4 pertence ao Grupo II, com o emprego de duas novas subestações na região, uma para suprimento à distribuidora e outra para escoamento de potencial solar fotovoltaico. Sua composição é detalhada a seguir e apresentada na Figura 6-13.

Ano 2022:

- SE Janaúba 3 – Transformação 500/230 kV – 1 x 300 MVA
- SE 230/138 kV Januária 5 (nova) – 2 x 125 MVA
- SE 230 kV Jaíba (nova) – coletora
- LT 230 kV Janaúba 3 – Jaíba C1 e C2 (CD) – 94 km
- LT 230 kV Jaíba – Januária 5 C1 – 59 km
- LT 230 kV Pindaí II – Januária 5 – 220 km
- Secc. LD 138 kV Januária 4 – Itacarambi 2, na SE Januária 5

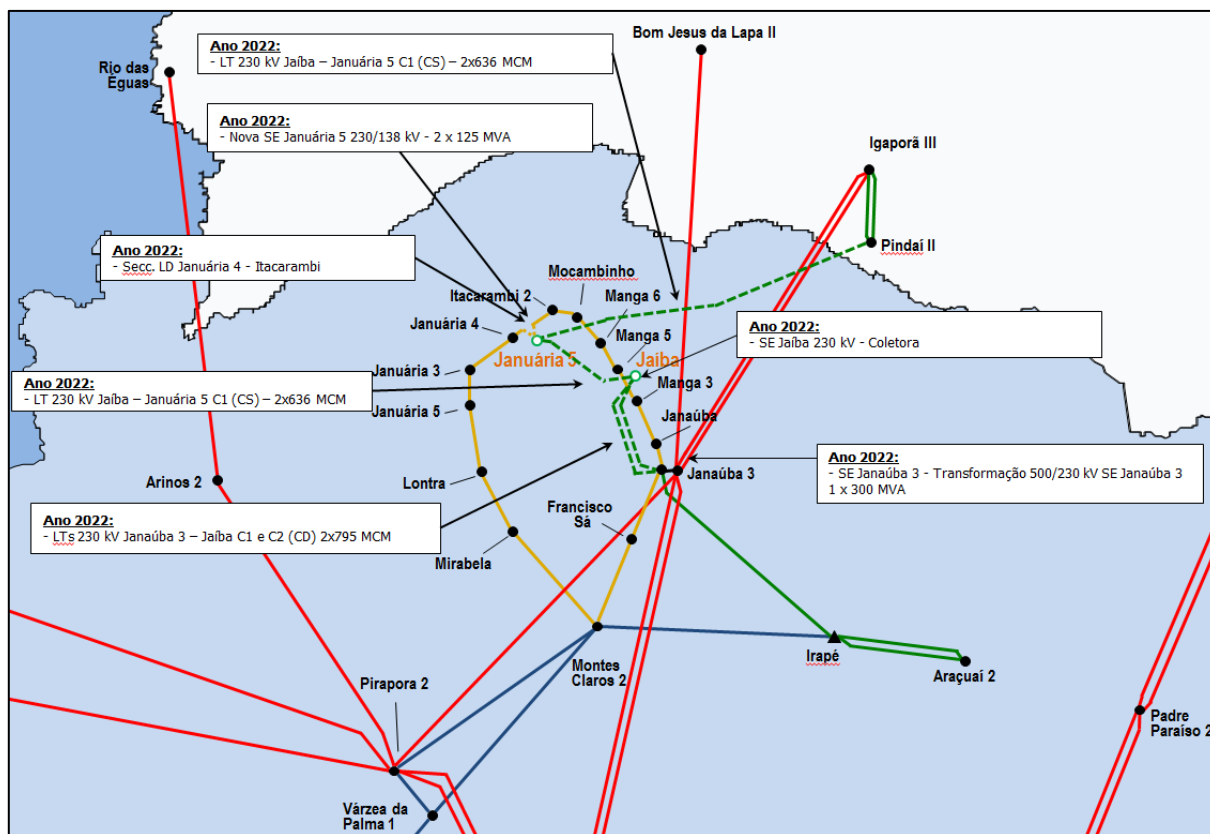


Figura 6-13 – Diagrama esquemático da Alternativa B4

As alternativas do Grupo II otimizam o problema apresentado pela Figura 5-2, ao possibilitar a construção de uma subestação coletora para os projetos de geração (SE Jaíba) e uma outra subestação de atendimento ao anel de 138 kV em um ponto otimizado, que possibilita equilíbrio dos fluxos e suporte otimizado de tensão (SE Janaúria 5). A alternativa B4 propõe o fechamento de um anel 230 kV, conectando a SE Pindaí II à SE Janaúba 3, passando pela SE de fronteira Janaúria 5 e SE coletora Jaíba. Houve necessidade, no último trecho – LT 230 kV Jaíba - Janaúba 3 - do emprego de dois circuitos (torre em circuito duplo), pois na perda de um único circuito verifica-se sobrecarga na LD 138 kV Itacarambi – Mocambinho, de até 20% acima da capacidade de emergência, em 2025. Face à aplicação desse circuito duplo, nesta alternativa não foi necessário o emprego do CER no barramento 230 kV da SE Jaíba. A Tabela 6-4 mostra a modulação indicada para as transformações novas desta alternativa, apontando o valor máximo de carregamento e o cenário em que ocorre.

Tabela 6-4 – Característica da Modulação de Transformadores – Alternativa B4

Transformação	Modulação	Reatância (%) Base Própria	Carregamento Máximo (N-1)	Cenário
Janaúba 3 500/230 kV	1 x 300 MVA	12,0%	89,0% em 2031	3B
Januária 5 230/138 kV	2 x 125 MVA	12,0%	90,0% em 2031	1B

As razões para serem utilizadas ao menos duas unidades transformadoras em Januária 5 são as mesmas apresentadas para as alternativas anteriores, subtenção generalizada em contingência.

No que se refere à capacidade das unidades transformadoras da SE Januária 5, observou-se um aumento da modulação, quando comparada aos valores empregados para a SE Jaíba e Januária 5, nas demais alternativas. Aumentou-se a modulação de 2x100 para 2x125 MVA. Isso ocorreu porque, no caso da alternativa B4, a conexão do potencial fotovoltaico se dá no barramento de alta da transformação de fronteira (SE Jaíba), que aliada à conexão com a SE Pindaí II e à conexão via circuito duplo com a SE Janaúba 3 aumenta a injeção de potência nos cenários de alta geração solar pela SE Januária 5.

Quanto à transformação 500/230 kV Janaúba 3, essa alternativa, por razão semelhante à observada na alternativa B3, não demandou uma segunda unidade, pois possui um segundo ponto de suprimento para a malha de 230 kV (SE Pindaí II), não sendo observada a sobretensão generalizada em contingência que seria observada no caso do emprego de uma única unidade transformadora nas alternativas B1 e B2.

A Tabela 6-4 indica que o adequado emprego das modulações escolhidas, visto que seu carregamento fica em aproximadamente 90% de sua capacidade de emergência no ano de 2031, um horizonte de dez anos à frente de sua data de entrada em operação. Além disso, indicar-se-á a reserva de área nas subestações para futura expansão da transformação, caso seja necessário no mais longo prazo.

6.2.5 Alternativa B5

A alternativa B5 pertence ao Grupo II, com o emprego de duas novas subestações na região, uma para suprimento à distribuidora e outra para escoamento de potencial solar fotovoltaico. Sua composição é detalhada a seguir e apresentada na Figura 6-14.

Ano 2022:

- SE Janaúba 3 – Transformação 500/230 kV – 2 x 300 MVA
- SE 230/138 kV Januária 5 (nova) – 2 x 100 MVA
- SE 230 kV Jaíba (nova) – coletora – 1 CER 230 kV (+80/-40 Mvar)
- LT 230 kV Janaúba 3 – Jaíba C1 – 94 km
- LT 230 kV Jaíba – Januária 5 C1 – 59 km
- LT 230 kV Januária 5 – Janaúba 3 – 130 km

- Secc. LD 138 kV Januária 4 – Itacarambi 2, na SE Januária 5

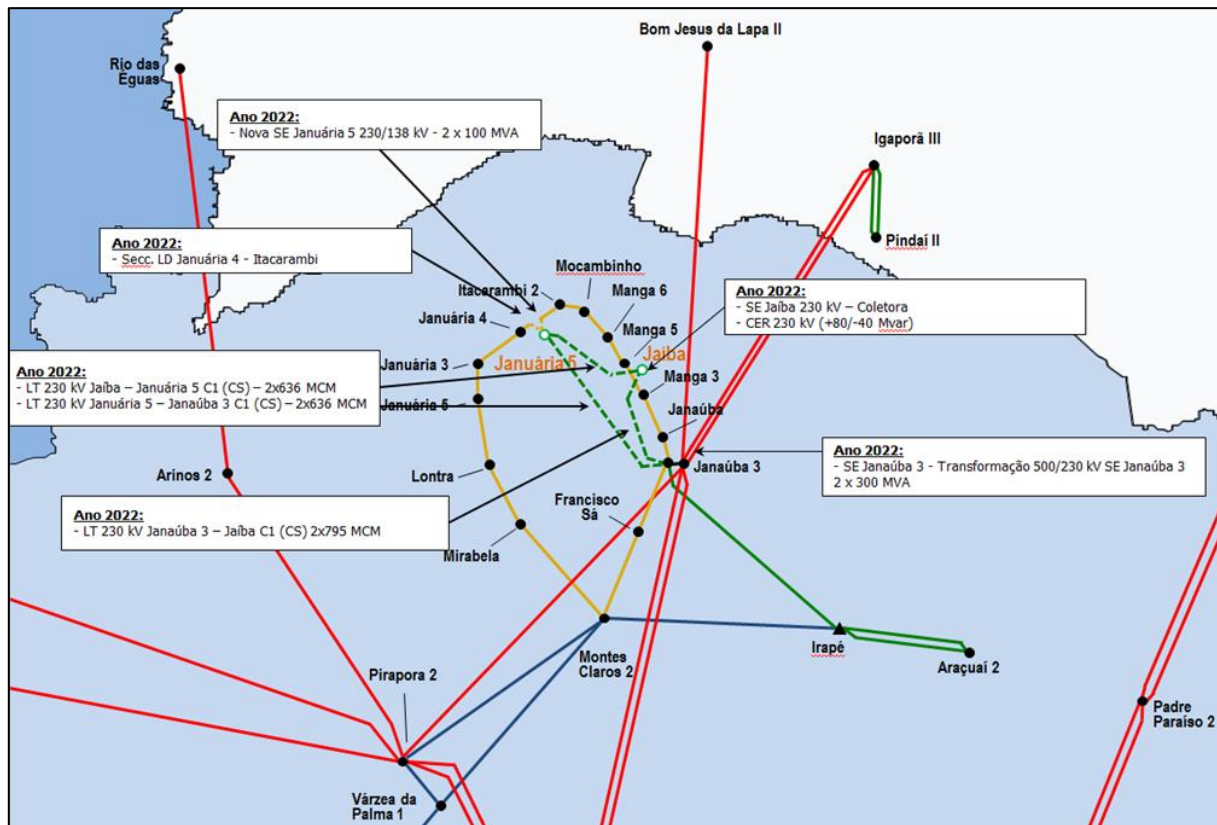


Figura 6-14 – Diagrama esquemático da Alternativa B5

As alternativas do Grupo II otimizam o problema apresentado pela Figura 5-2, ao possibilitar a construção de uma subestação coletora para os projetos de geração (SE Jaíba) e uma outra subestação de atendimento ao anel de 138 kV em um ponto otimizado, que possibilita equilíbrio dos fluxos e suporte otimizado de tensão (SE Januária 5). A alternativa B5 é basicamente uma variante da alternativa B2, com a ligação de dois circuitos entre a SE Janaúba 3 e a SE Januária 5, com apenas um deles atendendo à SE coletora Jaíba. Face à perda da LT 230 kV Janaúba 3 – Jaíba, que causa subtensão generalizada nas barras da região quando de elevada produção das usinas solares, foi necessário o emprego de um CER de (+80/-40) Mvar no barramento 230 kV da SE Jaíba.

A Tabela 6-5 mostra a modulação indicada para as transformações novas desta alternativa, apontando o valor máximo de carregamento e o cenário em que ocorre.

Tabela 6-5 – Característica da Modulação de Transformadores – Alternativa B5

Transformação	Modulação	Reatância (%) Base Própria	Carregamento Máximo (N-1)	Cenário
Janaúba 3 500/230 kV	2 x 300 MVA	12,0%	92,0% em 2031	3B
Januária 5 230/138 kV	2 x 100 MVA	12,0%	92,0% em 2031	1B

As razões para serem utilizadas ao menos duas unidades transformadoras em Janaúba 3 e Januária 5 são as mesmas apresentadas para a alternativa B1, sobretensões e sobtensões em contingência, respectivamente. No que se refere à capacidade das unidades transformadoras da SE Januária 5, pode-se utilizar a modulação mais reduzida, de 2 x 100 MVA.

A Tabela 6-5 indica que o adequado emprego das modulações escolhidas, visto que seu carregamento fica em aproximadamente 90% de sua capacidade de emergência no ano de 2031, um horizonte de dez anos à frente de sua data de entrada em operação. Além disso, indicar-se-á a reserva de área nas subestações para futura expansão da transformação, caso seja necessário no mais longo prazo.

7 MÍNIMO CUSTO GLOBAL

Para a análise econômica comparativa das alternativas foi utilizada Base de Preços de Referência ANEEL – Ref. 06/2016 [4].

A avaliação econômica das alternativas tem como base o Método dos Investimentos Necessários ou Método do Valor Presente dos Custos Anuais Equivalentes. Neste método os investimentos totais anuais são convertidos em uma série de “n” termos de valor constante. O número “n” é igual ao prazo de concessão concedido pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, equivalente a trinta anos.

Para fins de comparação econômica, no final do período em estudo, as séries temporais correspondentes a cada alternativa são truncadas, sendo considerado o valor atual do fluxo de caixa referido ao ano base da análise econômica.

O truncamento das séries de custos anuais equivalentes leva em conta o valor que é proporcional à vida útil dos equipamentos até o ano analisado. Assim, o truncamento da série em um período inferior à vida útil de um determinado equipamento, resulta em um valor presente menor que o investimento inicial, o que está de acordo com a consideração de que o valor proporcional à vida útil deve ser descontado do custo, por representar ainda um patrimônio naquela data.

Um detalhe com relação à aplicação dos custos modulares ANEEL refere-se ao custo de linhas de transmissão de curta extensão. Na ocorrência desse tipo de situação, foram utilizados percentuais de sobrecusto em relação ao custo de linhas adotado na Base de Preços da ANEEL conforme Tabela 7-1.

Tabela 7-1 – Valores de sobrecusto para linhas curtas

Comprimento LT	Fator Multiplicador Sobrecusto
Até 5 km	1,3
Superior a 5 km e inferior a 15 km	1,2
Superior a 15 km e inferior a 30 km	1,1

A exemplo da análise de alternativas, a análise econômica será realizada em separado para a região de Pirapora e para região Extremo Norte de Minas Gerais.

7.1 Região de Pirapora

Nesta análise será considerado o ano de 2019 como o inicial e o ano de 2031 para o truncamento das séries de custos, tanto para investimentos quanto para perdas elétricas. No que se refere às perdas elétricas, foram utilizados casos que modelassem o comportamento do sistema ao longo do

dia, levando em consideração a carga e o perfil de geração solar fotovoltaica, que ocorre no horário diurno. Assim, considerando ainda os períodos de carga definidos pelo ONS para a região Sudeste [12], utilizaram-se os casos da Tabela 7-2 para cálculo dos custos de perdas elétricas.

Tabela 7-2 – Composição e participação dos períodos de carga para montagem dos casos de perdas elétricas – Região de Pirapora

Horário	Permanência	Período de Carga	Geração Solar (% Cap. instalada)
00h às 07h	29,2%	LEVE	0%
07h às 17h	41,7%	MÉDIA	90%
17h às 22h	20,8%	PESADA	0%
22h às 00h	8,3%	MÉDIA	0%

O resultado da comparação de investimentos é mostrado na Tabela 7-3, que contém o custo de investimento total das alternativas em valor presente, o custo pela metodologia dos rendimentos necessários, o custo de perdas elétricas e finalmente o custo global. A análise mais detalhada da comparação econômica, com lista de obras, pode ser verificada no Anexo 15.4.

Tabela 7-3 – Comparação de Custos de Alternativas – Região de Pirapora

Alternativa	Custo total (PV)			Rendimentos Necessários		
	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
Alternativa A1	168.788,05	107,9%	2º	92.183,44	106,5%	2º
Alternativa A2	156.478,24	100,0%	1º	86.537,87	100,0%	1º
Alternativa A3	188.768,93	120,6%	3º	104.975,00	121,3%	3º
Alternativa	Perdas			Rendimentos Necessários + Perdas		
	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
Alternativa A1	11.932,60	0,00	1º	92.183,44	100,0%	1º
Alternativa A2	20.007,60	8.075,00	2º	94.612,87	102,6%	2º
Alternativa A3	34.569,10	22.636,50	3º	127.611,50	138,4%	3º

Em termos de custos de investimentos, observou-se que a alternativa mais módica é a alternativa A2, tanto em valor presente quanto aplicando a metodologia dos rendimentos necessários. Já no que se refere ao custo de perdas elétricas, a alternativa que apresentou os menores custos foi a alternativa A1, com conexão no barramento 138 kV. Esse resultado, à primeira vista, pode parecer surpreendente, visto que a conexão do potencial solar em nível mais baixo de tensão traduz-se em maiores perdas elétricas. Essa percepção não é verdadeira por duas principais razões: i) A geração solar ocorre apenas durante o período diurno (carga média), ou seja, o tempo de permanência do cenário com grandes perdas elétricas é de cerca de 42%, apenas; ii) A alternativa A1 determina a

construção da LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias no ano de 2022, enquanto nas alternativas A2 e A3 a obra está nos anos de 2024 e 2025, respectivamente. Essa LT melhora sobremaneira o nível de perdas do sistema em todos os cenários da Tabela 7-2 e não apenas no cenário diurno. Com isso, a alternativa A1 fornece um ganho de perdas já em 2022, cujo custo, pela aplicação do valor presente, tem um peso maior que nos anos 2024 e 2025.

A Tabela 7-4 ilustra esse fato e demonstra que foram os altos valores de custo de perdas diferenciais nos anos 2022 e 2023 para a alternativa A2 e entre 2022 e 2024 para a alternativa A3 os responsáveis pelo bom desempenho da alternativa A1 na comparação de custos de perdas.

Tabela 7-4 – Custo diferencial de perdas elétricas – por ano – Região de Pirapora

Anos	VP (R\$ X 1000) - Diferencial Por Ano e Cenário		
	ALTA 1	ALTA 2	ALTA 3
2019	796,80	0,00	167,31
2020	1.545,29	0,00	230,38
2021	935,28	0,00	493,07
2022	0,00	9.002,44	9.014,57
2023	0,00	10.164,97	10.537,10
2024	1.636,66	93,91	9.429,51
2025	1.586,89	102,05	761,06
2026	1.234,15	115,74	742,61
2027	1.088,80	114,95	703,16
2028	952,43	107,38	665,90
2029	827,98	104,68	635,20
2030	716,37	102,15	608,42
2031	611,95	99,34	580,82
Total	11.932,60	20.007,60	34.569,10

No entanto, ao agrupar os custos globais, houve um empate entre as alternativas A1 e A2, conforme mostrado na Tabela 7-3 e ilustrado na Figura 7-1. Houve uma diferença de aproximadamente 2% entre elas, apenas.

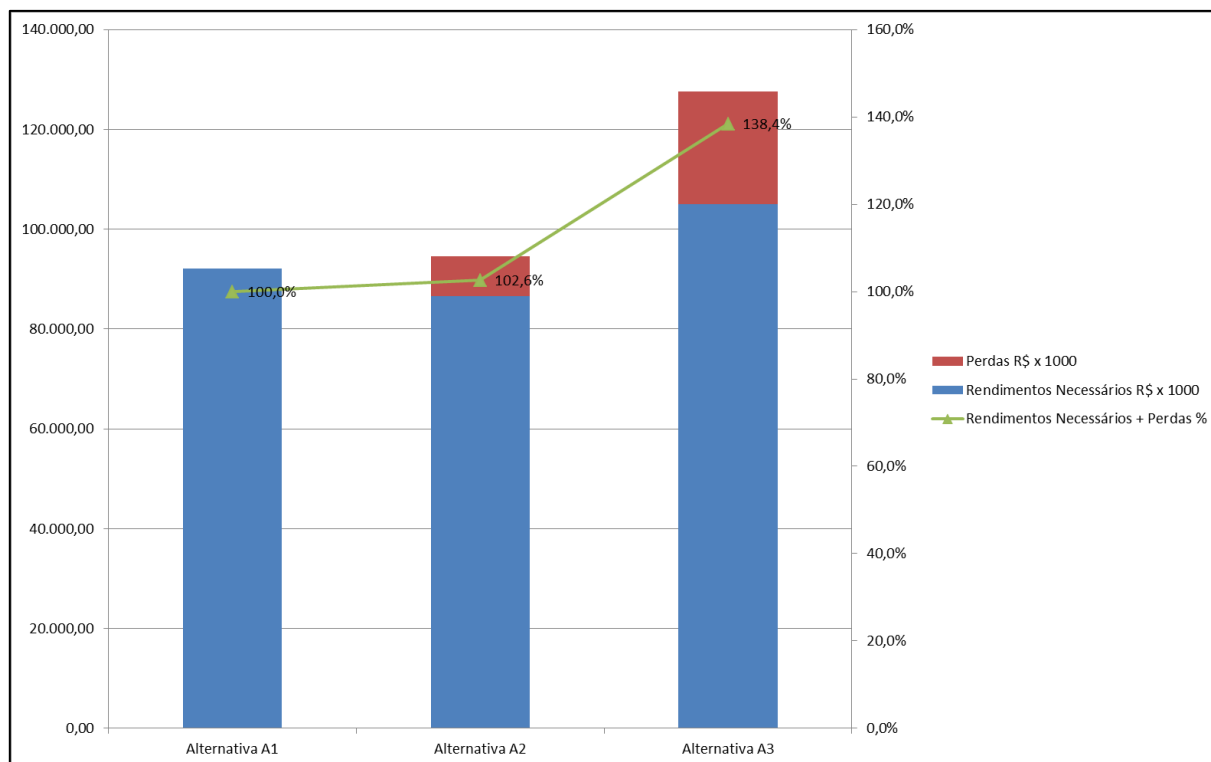


Figura 7-1 – Comparação econômica – Região de Pirapora

7.1.1 Discussão dos Resultados

Levando em consideração a ocorrência de empate entre as Alternativas A1 e A2, faz-se necessária uma análise qualitativa dessas duas alternativas, de forma a indicar a opção de melhor desempenho técnico sob a ótica dos critérios de planejamento.

No item 6.1 discorreu-se sobre o desempenho das três alternativas, no qual se observou que a conexão do potencial solar no barramento de 345 kV ou de 500 kV da SE Pirapora 2 é a que menos sobrecarrega o sistema de distribuição regional. São observados carregamentos bem mais baixos na alternativa A2 quando comparados à alternativa A1, sendo que na maioria dos casos as LDs 138 kV carregam até duas vezes mais nesta alternativa. Além disso, a própria Tabela 7-4 mostra que a alternativa A2 é a que possibilita os menores custos de perdas elétricas para o sistema, a partir de 2024, quando entra em operação a LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias.

Diante desses fatores e visando diminuir perdas na distribuição e dar sobrevida à malha de 138 kV local, a alternativa vencedora escolhida para a região de Pirapora foi a alternativa A2.

7.2 Região Extremo Norte de Minas Gerais

Nesta análise será considerado o ano de 2022 como o inicial e o ano de 2031 para o truncamento das séries de custos, tanto para investimentos quanto para perdas elétricas. No que se refere às

perdas elétricas, foi utilizada a mesma metodologia aplicada para região de Pirapora, conforme Tabela 7-5.

Tabela 7-5 – Composição e participação dos períodos de carga para montagem dos casos de perdas elétricas – Região Extremo Norte

Horário	Permanência	Período de Carga	Geração Solar (% Cap. instalada)
00h às 07h	29,2%	LEVE	0%
07h às 17h	41,7%	MÉDIA	90%
17h às 22h	20,8%	PESADA	0%
22h às 00h	8,3%	MÉDIA	0%

O resultado da comparação de investimentos é mostrado na Tabela 7-6, que contém o custo de investimento total das alternativas em valor presente, o custo pela metodologia dos rendimentos necessários, o custo de perdas elétricas e finalmente o custo global. A análise mais detalhada da comparação econômica, com lista de obras, pode ser verificada no Anexo 15.4.

Tabela 7-6 – Comparação de Custos de Alternativas – Região Extremo Norte

Alternativa	Custo total (PV)			Rendimentos Necessários		
	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
Alternativa B1	265.303,78	100,0%	1º	146.454,36	100,0%	1º
Alternativa B2	342.787,33	129,2%	2º	190.210,98	129,9%	2º
Alternativa B3	448.511,22	169,1%	5º	248.876,65	169,9%	5º
Alternativa B4	377.940,47	142,5%	3º	209.717,28	143,2%	3º
Alternativa B5	385.791,26	145,4%	4º	214.073,65	146,2%	4º
Alternativa	Perdas			Rendimentos Necessários + Perdas		
	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
Alternativa B1	29.698,34	28.319,85	4º	174.774,20	100,0%	1º
Alternativa B2	6.593,40	5.214,90	2º	195.425,88	111,8%	2º
Alternativa B3	33.739,47	32.360,97	5º	281.237,62	160,9%	5º
Alternativa B4	1.378,50	0,00	1º	209.717,28	120,0%	3º
Alternativa B5	28.807,42	27.428,92	3º	241.502,58	138,2%	4º

Em termos de custos de investimentos, observou-se que a alternativa mais módica é a alternativa B1, tanto em valor presente quanto aplicando a metodologia dos rendimentos necessários. Já no que se refere ao custo de perdas elétricas, a alternativa que apresentou os menores valores foi a alternativa B4, que contém a conexão da SE Januária 5 com a SE Pindaí II, na Bahia. A alternativa com maiores custos de perdas foi a alternativa B3, que contempla a ligação com Arinos 2. Por não possuir o segundo circuito entre Jaíba e Janaúba 3, essa opção conferiu um montante maior de

perdas elétricas. Em segundo lugar, ficou a alternativa B1, a única pertencente ao Grupo I das alternativas promissoras. Os altos montantes de perdas elétricas são explicados pela utilização da SE Jaíba simultaneamente como ponto de conexão para a usinas fotovoltaicas quanto para suporte ao anel 138 kV da distribuidora. Com isso, os fluxos nesse anel ficam desotimizados, causando perdas ligeiramente mais elevadas.

No entanto, ao agrupar os custos globais, a alternativa B1, apesar de ser a que apresentou o segundo maior custo de perdas, permaneceu sendo alternativa de menor custo global graças ao baixo custo de investimento. A análise final é ilustrada na Figura 7-2, sendo observada uma diferença de 11% para a segunda colocada (alternativa B2).

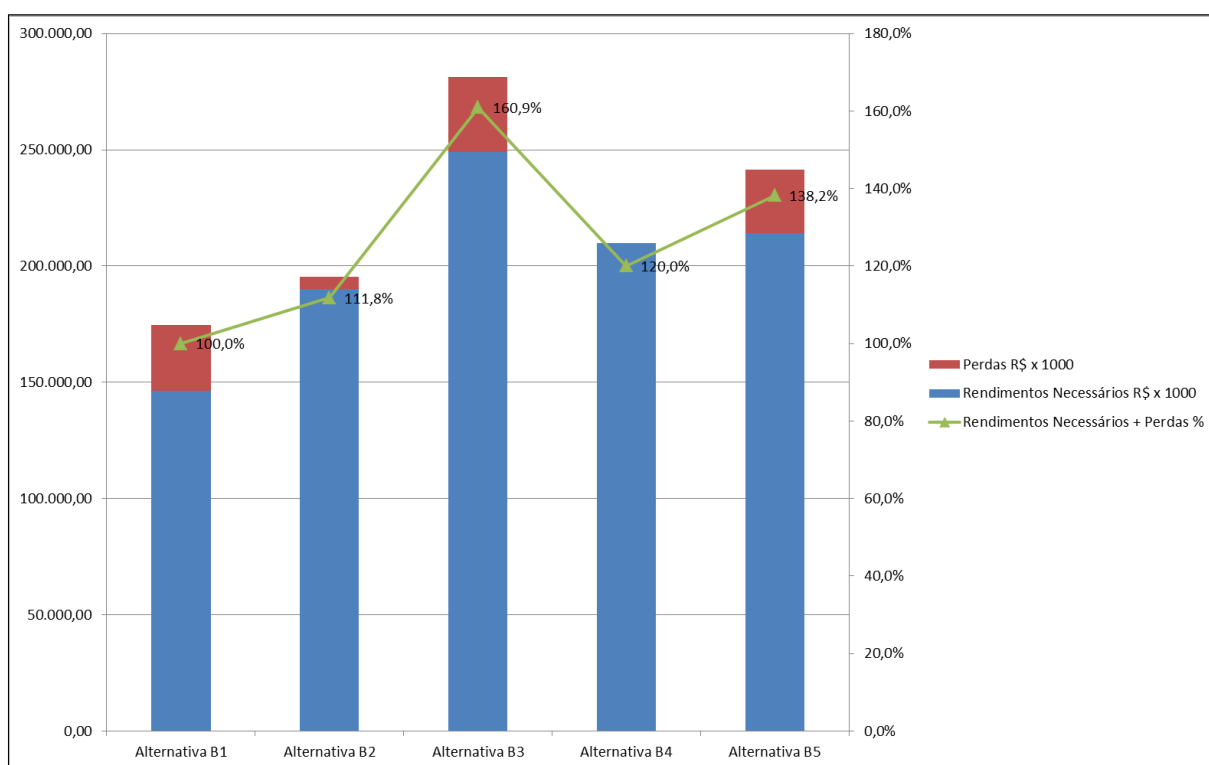


Figura 7-2 – Comparação econômica – Região Extremo Norte

7.2.1 Discussão dos Resultados

A alternativa B1 foi a alternativa vencedora da análise. Mesmo a injeção no anel de 138 kV não sendo efetuada no ponto mais adequado, o suporte de tensão pôde ser realizado com a aplicação de bancos de capacitores. O ganho no custo de perdas que as alternativas do Grupo II poderiam fornecer pela injeção em Januária 5 não foi suficiente para reverter o mérito. Destaca-se o baixo custo de implantação da alternativa B1 quando comparada às demais, apresentando investimentos cerca de 22% mais baixos que a segunda alternativa mais módica.

8 DESEMPENHO DA ALTERNATIVA VENCEDORA

Essa etapa tem por objetivo mostrar o desempenho das alternativas vencedoras, comprovando que os problemas verificados na etapa de diagnóstico foram totalmente solucionados em todo o horizonte do estudo, que vai até 2031. Apesar de no diagnóstico terem sido apresentados os problemas somente até o horizonte decenal (2025), nesta etapa prolongou-se o horizonte até aquele ano, aplicando-se um crescimento de carga apenas na região em análise, no caso a região Norte e Noroeste de Minas Gerais. Para tal, foi aplicado um percentual de crescimento de aproximadamente 3% a partir de 2026.

Nos itens seguintes serão apresentados gráficos comparativos dos problemas antes e depois das obras estruturais apresentadas, correspondentes às alternativas vencedoras A2 e B1.

8.1 Solução dos Problemas da Etapa 1

8.1.1 Desempenho em Regime Normal

A Figura 8-1 mostra que o afundamento de tensão observado em barramentos 138 kV do norte de Minas Gerais foi solucionado.

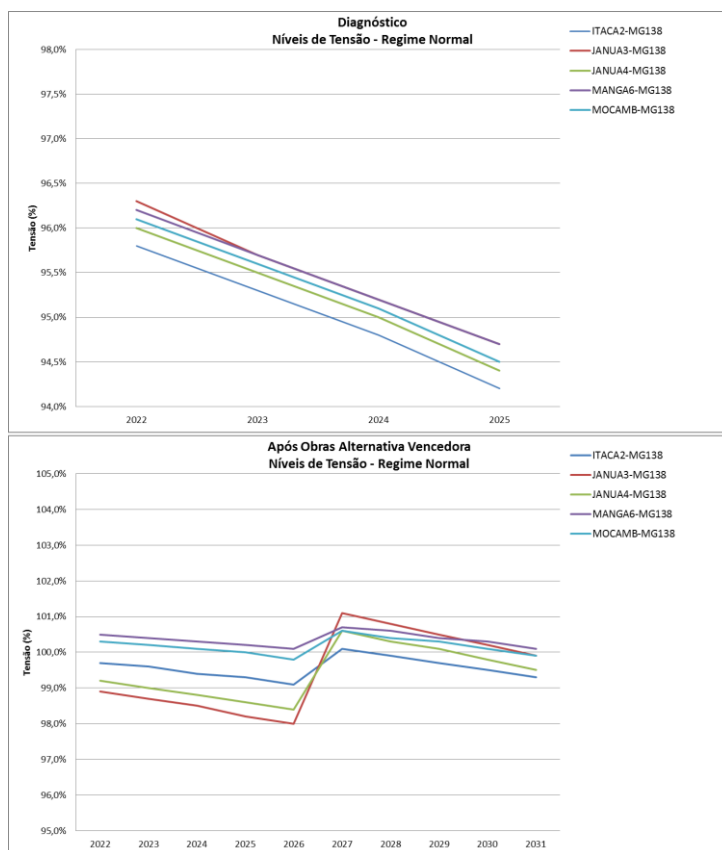


Figura 8-1 – Níveis de tensão em regime normal de operação

8.1.2 Desempenho em Regime de Emergência

A Figura 8-2 mostra que o afundamento de tensão observado em barramentos 138 kV do norte de Minas Gerais para a perda da LT 230 kV Irapé – Janaúba 3 foi solucionado.

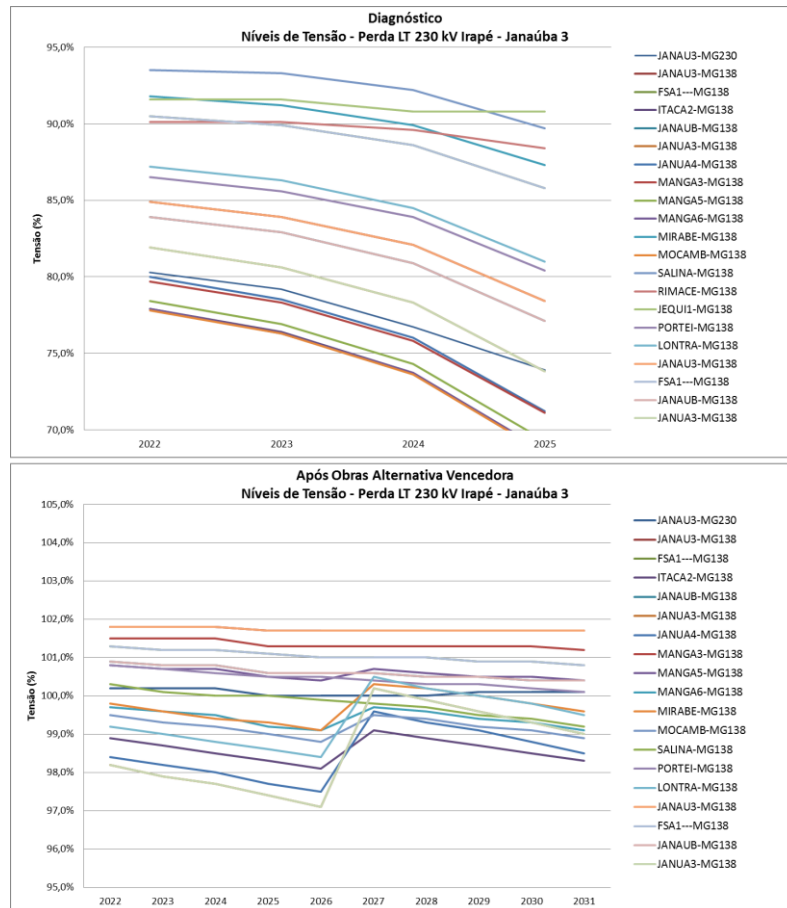


Figura 8-2 – Níveis de tensão na perda LT 230 kV Irapé – Janaúba 3 ou ATR 230/138 kV Janaúba 3 – Cenário 4B

Observam-se aumentos nos níveis de tensão em alguns barramentos no ano de 2027, proporcionados pela entrada em operação do banco de capacitores na SE Januária 3.

A Figura 8-3 mostra que o afundamento de tensão observado em barramentos 138 kV do norte de Minas Gerais para a perda da LT 345 kV Pirapora 2 – Montes Claros 2 foi solucionado.

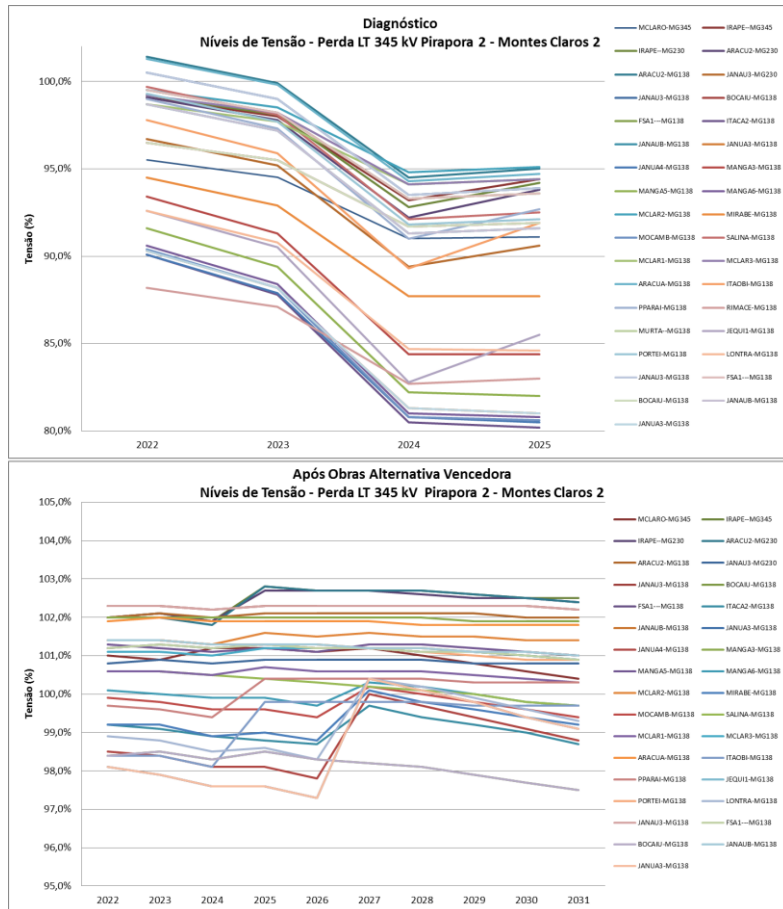


Figura 8-3 – Níveis de tensão na perda LT 345 kV Pirapora 2 – Montes Claros 2 – Cenário 4B

Observam-se aumentos nos níveis de tensão em alguns barramentos no ano de 2027, proporcionados pela entrada em operação do banco de capacitores na SE Januária 3.

A Figura 8-4 mostra que o afundamento de tensão observado em barramentos 138 kV do norte de Minas Gerais para a perda da LT 345 Montes Claros 2 – Várzea da Palma foi solucionado.

