

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

*Estudo de Atendimento
Elétrico às Regiões Nordeste do Tocantins e Sul do
Maranhão*



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA





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

Amílcar 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

SCN, Quadra 1, Bloco C, nº 85, Sl. 1712/1714
70711-902 - 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 de Atendimento
Elétrico às Regiões Nordeste do
Tocantins e Sul do Maranhão*

Coordenação Geral

Luiz Augusto Nóbrega Barroso
Amílcar Gonçalves Guerreiro
Ricardo Gorini de Oliveira

Coordenação Executiva

José Marcos Bressane

Equipe Técnica:

Estudos Elétricos

Bruno Scarpa Alves da Silveira
Gustavo Valeriano Neves Luizon
Jose Filho da Costa Castro
Marcelo Willian Henriques Szrajbman
Maria de Fátima de Carvalho Gama
Priscilla de Castro Guarini
Vanessa Penteado Stephan
Vinicius Ferreira Martins

Análise Socioambiental

André Luiz Alberti
André Souza Pelech
Kátia Gisele Soares Matosinho

Nº EPE-DEE-RE-019/2013-rev2

Data: 19 de Janeiro de 2017

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

	<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 de Atendimento Elétrico às Regiões Nordeste do Tocantins e Sul do Maranhão	
EPE-DEE-RE-019/2013		
<i>Revisões</i>	<i>Data</i>	<i>Descrição sucinta</i>
rev0	09.04.2013	Emissão Original
Rev1	09.09.2013	Reavaliação dos níveis de curto-circuito Alteração do condutor da LT 230 kV Ribeiro Gonçalves – Balsas C2 em função das análises realizadas no relatório R2
Rev2	19.01.2017	Alteração da modulação dos bancos de transformadores 500/138 kV da SE Colinas, face à atualização da topologia da rede de distribuição em 138 kV para suprimimento à Araguaína.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	10
1.2	OBJETIVOS GERAIS.....	11
1.3	ABORDAGEM ADOTADA.....	11
2	CONCLUSÕES.....	12
3	RECOMENDAÇÕES	14
4	PREMISSAS E CRITÉRIOS.....	16
4.1	CRITÉRIOS BÁSICOS.....	16
4.2	CASOS DE TRABALHO	16
4.3	PROJEÇÕES DE MERCADO	16
4.4	LIMITES OPERATIVOS	18
4.4.1	Tensão.....	18
4.4.2	Carregamento.....	18
4.4.3	Fator de Potência.....	19
4.5	PARÂMETROS ECONÔMICOS.....	19
5	DIAGNÓSTICO DO SISTEMA	20
5.1	SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE	20
5.2	DESEMPENHO ELÉTRICO DA REDE.....	21
5.3	DESEMPENHO ELÉTRICO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA ENERGISA TO	22
6	DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS	25
6.1	ALTERNATIVA 1.....	25
6.2	ALTERNATIVA 2.....	25
7	ANÁLISE DO DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE.....	27
7.1	ALTERNATIVA 1.....	27
7.2	ALTERNATIVA 2.....	33
7.3	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE – REGIÃO DE ARAGUAÍNA.....	39
7.3.1	Alternativa 1a	40
7.3.2	Alternativa 1b	44
7.3.3	Alternativa 1c.....	50
8	ANÁLISE ECONÔMICA	54
8.1	COMPARAÇÃO ECONÔMICA.....	54
8.2	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	54
8.3	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE – REGIÃO DE ARAGUAÍNA.....	55
8.3.1	Modulação ótima dos novos transformadores e autotransformadores considerados na Análise de Sensibilidade.....	55
9	DESEMPENHO DA ALTERNATIVA 1C – CRITÉRIO “N”.....	57

10	ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO.....	58
10.1	ENERGIZAÇÃO DA LT 230 KV RIBEIRO GONÇALVES – BALSAS.....	58
10.2	REJEIÇÃO DA LT 230 KV RIBEIRO GONÇALVES – BALSAS	59
10.3	ENERGIZAÇÃO DA LT 230 KV IMPERATRIZ – PORTO FRANCO	61
10.4	REJEIÇÃO DA LT 230 KV IMPERATRIZ – PORTO FRANCO	62
11	ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO	64
12	ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL.....	66
12.1	ÁREA EM ESTUDO	66
12.2	CARACTERIZAÇÃO DOS CORREDORES.....	67
12.2.1	<i>Corredor Ribeiro Gonçalves – Balsas.....</i>	<i>67</i>
12.2.1.1	Meio Físico.....	69
12.2.1.2	Cobertura vegetal e uso do solo	71
12.2.1.3	Áreas com restrição legal e Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade	73
12.2.1.4	Recomendações para o Relatório R3	74
12.2.2	<i>Corredor Imperatriz – Porto Franco</i>	<i>74</i>
12.2.2.1	Meio Físico.....	77
12.2.2.2	Cobertura vegetal e uso do solo	82
12.2.2.3	Áreas com restrição legal e Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade	84
12.2.2.4	Recomendações para o Relatório R3	86
13	REFERÊNCIAS.....	88
14	EQUIPE TÉCNICA.....	89
15	ANEXO	90
15.1	PARÂMETROS DOS EQUIPAMENTOS DE REDE BÁSICA E REDE BÁSICA DE FRONTEIRA	90
15.2	PERDAS DAS ALTERNATIVAS	92
15.3	PLANO DE OBRAS E ESTIMATIVA DE CUSTOS	94
15.4	FORMULÁRIOS DE CONSULTAS SOBRE A VIABILIDADE DE EXPANSÕES DAS SUBESTAÇÕES DA ALTERNATIVA RECOMENDADA ...	100
15.5	FICHAS PET.....	131
15.6	FICHAS PELP	135

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 – Diagrama eletrogeográfico do atendimento às Regiões de Porto Franco e Balsas.....	10
Figura 5-1 – Sistema elétrico de transmissão das regiões nordeste do Tocantins e sul do Maranhão – 2015	20
Figura 5-2 – Fluxos de Potência – Regime Normal – Carga Média – 2015.....	22
Figura 5-3 - Diagrama Eletrogeográfico do sistema de distribuição a partir da SE Porto Franco 230 kV	23
Figura 5-4 – Diagnóstico do atendimento às cargas da região de Araguaína – 2021	24
Figura 6-1 – Diagrama esquemático da Alternativa 1	25
Figura 6-2 – Diagrama esquemático da Alternativa 2	26
Figura 7-1 – Alternativa 1 – Regime Normal – Carga Leve – Ano 2016.....	28
Figura 7-2 – Alternativa 1 – Regime Normal – Carga Média – Ano 2016.....	28
Figura 7-3 – Alternativa 1 – Contingência da LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco C2 – Carga Média – Ano 2016	29
Figura 7-4 – Alternativa 1 – Contingência de um dos TR 230-69 kV de Porto Franco (Antes dos Reforços) – Carga Média – Ano 2020	29
Figura 7-5 – Alternativa 1 – Contingência de um dos TR 230-69 kV Porto Franco (Depois dos Reforços) – Carga Média – Ano 2020	30
Figura 7-6 – Alternativa 1 – Contingência de um dos TR 230-69 kV de Balsas (Antes dos Reforços) – Carga Média – Ano 2024	30
Figura 7-7 – Alternativa 1 – Contingência de um dos TR 230-69 kV de Balsas (Depois dos Reforços) – Carga Média – Ano 2024	31
Figura 7-8 – Alternativa 1 – Regime Normal – Carga Média – Ano 2029.....	31
Figura 7-9 – Alternativa 1 – Contingência da LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco C2 – Carga Média – Ano 2029	32
Figura 7-10 – Alternativa 2 – Regime Normal – Carga Leve – Ano 2016.....	33
Figura 7-11 – Alternativa 2 – Regime Normal – Carga Média – Ano 2016.....	34
Figura 7-12 – Alternativa 2 – Contingência da LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco – Carga Média – Ano 2016	34
Figura 7-13 – Alternativa 2 – Contingência de um dos TR 230-69 kV de Porto Franco (Antes dos Reforços) – Carga Média – Ano 2020	35
Figura 7-14 – Alternativa 2 – Contingência de um dos TR 230-69 kV de Porto Franco (Depois dos Reforços) – Carga Média – Ano 2020	35
Figura 7-15 – Alternativa 2 – Contingência de um dos TR 230-69 kV de Balsas (Antes dos Reforços) – Carga Média – Ano 2024	36
Figura 7-16 – Alternativa 2 – Contingência de um dos TR 230-69 kV de Balsas (Depois dos Reforços) – Carga Média – Ano 2024	36
Figura 7-17 – Alternativa 2 – Contingência da LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco (Antes dos Reforços) – Carga Média – Ano 2026	37
Figura 7-18 – Alternativa 2 – Contingência de uma das LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco (Depois dos Reforços) – Carga Média – Ano 2026	37
Figura 7-19 – Alternativa 2 – Regime Normal – Carga Média – Ano 2029	38
Figura 7-20 – Alternativa 2 – Contingência da LT 230 kV Ribeiro Gonçalves – Balsas – Carga Média – Ano 2029	38
Figura 7-21 – Alternativa 1a – Fluxos de potência no sistema 138 kV – Carga Média – 2021	40
Figura 7-22 – Alternativa 1a – Contingência de uma das LT 138 kV Miranorte – Miracema sem o reforço – Carga Média – 2022.....	41
Figura 7-23 – Alternativa 1a – Contingência de um dos TR 230-138 kV Porto Franco sem o reforço – Carga Média – 2028.....	41
Figura 7-24 – Alternativa 1a – Contingência de uma das LT 138 kV Miranorte – Miracema sem o segundo reforço – Carga Média – 2029	42
Figura 7-25 – Alternativa 1a – Fluxos de potência no sistema 138 kV – Carga Média – 2029	43
Figura 7-26 – Alternativa 1b – Fluxos de potência no sistema 138 kV – Carga Média – 2021	45
Figura 7-27 – Alternativa 1b – Contingência de uma das LT 138 kV Miranorte – Miracema sem o reforço – Carga Média - 2024	45
Figura 7-28 – Alternativa 1b – Contingência da LT 138 kV Guaraí – Miranorte sem o reforço – Carga Média – 2025	46

Figura 7-29 – Alternativa 1b – Contingência de uma das LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco – Carga Média – 2028	46
Figura 7-30 – Alternativa 1b – Contingência de uma das LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco – Carga Média – 2029	47
Figura 7-31 – Alternativa 1b – Fluxos de potência no sistema 138 kV – Carga Média – 2029	48
Figura 7-32 – Alternativa 1c – Fluxos de potência no sistema 138 kV – Carga Média – 2021	50
Figura 7-33 – Alternativa 1c – Contingência de uma das LT 138 kV Miranorte – Miracema sem o reforço – Carga Média – 2026.....	51
Figura 7-34 – Alternativa 1c – Contingência da LT 138 kV Colinas (Rede Básica) – Araguaína II sem o reforço – Carga Média - 2028.....	51
Figura 7-35 – Alternativa 1c – Fluxos de potência no sistema 138 kV – Carga Média – 2029	52
Figura 10-1 – Sistema Pré-Energização da LT 230 kV Ribeiro Gonçalves – Balsas	58
Figura 10-2 – Energização da LT 230 kV Ribeiro Gonçalves – Balsas a partir de Ribeiro Gonçalves	59
Figura 10-3 – Energização da LT 230 kV Ribeiro Gonçalves – Balsas a partir de Balsas	59
Figura 10-4 – Sistema Pré-Rejeição da LT 230 kV Ribeiro Gonçalves – Balsas.....	60
Figura 10-5 – Rejeição da LT 230 kV Ribeiro Gonçalves – Balsas com abertura na SE Balsas.....	60
Figura 10-6 – Rejeição da LT 230 kV Ribeiro Gonçalves – Balsas com abertura na SE Ribeiro Gonçalves.....	60
Figura 10-7 – Sistema Pré-Energização da LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco.....	61
Figura 10-8 – Energização da LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco a partir de Imperatriz.....	61
Figura 10-9 – Energização da LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco a partir de Porto Franco	62
Figura 10-10 – Sistema Pré-Rejeição da LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco	62
Figura 10-11 – Rejeição da LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco com abertura na SE Porto Franco.....	63
Figura 10-12 – Rejeição da LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco com abertura na SE Imperatriz	63
Figura 12-1 – Mapa base dos corredores em estudo	67
Figura 12-2 – Mapa base do corredor Ribeiro Gonçalves – Balsas	68
Figura 12-3 – Mapa dos compartimentos geomorfológicos do corredor Ribeiro Gonçalves - Balsas	70
Figura 12-4 – Mapa hipsométrico do corredor Ribeiro Gonçalves – Balsas	70
Figura 12-5 – Processos minerários no corredor Ribeiro Gonçalves - Balsas.....	71
Figura 12-6 – Cobertura vegetal e uso do solo no corredor Ribeiro Gonçalves - Balsas.....	72
Figura 12-7 – Áreas de relevância socioambiental no corredor Ribeiro Gonçalves – Balsas	73
Figura 12-8 – Mapa base do corredor Imperatriz – Porto Franco.....	75
Figura 12-9 – Mapa dos compartimentos geomorfológicos do corredor Imperatriz – Porto Franco	79
Figura 12-10 – Mapa hipsométrico do corredor Imperatriz – Porto Franco.....	80
Figura 12-11 – Processos Minerários do corredor Imperatriz – Porto Franco.....	81
Figura 12-12 – Cobertura vegetal e uso do solo no corredor Imperatriz – Porto Franco.....	83
Figura 12-13 – Áreas de relevância socioambiental no corredor Imperatriz - Porto Franco.....	85

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2-1 – Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000).....	12
Tabela 2-2 – Análise de sensibilidade de Araguaína – Comparação econômica das alternativas: Investimento + Perdas (R\$ x 1000)	13
Tabela 3-1 – Alternativa 1c - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira	14
Tabela 3-2 – Alternativa 1c - Principais obras em linhas de transmissão	14
Tabela 3-3 – Alternativa 1c - Principais obras em subestações de distribuição	14
Tabela 3-4 – Alternativa 1c - Principais obras em linhas de distribuição.....	15
Tabela 4-1 – Mercado da ENERGISA TO – Patamar de Carga Leve [MW]	17
Tabela 4-2 – Mercado da ENERGISA TO – Patamar de Carga Média [MW]	17
Tabela 4-3 – Mercado da ENERGISA TO – Patamar de Carga Pesada [MW]	17
Tabela 4-4 – Mercado da CEMAR – Patamar de Carga Leve [MW]	17
Tabela 4-5 – Mercado da CEMAR – Patamar de Carga Média [MW]	18
Tabela 4-6 – Mercado da CEMAR – Patamar de Carga Pesada [MW].....	18
Tabela 4-7 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão	18
Tabela 5-1– Sistema elétrico de transmissão das regiões nordeste do Tocantins e sul do Maranhão – 2015.....	21
Tabela 7-1 – Alternativa 1 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira.....	32
Tabela 7-2 – Alternativa 1 - Principais obras em linhas de transmissão.....	32
Tabela 7-3 – Alternativa 2 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira.....	39
Tabela 7-4 – Alternativa 2 - Principais obras em linhas de transmissão.....	39
Tabela 7-5 – Alternativa 1a - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira	43
Tabela 7-6 – Alternativa 1a - Principais obras em linhas de transmissão.....	44
Tabela 7-7 – Alternativa 1a - Principais obras em subestações de distribuição	44
Tabela 7-8 – Alternativa 1a - Principais obras em linhas de distribuição.....	44
Tabela 7-9 – Alternativa 1b - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira.....	49
Tabela 7-10 – Alternativa 1b - Principais obras em linhas de transmissão.....	49
Tabela 7-11 – Alternativa 1b - Principais obras em subestações de distribuição	49
Tabela 7-12 – Alternativa 1b - Principais obras em linhas de distribuição.....	50
Tabela 7-13 – Alternativa 1c - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira	52
Tabela 7-14 – Alternativa 1c - Principais obras em linhas de transmissão	52
Tabela 7-15 – Alternativa 1c - Principais obras em subestações de distribuição	53
Tabela 7-16 – Alternativa 1c - Principais obras em linhas de distribuição.....	53
Tabela 8-1 – Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000).....	54
Tabela 8-2 – Análise de sensibilidade de Araguaína – Custo de investimento e perdas – Análise de Sensibilidade (R\$ x 1000)	55
Tabela 8-3 – Modulação dos novos autotransformadores 230/138 kV de Araguaína - Alternativa 1b.....	56
Tabela 8-4 – Modulação dos novos transformadores 500-138 kV de Colinas - Alternativa 1c	56
Tabela 9-1 – Alternativa 1c – Análise de sensibilidade de Araguaína – Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira – Critério “N” para as instalações de distribuição	57
Tabela 9-2 – Alternativa 1c – Análise de sensibilidade de Araguaína – Principais obras em subestações de distribuição – Critério “N” para as instalações de distribuição.....	57
Tabela 9-3 – Alternativa 1c – Análise de sensibilidade de Araguaína – Obras em linhas de distribuição – Critério “N” para as instalações de distribuição	57
Tabela 10-1 – Correntes de curto-circuito máximo referentes ao ano de 2016 (pré-entrada das obras)	64
Tabela 10-2 – Correntes de curto-circuito máximo referentes ao ano de 2029.....	65
Tabela 12-1 – Coordenadas das subestações em estudo (corredor Ribeiro Gonçalves – Balsas)	68
Tabela 12-2 – Municípios atravessados pelo corredor Ribeiro Gonçalves – Balsas	69
Tabela 12-3 – Cobertura Vegetal e Uso do Solo no corredor Ribeiro Gonçalves – Balsas	72
Tabela 12-4 – APCBs no corredor Ribeiro Gonçalves - Balsas.....	73
Tabela 12-5 – Síntese das informações socioambientais de destaque no corredor Ribeiro Gonçalves – Balsas...	74
Tabela 12-6 – Coordenadas das subestações em estudo (corredor Imperatriz – Porto Franco)	74
Tabela 12-7 – Municípios atravessados pelo corredor Imperatriz- Porto Franco	77
Tabela 12-8 – Cobertura Vegetal e Uso do Solo no corredor Imperatriz – Porto Franco.....	82
Tabela 12-9 – APCBs no corredor Imperatriz – Porto Franco.....	86
Tabela 12-10 – Síntese das informações socioambientais de destaque no corredor Imperatriz – Porto Franco ..	86
Tabela 15-1– Características Elétricas das Linhas de Transmissão – Alternativa Vencedora	90

Tabela 15-2 – Parâmetros Elétricos das Linhas de Transmissão – Alternativa Vencedora.....	90
Tabela 15-3 – Parâmetros dos Transformadores/Autotransformadores Novos	91
Tabela 15-4 – • Perdas Elétricas para Alternativas 1 e 2 [MW]	92
Tabela 15-5 – • Perdas Elétricas para Análise de Sensibilidade de Araguaína [MW]	93
Tabela 15-6 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 (R\$ x 1000)	94
Tabela 15-7 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2 (R\$ x 1000)	95
Tabela 15-8 – Plano de obras e estimativa de custos das obras comuns às Alternativas 1 e 2 (R\$ x 1000).....	96
Tabela 15-9 – Plano de obras e estimativa de custos da Análise de Sensibilidade - Alternativa 1a - Obras não comuns (R\$ x 1000).....	97
Tabela 15-10 – Plano de obras e estimativa de custos da Análise de Sensibilidade - Alternativa 1b - Obras não comuns (R\$ x 1000).....	98
Tabela 15-11 – Plano de obras e estimativa de custos da Análise de Sensibilidade - Alternativa 1c - Obras não comuns (R\$ x 1000).....	99

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

Atualmente, a região nordeste do estado de Tocantins é suprida pela LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco, circuito simples, não atendendo, portanto, ao critério “N-1”.

Adicionalmente, o atendimento à região sul do Maranhão é, presentemente, efetuado nas tensões de 138 kV e 69 kV, tendo como pontos de suprimentos as SE 230/138 kV Porto Franco e SE 230/69 kV Balsas, respectivamente. O regional Balsas, incorporado ao sistema CEMAR em 2012, é suprido radialmente em 230 kV a partir de Ribeiro Gonçalves, também em circuito simples.

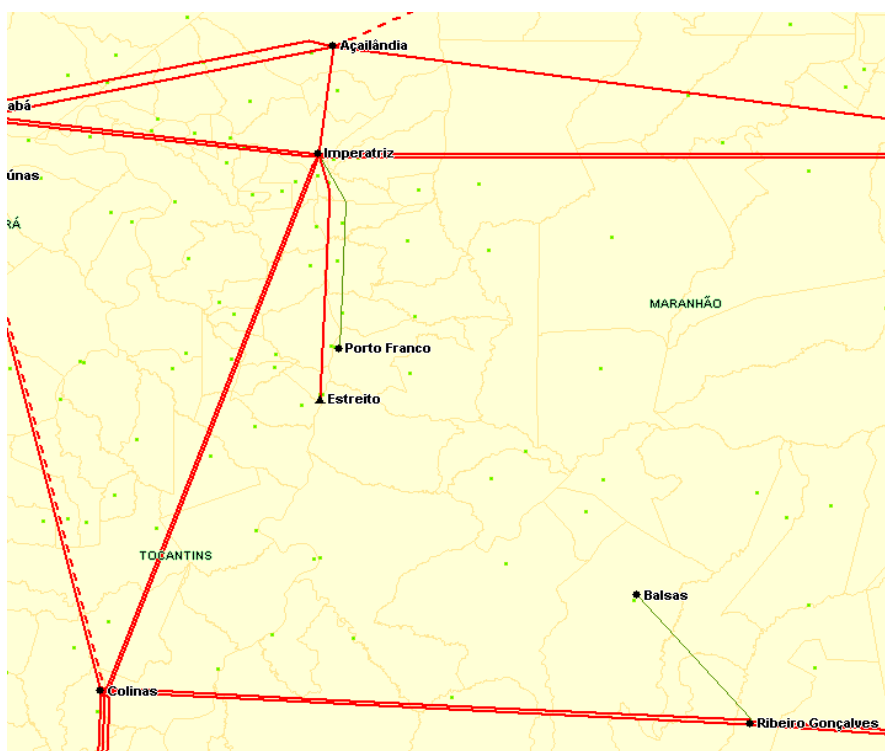


Figura 1-1 – Diagrama eletrogeográfico do atendimento às Regiões de Porto Franco e Balsas

No estudo “Suprimento às Regiões Sul do Maranhão, Nordeste do Tocantins e Sudoeste do Piauí”, Ref. [1], foi indicada referencialmente para 2016 a implantação das LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco C2 e Ribeiro Gonçalves – Balsas C2, bem como o segundo TR 500-230 kV Ribeiro Gonçalves e o segundo TR 230-69 kV Balsas. Por se tratar de uma indicação referencial, faz-se necessária a elaboração de um estudo de planejamento para avaliar as alternativas de expansão a

longo prazo para o atendimento às regiões Nordeste do Tocantins e Sul do Maranhão (Porto Franco – Balsas), visando o atendimento com qualidade e confiabilidade às demandas previstas para estas regiões e respeitando o critério do Mínimo Custo Global.

1.2 Objetivos Gerais

O objetivo deste estudo de planejamento é indicar a melhor alternativa de expansão para atendimento ao critério “N-1” nos regionais Porto Franco e Balsas, localizados nas regiões nordeste do Tocantins e sul do Maranhão, respectivamente.

O produto final deste estudo apontará o melhor cronograma de obras a ser implantado no horizonte considerado, para a expansão da Rede Básica e as ampliações necessárias no sistema de distribuição, do ponto de vista técnico e econômico, considerando os aspectos socioambientais. Serão consideradas alternativas de expansão da transmissão que garantam o atendimento aos consumidores, com padrões de qualidade e continuidade adequados, frente ao crescimento do mercado de energia elétrica previsto pela ENERGISA TO e CEMAR para essas regiões.

1.3 Abordagem Adotada

Foram efetuadas análises de regime permanente sobre todas as alternativas, e análises ambientais e de curto circuito apenas sobre a vencedora, que foi conhecida mediante a análise econômica através do método dos rendimentos necessários.

2 CONCLUSÕES

Foram estudadas duas alternativas de suprimento às regiões nordeste do Tocantins e sul do Maranhão, com implantação de novas linhas de transmissão em 230 kV a partir das subestações Imperatriz, Porto Franco, Balsas e Ribeiro Gonçalves. Todas as alternativas atendem os critérios de planejamento e as premissas estabelecidas para esse estudo. O detalhamento das alternativas consta do item 6.

As análises efetuadas, observando-se o critério de mínimo custo global, indicam a Alternativa 1 como a mais econômica, sendo esta a recomendada. Esta alternativa contempla, dentre outras obras, a duplicação das LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco e LT 230 kV Ribeiro Gonçalves – Balsas.

As análises consideraram o valor presente dos custos das alternativas, referidos a 2016 (ano inicial do estudo), e utilizaram o método dos rendimentos necessários com truncamento das séries temporais em 2029 (ano horizonte do estudo). O custo de cada alternativa, por sua vez, foi calculado tomando-se por base os investimentos de cada alternativa e as perdas diferenciais em relação àquela que apresentou menores valores.

A Tabela 2-1 apresenta a comparação econômica das alternativas analisadas.

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

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1	72.358	0	72.358	100,0%	1º
Alternativa 2	89.743	11.045	100.788	139,3%	2º

Adicionalmente, foi avaliado o atendimento às cargas da Energisa TO, a partir das subestações de Porto Franco 230/138 kV e Colinas 500 kV, a partir de 2021.

As alternativas analisadas para esta sensibilidade tiveram como base a Alternativa 1, uma vez que esta foi a mais econômica. A seguir, a Tabela 2-2 apresenta o resumo da comparação econômica das alternativas para o atendimento à Araguaína levando em consideração somente as obras não comuns às 3 alternativas.

O detalhamento da comparação econômica para essa análise de sensibilidade é apresentado no item 8.

**Tabela 2-2 – Análise de sensibilidade de Araguaína – Comparação econômica das alternativas:
Investimento + Perdas (R\$ x 1000)**

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1a	32.990	19.548	52.538	114,1%	2°
Alternativa 1b	57.566	0	57.566	125,0%	3°
Alternativa 1c	43.447	2.593	46.040	100,0%	1°

As análises efetuadas para o reforço no atendimento à Araguaína, observando-se o critério de mínimo custo global, indicam a Alternativa 1c como a mais econômica, sendo esta a recomendada. Esta alternativa contempla, dentre outras obras, a construção do pátio de 138 kV na SE Colinas da Rede básica e da LT 138 kV Colinas (rede Básica) – Araguaína II.

3 RECOMENDAÇÕES

Sob o ponto de vista técnico-econômico, recomenda-se a implantação da Alternativa 1c, considerando o atendimento ao critério "N-1" para a Rede Básica e Rede Básica de Fronteira e critério "N" para a rede de distribuição, com o cronograma de obras conforme Tabela 3-1 até a Tabela 3-4

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

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2016	Ribeiro Gonçalves	500/230 kV	TR – 500-230 kV – M – 3x100 MVA ⁽¹⁾	2º
	Balsas	230/69 kV	TR – 230-69 kV – T – 100 MVA ⁽¹⁾	2º
2020	Porto Franco	230/69 kV	TR – 230-69 kV – T – 33 MVA ⁽¹⁾	3º
2021	Colinas (Rede Básica)	500/138 kV	TR – 500-138 kV – M – (6+1)x60 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
		138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
2024	Balsas	230/69 kV	TR – 230-69 kV – T – 100 MVA ⁽¹⁾	3º

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

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

Ano	Tensão	Origem	Destino	Configuração	Distância
2016	230 kV	SE Ribeiro Gonçalves	SE Balsas	1x795 MCM – CS (C2)	95 km
		SE Imperatriz	SE Porto Franco	1x636 MCM – CS (C2)	111 km
	Total em linhas de 230 kV				206 km

Tabela 3-3 – Alternativa 1c - Principais obras em subestações de distribuição

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2029	Bielândia	138 kV	Banco de capacitores shunt 1x4,8 Mvar	1º

Tabela 3-4 – Alternativa 1c - Principais obras em linhas de distribuição

Ano	Tensão	Origem	Destino	Configuração	Distância
2021	138 kV	SE Colinas (Rede Básica)	SE Araguaína II	1 x 336 MCM – CS (C1)	85 km
		Seccionamento LT 138 kV Colinas (Energisa TO) – Nova Olinda	Colinas (Rede Básica)	1 x 336 MCM – CD (C1 e C2)	1,5 km
		Seccionamento LT 138 kV Nova Olinda – Araguaína I	Araguaína II	1 x 336 MCM – CS (C2)	1 km
		SE Araguaína II	SE Araguaína III	1 x 336 MCM – CS (C1)	18 km
	Total em linhas de 138 kV				<u>107 km</u>

Para que a solução de atendimento às regiões nordeste do Tocantins, sul do Maranhão e de Araguaína, proposta pela Alternativa 1c, seja efetiva, é essencial que as obras de distribuição associadas a ela e descritas na Tabela 3-3 e Tabela 3-4 sejam implantadas nas datas indicadas.

Recomenda-se ainda que as linhas de transmissão recomendadas neste relatório, Tabela 3-2, apresentem os parâmetros e as capacidades apresentadas no ANEXO 15.1.

4 PREMISSAS E CRITÉRIOS

4.1 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”, Ref. [2].

Os critérios e procedimentos utilizados no estudo estão de acordo com o documento “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão - CCPE/CTET - Janeiro/2001”, Ref. [3], além das premissas apresentadas nos subitens a seguir, onde se destacam:

- Manter o conceito de mínimo custo global para a escolha da alternativa;
- Atender ao critério “N-1” para elementos da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira;

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

4.2 Casos de Trabalho

Considerou-se como referência para as simulações de fluxo de potência a base de dados correspondente ao Plano Decenal 2012-2021, com as atualizações pertinentes da topologia da rede, plano de geração e mercado.

4.3 Projeções de Mercado

O mercado na área de interesse, fornecido pela ENERGISA TO e pelas CEMAR, é apresentado a seguir, conforme Tabela 4-1 a Tabela 4-6.