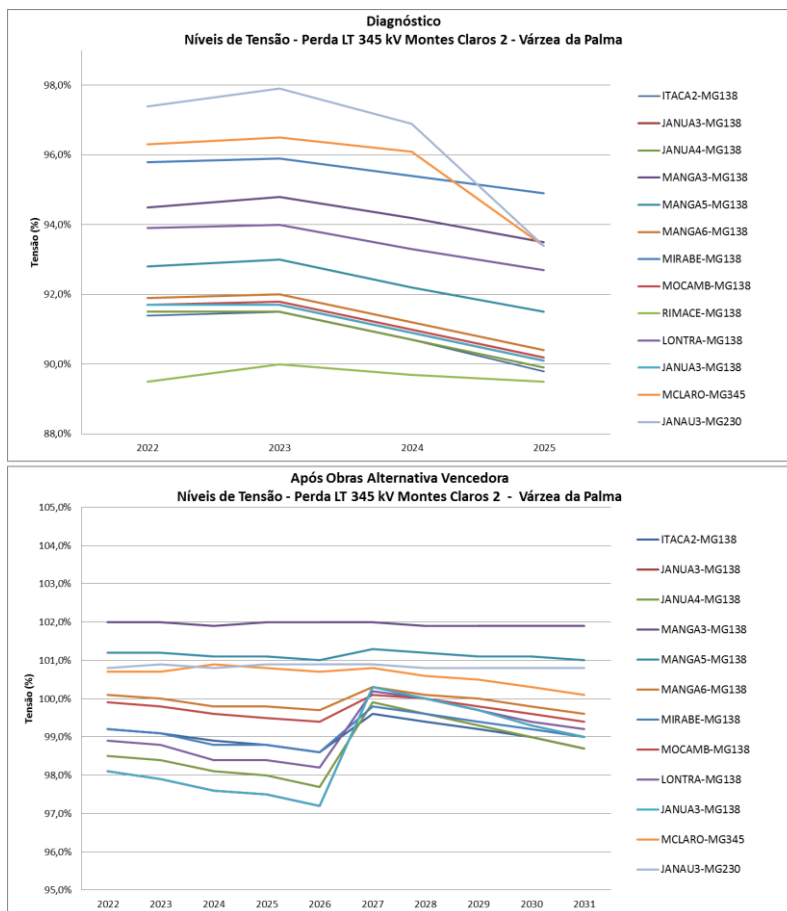


Figura 8-4 – Níveis de tensão na perda LT 345 kV Montes Claros 2 – Várzea da Palma – Cenário 4B

Observam-se aumentos nos níveis de tensão em alguns barramentos no ano de 2027, proporcionados pela entrada em operação do banco de capacitores na SE Januária 3.

No que se refere aos níveis de carregamento, a Figura 8-5 e a Figura 8-6 ilustram os carregamentos do ATR de menor capacidade da transformação 345/138 kV de Montes Claros 2, antes e depois dos reforços, na contingência de uma das unidades dessa transformação e da LT 230 kV Irapé – Janaúba 3, respectivamente.

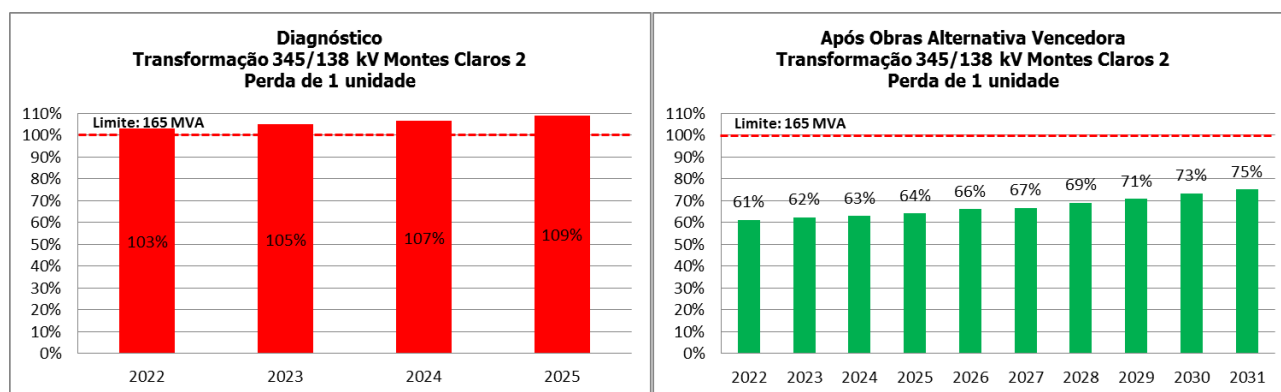


Figura 8-5 – Carregamento N-1 transformação 345/138 kV Montes Claros 2 – Cenário 4B

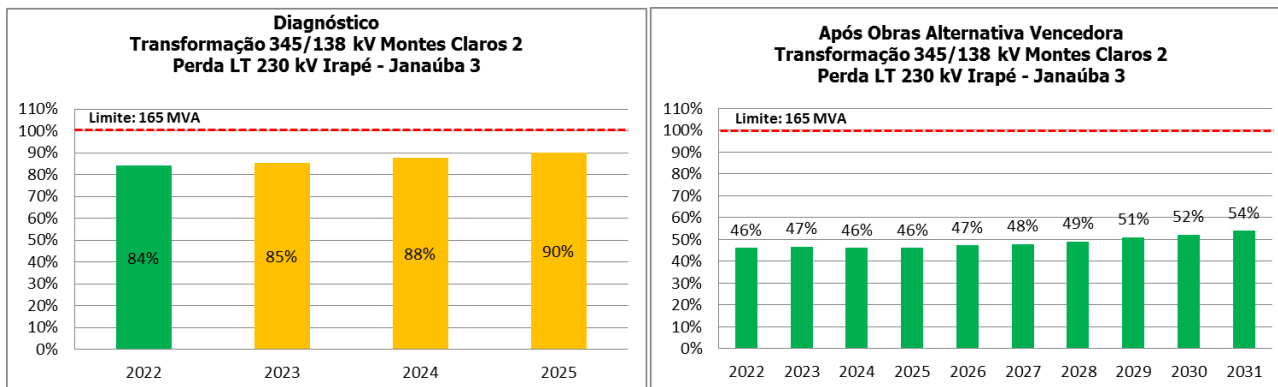


Figura 8-6 – Carregamento transformação 345/138 kV Montes Claros 2 – Perda LT 230 kV Irapé – Janaúba 3 ou ATR 230/138 kV Janaúba 3 – Cenário 3A

Foi observada uma queda expressiva do carregamento nesta transformação, no caso das duas contingências, chegando ao carregamento máximo de 75% em 2031. Essa redução se deu principalmente por dois fatores: i) o novo ponto de injeção na malha de 138 kV, fornecido pela SE 230/138 kV Jaíba retira fluxo da transformação e fronteira da SE Montes Claros 2 e ii) o acoplamento 500/230 kV de Janaúba confere mais intensidade aos fluxos nas transformações de fronteira de Janaúba 3 e da nova SE Jaíba, em detrimento da SE Montes Claros 2.

A Figura 8-7 mostra o alívio de carregamento observado para o N-1 da transformação 345/230 kV da SE Irapé.

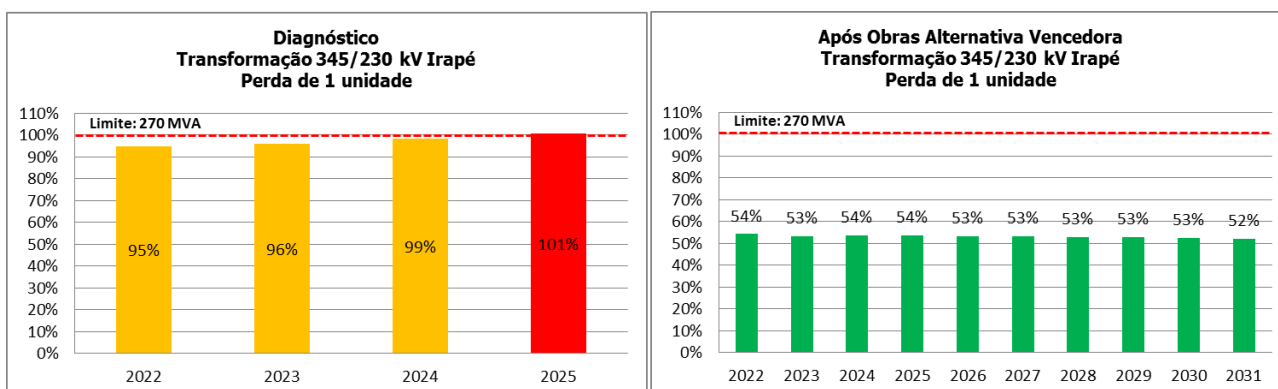


Figura 8-7 – Carregamento N-1 transformação 345/230 kV Irapé – Cenário 4A

Esse alívio deveu-se principalmente ao acoplamento 500/230 kV da SE Janaúba 3, que fornece um novo ponto de atendimento ao sistema de 230 kV do Norte de Minas Gerais via malha de 500 kV da interligação Nordeste-Sudeste. Isso acaba aliviando o atendimento via sistema de 345 kV que vem de Montes Claros 2, descarregando a transformação 345/230 kV de Irapé para em torno de 53% em contingência, no pior cenário, que corresponde ao 4A.

Dos elementos do diagnóstico que não apresentaram violações, mas apenas altos carregamentos, foram observadas quedas nos fluxos. A Figura 8-8 ilustra essa situação para a transformação 500/345 kV de Pirapora 2.

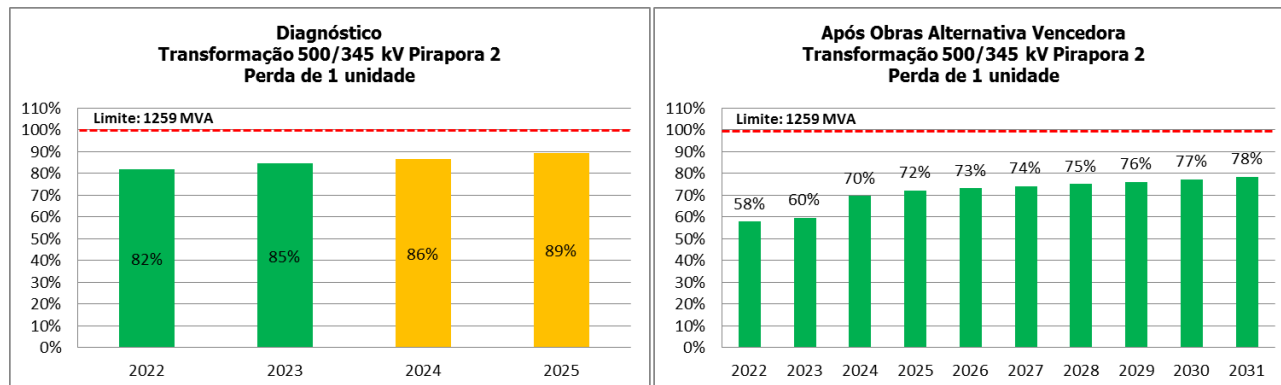


Figura 8-8 – Carregamento N-1 transformação 500/345 kV Pirapora 2 – Cenário 4B

A injeção proporcionada pelo acoplamento 500/230 kV de Janaúba 3, num ponto que anteriormente era atendido radialmente pela SE Irapé, proporcionou uma queda do carregamento na transformação 500/345 kV de Pirapora 2, no cenário 4B, de carga pesada, em que não há geração solar fotovoltaica. O salto de carregamento em 2024, de 60% para 70% pode ser explicado pela nova LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias, cuja data de entrada prevista é aquele ano.

Outra redução de carregamento observada foi na LD 138 kV Pirapora 2 – Pirapora 1, para a contingência da LT 345 kV Pirapora 2 – Várzea da Palma, conforme ilustra a Figura 8-9.

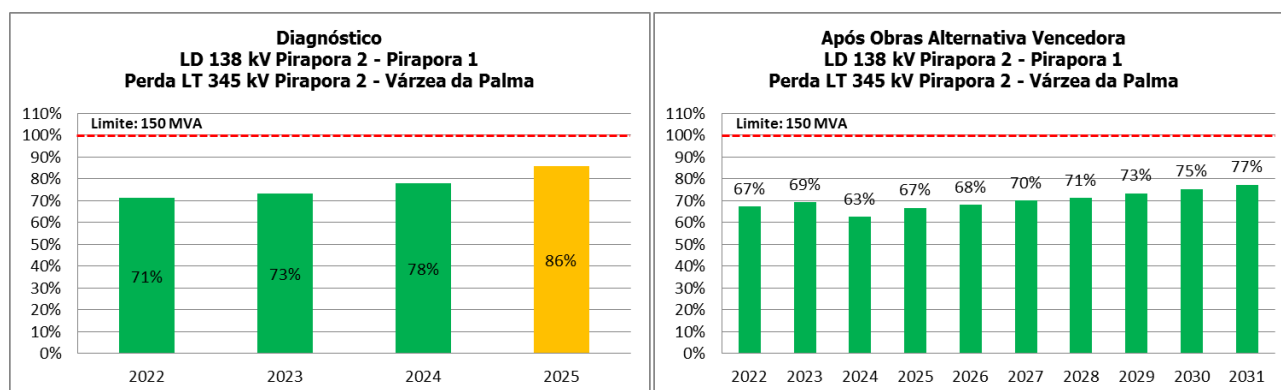


Figura 8-9 – Carregamento LD 138 kV Pirapora 2 – Pirapora 1 – Perda LT 345 kV Pirapora 2 - Várzea – Cenário 3B

O carregamento mostrado ocorre no cenário 3B, de carga média, em que há baixa produção solar. Nesse caso, o acoplamento 500/345 kV de Janaúba descarregou, já em 2022, toda a malha de 345 kV alimentada pelo setor de 500 kV da SE Pirapora 2, fazendo com que a contingência mostrada

atuasse com menos intensidade o carregamento da LD 138 kV Pirapora 2 – Pirapora 1. Um novo alívio é observado no ano de 2024, provocado pela entrada da LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias.

8.2 Solução dos Problemas da Etapa 2

Os problemas apresentados na Etapa 2 foram aqueles relacionados à conexão de novos projetos solares. Como a solução para o escoamento dos projetos do Extremo Norte ficou muito relacionada também aos problemas da Etapa 1, muito do desempenho da alternativa ficou coberto no item 8.1. Desta forma, a maior parte do que será apresentado nesse item refere-se ao escoamento do potencial do *cluster* Pirapora – Várzea da Palma. Como não foram observadas violações em regime normal de operação, serão revisitados os problemas observados em contingência.

8.2.1 Desempenho em Regime de Emergência

Contingência LT 345 kV Pirapora 2 – Várzea da Palma

A Figura 8-10 ilustra que a violação de carregamento na LD 138 kV Pirapora 1 – Várzea da Palma 1, observada nos cenários 1A, 1B, 2A e 2B foi solucionada.

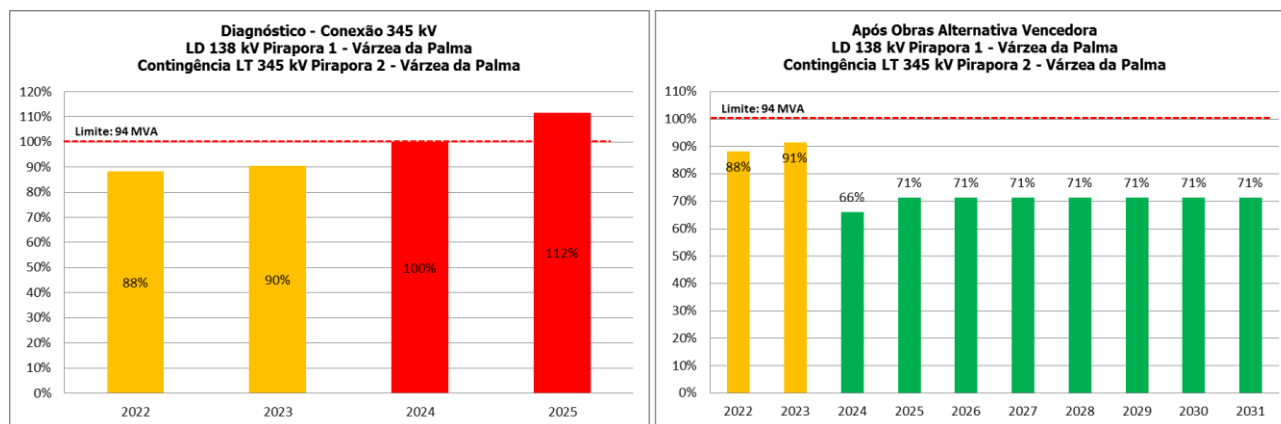


Figura 8-10 – Carregamento LD 138 kV Pirapora 1 – Várzea da Palma – Cenário 2B

A Figura 8-11 ilustra que a violação de carregamento na LD 138 kV Pirapora 2 – Várzea da Palma 1, observada nos cenários 1A, 1B, 2A e 2B foi solucionada.

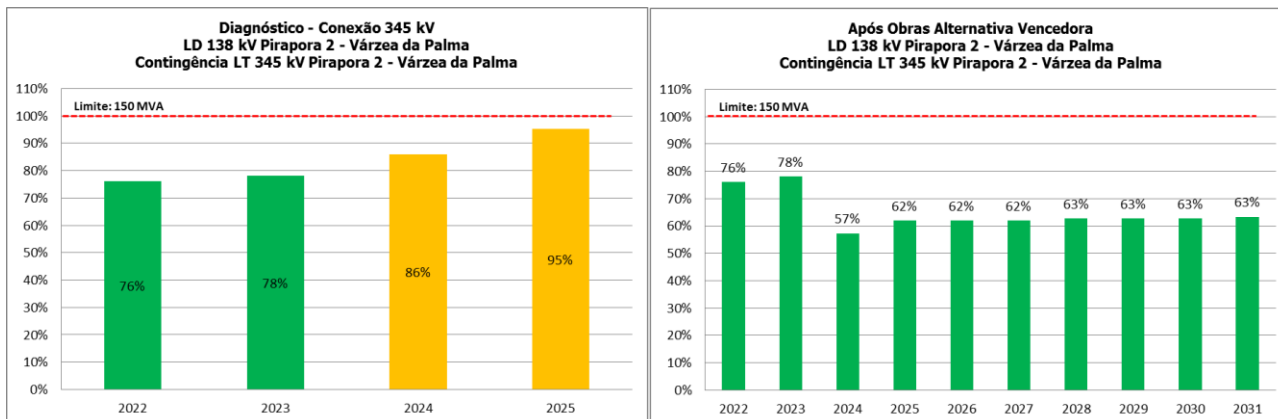


Figura 8-11 – Carregamento LD 138 kV Pirapora 2 – Várzea da Palma – Cenário 2B

A Figura 8-12 ilustra que a violação de carregamento na LD 138 kV Pirapora 2 – Pirapora 1, observada no cenário 1B foi solucionada.

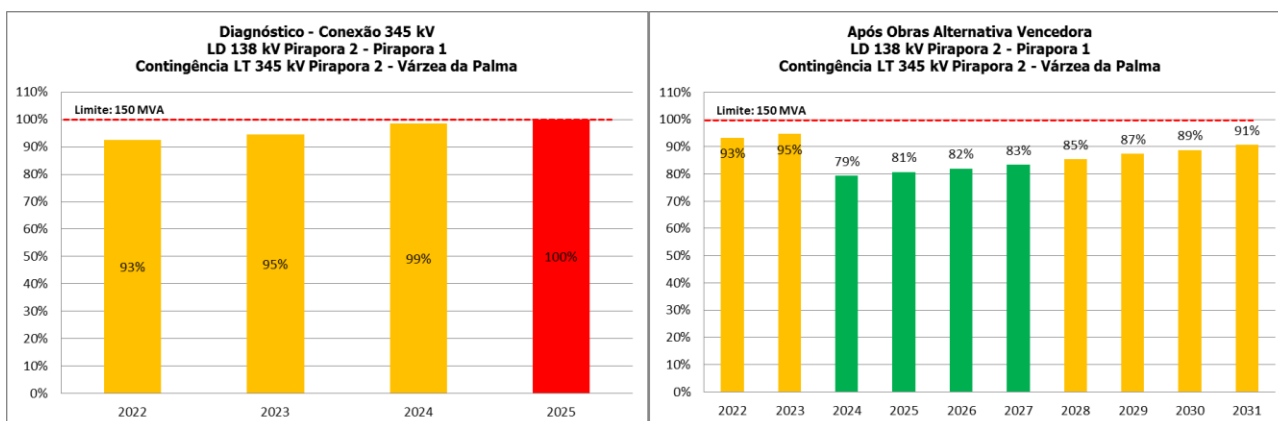


Figura 8-12 – Carregamento LD 138 kV Pirapora 1 – Várzea da Palma – Cenário 1B

Observa-se que, após a entrada em operação da LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias, 2024, há uma queda acentuada do carregamento das três linhas de distribuição em questão. A única LD que volta a apresentar altos carregamentos no final do horizonte é a LD 138 kV Pirapora 2 – Pirapora 1.

Contingência LT 345 kV Três Marias – Várzea da Palma

A Figura 8-13 ilustra que a violação de carregamento na LD 138 kV Três Marias – Várzea da Palma, observada nos cenários 1B e 2B foi solucionada.

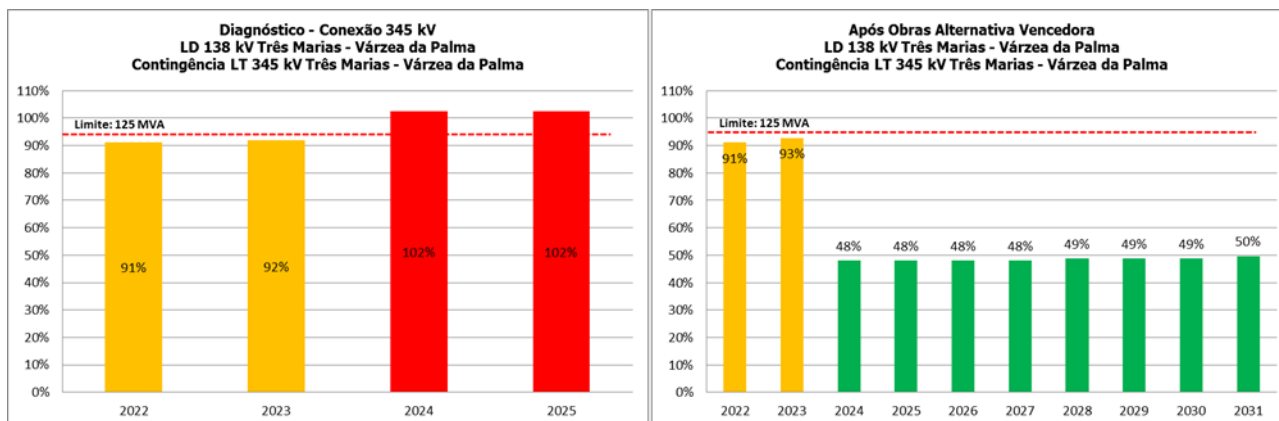


Figura 8-13 – Carregamento LD 138 kV Três Marias – Várzea da Palma – Cenário 1B

Observa-se que, após a entrada em operação da LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias, em 2024, há uma queda acentuada do carregamento dessa linha de distribuição.

Como na etapa de diagnóstico a contingência de 1 ATR 345/138 kV de Pirapora 2 não acarretou quaisquer violações para a conexão nos barramentos de 345 e 500 kV da SE Pirapora 2,

8.3 Carregamentos dos Elementos Propostos

Cabe também analisar o carregamento dos elementos que compõem as expansões propostas, de forma a se comprovar a aderência dos carregamentos às capacidades indicadas.

A Figura 8-14 ilustra o carregamento esperado para a transformação 500/230 kV Janaúba 3, para a perda de uma das duas unidades transformadoras que a compõem.

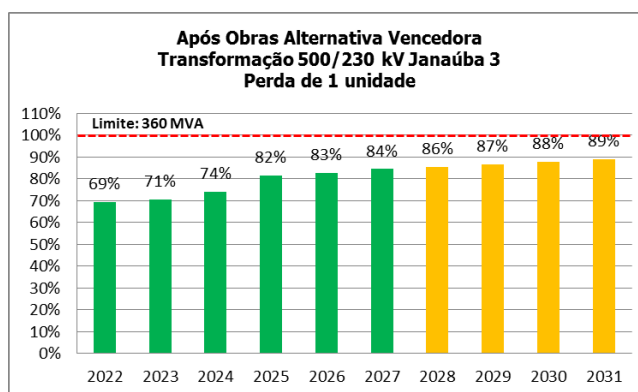


Figura 8-14 – Carregamento N-1 transformação 500/230 kV Janaúba 3

Observa-se um crescimento de carregamento mais acelerado nos anos iniciais, como resultado do aumento da potência instalada incluída de forma referencial na região Nordeste do País. Essa geração referencial não foi incluída nos anos 2026-2031, tendo sido incrementada apenas a carga regional do Norte de Minas Gerais, o que explica a menor taxa de crescimento do carregamento nesses anos.

Dada a grande incerteza da localização de projetos futuros de geração, intrínseco ao modelo do setor elétrico brasileiro, seria precipitado indicar de forma determinativa uma modulação mais robusta que poderia se tornar ociosa. Desta forma, a solução mais prudente é prever espaço para uma terceira unidade de 300 MVA, caso seja observado um crescimento dos carregamentos acima do previsto. Essa diretriz confere, concomitantemente, robustez e flexibilidade para o planejamento, uma vez que a solução é adaptável e válida tanto para cenários otimistas de expansão da geração quanto para os mais pessimistas.

A Figura 8-15 mostra o carregamento da transformação 230/138 kV da SE Jaíba, na perda de uma das unidades, no cenário 1B.

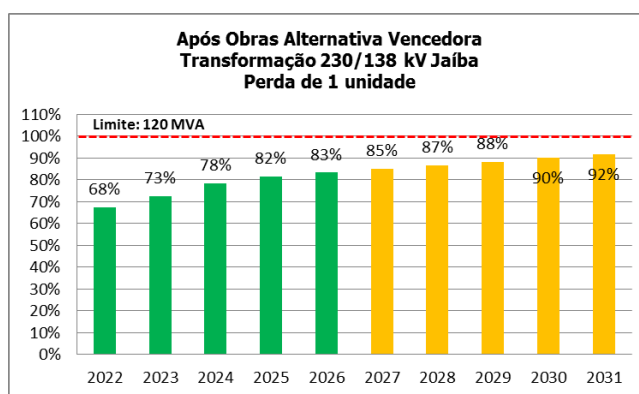


Figura 8-15 – Carregamento N-1 transformação 230/138 kV Jaíba

De forma similar ao observado para a transformação 500/230 kV de Janaúba 3, há um crescimento rápido do carregamento nos primeiros anos, causado principalmente pelo aumento do potencial solar conectado no barramento de 230 kV da SE Jaíba. Quanto maior o potencial solar, maior o carregamento na transformação.

Desta forma, aplicando a mesma linha de raciocínio anterior, visando adotar uma solução adaptável às incertezas locais inerentes à expansão do parque gerador brasileiro, considerou-se adequada a indicação da modulação de 2 x 100 MVA de forma determinativa, reservando-se o espaço para a expansão de um terceiro banco indicativo, a depender do cenário futuro.

A Figura 8-16 ilustra o carregamento para a LT 230 kV Janaúba 3 – Jaíba, na perda de um dos circuitos, no cenário 2A.

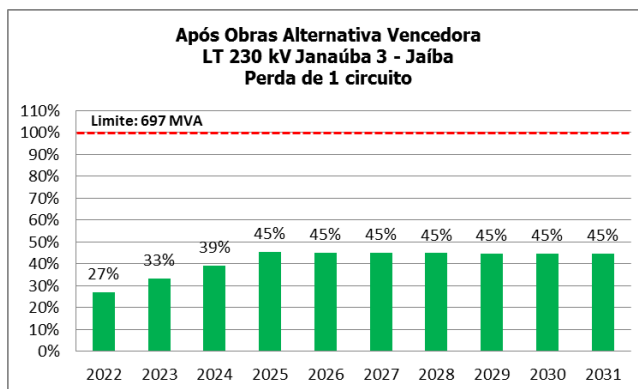


Figura 8-16 – Carregamento N-1 LT 230 kV Janaúba 3 - Jaíba

Observam-se carregamentos bastante confortáveis em relação ao limite térmico da LT, em contingência.

No que se refere à nova LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias, verificaram-se carregamentos da ordem de 45% da capacidade em regime normal e de 50% da capacidade de emergência, quando da contingência da LT 345 kV Várzea da Palma – Três Marias, no cenário 1B. A Figura 8-17 ilustra o carregamento para essa situação.

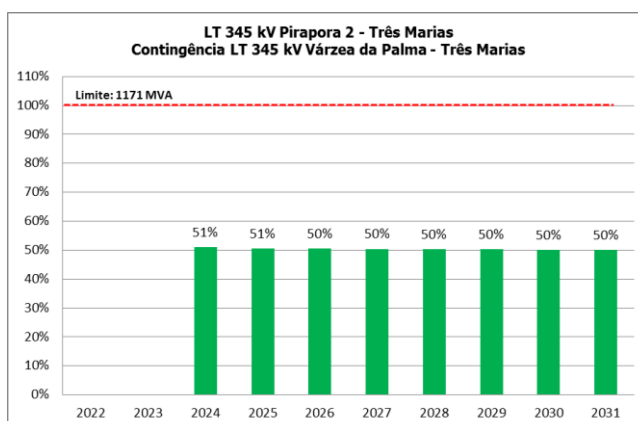


Figura 8-17 – Carregamento em contingência da LT 345 kV Várzea da Palma – Três Marias

Em resumo, a análise dos resultados mostra que as soluções propostas solucionaram de forma adequada os problemas verificados na etapa de diagnóstico, proporcionando ainda margem de expansão para crescimento dos potenciais solares acima do esperado, através principalmente, da expansão de unidades transformadoras nas novas subestações.

9 DEFINIÇÃO DA COMPENSAÇÃO SHUNT

Nesse capítulo, será verificada a necessidade de compensação shunt para os reforços indicados na Alternativa A2 e B1 (recomendadas). O resultado final dessa análise consistirá na recomendação dos seguintes itens:

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

Para chegar a essas definições, foram necessários 3 tipos de análises, a saber:

- Análise em regime permanente e em contingência, nos cenários de carregamento máximo e de carregamento mínimo, de forma a manter os critérios de limite de tensão;
- Análise de energização e rejeição de carga, de forma a atender os critérios de tensão máxima de terminal aberto e delta de tensão após chaveamento;
- Análise simplificada de religamento monopolar (se aplicável).

9.1 Análise em Regime Normal e em Contingência

A definição da compensação shunt deverá ser realizada conforme as seguintes premissas:

- Em regime normal, as tensões estejam dentro dos limites da Tabela 4-51;
- Na contingência simples de qualquer linha de transmissão, reator de barra ou perda de carga de grandes consumidores livres, não haja violação dos níveis de tensão em emergência;
- Ao manobrar reatores de barra, o delta de tensão não seja maior que 5% da tensão nominal do barramento.

Nesse caso, foram utilizados três cenários. Primeiro, o cenário 5, que consiste na carga leve, com carregamento muito baixo na interligação Nordeste-Sudeste e geração baixa nas usinas da região, em especial a UHE Irapé e a UHE Três Marias. Em segundo, o cenário 2A, que possui o maior carregamento para a LT 230 kV Janaúba 3 – Jaíba C1 e C2. E em terceiro, o cenário 1B, que proporciona o maior carregamento para a LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias.

As análises indicaram que foi possível manter o nível de tensão dentro dos limites adequados, em todos os cenários, sem a aplicação de quaisquer novos equipamentos de compensação reativa

shunt adicional, à exceção do banco de capacitores indicado para o barramento 138 kV da SE Janaúria 3, no ano de 2027.

Adicionalmente, verificou-se que a contingência de qualquer reator de barra existente ou indicado não acarreta variações de tensão maiores que 5% em nenhum dos cenários.

9.2 Análise de Energização e Rejeição de Carga

Foi analisada a energização inicial dos eixos de transmissão que compõem as alternativas vencedoras A2 e B1, com o intuito de comprovar a necessidade ou não da indicação de reatores de linha, necessários para controle de tensão em manobras. Já nas análises de rejeição foram considerados todos os eixos energizados e feita a abertura de cada um dos terminais de todos os circuitos, um a um.

Para energização, utilizou-se o cenário 5 tanto para a LT 230 kV Janaúba 3 – Jaíba C1 e C2 quanto para a LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias. Já para a rejeição, foi simulado o cenário 2A para aquela LT e o cenário 1B para esta.

Para verificar possíveis violações de tensão no terminal aberto, a tensão no terminal emissor foi ajustada em 1,05 pu, de forma a simular o pior cenário possível de tensão no terminal emissor. A Tabela 9-1 mostra os resultados obtidos para a análise de tensão de terminal aberto das LTs indicadas nesse estudo.

Tabela 9-1 – Tensão de terminal aberto (pu)

Linha de Transmissão	Percentual de Compensação Shunt	Tensão (pu)	
		Terminal Emissor	Terminal Aberto
LT 230 kV Janaúba 3 - Jaíba C1 ou C2	0,0%	1,050	1,059
LT 345 kV Pirapora 2 - Três Marias	0,0%	1,050	1,062

As LTs analisadas possuem extensão de 94 km e 108 km, respectivamente, valores que não podem ser considerados longos para os níveis de tensão utilizados. Por essa razão, mesmo sem a aplicação de compensação shunt, não são verificadas violações de tensão no terminal aberto, mesmo quando a tensão no terminal emissor está no limite superior da faixa operativa.

Numa segunda etapa, visando identificar o impacto no valor de tensão da barra emissora após o fechamento do disjuntor emissor, foi utilizada tensão de pré-energização entre 1,00 e 1,03 pu para ambos sistemas, de 230 kV e 345 kV. Além disso, os compensadores estáticos, unidades geradoras e compensadores síncronos próximos aos eixos foram ajustados de forma a deixar uma folga para consumo de potência reativa, auxiliando no controle de tensão durante as manobras. Na simulação não foi permitida a comutação de *tap* dos transformadores, de forma a se verificar o

delta de tensão logo após a manobra e antes dessa atuação, que possui um tempo de reação mais dilatado. Os itens seguintes ilustram os valores de tensão para energização dos eixos principais, separadamente.

9.2.1 LT 230 kV Janaúba 3 – Jaíba C1 e C2

Energização por Janaúba 3

A Figura 9-1 mostra o sequenciamento de manobras para energização do eixo Janaúba 3 - Jaíba a partir da SE Janaúba 3.

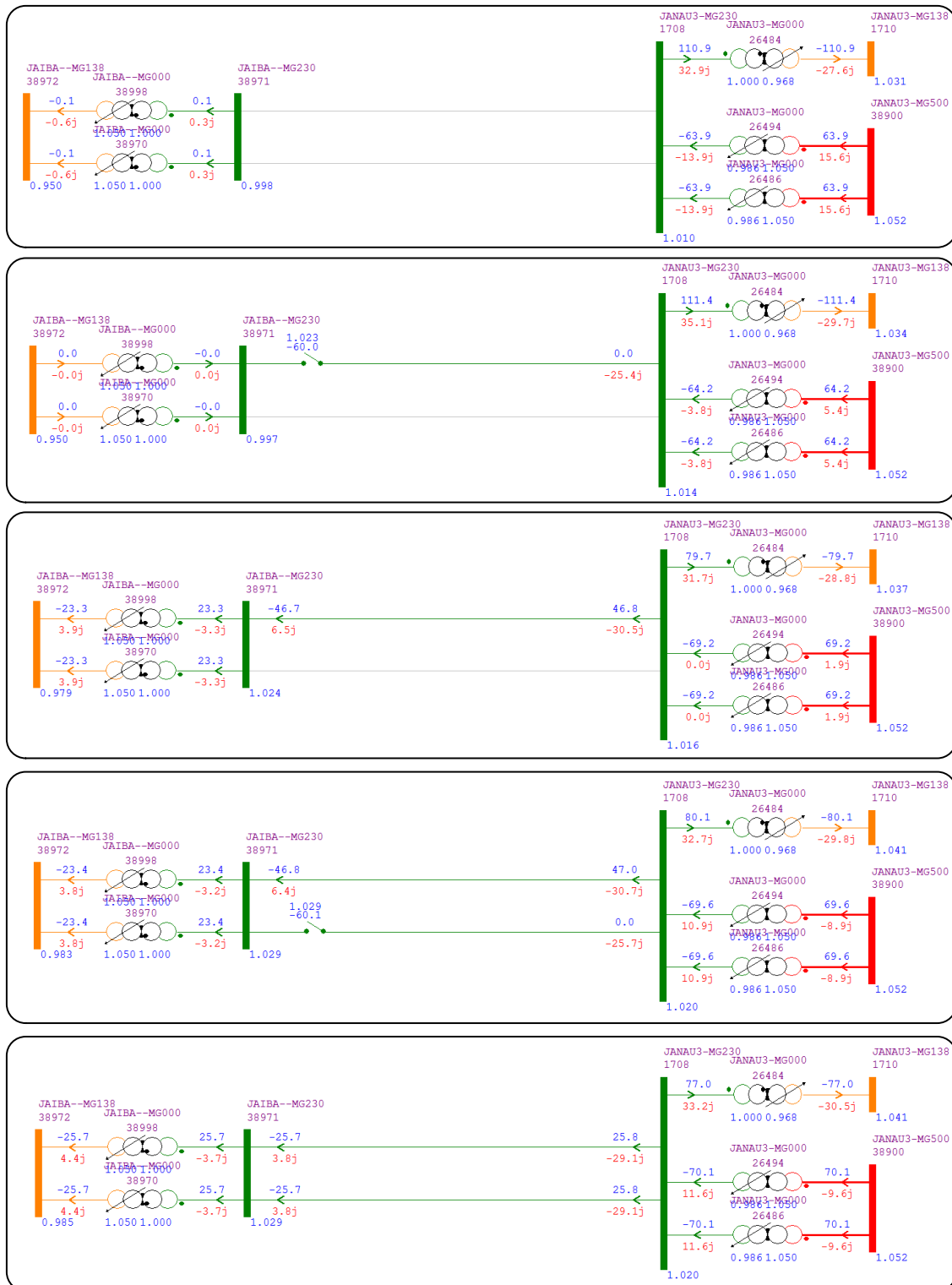


Figura 9-1 – Energização Eixo Janaúba 3 - Jaíba: por SE Janaúba 3

Observa-se que a energização do eixo via SE Janaúba 3 é perfeitamente possível, tanto numa situação de recomposição (segundo passo do processo) quanto para energização de apenas um dos circuitos, estando o primeiro já energizado em carga (quarto passo do processo). Em ambas situações, verificou-se variação de tensão do terminal emissor (Janaúba 3) menor que 1%.

Energização por Jaíba

A Figura 9-2 mostra o sequenciamento de manobras para energização do eixo Janaúba 3 - Jaíba a partir da SE Jaíba.

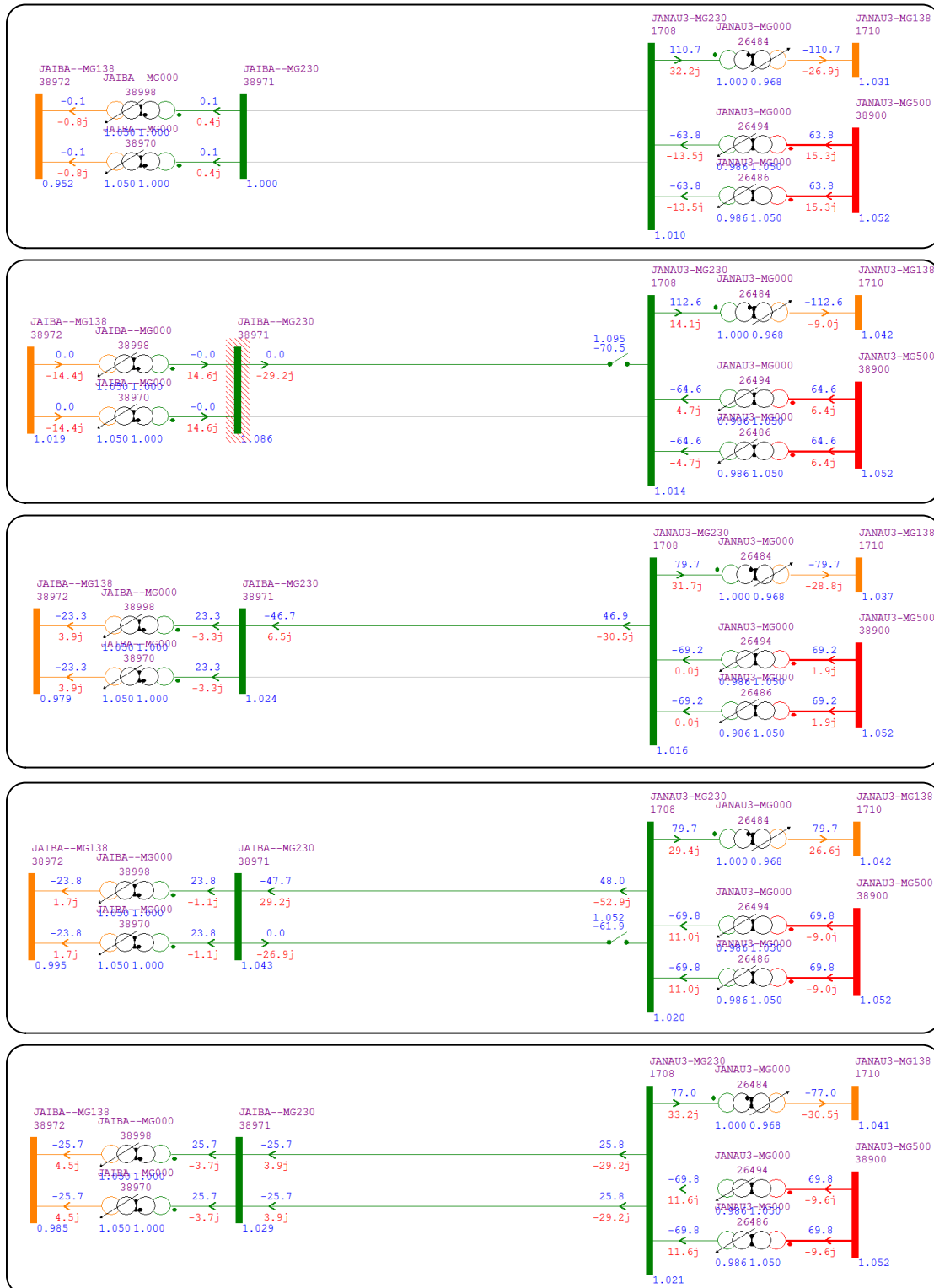


Figura 9-2 – Energização Eixo Janaúba 3 – Jaíba: por SE Jaíba

Percebe-se que a energização inicial ou em recomposição, em que os dois circuitos estão fora de operação, é bastante dificultada quando realizada pela extremidade de Jaíba (segundo passo do processo). Observa-se um delta de tensão de 9% no barramento 230 kV de Jaíba, que dependendo do valor pré-energização, pode violar o valor máximo de 1,05 pu para o terminal emissor. Uma solução pode ser utilizar o *tap* da transformação 230/138 kV para ajustar a tensão de pré-energização em valores abaixo de 1,0 pu o que pode prejudicar possíveis cargas ou unidades geradoras conectadas nesse barramento. Realizar a energização desse eixo em 230 kV pelo terminal de Jaíba não é razoável pois trata-se de um atendimento regional e radializado, sendo mais sensata a energização pelo terminal onde há mais fontes, que neste caso é o terminal de Janaúba 3.

Por outro lado, uma vez energizado um dos circuitos em carga, a energização do segundo circuito pelo terminal Jaíba é perfeitamente possível, sendo observado um delta de tensão de apenas 2% (quarto passo do processo).

Considerando que o sistema é de atendimento regional e radializado e que a situação de recomposição ou energização inicial do tronco pode ser perfeitamente atendida pelo terminal de Janaúba 3, não será indicada compensação reativa shunt para atender ao caso específico de energização por Jaíba, o que oneraria de forma desnecessária o consumidor.

Abertura de Terminal

A Figura 9-3 mostra a rejeição de um dos circuitos da LT 230 kV Janaúba 3 – Jaíba em cada um de seus terminais. Observa-se o atendimento aos critérios de tensão em todos os casos.

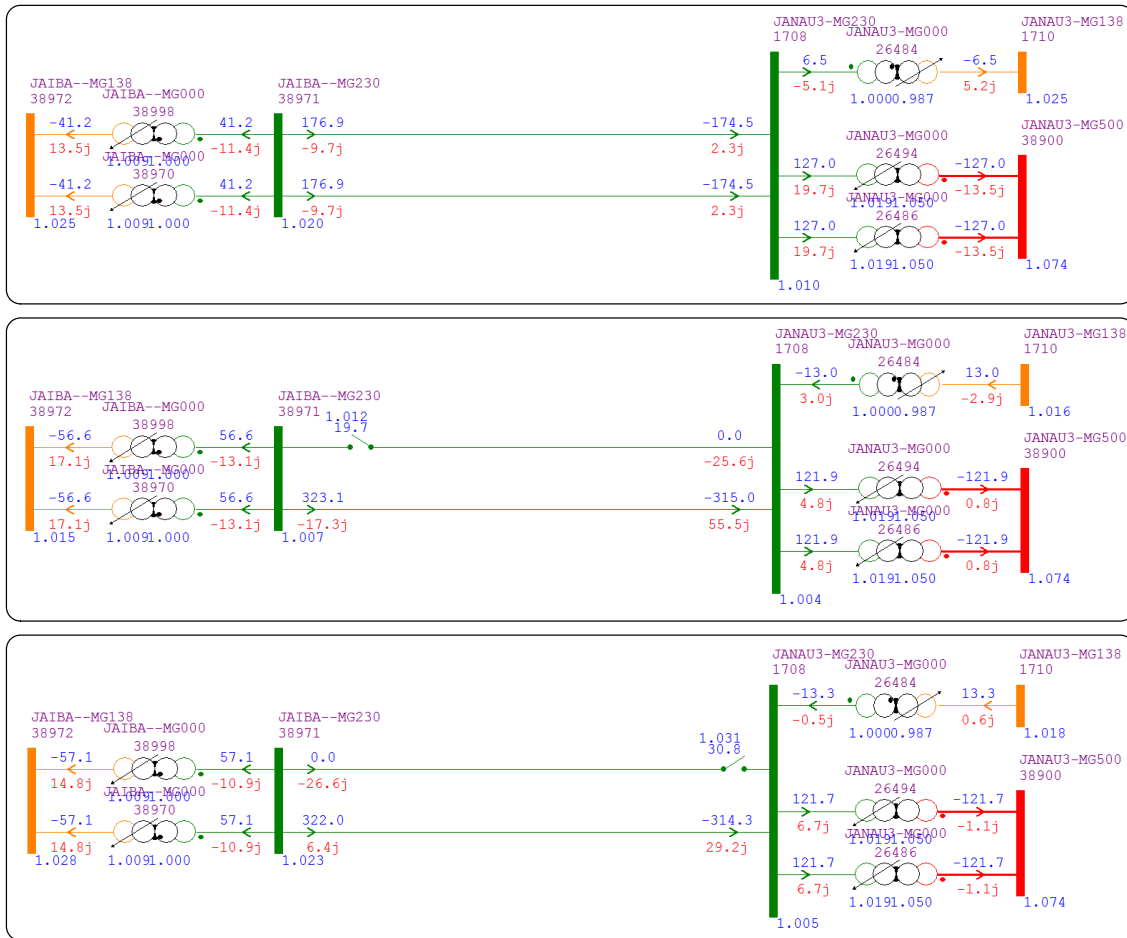


Figura 9-3 – Rejeição Eixo Janaúba 3 – Jaíba: por terminal

9.2.2 LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias

Energização por Pirapora 2

A Figura 9-4 mostra o sequenciamento de manobras para energização do eixo Pirapora 2 – Três Marias a partir da SE Pirapora 2.

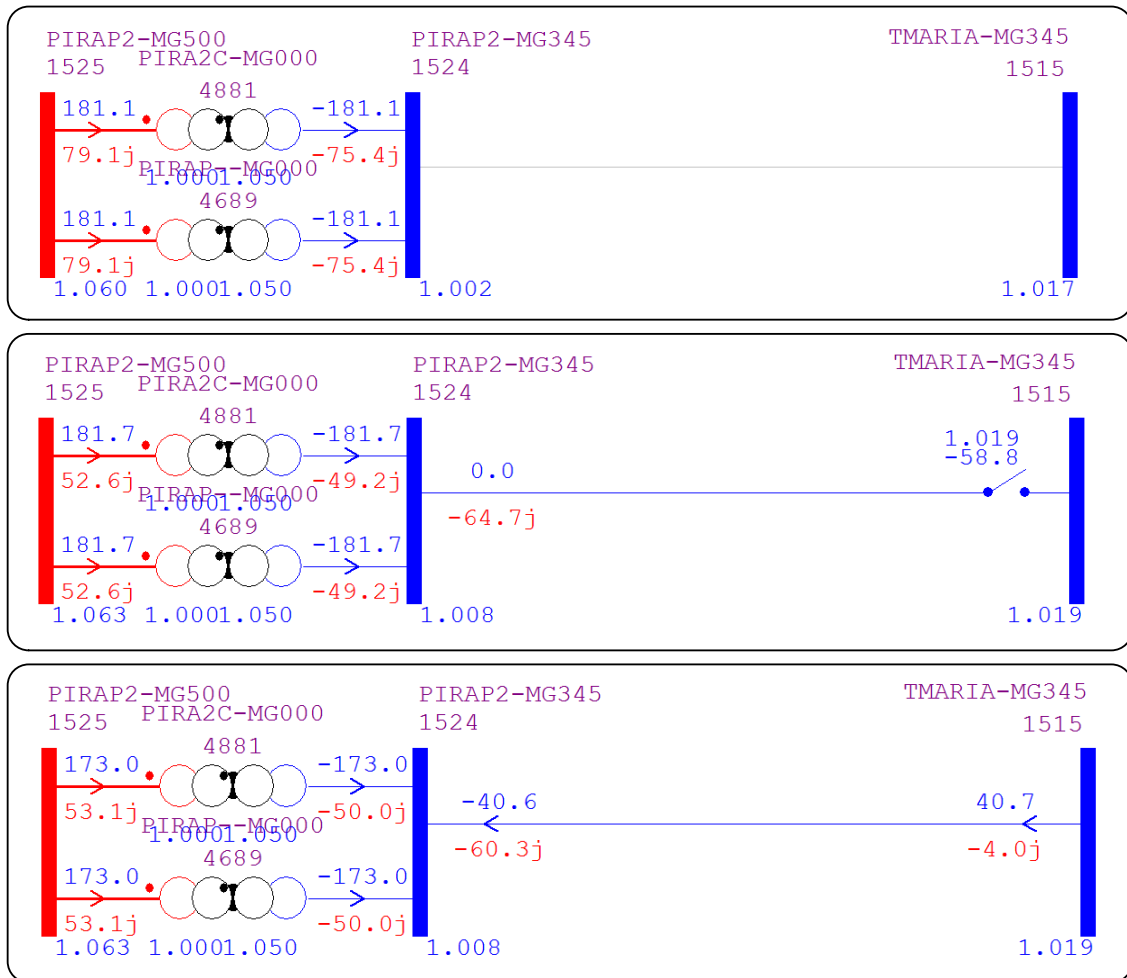


Figura 9-4 – Energização LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias: por SE Pirapora 2

Observa-se que a energização do eixo via SE Janaúba 3 é perfeitamente possível, sendo verificada variação de tensão do terminal emissor (Pirapora 2) menor que 1%.

Energização por Três Marias

A Figura 9-5 mostra o sequenciamento de manobras para energização da LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias a partir da SE Três Marias.

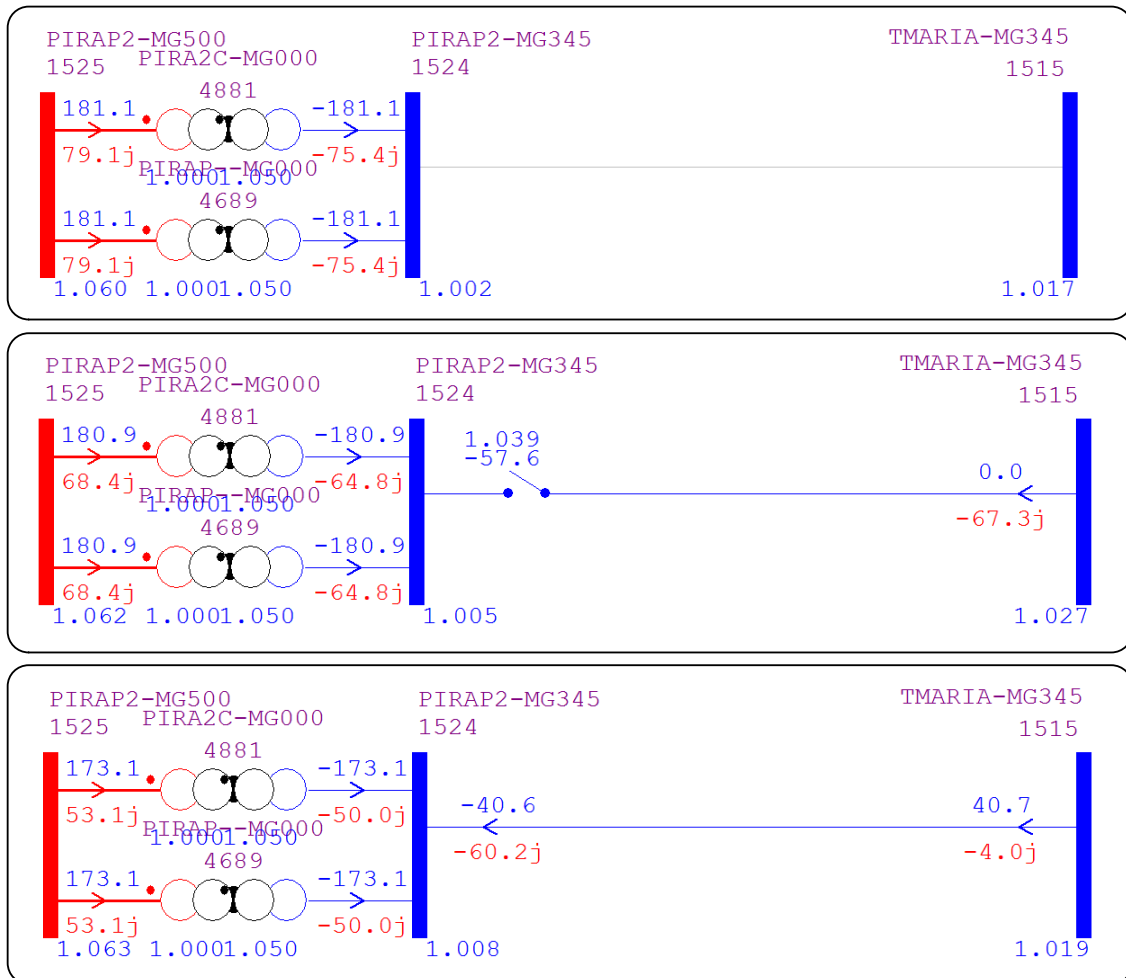


Figura 9-5 – Energização LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias: por SE Três Marias

Observa-se que a energização do eixo via SE Três Marias é perfeitamente possível, sendo verificada variação de tensão do terminal emissor (Três Marias) de aproximadamente 1%.

Abertura de Terminal

A Figura 9-6 mostra a rejeição da LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias em cada um de seus terminais. Observa-se o atendimento aos critérios de tensão em todos os casos.

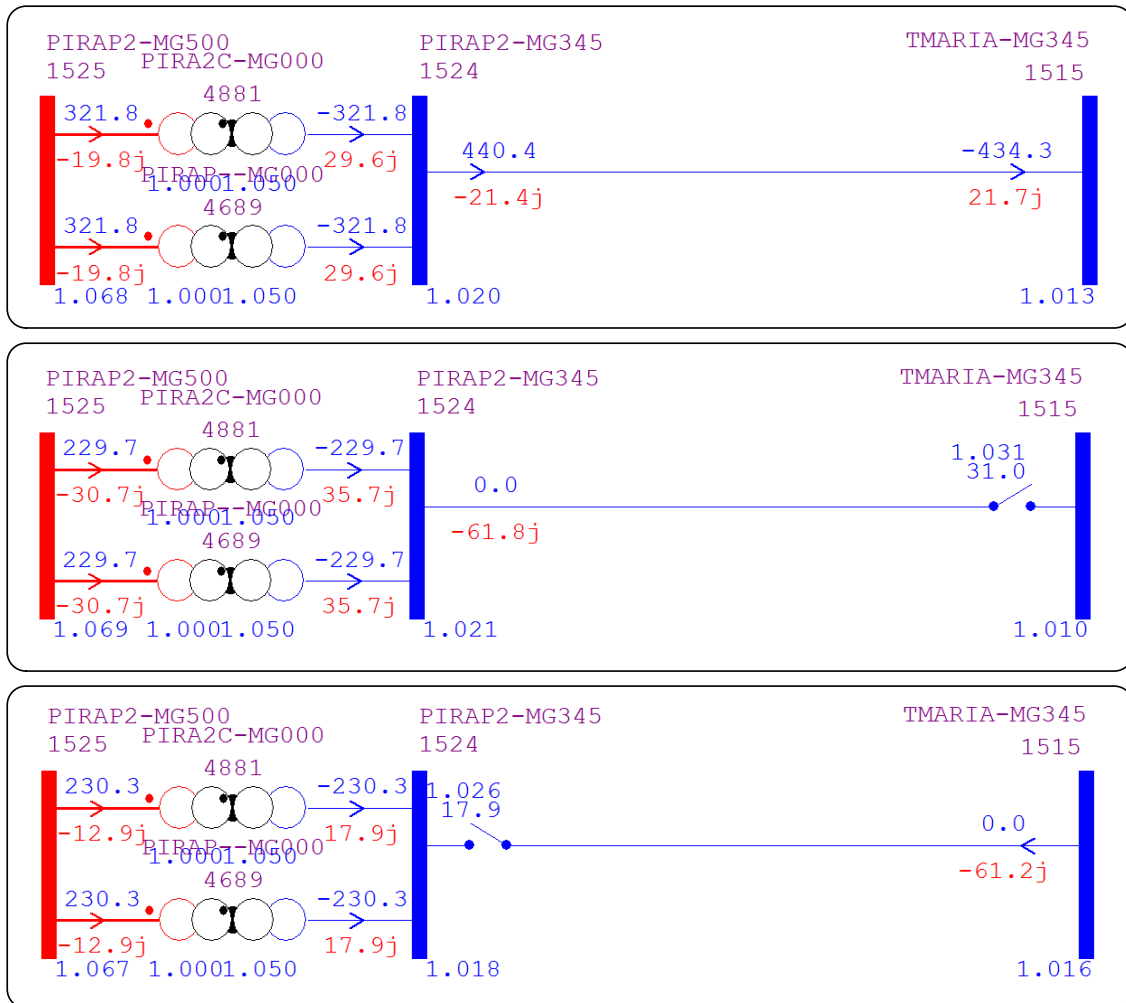


Figura 9-6 – Rejeição LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias: por terminal

9.3 Resultado da Análise de Compensação Reativa

As análises mostraram que as manobras nas LTs indicadas nesse estudo são possíveis sem a aplicação de qualquer compensação shunt. Por serem LTs relativamente curtas e com baixa susceptância shunt, a necessidade de compensação não se verificou. Por isso, a análise simplificada de religamento monopolar e ressonância não foi necessária.

10 DEFINIÇÃO DO CONDUTOR ECONÔMICO

10.1 LT 230 kV Janaúba 3 – Jaíba C1 e C2 (Circuito Duplo)

Para o atendimento às premissas do estudo, ficou caracterizada a necessidade da utilização de uma solução em circuito duplo em 230 kV para a referida LT. A determinação do condutor ótimo foi calculada através do software Elektra, desenvolvido pelo CEPEL, e teve como base duas diferentes concepção de feixe de condutores, a primeira com um subcondutor por fase e a segunda com dois. As disposições geométricas dos condutores ou do centro do feixe de condutores são apresentadas na Tabela 10-1. As silhuetas das torres são ilustradas na Figura 10-1 e na Figura 10-2.

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

	Circuito 1		Circuito 2	
	X(m)	Y(m)	X(m)	Y(m)
Feixe A	-3,5	20,7	3,5	15,615
Feixe B	-3,5	24,51	3,5	19,715
Feixe C	-3,5	28,32	3,5	15,615
Pára-raios	-3,5	33,32	3,5	22,83

Os cálculos realizados utilizaram as seguintes premissas:

- Custo Marginal de expansão (CME), para cálculo das perdas: R\$ 193,00.
- Taxa de desconto anual: 8%.
- 100% das estruturas consideradas foram consideradas autoportantes;
- Resistividade do solo igual a 1000 Ω .m;
- Feixes simétricos com 0,457 m de espaçamento entre condutores (para a situação de dois subcondutores por fase).
- Fluxos de potência para cenários de carga leve, média e pesada e suas respectivas permanências, bem como fluxos em situações de emergência.

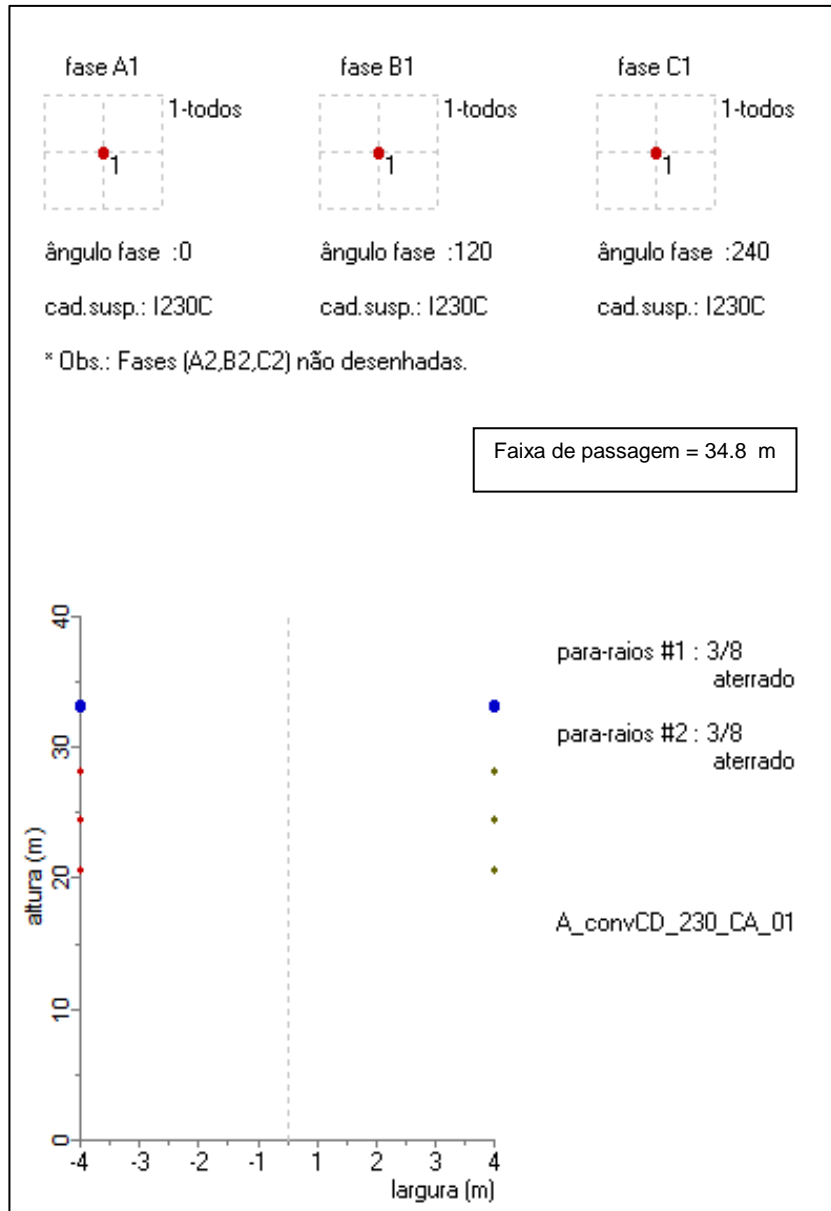


Figura 10-1 – Disposição geométrica dos condutores, circuito duplo 230 kV, configuração com um subcondutor por fase.

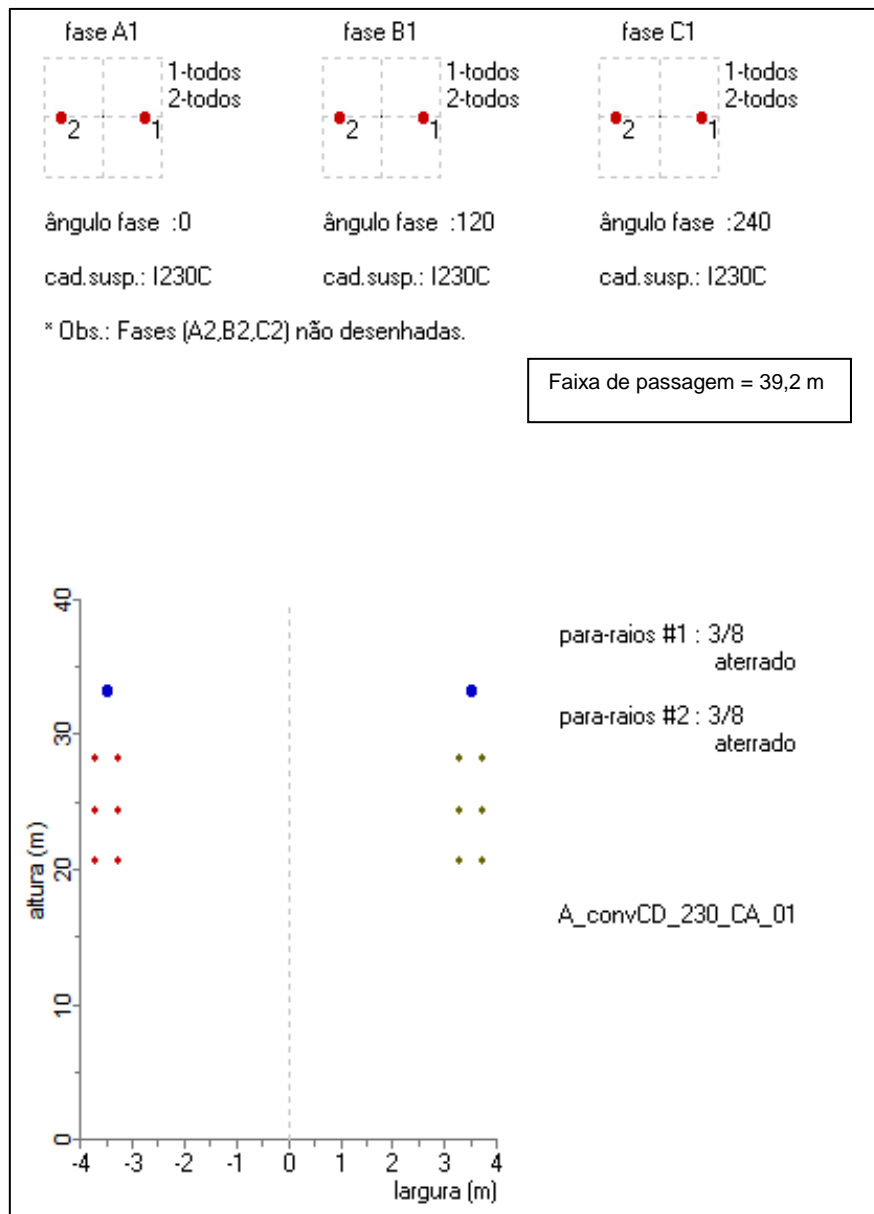


Figura 10-2 – Disposição geométrica dos condutores, circuito duplo 230kV, configuração com dois subcondutores por fase. Espaçamento entre os subcondutores de 45,7 cm

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

A Figura 10-3 e a Figura 10-4 apresentam os custos (R\$/km) totais, da instalação e das perdas em função da bitola do cabo condutor (MCM), resultantes da otimização técnico-econômica da linha para o universo de condutores candidatos, tipo CAA, tecnicamente viáveis.

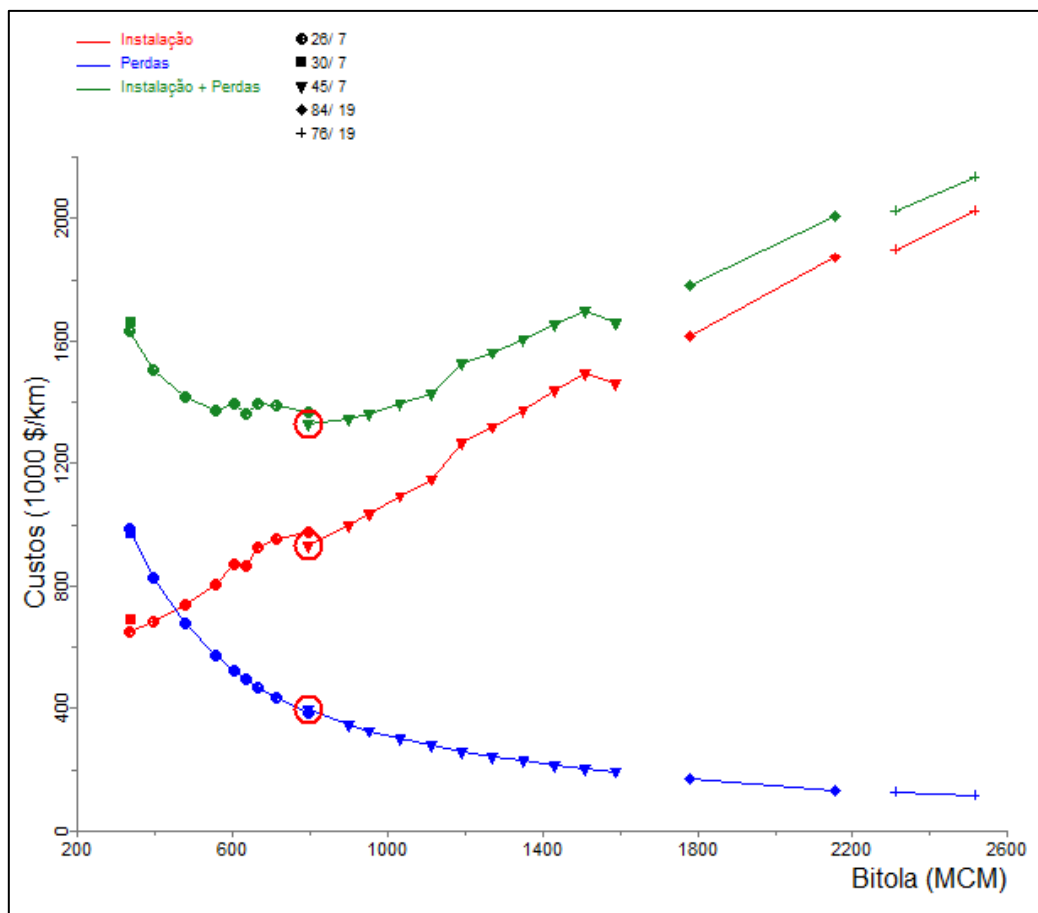


Figura 10-3 – Custos em função da bitola do cabo condutor - LT 230 kV CD, configuração com dois subcondutores por fase

A Figura 10-3 apresenta as soluções com dois subcondutores por fase. O condutor ótimo para tal conjunto de soluções é 2xTERN, bitola 795 MCM em destaque na figura.

A Figura 10-4 apresenta as soluções com um subcondutor por fase. O condutor ótimo para tal conjunto de soluções é LAPWING, bitola 1590 MCM, em destaque na figura.

Portanto, a configuração que apresenta o menor custo é a apresentada na Figura 10-3, 2xTERN, bitola 795 MCM. A Tabela 10-2 apresenta o detalhamento da composição dos custos das soluções que ficaram tecnicamente empatadas, considerando uma margem de erro 3%.

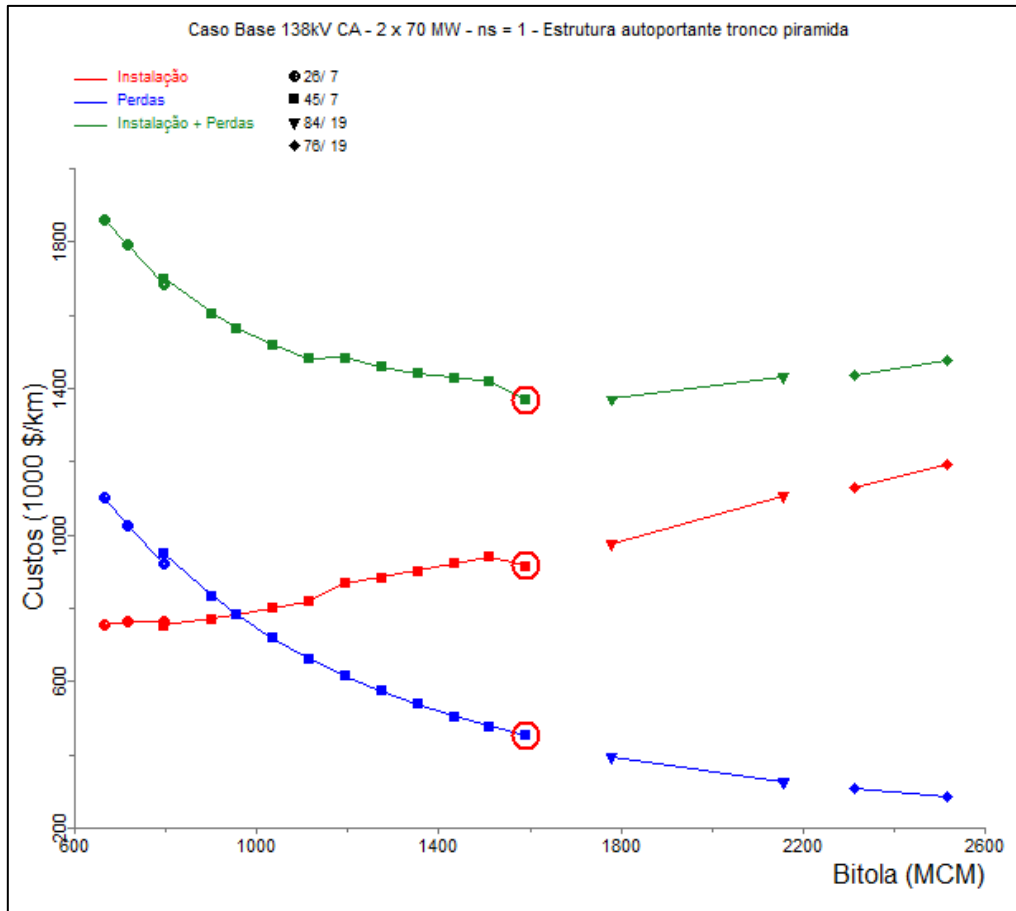


Figura 10-4 – Custos em função da bitola do cabo condutor, LT 230 kV CD, configuração com um subcondutor por fase.

Tabela 10-2 - Condutores com menor custo total

Nome Código	Condutor			Custo (R\$x1000)			Custo total em relação ao menor custo total (%)
	Número de subcond. por fase	Bitola (MCM)	Formação Al/Aço	Instalação	Perdas	Total	
TERN	2	795	45/ 7	932.88	397.26	1330.15	100
RUDDY	2	900	45/ 7	997.02	347.89	1344.9	101
GROSBEAK	2	636	26/ 7	866.87	492.78	1359.65	102
RAIL	2	954	45/ 7	1033.73	327.03	1360.75	102
DRAKE	2	795	26/ 7	977.9	386.73	1364.63	103
LAPWING	1	1590	45/ 7	915.29	452.85	1368.14	103
CHUKAR	1	1780	84/ 19	976.79	393.63	1370.42	103
DOVE	2	556.5	26/ 7	802.8	570.19	1372.99	103

10.1.1 Características Elétricas da Linha de Transmissão Recomendada

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

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

Circuito tipo	Potência por circuito [MW]			Cabo condutor por fase	Parâmetros de seq. pos/zero (50° C)			
					Seq	R (Ω/km)	X (Ω/km)	B (μS/km)
	Nom (65°C)	Emerg (90°C)	Natural (SIL)					
Circuito Duplo, 2xsubcondutores por fase.	577	839	212	2xTERN	+	0,04095	0,31882	5,21619
					0	0,37046	1,63341	2,68801

A Figura 10-5, extraída do Elektra, apresenta um sumário dos resultados técnicos para essa linha com o feixe de condutores 2xTERN por fase.

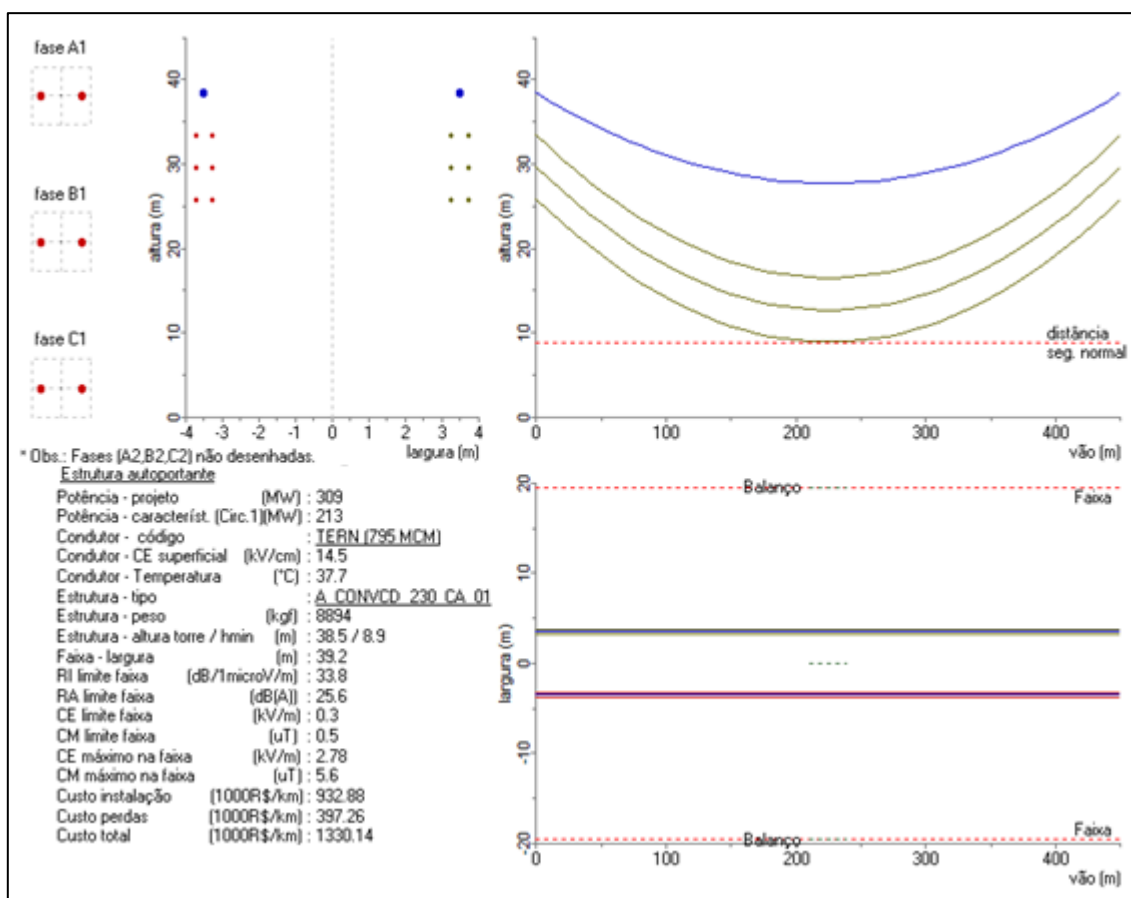


Figura 10-5 – Dados técnicos básicos das LT 230 kV CD, contendo dois subcondutores TERN por fase.