Tabela 4-1 – Mercado da ENERGISA TO – Patamar de Carga Leve [MW]

NOME SE	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
TOCANTINÓPOLIS	5,7	6,2	6,7	7,2	7,8	8,4	9,1	9,8	10,6	11,5	12,4	13,4	14,5	15,7
XAMBIOÁ II (VOTORANTIM)	10,2	10,4	10,5	10,7	10,9	11,1	11,3	11,5	11,8	12,1	12,4	12,8	13,2	13,6
AGUIARNÓPOLIS	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,6	1,7
ARAGUAÍNA I	20,9	22,6	24,3	26,3	28,3	30,5	32,9	35,5	38,3	41,3	44,5	48,0	51,7	55,8
DAIARA (ARAGUAÍNA II)	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	2,0	2,1	2,3	2,5	2,7	2,9	3,1	3,4	3,6
NOVA OLINDA	2,8	3,0	3,2	3,4	3,6	3,9	4,2	4,4	4,7	5,1	5,4	5,8	6,2	6,6
BIELÂNDIA	1,9	2,0	2,2	2,4	2,6	2,8	3,0	3,2	3,5	3,7	4,0	4,3	4,7	5,1
ARAGUAÍNA III	7,6	8,2	8,9	9,6	10,3	11,1	12,0	12,9	14,0	15,0	16,2	17,5	18,9	20,3
XAMBIOÁ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SÃO GERALDO	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOCANTINÓPOLIS TAP	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
DAIARA TAP	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
COLINAS	4,1	4,3	4,6	4,8	5,1	5,3	5,6	5,9	6,2	6,5	6,8	7,2	7,6	8,0
GUARÁI	10,8	11,6	12,5	13,4	14,4	15,5	16,7	18,0	19,3	20,8	22,4	24,1	25,9	27,9
MIRANORTE	4,9	5,2	5,6	6,0	6,4	6,8	7,3	7,8	8,3	8,9	9,5	10,1	10,8	11,6
PALMAS II	23,0	24,8	26,7	28,7	31,0	33,4	36,0	38,8	41,8	45,0	48,5	52,3	56,4	60,8
PALMAS III	7,5	8,1	8,7	9,4	10,1	10,9	11,7	12,6	13,6	14,7	15,8	17,0	18,3	19,8
PALMAS IV	9,2	10,0	10,7	11,6	12,5	13,4	14,5	15,6	16,8	18,1	19,5	21,1	22,7	24,5
PALMAS V	6,4	6,9	7,4	8,0	8,6	9,3	10,0	10,8	11,6	12,5	13,5	14,5	15,7	16,9
PALMAS VI	7,5	8,1	8,7	9,4	10,1	10,9	11,8	12,7	13,6	14,7	15,9	17,1	18,4	19,8
PARAÍSO II	14,1	15,3	16,6	18,0	19,5	21,2	23,0	24,9	27,0	29,3	31,8	34,5	37,4	40,6

Tabela 4-2 – Mercado da ENERGISA TO – Patamar de Carga Média [MW]

NOME SE	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
TOCANTINÓPOLIS	11,4	12,3	13,3	14,4	15,6	16,8	18,2	19,7	21,3	23,0	24,8	26,8	29,0	31,4
XAMBIOÁ II (VOTORANTIM)	11,5	11,8	12,1	12,4	12,8	13,2	13,6	14,1	14,6	15,2	15,9	16,6	17,4	18,2
AGUIARNÓPOLIS	1,0	1,1	1,2	1,3	1,5	1,6	1,8	2,0	2,1	2,4	2,6	2,9	3,1	3,5
ARAGUAÍNA I	41,9	45,2	48,7	52,5	56,6	61,1	65,8	71,0	76,5	82,5	89,0	96,0	103,5	111,6
DAIARA (ARAGUAÍNA II)	2,7	2,9	3,2	3,4	3,7	4,0	4,3	4,6	5,0	5,4	5,8	6,2	6,7	7,2
NOVA OLINDA	5,6	6,0	6,4	6,8	7,3	7,8	8,3	8,9	9,5	10,1	10,8	11,6	12,3	13,2
BIELÂNDIA	3,8	4,1	4,4	4,8	5,1	5,5	6,0	6,4	6,9	7,5	8,1	8,7	9,4	10,1
ARAGUAÍNA III	15,3	16,5	17,7	19,1	20,6	22,3	24,0	25,9	27,9	30,1	32,4	35,0	37,7	40,7
XAMBIOÁ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SÃO GERALDO	6,0	6,2	6,4	6,6	6,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOCANTINÓPOLIS TAP	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
DAIARA TAP	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
COLINAS	8,2	8,7	9,1	9,6	10,1	10,6	11,2	11,8	12,4	13,0	13,7	14,4	15,2	15,9
GUARÁI	21,5	23,2	24,9	26,8	28,9	31,1	33,4	36,0	38,7	41,6	44,8	48,2	51,8	55,8
MIRANORTE	9,8	10,4	11,1	11,9	12,7	13,6	14,5	15,6	16,6	17,8	19,0	20,3	21,7	23,2
PALMAS II	45,9	49,5	53,3	57,5	62,0	66,8	72,0	77,6	83,6	90,1	97,1	104,6	112,7	121,5
PALMAS III	15,0	16,1	17,4	18,7	20,2	21,7	23,4	25,2	27,2	29,3	31,6	34,1	36,7	39,5
PALMAS IV	18,5	19,9	21,5	23,2	25,0	26,9	29,0	31,2	33,7	36,3	39,1	42,1	45,4	48,9
PALMAS V	12,8	13,8	14,8	16,0	17,2	18,6	20,0	21,6	23,2	25,1	27,0	29,1	31,4	33,8
PALMAS VI	15,0	16,2	17,4	18,8	20,2	21,8	23,5	25,3	27,3	29,4	31,7	34,2	36,8	39,7
PARAÍSO II	28,2	30,6	33,2	36,0	39,0	42,3	45,9	49,8	54,0	58,6	63,6	69,0	74,8	81,2

Tabela 4-3 – Mercado da ENERGISA TO – Patamar de Carga Pesada [MW]

NOME SE	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
TOCANTINÓPOLIS	9,8	10,6	11,5	12,4	13,4	14,5	15,6	16,9	18,3	19,8	21,4	23,1	25,0	27,0
XAMBIOÁ II (VOTORANTIM)	9,1	9,4	9,7	10,0	10,4	10,8	11,2	11,7	12,2	12,8	13,4	14,1	14,9	15,8
AGUIARNÓPOLIS	0,9	0,9	1,0	1,1	1,3	1,4	1,5	1,7	1,8	2,0	2,2	2,5	2,7	3,0
ARAGUAÍNA I	36,0	38,8	41,9	45,2	48,7	52,5	56,6	61,0	65,8	71,0	76,5	82,5	89,0	96,0
DAIARA (ARAGUAÍNA II)	2,3	2,5	2,7	2,9	3,2	3,4	3,7	4,0	4,3	4,6	5,0	5,4	5,8	6,2
NOVA OLINDA	4,8	5,1	5,5	5,9	6,3	6,7	7,2	7,6	8,2	8,7	9,3	9,9	10,6	11,3
BIELÂNDIA	3,3	3,5	3,8	4,1	4,4	4,8	5,1	5,5	6,0	6,4	6,9	7,5	8,1	8,7
ARAGUAÍNA III	13,1	14,2	15,3	16,5	17,7	19,1	20,6	22,3	24,0	25,9	27,9	30,1	32,4	35,0
XAMBIOÁ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SÃO GERALDO	5,2	5,3	5,5	5,7	5,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOCANTINÓPOLIS TAP	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
DAIARA TAP	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
COLINAS	7,1	7,5	7,8	8,3	8,7	9,1	9,6	10,1	10,6	11,2	11,8	12,4	13,0	13,7
GUARÁI	18,5	19,9	21,5	23,1	24,8	26,7	28,7	30,9	33,3	35,8	38,5	41,4	44,6	48,0
MIRANORTE	8,4	9,0	9,6	10,2	11,0	11,7	12,5	13,4	14,3	15,3	16,3	17,5	18,7	19,9
PALMAS II	39,5	42,6	45,9	49,4	53,3	57,4	61,9	66,7	71,9	77,5	83,5	90,0	97,0	104,5
PALMAS III	12,9	13,9	14,9	16,1	17,3	18,7	20,1	21,7	23,4	25,2	27,2	29,3	31,6	34,0
PALMAS IV	15,9	17,1	18,5	19,9	21,5	23,1	24,9	26,9	28,9	31,2	33,6	36,2	39,1	42,1
PALMAS V	11,0	11,8	12,8	13,8	14,8	16,0	17,2	18,6	20,0	21,5	23,2	25,0	27,0	29,1
PALMAS VI	12,9	13,9	15,0	16,1	17,4	18,8	20,2	21,8	23,5	25,3	27,3	29,4	31,7	34,1
PARAÍSO II	24,2	26,3	28,5	30,9	33,6	36,4	39,5	42,8	46,5	50,4	54,7	59,3	64,4	69,8

Tabela 4-4 – Mercado da CEMAR – Patamar de Carga Leve [MW]

Nome SE	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
PORTO FRANCO 69 KV	18,7	19,3	19,9	20,5	21,1	21,7	22,4	23,1	23,9	24,8	25,7	26,8	27,9	29,2
PORTO FRANCO 138 KV	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,2	4,7	5,1	5,5	5,9	6,2	6,5	6,8	7,0
BALSAS 69 KV	42,0	45,2	48,6	52,2	55,9	60,0	65,5	70,8	75,8	80,4	84,7	88,6	92,2	95,4

Tabela 4-5 – Mercado da CEMAR – Patamar de Carga Média [MW]

Nome SE	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
PORTO FRANCO 69 KV	25,0	25,7	26,4	27,1	27,9	28,7	29,6	30,5	31,6	32,7	34,0	35,4	36,9	38,5
PORTO FRANCO 138 KV	5,3	5,5	5,6	5,8	6,0	6,8	7,6	8,3	9,0	9,6	10,1	10,6	11,0	11,4
BALSAS 69 KV	61,8	66,4	71,3	76,2	81,3	90,9	99,4	107,4	114,9	121,9	128,4	134,3	139,7	144,6

Tabela 4-6 – Mercado da CEMAR – Patamar de Carga Pesada [MW]

Nome SE	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
PORTO FRANCO 69 KV	25,9	26,6	27,4	28,1	29,0	29,8	30,7	31,8	32,9	34,1	35,4	36,8	38,4	40,1
PORTO FRANCO 138 KV	4,9	5,0	5,2	5,4	5,5	6,3	7,0	7,6	8,3	8,8	9,3	9,7	10,1	10,4
BALSAS 69 KV	56,3	60,5	64,9	69,5	74,1	81,9	89,5	96,7	103,5	109,8	115,7	121,0	125,9	130,3

4.4 Limites Operativos

4.4.1 Tensão

Os níveis de tensão admissíveis em regime permanente para cada classe de tensão envolvida são apresentados na Tabela 4-7.

Tabela 4-7 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão

Tensão Nominal	Tensão Máxima	Tensão Mínima
69 kV	72,45 kV (1,05 PU)	65,55 kV (0,95 PU)
138 kV	145 kV (1,05 PU)	131 kV (0,95 PU)
230 kV	242 kV (1,05 PU)	218 kV (0,95 PU)
500 kV	550 kV (1,10 PU)	475 kV (0,95 PU)

4.4.2 Carregamento

Para os limites de carregamento das linhas de transmissão existentes foram adotados os valores para as condições de operação normal e de emergência de curta duração, informados pelos Agentes envolvidos, em consonância com aqueles constantes nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão.

Para linhas de transmissão futuras foram utilizados valores definidos no processo de licitação/ autorização e informados pelos Agentes ou por valores típicos definidos pela EPE, atendendo às determinações da Resolução nº 191 da ANEEL.

Nas análises de contingências de transformadores de potência existentes, foi adotada a capacidade operativa de curta duração informada ao ONS/EPE pelas Empresas proprietárias das instalações; para unidades futuras, a capacidade operativa de curta duração foi correspondente a 120% da capacidade nominal do equipamento.

4.4.3 Fator de Potência

O fator de potência considerado nas barras da Rede Básica de Fronteira foi de 0,95.

4.5 Parâmetros Econômicos

Os custos modulares utilizados na análise econômica comparativa das alternativas e nas fichas PET e PELP constantes no relatório foram os constantes na "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2012, Ref. [4]. Para a análise de sensibilidade no sistema de distribuição da ENERGISA TO foi utilizado o documento "ELETROBRÁS - Referência de Custo de LT e SE de AT e EAT - Dezembro 2008", Ref. [5].

Além disso, foi adotado o ano de 2016 como referência, taxa de atualização de capital de 8% ao ano, e tempo de vida útil das instalações igual a 30 anos.

As perdas elétricas obtidas para o período considerado foram valoradas pelo custo marginal de expansão da geração, definido a partir dos últimos leilões de energia nova, no caso, 102 R\$/MWh.

5 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA

5.1 Sistema Elétrico de Interesse

O sistema elétrico de transmissão da região sul do Maranhão (Regional Balsas) consiste basicamente de um sistema em 500 kV que conecta as subestações de Rede Básica Colinas e Ribeiro Gonçalves. Esta subestação possui um abaixamento em 230 kV que se interliga à Balsas, e esta subestação é responsável por atender à rede de distribuição da CEMAR nesta localidade. O regional Balsas também é interligado, através do sistema de distribuição, à SE Porto Franco, de forma a atender às cargas mais próximas desta subestação.

O sistema elétrico da região nordeste do Tocantins é suprido em 500 kV por um sistema que interliga as subestações de Rede Básica de Imperatriz, Colinas e Miracema. A subestação de Imperatriz possui um abaixamento em 230 kV que se interliga à Porto Franco, e esta subestação é responsável por atender uma parte da rede de distribuição da ENERGISA TO nesta localidade.

O sistema de distribuição da ENERGISA TO é atendido a partir das subestações Porto Franco, com transformações 230-138 kV, e Miracema, com transformações 500-138 kV.

A Figura 5-1 e a Tabela 5-1 apresentam de forma resumida o sistema em questão.

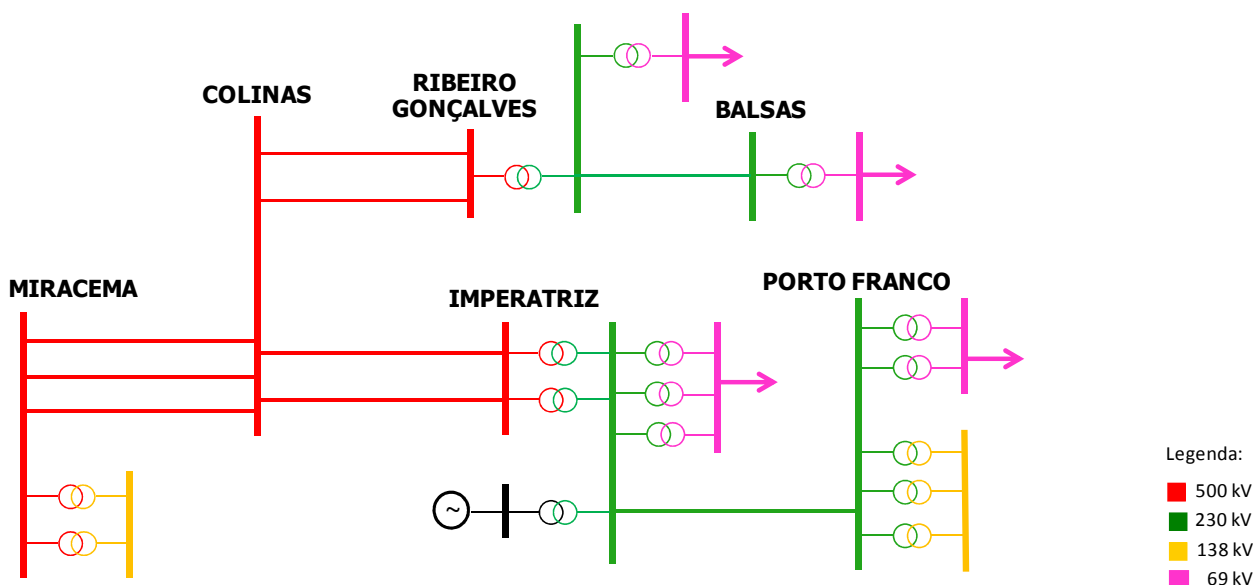


Figura 5-1 – Sistema elétrico de transmissão das regiões nordeste do Tocantins e sul do Maranhão – 2015

Tabela 5-1– Sistema elétrico de transmissão das regiões nordeste do Tocantins e sul do Maranhão – 2015

Linhas de Transmissão	Capacidade por circuito	MCM	km
Imperatriz – Colinas 500 kV (C1)	3000/3150 A	4 x 954	343
Imperatriz – Colinas 500 kV (C2)	3150/3150 A	4 x 954	343
Colinas – Miracema 500 kV (C1)	3000/3150 A	4 x 954	174
Colinas – Miracema 500 kV (C2)	3150/3150 A	4 x 954	174
Colinas – Miracema 500 kV (C3)	3000/3000 A	4 x 954	173
Colinas – Ribeiro Gonçalves 500 kV (C1)	2300/2300 A	4 x 954	379
Colinas – Ribeiro Gonçalves 500 kV (C2)	2300/2900 A	4 x 954	367
Imperatriz – Porto Franco 230 kV (CS)	585/738 A	1 x 636	111
Ribeiro Gonçalves – Balsas 230 kV (CS)	510/630 A	1 x 795	95
Transformadores	Capacidade por transformador	Tensão	Unidades
SE Imperatriz T1	600/618 MVA	500-230 kV	1
SE Imperatriz T2	450/450 MVA	500-230 kV	1
SE Ribeiro Gonçalves	300/360 MVA	500-230 kV	1
SE Miracema	180/180 MVA	500-230 kV	2
SE Porto Franco	100/103 MVA	230-138 kV	3
SE Balsas	100/120 MVA	230-69 kV	1
SE Imperatriz	100/103 MVA	230-69 kV	3
SE Ribeiro Gonçalves	50/60 MVA	230-69 kV	1
SE Porto Franco	33/33 MVA	230-69 kV	2

5.2 Desempenho Elétrico da Rede

O sistema que atende às cargas da região de Balsas provém, como já mencionado, da SE 500 kV Ribeiro Gonçalves, que apresenta um abaixamento em 230 kV através de um banco de transformadores de 300 MVA e desta subestação parte apenas uma linha de transmissão para a SE 230 kV Balsas, não atendendo, dessa forma, ao critério “N-1”. O mesmo ocorre com relação ao atendimento em Porto Franco. As cargas desta região são atendidas através de uma linha de transmissão em 230 kV proveniente da SE 230 kV Imperatriz.

A simulação desse sistema em regime normal, ano 2015, ainda apresenta fluxos e tensões dentro de limites operativos, conforme apresenta a Figura 5-2.

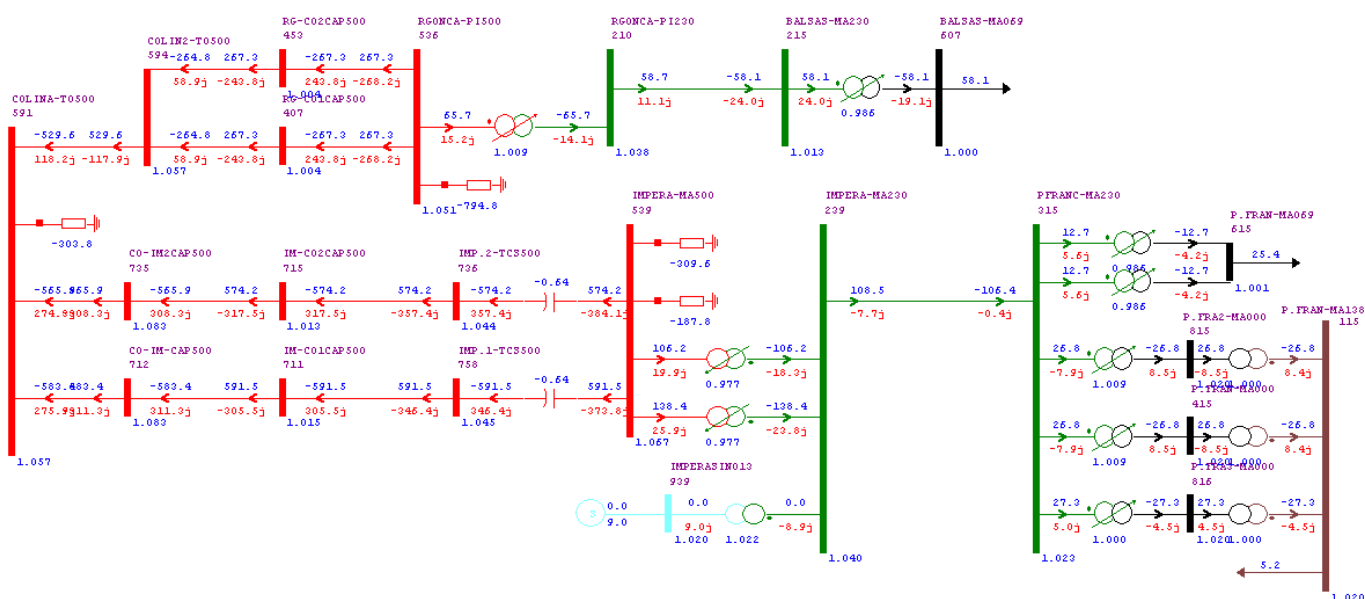


Figura 5-2 – Fluxos de Potência – Regime Normal – Carga Média – 2015

Para que o sistema possa atender ao critério “N-1”, no curto prazo, é necessário um reforço deste sistema. Dessa forma, torna-se clara a necessidade de uma ampliação na Rede Básica do sistema responsável pelo suprimento às cargas das regiões sul do Maranhão e nordeste do Tocantins, para aumentar a confiabilidade do mesmo.

5.3 Desempenho Elétrico da Rede de Distribuição da Energisa TO

O atendimento à região nordeste do Tocantins é feito por instalações da Rede Básica na tensão de 230 kV através da SE 230 kV Porto Franco e SE 230 kV Imperatriz.

O suprimento da região nordeste do Tocantins se dá a partir da SE Imperatriz 230/69 kV da ELETROBRAS ELETRONORTE (dois transformadores 230-69 kV – 100 MVA – compartilhados com a CEMAR), através das LT 69 kV Imperatriz - São Miguel, São Miguel - Augustinópolis e Augustinópolis – Araguatins, esta isolada em 69 kV e energizada em 34,5 kV.

Com relação às regiões de Araguaína e Colinas, o suprimento é realizado a partir da subestação de Porto Franco 230/138 kV, pelo sistema de distribuição da Energisa TO com a linha de 138 kV, em circuito simples de 397,5 MCM entre Porto Franco e Araguaína I e 266,8 MCM entre Araguaína I e Colinas, de extensão aproximada de 240 km, atendendo até a SE Colinas 138 kV, onde o sistema opera atualmente aberto e é suprido através da SE Miracema. Neste estudo, porém, este regional

foi interligado, uma vez que não foi verificado nenhum problema nesta conexão e, além disso, ela aumenta a confiabilidade deste sistema de distribuição. Dessa forma, o sistema se mantém conectado desde a SE 138 kV Araguaína até a SE 138 kV Miracema. A Figura 5-3 representa o diagrama eletrogeográfico do sistema de distribuição da região Nordeste do Tocantins.

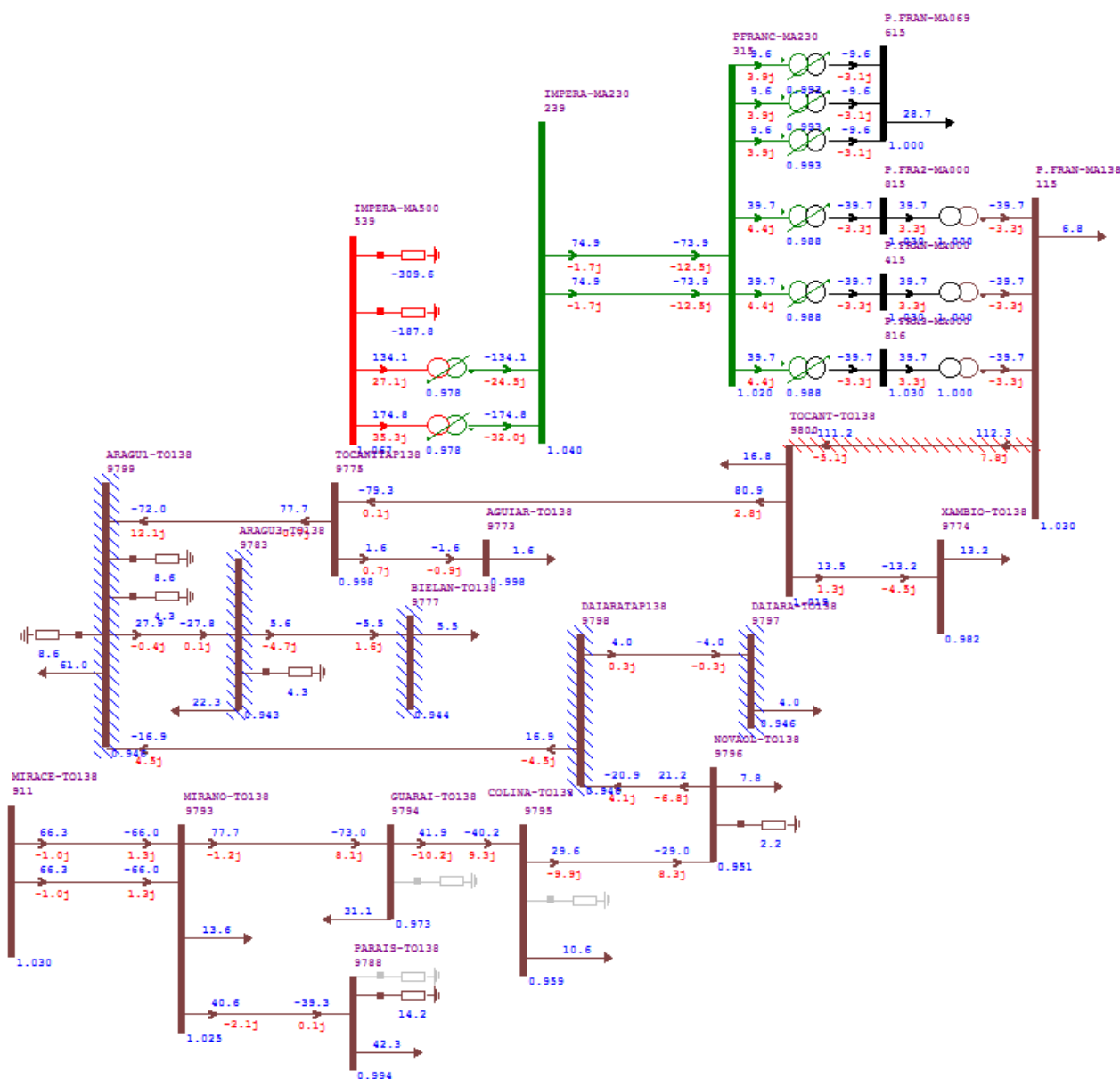


Figura 5-4 – Diagnóstico do atendimento às cargas da região de Araguaína – 2021

6 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS

6.1 Alternativa 1

A Alternativa 1 contempla a implantação da LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco, C2, de forma a atender ao critério “N-1” em Porto Franco, dando maior confiabilidade à região. Para atendimento à região de Balsas, no Maranhão, essa alternativa contempla o segundo banco de transformadores 500-230 kV em Ribeiro Gonçalves e a LT 230 kV Ribeiro Gonçalves – Balsas, C2, bem como o segundo e terceiro TR 230-69 kV de Balsas, conforme apresenta a Figura 6-1.

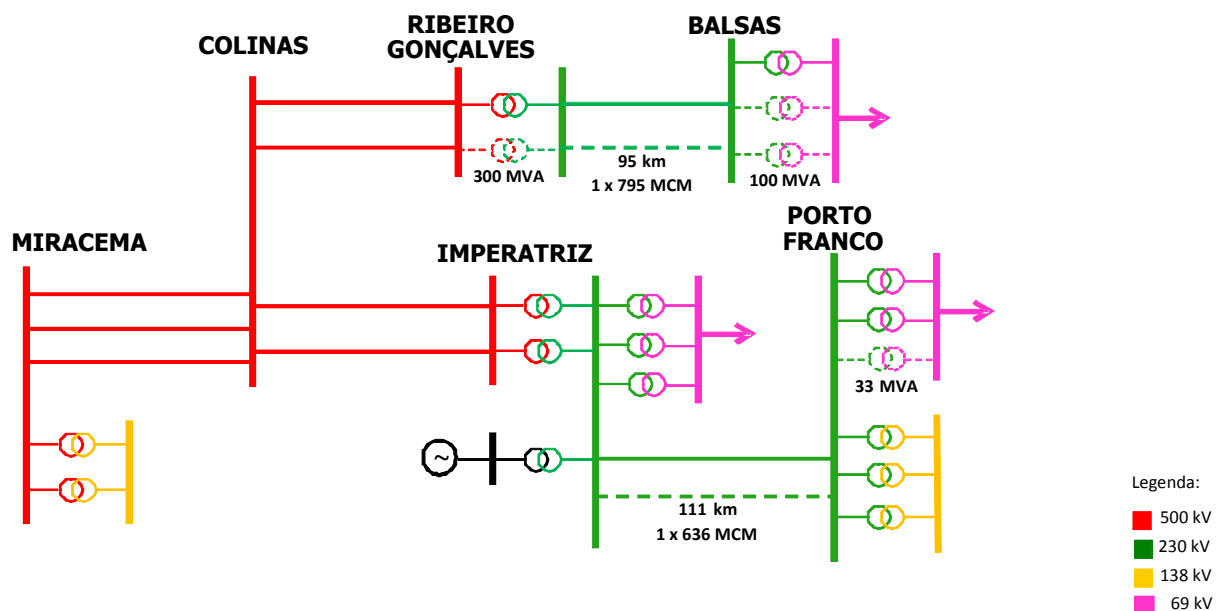


Figura 6-1 – Diagrama esquemático da Alternativa 1

6.2 Alternativa 2

A Alternativa 2 contempla a implantação da LT 230 kV Porto Franco – Balsas, C1, atendendo, desta forma, ao critério “N-1” em Porto Franco e Balsas, e também o segundo e terceiro TR 230-69 kV em Balsas, conforme apresenta a Figura 6-2. Esta alternativa ainda contempla dois compensadores estáticos nas SE 230 kV Porto Franco e Balsas, de forma a atender o sistema durante emergências.

7 ANÁLISE DO DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE

A seguir estão resumidos os resultados das simulações de fluxo de potência em regime normal de operação e as contingências que determinaram o cronograma de obras das alternativas.

Nos itens 7.1 e 7.2 são apresentados o desempenho e a sequência de obras propostas para expansão do atendimento à Porto Franco e Balsas. No item 7.3 é apresentado o desempenho e a sequência de obras propostas para atendimento ao sistema de distribuição da Energisa TO a partir de 2021 (região de Araguaína). Cabe ressaltar que essas obras são comuns às duas alternativas analisadas para o suprimento aos regionais de Porto Franco e Balsas, e não impactam na escolha da alternativa de melhor desempenho técnico e econômico para a Rede Básica. Dessa forma, as alternativas analisadas para atendimento à região de Araguaína tiveram como base a Alternativa 1.

7.1 Alternativa 1

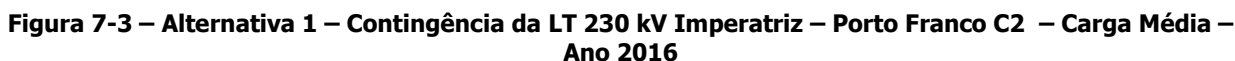
Para solucionar os problemas de atendimento à região sul do Maranhão, Regional Balsas, identificados no item 5.2, a Alternativa 1 contempla em 2016 a implantação da LT 230 kV Ribeiro Gonçalves – Balsas C2 (1x795 MCM), bem como do segundo banco de transformadores 500-230 kV em Ribeiro Gonçalves e o segundo TR 230-69 kV em Balsas, atendendo, dessa forma, ao critério “N-1” para elementos de Rede Básica e Fronteira. Adicionalmente, para atendimento à região nordeste do Tocantins, a Alternativa 1 contempla a construção, em 2016, da LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco C2 (1x636 MCM), também para atendimento ao critério “N-1”.

As Figura 7-1 e Figura 7-2 apresentam os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação depois de inseridos todos esses reforços, patamares de carga leve e média, respectivamente.

Foram realizadas simulações de contingências simples dos elementos da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, considerando os patamares de carga média e leve, em função de serem os patamares de carga mais críticos para o dimensionamento do sistema, não tendo sido verificados níveis de tensão nem sobrecargas fora dos limites estabelecidos.

A contingência mais severa, a perda da LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco C2, é apresentada na Figura 7-3.