10.1.2 Análise de Sensibilidade da Solução

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

A incerteza referente ao fator de perdas é justificada pela entrada de usinas fotovoltaicas na região, além da incerteza inerente da carga. Dado que o as perdas elétricas tem relação quadrática com o carregamento da linha, tal incerteza poderia gerar uma solução pouco robusta. Para avaliação da pertinência da solução de dois condutores TERN, variou-se o fator de perdas de 0,15, situação na qual a LT opera com baixíssimo carregamento, a 0,85, no qual a LT opera a

maior parte do tempo com o carregamento próximo ao máximo previsto nos estudos de viabilidade.

A Figura 10-6 apresenta o gráfico em que é possível observar que a solução com o condutor 2xTERN é a que possui menor custo para uma faixa de fator de perdas de 0,3 a 0,7, o que contempla uma ampla gama de cenários de carregamento.

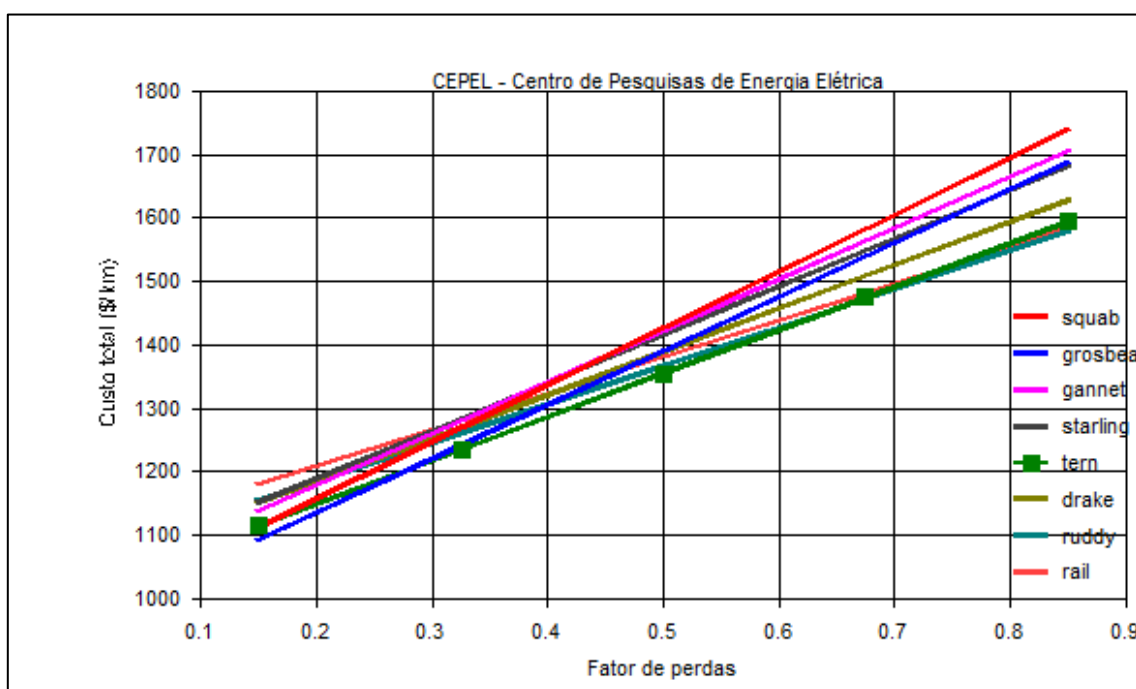


Figura 10-6 – Avaliação dos custos da solução (R\$/km) variando o fator de perdas de 0,15 a 0,85.

Outra questão que influencia de forma significativa a solução ótima é a variação do CME, que aumentou de forma bastante relevante nos últimos quatro anos, saindo de aproximadamente R\$ 113,00 para R\$ 193,00. Para avaliação da robustez da solução variou-se o CME de R\$ 100,00 até R\$ 300,00, como pode ser verificado na Figura 10-7.

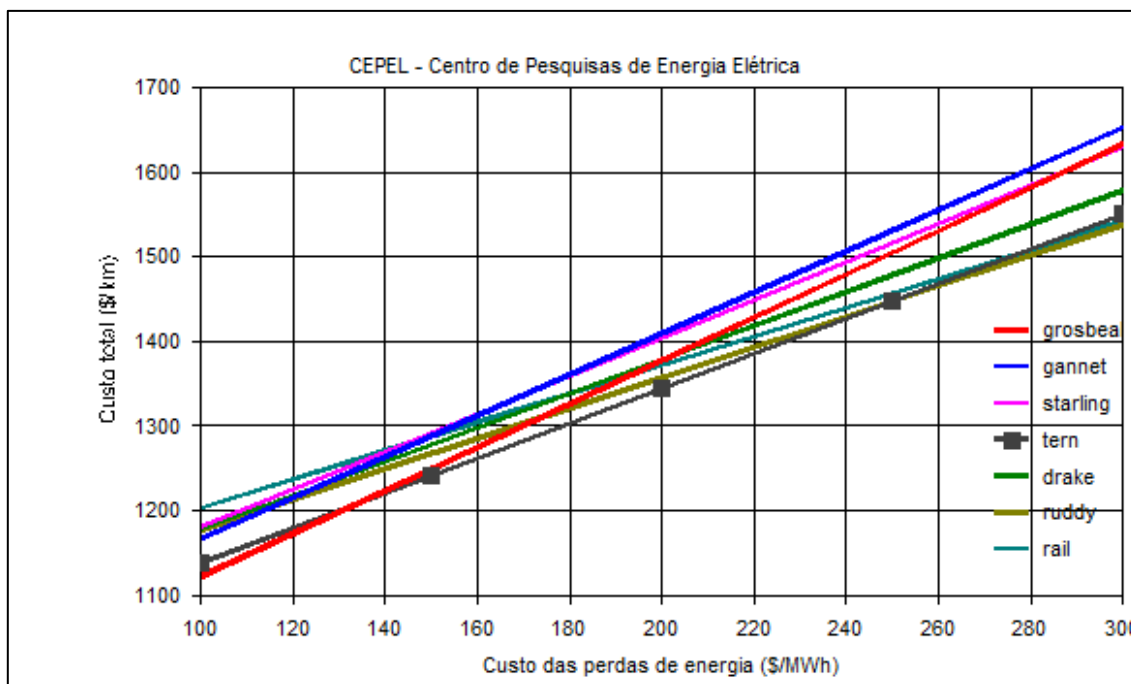


Figura 10-7 – Avaliação dos custos da solução (R\$×1000/km) variando o custo marginal de expansão de R\$ 100,00 a R\$ 300,00 o MWh.

Para valores de CME dentro da faixa de R\$ 140,00 e R\$ 260,00 a solução com 2xTERN é a que apresenta menor custo global, justificando assim a solução proposta.

10.2 LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias

A seguir é apresentada a análise para definição do condutor ótimo da LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias. Os resultados apresentados nessa análise foram extraídos diretamente do programa Elektra, do CEPEL. Foram avaliados circuitos simples com configuração de dois subcondutores por fase, com disposição geométrica do centro dos condutores apresentada na Tabela 10-4 e torre ilustrada na Figura 10-8.

Tabela 10-4 – Coordenadas dos condutores (centro do feixe para configuração de dois condutores por fase) na torre típica da LT 230 kV, circuito duplo.

	Circuito 1	
	X(m)	Y(m)
Feixe A	-9	34.1
Feixe B	0	34.1
Feixe C	9	34.1
Pára-raios	-6.3	42.4
Pára-raios	6.3	42.4

As simulações foram realizadas com base nas seguintes premissas:

- 90% das estruturas consideradas são estaiadas;
- 10% das estruturas consideradas são auto-portantes;

- Resistividade do solo igual a 1000 $\Omega.m$;
- Feixes simétricos com 0,457 m de espaçamento entre condutores (para a situação de dois subcondutores por fase);
- Custo marginal de expansão (CME): R\$ 193,00;
- Taxa de desconto anual: 8%;
- Fluxos de potência para cenários de carga leve, média e pesada e suas respectivas permanências, bem como fluxos em situações de emergência.

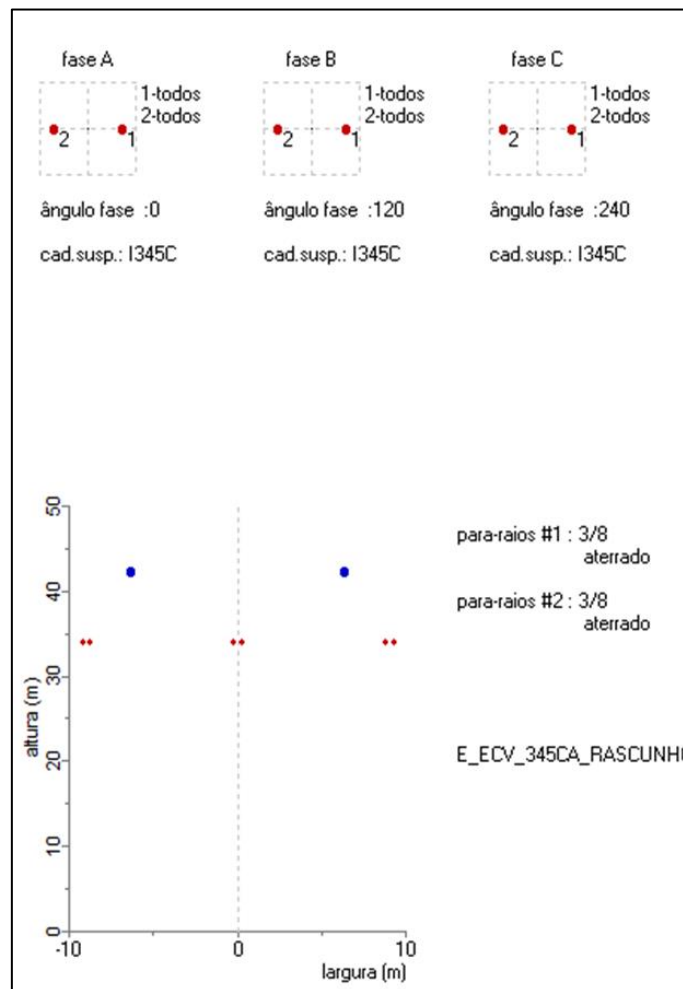


Figura 10-8 – Disposição geométrica dos condutores LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias, circuito simples contendo dois subcondutores por fase

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

A Figura 10-9 apresenta os custos (R\$/km) totais, da instalação e das perdas em função da bitola do cabo condutor (MCM), resultantes da otimização técnico-econômica da linha para o universo de condutores candidatos, tipo CAA, tecnicamente viáveis.

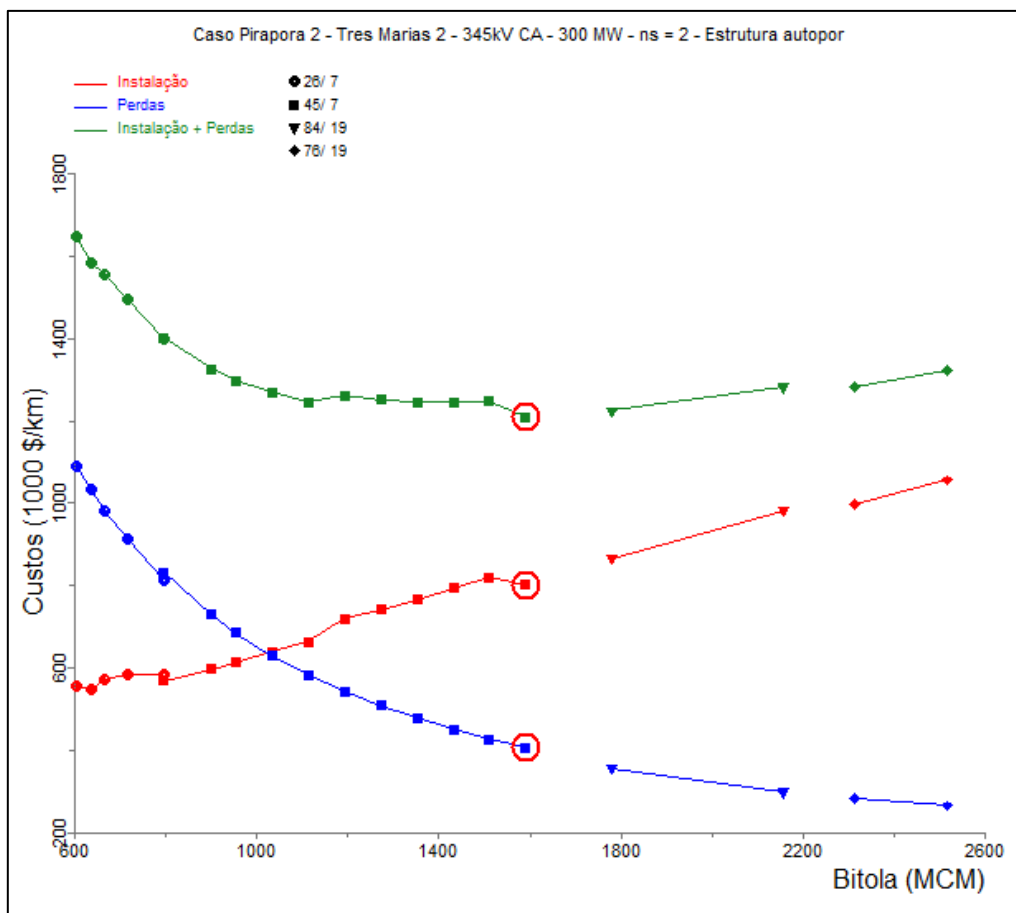


Figura 10-9 – Custos em função da bitola do cabo condutor - LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias, circuito simples.

Como mostrado na Figura 10-9 e na Tabela 10-5, o condutor de 1113 MCM (Bluejay) é o que possui menor custo total, portanto recomenda-se o mesmo para LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias. De acordo com análises realizadas pelo CEPEL, para condutores de grande secção, foram identificados esforços muito elevados nas estruturas. Portanto condutores de secção superiores a 1500 MCM foram excluídos da análise.

Tabela 10-5 - Condutores com menor custo total

Nome Código	Condutor		Custo (R\$ x 1000)			Custo total em relação ao menor custo total (%)
	Número de subcond. por fase	Bitola (MCM) Formação Al/Aço	Instalação	Perdas	Total	
BLUEJAY	2	1113	663.6	582.61	1246.21	100
BOBOLINK	2	1431	794.97	451.3	1246.27	100
NUTHATCH	2	1510.5	820.84	427.31	1248.16	100.16
BITTERN	2	1272	742.65	508.45	1251.1	100.39
BUNTING	2	1192.5	719.21	542.65	1261.86	101.26
ORTOLAN	2	1033.5	639.41	630.22	1269.64	101.88

10.2.1 Características Elétricas da Linha de Transmissão Recomendada

Os parâmetros elétricos da linha de transmissão considerada, bem como os níveis de carregamentos limitados pelo cálculo de ampacidade, estão sumarizados na Tabela 10-6.

Tabela 10-6 - Características elétricas da linha de transmissão em 345 kV

Condutor	Sequência Positiva			Sequência Zero			Potência (MW)	
	Resistência	Reatância	Admitância	Resistência	Reatância	Admitância	Nominal (65°C)	Emergência (90°C)
	Ω/km		μ/km	Ω/km		μ/km		
BLUEJAY	0.02957	0.37712	4.41371	0.35197	1.50331	2.91444	1045	1547

A Figura 10-10, extraída do Elektra, apresenta um sumário dos resultados técnicos para essa linha com o feixe de condutores 2xBLUEJAY por fase.

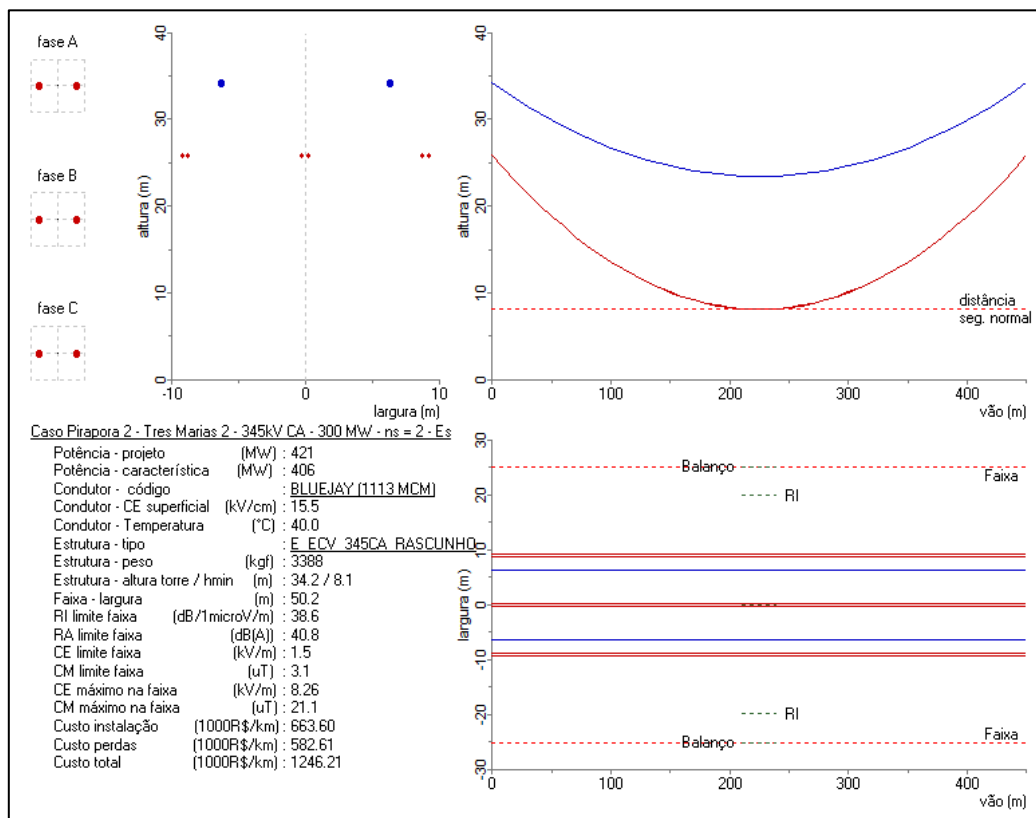


Figura 10-10 – Dados técnicos básicos das LT 345 kV CS, contendo dois subcondutores por fase

10.2.2 Análise de Sensibilidade da Solução

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

A incerteza referente ao fator de perdas é justificada pela entrada de usinas fotovoltaicas na região, além da incerteza inerente à carga. Dado que as perdas elétricas têm relação quadrática com o carregamento da linha, tal incerteza poderia gerar uma solução pouco robusta. Para

avaliação da pertinência da solução do feixe de condutores 2xBLUEJAY, variou-se o fator de perdas de 0,15, situação na qual a LT opera com baixíssimo carregamento, a 0,85, no qual a LT opera a maior parte do tempo com o carregamento próximo ao máximo previsto nos estudos de viabilidade.

A Figura 10-11 apresenta o gráfico em que é possível observar que a solução com o condutor 2xBLUEJAY é a que possui menor custo para uma faixa de fator de perdas de 0,3 a 0,65, o que contempla uma ampla gama de cenários de carregamento.

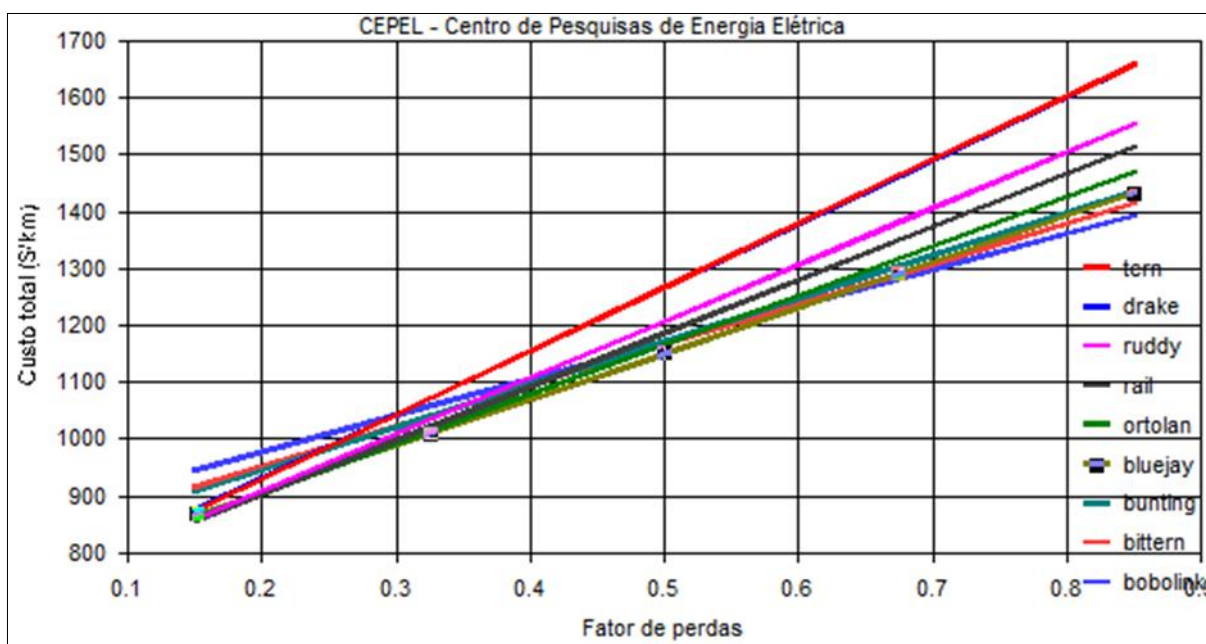


Figura 10-11 – Avaliação dos custos da solução (R\$/km) variando o fator de perdas de 0,15 a 0,85

Outra questão que influencia de forma significativa a solução ótima é a variação do CME, o mesmo aumentou de forma bastante relevante nos últimos quatro anos, saindo de aproximadamente R\$ 113,00 para R\$ 193,00. Para avaliação da robustez da solução variou-se o CME de R\$ 100,00 até R\$ 250,00, como pode ser verificado na Figura 10-12.

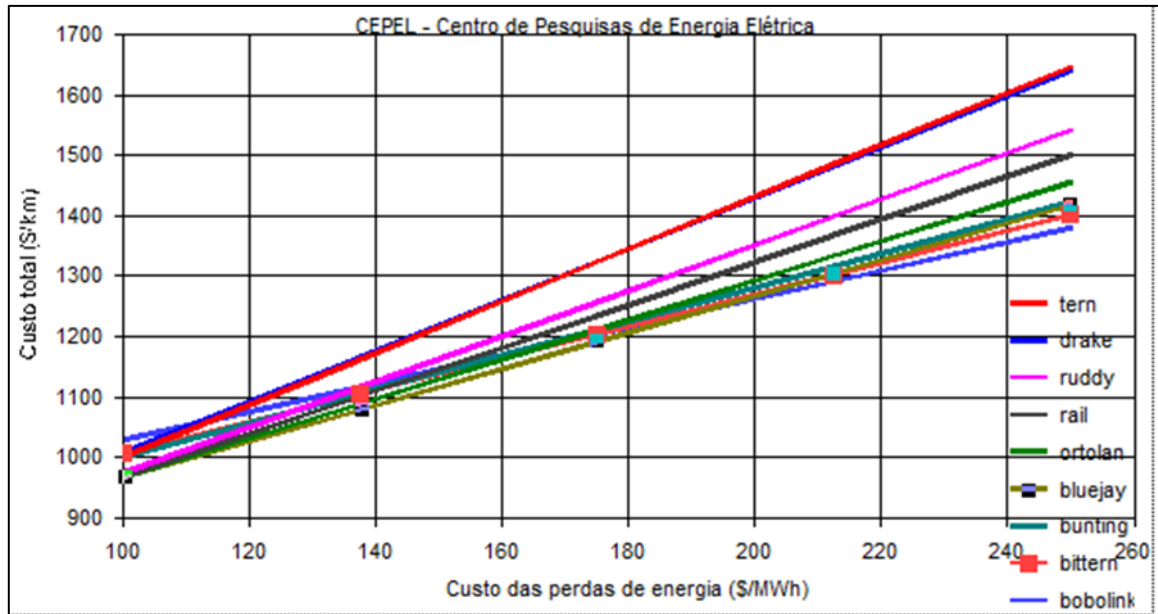


Figura 10-12 – Avaliação dos custos da solução (R\$x1000/km) variando o custo marginal de expansão de R\$ 100,00 a R\$ 300,00 o MWh

Para valores de CME dentro da faixa de R\$ 130,00 e R\$ 200,00 a solução com 2xBLUEJAY é a que apresenta menor custo global, justificando assim a solução proposta.

11 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

A Tabela 11-1 mostra os resultados obtidos de nível de curto-circuito máximo para os barramentos nas proximidades das obras indicadas no presente estudo.

Tabela 11-1 – Nível de Curto-Circuito Máximo dos Barramentos

Nº	Barra	Tensão (kV)	2022 sem obras				2022 com obras				2025 sem obras				2025 com obras				Disjuntor r (kA)
			3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	
1493	MCLARO-MG345	345	6,80	11,10	6,50	9,90	7,70	9,60	7,20	8,90	6,80	11,10	6,50	9,90	8,00	9,50	7,50	8,70	25,00
1510	IRAPE--MG345	345	4,70	17,70	5,70	19,30	6,30	13,90	7,30	15,40	4,70	17,70	5,70	19,30	6,50	13,50	7,50	14,80	25,00
1515	TMARIA-MG345	345	10,40	12,30	10,00	12,40	10,70	11,90	10,40	12,00	10,40	12,30	10,00	12,40	13,30	12,30	12,40	11,20	40,00
1516	TMARIA-MG289	289	11,00	14,20	11,80	14,90	11,40	13,50	12,30	14,20	11,00	14,20	11,80	14,90	13,20	14,60	14,00	14,30	40,00
1519	VPALMA-MG345	345	11,60	12,70	10,60	10,20	12,30	11,90	11,20	9,70	11,60	12,70	10,60	10,20	12,70	11,70	11,60	9,50	50,00
1521	IRAPE--MG230	230	5,40	18,10	6,60	19,40	8,20	12,10	9,30	13,40	5,40	18,10	6,60	19,40	8,50	11,80	9,70	12,80	40,00
1522	ARACU2-MG230	230	3,70	11,60	4,00	12,00	5,20	7,90	5,20	8,90	3,70	11,60	4,00	12,00	5,40	7,70	5,40	8,60	40,00
1523	PARACA-MG500	500	12,90	12,30	8,90	9,20	13,20	11,40	9,20	9,20	12,90	12,30	8,90	9,20	13,40	10,90	9,30	9,00	40,00**
1524	PIRAP2-MG345	345	16,50	15,50	17,30	14,90	17,50	14,50	18,30	13,90	16,50	15,60	17,30	14,90	19,20	14,20	19,80	13,00	40,00**
1525	PIRAP2-MG500	500	16,90	13,70	14,30	10,90	17,60	12,70	15,00	10,70	17,00	13,70	14,30	10,90	18,50	12,60	15,60	10,40	40,00**
1633	PPARAI-MG138	138	1,90	3,00	1,30	3,00	3,10	2,50	2,00	2,70	1,90	3,00	1,30	3,00	3,30	2,50	2,10	2,70	14,60
1636	TOTON1-MG138	138	2,50	2,80	1,50	3,00	3,40	2,60	2,10	2,90	2,50	2,80	1,50	3,00	3,50	2,60	2,20	2,90	14,60
1647	ARACU2-MG138	138	4,60	13,30	5,70	14,30	6,50	7,70	7,60	8,80	4,60	13,30	5,70	14,30	6,70	7,60	7,90	8,50	40,00
1708	JANAU3-MG230	230	3,00	7,20	3,10	8,20	13,10	16,60	14,50	20,00	3,00	7,20	3,10	8,20	13,80	13,70	15,30	18,60	40,00**
1710	JANAU3-MG138	138	4,90	5,60	5,60	6,50	9,50	12,30	11,00	14,10	4,90	5,60	5,60	6,50	10,20	12,10	11,70	13,50	40,00**
1717	COROMA-MG138	138	4,80	3,00	2,50	3,40	4,80	3,00	2,50	3,30	4,80	3,00	2,50	3,40	4,90	2,90	2,50	3,30	21,00
1744	EMBORC-MG138	138	29,70	15,20	34,30	17,50	29,90	15,10	34,50	17,40	29,70	15,20	34,30	30,00	15,00	34,70	17,30	31,50	
1800	BOCAIU-MG138	138	2,30	3,00	1,30	3,40	2,40	2,90	1,40	3,40	2,30	3,00	1,30	3,40	2,50	2,90	1,50	3,30	NPD*
1801	BRASI2-MG138	138	2,10	5,40	2,00	5,30	2,30	5,00	2,10	5,00	2,10	5,40	2,00	5,30	2,30	4,90	2,10	4,90	40,00
1802	BURITI-MG138	138	7,00	3,50	4,90	4,40	7,30	3,40	5,10	4,30	7,00	3,50	4,90	4,40	7,50	3,40	5,20	4,30	40,00
1803	CORINT-MG138	138	4,20	4,60	2,60	4,70	4,30	4,40	2,60	4,60	4,20	4,60	2,60	4,70	4,40	4,40	2,70	4,60	40,00
1804	CURVE2-MG138	138	2,50	4,40	1,20	4,30	2,60	4,40	1,20	4,30	2,50	4,40	1,20	4,30	2,60	4,40	1,20	4,30	40,00
1805	DIAMAN-MG138	138	2,10	4,50	1,60	4,70	2,10	4,50	1,60	4,70	2,10	4,50	1,60	4,70	2,10	4,40	1,60	4,70	40,00
1806	FSA1--MG138	138	3,00	3,30	2,00	3,70	4,20	3,30	2,60	3,80	3,00	3,30	2,00	3,70	4,60	3,40	2,80	3,90	NPD*
1807	GMOR--MG138	138	2,60	3,10	1,30	3,60	2,60	2,80	1,30	3,10	2,60	3,10	1,30	3,60	2,70	2,80	1,30	3,10	NPD*
1808	ITACA2-MG138	138	1,90	3,40	1,30	3,70	2,90	3,40	1,90	3,70	1,90	3,40	1,30	3,70	3,10	3,40	2,10	3,70	40,00
1809	JANAU3-MG138	138	3,90	4,50	3,50	4,70	6,80	5,20	5,40	4,80	3,90	4,50	3,50	4,70	7,30	5,20	5,70	4,70	14,60
1810	JANUA3-MG138	138	2,30	3,20	1,50	3,60	2,00	2,80	1,10	3,40	2,30	3,20	1,50	3,60	2,10	2,80	1,20	3,40	40,00
1811	JANUA4-MG138	138	2,00	3,20	1,30	3,60	2,10	2,90	1,20	3,50	2,00	3,20	1,30	3,60	2,30	2,90	1,30	3,50	NPD*
1812	JEQUIT-MG138	138	3,90	3,00	2,10	3,40	4,10	3,00	2,20	3,40	3,90	3,00	2,10	3,40	4,30	3,00	2,30	3,40	NPD*
1813	JPINHE-MG138	138	1,80	1,70	1,10	2,00	2,20	1,90	1,30	2,50	1,80	1,70	1,10	2,00	2,30	1,90	1,30	2,50	27,10
1814	MANGA3-MG138	138	2,10	3,70	1,60	4,40	4,90	4,90	3,70	4,90	2,10	3,70	1,60	4,40	5,30	5,00	4,00	4,90	NPD*
1815	MANGA5-MG138	138	2,10	3,90	1,90	5,30	4,90	5,70	4,40	6,50	2,10	3,90	1,90	5,30	5,30	5,70	4,80	6,50	40,00
1816	MANGA6-MG138	138	2,00	3,70	1,60	4,60	3,50	4,10	2,60	4,40	2,00	3,70	1,60	4,60	3,80	4,10	2,80	4,40	NPD*
1817	MCLAR2-MG138	138	11,80	10,50	14,00	10,90	13,30	9,00	15,60	9,40	11,80	10,50	14,00	10,90	13,80	8,90	16,20	9,20	25,00
1818	MIRABE-MG138	138	2,70	3,10	1,60	3,50	2,80	2,90	1,70	3,40	2,70	3,10	1,60	3,50	2,90	2,90	1,70	3,40	40,00
1819	MOCAMB-MG138	138	1,90	3,50	1,40	4,20	3,30	3,90	2,30	4,30	1,90	3,50	1,40	4,20	3,60	3,90	2,50	4,20	NPD*
1820	PARAC1-MG138	138	5,70	3,70	3,70	3,80	6,10	3,40	3,90	3,60	5,70	3,70	3,70	3,80	6,20	3,40	4,00	3,60	40,00
1821	PARAC5-MG138	138	2,00	5,80	2,00	5,70	2,10	5,30	2,10	5,30	2,00	5,80	2,00	5,70	2,10	5,30	2,10	5,30	NPD*
1822	PIRAP1-MG138	138	13,90	6,00	12,40	5,60	15,40	6,30	13,30	5,60	13,90	6,00	12,40	5,60	15,90	6,20	13,80	5,60	14,60
1823	SALINA-MG138	138	2,00	4,50	1,30	4,60	2,50	3,90	1,50	4,20	2,00	4,50	1,30	4,60	2,60	3,80	1,50	4,10	40,00
1824	PIRAP2-MG138	138	17,90	10,80	19,40	12,40	19,10	10,20	20,50	11,70	17,90	10,80	19,40	12,40	19,90	10,20	21,30	11,50	31,50**
1825	PIRAD1-MG138	138	12,80	6,70	10,40	6,20	13,50	6,30	10,80	5,70	12,80	6,70	10,40	6,20	14,00	6,20	11,10	5,60	NPD*
1826	QUEIMA-MG138	138	2,90	6,70	3,30	8,30	2,60	7,30	3,10	8,80	2,90	6,70	3,30	8,30	2,60	7,20	3,10	8,60	31,50
1827	TMARIA-MG138	138	10,80	8,40	13,20	9,70	11,80	8,30	14,50	9,60	10,80	8,40	13,20	9,70	12,50	8,70	15,30	10,00	14,20
1828	UNAI2--MG138	138	5,10	3,80	3,30	3,90	3,10	3,30	2,10	3,60	5,10	3,80	3,30	3,90	3,20	3,30	2,10	3,60	25,00
1829	UNAI3--MG138	138	3,40	4,40	2,90	5,30	2,80	4,20	2,50	5,10	3,40	4,40	2,90	5,30	2,80	4,10	2,50	5,10	25,00
1830	VAZANT-MG138	138	2,70	3,00	1,30	3,50	2,80	2,80	1,20	3,00	2,70	3,00	1,30	3,50	2,80	2,80	1,20	3,00	16,00
1831	VPALM1-MG138	138	17,70	9,70	19,30	10,10	18,90	9,20	20,50	9,60	17,70	9,70	19,30	10,10	19,40	9,00	21,10	9,40	19,90
1832	PARAC4-MG138	138	15,80	16,60	17,60	16,30	16,50	15,40	18,50	15,20	15,80	16,60	17,60	16,30	17,10	15,10	19,10	14,70	40,00**
1833	PIRAD2-MG138	138	12,60	6,10	10,20	5,60	13,40	6,20	10,70	5,70	12,60	6,10	10,20	5,60	13,90	6,20	11,00	5,60	NPD*
1834	MCLAR1-MG138	138	9,20	5,10	8,10	4,40	10,10	4,70	8,80	4,10	9,20	5,10	8,10	4,40	10,60	4,70	9,10	4,10	14,60
1835	MCLAR3-MG138	138	6,00	4,20	4,30	4,10	6,50	3,80	4,40	4,00	6,00	4,20	4,30	4,10	6,90	3,80	4,70	4,00	40,00
4762	PARAC3-MG138	138	5,70	3,70	3,70	3,80	6,00	3,40	3,90	3,60	5,70	3,70	3,70	3,80	6,20	3,40	4,00	3,60	NPD*
27571	JPINH2-MG138	138	2,20	6,60	2,40	6,80	2,30	6,00	2,50	6,30	2,20	6,60	2,40	6,80	2,40	5,90	2,50	6,30	40,00
27590	PARAC7-MG138	138	1,50	4,40	1,60	5,20	1,60	4,10	1,60	5,00	1,50	4,40	1,60	5,20	1,60	4,10	1,60	5,00	NPD*
27591	PARAC2-MG138	138	2,90	2,20	1,70	2,50	3,20	2,20	1,80	2,60	2,90	2,20	1,70	2,50	3,20	2,20	1,90	2,60	NPD*
27630	PORTEI-MG138	138	2,50	3,60	1,70	3,90	3,50	3,40	2,20	3,70	2,50	3,60	1,70	3,90	3,70	3,40	2,30	3,70	40,00
27687	LONTRA-MG138	138	2,20	2,90	1,30	3,40	2,20	2,80	1,20	3,30	2,20	2,90	1,30	3,40	2,30	2,70	1,30	3,30	40,00
27777	MONJOL-MG138	138	2,70	4,40	2,30	5,80	2,70	4,30	2,30	5,70	2,70	4,40	2,30	5,80	2,70	4,30	2,40	5,60	40,00
38900	JANAU3-MG500	500	16,10	14,80	13,60	11,60	17,40	13,90	15,60	12,40	16,10	14,80	13,60	11,60	17,90	13,40	16,00	12,30	50,00**
38971	JAIBA--MG230	230	-	-	-	-	6,40	9,											

Nessa simulação, foram consideradas todas as usinas solares do Estado de Minas Gerais já contratadas (ver Tabela 4-10), além dos potenciais indicados na Tabela 4-3, que foram representados equivalentados nas suas respectivas barras de conexão, conforme alternativa vencedora. As usinas solares, para fins de curto-circuito, foram representadas como fontes de corrente, contribuindo até 30% acima de sua corrente nominal, de forma similar à usual representação de usinas eólicas. Com o intuito de ser o mais conservador possível, utilizaram-se ainda os seguintes parâmetros na representação das usinas solares: $V_{min}=0$; $FP_{cc}=0,1$. Dessa forma, para qualquer valor de tensão abaixo de 1,0 pu, a usina solar contribui para o curto com o valor máximo de corrente (equivalente a 1,3 vezes o valor da corrente nominal).

Os resultados mostram que o curto-circuito máximo simétrico ficou acima da capacidade do menor disjuntor do barramento nos seguintes casos: (i) Emborcação 138 kV, ii) Pirapora 1 138 kV, iii) Três Marias 138 kV e iv) Várzea da Palma 138 kV.

i) Emborcação 138 kV

Os resultados indicam que a adição das obras vislumbradas teve uma influência apenas marginal na evolução do nível de curto deste barramento. O Relatório ONS 3/0099/2016 [13] indica que está prevista e autorizada pela ANEEL a substituição de 6 dos disjuntores 138 kV ligados a esse barramento, restando apenas os disjuntores dos vãos 2K4 e 11K4 (relativos à transformação 500/138 kV) com a capacidade de interrupção simétrica de 31,5 kA. No entanto, o próprio documento indica que, analisando as contribuições de corrente que passam por esses disjuntores específicos, não há superação no horizonte de curto prazo (2018).

ii) Pirapora 1 138 kV

Muitos dos projetos indicados na Tabela 4-10 tem sua conexão no barramento 138 kV da SE Pirapora 2, que é eletricamente muito próxima da SE Pirapora 1. Isso fez com que o nível de curto atingisse 13,90 kA em 2022, sem as obras indicadas no estudo. Com a conexão do potencial solar indicado na Tabela 4-3, em conjunto com as obras indicadas para a região, observa-se um aumento do nível de curto para 15,90 kA, valor que é maior que o disjuntor de menor capacidade da subestação. Recomenda-se que a distribuidora Cemig-D, face à entrada em operação de projetos solares – cada vez mais presentes nessa região – esteja sempre acompanhando e realizando estudos mais específicos de superação de disjuntores, inclusive com a contribuição de corrente de cada disjuntor. Segundo informado pela distribuidora, as capacidades de interrupção simétrica do barramento de 138 kV da SE Pirapora 1 são mostrados na Tabela 11-2.

Tabela 11-2 – SE Pirapora 1 138 kV – Capacidade de Interrupção Simétrica (kA)

Vão 138 kV	Capacidade de Interrupção Simétrica (kA)
1K	14,6
2K	20,0
4K	14,6
5K	14,6
6K	21,0
9K	40,0

iii) Três Marias 138 kV

De forma similar ao que ocorre para a SE Pirapora 1, a entrada de projetos solares na região, em conjunto com as obras de transmissão indicadas, resulta num aumento do nível de curto no barramento de 138 kV da SE Três Marias, que pode resultar violações. As capacidades de interrupção simétrica dos disjuntores de 138 kV da SE Três Marias são mostradas na Tabela 11-3.

Tabela 11-3 – SE Três Marias 138 kV – Capacidade de Interrupção Simétrica (kA)

Vão 138 kV	Capacidade de Interrupção Simétrica (kA)
20K4	14,2
10K4	19,9
8K4	15,9
7K4	15,5
6K4	15,9
5K4	15,5

Como o Relatório ONS 3/0099/2016 [13] não apresenta uma análise aprofundada do caso de Três Marias, recomenda-se que sejam realizadas análises mais aprofundadas de superação para esse barramento, face a entrada de novos empreendimentos de geração solar.

iv) Várzea da Palma 138 kV

De forma similar ao que ocorre para a SE Pirapora 1 e Três Marias, a entrada de projetos solares na região, em conjunto com as obras de transmissão indicadas, resulta num aumento do nível de curto no barramento de 138 kV da SE Várzea da Palma, que pode resultar violações. O Relatório ONS 3/0099/2016 [13] indica que está prevista e autorizada pela ANEEL a substituição de 1 dos disjuntores 138 kV ligados a esse barramento (vão 10K), e o remanejamento do vão 9K para o vão alimentado pelo disjuntor 8K4, de capacidade de 40 kA. Dessa forma, o disjuntor com menor capacidade passa a ser o do vão 12K, que pela análise de contribuições de corrente não apresentou violação. Recomenda-se, no entanto, que seja

sempre acompanhada e evolução do nível de curto desse barramento, face à conexão de projetos solares.

12 REFERÊNCIAS

- [1]. "Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica", EPE - Abril/2005;
- [2]. "Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão", CCPE/CTET - Janeiro/2001;
- [3]. "Plano Decenal de Energia 2026";
- [4]. "Base de Referência de Preços ANEEL" – Junho/2016;
- [5]. "Custo Marginal de Expansão – Metodologia e Cálculo 2015", EPE-DEE-RE-043/2015-r0, EPE – março/2015;
- [6]. "Procedimentos de Rede do ONS" ;
- [7]. "Operação Normal da Região Sudeste", IO-ON.SE rev.09 – ONS - 18/12/2015;
- [8]. "Proposta de aprimoramento do processo de planejamento da transmissão", EPE-DEE-DEA-NT-061/2016-r0, EPE – julho/2016
- [9]. "Diretrizes para a Elaboração dos Relatórios Técnicos para a Licitação de Novas Obras da Rede Básica", EPE-DEE-DEA-NT-062/2016-r0, EPE – julho/2016
- [10]. "Programa de Expansão da Transmissão (PET) / Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP) - Ciclo 2016 – 2º semestre", EPE-DEE-RE-089/2016-r0 – setembro/2016
- [11]. "Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação Nordeste-Sudeste", EPE-DEE-RE-148/2014-r3 – outubro/2015
- [12]. "Instrução de Operação – Operação Normal da Região Sudeste", IO-ON.SE – r9, ONS – 18/12/2015
- [13]. "ESTUDOS DE CURTO-CIRCUITO PERÍODO 2016-2018 - VOLUME 1" – ONS 3/0099/2016 – ONS Agosto/2016

13 EQUIPE TÉCNICA

Armando Leite Fernandes – EPE – Superintendência de Transmissão de Energia

Bruno Cesar Mota Maçada – EPE – Superintendência de Transmissão de Energia

João Henrique Magalhães Almeida – EPE – Superintendência de Transmissão de Energia

Maxwell Cury Júnior – EPE – Superintendência de Transmissão de Energia

Rafael Theodoro Alves e Mello – EPE – Superintendência de Transmissão de Energia

Rodrigo Rodrigues Cabral – EPE – Superintendência de Transmissão de Energia

Antônio José Betel R. Gomes – CEMIG – Geração e Transmissão

José Roberto Valadares – CEMIG – Geração e Transmissão

Valter Alves Moreira – CEMIG – Geração e Transmissão

Alisson Guedes Chagas – CEMIG – Distribuição

Gisele Pinheiro Silva Chagas – CEMIG – Distribuição

Michele dos Reis Pereira – CEMIG – Distribuição

Valério Oscar Albuquerque – CEMIG – Distribuição

14 FICHAS PET

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

EMPREENDIMENTO:	UF: MG
SE 500/230/138 kV JANAÚBA 3	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2022
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 MESES

JUSTIFICATIVA:

ATENDIMENTO A CRITÉRIO N-1

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

1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ	9.216,05
2,0 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	3.100,36
MIM - 230 kV	685,93
2 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	8.103,72
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	8.470,41
MIM - 500 kV	1.882,41

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: 97.959,24

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES ESTRELA-ATERRADO/ESTRELA-ATERRADO, COM TERCIÁRIO EM DELTA.

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – JUNHO DE 2016.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

EMPREENDIMENTO:	UF: MG
SE 230/138 kV JAÍBA	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2022
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 MESES

JUSTIFICATIVA:

ATENDIMENTO A CRITÉRIO N-1 E ESCOAMENTO POTENCIAL SOLAR

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

1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 33,3 MVA 1Φ	3.484,61
2,0 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	3.100,36
2,0 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2.370,48
1,0 IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2.657,96
1,0 IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	1.957,06
MIM - 138 kV	620,27
MIM - 230 kV	1.028,90
MIG (Terreno Rural)	7.287,94

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: 48.886,05

SITUAÇÃO ATUAL:**OBSERVAÇÕES:**

BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES ESTRELA-ATERRADO/ESTRELA-ATERRADO, COM TERCÍARIO EM DELTA.

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – JUNHO DE 2016.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

EMPREENDIMENTO:	UF: MG
LT 230 kV JANAÚBA 3 - JAÍBA, C1 e C2 (CD)	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2022
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 MESES

JUSTIFICATIVA:

ATENDIMENTO A CRITÉRIO N-1 E ESCOAMENTO POTENCIAL SOLAR

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

Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 99 km	917,91
2,0 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JANAÚBA 3	4.426,54
MIM - 230 kV // SE JANAÚBA 3	685,93
2,0 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JAÍBA	4.426,54
MIM - 230 kV // SE JAÍBA	685,93
MIG-A // SE JANAÚBA 3	1.756,27

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS:

107.117,84

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – JUNHO DE 2016.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

EMPREENDIMENTO:	UF: MG
LT 345 kV PIRAPORA 2 - TRÊS MARIAS, C1 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2024
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 MESES

JUSTIFICATIVA:

ATENDIMENTO A N-1 E ESCOAMENTO DE POTENCIAL SOLAR

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

Circuito Simples 345 kV, 2 x 1113 MCM (BLUEJAY), 108 km	794,25
1,0 EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	6.796,79
1 IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	5.333,95
MIM - 345 kV	1.121,21
MIG-A	2.129,29
1,0 EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo AN	6.796,79
MIG-A	2.129,29

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS:

110.086,32

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – JUNHO DE 2016.

15 ANEXOS

15.1 Consultas de Espaço em Subestações Existentes



Empresa de Pesquisa Energética

Ofício nº 4496 /EPE/2016

48002.004914/2016-21

Rio de Janeiro, 14 de outubro de 2016.

A Sua Senhoria o Senhor
Nelson Benício Marques Araújo
 Superintendente de Planejamento e Operação de Geração e Transmissão
 CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO
 Av. Barbacena, 1200 – 18º andar – Santo Agostinho
 30123-970 – Belo Horizonte – MG

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão da SE 345/289/138 kV Três Marias.

Senhor Superintendente,

1. No âmbito do estudo de expansão do sistema de transmissão que está sendo desenvolvido pela EPE para a região norte do Estado de Minas Gerais, cogita-se a ampliação do setor de 345 kV da SE Três Marias, de propriedade atual desta transmissora.
2. Tal ampliação visa atender ao critério de confiabilidade de contingência simples (n-1) da malha de 345 kV local, com vista a permitir a conexão do potencial energético futuro de fonte solar para a região de Pirapora, por meio da implantação da nova LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias.
3. Para a efetivação desse empreendimento, há necessidade da implantação de uma nova entrada de linha (EL) 345 kV anel (AN), e reforços associados, no pátio 345 kV dessa subestação.
4. Com o objetivo de subsidiar o estudo em andamento, o formulário anexo solicita um levantamento de informações pelas áreas de engenharia e projetos quanto à viabilidade da implantação da ampliação proposta na SE Três Marias.
5. Estas informações servirão de base documental e consultiva para o estudo de forma a dar solidez na definição de alternativas e mitigação de eventuais problemas futuros.
6. Observa-se também que os dados informados por V.Sa. serão levados ao conhecimento do MME e da ANEEL com o objetivo de tornar o processo de expansão da transmissão mais célere, consistente e transparente em todas as suas etapas.
7. Por fim, solicitamos que as informações requisitadas sejam encaminhadas à EPE o mais breve possível de forma a não comprometer o andamento das atividades subsequentes previstas para o estudo citado.

Atenciosamente,



José Marcos Bressane
 Superintendente de Transmissão de Energia

Escritório Central:
 Av. Rio Branco, 1 – 11º andar
 20090-003 Rio de Janeiro RJ



Empresa de Pesquisa Energética - EPE



48002.005439/2016-19

CLASSIFICAÇÃO: RESERVADO

Ilmo. Sr.
 José Marcos Bressane
 Superintendente de Transmissão de Energia
 EPE – Empresa de Pesquisa Energética
 Av. Rio Branco nº 1 - 11º andar
 20.090-003 - Rio de Janeiro - RJ

Nossa Referência: PO/PL - 04222/2016

Data: 01/11/2016

Sua Referência: Ofício nº 1116/EPE/2016, de 26/10/2016

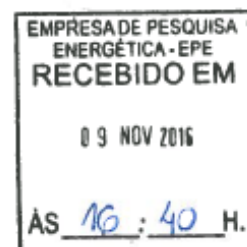
Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão da SE 345/289/138 kV Três Marias

Senhor Superintendente:

Em resposta ao ofício supracitado, informamos que existe a disponibilidade de espaço físico na SE 345/289/138 kV Três Marias para instalação da nova entrada de linha (EL – 345 kV – AN) para conexão da futura LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias, arranjo em anel em 345 kV.

Cabe informar que não será necessário a aquisição de terreno e de adequação de arranjo para a instalação do novo vão a ser utilizado como entrada de linha, conforme apresentado no desenho a seguir.

Com a instalação desse novo vão o arranjo em 345 kV estará completo, conforme preceitua o submódulo 2.6 dos procedimentos de rede, contemplando seis vãos, sendo quatro de conexão de linhas e dois módulos de conexão de transformadores.



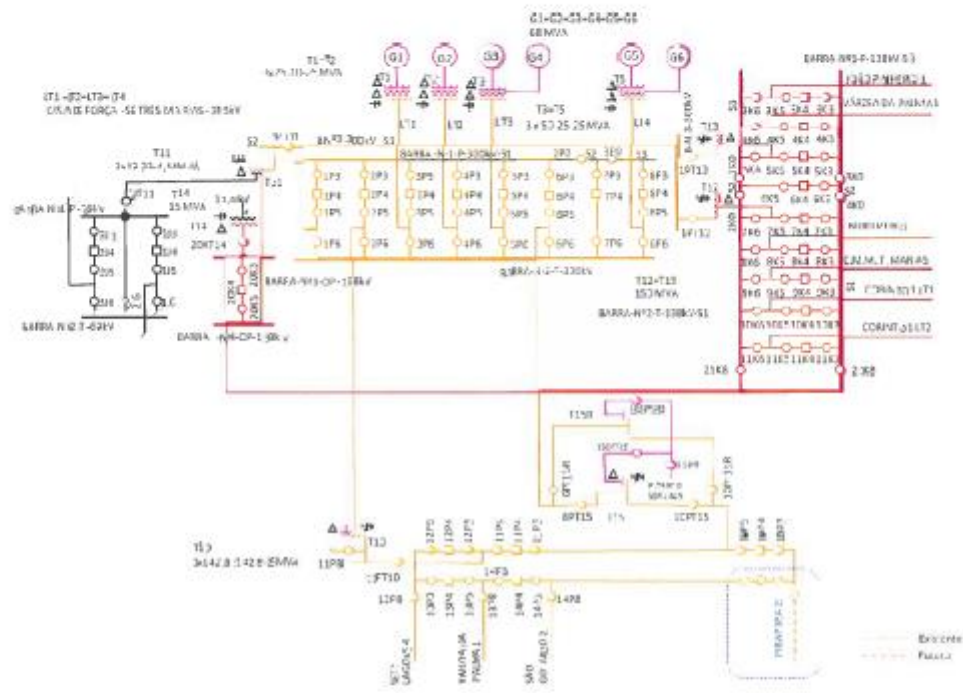
Av. Barbacena, 1200 - 12º Andar - Ala B1 - Santo Agostinho - CEP 30190-154
 Belo Horizonte - MG - Brasil - Tel.: (31) 3505-4639
 88276

Em sua resposta, favor citar nossa referência
 Revisto: 09/2012





CLASSIFICAÇÃO: RESERVADO



SE Três Marias – Avaliação de disponibilidade de novo vão 345 kV

Segue em anexo o formulário com as respostas às informações solicitadas.

Estamos à disposição para quaisquer esclarecimentos adicionais.

Atenciosamente,

Nelson Benício Marques Araújo
Superintendente de Planejamento e Operação de Geração e Transmissão

Av. Barbacena, 1200 - 12.º Andar - Ala B1 - Santo Agostinho - CEP 30190-131
Belo Horizonte - MG - Brasil - Tel.: (51)3508-4639
86278

Em sua resposta, favor citar nossa referência

Revisão: 09/2012



Ofício nº 1117/EPE/2016

49002.004925/2016-76

Rio de Janeiro, 14 de outubro de 2016.

A Sua Senhoria o Senhor
Ramon Haddad
 Diretor Presidente
 Serra Paracatu Transmissora de Energia - STATE GRID Brazil Holding
 Av. Presidente Vargas 955 - 16º andar - Centro
 20071-004 - Rio de Janeiro - RJ

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão da SE 500/345/138 kV Pirapora 2.

Referência: Ofício SPTE/OM/031/13

Senhor Diretor Presidente,

- No âmbito do estudo de expansão do sistema de transmissão que está sendo desenvolvido pela EPE para a região norte do Estado de Minas Gerais, cogita-se a ampliação do setor de 345 kV da SE Pirapora 2, de propriedade atual desta transmissora.
- Tal ampliação visa atender ao critério de confiabilidade de contingência simples (n-1) da malha de 345 kV da região, através da implantação da nova LT 345 kV Pirapora 2 - Três Marias.
- Para a efetivação desse empreendimento há necessidade da implantação de uma nova entrada de linha (EL) 345 kV disjuntor e meio (DJM), e reforços associados, no pátio 345 kV dessa subestação.
- O ofício em referência SPTE/OM/031/13, expedido em 05/11/2013 por essa transmissora em resposta a consulta semelhante, informou que "existem dois vãos incompletos de 345 kV, arranjo tipo DJM, que podem ser complementados sem necessidade de aquisição de terreno adicional."
- Desde essa data, entretanto, foram definidas expansões para esta subestação, que podem implicar em ocupação total ou parcial da área destinada anteriormente aos vãos 345 kV mencionados. Refiro-me aos seguintes empreendimentos:

Empreendimento	Situação
LT 500 kV Pirapora 2 - Pres. Juscelino C1 e C2	Licitada - Leilão 005/2015 - Lote A
LT 500 kV Arinos 2 - Pirapora 2	A licitar
LT 500 kV Janaúba 3 - Pirapora 2	

Escritório Central:
 Av. Rio Branco, 1 - 11º andar
 20090-003 Rio de Janeiro RJ

6



Ofício nº 1117/EPE/2016

6. Com o objetivo de subsidiar o estudo em andamento, e considerando a existência das expansões previstas, solicita-se a ratificação das informações anteriormente fornecidas, quanto à viabilidade da expansão visualizada.
7. Estas informações servirão de base documental e consultiva para o estudo de forma a dar solidez na definição de alternativas e mitigação de eventuais problemas futuros.
8. Observa-se também que os dados informados por V.Sa. serão levados ao conhecimento do MME e da ANEEL com o objetivo de tornar o processo de expansão da transmissão mais célere, consistente e transparente em todas as suas etapas.
9. Por fim, solicitamos que as informações requisitadas sejam encaminhadas à EPE o mais breve possível de forma a não comprometer o andamento das atividades subsequentes previstas para o estudo citado.

Atenciosamente,



José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia

Escritório Central:
Av. Rio Branco, 1 – 11º andar
20090-003 Rio de Janeiro RJ

**SERRA PARACATU**
TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.

Rio de Janeiro, 03 de novembro de 2016.
SPTE/OM/011/16

À
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
Av. Rio Branco, 1, 11º andar
20090-003 – Rio de Janeiro – RJ

Atenção: José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia Elétrica

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão do setor de 345 kV da SE Pirapora 2

Prezados Senhores,

Em resposta aos **Ofícios 1117/EPE/2016** de 14.10.2016, informamos que **no setor de 345 kV** da SE Pirapora 2 existem dois vãos de disjuntor e meio incompletos sendo que um deles será utilizado para conexão do reator de barra autorizado pela Resolução ANEEL 5069/2015. O outro vão permanecerá vago.

Ressaltamos ainda que as obras previstas para **o setor de 500 kV** indicadas pela EPE no referido ofício não interferem com o setor de 345 kV da SE Pirapora 2.

Importante destacar que precisará ser realizada uma investigação mais detalhada quando da realização do relatório R4.

Colocamo-nos à disposição para quaisquer esclarecimentos adicionais.

Atenciosamente,


Ramon Sade Haddad
Diretor Presidente



NUP: 48002.000476/2017-11

Ofício nº 0094 /EPE/2017

Rio de Janeiro, 15 de fevereiro de 2017.

A Sua Senhoria o Senhor

RAMON HADDAD

Diretor Presidente

Serra Paracatu Transmissora de Energia - STATE GRID Brazil Holding

Av. Presidente Vargas 955 - 16º andar - Centro

20071-004 Rio de Janeiro RJ

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão da SE 500/345/138 kV Pirapora 2**Referências:** [1] Ofício SPTE/OM/031/13, datado de 05/11/2013
[2] Ofício 1117/EPE/2016, datado de 14/10/2016
[3] Ofício SPTE/OM/011/16, datado de 03/11/2016
[4] 22519-PL-V1 - Cemig GT, datado de 03/03/2006

Senhor Diretor Presidente,

Refiro-me ao ofício [2], no qual a EPE solicita a esta Transmissora a ratificação da informação prestada no ofício [1], datado de 2013. A expansão de que trata o ofício [2] refere-se à conexão de uma nova LT 345 kV Pirapora 2 - Três Marias, para a qual o ofício [3] ratificou haver espaço disponível no setor de 345 kV da SE Pirapora 2, salientando a necessidade de maior detalhamento quando da elaboração do Relatório R4.

2. A evolução das análises no âmbito do estudo conduzido pela EPE - estudo esse que tem, como um de seus objetivos, prover sistema de transmissão para o adequado escoamento do potencial de energia solar da região - mostrou que a alternativa de menor custo global abrange, além da já referida LT 345 kV Pirapora 2 - Três Marias, as instalações de uso exclusivo do(s) empreendedor(es) de geração na SE Pirapora 2, para conexão dos futuros empreendimentos solares.

3. Em anexo, apresenta-se, como referência, o diagrama esquemático, baseado no documento [4], integrante do edital 003/2006 - Lote A - Relatório R4, bem como formulários com informações solicitadas desta transmissora.

4. Estas informações servirão de base documental e consultiva para o estudo de forma a dar solidez na definição de alternativas e mitigação de eventuais problemas futuros.

Escritório Central:
Av. Rio Branco, 1 - 11º andar
20090-003 Rio de Janeiro RJ

L



Ofício nº 0094/EPE/2017|Fl. 2/3

5. Observa-se também que os dados informados por V.Sa. serão levados ao conhecimento do MME e da ANEEL com o objetivo de tornar o processo de expansão da transmissão mais célere, consistente e transparente em todas as suas etapas.
6. Por fim, solicitamos que as informações requisitadas sejam encaminhadas à EPE o mais breve possível de forma a não comprometer o andamento das atividades subsequentes previstas para o estudo citado.

Atenciosamente,



JOSÉ MARCOS BRESSANE
Superintendente de Transmissão de Energia

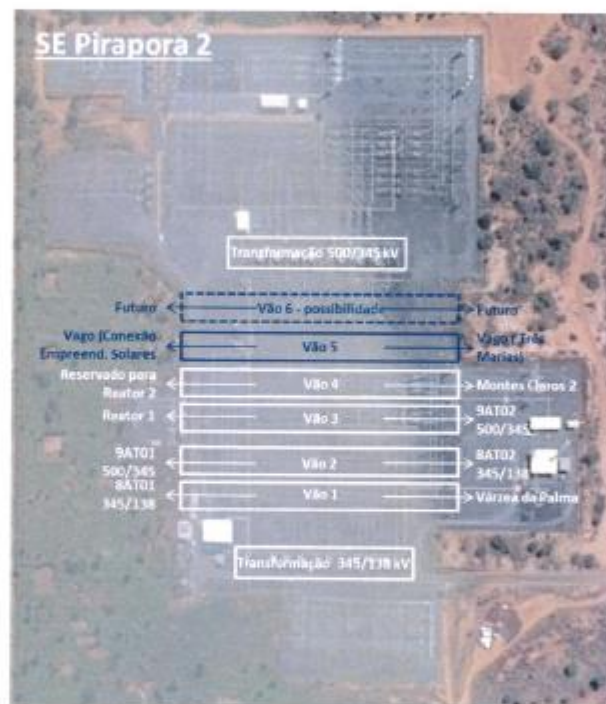
Escritório Central:
Av. Rio Branco, 1 – 11º andar
20090-003 Rio de Janeiro RJ



Ofício nº 0094/EPE/2017/Fl. 3/3

ANEXO

O documento 22519-PL-V1 – Cemig GT, integrante do edital 003/2006 – Lote A – Relatório R4, apresenta diagrama esquemático com previsão de expansão futura da SE Pirapora 2, no qual está previsto um total de 5 vãos completos disjuntor-e-meio para o setor de 345 kV. A Figura a seguir mostra a atual disposição dos bays neste pátio (em branco) e o posicionamento das possíveis expansões (em azul escuro).



Como a conexão dos empreendimentos solares no barramento de 345 kV é parte integrante da solução final proposta e é imprescindível para o adequado desempenho regional do sistema, solicitam-se as seguintes informações desta transmissora quanto à viabilidade de implantação e disponibilidade de espaço no setor de 345 kV da SE Pirapora 2:

- o 1 (uma) conexão de EL, referente à LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias – Vão 5 (referente ao conteúdo do ofício [3], cuja viabilidade já foi confirmada);
- o 1 (um) bay 345 kV para conexão de futuros projetos de geração solar – Vão 5;
- o Possibilidade de implantação de um 6º vão 345 kV, com possível remanejamento de pórticos e adequações, de forma a não esgotar o espaço do pátio de 345 kV da SE para expansões futuras.

Escritório Central:
 Av. Rio Branco, 1 – 11º andar
 20090-003 Rio de Janeiro RJ



**SERRA PARACATU**
TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.

Rio de Janeiro, 10 de março de 2017.
SPTE/BD/016/17

À
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
Av. Rio Branco, 1, 11º andar
20090-003 – Rio de Janeiro – RJ

Atenção: José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia Elétrica

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão na SE Pirapora 2 345 kV

Prezados Senhor,

Em resposta ao **Ofício 0094/EPE/2017** de 15.02.2017, informamos que o setor de 345 kV da SE Pirapora 2 não comporta expansão sem acréscimo de áreas. Em 2013, existia espaço neste setor para mais uma EL 345 V, entretanto, após a SPTE implantar as instalações advindas das autorizações ANEEL 3743/2012 e 50690/2015, respectivamente, para a implementação do segundo transformador 500/345 kV – 3x350 MVA e Segundo Reator de barra 345 kV – 3x26,67 Mvar, não existirão mais possibilidades para a implantação de um novo vão completo de 345 kV nesta subestação.

Em anexo, o diagrama unifilar simplificado para vossa referência.

Colocamo-nos à disposição para quaisquer esclarecimentos adicionais.

Atenciosamente,


Ramon Sade Haddad
Diretor Presidente

Av. Presidente Vargas 955/15 andar – Centro – Rio de Janeiro - RJ
Tel: (21) 2223 - 7342



Ofício nº 0157 /EPE/2017

MUR: 92002.007308/2017-86

Rio de Janeiro, 24 de março de 2017.

A Sua Senhoria o Senhor
RAMON HADDAD
Diretor Presidente
Serra Paracatu Transmissora de Energia - STATE GRID Brazil Holding
Av. Presidente Vargas 955 – 16º andar - Centro
20071-004 Rio de Janeiro RJ

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão da SE 500/345/138 kV Pirapora 2

Referências: (1) Ofício SPTE/BD/016/17
(2) 02.111-PL-1170 Empreendimento LT Paracatu 4 – Pirapora 2 500 kV Relatório R4

Senhor Diretor Presidente,

Refiro-me ao ofício (1), de 10 de março de 2017, no qual esta Transmissora informa que, após a implementação do segundo transformador 500/345 kV e do segundo reator de barra 345 kV na SE Pirapora 2, *“não existirão mais possibilidades para implantação de um novo vão completo de 345 kV nesta subestação.”*, sem acréscimo de área.

2. O diagrama unifilar simplificado enviado anexo ao ofício (1) indica uma configuração final para o setor de 345 kV da SE Pirapora 2 com um total de 4 (quatro) vãos disjuntor e meio completos, um a menos que os 5 (cinco) vãos completos indicados no Relatório R4 (2) do empreendimento, documento esse componente do edital do lote A do leilão 003/2006. Para pronta referência, reproduz-se no anexo 1 o diagrama integrante do referido relatório R4.

3. A partir da imagem de satélite da referida subestação, pode-se constatar que, aparentemente, haverá possibilidade de implantação de 5 (cinco) vãos completos de 345 kV, conforme determinado no Edital do Leilão (ver Anexo 2).

4. Desta forma, solicitamos uma confirmação sobre a situação real do setor de 345 kV da SE Pirapora 2 com relação ao 5º vão indicado, uma vez que as análises das alternativas vislumbradas para o estudo que motivou a consulta, indicam como melhor alternativa a interligação de uma nova LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias e mais um bay reservado para a conexão de futuros empreendimentos solares.

5. Estas informações servirão de base documental e consultiva para o estudo de forma a dar solidez na definição de alternativas e mitigação de eventuais problemas futuros.

Escritório Central:
Av. Rio Branco, 1 – 11º andar
20090-003 Rio de Janeiro RJ





Ofício nº 0154 /EPE/2017|Fl. 2/4

6. Observa-se também que os dados informados por V.Sa. serão levados ao conhecimento do MME e da ANEEL com o objetivo de tornar o processo de expansão da transmissão mais célere, consistente e transparente em todas as suas etapas.

7. Por fim, solicitamos que as informações requisitadas sejam encaminhadas à EPE o mais breve possível de forma a não comprometer o andamento das atividades subsequentes previstas para o estudo citado.

Atenciosamente,



JOSÉ MARCOS BRESSANE
Superintendente de Transmissão de Energia

Escritório Central:
Av. Rio Branco, 1 – 11º andar
20090-003 Rio de Janeiro RJ



SERRA PARACATU

TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.

Rio de Janeiro, 10 de maio de 2017.
SPTE/BD/027/17

À
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
Av. Rio Branco, 1, 11º andar
20090-003 – Rio de Janeiro – RJ

Empresa de Pesquisa Energética - EPE



Atenção: José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia Elétrica

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão na SE Pirapora 2 345 kV

Prezados Senhor,

Em resposta ao **Ofício 0157/EPE/2017** de 24.03.2017, informamos que, após estudos de engenharia de projeto e visita no campo, é possível a implementação de um vão de 345 kV conforme sugerido pela EPE.

Seguem em anexo os projetos estudados para vossa referência:

1. ENGE-SGBH-1 – Pátio de Manobra – Setores 500, 345 e 138kV – Equipamentos - Planta
2. ENGE-SGBH-2 – Análise de Viabilidade de Ampliação – Planta
3. ENGE-SGBH-3 – Análise de Viabilidade de Ampliação – Equipamentos e Barramentos – Setor 345kV – Corte A-A

Colocamo-nos à disposição para quaisquer esclarecimentos adicionais.

Atenciosamente,



Marcos Freitas de Sousa
Gerente de Planejamento



Av. Presidente Vargas 955/15 andar – Centro – Rio de Janeiro - RJ
Tel: (21) 2223 - 7342



SERRA PARACATU
TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.

**ENGE-SGBH-1 – Pátio de Manobra – Setores 500, 345 e
138kV – Equipamentos - Planta**

*Av. Presidente Vargas 955/15 andar – Centro – Rio de Janeiro - RJ
Tel: (21) 2223 - 7342*



SERRA PARACATU
TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.

ENGE-SGBH-2 – Análise de Viabilidade de Ampliação – Planta

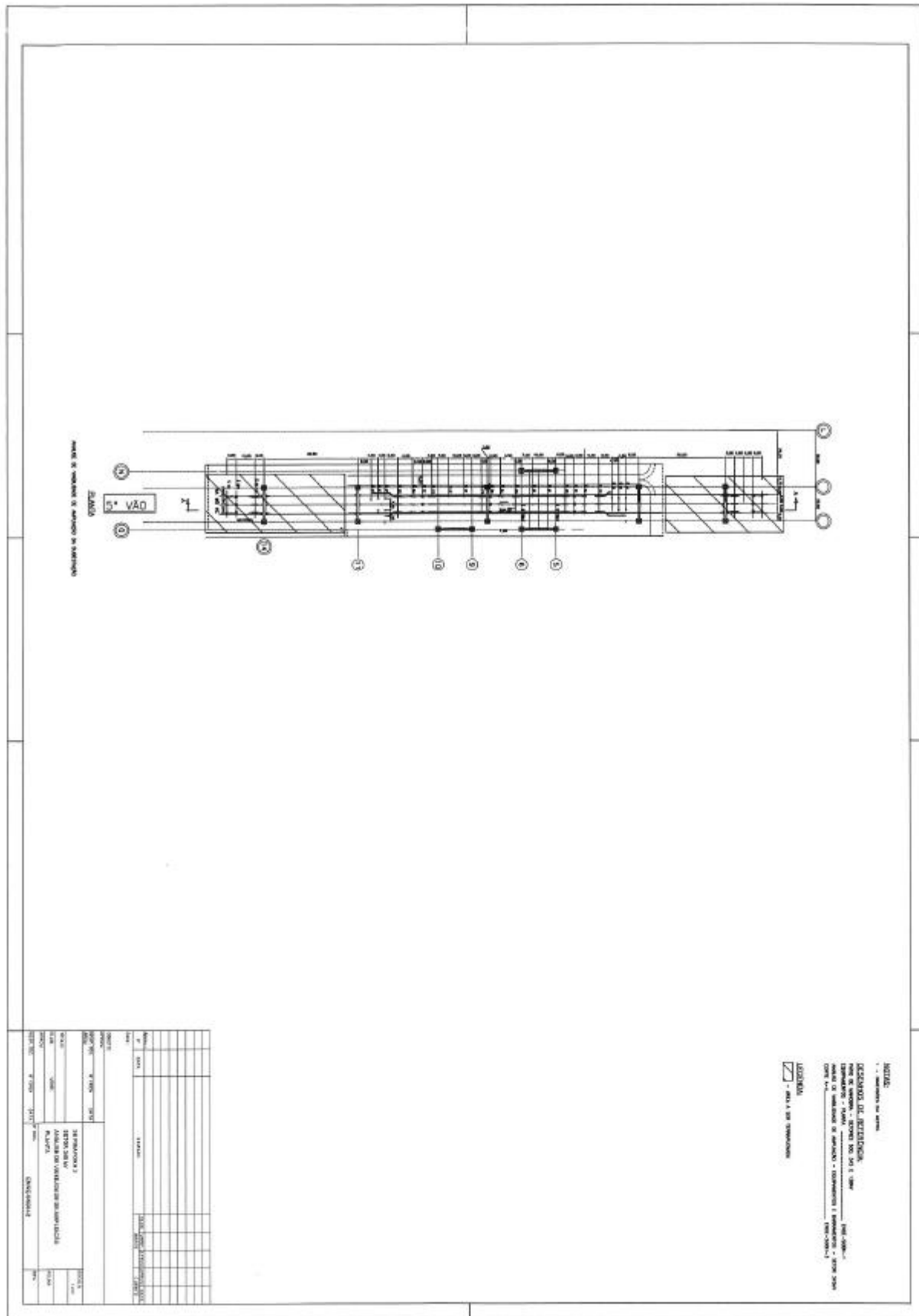
*Av. Presidente Vargas 955/15 andar – Centro – Rio de Janeiro - RJ
Tel: (21) 2223 - 7342*




SERRA PARACATU
TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.

**ENGE-SGBH-3 – Análise de Viabilidade de Ampliação –
Equipamentos e Barramentos – Setor 345kV – Corte A-A**

*Av. Presidente Vargas 955/15 andar – Centro – Rio de Janeiro - RJ
Tel: (21) 2223 - 7342*



15.2 Consulta à CODEVASF



Empresa de Pesquisa Energética

NUP: 48002.006185/2016-48

Ofício nº 1532/EPE/2016

Rio de Janeiro, 28 de dezembro de 2016.

A Sua Senhoria o Senhor
Aldimar Rodrigues Filho
 Superintendente Regional
 Cia. de Desenvolvimento dos Vales do São Francisco e Parnaíba - CODEVASF - 1ª/SR
 Av. Geraldo Athayde, 483 - Alto São João
 39400-292 - Montes Claros - MG


Assunto: Consulta sobre a viabilidade de implantação da SE 230/138 kV Jaíba e linhas de transmissão associadas

Senhor Superintendente,

No âmbito de suas funções institucionais, a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, empresa pública vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME, está realizando estudo de planejamento para expansão do sistema de transmissão da região Norte do Estado de Minas Gerais.

2. A referida expansão tem dois objetivos principais: i) fornecer um novo ponto de atendimento da Rede Básica à região Norte do Estado, aumentando a confiabilidade do atendimento elétrico para toda a região; ii) possibilitar o adequado escoamento do potencial energético de fonte solar fotovoltaica, que se mostra promissora nesta área.
3. A alternativa de expansão de mínimo custo global, de acordo com as análises realizadas pela EPE, consiste na construção da nova subestação - SE 230/138 kV Jaíba (área necessária de 204.800 m²), localizada no município homônimo, além das conexões associadas: i) Linha de Transmissão - LT 230 kV Janaúba 3 - Jaíba C1 e C2, em circuito duplo e ii) Seccionamento Linha de Distribuição - LD 138 kV Manga 5 - Manga 3, na SE Jaíba. O diagrama esquemático desta alternativa é apresentado no Anexo 1.
4. A localização ideal vislumbrada para a SE 230/138 kV Jaíba, do ponto de vista técnico, é a área em torno do ponto (15°12'32.22"S/43°44'30.68"O), o qual, segundo informações presentes na página (<http://www.projetojaiba.com.br/>), é coincidente com áreas de irrigação do Projeto Jaíba a serem implantadas no futuro. Uma figura ilustrativa dessa situação é apresentada no Anexo 2.
5. Considerando que a data de entrada em operação para esses reforços de transmissão é em meados de 2022, e que atualmente já existe implantada a LD 138 kV Manga 5 - Manga 6,

Escritório Central:
 Av. Rio Branco, 1 - 11º andar
 20090-003 Rio de Janeiro RJ





Ofício nº 1532/EPE/2016|Fl. 2/4

pertencente à CEMIG Distribuição S.A., também em área para a qual vislumbra-se expansão da área de irrigação, a EPE vem por meio desta consultar sobre possíveis interferências entre os projetos de transmissão e de irrigação.

6. A elucidação dessas interferências tem por objetivos: i) propiciar um planejamento integrado e otimizado para a região; ii) evitar entraves de ordem fundiária quando da implantação dos empreendimentos de transmissão em questão; iii) identificar possíveis entraves ao processo de licenciamento ambiental tanto dos empreendimentos de transmissão quanto de irrigação.

7. Nesse sentido, solicitam-se maiores informações acerca do estágio de implantação da expansão da área de irrigação e quais os possíveis impactos da implantação dos empreendimentos de transmissão vislumbrados.