[illegible]

**Figura 7-4 – Alternativa 1 – Contingência de um dos TR 230-69 kV de Porto Franco (Antes dos Reforços)
– Carga Média – Ano 2020**

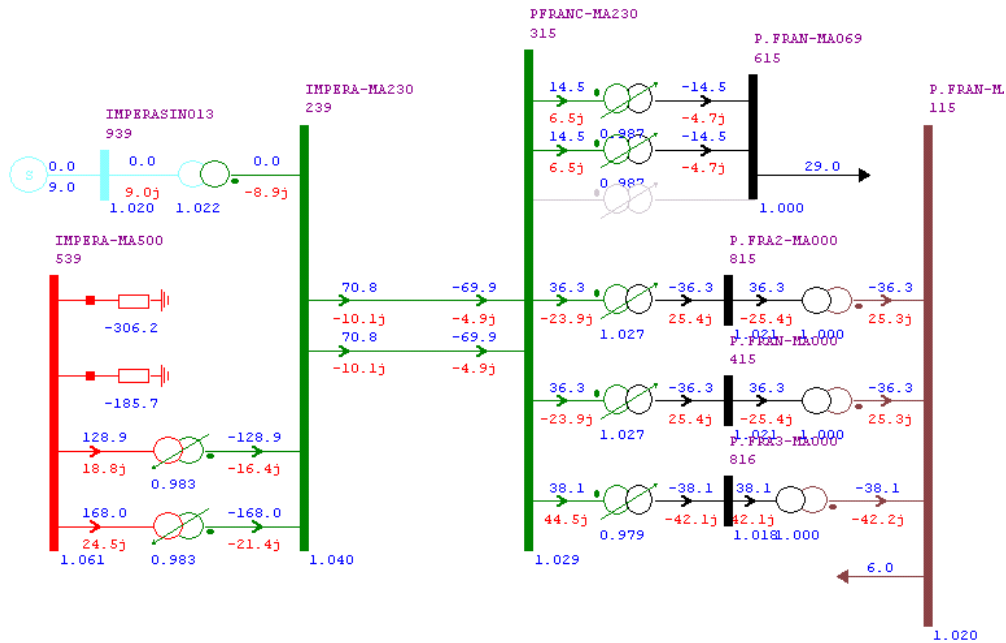


Figura 7-5 – Alternativa 1 – Contingência de um dos TR 230-69 kV Porto Franco (Depois dos Reforços) – Carga Média – Ano 2020

Em 2024, observa-se sobrecarga no TR 230-69 kV remanescente de Balsas, quando da perda de um deles, indicando a necessidade de implantação do 3º TR 230-69 kV em Balsas, como apresentado na Figura 7-6.

Ademais, a Figura 7-7 apresenta os fluxos de potência para essa mesma contingência depois da implantação do 3º TR 230-69 kV em Balsas.

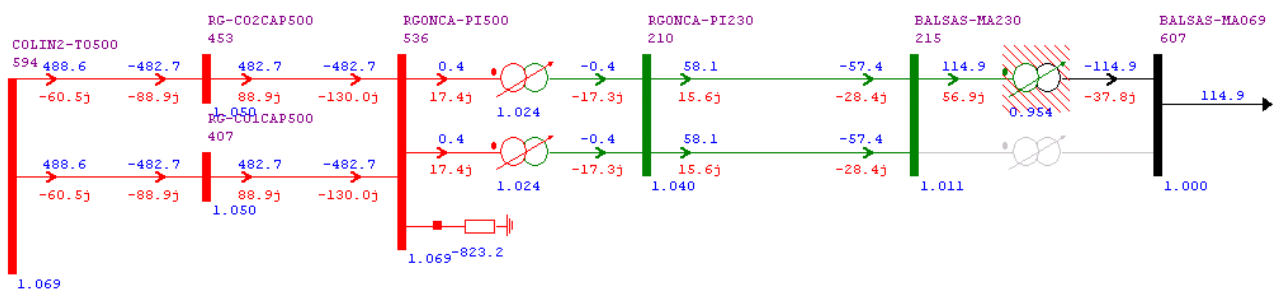


Figura 7-6 – Alternativa 1 – Contingência de um dos TR 230-69 kV de Balsas (Antes dos Reforços) – Carga Média – Ano 2024

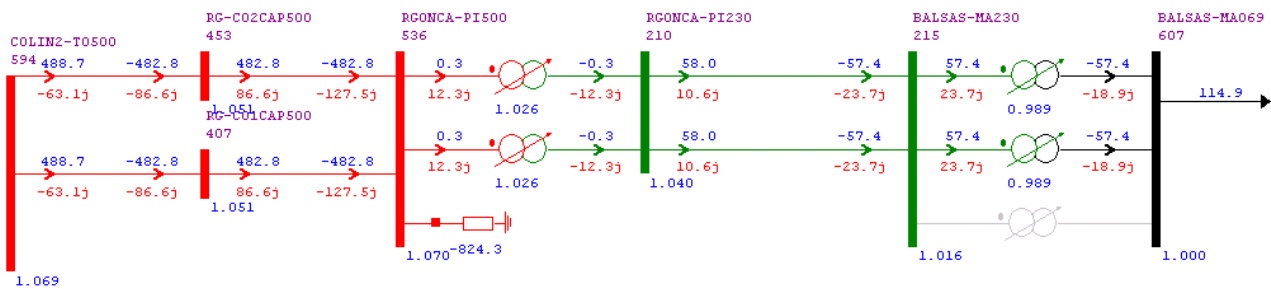


Figura 7-7 – Alternativa 1 – Contingência de um dos TR 230-69 kV de Balsas (Depois dos Reforços) – Carga Média – Ano 2024

Não é verificada a necessidade de outros reforços na Rede Básica até o ano horizonte do estudo (2029). A Figura 7-8 apresenta os fluxos de potência em regime normal de operação, no ano 2029 e a Figura 7-9 apresenta para esse mesmo ano os fluxos de potência durante a contingência mais severa.

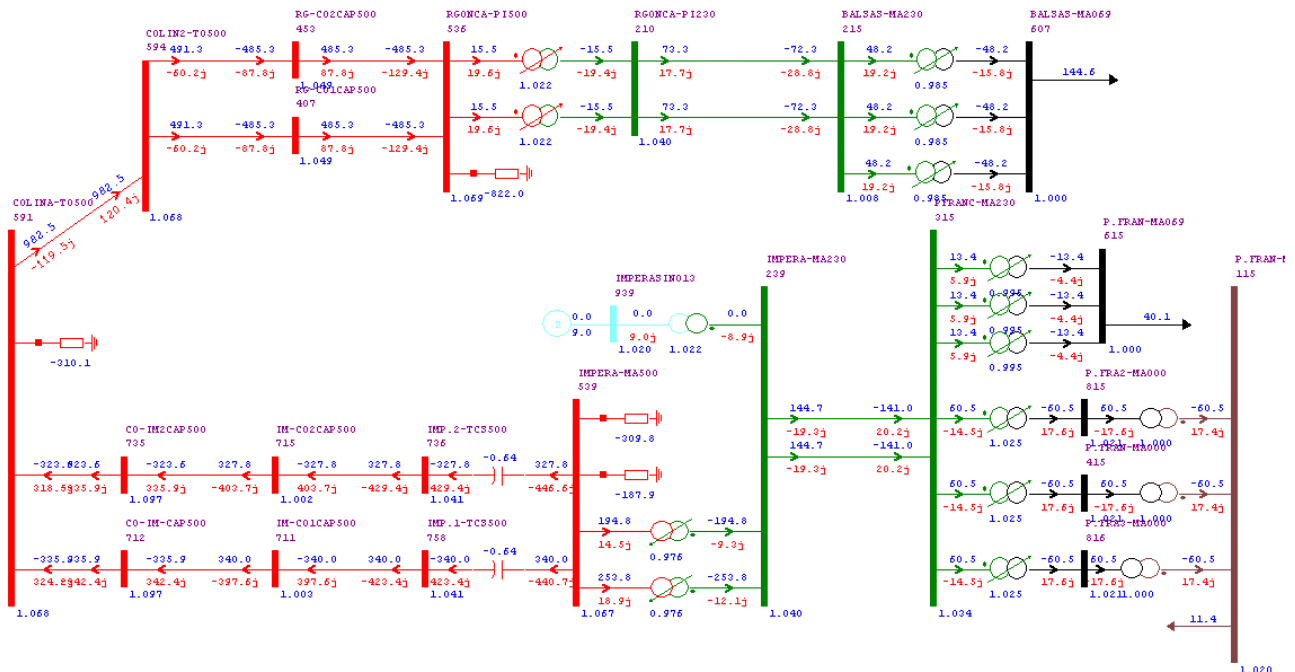


Figura 7-8 – Alternativa 1 – Regime Normal – Carga Média – Ano 2029

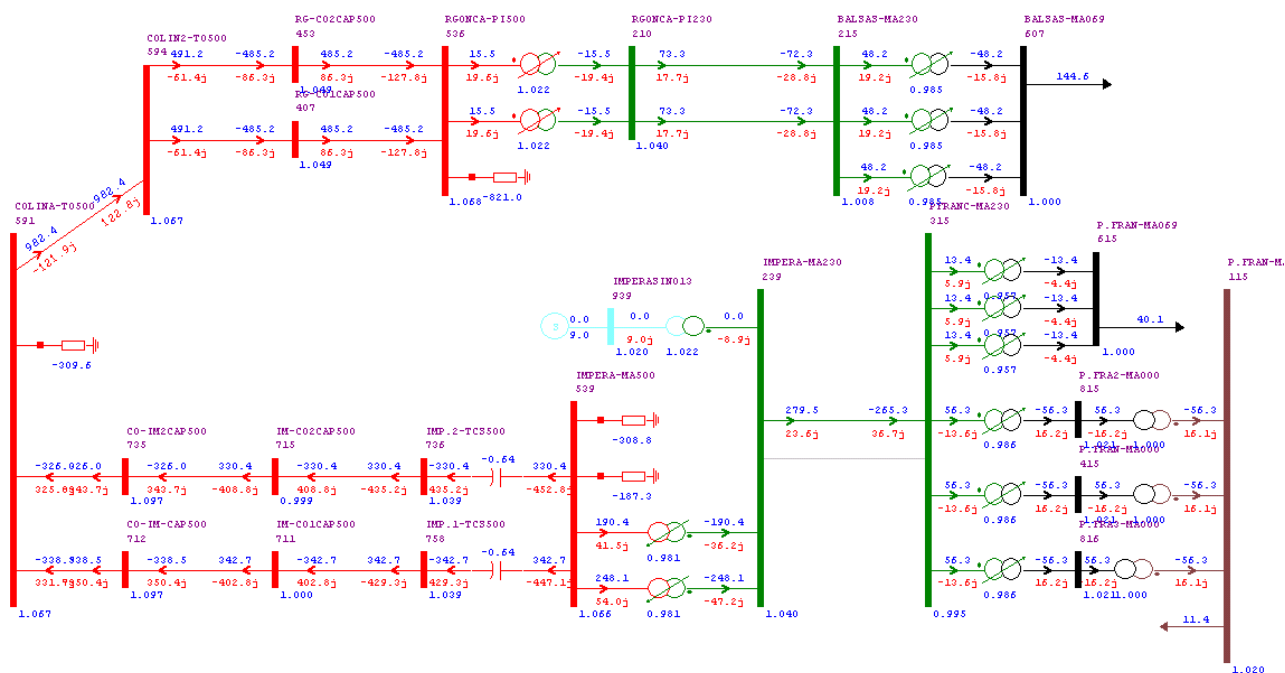


Figura 7-9 – Alternativa 1 – Contingência da LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco C2 – Carga Média – Ano 2029

As principais obras referentes a Alternativa 1 são descritas em detalhes na Tabela 7-1 e Tabela 7-2.

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

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2016	Ribeiro Gonçalves	500/230 kV	TR – 500-230 kV – M – 3x100 MVA ⁽¹⁾	2º
	Balsas	230/69 kV	TR – 230-69 kV – T – 100 MVA ⁽¹⁾	2º
2020	Porto Franco	230/69 kV	TR – 230-69 kV – T – 33 MVA ⁽¹⁾	3º
2024	Balsas	230/69 kV	TR – 230-69 kV – T – 100 MVA ⁽¹⁾	3º

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

Tabela 7-2 – Alternativa 1 - Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Tensão	Origem	Destino	Configuração	Distância
2016	230 kV	SE Ribeiro Gonçalves	SE Balsas	1x795 MCM – CS (C2)	95 km
		SE Imperatriz	SE Porto Franco	1x636 MCM – CS (C2)	111 km
	Total em linhas de 230 kV				206 km



EPE-DEE-RE-019/2013-rev2 – “Estudo de Atendimento Elétrico às Regiões Nordeste do Tocantins e Sul do Maranhão”

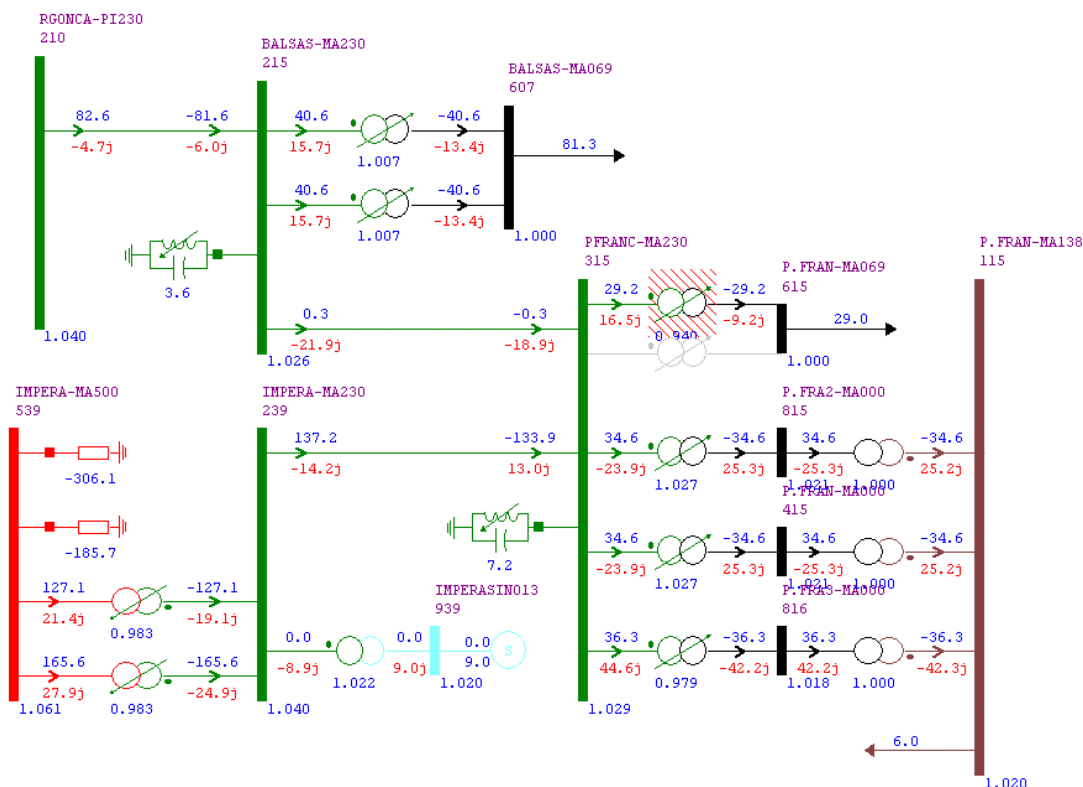


Figura 7-13 – Alternativa 2 – Contingência de um dos TR 230-69 kV de Porto Franco (Antes dos Reforços) – Carga Média – Ano 2020

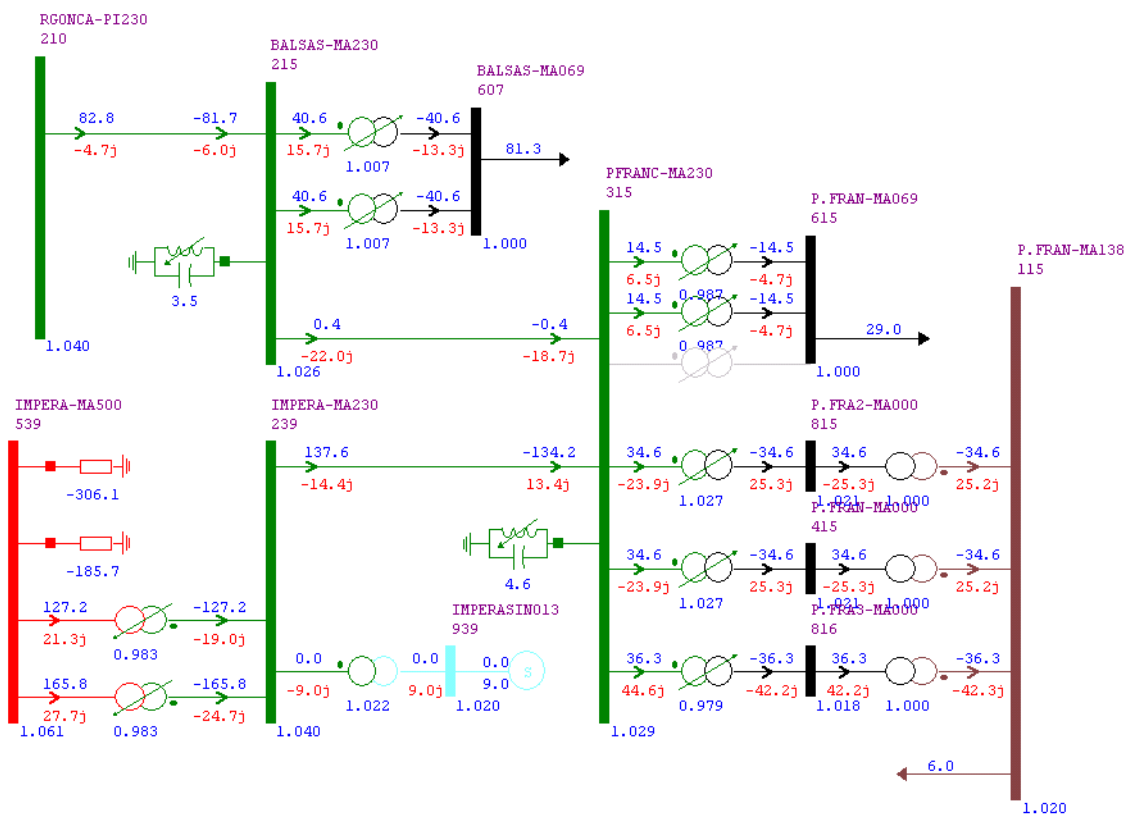


Figura 7-14 – Alternativa 2 – Contingência de um dos TR 230-69 kV de Porto Franco (Depois dos Reforços) – Carga Média – Ano 2020

Em 2024, observa-se sobrecarga no TR 230-69 kV remanescente de Balsas, quando da perda de um deles, indicando a necessidade de implantação do 3º TR 230-69 kV em Balsas, como apresentado na Figura 7-15. Por sua vez, a Figura 7-16 apresenta os fluxos de potência para essa mesma contingência depois da implantação do 3º TR 230-69 kV em Balsas.

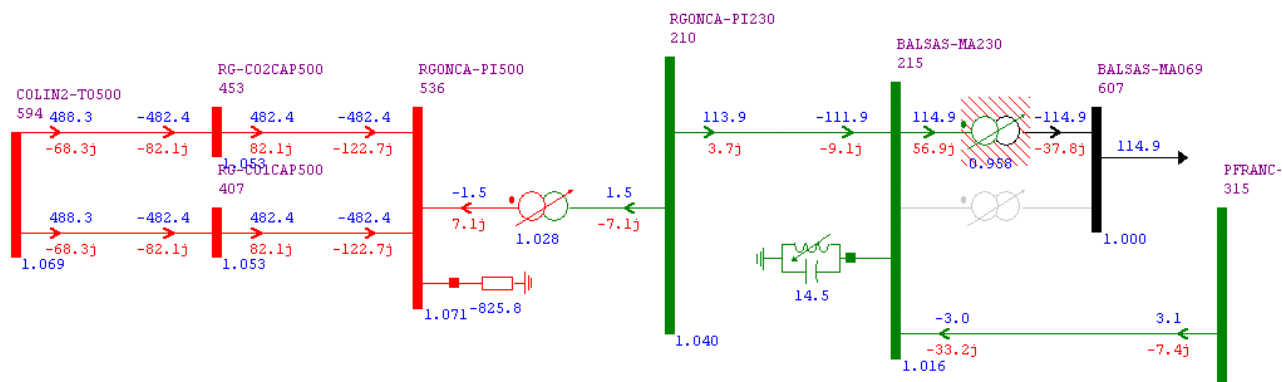


Figura 7-15 – Alternativa 2 – Contingência de um dos TR 230-69 kV de Balsas (Antes dos Reforços) – Carga Média – Ano 2024

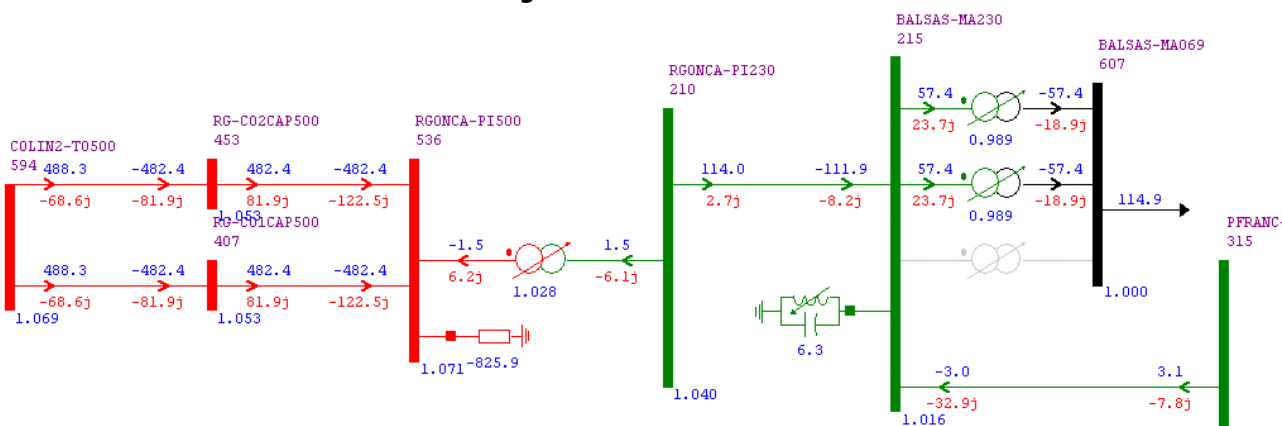


Figura 7-16 – Alternativa 2 – Contingência de um dos TR 230-69 kV de Balsas (Depois dos Reforços) – Carga Média – Ano 2024

Em 2026, durante a contingência da LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco, observa-se subtensão na SE Porto Franco 230 kV e sobrecarga na LT 230 kV Ribeiro Gonçalves – Balsas, como apresentado na Figura 7-17. Para solução destes problemas, recomenda-se a implantação do segundo circuito da LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco, como ilustrado na Figura 7-18.

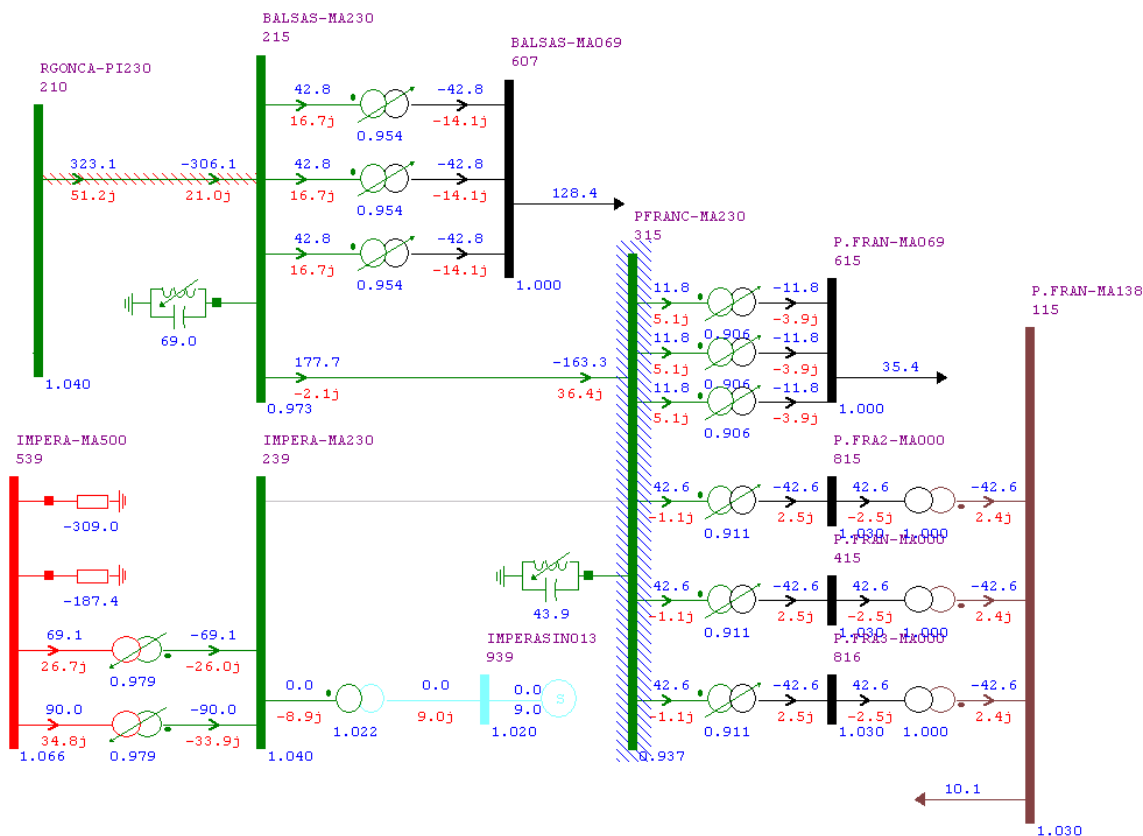


Figura 7-17 – Alternativa 2 – Contingência da LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco (Antes dos Reforços) – Carga Média – Ano 2026

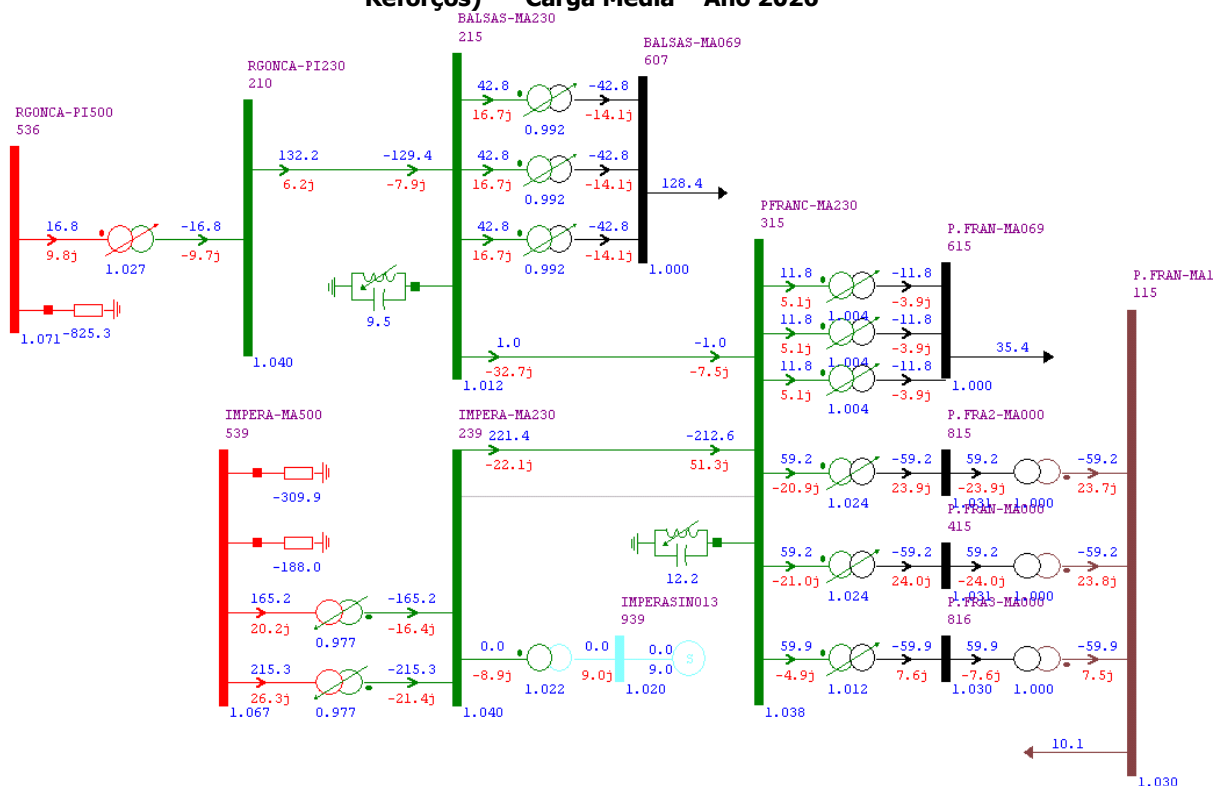


Figura 7-18 – Alternativa 2 – Contingência de uma das LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco (Depois dos Reforços) – Carga Média – Ano 2026

[illegible]

As principais obras referentes à Alternativa 2 são descritas em detalhes na Tabela 7-3 e Tabela 7-4.

Tabela 7-3 – Alternativa 2 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2016	Porto Franco	230 kV	Compensador Estático (-25/+50 Mvar)	-
	Balsas	230 kV	Compensador Estático (-35/+70 Mvar)	-
2020	Porto Franco	230/69 kV	TR – 230-69 kV – T – 33 MVA ⁽¹⁾	3º
2024	Balsas	230/69 kV	TR – 230-69 kV – T – 100 MVA ⁽¹⁾	3º

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

Tabela 7-4 – Alternativa 2 - Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Tensão	Origem	Destino	Configuração	Distância
2016	230 kV	SE Balsas	SE Porto Franco	1x636 MCM – CS (C1)	220 km
	Total em linhas de 230 kV				220 km
2026	230 kV	SE Imperatriz	SE Porto Franco	1x636 MCM – CS (C2)	111 km
	Total em linhas de 230 kV				111 km

7.3 Análise de Sensibilidade – Região de Araguaína

O diagnóstico do atendimento ao sistema de distribuição da Energisa TO apontou no item 5.3 a necessidade de um reforço neste sistema, a partir de 2021, de forma a atender às cargas na região de Araguaína, em condição normal de operação. Dessa forma, foram analisadas três alternativas para expansão deste sistema, que tiveram como base os casos de estudo da Alternativa 1, como mencionado anteriormente. Ressalta-se que a Alternativa 2 também poderia ter sido utilizada como base para esta análise de sensibilidade, visto que o comportamento do sistema de Araguaína independe da alternativa de Rede Básica a ser recomendada para as regiões nordeste do Tocantins e sul do Maranhão.

Observa-se que, para esta análise de sensibilidade, todas as 3 alternativas consideradas (1a, 1b e 1c) tiveram também o critério “N-1” aplicado para a Rede de Distribuição. Desse modo as alternativas tornam-se tecnicamente equiparáveis.

7.3.1 Alternativa 1a

Para solucionar os problemas de atendimento à região de Araguaína, a Alternativa 1a contempla, em 2021, a construção das linhas em 138 kV Porto Franco – Araguaína I C1 e C2, Guaraí – Miranorte C2 e Porto Franco – Tocantinópolis C2. A Figura 7-21 apresenta os fluxos de potência no sistema 138 kV da ENERGISA TO, depois de inseridos os reforços no ano 2021.