8. Para maiores esclarecimentos, se necessário, favor contatar:

Armando Fernandes – Telefone 21-3512-3332 – armando.fernandes@epe.gov.br

Rafael Theodoro – Telefone 21- 3512-3220 - rafad.mello@epe.gov.br

Atenciosamente,


/ JOSÉ MARCOS BRESSANE
Superintendente de Transmissão de Energia

Anexo 1: Diagrama Esquemático da Alternativa de Expansão Vislumbrada
Anexo 2: Situação da localização – Projeto de Irrigação e de Transmissão

Escritório Central:
Av. Rio Branco, 1 – 11º andar
20090-003 Rio de Janeiro RJ

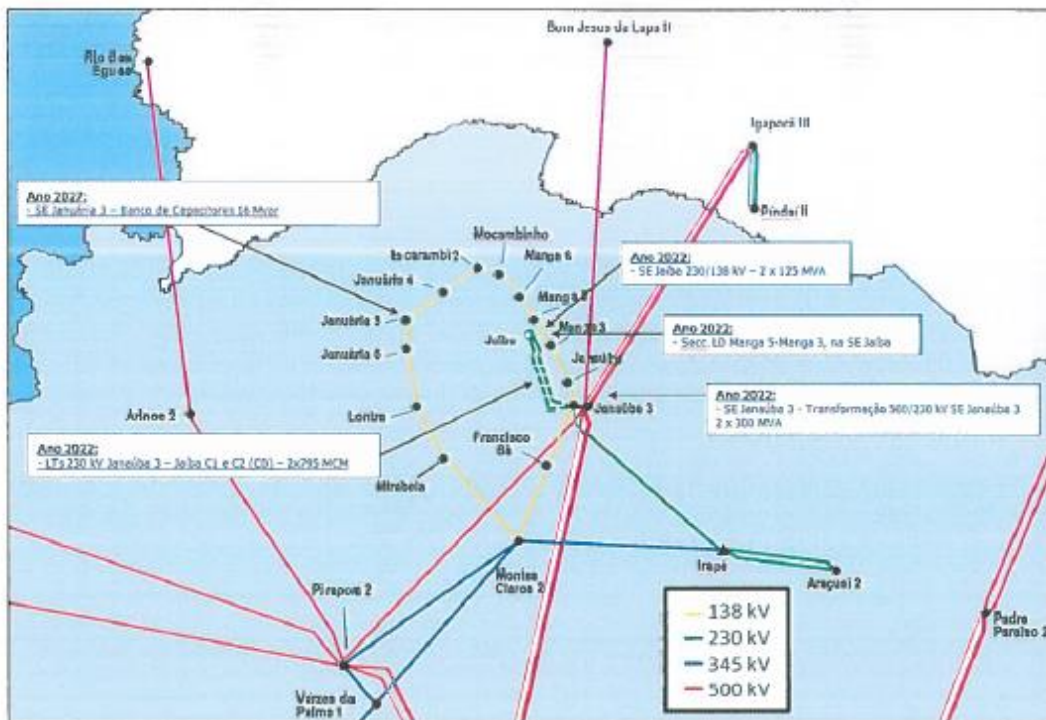




Ofício nº 1532/EPE/2016|Fl. 3/4

ANEXO 1

Diagrama Esquemático da Alternativa de Expansão Vislumbrada



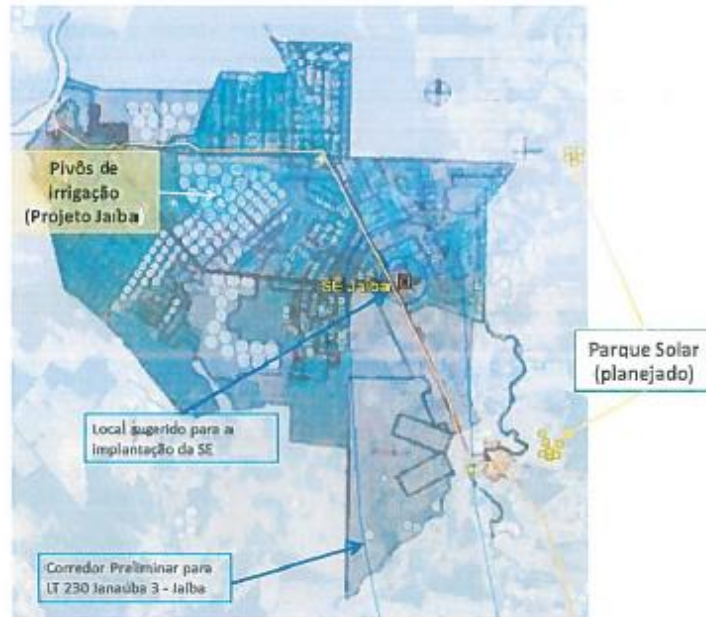
Escritório Central:
 Av. Rio Branco, 1 - 11º andar
 20090-003 Rio de Janeiro RJ



Ofício nº 1532/EPE/2016/Fl. 4/4

ANEXO 2

Situação da localização - Projeto de Irrigação e de Transmissão



PROJETO JAÍBA - LAYOUT GERAL



Escritório Central:
Av. Rio Branco, 1 – 11º andar
20090-003 Rio de Janeiro RJ



Ministério da Integração Nacional – MI
Companhia de Desenvolvimento dos Vales do São Francisco e do Parnaíba
1ª Superintendência Regional

Ofício nº 048/2017-1º/SR/GRI

Montes Claros/MG, 02 de março de 2017.

Ao Senhor
JOSÉ MARCOS BRESSANE
Superintendente de Transmissão de Energia
Empresa de Pesquisa Energética – EPE
Av. Rio Branco, 1 – 11º andar
20090-003 - RIO DE JANEIRO/RJ

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de implantação da Subestação Elétrica SE 230/138 kV Jaíba e linhas de transmissão associadas

Senhor Superintendente,

Reportamo-nos ao Ofício nº 1532/EPE/2016, datado de 28 de dezembro de 2016, no qual Vossa Senhoria consulta sobre a viabilidade de implantação da SE 230/138 kV Jaíba e linhas de transmissão associadas.

Nesse contexto, após análise pela área técnica responsável pela operação do Perímetro de Irrigação Jaíba, face à localização pretendida pela EPE para o empreendimento em estudo, temos a manifestar:

1. A área irrigável prevista para a Etapa III do Perímetro de Irrigação Jaíba é de 12.000 hectares. O estudo de viabilidade e o projeto básico foram contratados pela CODEVASF junto à empresa ECOPLAN Engenharia Ltda.
2. As obras mais relevantes de implantação dos canais para atendimento das Etapas III e IV do Perímetro de Irrigação Jaíba, já realizadas até o presente momento, são:
 - 2.1. Execução do prolongamento do canal principal CP-3 em 1,470 km, até transpor a rodovia LMG-633;
 - 2.2. Execução do prolongamento do canal secundário CS-19 em 0,102 km, até transpor a rodovia MG-401;
 - 2.3. Execução de 2,821 km do trecho inicial do canal secundário CS-21, até transpor a rodovia MG-401;
 - 2.4. Construção de sifão/galeria no canal principal CP-3 para travessia da rodovia LMG-633;
 - 2.5. Construção de sifão/galeria no canal secundário CS-19 para travessia da rodovia MG-401;



End: Av. Geraldo Athayde, 483 – Alto São João - CEP: 39400-292 - MONTES CLAROS/MG
Tel: (38) 2104 7844/7878 Fax: (38) 2104,7845
www.codevasf.gov.br E-mail: ia.gb@codevasf.gov.br





Ministério da Integração Nacional – MI
 Companhia de Desenvolvimento dos Vales do São Francisco e do Parnaíba
 1ª Superintendência Regional

- 2.6. Instalação de dispositivos de controle (*stoplogs*) na seção de jusante do sifão/galeria de travessia da LMG-633 (canal CP-3) e do sifão/galeria de travessia da MG-401 (canal CS-19).
3. Conforme o projeto elaborado pela ECOPLAN, a Subestação Elétrica – SE 230/138 KV, com área necessária de 204.800 m², prevista para ser construída nas coordenadas 15°12'32.22''S e 43°44'30.68''O, ficará localizada exatamente no traçado do Canal CS21 e, parcialmente, em áreas dos lotes agrícolas nº L293, L294 e L342 e Núcleo de Serviço – NS. Somam-se a isso, as áreas necessárias para as instalações das conexões associadas (Linha de Transmissão – LT 230 kV Janaúba 3 – Jaiba C1 e C2 e o seccionamento da Linha de Distribuição – LD 138 kV Manga 5 – Manga 3 da CEMIG) à Subestação Elétrica.
4. A implantação da Subestação Elétrica – SE 230/138 kV nas coordenadas 15°12'32.22''S, 43°44'30.68''O implicará na necessidade de reformulação do projeto elaborado pela empresa ECOPLAN, no que se refere ao traçado do Canal CS21 e redimensionamento dos lotes agrícolas e possivelmente da estação de recalque (ER-M2), cuja redução de áreas irrigáveis impacta diretamente na viabilidade econômica do empreendimento.
5. Pressupondo a manutenção da implantação da Etapa III conforme o projeto já elaborado e considerando que a localização da Subestação Elétrica – SE 230/138 kV pode ser alterada para áreas próximas à “localização ideal” nas coordenadas 15°12'32.22''S, 43°44'30.68''O, apresentamos proposta de localização alternativa, em duas áreas próximas à apresentada pela EPE, sendo:
- Localização da Subestação Elétrica – SE 230/138 kV no lado direito da Rodovia MG 401 – sentido Jaíba, a 518 metros do trevo da LMG 633 e local onde se encontra implantada a Linha de Distribuição – LD 138 kV Manga 5 – Manga 3 da CEMIG;
 - Localização da Subestação Elétrica – SE 230/138 kV no lado esquerdo da Rodovia MG 401 – sentido Jaíba, a 2.618 metros do trevo da LMG 633, em local próximo à Linha de Distribuição – LD 138 kV Manga 5 – Manga 3 da CEMIG.

Por oportuno, anexamos ao presente croquis com as coordenadas da localização sugerida pela CODEVASF, que, se adotadas pela EPE, em nada comprometem a conclusão da implantação da Etapa III do Perímetro de Irrigação Jaíba, empreendimento público de fomento à produção agrícola, que gera mais de 20.000 empregos diretos e contribui para o abastecimento de frutas e grãos no mercado nacional.

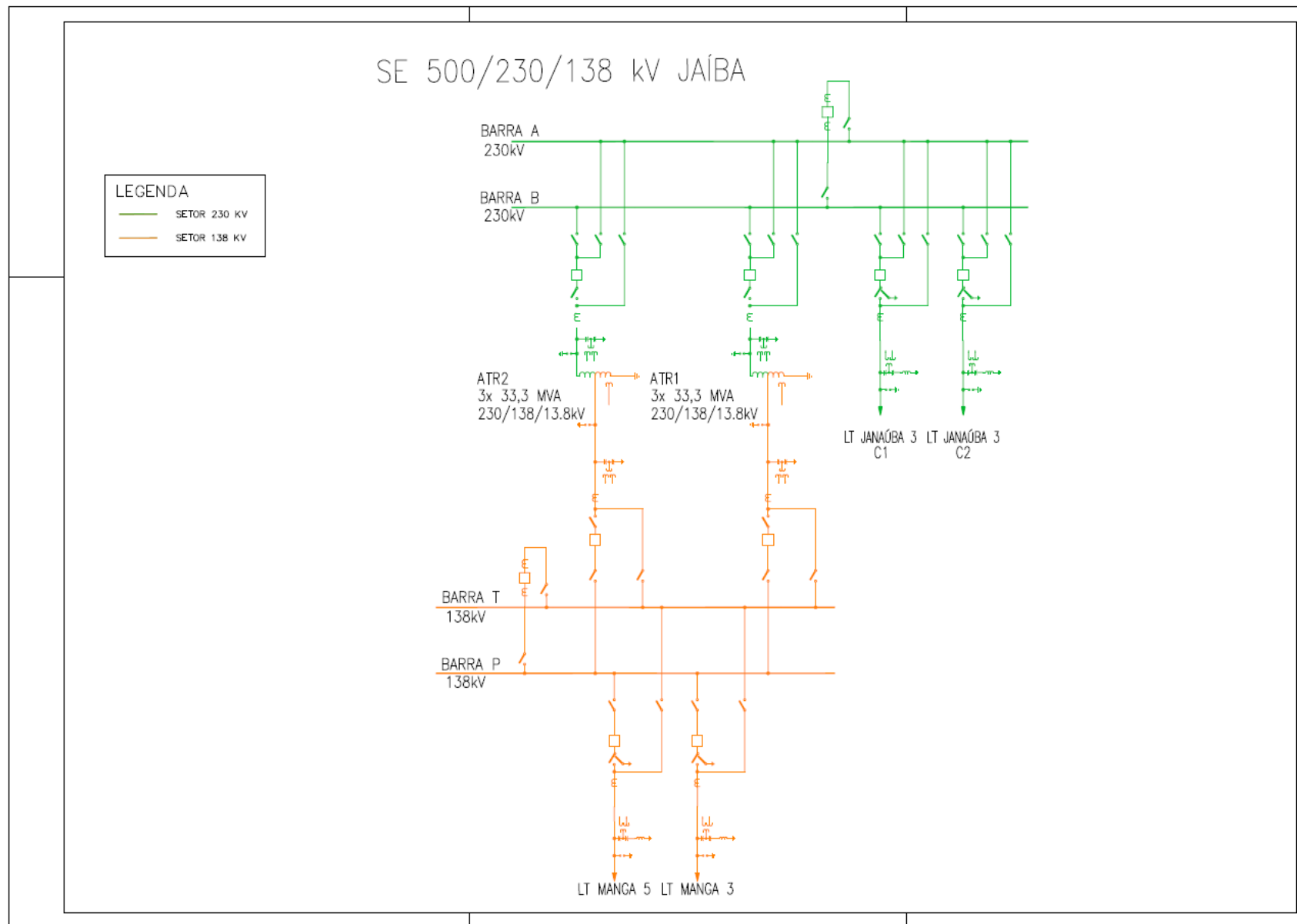
Atenciosamente,


 Aidimar Rodrigues Filho
 Superintendente Regional
 CODEVASF - 1ª SR


 M. A. Valo

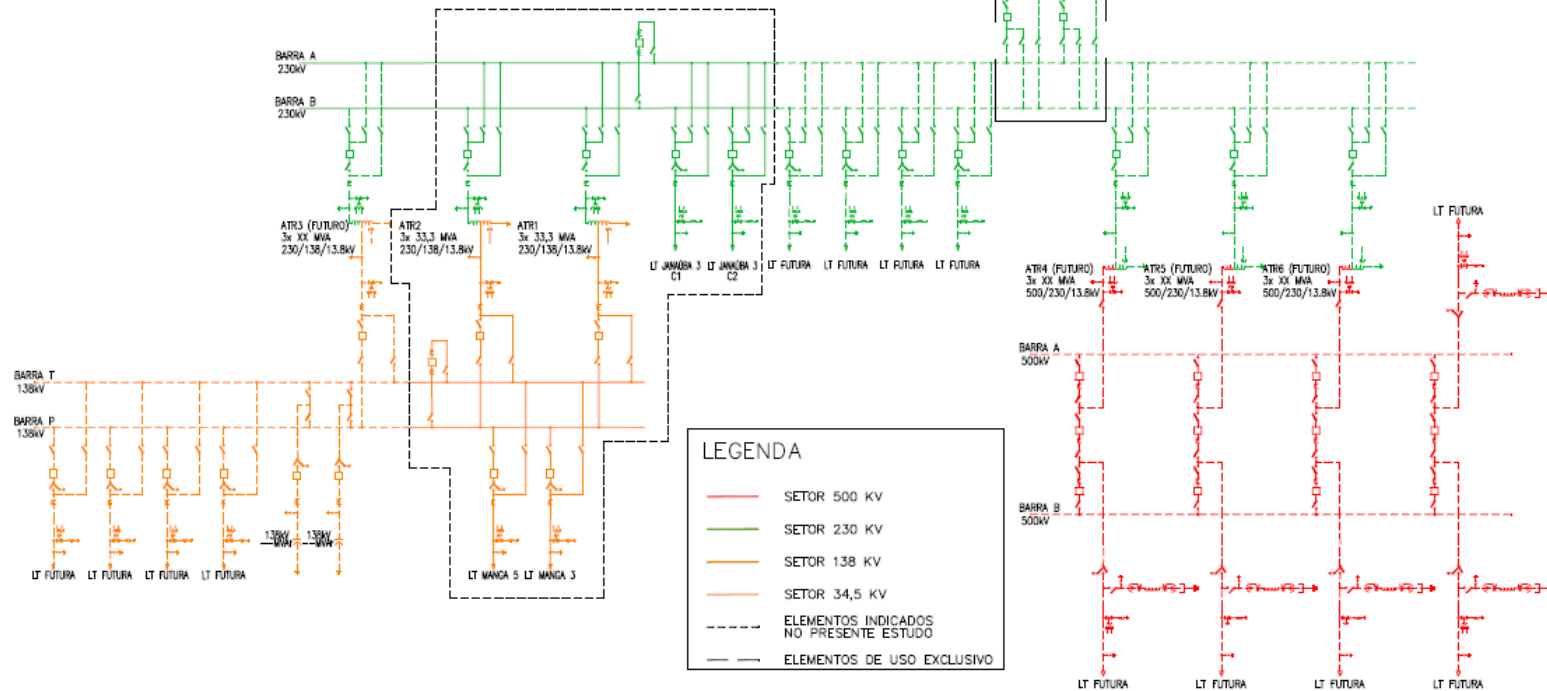
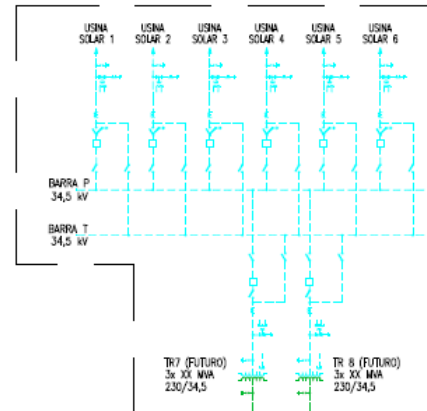
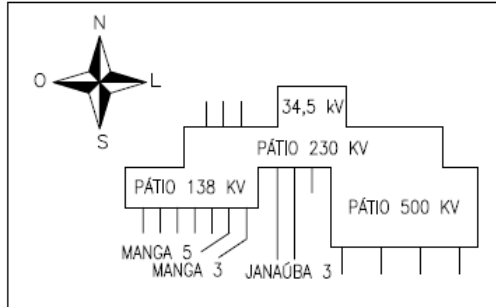
✉ End: Av. Geraldo Athayde, 483 – Alto São João - CEP: 39400-292 - MONTES CLAROS/MG
 ☎ Tel: (38) 2104 7844/7878 Fax: (38) 2104.7845
 🌐 www.codevasf.gov.br E-mail: 1a.gb@codevasf.gov.br

15.3 Diagramas Unifilares de Subestações Novas



SE 500/230/138 kV JAÍBA CONFIGURAÇÃO FINAL (257.600 m²)

CONFIGURAÇÃO PROPOSTA PARA A SUBESTAÇÃO



LEGENDA

- SETOR 500 KV
- SETOR 230 KV
- SETOR 138 KV
- SETOR 34,5 KV
- - - - - ELEMENTOS INDICADOS NO PRESENTE ESTUDO
- — — ELEMENTOS DE USO EXCLUSIVO

15.4 Análise Econômica Detalhada

Região de Pirapora – Alternativa A1

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					215.972,25	168.788,05	19.184,26	92.183,44	
LT 345 kV PIRAPORA 2 - TRÊS MARIAS, C1 (Nova)					103.631,16	82.265,76	9.205,29	45.648,86	
Circuito Simples 345 kV, 2 x 1113 MCM (BLUEJAY), 108 km		2022	108,0	1,0	794,25	85.779,00	68.094,14	7.619,53	37.785,10
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Pirapora 2	2022	1,0	1,0	6796,79	6.796,79	5.395,51	603,74	2.993,94
MIG-A	Pirapora 2	2022	1,0	1,0	2129,29	2.129,29	1.690,30	189,14	937,94
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo AN	Três Marias	2022	1,0	1,0	6796,79	6.796,79	5.395,51	603,74	2.993,94
MIG-A	Três Marias	2022	1,0	1,0	2129,29	2.129,29	1.690,30	189,14	937,94
SECC LT 138 kV PIRAPORA 1 - VÁRZEA DA PALMA, C1, NA SE PIRAPORA 2 (Nova)					8.876,19	6.040,99	788,45	2.793,77	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 1,0 km		2024	1,0	1,0	390,12	390,12	265,51	34,65	122,79
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 1,0 km		2024	1,0	1,0	419,37	419,37	285,42	37,25	132,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2024	2,0	1,0	3810,88	7.621,76	5.187,24	677,02	2.398,94
MIM - 138 kV		2024	1,0	1,0	444,94	444,94	302,82	39,52	140,04
LT 138 kV PIRAPORA 2 - VÁRZEA DA PALMA, C2 (Ampliação/Adequação)					5.645,50	3.842,23	501,48	1.776,91	
Recondutoramento 1x477 MCM		2024	35,0	1,0	161,30	5.645,50	3.842,23	501,48	1.776,91
LT 138 kV PIRAPORA 2 - VÁRZEA DA PALMA 2, C1 (Nova)					19.357,35	11.294,83	1.719,46	4.005,85	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 35 km		2026	35,0	1,0	322,59	11.290,65	6.587,99	1.002,92	2.336,51
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Pirapora 2	2026	1,0	1,0	3810,88	3.810,88	2.223,61	338,51	788,63
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Várzea da Palma	2026	1,0	1,0	3810,88	3.810,88	2.223,61	338,51	788,63
MIM - 138 kV	Várzea da Palma	2026	1,0	1,0	222,47	222,47	129,81	19,76	46,04
MIM - 138 kV	Pirapora 2	2026	1,0	1,0	222,47	222,47	129,81	19,76	46,04
SE 138 kV VÁRZEA DA PALMA 2 (Nova)					7.444,47	4.343,78	661,27	1.540,57	
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	1924,75	1.924,75	1.123,07	170,97	398,31
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			3,0						
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	222,47	222,47	129,81	19,76	46,04
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	5297,25	5.297,25	3.090,89	470,54	1.096,22
SECC LT 138 kV VÁRZEA DA PALMA - MONTES CLAROS 1, C1, NA SE VÁRZEA DA PALMA 2 (Nova)					8.486,07	4.951,54	753,80	1.756,12	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 1 km		2026	1,0	1,0	419,37	419,37	244,70	37,25	86,79
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2026	2,0	1,0	3810,88	7.621,76	4.447,22	677,02	1.577,26
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	444,94	444,94	259,62	39,52	92,08

continuação									
LT 138 kV PIRAPORA 2 - PIRAPORA COLETORA, C1 e C2 (CD) (Nova)					21.013,70	21.013,70	1.866,59	14.066,79	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 10 km		2019	10,0	1,0	642,82	6.428,20	6.428,20	571,00	4.303,10
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Pirapora 2	2019	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	7.819,80	694,61	5.234,66
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BS	Pirapora Coletora	2019	2,0	1,0	2583,41	5.166,82	5.166,82	458,96	3.458,72
MIM - 138 kV	Pirapora Coletora	2019	1,0	1,0	444,94	444,94	444,94	39,52	297,85
MIM - 138 kV	Pirapora 2	2019	1,0	1,0	444,94	444,94	444,94	39,52	297,85
MIG-A	Pirapora 2	2019	1,0	1,0	709,00	709,00	709,00	62,98	474,61
LT 138 kV PIRAPORA 2 - COLETORA PIRAPORA, C3 (Nova)					11.142,15	8.189,81	989,73	4.180,57	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 10 km		2023	10,0	1,0	420,39	4.203,90	3.089,99	373,42	1.577,31
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Pirapora 2	2023	1,0	1,0	3909,90	3.909,90	2.873,89	347,31	1.467,01
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BS	Coletora Pirapora	2023	1,0	1,0	2583,41	2.583,41	1.898,88	229,48	969,30
MIM - 138 kV	Pirapora 2	2023	1,0	1,0	222,47	222,47	163,52	19,76	83,47
MIM - 138 kV	Coletora Pirapora	2023	1,0	1,0	222,47	222,47	163,52	19,76	83,47
SE 138/13,8 kV PIRAPORA COLETORA Uso Exclusivo (Ampliação/Adequação)					30.375,66	26.845,42	2.698,19	16.414,00	
1° TF 138/13,8 kV, 1 x 250 MVA 3Φ		2019	1,0	1,0	7332,93	7.332,93	7.332,93	651,37	4.908,74
2° TF 138/13,8 kV, 1 x 250 MVA 3Φ		2023	1,0	1,0	7332,93	7.332,93	5.389,92	651,37	2.751,34
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2023	1,0	1,0	1924,75	1.924,75	1.414,75	170,97	722,17
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS		2019	1,0	1,0	1012,38	1.012,38	1.012,38	89,93	677,70
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS		2023	1,0	1,0	1012,38	1.012,38	744,13	89,93	379,85
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2019	1,0	1,0	2511,07	2.511,07	2.511,07	223,05	1.680,94
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2023	1,0	1,0	2511,07	2.511,07	1.845,71	223,05	942,16
MIM - 138 kV		2019	1,0	1,0	222,47	222,47	222,47	19,76	148,92
MIM - 138 kV		2023	1,0	1,0	444,94	444,94	327,04	39,52	166,94
MIM - 13,8 kV		2019	1,0	1,0	97,11	97,11	97,11	8,63	65,01
MIM - 13,8 kV		2023	1,0	1,0	97,11	97,11	71,38	8,63	36,44
MIG (Terreno Rural)		2019	1,0	1,0	5876,52	5.876,52	5.876,52	522,00	3.933,80

Região de Pirapora – Alternativa A2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)							
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN			
						197.777,77	156.478,24	17.568,09	86.537,87			
LT 345 kV PIRAPORA 2 - TRÊS MARIAS, C1 (Nova)						110.086,32	74.922,90	9.778,69	34.649,48			
Circuito Simples 345 kV, 2 x 1113 MCM (BLUEJAY), 108 km					2024	108,0	1,0	794,25	85.779,00	58.379,75	7.619,53	26.998,79
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Pirapora 2	2024	1,0	1,0	6796,79	6.796,79	4.625,78	603,74	2.139,28			
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	Pirapora 2	2024	1,0	1,0	5333,95	5.333,95	3.630,20	473,80	1.678,85			
MIM - 345 kV	Pirapora 2	2024	1,0	1,0	1121,21	1.121,21	763,08	99,59	352,90			
MIG-A	Pirapora 2	2024	1,0	1,0	2129,29	2.129,29	1.449,16	189,14	670,19			
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo AN	Três Marias	2024	1,0	1,0	6796,79	6.796,79	4.625,78	603,74	2.139,28			
MIG-A	Três Marias	2024	1,0	1,0	2129,29	2.129,29	1.449,16	189,14	670,19			
LT 345 kV PIRAPORA 2 - PIRAPORA COLETORA, C1 Uso Exclusivo (Nova)						24.421,64	24.421,64	2.169,31	16.348,10			
Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 10 km					2019	10,0	1,0	844,57	8.445,70	8.445,70	750,21	5.653,64
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Pirapora 2	2019	1,0	1,0	6796,79	6.796,79	6.796,79	603,74	4.549,84			
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo BD4	Pirapora Coletora	2019	1,0	1,0	7049,86	7.049,86	7.049,86	626,22	4.719,25			
MIG-A	Pirapora 2	2019	1,0	1,0	2129,29	2.129,29	2.129,29	189,14	1.425,37			
SE 345/13,8 kV PIRAPORA COLETORA Uso Exclusivo (Nova)						63.269,81	57.133,70	5.620,09	35.540,29			
1° TF 345/13,8 kV, 1 x 250 MVA 3Φ					2019	1,0	1,0	15036,11	15.036,11	15.036,11	1.335,62	10.065,33
2° TF 345/13,8 kV, 1 x 250 MVA 3Φ					2023	1,0	1,0	15036,11	15.036,11	11.051,99	1.335,62	5.641,59
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo BD4		2019	1,0	1,0	5890,93	5.890,93	5.890,93	523,28	3.943,45			
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo BD4		2023	1,0	1,0	5890,93	5.890,93	4.330,01	523,28	2.210,29			
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS		2019	1,0	1,0	1012,38	1.012,38	1.012,38	89,93	677,70			
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS		2023	1,0	1,0	1012,38	1.012,38	744,13	89,93	379,85			
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo BD4		2019	1,0	1,0	5333,95	5.333,95	5.333,95	473,80	3.570,60			
MIM - 345 kV		2019	1,0	1,0	2242,42	2.242,42	2.242,42	199,19	1.501,10			
MIM - 345 kV		2023	1,0	1,0	1121,21	1.121,21	824,12	99,59	420,68			
MIM - 13,8 kV		2019	1,0	1,0	97,11	97,11	97,11	8,63	65,01			
MIM - 13,8 kV		2023	1,0	1,0	97,11	97,11	71,38	8,63	36,44			
MIG (Terreno Rural)		2019	1,0	1,0	10499,17	10.499,17	10.499,17	932,61	7.028,25			

Região de Pirapora – Alternativa A3

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)							
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN			
					237.277,26	188.768,93	21.076,73	104.975,00				
LT 345 kV PIRAPORA 2 - TRÊS MARIAS, C1 (Nova)					103.631,16	65.305,21	9.205,29	26.816,84				
Circuito Simples 345 kV, 2 x 1113 MCM (BLUEJAY), 108 km					2025	108,0	1,0	794,25	85.779,00	54.055,32	7.619,53	22.197,20
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Pirapora 2	2025	1,0	1,0	6796,79	6.796,79	4.283,13	603,74	1.758,82			
MIG-A	Pirapora 2	2025	1,0	1,0	2129,29	2.129,29	1.341,81	189,14	551,00			
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo AN	Três Marias	2025	1,0	1,0	6796,79	6.796,79	4.283,13	603,74	1.758,82			
MIG-A	Três Marias	2025	1,0	1,0	2129,29	2.129,29	1.341,81	189,14	551,00			
LT 500 kV PIRAPORA 2 - PIRAPORA COLETORA, C1 Uso Exclusivo (Nova)					44.906,11	44.906,11	3.988,89	30.060,62				
Circuito Simples 500 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 10 km					2019	10,0	1,0	1148,64	11.486,40	11.486,40	1.020,31	7.689,12
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Pirapora 2	2019	1,0	1,0	10064,34	10.064,34	10.064,34	893,99	6.737,17			
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Pirapora Coletora	2019	1,0	1,0	10064,34	10.064,34	10.064,34	893,99	6.737,17			
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Pirapora 2	2019	1,0	1,0	9123,32	9.123,32	9.123,32	810,40	6.107,25			
MIM - 500 kV	Pirapora 2	2019	1,0	1,0	2025,49	2.025,49	2.025,49	179,92	1.355,88			
MIG-A	Pirapora Coletora	2019	1,0	1,0	2142,22	2.142,22	2.142,22	190,29	1.434,02			
SE 500/13,8 kV PIRAPORA COLETORA Uso Exclusivo (Nova)					88.739,99	78.557,61	7.882,55	48.097,54				
1° TF 500/13,8 kV, 1 x 250 MVA 3Φ					2019	1,0	1,0	17383,86	17.383,86	17.383,86	1.544,16	11.636,94
2° TF 500/13,8 kV, 1 x 250 MVA 3Φ					2023	1,0	1,0	17383,86	17.383,86	12.777,66	1.544,16	6.522,47
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2019	1,0	1,0	8786,26	8.786,26	8.786,26	780,46	5.881,61			
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2023	1,0	1,0	8786,26	8.786,26	6.458,16	780,46	3.296,63			
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	1,0	1,0	9123,32	9.123,32	6.705,91	810,40	3.423,09			
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2019	1,0	1,0	9123,32	9.123,32	9.123,32	810,40	6.107,25			
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS		2019	1,0	1,0	1012,38	1.012,38	1.012,38	89,93	677,70			
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS		2023	1,0	1,0	1012,38	1.012,38	744,13	89,93	379,85			
MIM - 13,8 kV		2019	1,0	1,0	97,11	97,11	97,11	8,63	65,01			
MIM - 500 kV		2019	1,0	1,0	2025,49	2.025,49	2.025,49	179,92	1.355,88			
MIM - 13,8 kV		2023	1,0	1,0	97,11	97,11	71,38	8,63	36,44			
MIM - 500 kV		2023	1,0	1,0	2025,49	2.025,49	1.488,80	179,92	759,97			
MIG (Terreno Rural)		2019	1,0	1,0	11883,15	11.883,15	11.883,15	1.055,55	7.954,71			

Região de Jaíba – Alternativa B1

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					266.674,55	265.303,78	23.688,02	146.454,36
SE 500/230/138 kV JANAÚBA 3 (Ampliação/Adequação)					97.959,24	97.959,24	8.701,47	54.357,09
1º e 2º ATF 500/230 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ	2022	7,0	1,0	9216,05	64.512,33	64.512,33	5.730,46	35.797,57
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2022	2,0	1,0	3100,36	6.200,71	6.200,71	550,79	3.440,74
MIM - 230 kV	2022	1,0	1,0	685,93	685,93	685,93	60,93	380,62
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2022	2,0	1,0	8103,72	16.207,44	16.207,44	1.439,67	8.993,43
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2022	1,0	1,0	8470,41	8.470,41	8.470,41	752,40	4.700,19
MIM - 500 kV	2022	1,0	1,0	1882,41	1.882,41	1.882,41	167,21	1.044,54
SE 230/138 kV JAÍBA (Nova)					48.886,05	48.886,05	4.342,42	27.126,63
1º e 2º ATF 230/138 kV, (6+1R) x 33,3 MVA 1Φ	2022	7,0	1,0	3484,61	24.392,26	24.392,26	2.166,70	13.535,14
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2022	2,0	1,0	3100,36	6.200,71	6.200,71	550,79	3.440,74
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0					
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			2,0					
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2022	2,0	1,0	2370,48	4.740,96	4.740,96	421,13	2.630,74
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2022	1,0	1,0	2657,96	2.657,96	2.657,96	236,10	1.474,89
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	2022	1,0	1,0	1957,06	1.957,06	1.957,06	173,84	1.085,96
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	620,27	620,27	620,27	55,10	344,18
MIM - 230 kV	2022	1,0	1,0	1028,90	1.028,90	1.028,90	91,39	570,93
MIG (Terreno Rural)	2022	1,0	1,0	7287,94	7.287,94	7.287,94	647,37	4.044,04
LT 230 kV JANAÚBA 3 - JAÍBA, C1 e C2 (CD) (Nova)					107.117,84	107.117,84	9.515,00	59.439,15
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 94 km	2022	94,0	1,0	917,91	86.283,53	86.283,53	7.664,34	47.878,30
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JANAÚBA 3	2022	2,0	1,0	4426,54	8.853,09	8.853,09	786,40	4.912,53
MIM - 230 kV // SE JANAÚBA 3	2022	1,0	1,0	685,93	685,93	685,93	60,93	380,62
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JAÍBA	2022	2,0	1,0	4426,54	8.853,09	8.853,09	786,40	4.912,53
MIM - 230 kV // SE JAÍBA	2022	1,0	1,0	685,93	685,93	685,93	60,93	380,62
MIG-A // SE JANAÚBA 3	2022	1,0	1,0	1756,27	1.756,27	1.756,27	156,00	974,54
SECC LT 138 kV MANGA 5 - MANGA 3, C1, NA SE JAÍBA (Nova)					8.419,95	8.419,95	747,92	4.672,19
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 1,0 km	2022	1,0	1,0	326,98	326,98	326,98	29,04	181,44
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2022	2,0	1,0	3530,93	7.061,86	7.061,86	627,29	3.918,59
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	413,51	413,51	413,51	36,73	229,46
MIG-A	2022	1,0	1,0	617,59	617,59	617,59	54,86	342,70
SE 138 kV JANUÁRIA 3 (Ampliação/Adequação)					4.291,47	2.920,70	381,20	859,29
2º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 16,0 Mvar 3Φ	2027	1,0	1,0	1715,72	1.715,72	1.167,69	152,40	343,54
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2027	1,0	1,0	2369,00	2.369,00	1.612,30	210,43	474,35
MIM - 138 kV	2027	1,0	1,0	206,76	206,76	140,72	18,37	41,40

Região de Jaíba – Alternativa B2

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					342.787,33	342.787,33	30.448,92	190.210,98
SE 500/230/138 kV JANAÚBA 3 (Ampliação/Adequação)					97.959,24	97.959,24	8.701,47	54.357,09
1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ	2022	7,0	1,0	9216,05	64.512,33	64.512,33	5.730,46	35.797,57
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2022	2,0	1,0	3100,36	6.200,71	6.200,71	550,79	3.440,74
MIM - 230 kV	2022	1,0	1,0	685,93	685,93	685,93	60,93	380,62
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2022	2,0	1,0	8103,72	16.207,44	16.207,44	1.439,67	8.993,43
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2022	1,0	1,0	8470,41	8.470,41	8.470,41	752,40	4.700,19
MIM - 500 kV	2022	1,0	1,0	1882,41	1.882,41	1.882,41	167,21	1.044,54
SE 230/138 kV JANUÁRIA 5 (Nova)					48.894,44	48.894,44	4.343,17	27.131,28
1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 33,33 MVA 1Φ	2022	7,0	1,0	3485,81	24.400,64	24.400,64	2.167,45	13.539,80
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2022	2,0	1,0	3100,36	6.200,71	6.200,71	550,79	3.440,74
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2022	2,0	1,0	2370,48	4.740,96	4.740,96	421,13	2.630,74
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0					
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			2,0					
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2022	1,0	1,0	2657,96	2.657,96	2.657,96	236,10	1.474,89
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	2022	1,0	1,0	1957,06	1.957,06	1.957,06	173,84	1.085,96
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	620,27	620,27	620,27	55,10	344,18
MIM - 230 kV	2022	1,0	1,0	1028,90	1.028,90	1.028,90	91,39	570,93
MIG (Terreno Rural)	2022	1,0	1,0	7287,94	7.287,94	7.287,94	647,37	4.044,04
LT 230 kV JANAÚBA 3 - JAÍBA, C1 e C2 (CD) (Nova)					107.117,84	107.117,84	9.515,00	59.439,15
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 94 km	2022	94,0	1,0	917,91	86.283,53	86.283,53	7.664,34	47.878,30
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JANAÚBA 3	2022	2,0	1,0	4426,54	8.853,09	8.853,09	786,40	4.912,53
MIM - 230 kV // SE JANAÚBA 3	2022	1,0	1,0	685,93	685,93	685,93	60,93	380,62
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JAÍBA	2022	2,0	1,0	4426,54	8.853,09	8.853,09	786,40	4.912,53
MIM - 230 kV // SE JAÍBA	2022	1,0	1,0	685,93	685,93	685,93	60,93	380,62
MIG-A // SE JANAÚBA 3	2022	1,0	1,0	1756,27	1.756,27	1.756,27	156,00	974,54

continuação									
SE 230 kV JAÍBA SE coletora (Nova)						9.507,73	9.507,73	844,55	5.275,79
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2022	1,0	1,0	2657,96	2.657,96	2.657,96	236,10	1.474,89	
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			4,0						
MIM - 230 kV	2022	1,0	1,0	342,97	342,97	342,97	30,46	190,31	
MIG (Terreno Rural)	2022	1,0	1,0	6506,80	6.506,80	6.506,80	577,98	3.610,59	
LT 230 kV JAÍBA - JANUÁRIA 5, C1 e C2 (CD) (Nova)						70.888,14	70.888,14	6.296,81	39.335,47
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 59 km	2022	59,0	1,0	878,14	51.810,10	51.810,10	4.602,16	28.749,17	
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JAÍBA	2022	2,0	1,0	4426,54	8.853,09	8.853,09	786,40	4.912,53	
MIM - 230 kV // SE JAÍBA	2022	1,0	1,0	685,93	685,93	685,93	60,93	380,62	
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JANUÁRIA 5	2022	2,0	1,0	4426,54	8.853,09	8.853,09	786,40	4.912,53	
MIM - 230 kV // SE JANUÁRIA 5	2022	1,0	1,0	685,93	685,93	685,93	60,93	380,62	
SECC LT 138 kV JANUÁRIA 4 - ITACARAMBI, C1, NA SE JANUÁRIA 5 (Nova)						8.419,95	8.419,95	747,92	4.672,19
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 1 km	2022	1,0	1,0	326,98	326,98	326,98	29,04	181,44	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2022	2,0	1,0	3530,93	7.061,86	7.061,86	627,29	3.918,59	
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	413,51	413,51	413,51	36,73	229,46	
MIG-A	2022	1,0	1,0	617,59	617,59	617,59	54,86	342,70	