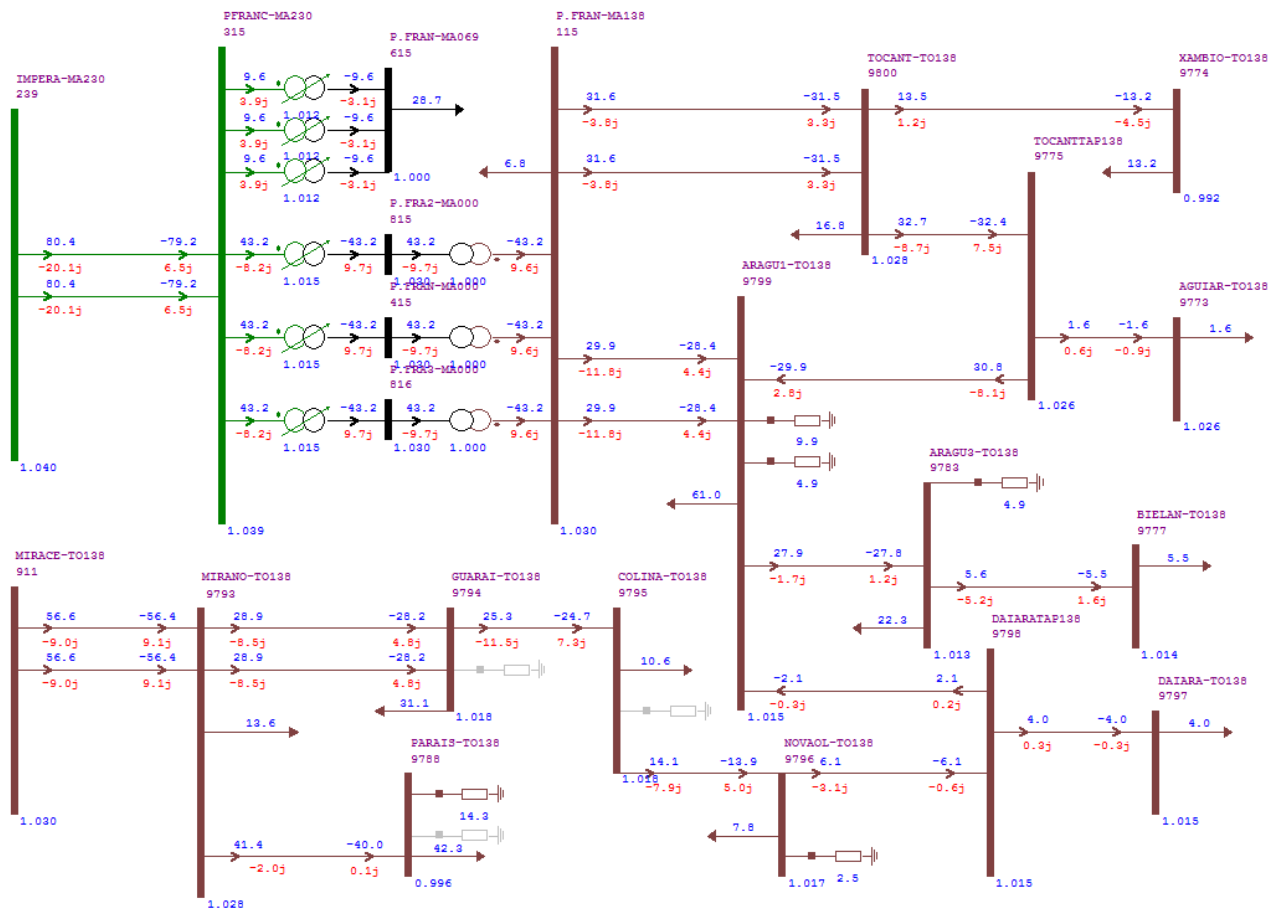


Figura 7-21 – Alternativa 1a – Fluxos de potência no sistema 138 kV – Carga Média – 2021

Em 2022, é verificada sobrecarga na LT 138 kV Miranorte – Miracema remanescente, durante contingência de uma das duas LT, conforme apresenta a Figura 7-22. Como solução, recomenda-se a construção da LT 138 kV Miranorte – Miracema C3.

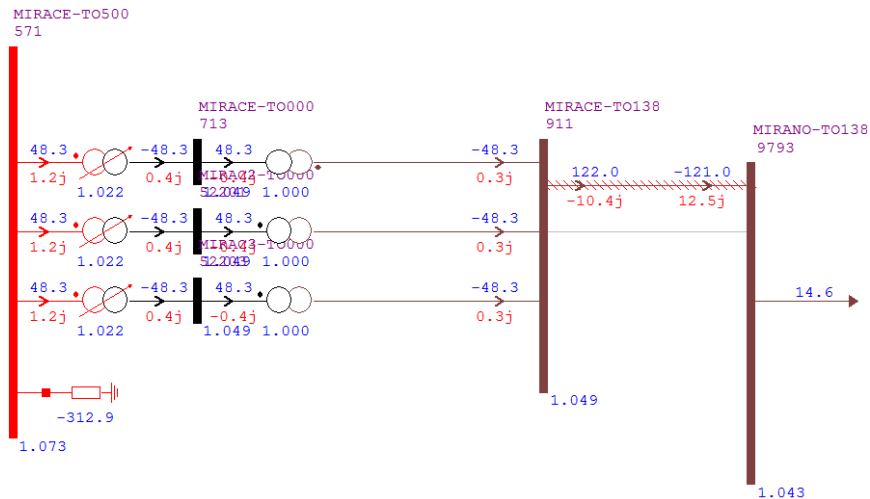


Figura 7-22 – Alternativa 1a – Contingência de uma das LT 138 kV Miranorte – Miracema sem o reforço – Carga Média – 2022

Em 2028, é verificada sobrecarga nos transformadores remanescentes 230-138 kV de Porto Franco, cuja capacidade é de 100 MVA, quando da perda de um deles, conforme apresenta a Figura 7-23. Como solução, recomenda-se a implantação do 4º TR 230-138 kV em Porto Franco.

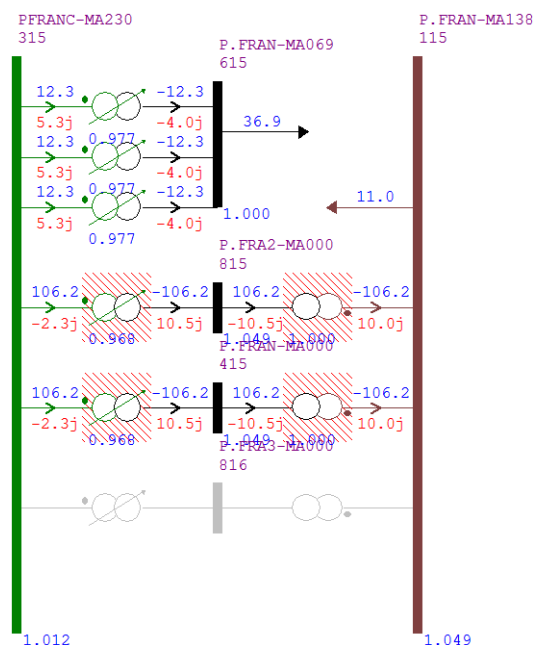


Figura 7-23 – Alternativa 1a – Contingência de um dos TR 230-138 kV Porto Franco sem o reforço – Carga Média – 2028

Em 2029, é verificada sobrecarga nas LT 138kV Miranorte – Miracema remanescentes, durante contingência de uma das três LT, conforme apresenta a Figura 7-24. Como solução, recomenda-se a construção da LT 138 kV Miranorte – Miracema C4.

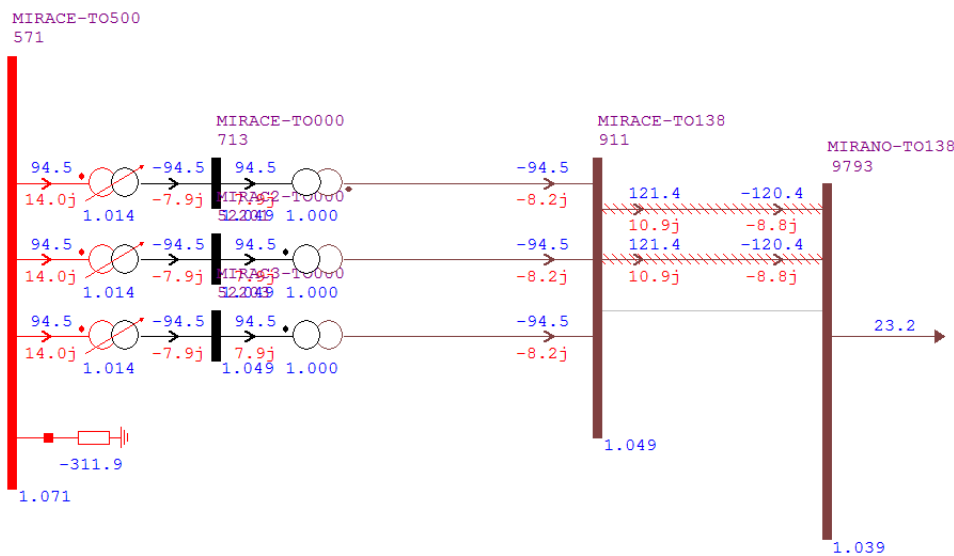


Figura 7-24 – Alternativa 1a – Contingência de uma das LT 138 kV Miranorte – Miracema sem o segundo reforço – Carga Média – 2029

Com a adição das obras indicadas anteriormente para o sistema da Energisa TO, apresenta-se na Figura 7-25 os fluxos de potência nesse sistema, no patamar de carga média, no ano horizonte 2029.

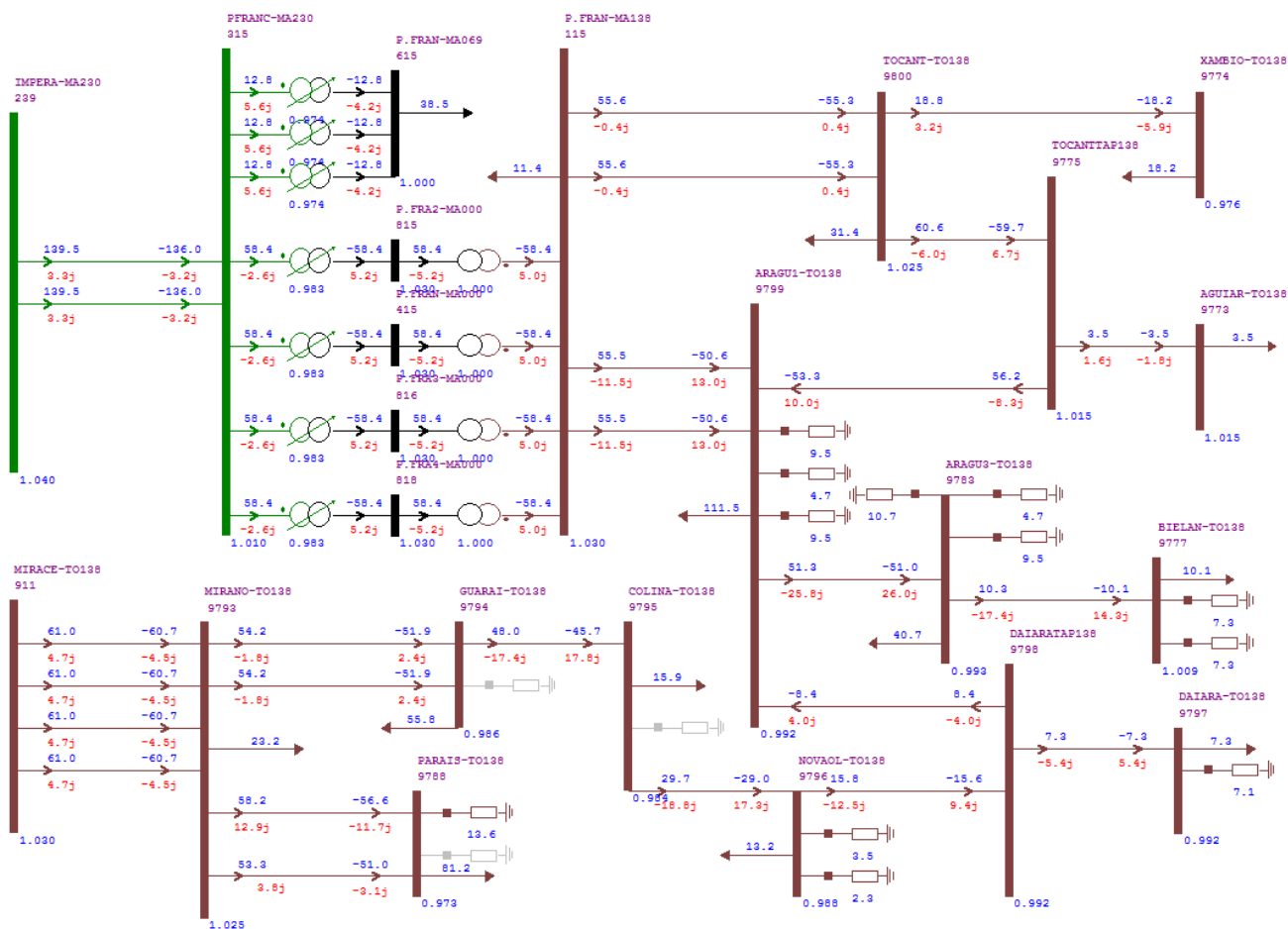


Figura 7-25 – Alternativa 1a – Fluxos de potência no sistema 138 kV – Carga Média – 2029

As principais obras referentes a Alternativa 1a são descritas em detalhes na Tabela 7-5 até a Tabela 7-8.

Tabela 7-5 – Alternativa 1a - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2016	Ribeiro Gonçalves	500/230 kV	TR – 500-230 kV – M – 3x100 MVA ⁽¹⁾	2º
	Balsas	230/69 kV	TR – 230-69 kV – T – 100 MVA ⁽¹⁾	2º
2020	Porto Franco	230/69 kV	TR – 230-69 kV – T – 33 MVA ⁽¹⁾	3º
2024	Balsas	230/69 kV	TR – 230-69 kV – T – 100 MVA ⁽¹⁾	3º
2028	Porto Franco	230/138 kV	TR – 230-138 kV – T – 100 MVA ⁽¹⁾	4º

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

Tabela 7-6 – Alternativa 1a - Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Tensão	Origem	Destino	Configuração	Distância
2016	230 kV	SE Ribeiro Gonçalves	SE Balsas	1x795 MCM – CS (C2)	95 km
		SE Imperatriz	SE Porto Franco	1x636 MCM – CS (C2)	111 km
	Total em linhas de 230 kV				206 km

Tabela 7-7 – Alternativa 1a - Principais obras em subestações de distribuição

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2026	Araguaína 3	138 kV	Banco de capacitores shunt 2x4,8 Mvar	2º e 3º
	Bielândia	138 kV	Banco de capacitores shunt 2x3,6 Mvar	1º e 2º
2027	Araguaína I	138 kV	Banco de capacitores shunt 2x4,8 Mvar	3º e 4º
2028	Araguaína 3	138 kV	Banco de capacitores shunt 3x3,6 Mvar	4º, 5º e 6º
2029	Bielândia	138 kV	Banco de capacitores shunt 2x3,6 Mvar	3º e 4º
	Araguaína II	138 kV	Banco de capacitores shunt 2x3,6 Mvar	1º e 2º
	Nova Olinda	138 kV	Banco de capacitores shunt 1x3,6 Mvar	2º

Tabela 7-8 – Alternativa 1a - Principais obras em linhas de distribuição

Ano	Tensão	Origem	Destino	Configuração	Distância
2021	138 kV	SE Porto Franco	SE Araguaína I	1 x 336 MCM – CD	163 km
		SE Guaraí	SE Miranorte	1 x 336 MCM – CS (C2)	82 km
		SE Porto Franco	SE Tocantinópolis	1 x 397 MCM – CS (C2)	10,5 km
		SE Araguaína II	SE Araguaína III	1 x 336 MCM – CS (C1)	18 km
	Total em linhas de 138 kV				
2022	138 kV	SE Miranorte	SE Miracema	1 x 336 MCM – CS (C3)	7,7 km
	Total em linhas de 138 kV				
2029	138 kV	SE Miranorte	SE Miracema	1 x 336 MCM – CS (C4)	7,7 km
	Total em linhas de 138 kV				

7.3.2 Alternativa 1b

Para solucionar os problemas de atendimento à região de Araguaína, a Alternativa 1b contempla, em 2021, a construção da SE Araguaína Nova 230/138 kV, com dois ATR 230/138 kV, além da LT 230 kV Porto Franco – Araguaína Nova (CD). A Figura 7-26 apresenta os fluxos de potência no sistema 138 kV da Energisa TO, depois de inseridos os reforços, no ano 2021.

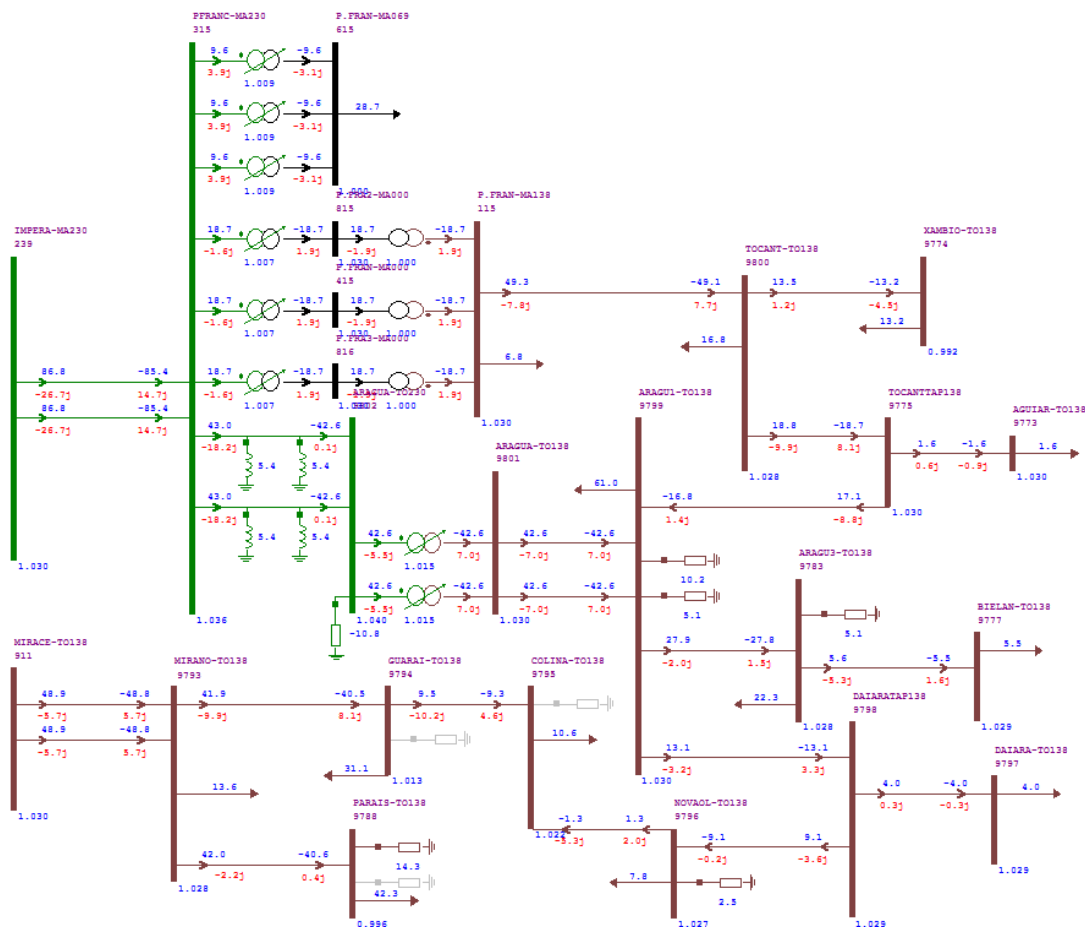


Figura 7-26 – Alternativa 1b – Fluxos de potência no sistema 138 kV – Carga Média – 2021

Em 2024 é verificada sobrecarga na LT 138 kV Miranorte – Miracema remanescente, durante contingência de uma das duas LT, conforme apresenta a Figura 7-27. Como solução, recomenda-se a construção da LT 138 kV Miranorte – Miracema C3.

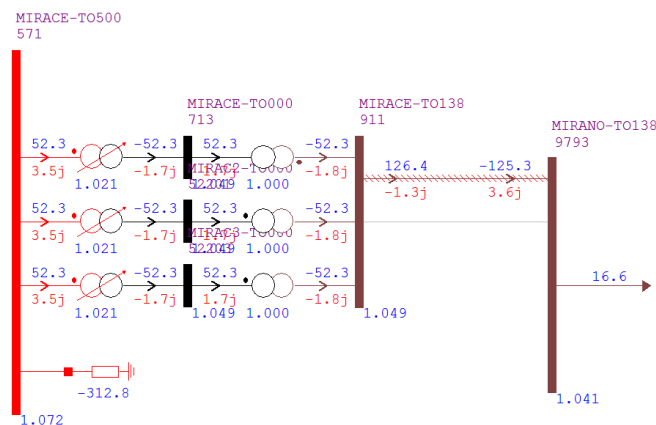


Figura 7-27 – Alternativa 1b – Contingência de uma das LT 138 kV Miranorte – Miracema sem o reforço – Carga Média - 2024

Em 2025, é verificada subtensão no barramento de 138 kV de Guaraí quando da perda da LT 138 kV Guaraí – Miranorte, conforme apresenta a Figura 7-28. Como solução, recomenda-se a construção da LT 138 kV Guaraí – Miranorte C2.

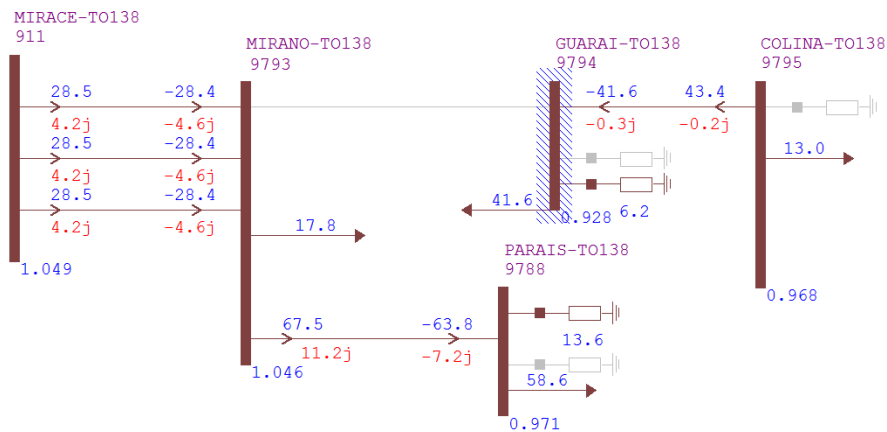


Figura 7-28 – Alternativa 1b – Contingência da LT 138 kV Guaraí – Miranorte sem o reforço – Carga Média – 2025

Em 2028 é verificada subtensão no barramento de 230 kV de Araguaína Nova quando da perda de uma das LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco, conforme apresenta a Figura 7-29. Como solução, recomenda-se a instalação de um banco de capacitores de 20 Mvar em Araguaína Nova 230 kV.

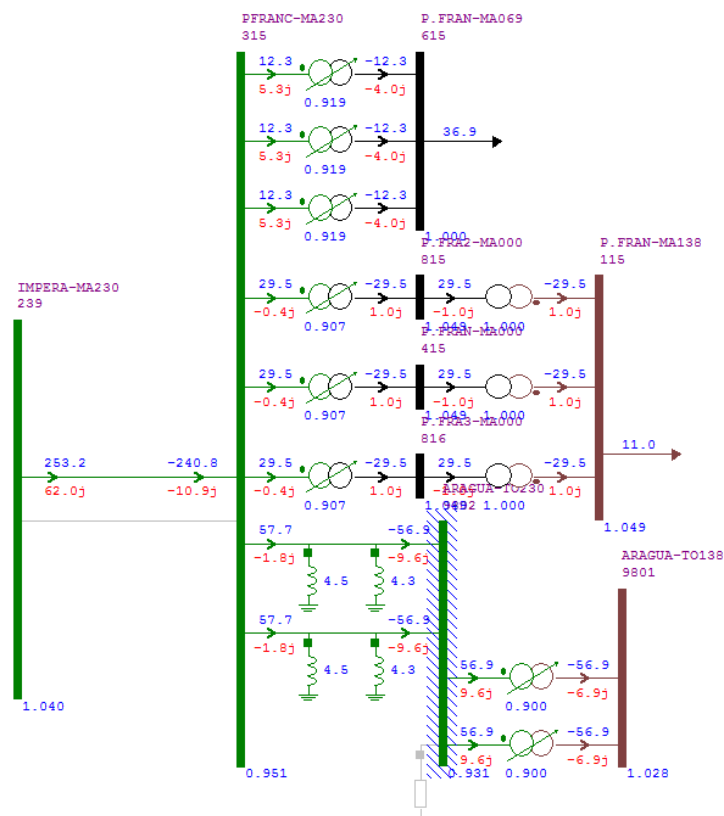


Figura 7-29 – Alternativa 1b – Contingência de uma das LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco – Carga Média – 2028

Em 2029, é verificada subtensão no barramento de 230 kV de Araguaína Nova quando da perda de uma das LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco, conforme apresenta a Figura 7-30. Como solução, recomenda-se a instalação de um banco de capacitores de 20 Mvar em Porto Franco 230 kV.

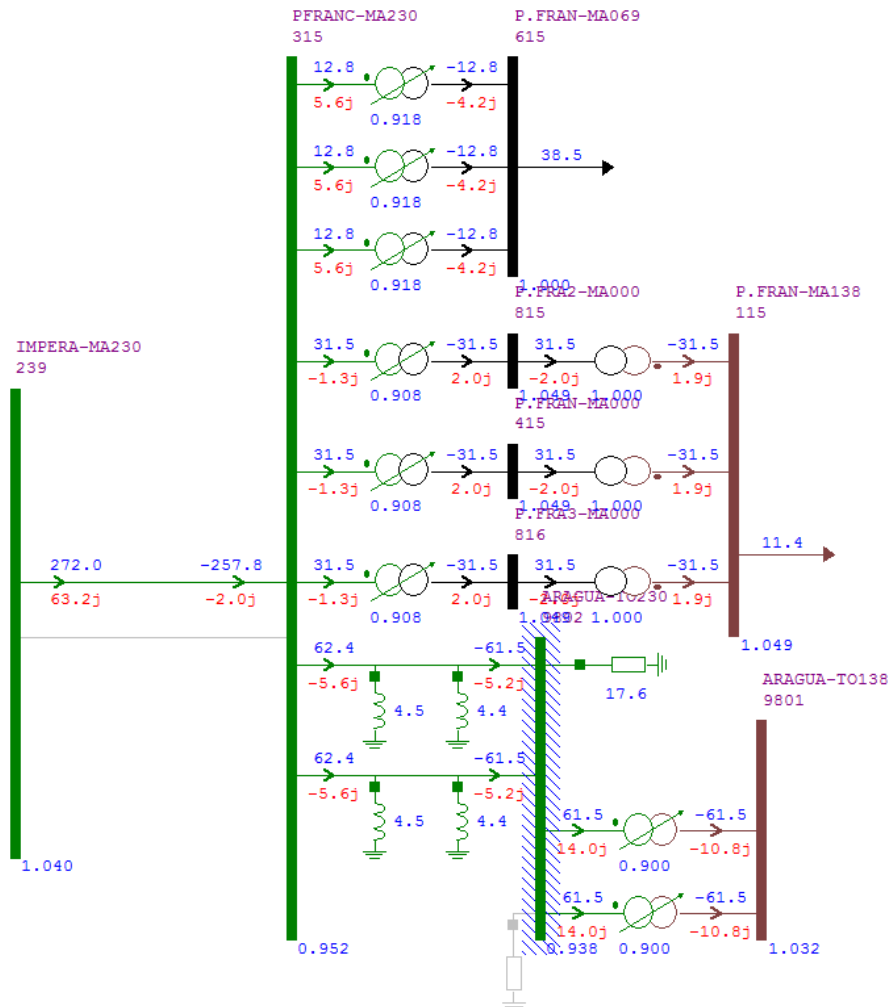


Figura 7-30 – Alternativa 1b – Contingência de uma das LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco – Carga Média – 2029

Com a adição das obras indicadas anteriormente para o sistema da Energisa TO, apresenta-se na Figura 7-31 os fluxos de potência nesse sistema, no patamar de carga média, no ano horizonte 2029.

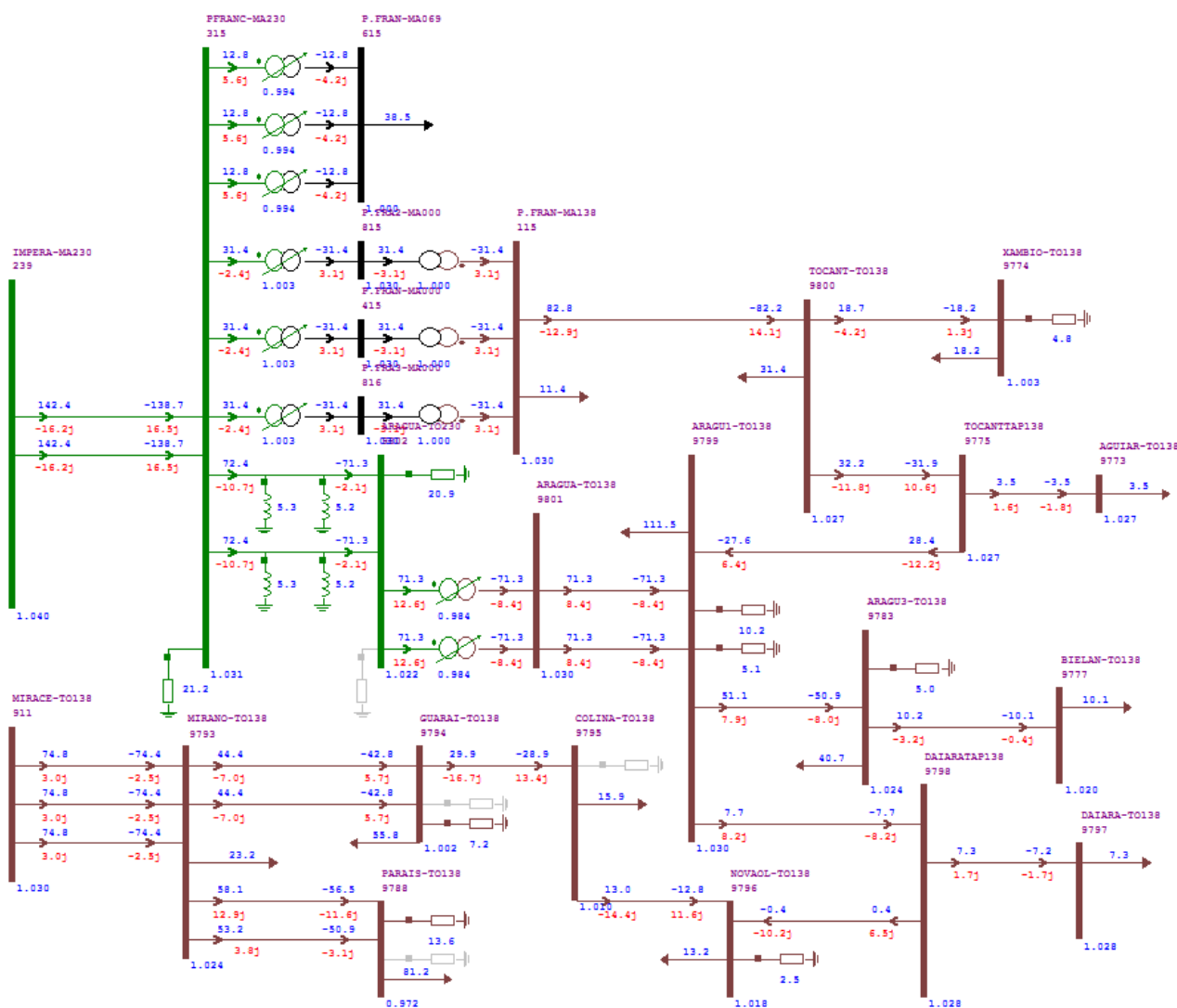


Figura 7-31 – Alternativa 1b – Fluxos de potência no sistema 138 kV – Carga Média – 2029

As principais obras referentes a Alternativa 1b são descritas em detalhes nas Tabela 7-9 até a Tabela 7-12.

Tabela 7-9 – Alternativa 1b - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2016	Ribeiro Gonçalves	500/230 kV	TR – 500-230 kV – M – 3x100 MVA ⁽¹⁾	2º
	Balsas	230/69 kV	TR – 230-69 kV – T – 100 MVA ⁽¹⁾	2º
2020	Porto Franco	230/69 kV	TR – 230-69 kV – T – 33 MVA ⁽¹⁾	3º
2021	Araguaína Nova	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
			2 RL – 5 Mvar – LT Porto Franco – Araguaína Nova – C1 e C2	-
			Reator de barra – T – 10 Mvar	1º
		230/138 kV	ATR – 230/138 kV – T – 150 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
		138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
	Porto Franco	230 kV	2 RL – 5 Mvar – LT Porto Franco – Araguaína Nova – C1 e C2	-
2024	Balsas	230/69 kV	TR – 230-69 kV – T – 100 MVA ⁽¹⁾	3º
2028	Araguaína Nova	230 kV	Banco de capacitores shunt 1x20 Mvar	1º
2029	Porto Franco	230 kV	Banco de capacitores shunt 1x20 Mvar	1º

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

Tabela 7-10 – Alternativa 1b - Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Tensão	Origem	Destino	Configuração	Distância
2016	230 kV	SE Ribeiro Gonçalves	SE Balsas	1x795 MCM – CS (C2)	95 km
		SE Imperatriz	SE Porto Franco	1x636 MCM – CS (C2)	111 km
	Total em linhas de 230 kV				206 km
2021	230 kV	SE Porto Franco	SE Araguaína Nova	1 x 954 MCM – CD	163 km
	Total em linhas de 230 kV				326 km

Tabela 7-11 – Alternativa 1b - Principais obras em subestações de distribuição

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2023	Guaraí	138 kV	Banco de capacitores shunt 2x3,6 Mvar	1º e 2º
2025	Xambioá	138 kV	Banco de capacitores shunt 2x2,4 Mvar	1º e 2º
2029	Xambioá	138 kV	Banco de capacitores shunt 1x2,4 Mvar	3º

Tabela 7-12 – Alternativa 1b - Principais obras em linhas de distribuição

Ano	Tensão	Origem	Destino	Configuração	Distância
2021	138 kV	SE Araguaína Nova	SE Araguaína I	1 x 636 MCM – CD	0,1 km
		SE Araguaína II	SE Araguaína III	1 x 336 MCM – CS (C1)	18 km
	Total em linhas de 138 kV				18,2 km
2024	138 kV	SE Miranorte	SE Miracema	1 x 336 MCM – CS (C3)	7,7 km
	Total em linhas de 138 kV				7,7 km
2025	138 kV	SE Guaraí	SE Miranorte	1 x 336 MCM – CS (C2)	82 km
	Total em linhas de 138 kV				82 km

7.3.3 Alternativa 1c

Para solucionar os problemas de atendimento à região de Araguaína, a Alternativa 1c contempla, em 2021, a construção de novo pátio em 138 kV na subestação Colinas, da Rede Básica, com dois bancos de transformadores 500-138 kV, o seccionamento da LT 138 kV Colinas (Energisa TO) – Nova Olinda na SE Colinas (Rede Básica), o seccionamento da LT 138 kV Nova Olinda – Araguaína I na SE Araguaína II, além da implantação das linhas em 138 kV Colinas (Rede Básica) – Araguaína II (C1), Porto Franco – Tocantinópolis (C2) e Araguaína II – Araguaína III, que é uma obra comum à todas as alternativas. A Figura 7-32 apresenta os fluxos de potência no sistema 138 kV da Energisa TO depois de inseridos os reforços, no ano 2021.

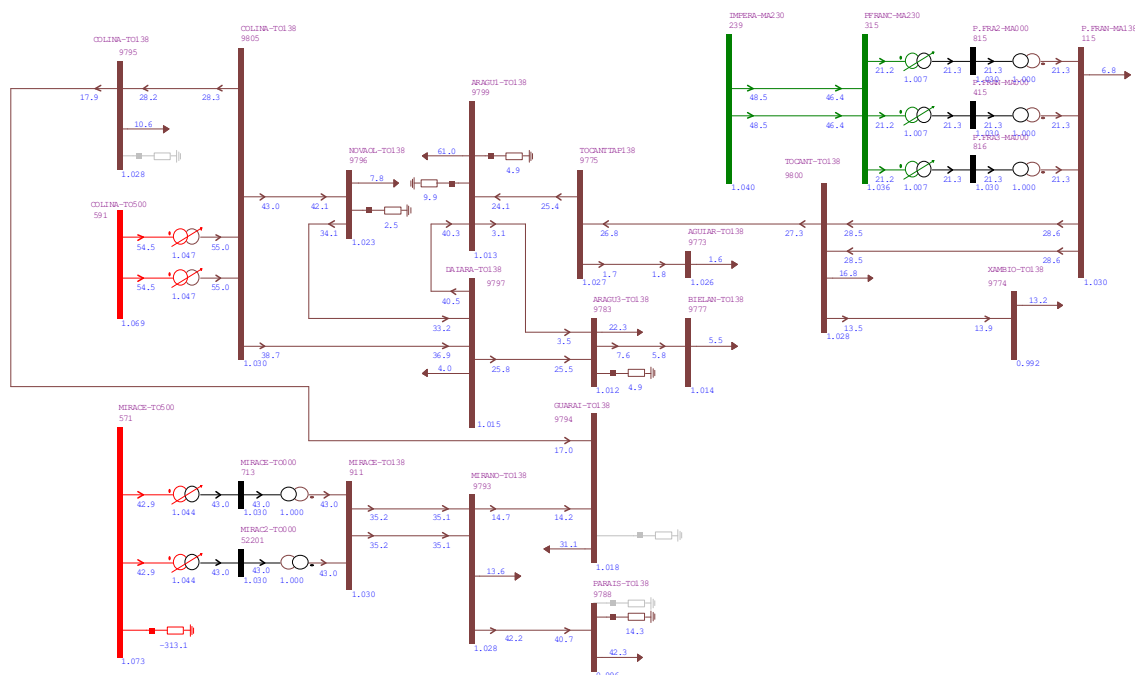


Figura 7-32 – Alternativa 1c – Fluxos de potência no sistema 138 kV – Carga Média – 2021

Em 2026, é verificada sobrecarga na LT 138 kV Miranorte – Miracema remanescente, durante contingência de uma das duas LT, conforme apresenta a Figura 7-33. Como solução, recomenda-se a construção da LT 138 kV Miranorte – Miracema C3.

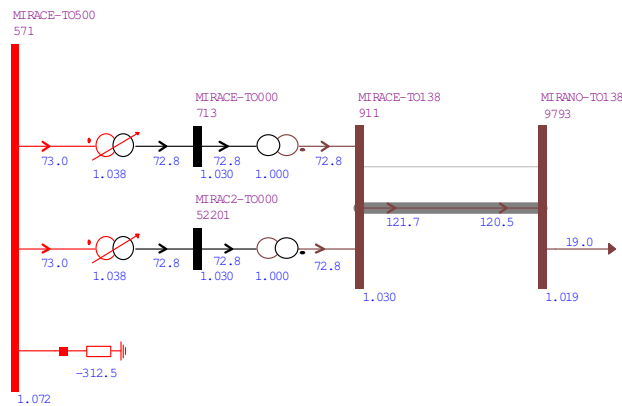


Figura 7-33 – Alternativa 1c – Contingência de uma das LT 138 kV Miranorte – Miracema sem o reforço – Carga Média – 2026

Em 2028, são verificadas sobtensões e sobrecarga na LT 138 kV Colinas (Rede Básica) – Nova Olinda durante a contingência da LT 138 kV Colinas (Rede Básica) – Araguaína II, conforme apresenta a Figura 7-34. Como solução, recomenda-se a construção da LT 138 kV Colinas (Rede Básica) – Araguaína II C2.

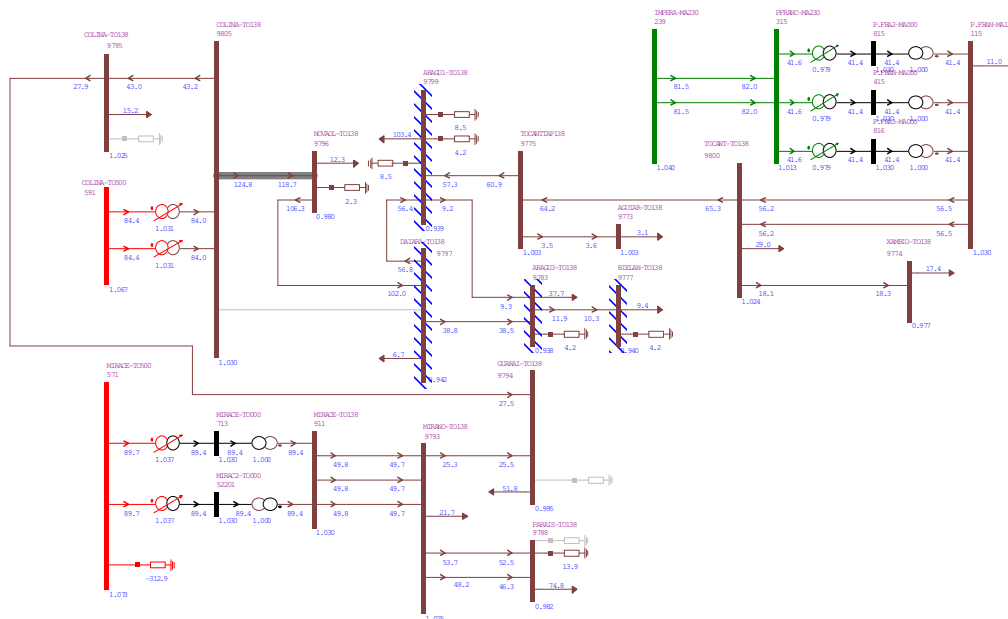


Figura 7-34 – Alternativa 1c – Contingência da LT 138 kV Colinas (Rede Básica) – Araguaína II sem o reforço – Carga Média - 2028

Com a adição das obras indicadas anteriormente para o sistema da Energisa TO, apresenta-se na Figura 7-35 os fluxos de potência nesse sistema, no patamar de carga média, no ano horizonte 2029.

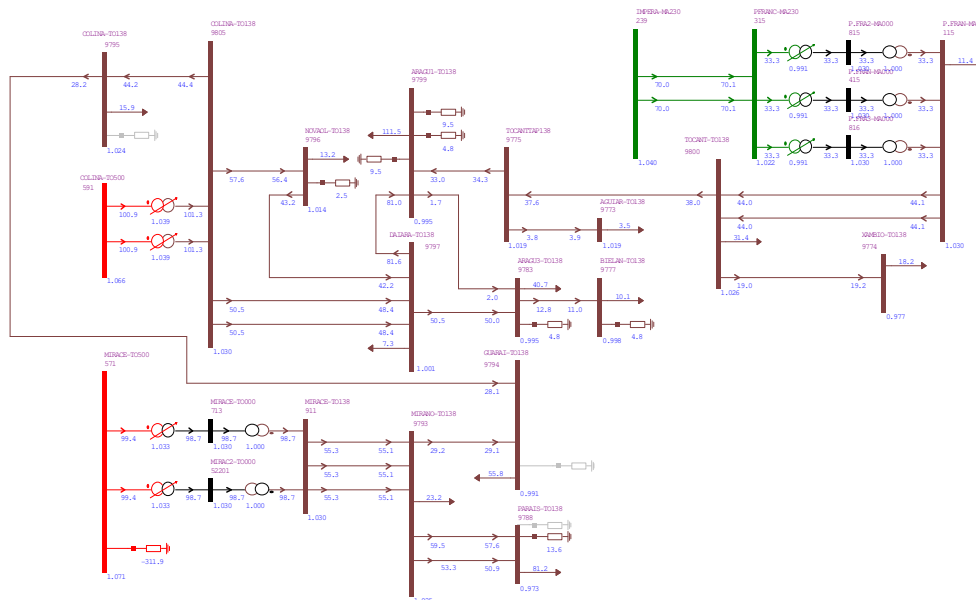


Figura 7-35 – Alternativa 1c – Fluxos de potência no sistema 138 kV – Carga Média – 2029

As principais obras referentes a Alternativa 1c são descritas em detalhes nas

Tabela 7-13 até a Tabela 7-16.

Tabela 7-13 – Alternativa 1c - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2016	Ribeiro Gonçalves	500/230 kV	TR – 500-230 kV – M – 3x100 MVA ⁽¹⁾	2º
	Balsas	230/69 kV	TR – 230-69 kV – T – 100 MVA ⁽¹⁾	2º
2020	Porto Franco	230/69 kV	TR – 230-69 kV – T – 33 MVA ⁽¹⁾	3º
2021	Colinas (Rede Básica)	500/138 kV	TR – 500-138 kV – M – (6+1)x60 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
		138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-
2024	Balsas	230/69 kV	TR – 230-69 kV – T – 100 MVA ⁽¹⁾	3º

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

Tabela 7-14 – Alternativa 1c - Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Tensão	Origem	Destino	Configuração	Distância
2016	230 kV	SE Ribeiro Gonçalves	SE Balsas	1x795 MCM – CS (C2)	95 km
		SE Imperatriz	SE Porto Franco	1x636 MCM – CS (C2)	111 km
	Total em linhas de 230 kV				206 km

Tabela 7-15 – Alternativa 1c - Principais obras em subestações de distribuição

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2025	Bielândia	138 kV	Banco de capacitores shunt 1x4,8 Mvar	1º
2026	Araguaína I	138 kV	Banco de capacitores shunt 2x4,8 Mvar	3º e 4º
	Araguaína 3	138 kV	Banco de capacitores shunt 2x4,8 Mvar	2º e 3º

Tabela 7-16 – Alternativa 1c - Principais obras em linhas de distribuição

Ano	Tensão	Origem	Destino	Configuração	Distância
2021	138 kV	SE Colinas (Rede Básica)	SE Araguaína II	1 x 336 MCM – CS (C1)	85 km
		Seccionamento LT 138 kV Colinas (Energisa TO) – Nova Olinda	Colinas (Rede Básica)	1 x 336 MCM – CD (C1 e C2)	1,5 km
		Seccionamento LT 138 kV Nova Olinda – Araguaína I	Araguaína II	1 x 336 MCM – CS (C2)	1 km
		SE Araguaína II	SE Araguaína III	1 x 336 MCM – CS (C1)	18 km
		SE Porto Franco	SE Tocantinópolis	1 x 397 MCM – CS (C2)	10,5 km
	Total em linhas de 138 kV				117,5 km
2026	138 kV	SE Miranorte	SE Miracema	1 x 336 MCM – CS (C3)	7,7 km
	Total em linhas de 138 kV				7,7 km
2028	138 kV	SE Colinas (Rede Básica)	SE Araguaína II	1 x 336 MCM – CS (C2)	85 km
	Total em linhas de 138 kV				85 km

8 ANÁLISE ECONÔMICA

8.1 Comparação Econômica

Os custos utilizados na análise econômica comparativa das alternativas são os que constam no documento "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2012", Ref. [4].

Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2016 com taxa de retorno de 8% ao ano. Ressalta-se que esses valores são utilizados apenas para comparação de alternativas, não servindo como base para orçamentos.

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

Os custos referentes ao diferencial de perdas elétricas de cada alternativa, em relação àquela de menores perdas (Alternativa 1), foram estimados considerando: patamar de carga pesada, média e leve; custo de perdas 102,00 R\$/MWh e taxa de retorno de 8% ao ano, referidos a 2016.

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

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

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1	72.358	0	72.358	100,0%	1º
Alternativa 2	89.743	11.045	100.788	139,3%	2º

8.2 Discussão dos Resultados

As análises efetuadas apresentam a Alternativa 1 como a mais econômica. A Alternativa 1 recomenda a duplicação das linhas de transmissão em 230 kV Ribeiro Gonçalves – Balsas e Imperatriz – Porto Franco, bem como o segundo transformador 500-230 kV em Ribeiro Gonçalves e o segundo e terceiro transformadores 230-69 kV em Balsas, dotando o sistema de capacidade de suprimento além do horizonte analisado, ou para expansões do mercado que extrapolem as previsões consideradas nesse estudo.

8.3 Análise de Sensibilidade – Região de Araguaína

Após as análises para atendimento ao Nordeste do Tocantins e Sul do Maranhão, que resultaram na indicação da Alternativa 1 como a de melhor desempenho técnico-econômico, foi realizada uma análise de sensibilidade para atendimento à região de Araguaína. Foram analisadas três alternativas e os custos utilizados nesta análise econômica comparativa são os que constam no documento “Referências de Custos LTs e SEs de AT e EAT – Dezembro/2008”, Ref. [5].

Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2016 com taxa de retorno de 8% ao ano. Ressalta-se que esses valores são utilizados apenas para comparação de alternativas, não servindo como base para orçamentos.

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

Os custos referentes ao diferencial de perdas elétricas de cada alternativa, em relação àquela de menores perdas (Alternativa 1b), foram estimados considerando: patamar de carga pesada, média e leve; custo de perdas 102,00 R\$/MWh e taxa de retorno de 8% ao ano, referidos a 2016.

A Tabela 8-2 apresenta a comparação econômica das alternativas da análise de sensibilidade para a região de Araguaína levando-se em consideração custos de investimentos (obras não comuns) e diferencial de perdas.

Tabela 8-2 – Análise de sensibilidade de Araguaína – Custo de investimento e perdas – Análise de Sensibilidade (R\$ x 1000)

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1a	32.990	19.548	52.538	114,1%	2º
Alternativa 1b	57.566	0	57.566	125,0%	3º
Alternativa 1c	43.447	2.593	46.040	100,0%	1º

8.3.1 Modulação ótima dos novos transformadores e autotransformadores considerados na Análise de Sensibilidade

Foi realizada a análise para indicar a modulação de transformadores/autotransformadores mais econômica para as alternativas de suprimento à Região de Araguaína. Os resultados obtidos, considerando o patamar de demanda máxima não coincidente, são mostrados abaixo.

➤ **Alternativa 1b**

Tabela 8-3 – Modulação dos novos autotransformadores 230/138 kV de Araguaína - Alternativa 1b

Autotransformadores	Custo (R\$ x 1000)	Ordem	%	Configuração
3Ø - 75 MVA	8.701,01	3º	108,19%	2 ATR - 2021 + 1 ATR - 2024
3Ø - 100 MVA	8.043,92	2º	100,02%	2 ATR - 2021+ 1 ATR - 2027
3Ø - 150 MVA	8.042,46	1º	100,00%	2 ATR - 2021

Foram analisadas três possibilidades sendo que as modulações de 100 e 150 MVA apresentaram desempenho técnico-econômico equivalentes, tendo sido escolhida neste trabalho a modulação de 150 MVA. Neste caso, deverão ser instalados 2 autotransformadores em 2021 para a Alternativa 1b. Considerando a modulação de 100 MVA, seriam necessários 2 autotransformadores em 2021 e o terceiro em 2027. Por sua vez, considerando a modulação de 75 MVA, seriam necessários 2 autotransformadores em 2021 e o terceiro em 2024.

➤ **Alternativa 1c**

Tabela 8-4 – Modulação dos novos transformadores 500-138 kV de Colinas - Alternativa 1c

Transformadores	Custo (R\$ x 1000)	Ordem	%	Configuração
1Ø - 33 MVA	22.951,7	2º	103,03%	2 TR - 2021+ 1 TR - 2026
1Ø - 50 MVA	22.277,1	1º	100,00%	2 TR - 2021
1Ø - 60 MVA	23.221,72	3º	104,24%	2 TR - 2021

Foram analisadas três possibilidades sendo que as três modulações apresentaram desempenho técnico-econômico equivalentes. A modulação de 180 MVA é a alternativa que, intrinsecamente, traz o benefício de se constituir em uma solução mais robusta, dotando o sistema de capacidade de suprimento além do horizonte analisado, ou para expansões de mercado que extrapolem às previsões consideradas neste estudo. Assim, conclui-se que esta é a melhor modulação para a transformação 500/138 kV da SE Colinas.

9 DESEMPENHO DA ALTERNATIVA 1C – CRITÉRIO “N”

Como o critério de planejamento “N-1” não é extensivo aos sistemas de distribuição, foi realizada uma análise considerando o critério “N” para as instalações de distribuição para a alternativa vencedora, Alternativa 1c, objetivando indicar o elenco de obras que efetivamente deverá ser implantado pela empresa distribuidora. Nesta análise, para os elementos de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, foi mantido o critério “N-1”.

As obras indicadas para o atendimento às cargas da região de Araguaína, adotando o critério “N” para a rede de distribuição, são listadas nas Tabela 9-1 até a Tabela 9-3.

Tabela 9-1 – Alternativa 1c – Análise de sensibilidade de Araguaína – Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira – Critério “N” para as instalações de distribuição

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2021	Colinas (Rede Básica)	500/138 kV	TR – 500-138 kV – M – (6+1)x60 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
		138 kV	Novo pátio de subestação 138 kV	-

Tabela 9-2 – Alternativa 1c – Análise de sensibilidade de Araguaína – Principais obras em subestações de distribuição – Critério “N” para as instalações de distribuição

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2029	Bielândia	138 kV	Banco de capacitores shunt 1x4,8 Mvar	1º

Tabela 9-3 – Alternativa 1c – Análise de sensibilidade de Araguaína – Obras em linhas de distribuição – Critério “N” para as instalações de distribuição

Ano	Tensão	Origem	Destino	Configuração	Distância
2021	138 kV	SE Colinas (Rede Básica)	SE Araguaína II	1 x 336 MCM – CS (C1)	85 km
		Seccionamento LT 138 kV Colinas (Energisa TO) – Nova Olinda	Colinas (Rede Básica)	1 x 336 MCM – CD (C1 e C2)	1,5 km
		Seccionamento LT 138 kV Nova Olinda – Araguaína I	Araguaína II	1 x 336 MCM – CS (C2)	1 km
		SE Araguaína II	SE Araguaína III	1 x 336 MCM – CS (C1)	18 km
	Total em linhas de 138 kV				107 km

10 ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

A seguir estão resumidos os resultados das simulações de energização e rejeição das novas linhas de transmissão indicadas nesse relatório, referentes à Alternativa 1 (recomendada).

10.1 Energização da LT 230 kV Ribeiro Gonçalves – Balsas

Na simulação, energizando a LT no sentido Ribeiro Gonçalves → Balsas, com tensão inicial de 1,040 pu na SE Ribeiro Gonçalves, obteve-se 1,040 pu na SE Ribeiro Gonçalves e 1,047 pu no terminal aberto na SE Balsas. Energizando a LT no sentido Balsas → Ribeiro Gonçalves, com tensão de 1,026 pu na SE Balsas, obteve-se 1,041 pu na SE Balsas e 1,048 pu no terminal aberto na SE Ribeiro Gonçalves. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 10-1, Figura 10-2 e Figura 10-3.

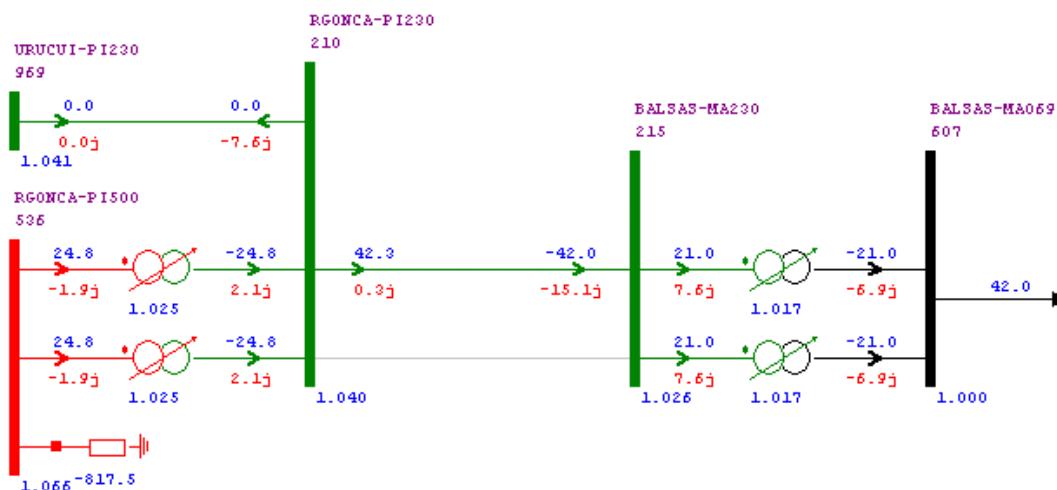


Figura 10-1 – Sistema Pré-Energização da LT 230 kV Ribeiro Gonçalves – Balsas

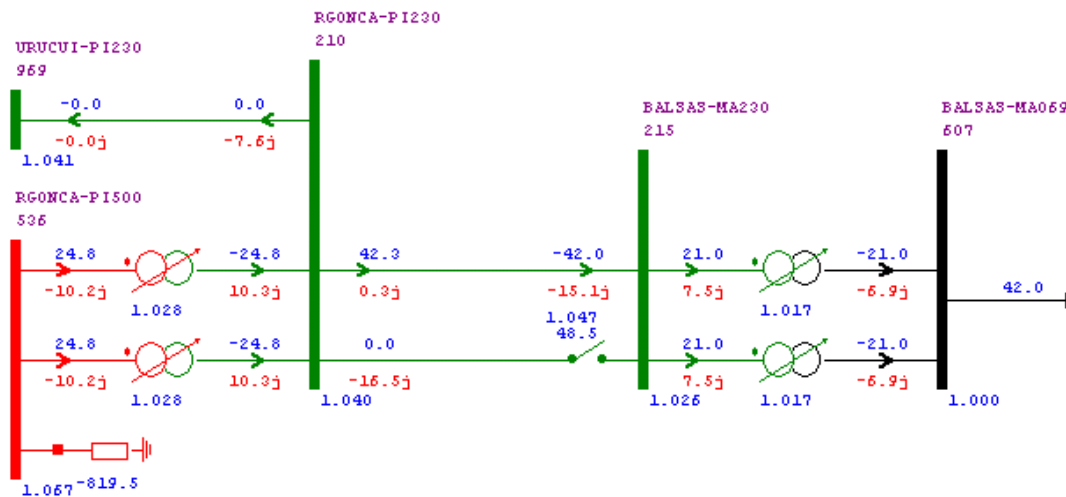


Figura 10-2 – Energização da LT 230 kV Ribeiro Gonçalves – Balsas a partir de Ribeiro Gonçalves

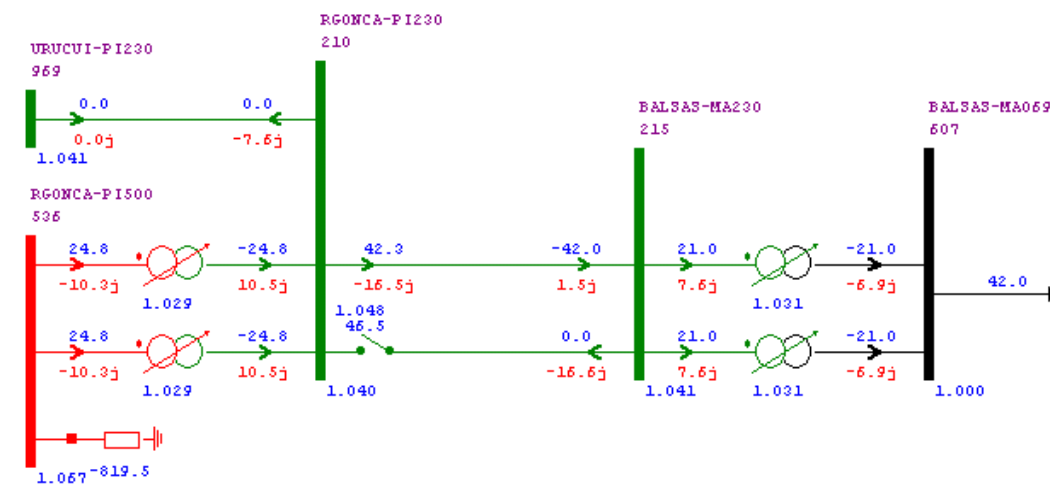


Figura 10-3 – Energização da LT 230 kV Ribeiro Gonçalves – Balsas a partir de Balsas

10.2 Rejeição da LT 230 kV Ribeiro Gonçalves – Balsas

Na rejeição da LT 230 kV Ribeiro Gonçalves – Balsas, com tensões de 1,040 pu na SE Ribeiro Gonçalves e 1,037 pu na SE Balsas, antes da abertura intempestiva do disjuntor do terminal Balsas, obteve-se tensões de 1,040 pu na SE Ribeiro Gonçalves e 1,047 pu no terminal aberto na SE Balsas. Na rejeição da LT 230 kV Ribeiro Gonçalves – Balsas, com abertura intempestiva do disjuntor do terminal Ribeiro Gonçalves, obteve-se tensões de 1,041 pu na SE Balsas e 1,048 pu no terminal aberto na SE Ribeiro Gonçalves. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 10-4, Figura 10-5 e Figura 10-6.