Região de Jaíba – Alternativa B3

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					448.511,22	448.511,22	39.840,10	248.876,65
SE 500/230/138 kV JANAÚBA 3 (Ampliação/Adequação)					48.411,23	48.411,23	4.300,25	26.863,15
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ	2022	4,0	1,0	9216,05	36.864,19	36.864,19	3.274,55	20.455,75
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2022	1,0	1,0	8103,72	8.103,72	8.103,72	719,83	4.496,71
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2022	1,0	1,0	3100,36	3.100,36	3.100,36	275,40	1.720,37
MIM - 230 kV	2022	1,0	1,0	342,97	342,97	342,97	30,46	190,31
SE 230/138 kV JANUÁRIA 5 (Nova)					48.871,77	48.871,77	4.341,15	27.118,70
1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 33,33 MVA 1Φ	2022	7,0	1,0	3485,81	24.400,64	24.400,64	2.167,45	13.539,80
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2022	2,0	1,0	3100,36	6.200,71	6.200,71	550,79	3.440,74
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2022	2,0	1,0	2370,48	4.740,96	4.740,96	421,13	2.630,74
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			1,0					
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			1,0					
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2022	1,0	1,0	2657,96	2.657,96	2.657,96	236,10	1.474,89
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	2022	1,0	1,0	1957,06	1.957,06	1.957,06	173,84	1.085,96
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	620,27	620,27	620,27	55,10	344,18
MIM - 230 kV	2022	1,0	1,0	1028,90	1.028,90	1.028,90	91,39	570,93
MIG (Terreno Rural)	2022	1,0	1,0	7265,26	7.265,26	7.265,26	645,35	4.031,46
LT 230 kV JANAÚBA 3 - JAÍBA, C1 (Nova)					61.322,56	61.322,56	5.447,13	34.027,58
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 94 km	2022	94,0	1,0	532,21	50.027,28	50.027,28	4.443,79	27.759,89
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JANAÚBA 3	2022	1,0	1,0	4426,54	4.426,54	4.426,54	393,20	2.456,27
MIM - 230 kV // SE JANAÚBA 3	2022	1,0	1,0	342,97	342,97	342,97	30,46	190,31
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JAÍBA	2022	1,0	1,0	4426,54	4.426,54	4.426,54	393,20	2.456,27
MIM - 230 kV // SE JAÍBA	2022	1,0	1,0	342,97	342,97	342,97	30,46	190,31
MIG-A // SE JANAÚBA 3	2022	1,0	1,0	1756,27	1.756,27	1.756,27	156,00	974,54
SE 230 kV JAÍBA SE coletora (Nova)					53.390,51	53.390,51	4.742,54	29.626,13
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2022	1,0	1,0	2657,96	2.657,96	2.657,96	236,10	1.474,89
CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4	2022	1,0	1,0	3150,20	3.150,20	3.150,20	279,82	1.748,03
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0					
Compensador Estático 230 kV, 1 x (-40/+80) Mvar	2022	1,0	1,0	40410,30	40.410,30	40.410,30	3.589,54	22.423,48
MIM - 230 kV	2022	1,0	1,0	685,93	685,93	685,93	60,93	380,62
MIG (Terreno Rural)	2022	1,0	1,0	6486,11	6.486,11	6.486,11	576,14	3.599,11

continuação

					8.419,95	8.419,95	747,92	4.672,19
SECC LT 138 kV JANUÁRIA 4 - ITACARAMBI, C1, NA SE JANUÁRIA 5 (Nova)								
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 1 km	2022	1,0	1,0	326,98	326,98	326,98	29,04	181,44
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2022	2,0	1,0	3530,93	7.061,86	7.061,86	627,29	3.918,59
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	413,51	413,51	413,51	36,73	229,46
MIG-A	2022	1,0	1,0	617,59	617,59	617,59	54,86	342,70
LT 230 kV JAÍBA - JANUÁRIA 5, C1 (Nova)					39.741,15	39.741,15	3.530,10	22.052,17
Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 59 km	2022	59,0	1,0	511,90	30.202,13	30.202,13	2.682,78	16.759,01
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JAÍBA	2022	1,0	1,0	4426,54	4.426,54	4.426,54	393,20	2.456,27
MIM - 230 kV // SE JAÍBA	2022	1,0	1,0	342,97	342,97	342,97	30,46	190,31
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JANUÁRIA 5	2022	1,0	1,0	4426,54	4.426,54	4.426,54	393,20	2.456,27
MIM - 230 kV // SE JANUÁRIA 5	2022	1,0	1,0	342,97	342,97	342,97	30,46	190,31
LT 230 kV ARINOS 2 - JANUÁRIA 5, C1 (Nova)					130.520,49	130.520,49	11.593,80	72.425,17
Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 212 km	2022	212,0	1,0	511,90	108.522,91	108.522,91	9.639,81	60.218,82
Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 5 Mvar 1Φ // SE ARINOS 2	2022	4,0	1,0	1557,32	6.229,28	6.229,28	553,33	3.456,60
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE ARINOS 2	2022	1,0	1,0	4426,54	4.426,54	4.426,54	393,20	2.456,27
MIM - 230 kV // SE ARINOS 2	2022	1,0	1,0	342,97	342,97	342,97	30,46	190,31
Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 5 Mvar 1Φ // SE JANUÁRIA 5	2022	4,0	1,0	1557,32	6.229,28	6.229,28	553,33	3.456,60
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JANUÁRIA 5	2022	1,0	1,0	4426,54	4.426,54	4.426,54	393,20	2.456,27
MIM - 230 kV // SE JANUÁRIA 5	2022	1,0	1,0	342,97	342,97	342,97	30,46	190,31
SE 500/230 kV ARINOS 2 (Ampliação/Adequação)					57.833,57	57.833,57	5.137,21	32.091,56
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 60 MVA 1Φ	2022	4,0	1,0	7320,97	29.283,88	29.283,88	2.601,21	16.249,48
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2022	1,0	1,0	8103,72	8.103,72	8.103,72	719,83	4.496,71
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2022	1,0	1,0	8470,41	8.470,41	8.470,41	752,40	4.700,19
MIM - 500 kV	2022	1,0	1,0	1882,41	1.882,41	1.882,41	167,21	1.044,54
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2022	1,0	1,0	2657,96	2.657,96	2.657,96	236,10	1.474,89
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			1,0					
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2022	1,0	1,0	3100,36	3.100,36	3.100,36	275,40	1.720,37
MIM - 230 kV	2022	1,0	1,0	685,93	685,93	685,93	60,93	380,62
MIG-A	2022	1,0	1,0	3648,89	3.648,89	3.648,89	324,12	2.024,75

Região de Jaíba – Alternativa B4

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					377.940,47	377.940,47	33.571,48	209.717,28
SE 500/230/138 kV JANAÚBA 3 (Ampliação/Adequação)					48.411,23	48.411,23	4.300,25	26.863,15
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ	2022	4,0	1,0	9216,05	36.864,19	36.864,19	3.274,55	20.455,75
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2022	1,0	1,0	8103,72	8.103,72	8.103,72	719,83	4.496,71
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2022	1,0	1,0	3100,36	3.100,36	3.100,36	275,40	1.720,37
MIM - 230 kV	2022	1,0	1,0	342,97	342,97	342,97	30,46	190,31
SE 230/138 kV JANUÁRIA 5 (Nova)					50.949,43	50.949,43	4.525,71	28.271,59
1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 41,66 MVA 1Φ	2022	7,0	1,0	3782,62	26.478,31	26.478,31	2.352,00	14.692,68
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2022	2,0	1,0	3100,36	6.200,71	6.200,71	550,79	3.440,74
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2022	2,0	1,0	2370,48	4.740,96	4.740,96	421,13	2.630,74
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			1,0					
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			1,0					
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2022	1,0	1,0	2657,96	2.657,96	2.657,96	236,10	1.474,89
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	2022	1,0	1,0	1957,06	1.957,06	1.957,06	173,84	1.085,96
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	620,27	620,27	620,27	55,10	344,18
MIM - 230 kV	2022	1,0	1,0	1028,90	1.028,90	1.028,90	91,39	570,93
MIG (Terreno Rural)	2022	1,0	1,0	7265,26	7.265,26	7.265,26	645,35	4.031,46
LT 230 kV JANAÚBA 3 - JAÍBA, C1 e C2 (CD) (Nova)					107.117,84	107.117,84	9.515,00	59.439,15
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 94 km	2022	94,0	1,0	917,91	86.283,53	86.283,53	7.664,34	47.878,30
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JANAÚBA 3	2022	2,0	1,0	4426,54	8.853,09	8.853,09	786,40	4.912,53
MIM - 230 kV // SE JANAÚBA 3	2022	1,0	1,0	685,93	685,93	685,93	60,93	380,62
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JAÍBA	2022	2,0	1,0	4426,54	8.853,09	8.853,09	786,40	4.912,53
MIM - 230 kV // SE JAÍBA	2022	1,0	1,0	685,93	685,93	685,93	60,93	380,62
MIG-A // SE JANAÚBA 3	2022	1,0	1,0	1756,27	1.756,27	1.756,27	156,00	974,54
SE 230 kV JAÍBA SE coletora (Nova)					9.487,04	9.487,04	842,71	5.264,31
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2022	1,0	1,0	2657,96	2.657,96	2.657,96	236,10	1.474,89
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			3,0					
MIM - 230 kV	2022	1,0	1,0	342,97	342,97	342,97	30,46	190,31
MIG (Terreno Rural)	2022	1,0	1,0	6486,11	6.486,11	6.486,11	576,14	3.599,11

continuação

						8.419,95	8.419,95	747,92	4.672,19
SECC LT 138 kV JANUÁRIA 4 - ITACARAMBI, C1, NA SE JANUÁRIA 5 (Nova)									
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 1 km	2022	1,0	1,0	326,98		326,98	326,98	29,04	181,44
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2022	2,0	1,0	3530,93		7.061,86	7.061,86	627,29	3.918,59
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	413,51		413,51	413,51	36,73	229,46
MIG-A	2022	1,0	1,0	617,59		617,59	617,59	54,86	342,70
LT 230 kV JAÍBA - JANUÁRIA 5, C1 (Nova)						39.741,15	39.741,15	3.530,10	22.052,17
Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 59 km	2022	59,0	1,0	511,90		30.202,13	30.202,13	2.682,78	16.759,01
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JAÍBA	2022	1,0	1,0	4426,54		4.426,54	4.426,54	393,20	2.456,27
MIM - 230 kV // SE JAÍBA	2022	1,0	1,0	342,97		342,97	342,97	30,46	190,31
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JANUÁRIA 5	2022	1,0	1,0	4426,54		4.426,54	4.426,54	393,20	2.456,27
MIM - 230 kV // SE JANUÁRIA 5	2022	1,0	1,0	342,97		342,97	342,97	30,46	190,31
LT 230 kV PINDAÍ II - JANUÁRIA 5, C1 (Nova)						113.813,83	113.813,83	10.109,79	63.154,73
Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 220 km	2022	220,0	1,0	466,73		102.679,93	102.679,93	9.120,79	56.976,58
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE PINDAÍ II	2022	1,0	1,0	4396,79		4.396,79	4.396,79	390,56	2.439,76
MIM - 230 kV // SE PINDAÍ II	2022	1,0	1,0	327,09		327,09	327,09	29,05	181,50
MIG-A // SE PINDAÍ II	2022	1,0	1,0	1686,15		1.686,15	1.686,15	149,78	935,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JANUÁRIA 5	2022	1,0	1,0	4396,79		4.396,79	4.396,79	390,56	2.439,76
MIM - 230 kV // SE JANUÁRIA 5	2022	1,0	1,0	327,09		327,09	327,09	29,05	181,50

Região de Jaíba – Alternativa B5

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					385.791,26	385.791,26	34.268,85	214.073,65
SE 500/230/138 kV JANAÚBA 3 (Ampliação/Adequação)					97.959,24	97.959,24	8.701,47	54.357,09
1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ	2022	7,0	1,0	9216,05	64.512,33	64.512,33	5.730,46	35.797,57
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2022	2,0	1,0	8103,72	16.207,44	16.207,44	1.439,67	8.993,43
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2022	1,0	1,0	8470,41	8.470,41	8.470,41	752,40	4.700,19
MIM - 500 kV	2022	1,0	1,0	1882,41	1.882,41	1.882,41	167,21	1.044,54
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2022	2,0	1,0	3100,36	6.200,71	6.200,71	550,79	3.440,74
MIM - 230 kV	2022	1,0	1,0	685,93	685,93	685,93	60,93	380,62
SE 230/138 kV JANUÁRIA 5 (Nova)					48.871,77	48.871,77	4.341,15	27.118,70
1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 33,33 MVA 1Φ	2022	7,0	1,0	3485,81	24.400,64	24.400,64	2.167,45	13.539,80
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2022	2,0	1,0	3100,36	6.200,71	6.200,71	550,79	3.440,74
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2022	1,0	1,0	2657,96	2.657,96	2.657,96	236,10	1.474,89
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2022	2,0	1,0	2370,48	4.740,96	4.740,96	421,13	2.630,74
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	2022	1,0	1,0	1957,06	1.957,06	1.957,06	173,84	1.085,96
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			1,0					
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			1,0					
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	620,27	620,27	620,27	55,10	344,18
MIM - 230 kV	2022	1,0	1,0	1028,90	1.028,90	1.028,90	91,39	570,93
MIG (Terreno Rural)	2022	1,0	1,0	7265,26	7.265,26	7.265,26	645,35	4.031,46
LT 230 kV JANAÚBA 3 - JAÍBA, C1 (Nova)					61.322,56	61.322,56	5.447,13	34.027,58
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 94 km	2022	94,0	1,0	532,21	50.027,28	50.027,28	4.443,79	27.759,89
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JANAÚBA 3	2022	1,0	1,0	4426,54	4.426,54	4.426,54	393,20	2.456,27
MIM - 230 kV // SE JANAÚBA 3	2022	1,0	1,0	342,97	342,97	342,97	30,46	190,31
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JAÍBA	2022	1,0	1,0	4426,54	4.426,54	4.426,54	393,20	2.456,27
MIM - 230 kV // SE JAÍBA	2022	1,0	1,0	342,97	342,97	342,97	30,46	190,31
MIG-A // SE JANAÚBA 3	2022	1,0	1,0	1756,27	1.756,27	1.756,27	156,00	974,54
SE 230 kV JAÍBA SE coletora (Nova)					53.390,51	53.390,51	4.742,54	29.626,13
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2022	1,0	1,0	2657,96	2.657,96	2.657,96	236,10	1.474,89
CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4	2022	1,0	1,0	3150,20	3.150,20	3.150,20	279,82	1.748,03
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0					
Compensador Estático 230 kV, 1 x (-40/+80) Mvar	2022	1,0	1,0	40410,30	40.410,30	40.410,30	3.589,54	22.423,48
MIM - 230 kV	2022	1,0	1,0	685,93	685,93	685,93	60,93	380,62
MIG (Terreno Rural)	2022	1,0	1,0	6486,11	6.486,11	6.486,11	576,14	3.599,11

continuação

						8.419,95	8.419,95	747,92	4.672,19
SECC LT 138 kV JANUÁRIA 4 - ITACARAMBI, C1, NA SE JANUÁRIA 5 (Nova)									
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 1 km	2022	1,0	1,0	326,98		326,98	326,98	29,04	181,44
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2022	2,0	1,0	3530,93		7.061,86	7.061,86	627,29	3.918,59
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	413,51		413,51	413,51	36,73	229,46
MIG-A	2022	1,0	1,0	617,59		617,59	617,59	54,86	342,70
LT 230 kV JAÍBA - JANUÁRIA 5, C1 (Nova)						39.741,15	39.741,15	3.530,10	22.052,17
Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 59 km	2022	59,0	1,0	511,90		30.202,13	30.202,13	2.682,78	16.759,01
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JAÍBA	2022	1,0	1,0	4426,54		4.426,54	4.426,54	393,20	2.456,27
MIM - 230 kV // SE JAÍBA	2022	1,0	1,0	342,97		342,97	342,97	30,46	190,31
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JANUÁRIA 5	2022	1,0	1,0	4426,54		4.426,54	4.426,54	393,20	2.456,27
MIM - 230 kV // SE JANUÁRIA 5	2022	1,0	1,0	342,97		342,97	342,97	30,46	190,31
LT 230 kV JANUÁRIA 5 - JANAÚBA 3, C1 (Nova)						76.086,09	76.086,09	6.758,53	42.219,79
Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 130 km	2022	130,0	1,0	511,90		66.547,07	66.547,07	5.911,21	36.926,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JANUÁRIA 5	2022	1,0	1,0	4426,54		4.426,54	4.426,54	393,20	2.456,27
MIM - 230 kV // SE JANUÁRIA 5	2022	1,0	1,0	342,97		342,97	342,97	30,46	190,31
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JANAÚBA 3	2022	1,0	1,0	4426,54		4.426,54	4.426,54	393,20	2.456,27
MIM - 230 kV // SE JANAÚBA 3	2022	1,0	1,0	342,97		342,97	342,97	30,46	190,31

15.5 Tabelas para verificação relatórios R2 e R4

FICHAS PARA VERIFICAÇÃO DE ADEQUAÇÃO DOS RELATÓRIOS R2 EM RELAÇÃO AO R1 (LINHA DE TRANSMISSÃO)

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2			
<i>Empreendimento: LT 230 kV Janaúba 3 – Jaíba C1 e C2 (circuito duplo)</i>			
Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R2	Justificativas em Caso de Alterações no R2
Comprimento do circuito (km)	94,0		
Condutor utilizado (tipo e número por fase)	2 x 795 MCM (TERN)		
Capacidade operativa de longa duração (A)	1448 A		
Capacidade operativa de curta duração (A)	2106 A		
<i>Parâmetros de sequência positiva, 60 Hz</i>			
Resistência, a 50° C (Ω /km)	0,04095		
Reatância (Ω /km)	0,31882		
Susceptância (μ S/km)	5,21619		
<i>Parâmetros de sequência zero, 60 Hz</i>			
Resistência, a 50° C (Ω /km)	0,37046		
Reatância (Ω /km)	1,63341		
Susceptância (μ S/km)	2,68801		
Parâmetros de Mútuas, se aplicável (*)	R(Ω /km):0,33 X(Ω /km):1,19		

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2

Empreendimento: LT 230 kV Janaúba 3 – Jaíba C1 e C2 (circuito duplo)

Reatores de linha (extremidade; Mvar; tipo: fixo/manobrável)	N/A		
Capacitor série (extremidade; Mvar; reatância - Ω ; grau de compensação da LT - %)	N/A		
Cenário(s) utilizado(s) no cálculo do equivalente de rede	Cenário 2A e Cenário 5		
Fluxo máximo na linha considerado no estudo (MVA)	283 MVA		
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2

Empreendimento: LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias C1

Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R2	Justificativas em Caso de Alterações no R2
Comprimento do circuito (km)	108,0		
Condutor utilizado (tipo e número por fase)	2x1113 MCM (BLUEJAY)		
Capacidade operativa de longa duração (A)	1749 A		
Capacidade operativa de curta duração (A)	2589 A		
<i>Parâmetros de sequência positiva, 60 Hz</i> Resistência, a 50° C (Ω /km)	0,02957		

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2
Empreendimento: LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias C1

Reatância (Ω/km)	0,37712		
Susceptância ($\mu\text{S}/\text{km}$)	4,41371		
Parâmetros de Mútuas, se aplicável (*)	N/A		
<i>Parâmetros de sequência zero, 60 Hz</i>			
Resistência, a 50° C (Ω/km)	0,35197		
Reatância (Ω/km)	1,50331		
Susceptância ($\mu\text{S}/\text{km}$)	2,91444		
Parâmetros de Mútuas, se aplicável (*)	N/A		
Reatores de linha (extremidade; Mvar; tipo: fixo/manobrável)	N/A		
Capacitor série (extremidade; Mvar; reatância - Ω ; grau de compensação da LT - %)	N/A		
Cenário(s) utilizado(s) no cálculo do equivalente de rede	Cenário 1B e Cenário 5		
Fluxo máximo na linha considerado no estudo (MVA)	588 MVA		
OBSERVAÇÕES			

FICHAS PARA VERIFICAÇÃO DE ADEQUAÇÃO DOS RELATÓRIOS R2 EM RELAÇÃO AO R1 (TRANSFORMADORES)

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2

Empreendimento: SE Janaúba 3 – Transformação 500/230 kV

Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R2	Justificativas em Caso de Alterações no R2
Potência Nominal (MVA)	2 X 300 MVA (6+1R 100 MVA)		
Tipo (trifásico ou monofásico; transformador ou autotransformador)	Autotransformador, banco monofásico		
Resistência de sequência positiva, 60 Hz (Ω)	---		
Reatância, 60 Hz (Ω)	12% na base própria		
Ligação dos enrolamentos	Estrela-aterrado/estrela-aterrado/delta		
Defasador	N/A		
Faixa de Steps	$\pm 10\%$, com no mínimo 21 posições		
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2

Empreendimento: SE Jaíba – Transformação 230/138 kV

Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R2	Justificativas em Caso de Alterações no R2
Potência Nominal (MVA)	2 x 100 MVA (6+1R 33,3 MVA)		
Tipo (trifásico ou monofásico; transformador ou autotransformador)	Autotransformador, banco monofásico		

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2			
<i>Empreendimento: SE Jaíba – Transformação 230/138 kV</i>			
Resistência de sequência positiva, 60 Hz (Ω)			
Reatância, 60 Hz (Ω)	12% na base própria		
Ligação dos enrolamentos	Estrela-aterrado/estrela-aterrado/delta		
Defasador	N/A		
Faixa de Steps	$\pm 10\%$, com no mínimo 21 posições		
OBSERVAÇÕES			

FICHAS PARA VERIFICAÇÃO DE ADEQUAÇÃO DOS RELATÓRIOS R4 EM RELAÇÃO AO R1

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4			
<i>Empreendimento (Tipo A): SE 230/138 kV Jaíba</i>			
Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R4	Justificativas em Caso de Alterações no R4
Área mínima do terreno da subestação (m ²)	257.600		

Quantitativo de bays planejados e futuros por nível de tensão	500 kV - plan:0 / fut: 8 230 kV - plan: 4 / fut: 10 138 kV - plan: 4 / fut: 7		
Capacidade de interrupção simétrica nominal dos disjuntores (kA)	40 kA		
OBSERVAÇÕES			
Vide Diagrama Unifilar Básico SE Jaíba			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 <i>Empreendimento (Tipo B): SE 500/230 kV Janaúba 3</i>			
Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R4	Justificativas em Caso de Alterações no R4
Posicionamento dos novos bays (saídas 230 kV para a SE Jaíba)	Vide diagrama unifilar básico contido na ficha de consulta de viabilidade de expansão da subestação	Posicionamento dos novos bays idêntico ao R1 (Sim/Não)?	
OBSERVAÇÕES			
Considerar o acoplamento dos pátios de 500/230 kV pela nova transformação, indicada nesse estudo.			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4
Empreendimento (Tipo B): SE 500/345/138 kV Pirapora 2

Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R4	Justificativas em Caso de Alterações no R4
Posicionamento dos novos bays (saída 345 kV para a SE Três Marias)	Vide diagrama unifilar básico contido na ficha de consulta de viabilidade de expansão da subestação	Posicionamento dos novos bays idêntico ao R1 (Sim/Não)?	
OBSERVAÇÕES			
Considerar os empreendimentos em construção e/ou planejados para essa SE: LT 500 kV Pirapora 2 – Pres. Juscelino C1 e C2 LT 500 kV Arinos 2 – Pirapora 2 LT 500 kV Janaúba 3 – Pirapora 2			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4
Empreendimento (Tipo B): SE 345/289/138 kV Três Marias

Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R4	Justificativas em Caso de Alterações no R4
Posicionamento dos novos bays (saída 345 kV para a SE Pirapora 2)	Vide diagrama unifilar básico contido na ficha de consulta de viabilidade de expansão da subestação	Posicionamento dos novos bays idêntico ao R1 (Sim/Não)?	

OBSERVAÇÕES

15.6 Análise socioambiental do estudo para escoamento do Potencial Solar das regiões Norte e Noroeste de Minas Gerais

Série
MEIO AMBIENTE: TRANSMISSÃO

NOTA TÉCNICA DEA 07/17

Análise socioambiental do estudo para
escoamento do **Potencial Solar** das
**regiões Norte e Noroeste de Minas
Gerais**
(Relatório R1)

Rio de Janeiro
Abril de 2017



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



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



Governo Federal

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Fernando Coelho Filho

Secretário Executivo

Paulo Jerônimo Bandeira de Mello Pedrosa

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Eduardo Azevedo Rodrigues

**Série
MEIO AMBIENTE: TRANSMISSÃO**

**NOTA TÉCNICA DEA 07/17
Análise socioambiental do estudo
para escoamento do Potencial Solar
das regiões Norte e Noroeste de
Minas Gerais
(Relatório R1)**



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

Luiz Augusto Nóbrega Barroso

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Ricardo Gorini de Oliveira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amílcar Guerreiro

Diretoria de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

Coordenação Geral

Luiz Augusto Nobrega Barroso
Ricardo Gorini de Oliveira

Coordenação Executiva

Isaura Maria Ferreira Frega

Equipe Técnica

Bernardo Regis Guimarães de Oliveira
Kátia Gisele Matosinho
Luciana Álvares da Silva

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

Sede

Esplanada dos Ministérios Bloco "U"
Sala 744 - Brasília - DF - Brasil
70.065-900

Escritório Central

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

Rio de Janeiro
Abril de 2017

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

Série
MEIO AMBIENTE: TRANSMISSÃO

NOTA TÉCNICA DEA 07/17
**Análise socioambiental do estudo para escoamento
do Potencial Solar das regiões Norte e Noroeste de
Minas Gerais
(Relatório R1)**

SUMÁRIO

SIGLÁRIO	6
1. INTRODUÇÃO	7
2. PROCEDIMENTOS ADOTADOS	9
2.1. PROCEDIMENTOS PARA DELIMITAÇÃO DA ÁREA DA SUBESTAÇÃO E DOS CORREDORES DE TRANSMISSÃO	9
2.2. BASE DE DADOS UTILIZADA	10
3. ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL	11
3.1 LOCALIZAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES	11
3.2 SUBESTAÇÃO 230/138 KV JAÍBA	11
3.3 CORREDOR DA LT 230 KV JANAÚBA 3 - JAÍBA	13
3.4 CORREDOR DA LT 345 KV PIRAPORA 2 – TRÊS MARIAS	17
4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	23
APÊNDICE A – TABELA DE COMPARAÇÃO DA SE JAÍBA (230/138 KV)	26
APÊNDICE B – TABELA DE COMPARAÇÃO DA DIRETRIZ DA LT 230 KV JANAÚBA 3 - JAÍBA	27
APÊNDICE C – TABELA DE COMPARAÇÃO DA DIRETRIZ DA LT 345 KV PIRAPORA 2 – TRÊS MARIAS	28

SIGLÁRIO

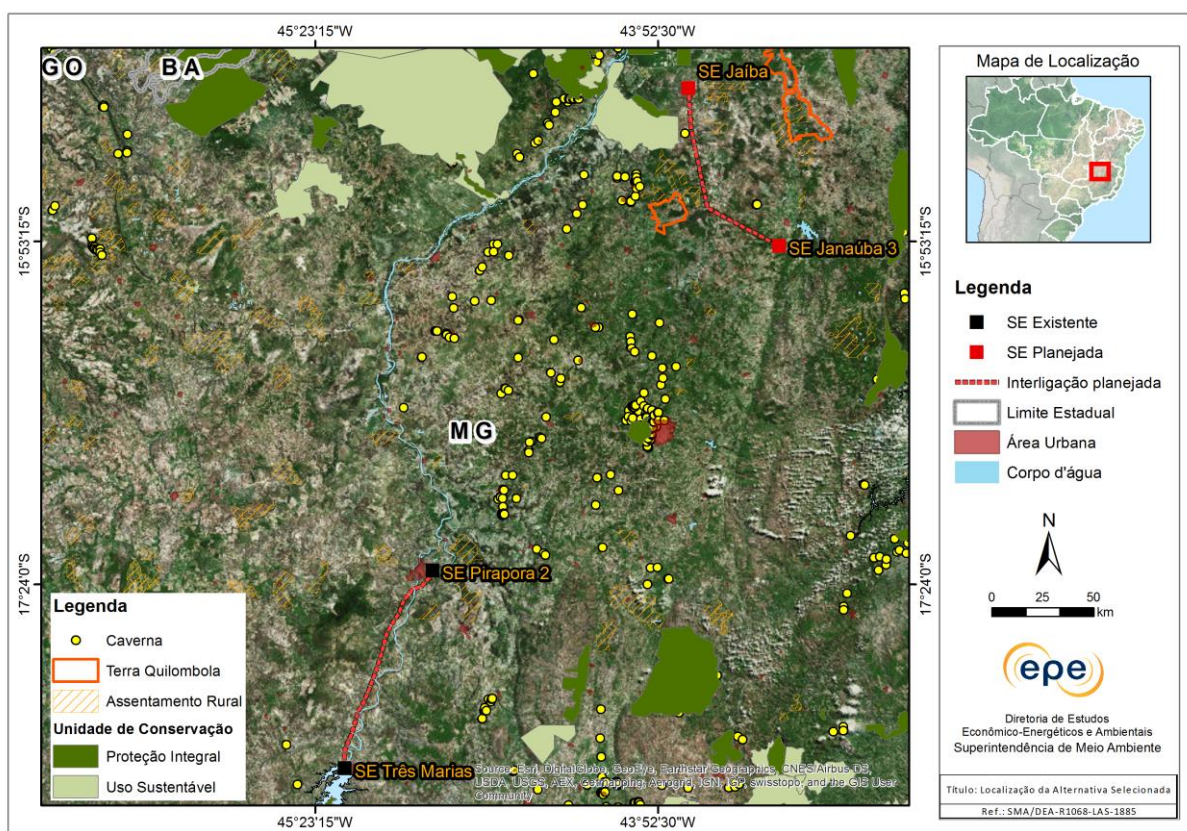
ANA	Agência Nacional de Águas
APA	Área de Proteção Ambiental
APCB	Área Prioritária para Conservação da Biodiversidade
C1	Primeiro Circuito
Cecav	Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas
CPRM	Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais
DNPM	Departamento Nacional de Produção Mineral
Eletrobras	Centrais Elétricas Brasileiras
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCA	Ferrovias Centro-Atlântica S.A.
Funai	Fundação Nacional do Índio
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMBio	Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade
Incra	Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária
Iphan	Instituto de Patrimônio Histórico e Artístico Nacional
LD	Linha de Distribuição
LT	Linha de Transmissão
MMA	Ministério do Meio Ambiente
PA	Projeto de Assentamento
R1	Estudos de Viabilidade Técnico-Econômica e Socioambiental
R3	Caracterização e Análise Socioambiental
Rebio	Reserva Biológica
RPPN	Reserva Particular do Patrimônio Natural
SE	Subestação
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMA	Superintendência de Meio Ambiente
TI	Terra Indígena
TQ	Terra Quilombola
UC	Unidade de Conservação
UHE	Usina Hidrelétrica
USGS	United States Geological Survey

1. INTRODUÇÃO

Os estudos de planejamento do sistema de rede básica realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) identificaram a necessidade de obras para garantir o escoamento da energia elétrica das usinas solares fotovoltaicas localizadas nas regiões Norte e Noroeste de Minas Gerais. Adicionalmente, essas obras reforçarão o sistema de transmissão para o atendimento à região de Jaíba, visando solucionar problemas de tensão e carregamento na malha de 138 kV da Cemig Distribuição.

Dessa forma, a presente Nota Técnica apresenta a análise socioambiental da alternativa recomendada no “Estudo para Escoamento do Potencial Solar das regiões Norte e Noroeste de Minas Gerais” (Figura 1), onde foi indicada a implantação dos seguintes empreendimentos:

- SE Jaíba (230/138 kV);
- LT 230 kV Janaúba 3 - Jaíba (94 km de extensão);
- LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias (108 km de extensão).



(Fonte: Cecav, 2015; EPE, 2016; IBGE, 2015; Inbra, 2016; MMA, 2016; Digital Globe, 2014)

Figura 1 – Localização das linhas de transmissão e subestação planejadas

Na primeira parte desta Nota Técnica são apresentados os procedimentos utilizados na análise socioambiental (item 2); na sequência, a localização das subestações e as análises socioambientais da subestação planejada e dos corredores com as suas respectivas conclusões e recomendações para a fase de elaboração do Relatório R3 (item 3); e, ao final, as Referências Bibliográficas (item 4) e os Apêndices (tabelas de comparação entre os Relatórios R1 e R3 a serem apresentadas nos respectivos Relatórios R3).

2. PROCEDIMENTOS ADOTADOS

2.1. Procedimentos para delimitação da área da subestação e dos corredores de transmissão

Para delimitação da área para implantação da subestação 230/138 KV Jaíba, primeiramente, por meio do aplicativo Google Earth Pro, foram localizados os pontos onde deverão ser instaladas as usinas solares fotovoltaicas e a rede de distribuição da Cemig Distribuição. Em seguida, por meio do software ArcGIS 10.4.1, foi definida uma área circular com raio de 2 km nas proximidades da rede de distribuição, equidistante aproximadamente 20 km das áreas identificadas com potencial de geração de energia solar. Ao final, foi realizada a análise socioambiental dessa área, utilizando-se, para tal, as bases cartográficas dos temas mais relevantes do ponto de vista socioambiental e as imagens de satélite disponíveis.

Na sequência, para delimitação dos corredores das LTs 230 kV Janaúba 3 – Jaíba e 345 kV Pirapora 2 – Três Marias, foram localizadas as subestações em estudo e delineados os traçados entre elas, utilizando-se as bases cartográficas dos temas mais relevantes do ponto de vista socioambiental, por meio do software ArcGIS 10.4.1 e de imagens disponíveis no aplicativo Google Earth Pro. A partir desses traçados, os corredores foram obtidos acrescentando-se uma faixa de 5 km para cada lado, resultando em 10 km de largura.

Ao delimitar a área da subestação e os corredores, procurou-se desviá-los, quando possível, das áreas com sensibilidade socioambiental, tais como unidade de conservação (UC), terra indígena (TI), terra quilombola (TQ), caverna, vegetação nativa, assentamento rural, áreas com processos minerários e área urbana. Ao mesmo tempo, buscou-se proximidade com rodovias e vias de acesso.

A descrição do corredor foi feita na sequência de seu percurso, apontando suas principais características. Posteriormente são apresentados os mapas de infraestrutura do corredor, com os principais núcleos urbanos e a malha viária; e das áreas de interesse socioambiental, que engloba UC, TQ, caverna, áreas prioritárias para conservação da biodiversidade (APCB) e assentamento rural. Por fim, as conclusões e recomendações para o Relatório R3.

2.2. Base de Dados Utilizada

Para delimitação dos corredores e para elaboração das figuras e tabelas, foram consultadas e/ou utilizadas as seguintes bases de dados:

- Base Cartográfica Integrada do Brasil ao Milionésimo Digital, incluindo hidrografia divisão territorial e sistema viário (IBGE, 2015);
- Banco de Dados do Sistema de Gerenciamento do Patrimônio Arqueológico (Site do Iphan, 2016);
- Mapa da Área de Aplicação da Lei nº 11.428/2006 - Lei da Mata Atlântica (IBGE, 2008);
- Mapa das Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira (MMA, 2007b);
- Mapa de Ocorrência de Cavernas (Cecav, 2015);
- Mapa de Pivôs Centrais de Irrigação (ANA, 2014)
- Mapa de Processos Minerários (DNPM, 2016);
- Mapa de Projetos de Assentamento (Incra, 2016);
- Mapa de Reserva Particular do Patrimônio Natural (ICMBio, 2015);
- Mapa de Terras Indígenas (Funai, 2016);
- Mapa de Territórios Quilombolas (Incra, 2016);
- Mapa de Unidades de Conservação Federais e Estaduais (MMA, 2016; Eletrobras, 2016);
- Mapeamento da Cobertura Vegetal e Uso do Solo dos Biomas Brasileiros (MMA, 2007a); e
- Traçado georreferenciado de linhas de transmissão existentes e subestações (SMA/EPE, 2016).

3. ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

Os itens seguintes apresentam a localização das subestações estudadas, a descrição dos principais aspectos socioambientais a serem considerados na escolha do local para implantação da subestação Jaíba e as análises socioambientais dos corredores propostos para as LTs 230 kV Janaúba 3 – Jaíba e 345 kV Pirapora 2 – Três Marias.

3.1 Localização das subestações

A alternativa selecionada envolve quatro subestações, cujas coordenadas são apresentadas na Tabela 1 a seguir.

Tabela 1 – Coordenadas das subestações estudadas

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Jaíba ¹	Planejada	15°14'46.47"S	43°43'48.14"O	Jaíba	MG
Janaúba 3	Licitada	15°54'30.11"S	43°20'24.07"O	Janaúba	MG
Pirapora 2	Existente	17°20'21.85"S	44°52'12.27"O	Pirapora	MG
Três Marias	Existente	18°12'46.38"S	45°15'25.84"O	Três Marias	MG

1. As coordenadas da subestação planejada referem-se ao ponto central de uma área com 2 km de raio indicada para aprofundamento do estudo no Relatório R3.

3.2 Subestação 230/138 kV Jaíba

Ao analisar as imagens de satélite disponíveis para localização da SE 230/138 kV Jaíba, buscou-se proximidade com estradas e áreas com potencial cadastrado para geração de energia solar (parques solares cuja localização é mostrada na Figura 4). Outro elemento considerado foi a proximidade com a rede de distribuição da Cemig em 138 kV (Figura 3), que futuramente deverá ser conectada nessa subestação.

Assim, para implantação da SE 230/138 kV Jaíba, sugere-se avaliar *in loco*, quando da elaboração do Relatório R3, uma área com raio de 2 km no entorno do ponto de coordenadas 15°14'46.47"S e 43°43'48.14"O (Figura 2).



(Fonte: EPE, 2016; Digital Globe, 2011; IBGE, 2014)

Figura 2- Área sugerida para a SE 230/138 kV Jaíba

O ponto central da área sugerida para implantação da SE 230/138 kV Jaíba localiza-se a noroeste da cidade de Jaíba (cerca de 13 km de distância), ao lado da rodovia MG-401. Essa área abrange parte da zona rural de Jaíba, sobrepõe um trecho da linha de distribuição LD 138 kV Manga 3 – Manga 5 e situa-se ao sul dos pivôs centrais de irrigação do Projeto Jaíba.

O uso do solo na área é destinado principalmente para atividade agropecuária, com remanescentes da fitofisionomia Floresta Estacional Decidual, tipo de vegetação característica da região, conhecida como “Mata Seca”.