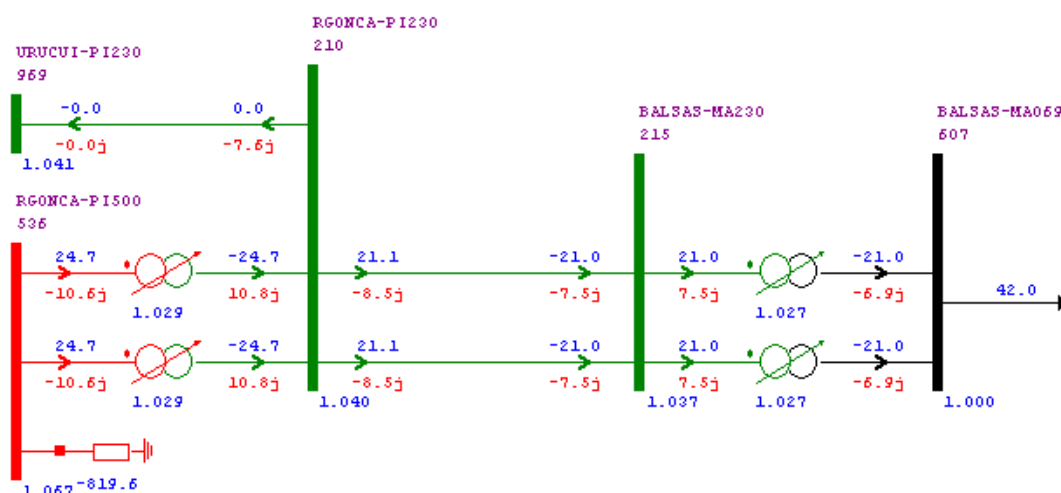


Figura 10-4 – Sistema Pré-Rejeição da LT 230 kV Ribeiro Gonçalves – Balsas

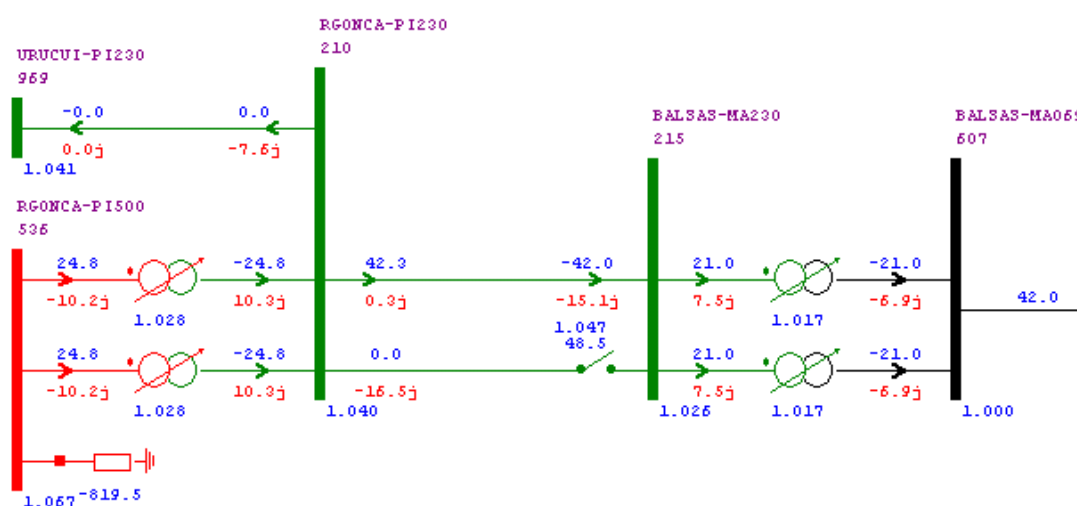


Figura 10-5 – Rejeição da LT 230 kV Ribeiro Gonçalves – Balsas com abertura na SE Balsas

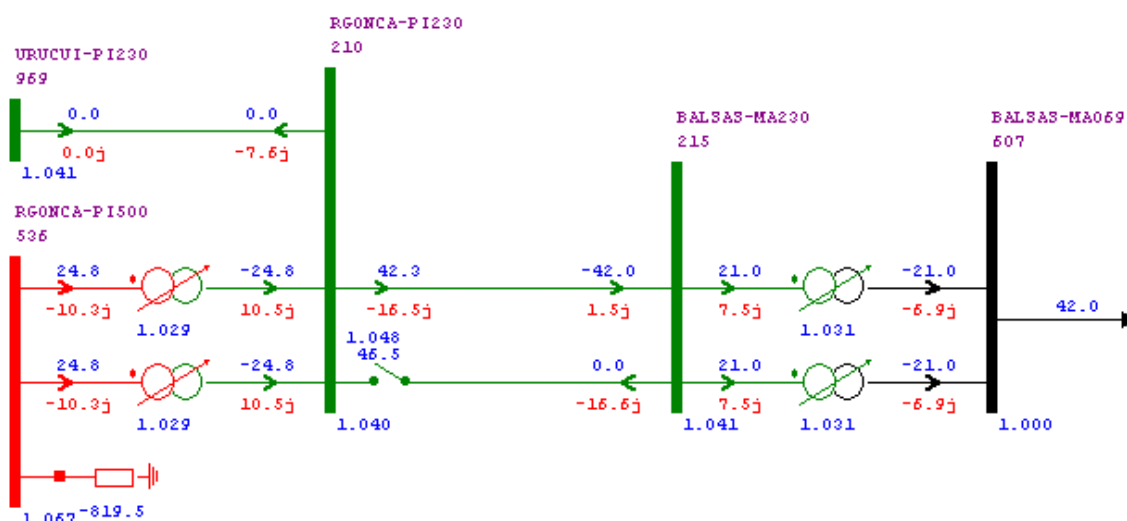


Figura 10-6 – Rejeição da LT 230 kV Ribeiro Gonçalves – Balsas com abertura na SE Ribeiro Gonçalves

Conclui-se que a energização e a rejeição da LT 230 kV Ribeiro Gonçalves – Balsas não apresenta sobretensões no sistema, atendendo os critérios de planejamento, não sendo necessário qualquer reator de linha.

10.3 Energização da LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco

Na simulação, energizando a LT no sentido Imperatriz → Porto Franco, com tensão inicial de 1,025 pu na SE Imperatriz, obteve-se 1,025 pu na SE Imperatriz e 1,036 pu no terminal aberto na SE Porto Franco. Energizando a LT no sentido Porto Franco → Imperatriz, com tensão de 1,030 pu na SE Porto Franco, obteve-se 1,049 pu na SE Porto Franco e 1,061 pu no terminal aberto na SE Imperatriz. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 10-7, Figura 10-8 e Figura 10-9.

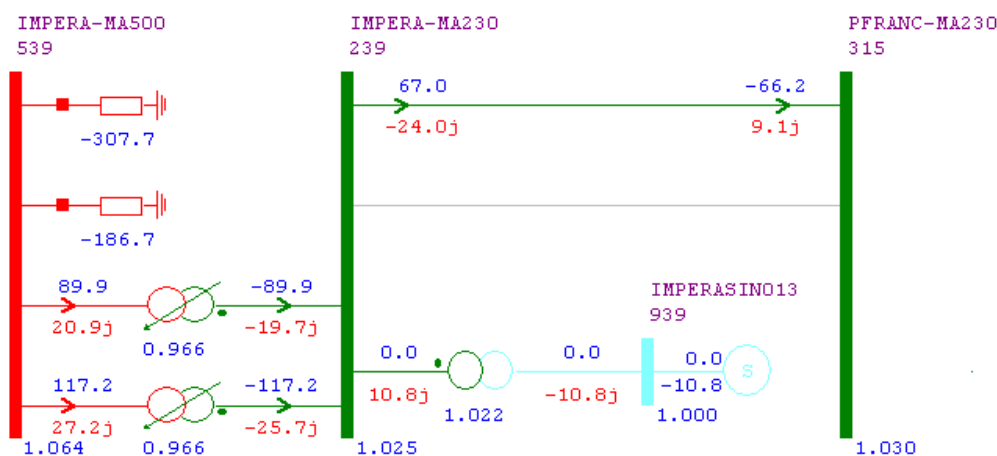


Figura 10-7 – Sistema Pré-Energização da LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco

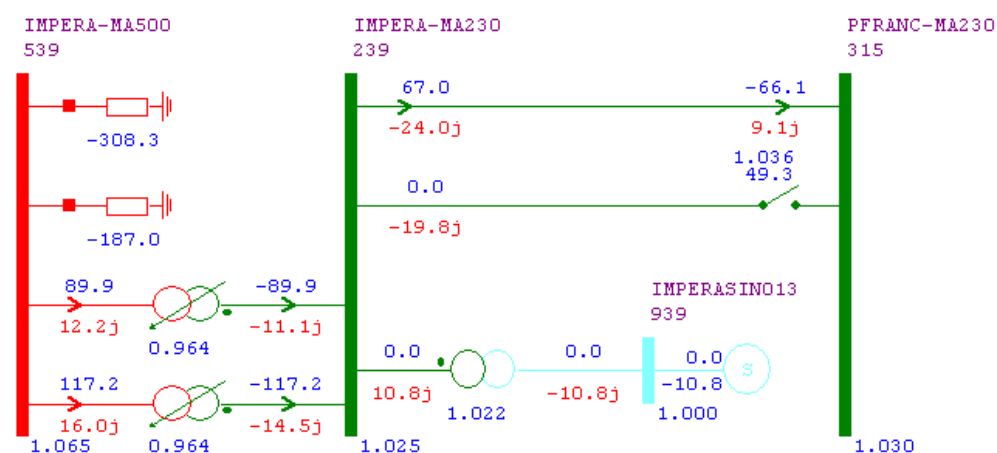


Figura 10-8 – Energização da LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco a partir de Imperatriz

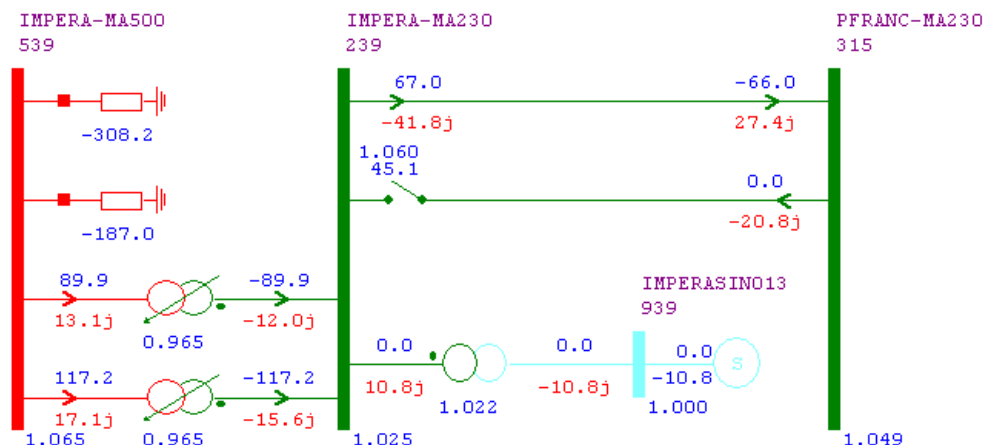


Figura 10-9 – Energização da LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco a partir de Porto Franco

10.4 Rejeição da LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco

Na rejeição da LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco, com tensões de 1,025 pu na SE Imperatriz e 1,033 pu na SE Porto Franco, antes da abertura intempestiva do disjuntor do terminal Porto Franco, obteve-se tensões de 1,035 pu na SE Imperatriz e 1,036 pu no terminal aberto na SE Porto Franco. Na rejeição da LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco, com abertura intempestiva do disjuntor do terminal Imperatriz, obteve-se tensões de 1,049 pu na SE Porto Franco e 1,060 pu no terminal aberto na SE Imperatriz. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 10-10, Figura 10-11 e Figura 10-12.

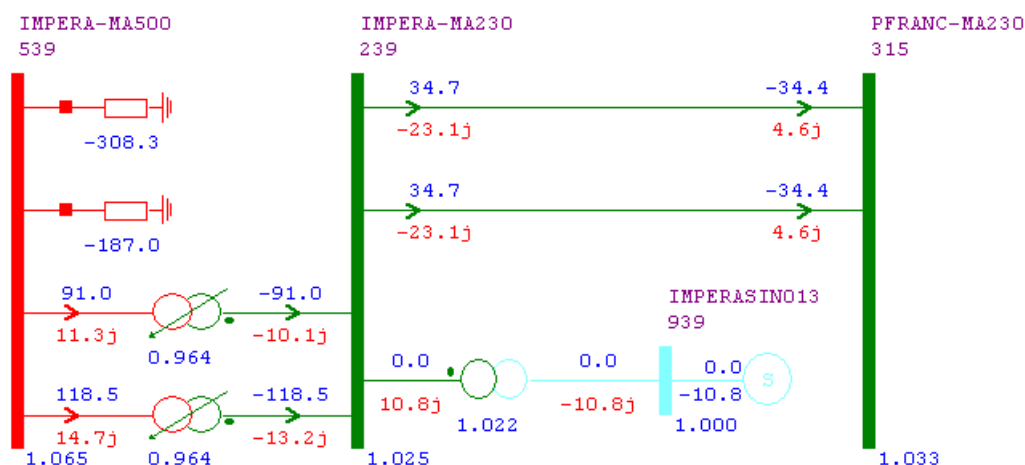


Figura 10-10 – Sistema Pré-Rejeição da LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco

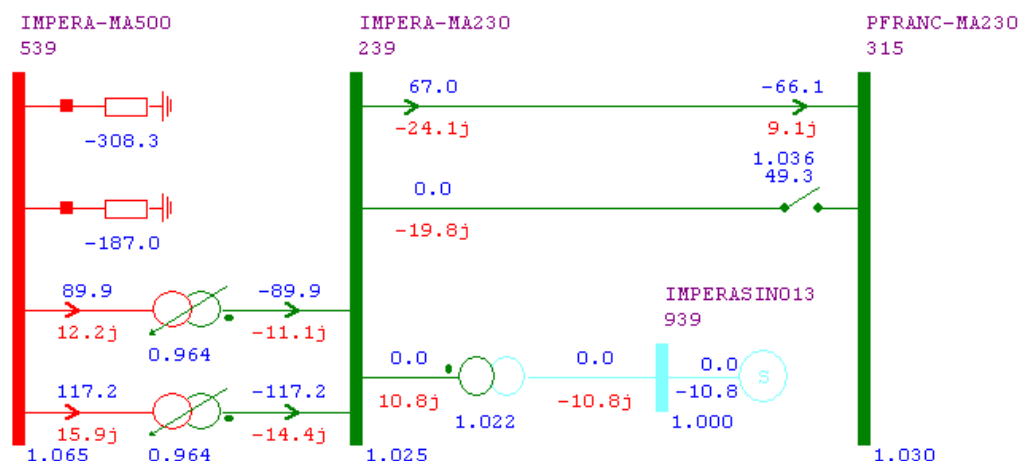


Figura 10-11 – Rejeição da LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco com abertura na SE Porto Franco

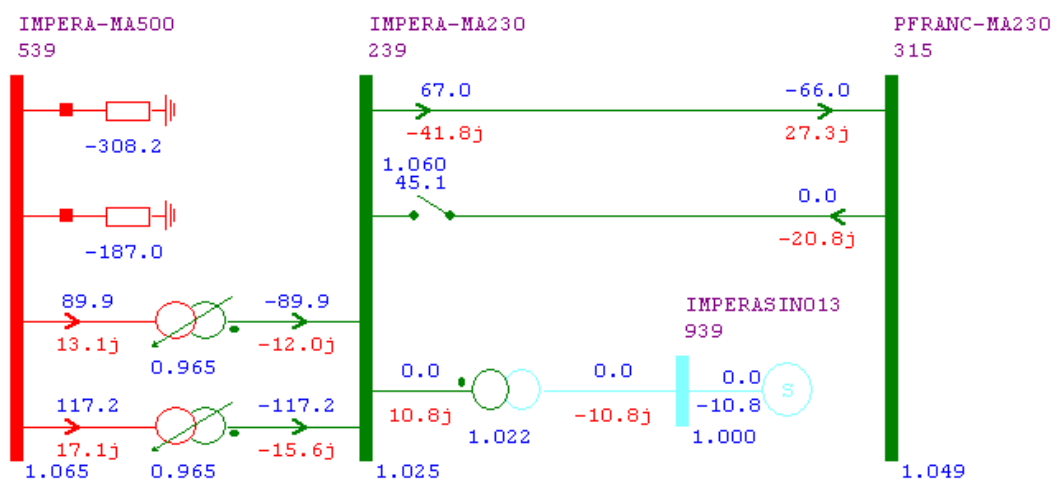


Figura 10-12 – Rejeição da LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco com abertura na SE Imperatriz

Conclui-se que a energização e a rejeição da LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco não apresenta sobretensões no sistema, atendendo os critérios de planejamento, não sendo necessário qualquer reator de linha.

11 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

O cálculo dos níveis de curto circuito foi efetuado considerando o sistema em regime subtransitário, com todas as máquinas sincronizadas, utilizando a base de dados referente ao PD 2025.

Os valores referentes às correntes de curto-circuito máximo para as principais subestações influenciadas pela implantação dos reforços recomendados neste estudo, são apresentados nas Tabela 11-1 e Tabela 11-2. Esses valores foram obtidos para as condições pré-entrada das obras indicadas neste estudo (2016), bem como para o ano horizonte (2029).

Tabela 11-1 – Correntes de curto-circuito máximo referentes ao ano de 2016 (pré-entrada das obras)

Identificação		2016 – pré obras						Disjuntor (kA)
Subestação	Tensão (kV)	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	2ΦT (kA)	X/R	
Aguiar	138	1,91	3,65	1,74	4,22	1,88	3,85	ND
Ananas	138	1,11	3,40	0,89	4,24	1,07	3,62	ND
Araguaína I	138	1,25	2,87	1,51	3,42	1,53	3,32	ND
Araguaína II	138	1,23	2,82	1,44	3,33	1,45	3,20	ND
Araguaína III	138	1,16	2,84	1,36	3,41	1,38	3,27	ND
Balsas	230	2,21	6,97	2,70	8,16	2,65	8,00	ND
	69	4,82	10,71	0,00	1,00	4,17	10,71	ND
Bielândia	138	0,84	2,72	0,74	3,30	0,83	2,91	ND
Colinas	500	27,48	6,95	13,96	6,33	24,79	7,39	40
Colinas (Energisa TO)	138	1,29	2,68	1,31	3,40	1,38	3,01	ND
Guaraí II	138	1,88	2,78	1,68	3,74	1,90	3,09	ND
Imperatriz	500	27,22	8,51	18,95	8,26	25,11	8,77	40
	138	26,74	27,65	25,84	18,85	26,67	22,77	40
Miracema	500	23,81	6,74	15,75	8,45	21,86	8,36	40
	138	12,08	26,47	15,25	27,67	14,74	27,65	20
Miranorte	138	7,99	6,22	7,04	5,51	7,70	5,94	ND
Nova Olinda	138	1,22	2,69	1,35	3,27	1,37	3,04	ND
Porto Franco	230	2,29	5,41	2,86	6,22	2,84	6,19	ND
	138	3,22	6,13	4,30	6,77	4,36	6,91	40
Ribeiro Gonçalves	500	12,00	5,02	7,88	7,61	11,06	5,19	50
	138	9,92	25,91	8,62	16,93	9,52	21,75	ND
Tocantinópolis	138	2,83	4,86	3,14	4,83	3,03	4,84	ND
Xambioá	138	0,85	3,24	0,68	4,29	0,82	3,50	ND

Tabela 11-2 – Correntes de curto-circuito máximo referentes ao ano de 2029

Identificação		2029						Disjuntor (kA)
Subestação	Tensão (kV)	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	2ΦT (kA)	X/R	
Aguiar	138	2,75	3,43	2,13	4,18	2,60	3,62	ND
Ananas	138	1,30	3,22	0,97	4,18	1,23	3,43	ND
Araguaína I	138	3,13	2,89	3,02	3,88	3,27	3,28	ND
Araguaína II	138	3,42	2,97	3,25	3,92	3,53	3,33	ND
Araguaína III	138	2,94	2,89	2,82	3,89	3,06	3,27	ND
Balsas	230	3,66	8,04	4,10	9,50	4,01	8,97	ND
	69	6,50	15,16	0,00	1,00	5,63	15,16	ND
Bielândia	138	1,50	2,65	1,02	3,40	1,39	2,79	ND
Colinas (Rede Básica)	500	32,38	5,84	16,14	6,19	29,49	6,74	40
	138	11,13	20,30	10,43	17,52	10,88	19,01	ND
Colinas (Enerisa TO)	138	6,64	4,11	5,02	4,65	6,18	4,24	ND
Guaraí II	138	2,93	2,75	2,22	3,87	2,82	2,99	ND
Imperatriz	500	28,99	7,53	20,18	7,97	26,70	7,78	40
	138	27,70	27,00	26,84	18,65	27,66	22,37	40
Miracema	500	36,59	8,32	24,46	8,31	33,31	8,87	40
	138	14,55	13,76	17,99	15,59	17,44	15,43	20
Miranorte	138	12,27	7,75	12,31	6,97	12,44	7,34	ND
Nova Olinda	138	3,66	2,84	2,99	3,74	3,56	3,08	ND
Porto Franco	230	4,28	5,78	4,96	6,80	4,87	6,51	ND
	138	5,36	7,03	6,79	8,00	6,70	7,99	40
Ribeiro Gonçalves	500	12,87	4,75	8,65	6,93	11,93	4,89	50
	138	10,27	27,55	9,17	17,56	9,95	22,62	ND
Tocantinópolis	138	4,43	4,79	4,33	4,71	4,40	4,75	ND
Xambioá	138	0,95	3,10	0,72	4,25	0,91	3,35	ND

ND = Valor não disponível

De acordo com os resultados obtidos, não foi detectado condição de superação de disjuntores para as subestações existentes, considerando-se o curto-circuito simétrico.

Adicionalmente, ressalta-se que os disjuntores da SE Colinas 138 kV devem ser dimensionados de acordo com os valores das correntes de curto-circuito. Assim, os disjuntores escolhidos devem suportar as correntes de curto-circuito apresentadas na Tabela 11-1 e Tabela 11-2.

12 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

Este capítulo apresenta os corredores propostos e respectiva análise socioambiental para as linhas de transmissão que compõem a alternativa selecionada (Alternativa 1c), a saber:

- LT 230 kV Ribeiro Gonçalves – Balsas – CS (C2); e
- LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco – CS (C2).

A caracterização socioambiental sucinta dos corredores é apresentada por meio de mapas, texto e tabelas. Ao final são apontadas recomendações para a elaboração do relatório R3, para cada um dos corredores.

Os corredores foram delineados com 10 km de largura, utilizando-se técnicas e ferramentas do SIG e imagens de satélite do software Google Earth Pro. Foram também consultadas e/ou utilizadas informações das seguintes fontes:

- Base Cartográfica Integrada do Brasil ao Milionésimo Digital (IBGE, 2009);
- Mapa de Biomas do Brasil (IBGE, 2004);
- Mapa de Vegetação do Brasil (IBGE, 2004);
- Mapa de Unidades de Conservação Federais e Estaduais (ICMBio, 2011; Eletrobrás, 2011);
- Mapa das Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira (MMA-Probio, 2007);
- Mapa de Terras Indígenas (Funai, 2010);
- Mapa de Projetos de Assentamento (Incra, 2011);
- Mapa de ocorrência de cavernas (ICMBio/Cecav, 2012);
- Mapa de processos minerários (DNPM, 2012).

12.1 Área em Estudo

A área em estudo, que engloba os corredores analisados, está situada nos estados do Maranhão, Piauí e Tocantins (Figura 12-1). Os maiores centros urbanos da região são os municípios de Imperatriz e Balsas. A região se insere no bioma Cerrado. As áreas de vegetação nativa, compostas principalmente por savanas, apresentam-se fragmentadas e entremeadas por áreas agrícolas e pastagens.

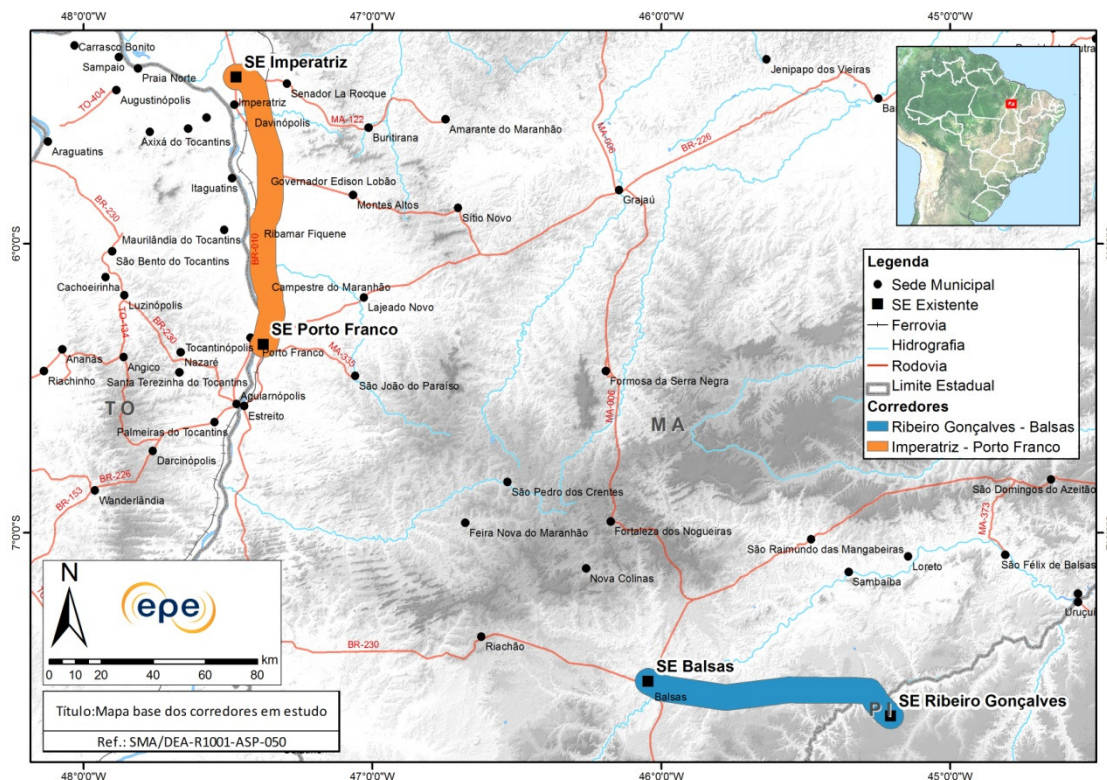


Figura 12-1 – Mapa base dos corredores em estudo

Os principais compartimentos geomorfológicos abrangidos pelos corredores são: chapadas e platôs com dissecção em vales encaixados (corredor Ribeiro Gonçalves – Balsas) e domínio de colinas amplas e suaves (corredor Imperatriz – Porto Franco).

12.2 Caracterização dos corredores

12.2.1 Corredor Ribeiro Gonçalves – Balsas

O corredor localiza-se na região Nordeste, abrangendo os estados do Piauí e Maranhão (Figura 12-2).

A Tabela 12-1 apresenta as coordenadas das subestações que compõem o corredor.

Tabela 12-1 – Coordenadas das subestações em estudo (corredor Ribeiro Gonçalves – Balsas)

Subestação (SE)	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Ribeiro Gonçalves	Existente	7°37'56.88"S	45°12'21.44"O	Ribeiro Gonçalves	PI
Balsas	Existente	7°30'46.00"S	46° 2'43.00"O	Balsas	MA

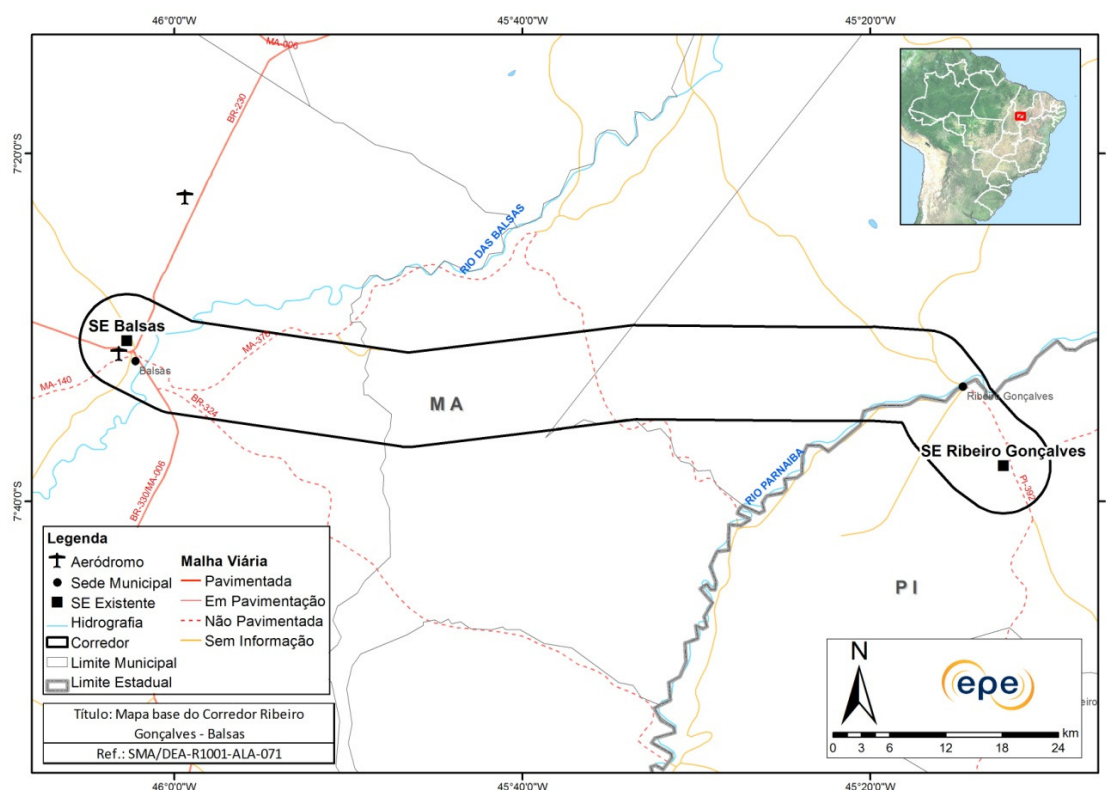


Figura 12-2 – Mapa base do corredor Ribeiro Gonçalves – Balsas

Ao partir da SE Ribeiro Gonçalves em direção à SE Balsas, o corredor percorre cerca de 95 km e faz algumas inflexões ao longo de seu trajeto, sempre acompanhando a LT Ribeiro Gonçalves – Balsas, já existente. Essa LT possui algumas inflexões no seu traçado devido, principalmente, às características do relevo da região, buscando desviar dos trechos mais acidentados.

A SE Ribeiro Gonçalves está localizada a cerca de 10 km ao sul da sede do município de Ribeiro Gonçalves. Ao redor dessa SE encontram-se fazendas nas quais predomina o uso agrícola do solo. O corredor parte da SE Ribeiro Gonçalves na direção noroeste, atravessando essas áreas agrícolas por cerca de 2 km. Logo em seguida o corredor passa por uma área de savana relativamente preservada e com relevo caracterizado por vales encaixados até a travessia do rio Parnaíba, que nesse ponto apresenta largura de cerca de 100 m. Já à margem esquerda do rio, o corredor segue no sentido noroeste por cerca de 3 km, e inflexiona para oeste na direção da SE Balsas. A partir

desse ponto, o corredor segue por cerca 20 km em áreas de savana bem preservadas e, então, atravessa outro trecho com predominância de uso agropecuário do solo nas proximidades da rodovia BR-324, sofrendo uma leve inflexão para sudoeste de modo a aproveitar melhor as condições do relevo. Esse trecho com uso agropecuário do solo possui cerca de 40 km e o corredor cruza a BR-324, não pavimentada, em dois momentos.

O trecho final do corredor é caracterizado por mais um trecho de cerca de 15 km de vegetação nativa e, já nas proximidades de Balsas, por atividades agropecuárias. Nesse trecho o corredor atravessa mais uma vez a BR-324. Antes de chegar à SE Balsas, situada na cidade de mesmo nome, a linha de transmissão deverá atravessar o rio das Balsas, com cerca de 60m de largura nesse trecho. Como a subestação Balsas encontra-se em área urbana, a estratégia de chegada deverá ser objeto de estudo mais aprofundado por ocasião da elaboração do Relatório R3.

O corredor abrange quatro municípios: Ribeiro Gonçalves (PI), Loreto (MA), Sambaíba (MA) e Balsas (MA) (Tabela 12-2).

Tabela 12-2 – Municípios atravessados pelo corredor Ribeiro Gonçalves – Balsas

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
MA	Sul Maranhense	Chapadas de Mangabeiras	Loreto
			Sambaíba
		Gerais de Balsas	Campestre do Maranhão
PI	Sudoeste Piauiense	Alto Parnaíba Piauiense	Ribeiro Gonçalves

12.2.1.1 Meio Físico

De acordo com o mapeamento de relevo realizado por CPRM (2002), o corredor abrange vários domínios geomorfológicos (Figura 12-3). Na primeira metade do corredor, partindo de Ribeiro Gonçalves, o corredor passa por áreas onde o relevo se alterna predominantemente entre chapadas e platôs e vales encaixados. Na segunda metade predominam morros, serras baixas, colinas dissecadas e morros baixos. Os maiores desníveis de altitude ocorrem no trecho inicial do corredor, devido aos vales encaixados do rio Parnaíba, como mostra o mapa hipsométrico (Figura 12-4).

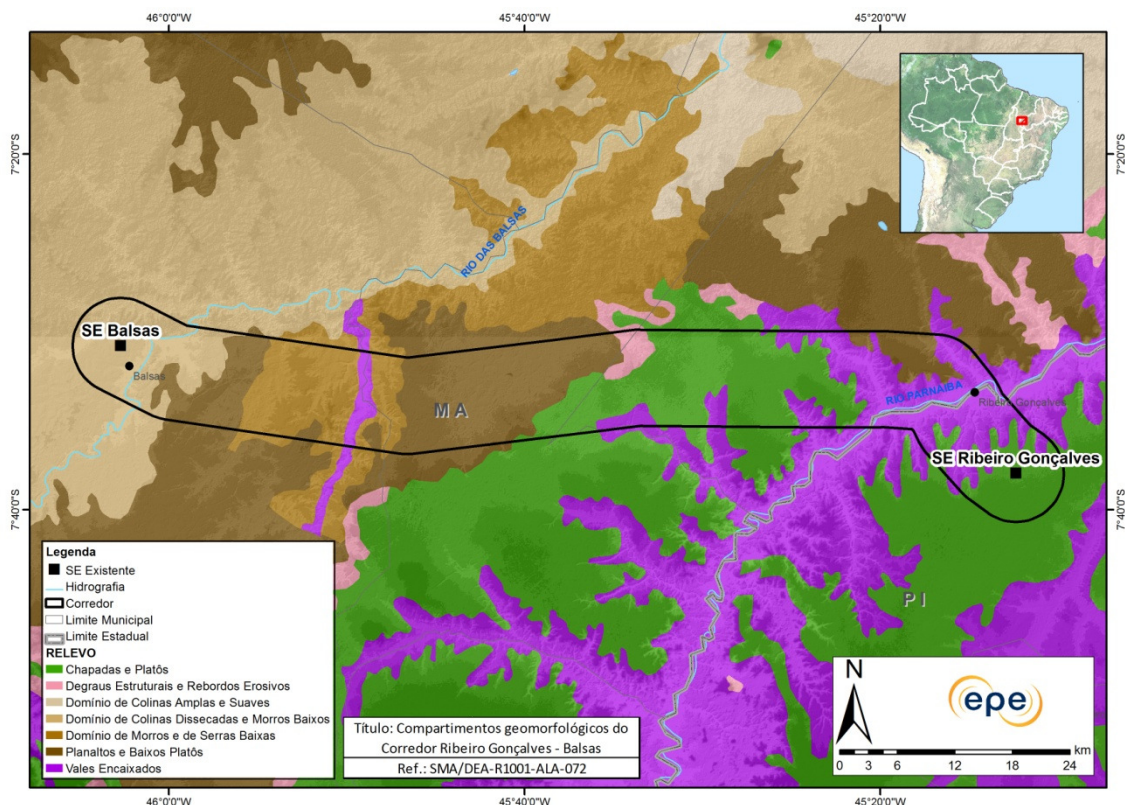


Figura 12-3 – Mapa dos compartimentos geomorfológicos do corredor Ribeiro Gonçalves - Balsas

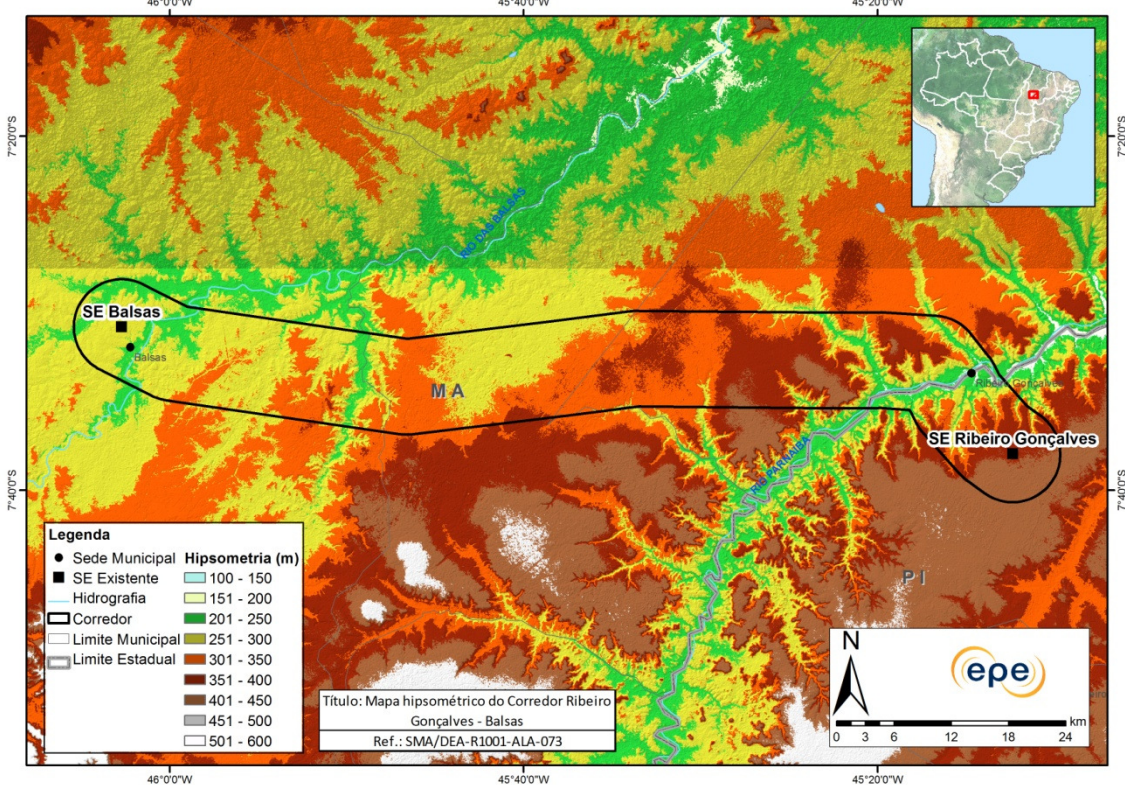


Figura 12-4 – Mapa hipsométrico do corredor Ribeiro Gonçalves – Balsas

A área abrangida pelo corredor é objeto de processos minerários registrados no Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), localizados principalmente nas proximidades da sede

municipal de Balsas (Figura 12-5). A maioria dos processos correspondem a requerimento de pesquisa, principalmente para extração de calcário. A oeste da sede municipal de Balsas, há alguns processos de requerimento de pesquisa para lavra de minério de ouro. Há também um processo correspondente a autorização de pesquisa e um processo de concessão de lavra, ambos para mineração de calcário, uma concessão de lavra para água mineral e dois processos correspondentes a disponibilidade de turfa.

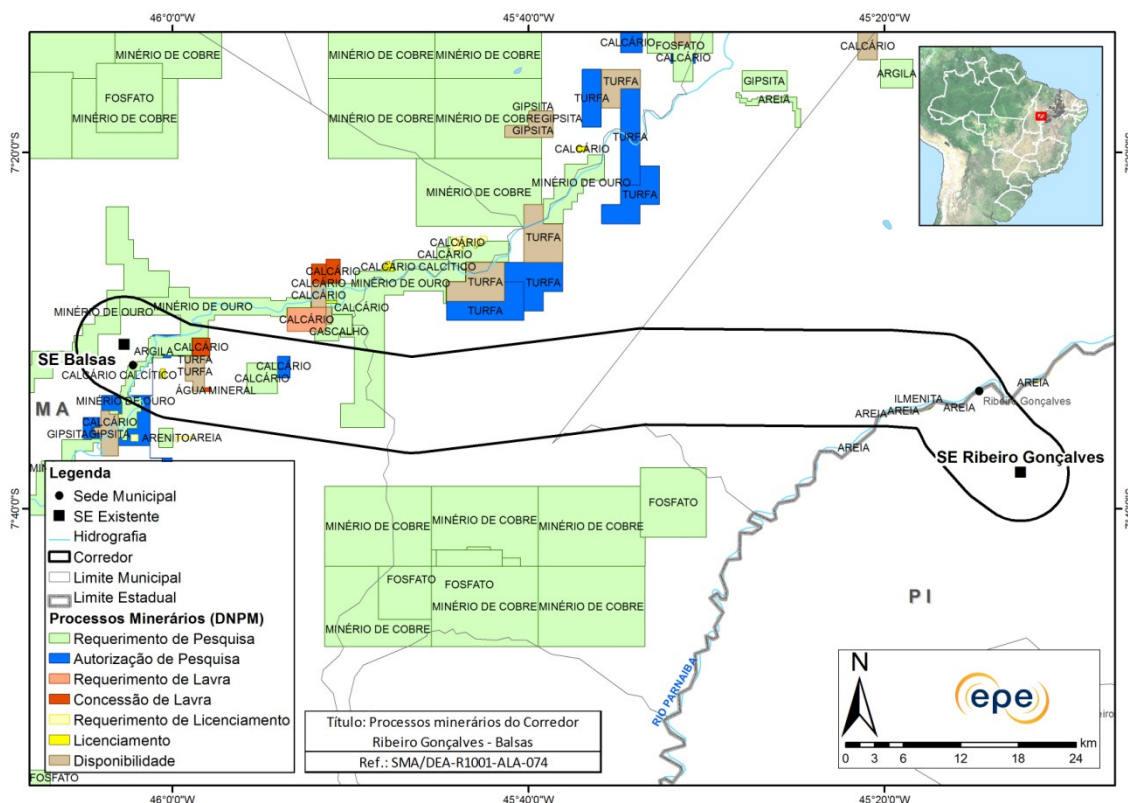


Figura 12-5 – Processos minerários no corredor Ribeiro Gonçalves - Balsas

12.2.1.2 Cobertura vegetal e uso do solo

O corredor está inserido no bioma Cerrado e caracteriza-se por um elevado grau de preservação da vegetação nativa, correspondendo a cerca de 79% da área do corredor, com predomínio das fitofisionomias de Savana. Em menor proporção estão as atividades agrícolas e pecuárias, cada uma respondendo por cerca de 9% da área do corredor.

A pecuária está distribuída na parte mais central do corredor, nas proximidades da BR-324. Já a agricultura encontra-se distribuída a partir da metade do corredor, com maior concentração nas proximidades da sede municipal de Balsas.

O corredor abrange as áreas urbanas dos municípios de Ribeiro Gonçalves e Balsas, que no total correspondem a cerca de 2% de sua área.

A Tabela 12-3 apresenta a cobertura vegetal e uso do solo no corredor Ribeiro Gonçalves – Balsas, e a Figura 12-6 mostra o mapa de uso do solo da região.

Tabela 12-3 – Cobertura Vegetal e Uso do Solo no corredor Ribeiro Gonçalves – Balsas

Classe Dominante	Área no Corredor (km ²)	%
Água	4,99	0,47
Savana	835,72	79,39
Vegetação Nativa Total (Vnt)	835,72	79,39
Agricultura	95,89	9,11
Pastagem	95,17	9,04
Influência Urbana	20,96	1,99
Atividade Antrópica Total (Aat)	116,13	11,03
Total geral (Vnt + Aat + Água)	1052,73	

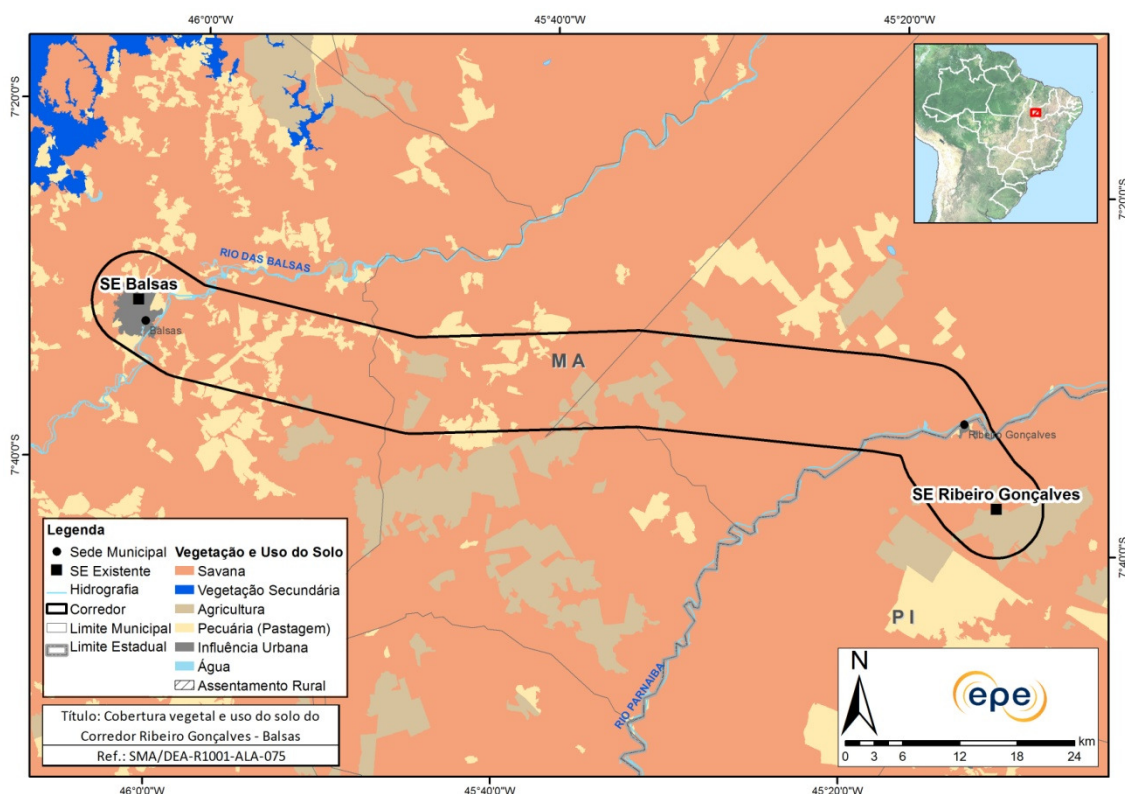


Figura 12-6 – Cobertura vegetal e uso do solo no corredor Ribeiro Gonçalves - Balsas

12.2.1.3 Áreas com restrição legal e Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade

Não existem unidades de conservação na área abrangida pelo corredor; apenas a Área Prioritária para Conservação da Biodiversidade (APCB) Croeira (Tabela 12-4), classificada como de muito alta importância, e que tem como ação prioritária a criação de unidade de conservação de uso sustentável. Entretanto, o aproveitamento do traçado da LT Ribeiro Gonçalves – Balsas é um fator atenuante em relação ao impacto da nova linha sobre a paisagem e sobre a biodiversidade. A Figura 12-7 apresenta o mapa de áreas com relevância para a biodiversidade na região do corredor estudado.

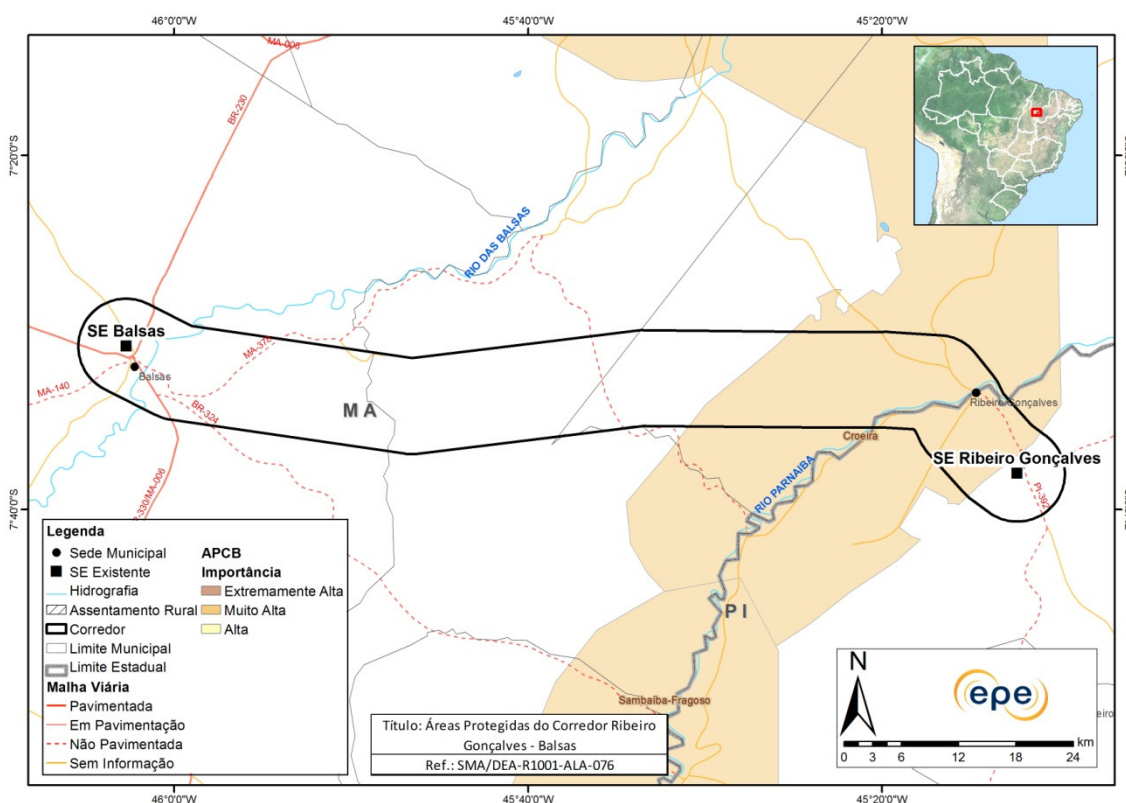


Figura 12-7 – Áreas de relevância socioambiental no corredor Ribeiro Gonçalves – Balsas

Tabela 12-4 – APCBs no corredor Ribeiro Gonçalves - Balsas

Nome	Importância	Ação Prioritária
Croeira	Muito Alta	Criação de UC- US

A Tabela 12-5 resume as principais informações socioambientais do Corredor Imperatriz – Porto Franco.

Tabela 12-5 – Síntese das informações socioambientais de destaque no corredor Ribeiro Gonçalves – Balsas

Discriminação	Corredor Ribeiro Gonçalves - Balsas
Extensão total (km)	95
Unidades de Conservação	0
Vegetação Nativa (km ²)	832,7
Agricultura e Pastagem	191
Assentamentos do Incra	0
Área Urbana (km ²)	20,9
Municípios atravessados	4

12.2.1.4 Recomendações para o Relatório R3

- Utilizar o traçado do Circuito 1 da LT Ribeiro Gonçalves – Balsas, já existente;
- Aprofundar, na fase de R3, os estudos sobre a entrada da LT na malha urbana de Balsas;
- O entorno da sede municipal de Ribeiro Gonçalves apresenta áreas extensas de vegetação nativa bem preservada. Além disso, a região localiza-se em um vale encaixado inserido em chapadas e platôs. Desta forma, deve-se priorizar o mínimo de impacto ambiental na implantação da linha de transmissão nessas áreas.

12.2.2 Corredor Imperatriz – Porto Franco

O corredor localiza-se na região Norte-Nordeste, abrangendo os estados do Tocantins e Maranhão (Figura 12-8).

A Tabela 12-6 apresenta as coordenadas das subestações que compõem o estudo.

Tabela 12-6 – Coordenadas das subestações em estudo (corredor Imperatriz – Porto Franco)

Subestação (SE)	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Imperatriz	Existente	5°25'24.27"S	47°28'17.32"O	Imperatriz	MA
Porto Franco	Existente	6°20'51.21"S	47°22'37.35"O	Porto Franco	MA

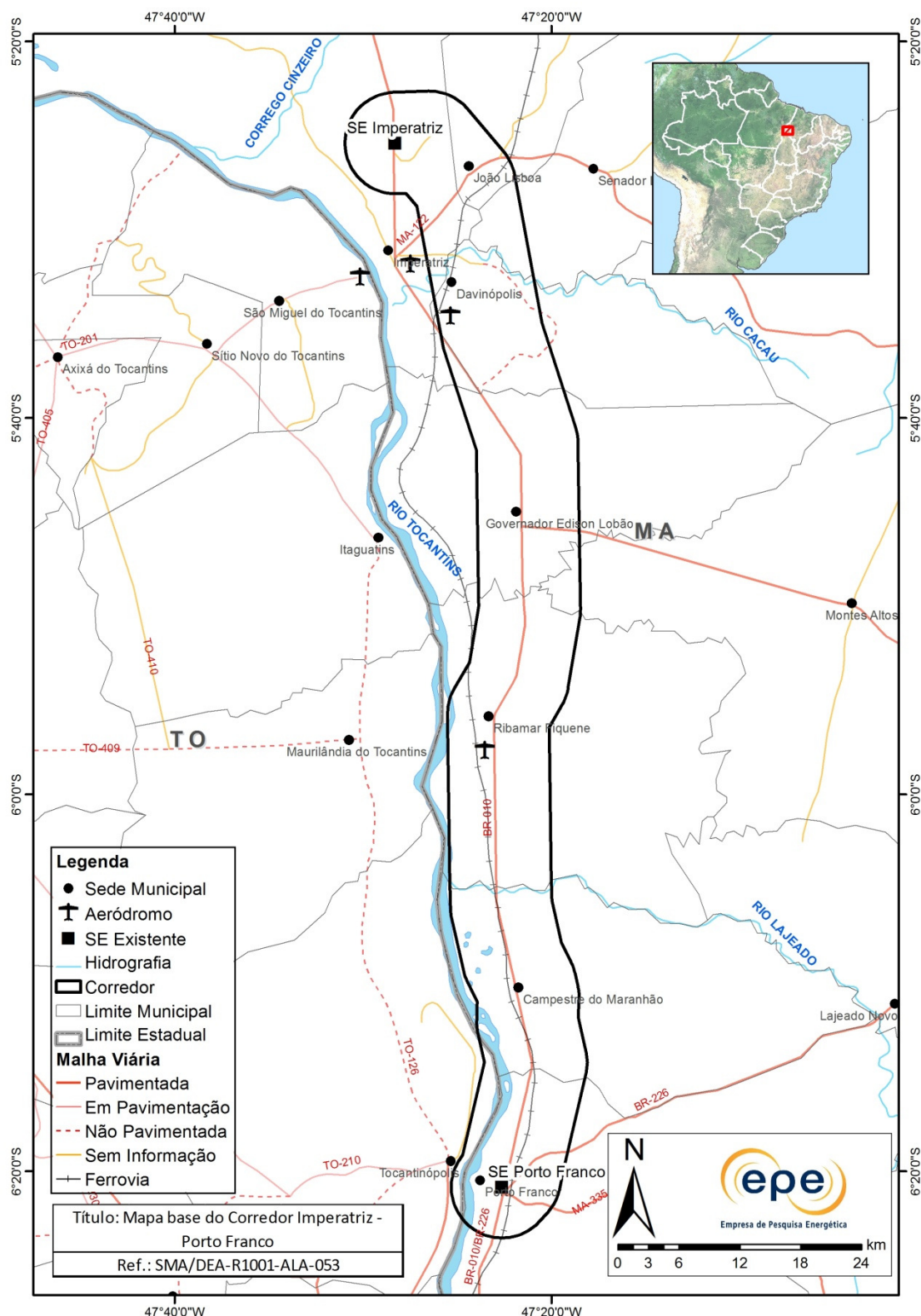


Figura 12-8 – Mapa base do corredor Imperatriz – Porto Franco

Ao partir da SE Imperatriz em direção à SE Porto Franco, o corredor percorre cerca de 110 km e faz algumas inflexões ao longo de seu trajeto, sempre acompanhando a LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco já existente. Estas inflexões ocorrem principalmente nas entradas e saídas das

subestações, bem como para desviar de algumas áreas urbanas e também para acompanhar a Rodovia Federal BR-010.

Como citado acima, a descrição do corredor será feita utilizando como base a LT 230kV Imperatriz- Porto Franco durante todo o seu trajeto. Saindo da SE Imperatriz, localizada às margens da BR-010, o corredor segue na direção leste por uma área que preserva fragmentos de savana com menores áreas de uso agropecuário até as proximidades da divisa entre os municípios de Imperatriz e João Lisboa (o trajeto do corredor faz uma inflexão a sudeste). Na continuação do trajeto, o corredor engloba integralmente as áreas urbanas dos municípios de João Lisboa e Davinópolis e sobrepõe-se parcialmente à área urbana do município de Imperatriz e à Reserva Extrativista Mata Grande. Na sequência, o corredor cruza a rodovia estadual MA – 122 e a Ferrovia Norte-Sul, administrada pela Companhia Vale do Rio Doce (esta ferrovia é sobreposta pelo trajeto do corredor até o próximo município). No município de Davinópolis o corredor atravessa grandes áreas utilizadas para agropecuária, entrecortadas com áreas de mata nativa preservada. Ainda neste município cruza novamente a BR-010 e a partir daí o corredor engloba esta rodovia até a chegada a SE Porto Franco.

No município de Governador Edison Lobão o corredor continua a se sobrepôr a áreas de uso do solo já descritas nos municípios anteriores e engloba a área urbana de dois distritos, atravessando ainda a rodovia MA -280.

Em sua porção central, no município de Ribamar Fiquene, o corredor engloba a área urbana da sede municipal e atravessa extensas áreas de uso agropecuário, entremeadas por áreas de mata nativa de maiores proporções do que nos municípios anteriores. A partir deste município o corredor faz divisa com o rio Tocantins e volta a se sobrepôr à Ferrovia Norte-Sul até o município de Porto Franco.

No próximo município, Campestre do Maranhão, a mesma configuração vista anteriormente se faz presente, com o corredor se sobrepondo à área urbana desse município e a áreas de agricultura e pecuária de maiores extensões e menores áreas de vegetação nativa.

Em Porto Franco, o uso do solo tem a mesma característica dos municípios anteriores e o corredor novamente volta a englobar a área urbana da sede municipal. Nesse trajeto cruza as rodovias BR – 226 e MA 138, e também uma parte da área urbana do município de Tocantinópolis, no estado do Tocantins.

Em todo o trajeto o corredor cruza pequenos rios e diversas estradas vicinais. Atravessa ainda algumas piscinas naturais utilizadas para lazer, principalmente na porção norte do corredor, e também algumas áreas com plantações de cana de açúcar e uma usina na porção centro sul.

O corredor se sobrepõe a dois aeródromos, nos municípios de Davinópolis e de Ribamar Fiquene, e está a 2 km do aeroporto da cidade de Imperatriz.

O corredor abrange 10 municípios. Os municípios com maior participação na área do corredor são: Imperatriz, Davinópolis, Governador Edison Lobão, Ribamar Fiquene, Campestre do Maranhão e Porto (Tabela 12-7 e Figura 12-8).

Tabela 12-7 – Municípios atravessados pelo corredor Imperatriz- Porto Franco

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
MA	Oeste Maranhense	Imperatriz	Davinópolis
			Governador Edison Lobão
			Imperatriz
			João Lisboa
			Montes Altos
			Ribamar Fiquene
			Senador La Rocque
	Sul Maranhense	Porto Franco	Campestre do Maranhão
			Porto Franco
TO	Ocidental do Tocantins	Bico do Papagaio	Tocantinópolis

12.2.2.1 Meio Físico

O corredor abrange três domínios geomorfológicos distintos (Figura 12-9), segundo o mapeamento de relevo realizado por CPRM (2002). Nas duas extremidades do corredor no seu lado oeste são encontradas um domínio de colinas dissecadas e morros baixos. O corredor está inserido quase integralmente em uma região dominada por colinas amplas e suaves, com altitudes dificilmente variando mais que 50 m (Figura 12-9 e Figura 12-10). Na porção centro-sul do corredor são encontradas pequenas planícies fluviais às margens do rio Tocantins, as quais não serão afetadas pela futura LT.

A área abrangida pelo corredor é objeto de processos minerários registrados no Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), os quais encontram-se espalhados por toda a extensão do corredor (Figura 12-11). A maioria destes processos são de requerimento de pesquisa. Existindo poucas e pequenas áreas que requeriram ou estão em licenciamento, quase todos estes requerimentos e licenciamentos são para a exploração de minérios utilizados na construção civil (saibro, areia) e apenas uma concessão de lavra para exploração de água mineral localizada na divisa do município de Davinópolis e Governador Edison Lobão. Dentre os minérios que estão sendo estudados e podem vir a ser extraídos, destacam-se a areia e o fosfato.