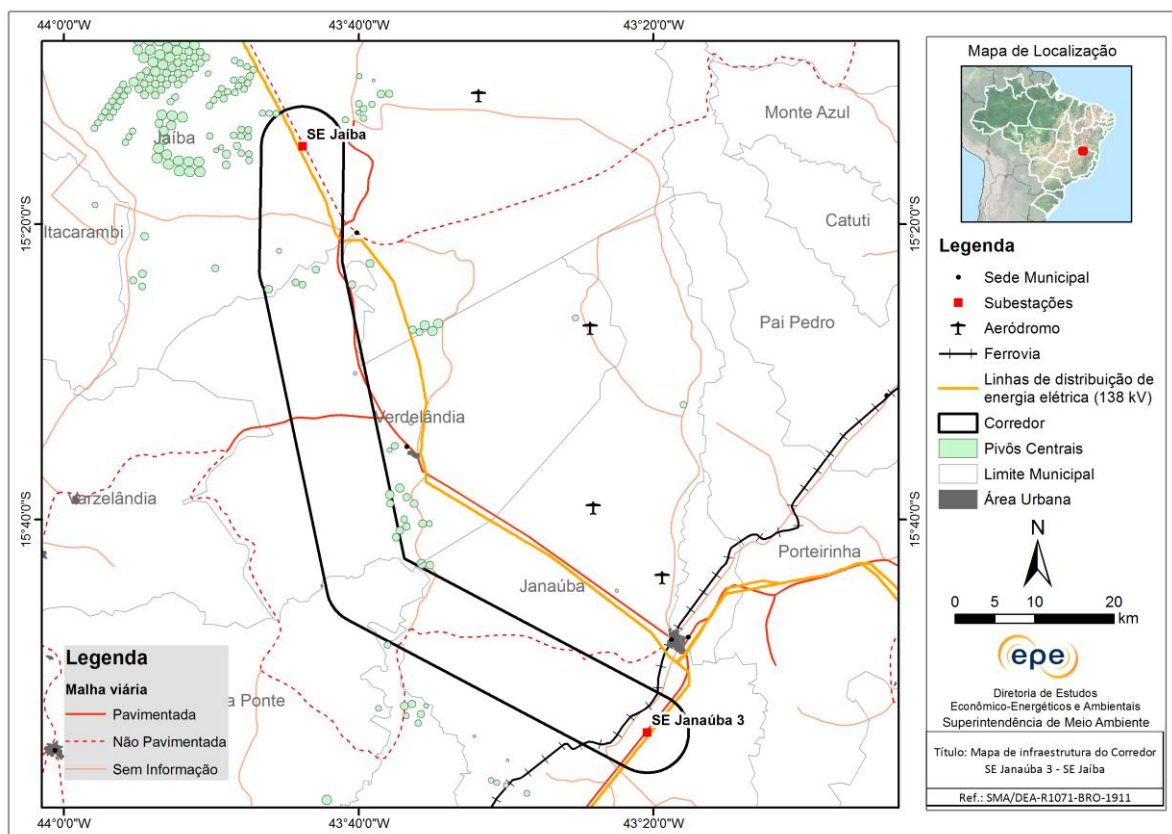
Conclusão e Recomendações para o Relatório R3 da SE 230/138 kV Jaíba

A área sugerida para implantação da Subestação 230/138 kV Jaíba não apresenta sensibilidades socioambientais significativas. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para definição da localização da subestação planejada:

- Priorizar a seleção de um terreno que esteja localizado nas proximidades da rede de distribuição que será conectada à subestação;
- Evitar a indicação da subestação em áreas de agricultura irrigada por pivôs centrais, de forma que o local escolhido não apresente restrições para a chegada e saída de futuras linhas.

3.3 Corredor da LT 230 kV Janaúba 3 - Jaíba

O corredor da LT 230 kV Janaúba 3 – Jaíba, com 10 km de largura e eixo de aproximadamente 94 km de extensão, atravessa as mesorregiões Norte de Minas e Montes Claros, no estado de Minas Gerais (Figura 3). O corredor foi delineado com uma deflexão para desviar dos núcleos urbanos dos municípios de Verdelândia e de Jaíba; adicionalmente foi evitada a travessia da Serra de Verdelândia. A interligação está prevista para ser realizada em um circuito duplo de 230 kV.



(Fonte: ANA, 2014; EPE, 2016; IBGE, 2015)

Figura 3– Infraestrutura e municípios no corredor da LT 230 kV Janaúba 3 - Jaíba

A partir da SE Janaúba 3, nas proximidades da rodovia BR-122, no município de Janaúba, o corredor segue no sentido noroeste, cruza a Ferrovia Centro-Atlântica S.A., sobrepõe áreas rurais destinadas a pecuária (pastagem) entremeadas por áreas de floresta estacional decidual e vegetação secundária, por aproximadamente 30 km.

Em seguida, o corredor sobrepõe pequenas áreas dos municípios de Capitão Enéas e de São João da Ponte, cruza o rio Verde Grande e deflete para norte. Logo após, cruza o rio Arapoim e adentra o município de Verdelândia. Nesse trecho, o uso e a ocupação do solo são caracterizados pela presença de áreas de pastagem e floresta estacional decidual.

No município de Verdelândia, o corredor sobrepõe partes de dois projetos de assentamento (PA Arapuá e PA Modelo), ambos com possibilidade de desvio quando da implantação da futura LT. Nesse trecho do corredor, em sua borda leste, estão implantados alguns pivôs centrais de irrigação.

Seguindo na direção norte, o corredor atravessa os córregos São Vicente, Suisso e Macaúbas, todos afluentes do rio Verde Grande, e a rodovia MG-403. Nas cercanias do limite entre os municípios de Verdelândia e Jaíba, o corredor sobrepõe alguns pivôs centrais de irrigação e uma cavidade natural (Poço da Fazenda Lajeado).

Já no município de Jaíba, o corredor sobrepõe diversas áreas destinadas à agricultura irrigada. Vale destacar que nesse município, entre os rios Verde Grande e São Francisco, está implantado o Projeto Jaíba. Tal projeto começou a ser implantado na década de 1950, com um projeto piloto de irrigação em uma área inicial de 5.680 hectares. Na década de 1970, foram executadas obras de infraestrutura coletiva de irrigação. No final da década de 1980, as primeiras famílias de agricultores irrigantes foram assentadas e o Projeto foi iniciado. Entre as principais atividades, destaca-se a produção de frutas, tais como banana, manga, limão e mamão. Também são cultivadas olerícolas, forrageiras e culturas tradicionais.

O trecho final do corredor cruza a LD 138 kV Manga 3 – Manga 5 e sobrepõe parte da área do Projeto Jaíba, mas os pivôs centrais de irrigação poderão ser evitados quando da implantação da futura LT. A oeste do trecho final do corredor estão localizadas as unidades de conservação Rebio Serra Azul e Apa Serra do Sabonetal (Figura 4).



(Fonte: ANA, 2014; EPE, 2016; Google Earth Pro; IBGE, 2015; Inbra, 2016; MMA, 2016)

Figura 4 – Detalhe do trecho final do corredor da LT 230 kV Janaúba 3 – Jaíba

Ao longo do corredor da LT 230 kV Janaúba 3 – Jaíba predomina o relevo plano. De maneira geral, as altitudes no corredor variam de 480 a 560 m. A leste do corredor está situada a Serra de Verdelândia, com altitudes que podem atingir 760 m.

Segundo dados do DNPM, o corredor abrange dez processos minerários, seis em fase de disponibilidade (minério de zinco), dois em fase de autorização de pesquisa (granito e calcário) e dois em licenciamento (calcário e gnaíse). A maior parte desses processos poderá ser evitada na fase de implantação da futura LT.

O corredor atravessa cinco municípios de Minas Gerais e não engloba áreas urbanas ou de expansão urbana (Tabela 2). O apoio rodoviário na região é feito, principalmente, por estradas vicinais e pelas rodovias BR-122 e MG-401.

Tabela 2 - Municípios atravessados pelo corredor da LT 230 kV Janaúba 3 - Jaíba

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
MG	Norte de Minas	Janaúba	Jaíba Janaúba
		Montes Claros	Capitão Enéas Verdelândia
	Montes Claros	Norte de Minas	São João da Ponte

Áreas com restrição legal e Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade

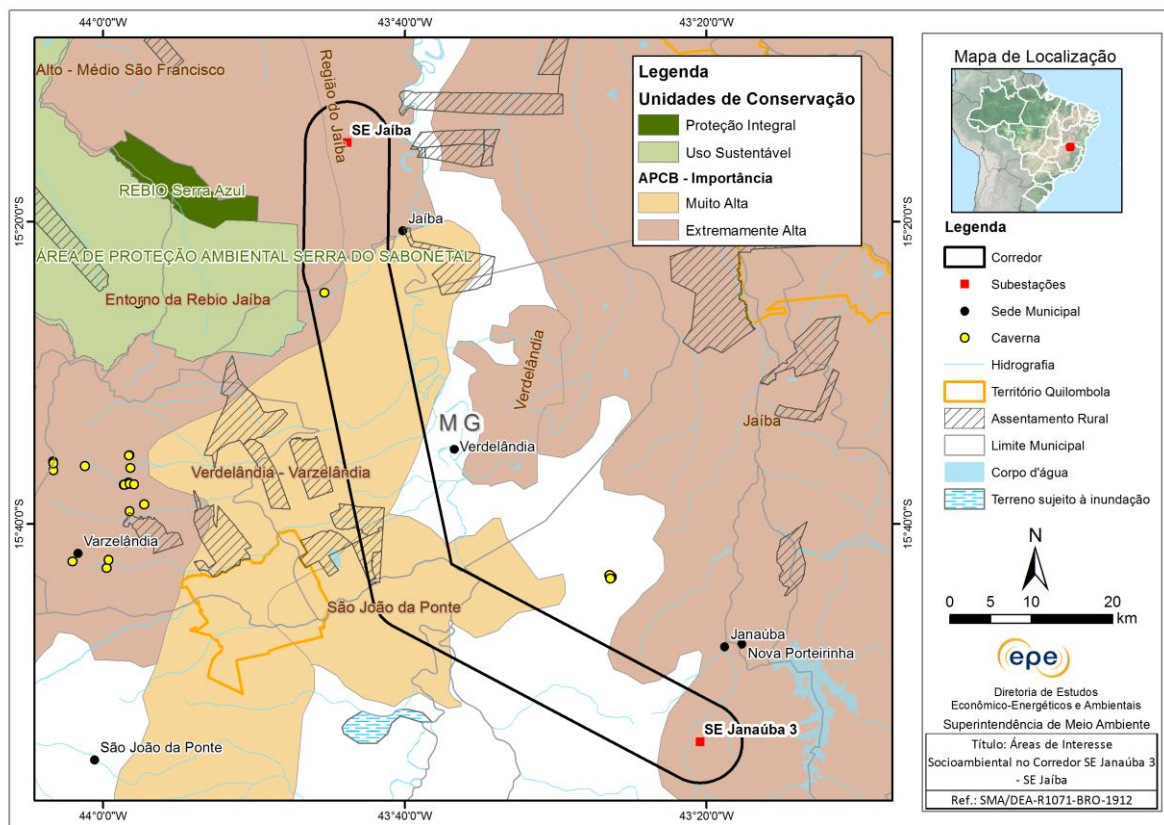
De acordo com a base de dados consultada, na área do corredor não há registro de sítios arqueológicos, terra indígena, terra quilombola ou unidade de conservação (Figura 5). No entanto, no município de Verdelândia, foi identificada a existência de uma cavidade natural (Poço da Fazenda Lajeado) e a maior parte do corredor é classificada como de grau muito alto de potencialidade de ocorrência (Cecav, 2012).

Vale destacar, também, a presença de sítios arqueológicos¹ cadastrados no Iphan nos municípios de Jaíba e Janaúba, que podem estar localizados dentro da área do corredor.

Segundo dados da Fundação Palmares, os municípios atravessados pelo corredor, com exceção de Capitão Enéas, possuem comunidades quilombolas² que podem estar sobrepostas pelo corredor.

¹ Devido à ausência de informações sobre a localização dos sítios arqueológicos cadastrados pelo Iphan, esses não foram indicados no mapa de Áreas de Interesse Socioambiental.

² Na base da Fundação Palmares, as comunidades são localizadas por município, assim, não foi possível representar as áreas no mapa de Áreas de Interesse Socioambiental.



(Fonte: Cecav, 2015; IBGE, 2015; Incra, 2016; MMA, 2016)

Figura 5 - Áreas de interesse socioambiental no corredor da LT 230 kV Janaúba 3 – Jaíba

O corredor abrange cinco APCBs, apenas uma com possibilidade do traçado da futura LT desviar. Segundo a base consultada, as ações prioritárias associadas a essas APCBs e o seu grau de importância são apresentados na Figura 5 e na Tabela 3.

Tabela 3 – APCBs no corredor da LT 230 kV Janaúba 3 - Jaíba

Nome	Importância	Ação Prioritária
São João da Ponte	Muito alta	Fomento ao uso sustentável
Verdelândia - Varzelândia		-
Entorno da Rebio Jaíba	Extremamente alta	Recuperação
Jaíba		Inventário
Região do Jaíba		Recuperação

Entre os municípios de Janaúba e Jaíba, o corredor atravessa o polígono de Floresta Estacional Decidual compreendido pela Lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428/06, regulamentada pelo Decreto nº 6.660/08), que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa do bioma Mata Atlântica, e possui restrições quanto à supressão vegetal nesse bioma. A referida lei estabelece que novos empreendimentos que impliquem corte ou supressão de vegetação do bioma Mata Atlântica deverão ser implantados, preferencialmente, em áreas já substancialmente alteradas ou degradadas.

Conclusão e Recomendações para o Relatório R3 da LT 230 kV Janaúba 3 - Jaíba

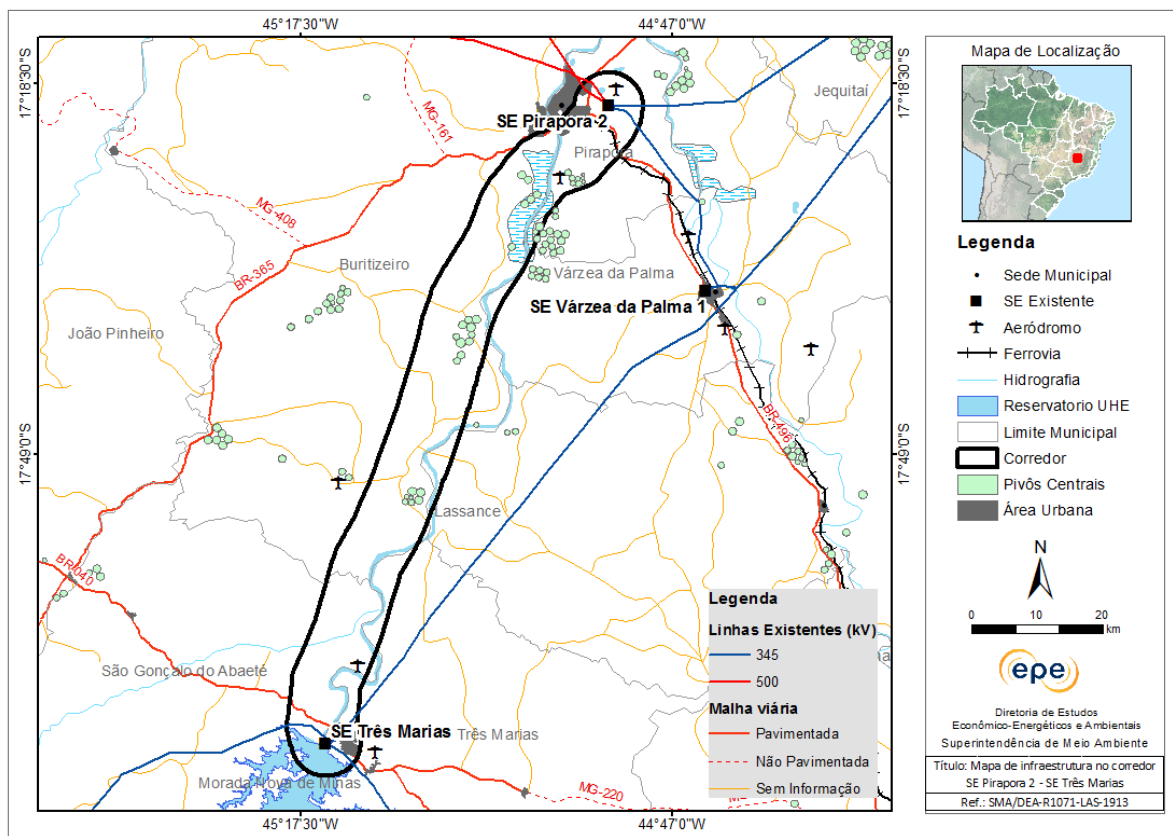
O corredor da LT 230 kV Janaúba 3 – Jaíba não apresenta sensibilidades socioambientais significativas. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para definição da diretriz da linha de transmissão planejada:

- Evitar interferência em vegetação nativa, principalmente em Floresta Estacional Decidual, conforme Lei da Mata Atlântica - Lei nº 11.428/06 e Decreto nº 6.660/08;
- Verificar o melhor ponto de passagem da linha de transmissão, principalmente no trecho final do corredor, tendo em vista a localização do Projeto Jaíba;
- Evitar interferência nos projetos de assentamento Arapuá e Modelo, sobrepostos pelo corredor;
- Evitar interferência na cavidade natural Poço da Fazenda Lajeado, localizada no município de Verdelândia;
- Evitar incidir o traçado da futura linha de transmissão em áreas de agricultura irrigada por pivôs centrais.

3.4 Corredor da LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias

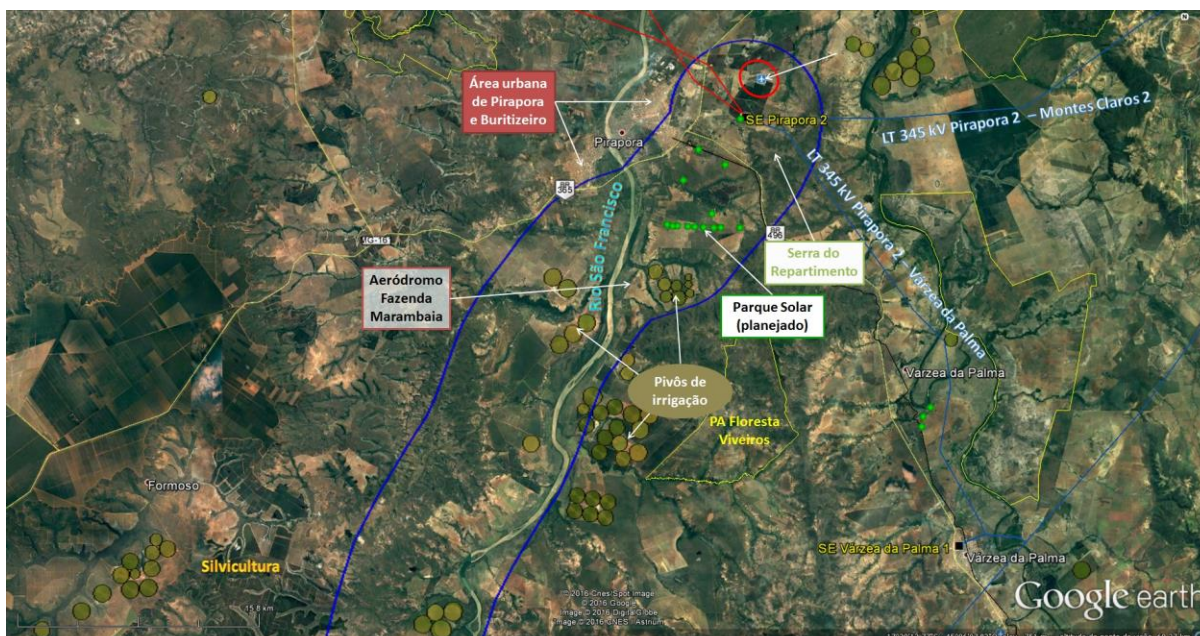
O corredor da LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias, com 10 km de largura e eixo de aproximadamente 108 km de extensão, atravessa as mesorregiões Central Mineira e Noroeste e Norte de Minas, no estado de Minas Gerais (Figura 6). As principais inflexões do corredor foram para evitar áreas com pivôs centrais de irrigação e silvicultura. A interligação está prevista para ser realizada em um circuito simples de 345 kV.

A partir da SE Pirapora 2, localizada no município de Pirapora, o corredor segue no sentido sudoeste e cruza a rodovia BR-496 e a Ferrovia Centro-Atlântica S.A. Em seguida, atravessa o rio São Francisco (cerca de 300 m de largura) e faz ligeira inflexão à direita para desviar de área com grande concentração de pivôs de irrigação e do PA Floresta Viveiros (Figura 7). Nesse trecho, o corredor engloba os aeródromos de Pirapora (localizado cerca de 2,5 km ao norte da SE Pirapora 2) e da Fazenda Marambaia, parte das áreas urbanas de Pirapora e Buritizeiro, pivôs de irrigação e o parque solar fotovoltaico (planejado).



(Fonte: ANA, 2014; EPE, 2016; IBGE, 2015)

Figura 6 – Infraestrutura e municípios no corredor da LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias



(Fonte: ANA, 2014; EPE, 2016; Google Earth Pro; IBGE, 2015; Incra, 2016)

Figura 7 – Detalhe do trecho inicial do corredor da LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias

Existem poucos remanescentes de vegetação nativa nesse trecho, localizados principalmente nas margens do rio São Francisco, nas áreas de preservação permanente dos córregos e, também, na Serra do Repartimento. O restante encontra-se antropizado, predominando as pastagens, silvicultura e agricultura irrigada.

No município de Buritizeiro, o corredor cruza o rio do Formoso e terreno sujeito a inundação nas margens do rio São Francisco, faz ligeira inflexão à esquerda para desviar de área com silvicultura, e segue no sentido sudoeste, paralelo ao rio São Francisco, até São Gonçalo do Abaeté. Vale destacar a presença de ranchos de pesca ao longo do rio São Francisco. Nesse trecho, os remanescentes de vegetação nativa ocorrem principalmente nas veredas e nas áreas de preservação permanente, entremeados com áreas de silvicultura, agricultura irrigada e pastagem.

Em São Gonçalo do Abaeté, o corredor atravessa o rio Abaeté, faz ligeira inflexão à esquerda para desviar de área com silvicultura, cruza a rodovia BR-040 (Washington Luís) e segue em paralelo à LT 345 kV São Gotardo 2 - Três Marias C1 rumo à SE Três Marias. Nesse trecho, o corredor engloba parte do rio São Francisco (travessia de 250 m) e o distrito Porto do Pontal; o aeródromo Fazenda Marreco (às margens do rio São Francisco); a área urbana de Três Marias e parte do reservatório da UHE Três Marias (Figura 8). Os remanescentes de vegetação nativa nesse trecho são típicos de savana e floresta estacional semidecidual entremeados com áreas de pastagem.



(Fonte: ANA, 2014; EPE, 2016; Google Earth Pro; IBGE, 2015; MMA, 2016)

Figura 8 – Detalhe do trecho final do corredor da LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias

As principais atrações turísticas na região do corredor são as cachoeiras, corredeiras, praias, passeios de barco e pesca esportiva, principalmente no rio São Francisco.

Ao longo do corredor predomina o relevo plano a suave ondulado, com ocorrência de degraus estruturais e rebordos erosivos (na margem esquerda do rio São Francisco), planícies fluviais (ao longo do rio São Francisco) e morros e serras baixas (na margem direita do rio São Francisco). De maneira geral, as altitudes no corredor variam de 500 a 700 m.

Segundo dados do DNPM, a maioria dos processos minerários no corredor está em fase de autorização de pesquisa. Existem dois processos em fase mais avançada de requerimento de lavra para extração de diamante e quartzo, nas proximidades do rio São Francisco, em São Gonçalo do Abaeté e Buritizeiro, respectivamente.

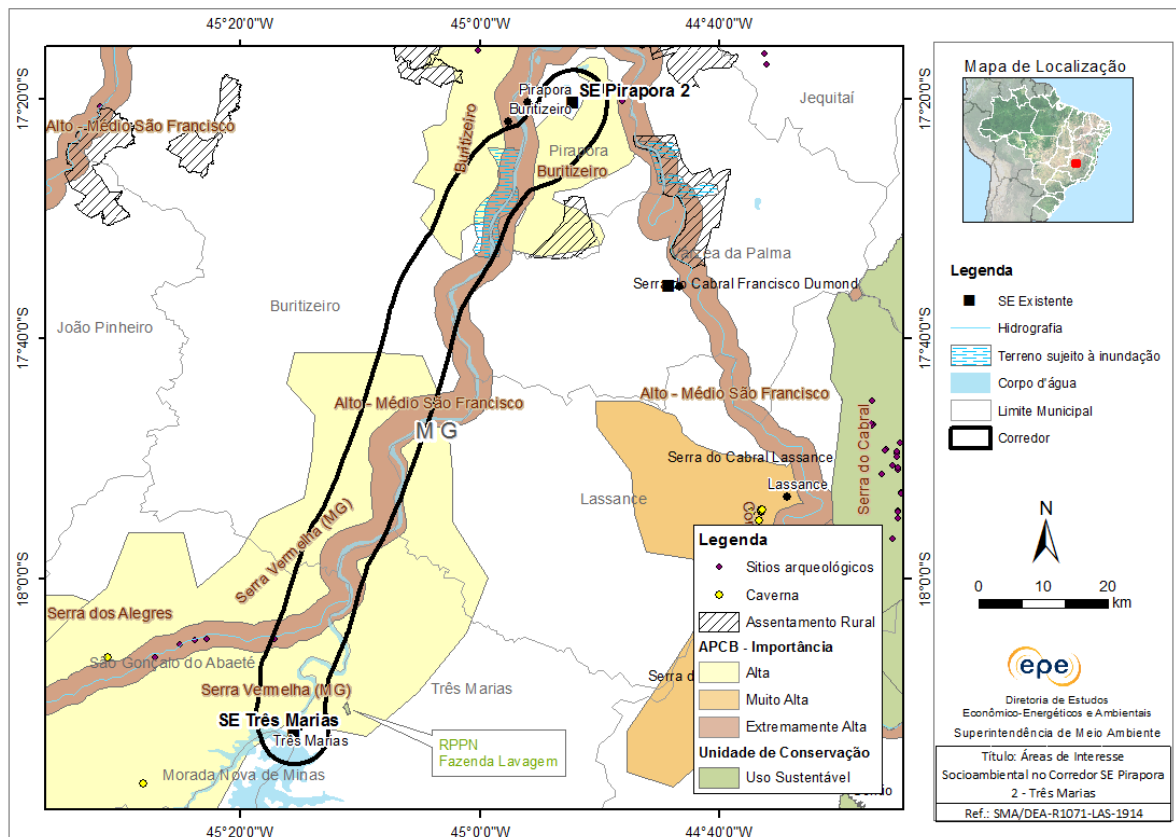
O corredor atravessa sete municípios em Minas Gerais e abrange as áreas urbanas de Buritizeiro, Pirapora e Três Marias, mas com possibilidade da futura LT desviar (Tabela 4). O apoio rodoviário na região é feito, principalmente, pelas rodovias BR-040, BR-365 e BR-496, por estradas vicinais e pela Ferrovia Centro-Atlântica S.A.

Tabela 4 - Municípios atravessados pelo corredor da LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
MG	Central Mineira	Três Marias	Morada Nova de Minas
			Três Marias
	Noroeste de Minas	Paracatu	São Gonçalo do Abaeté
			Buritizeiro
			Lassance
Norte de Minas	Pirapora	Pirapora	
		Várzea da Palma	

Áreas com restrição legal e Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade

De acordo com a base de dados consultada, na área do corredor não há registro de unidade de conservação, terra indígena, terra quilombola, assentamento do Incra ou caverna (Figura 9). A unidade de conservação mais próxima, RPPN Fazenda Lavagem, que está localizada no município de Três Marias, dista aproximadamente 2,5 km do corredor. Embora o corredor não abranja nenhuma caverna cadastrada, parte do município de Buritizeiro é classificada como de grau alto de potencialidade de ocorrência (Cecav, 2012).



(Fonte: IBGE, 2015; Inkra, 2016; MMA, 2016)

Figura 9 - Áreas de interesse socioambiental no corredor da LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias

O corredor abrange três APCBs, sem possibilidades do traçado da futura LT desviar. Essas APCBs, segundo a base consultada, possuem ação prioritária voltada para a recuperação, principalmente nas margens do rio São Francisco (Figura 9; Tabela 5).

Tabela 5 – APCBs no corredor da LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias

Nome	Importância	Ação Prioritária
Buritizeiro	Alta	Recuperação
Serra Vermelha (MG)	Alta	
Alto - Médio São Francisco	Extremamente alta	

Em São Gonçalo do Abaeté, de acordo com a base de sítios arqueológicos georreferenciados (Iphan, 2016b), consta o registro do sítio Cachoeira Comprida I, localizado no rio Abaeté. Nessa base existem outros sítios cadastrados, que estão localizados fora do corredor, com destaque para a Serra do Cabral, em Lassance. Vale destacar, também, a presença de sítios arqueológicos³ cadastrados no Iphan nos municípios de Buritizeiro, Lassance, Pirapora e São Gonçalo do Abaeté que podem estar localizados dentro da área do corredor.

³ Devido à ausência de informações sobre a localização dos sítios arqueológicos cadastrados pelo Iphan, esses não foram indicados no mapa de Áreas de Interesse Socioambiental.

Conclusão e Recomendações para o Relatório R3 da LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias

O corredor da LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias não apresenta sensibilidades socioambientais significativas. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para definição da diretriz da linha de transmissão planejada:

- Levantar junto às Prefeituras de Pirapora e Três Marias as legislações municipais de uso e ocupação do solo e eventuais restrições locais à futura linha de transmissão;
- Verificar o melhor ponto para passagem da linha de transmissão, principalmente nos trechos inicial e final do corredor, tendo em vista a proximidade com a área urbana e de expansão de Pirapora e Três Marias;
- Atentar para a presença dos aeroportos de Pirapora e Três Marias e dos aeródromos das Fazendas Marambaia e Marreco, cujos cones de aproximação deverão ser observados ao se definir a diretriz da linha de transmissão;
- Evitar incidir o traçado da futura linha de transmissão em áreas de relevante beleza cênica e em áreas utilizadas para turismo e lazer, tendo em vista que a região apresenta potencial para o ecoturismo, com cachoeiras, corredeiras, praias, passeios de barco e pesca esportiva, principalmente no rio São Francisco;
- Atentar para a possibilidade de ocorrência de cavernas, tendo em vista que parte dos municípios de Buritizeiro, Pirapora e São Gonçalo do Abaeté é classificada como de grau alto de potencialidade de ocorrência, segundo a base de dados do Cecav;
- Entrar em contato com o Iphan para obter a localização exata dos bens arqueológicos tombados nos municípios de Buritizeiro, Lassance, Pirapora e São Gonçalo do Abaeté, para que a diretriz da linha de transmissão planejada não tenha qualquer interferência nesses sítios;
- Evitar interferência em vegetação nativa, tendo em vista que existem poucos remanescentes na região;
- Evitar incidir o traçado da futura linha de transmissão em áreas de agricultura irrigada por pivôs centrais e silvicultura;
- Verificar o melhor ponto para travessia do rio São Francisco e de terrenos sujeitos a inundação.

4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

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

Brasil. Ministério do Meio Ambiente, 2006. Plano de Ações Estratégicas e Integradas para o Desenvolvimento do Turismo Sustentável na Bacia do Rio São Francisco. Ministério do Meio Ambiente, Secretaria Executiva. Brasília, 2006. 340 p. Disponível em: www.mma.gov.br/estruturas/sedr_proecotur/arquivos/livrosf.pdf. Acesso em: Novembro de 2016.

BRASIL. Ministério da Defesa, 2015. Dispõe sobre as restrições aos objetos projetados no espaço aéreo que possam afetar adversamente a segurança ou a regularidade das operações aéreas, e dá outras providências. Portaria N° 957/GC3, de 09 de julho de 2015. Diário Oficial da União. Brasília, DF, N° 135, de 17 de julho de 2015, Seção 1, pág. 6.

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

_____. Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas, 2015. Base de Dados Geoespacializados de Cavidades Naturais Subterrâneas. Disponível em: <http://www.icmbio.gov.br/cecav/downloads/mapas.html>. Acesso em: Dezembro de 2015.

CPRM. Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais, 2002. Mapa de Geodiversidade (corte ao milionésimo). Disponível em: <http://geobank.sa.cprm.gov.br>. Acesso em: Outubro de 2011.

DNPM. Departamento Nacional de Produção Mineral, 2016. Processos Minerários (arquivos vetoriais). Disponível em: <http://sigmine.dnpm.gov.br>. Acesso em: Fevereiro de 2016.

ELETROBRAS. Centrais Elétricas Brasileiras, 2015. Mapoteca de Unidades de Conservação. [DE/EG/EGA]. Rio de Janeiro: versão: Agosto de 2015.

FCP. Fundação Cultural Palmares, 2014. Base Cartográfica da Distribuição Municipal de Quilombos Titulados. Disponível em: <http://www.palmares.gov.br>. Acesso em: Setembro de 2014.

FUNAI. Fundação Nacional do Índio, 2016. Base Cartográfica Delimitação das Terras Indígenas do Brasil. Disponível em: <http://www.funai.gov.br>. Acesso em: Maio de 2016.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2009. Base Cartográfica Integrada ao Milionésimo. Disponível em: www.ibge.gov.br Acesso em: Junho de 2012.

INCRA. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2016. Mapa de Projetos de Assentamento. Disponível em: <http://acervofundiario.incra.gov.br/i3geo/interface/incra.html>. Acesso em: Janeiro de 2016.

_____. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2016. Mapa de Terras Quilombolas. Disponível em: <http://acervofundiario.incra.gov.br/i3geo/interface/incra.html?11o8eqocah5ggqtoe4kki11066>. Acesso em: Janeiro de 2016.

IPHAN. Instituto Nacional do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2016a. Sistema de Gerenciamento do Patrimônio Arqueológico. Disponível em: <http://portal.iphan.gov.br/pagina/detalhes/236/>. Acesso em: Novembro de 2016.

_____. Instituto Nacional do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2016b. Sítios Arqueológicos Georreferenciados. Disponível em: http://portal.iphan.gov.br/uploads/ckfinder/arquivos/Sitios_Georreferenciados.zip. Acesso em: Novembro de 2016.

MMA. Ministério de Meio Ambiente - Secretaria de Biodiversidade de Florestas. Projeto de Conservação e Utilização Sustentável da Diversidade Biológica Brasileira, 2007a. Mapa de Cobertura Vegetal e Uso do Solo em Biomas – escala 1 : 250.000. Disponível em: <http://www.mma.gov.br>. Acesso em: Junho de 2012.

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

_____. Ministério do Meio Ambiente, 2016. Mapa de Unidades de Conservação Federais e Estaduais. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm> Acesso em: Janeiro de 2016.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN – SINDAT. Disponível em: http://www.ons.org.br/conheca_sistema/dados_tecnicos.aspx. Acesso em: Julho de 2016.

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

Sites consultados:

- ✓ Infraestrutura Estadual de Dados Espaciais de Minas Gerais:
<http://www.iga.mg.gov.br/IEDE/Catalogo.html>
- ✓ Projeto Jaíba - <http://www.projetojaiba.com.br>
- ✓ Sistema Integrado de Informações Ambientais (SIAM) -
<http://www.siam.mg.gov.br/siam/login.jsp>

APÊNDICE A – TABELA DE COMPARAÇÃO DA SE JAÍBA (230/138 KV)

SE Jaíba (230/138 kV)	
Tabela 1 – Comparação da localização da SE (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da localização da SE (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
No caso de localização da SE Jaíba em local diferente do indicado no Relatório R1, indicar justificativa(s):	
<ol style="list-style-type: none"> 1. Anexar mapa indicando a localização proposta para a SE Jaíba no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram essa localização. 2. Coordenadas da localização proposta para a SE Jaíba: 3. Anexar arquivo Kmz da localização da subestação 	
Pontos notáveis verificados no Relatório R3, não identificados no Relatório R1	
Recomendações do Relatório R1 e atendimento no Relatório R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
1. Priorizar a seleção de um terreno que esteja localizado nas proximidades da rede de distribuição que será conectada à subestação.	
2. Evitar a indicação da subestação em áreas de agricultura irrigada por pivôs centrais, de forma que o local escolhido não apresente restrições para a chegada e saída de futuras linhas.	

APÊNDICE B – Tabela de comparação da diretriz da LT 230 kV Janaúba 3 - Jaíba

LT 230 kV Janaúba 3 – Jaíba	
Tabela 1 - Comparação da diretriz da LT (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da diretriz da linha de transmissão (R3) com o corredor estudado no R1	
Extensão do eixo do corredor (R1): 94 km	Extensão da diretriz da LT (R3):
Variação da extensão e principal(ais) motivos:	
A diretriz está inteiramente inserida no corredor?	
No caso de não inserção da diretriz do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e a diretriz proposta no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a diretriz. 2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML e <i>shapefile</i>).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
1. Evitar interferência em vegetação nativa, principalmente em Floresta Estacional Decidual, conforme Lei da Mata Atlântica - Lei nº 11.428/06 e Decreto nº 6.660/08.	
2. Verificar o melhor ponto de passagem da linha de transmissão, principalmente no trecho final do corredor, tendo em vista a localização do Projeto Jaíba.	
3. Evitar interferência nos projetos de assentamento Arapuá e Modelo, sobrepostos pelo corredor.	
4. Evitar interferência na cavidade natural Poço da Fazenda Lajeado, localizada no município de Verdelândia.	
5. Evitar incidir o traçado da futura linha de transmissão em áreas de agricultura irrigada por pivôs centrais.	

APÊNDICE C – Tabela de comparação da diretriz da LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias

LT 345kV Pirapora 2 – Três Marias	
Tabela 1 - Comparação da diretriz da LT (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da diretriz da linha de transmissão (R3) com o corredor estudado no R1	
Extensão do eixo do corredor (R1): 108 km	Extensão da diretriz da LT (R3):
Variação da extensão e principal(ais) motivos:	
A diretriz está inteiramente inserida no corredor?	
No caso de não inserção da diretriz do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e a diretriz proposta no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a diretriz. 2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML e <i>shapefile</i>).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
1. Levantar junto às Prefeituras de Pirapora e Três Marias as legislações municipais de uso e ocupação do solo e eventuais restrições locais à futura linha de transmissão.	
2. Verificar o melhor ponto para passagem da linha de transmissão, principalmente nos trechos inicial e final do corredor, tendo em vista a proximidade com a área urbana e de expansão de Pirapora e Três Marias.	
3. Atentar para a presença dos aeroportos de Pirapora e Três Marias e dos aeródromos das Fazendas Marambaia e Marreco, cujos cones de aproximação deverão ser observados ao se definir a diretriz da linha de transmissão.	
4. Evitar incidir o traçado da futura linha de transmissão em áreas de relevante beleza cênica e em áreas utilizadas para turismo e lazer, tendo em vista que a região apresenta potencial para o ecoturismo, com cachoeiras, corredeiras, praias, passeios de barco e pesca esportiva, principalmente no rio São Francisco.	

5. Atentar para a possibilidade de ocorrência de cavernas, tendo em vista que parte dos municípios de Buritizeiro, Pirapora e São Gonçalo do Abaeté é classificada como de grau alto de potencialidade de ocorrência, segundo a base de dados do Cecav.	
6. Entrar em contato com o Iphan para obter a localização exata dos bens arqueológicos tombados nos municípios de Buritizeiro, Lassance, Pirapora e São Gonçalo do Abaeté, para que a diretriz da linha de transmissão planejada não tenha qualquer interferência nesses sítios.	
7. Evitar interferência em vegetação nativa, tendo em vista que existem poucos remanescentes na região.	
8. Evitar incidir o traçado da futura linha de transmissão em áreas de agricultura irrigada por pivôs centrais e silvicultura.	
9. Verificar o melhor ponto para travessia do rio São Francisco e de terrenos sujeitos à inundação.	