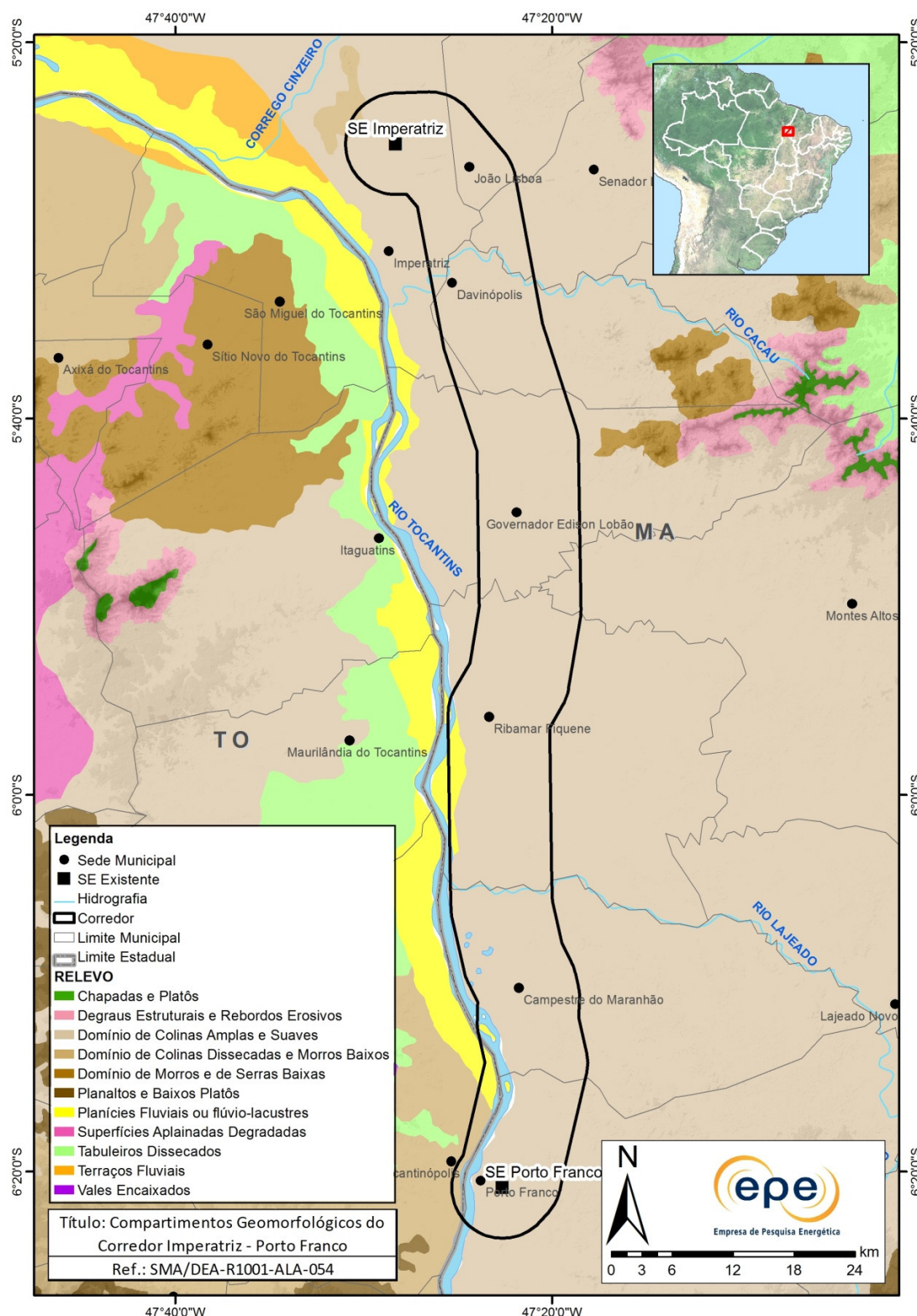


Figura 12-9 – Mapa dos compartimentos geomorfológicos do corredor Imperatriz – Porto Franco

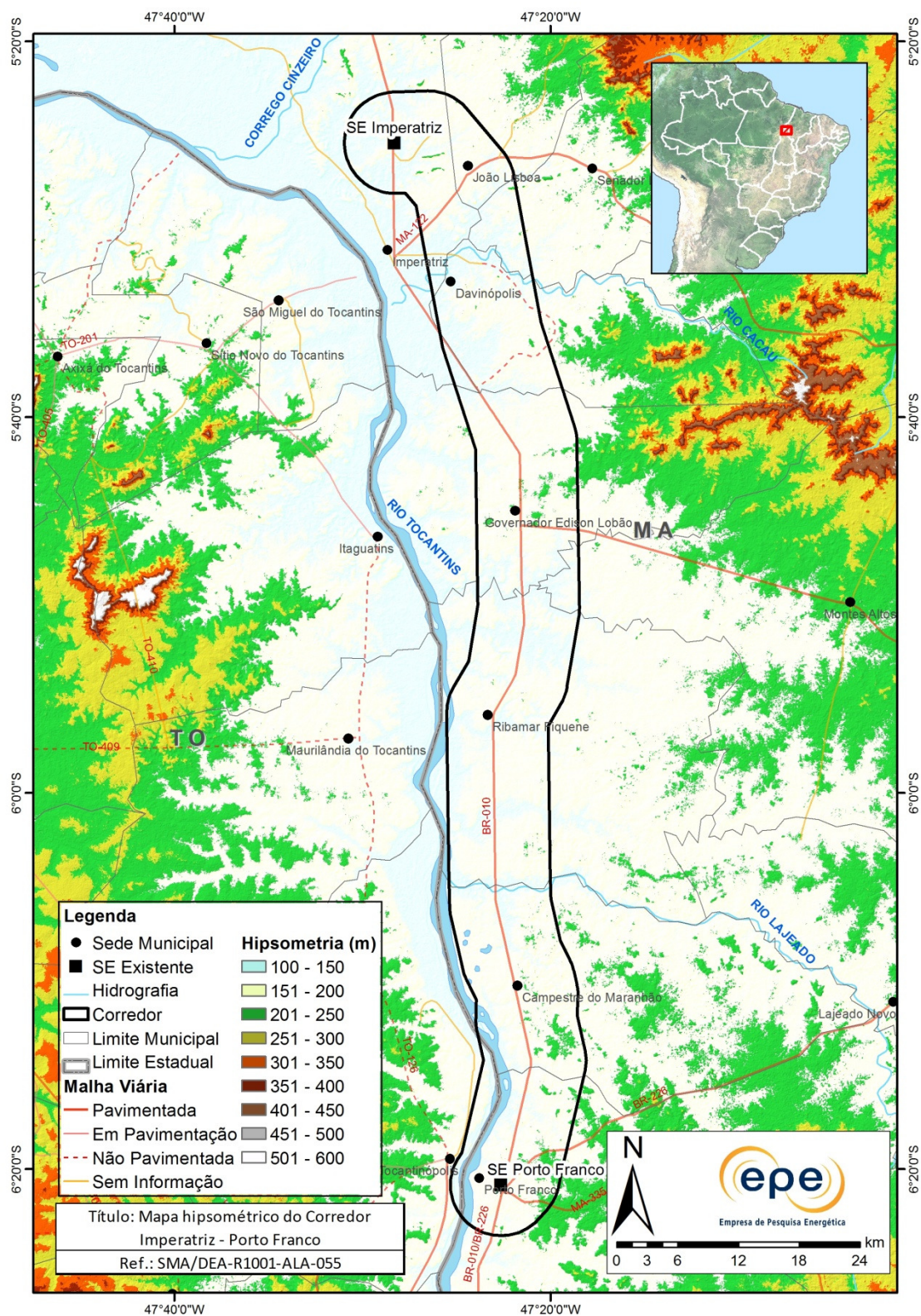


Figura 12-10 – Mapa hipsométrico do corredor Imperatriz – Porto Franco

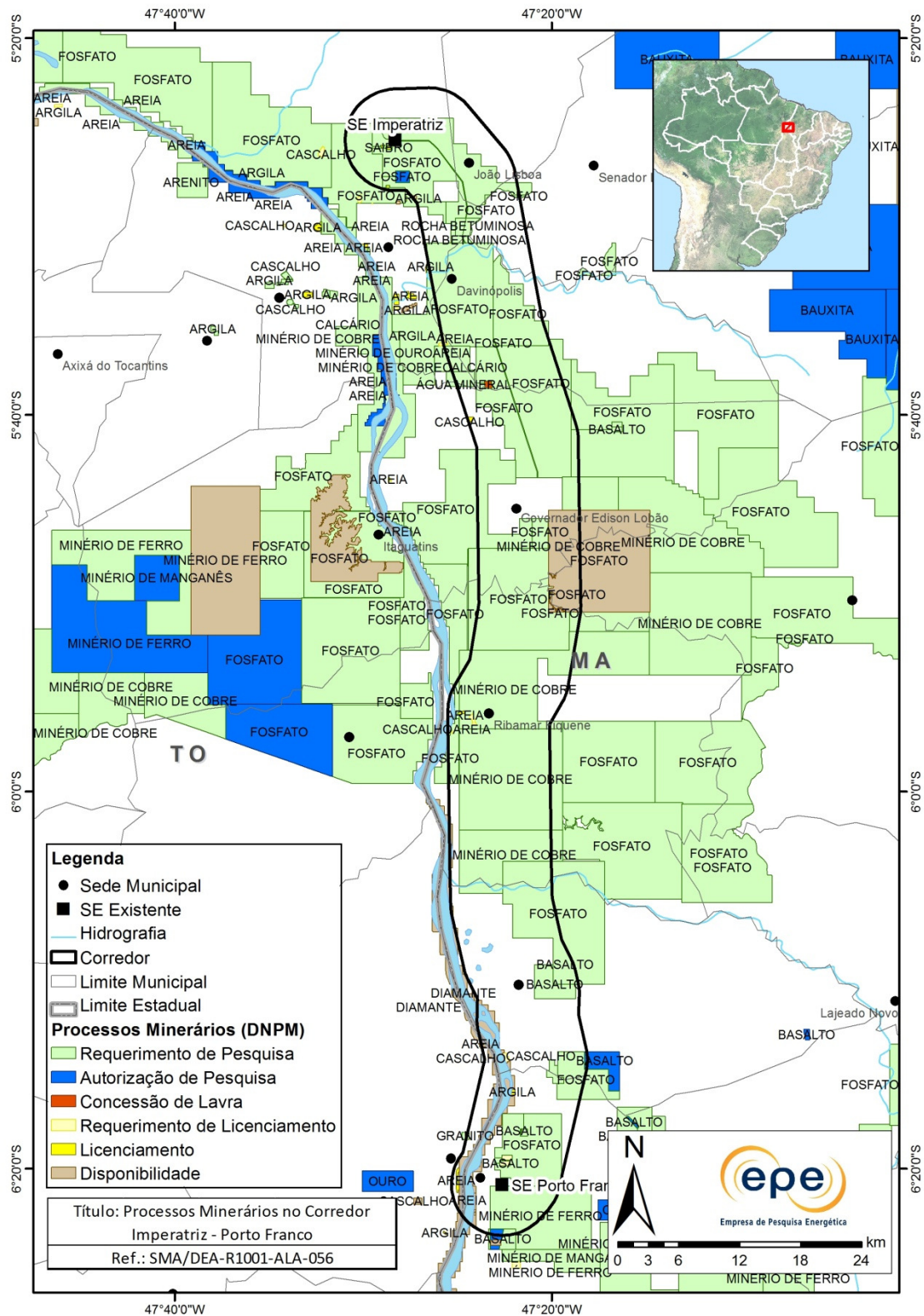


Figura 12-11 – Processos Minerários do corredor Imperatriz – Porto Franco

12.2.2.2 Cobertura vegetal e uso do solo

O corredor está inserido no bioma Cerrado e abrange pequenas áreas de savana, que correspondem a cerca de 8% de sua área e estão concentradas na porção central do corredor, com pequenos resquícios na sua porção mais ao sul, nos municípios de Ribamar Fiquene e Tocantinópolis. Em maior escala, e espalhadas por todo o corredor, existem áreas com vegetação secundária, que compreendem cerca de 25 % da área do corredor.

As áreas de pastagem, responsáveis por quase toda a atividade antrópica presente, ocupam cerca de 63% da área e pode ser encontrada em toda a área do corredor (Tabela 12-8 e Figura 12-12). O corredor sobrepõe-se à área urbana de quase todos os municípios que atravessa, sendo que a futura LT incidirá apenas nas cidades de João Lisboa e Davinópolis. As áreas urbanas correspondem a uma parcela de 1,52% deste corredor.

Tabela 12-8 – Cobertura Vegetal e Uso do Solo no corredor Imperatriz – Porto Franco

Classe Dominante	Área no Corredor (km ²)	%
Água	21,17	1,84
Vegetação Secundária	298,87	25,93
Savana	86,88	7,54
Vegetação Nativa Total (Vnt)	385,75	33,47
Pastagem	728,19	63,18
Influência Urbana	17,52	1,52
Atividade Antrópica Total (Aat)	745,71	64,70
Total geral (Vnt + Aat + Água)	1152,63	

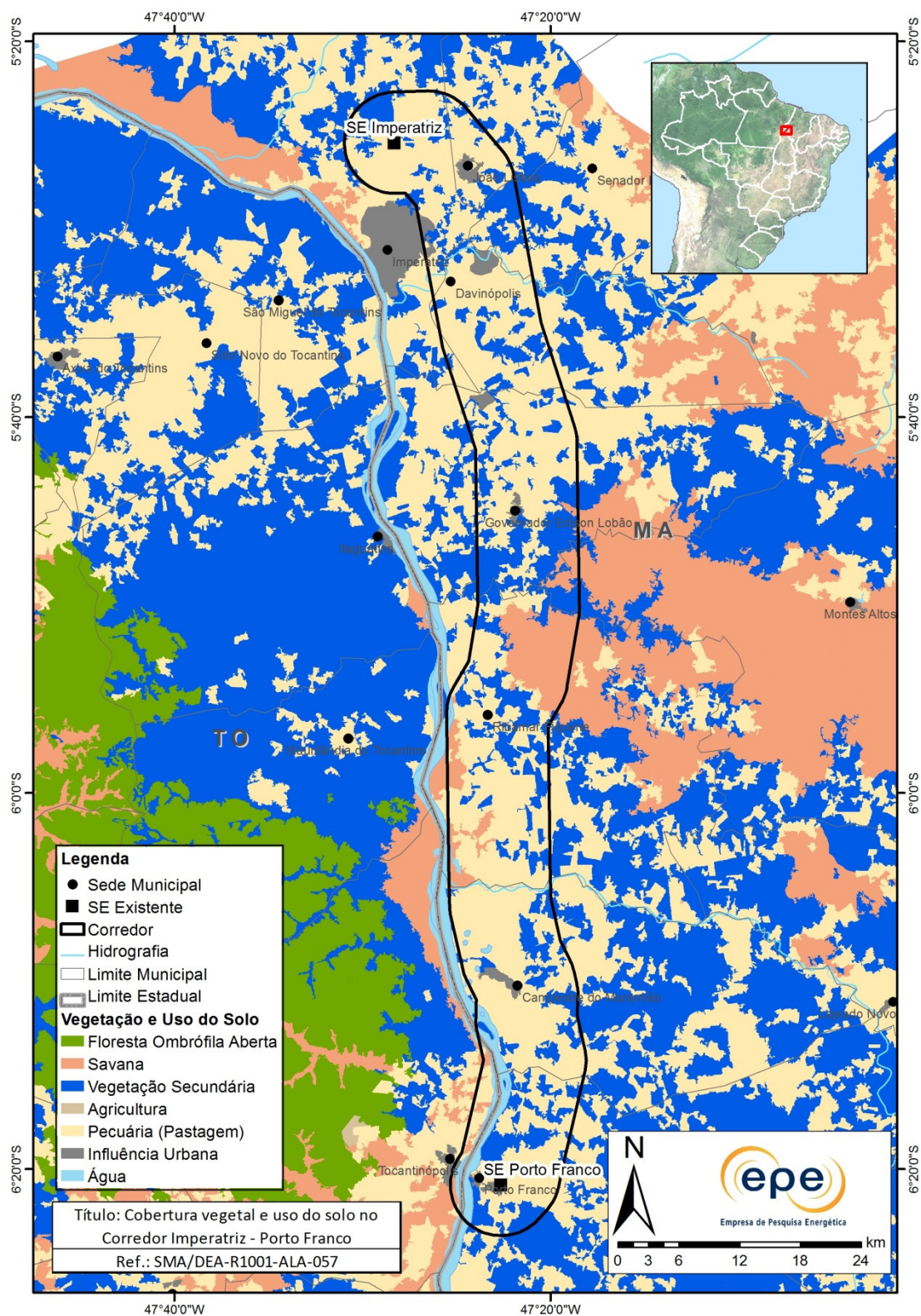


Figura 12-12 – Cobertura vegetal e uso do solo no corredor Imperatriz – Porto Franco

12.2.2.3 Áreas com restrição legal e Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade

O corredor abrange parte de uma unidade de conservação de uso sustentável, a Reserva Extrativista de Mata Grande traçado da futura LT (Figura 12-13). Também não se prevê interferência com terra indígena; a mais próxima, TI Apinayé, localiza-se na margem oposta do rio Tocantins (margem esquerda), no estado do Tocantins.

O corredor também não atinge cavernas registradas no ICMBio, assentamentos rurais do Incra, nem comunidades quilombolas cadastradas pela Fundação Palmares.

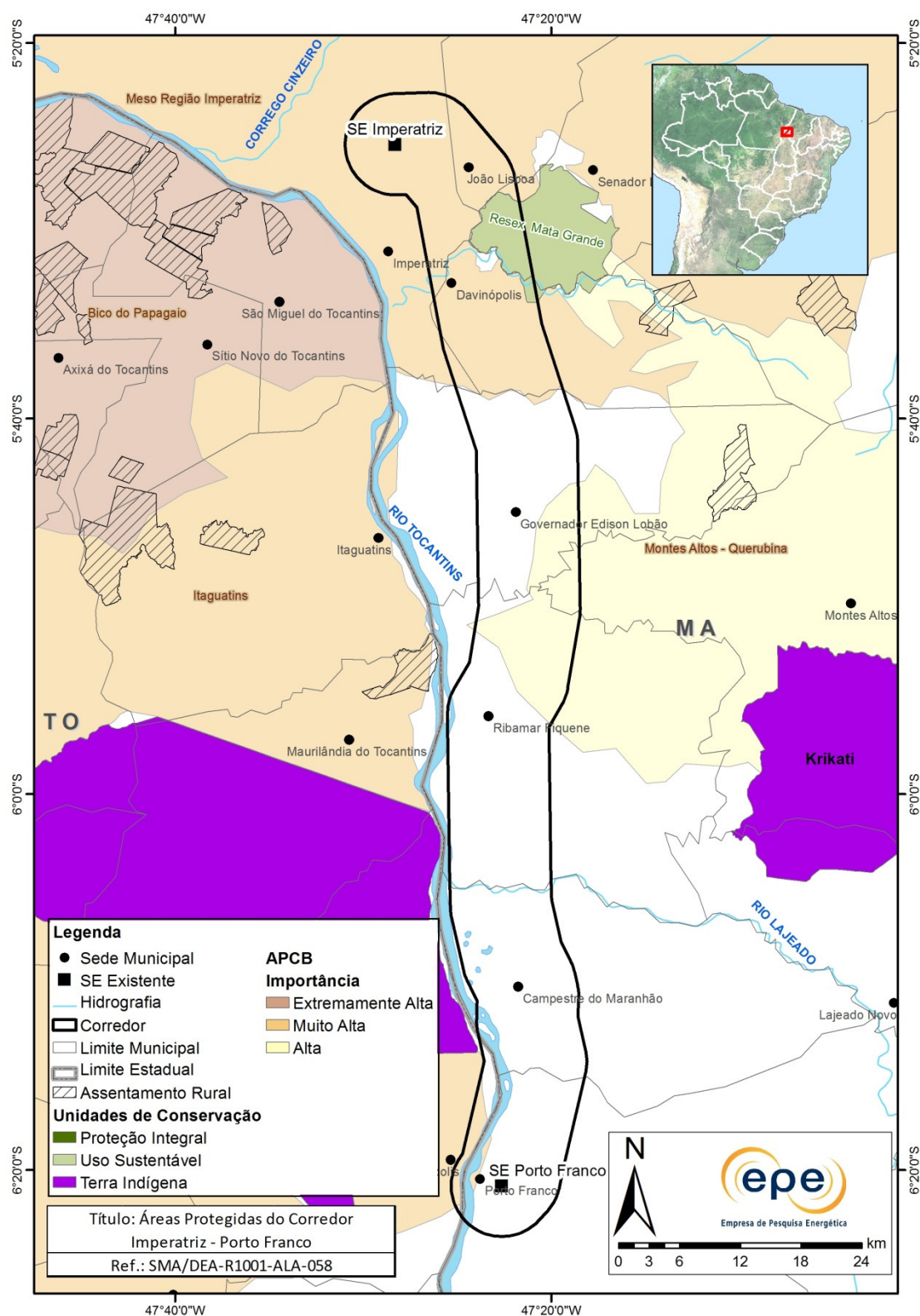


Figura 12-13 – Áreas de relevância socioambiental no corredor Imperatriz - Porto Franco

O corredor está inserido sobre três Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade (APCB), sendo duas de importância muito alta: a APCB Meso Região Imperatriz, na porção norte do corredor, com ação prioritária para manejo de bacia, e a APCB Ananás, localizada no estado de Tocantins, na extremidade sul do corredor, com ação prioritária para a criação de unidade de conservação de uso sustentável. A terceira APCB, denominada Montes Altos - Querubina, localizada na porção central do corredor, é considerada de importância alta e também possui ação prioritária para a criação de unidade de conservação de uso sustentável, conforme mostrado na Tabela 12-9.

Tabela 12-9 – APCBs no corredor Imperatriz – Porto Franco

Nome	Importância	Ação Prioritária
Meso Região Imperatriz	Muito Alta	Manejo de Bacia
Ananás (TO)		Cria UC – Uso Sustentável
Montes Altos-Querubina	Alta	Cria UC – Uso Sustentável

A Tabela 12-10 resume as principais características socioambientais do corredor Imperatriz – Porto Franco.

Tabela 12-10 – Síntese das informações socioambientais de destaque no corredor Imperatriz – Porto Franco

Discriminação	Corredor Imperatriz – Porto Franco
Extensão total (km)	109
Unidades de Conservação	1
Vegetação Nativa (km²)	385,7
Pastagem (km²)	728,1
Assentamentos do Incra	0
Área Urbana (km²)	17,5
Municípios atravessados	10

12.2.2.4 Recomendações para o Relatório R3

- Como o corredor Imperatriz – Porto Franco segue em paralelo à LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco (linha existente), o licenciamento poderá vir a ser facilitado; porém, algumas recomendações se fazem necessárias:

- Na porção norte do corredor, deve ser considerada a presença de piscinas naturais utilizadas para lazer da população local, para que a diretriz da LT não interfira nessas áreas;
- Se a implantação desta nova LT seguir em paralelo à LT existente, a diretriz irá interferir na Reserva Extrativista Mata Grande, assim observar atentamente para que a definição da diretriz cause a menor interferência possível na RESEX;
- Buscar a melhor maneira para que a passagem pelas áreas urbanas dos municípios de João Lisboa e Davinópolis cause a menor interferência possível nesses locais, se a diretriz desta nova linha seguir à LT já existente;
- Escolher a melhor diretriz para que a LT não interfira em nenhum dos aeródromos sobrepostos pelo corredor, assim como naqueles que passam próximos aos limites do corredor;
- Apesar do corredor não atingir diretamente a TI Apinayé, sugere-se que o futuro empreendedor contate FUNAI para antecipar eventuais demandas que poderão surgir no licenciamento ambiental;
- Por ocasião da elaboração do Relatório R3, recomenda-se contato com a Fundação Palmares para confirmação da não existência de comunidades quilombolas que possam ser afetadas pela futura linha.

13 REFERÊNCIAS

- [1]. EPE/GET-NE-R1-003.2007 “Estudo de Suprimento às Regiões Sul do Maranhão, Nordeste do Tocantins e Sudoeste do Piauí”
- [2]. “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica”, EPE - Abril/2005
- [3]. “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão”, CCPE/CTET - Janeiro/2001
- [4]. “Base de Referência de Preços ANEEL” – Junho/2012
- [5]. “Referências de Custos LTs e SEs de AT e EAT – Dezembro/2008”
- [6]. CPRM. Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais, 2002. Mapa de Geodiversidade (corte ao milionésimo). Disponível em: <http://geobank.sa.cprm.gov.br/>. Acesso em: 30 out. 2011.
- [7]. DNPM. Departamento Nacional de Produção Mineral, 2012. Processos Minerários (arquivos vetoriais). Disponível em: <http://sigmine.dnpm.gov.br>. Acesso em: 21 mai. 2012.
- [8]. EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2005. Diretrizes para elaboração dos relatórios técnicos referentes às novas instalações da rede básica. Rio de Janeiro. 25p. (EPE-DEE-RE-001/2005-R1).
- [9]. IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 1992. Manual Técnico da Vegetação Brasileira. Rio de Janeiro. 92p. CDDI (Série Manuais Técnicos, n. 1).
- [10]. IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2006. Mapa de Unidades de Relevo do Brasil 1:5.000.000. Disponível em: ftp://geoftp.ibge.gov.br/mapas/tematicos/mapas_murais/. Acesso em: 28 jul. 2011.
- [11]. IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2010. Censo 2010. Disponível em: <http://www.censo2010.ibge.gov.br/resultados>. Acesso em: 01 out. 2012.
- [12]. INSTITUTO Caminhos do Turismo. Recanto Olivo. Disponível em: http://www.caminhositaipu.com.br/modules/lago/site/atracoes_detalhe.php?id_cidade=7&id_atracao=219. Acesso em: 10 ago. 2012.
- [13]. NASA Jet Propulsion Laboratory. Shuttle Radar Topography Mission. Disponível em <http://www2.jpl.nasa.gov/srtm/>. Acesso em: 27 fev. 2012.
- [14]. 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: 20 mai. 2012.

14 EQUIPE TÉCNICA

Aretha de Souza Vidal Campos – EPE/STE

Bruno Scarpa Alves da Silveira – EPE/STE

Fábio de Almeida Rocha – EPE/STE

Fernando Hevelton Oliveira – EPE/STE

Gustavo Valeriano Neves Luizon – EPE/STE

Jose Filho da Costa Castro – EPE/STE

Marcelo Willian Henriques Szrajbman – EPE/STE

Maria de Fátima Carvalho Gama – EPE/STE

Priscilla de Castro Guarini – EPE/STE

Vanessa Penteado Stephan – EPE/STE

Vinicius Ferreira Martins – EPE/STE

André Luiz Alberti – EPE/SMA

André Souza Pelech – EPE/SMA

Kátia Gisele Soares Matosinho – EPE/SMA

Lucas Leandro Muller – REDE ENERGIA

Helier Eurico Fioravante – REDE ENERGIA

Jose Carlos Alves Do Nascimento – CEMAR

Marinete da Rocha Quintanilha – ELETROBRAS ELETRONORTE

15 ANEXO

15.1 Parâmetros dos Equipamentos de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Linha de Transmissão Nova (LT)

Tabela 15-1– Características Elétricas das Linhas de Transmissão – Alternativa Vencedora

Linha de transmissão	Tensão (kV)	Extensão (km)	Condutor		
			Número por fase	Nome	Bitola (MCM)
Ribeiro Gonçalves – Balsas (C2)	230	95	1	Tern	795
Imperatriz – Porto Franco (C2)	230	111	1	Grosbeak	636

Tabela 15-2 – Parâmetros Elétricos das Linhas de Transmissão – Alternativa Vencedora

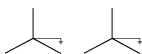
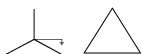
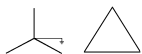
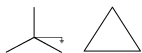
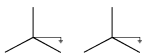
Linha de transmissão	Parâmetros elétricos											
	Longitudinais e transversais por unidade de comprimento						Longitudinais e transversais equivalentes					
	Sequência positiva			Sequência zero			Sequência positiva			Sequência zero		
	R1 (Ω /km)	X1 (Ω /km)	C1 (nF/km)	R0 (Ω /km)	X0 (Ω /km)	C0 (nF/km)	R1 (%)	X1 (%)	B1 (Mvar)	R0 (%)	X0 (%)	B0 (Mvar)
Ribeiro Gonçalves – Balsas (C2)	0,084	0,49	9,02	0,469	1,670	6,29	1,516	8,720	17,103	8,317	29,820	11,926
Imperatriz – Porto Franco (C2)	0,093	0,52	8,47	0,489	1,670	6,21	1,94	10,88	18,76	10,099	34,88	13,819

- Capacidade de Corrente:

- Os valores máximos de corrente verificados na LT 230 kV Ribeiro Gonçalves – Balsas C2 são: 194 A em regime normal e 407 A em emergência. Recomenda-se que a LT 230 kV Ribeiro Gonçalves – Balsas tenha capacidade de 700 A em regime normal e 876 A em emergência.
- Os valores máximos de corrente verificados na LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco C2 são: 182 A em regime normal e 352 A em emergência. Recomenda-se que a LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco tenha capacidade de 621 A em regime normal e 776 A em emergência.

Transformadores/Autotransformadores (TR)

Tabela 15-3 – Parâmetros dos Transformadores/Autotransformadores Novos

Subestação	Transformador/Autotransformador	Conexão dos Enrolamentos	Unidade	Capacidade	Xps (%)	Δ TAP
Ribeiro Gonçalves	500-230 kV		TR2	300/360	3,38	0,9/1,1
Balsas	230-69 kV		TR2	100/120	12,07	0,9/1,1
Balsas	230-69 kV		TR3	100/120	12,07	0,9/1,1
Porto Franco	230-69 kV		TR3	33/39,6	36,7	0,9/1,1
Colinas (Rede Básica)	500-138 kV		TR1/TR2	180/216	7,78	0,9/1,1

15.2 Perdas das Alternativas

A Tabela 15-4 apresenta o diferencial de perdas elétricas das alternativas 1 e 2, discretizadas por ano, para cada um dos patamares de carga analisados.

Tabela 15-4 – Δ Perdas Elétricas para Alternativas 1 e 2 [MW]

Ano	Carga Pesada		Carga Média		Carga Leve	
	ALT1	ALT2	ALT1	ALT2	ALT1	ALT2
2016	0,0	1,1	0,0	1,4	0,0	0,6
2017	0,0	1,2	0,0	1,5	0,0	0,6
2018	0,0	1,8	0,0	2,2	0,0	1,0
2019	0,0	2,0	0,0	2,4	0,0	1,0
2020	0,0	2,3	0,0	2,7	0,0	1,2
2021	0,0	3,2	0,0	3,9	0,0	1,5
2022	0,0	3,6	0,0	4,6	0,0	1,7
2023	0,0	4,1	0,0	5,2	0,0	1,9
2024	0,0	4,7	0,0	6,0	0,0	2,1
2025	0,0	1,0	0,0	1,2	0,0	0,5
2026	0,0	1,1	0,0	1,4	0,0	0,6
2027	0,0	1,2	0,0	1,5	0,0	0,6
2028	0,0	1,3	0,0	1,6	0,0	0,7
2029	0,0	1,4	0,0	1,7	0,0	0,7

O diferencial de perdas elétricas para a análise de sensibilidade de Araguaína a partir de 2021 é apresentado na Tabela 15-5.

Tabela 15-5 – Δ Perdas Elétricas para Análise de Sensibilidade de Araguaína [MW]

Ano	Carga Pesada			Carga Média			Carga Leve		
	ALT1a	ALT1b	ALT1c	ALT1a	ALT1b	ALT1c	ALT1a	ALT1b	ALT1c
2021	3,06	0,00	0,69	3,59	0,00	0,54	1,06	0,00	0,94
2022	2,87	0,00	0,25	3,66	0,00	0,19	1,22	0,00	0,92
2023	3,19	0,00	0,15	4,26	0,00	0,24	1,30	0,00	0,97
2024	3,77	0,00	0,41	5,12	0,00	0,33	1,43	0,00	0,93
2025	5,23	0,00	1,15	7,08	0,00	1,30	1,78	0,00	1,20
2026	6,24	0,00	1,21	8,37	0,00	1,19	2,13	0,00	1,17
2027	7,41	0,00	1,49	9,96	0,00	1,26	2,63	0,00	1,35
2028	8,47	0,00	-0,50	11,82	0,00	-1,03	2,63	0,00	0,77
2029	10,39	0,00	-0,43	14,23	0,00	-0,98	3,31	0,00	0,78

15.3 Plano de Obras e Estimativa de Custos

Tabela 15-6 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 (R\$ x 1000)

Alternativa 1 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2029
LT	LT 230 kV RIBEIRO GONÇALVES - BALSAS - 795 MCM CS (C2)	2016	95	277,66	26.377,70	26.377,70	2.343,06	18.519,05
	LT 230 kV IMPERATRIZ - PORTO FRANCO - 636 MCM CS (C2)	2016	111	268,74	29.830,14	29.830,14	2.649,73	20.942,91
SE IMPERATRIZ	MIM - 230 kV - BD	2016	1	260,69	260,69	260,69	23,16	183,02
	EL - 230 kV - BD	2016	1	3.275,10	3.275,10	3.275,10	290,92	2.299,35
SE PORTO FRANCO	MIM - 230 kV - BD	2016	1	260,69	260,69	260,69	23,16	183,02
	EL - 230 kV - BD	2016	1	3.275,10	3.275,10	3.275,10	290,92	2.299,35
SE RIBEIRO GONÇALVES (RB)	MIM - 500 kV - DJM	2016	1	1.427,81	1.427,81	1.427,81	126,83	1.002,43
	MIM - 230 kV - BD	2016	2	521,37	1.042,74	1.042,74	92,62	732,08
	EL - 230 kV - BD	2016	1	3.275,10	3.275,10	3.275,10	290,92	2.299,35
	ATR 500/230 kV - 300 MVA - M - C - C (2º)	2016	3	7.309,36	21.928,08	21.928,08	1.947,82	15.395,09
	CT - 500 kV - DJM	2016	1	6.263,43	6.263,43	6.263,43	556,36	4.397,38
	CT - 230 kV - BD	2016	1	2.310,65	2.310,65	2.310,65	205,25	1.622,24
SE BALSAS (RB)	MIM - 230 kV - BD	2016	1	260,69	260,69	260,69	23,16	183,02
	EL - 230 kV - BD	2016	1	3.275,10	3.275,10	3.275,10	290,92	2.299,35
CUSTO TOTAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E EQUIPAMENTOS:					103.063,00	103.063,00		72.357,66

Tabela 15-7 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2 (R\$ x 1000)

Alternativa 2 - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2029
LT	LT 230 kV BALSAS - PORTO FRANCO - 636 MCM CS (C1)	2016	220	268,74	59.122,80	59.122,80	5.251,73	41.508,47
	LT 230 kV IMPERATRIZ - PORTO FRANCO - 636 MCM CS (C2)	2026	111	268,74	29.830,14	13.817,13	2.649,73	3.162,97
SE IMPERATRIZ	MIM - 230 kV - BD	2026	1	260,69	260,69	120,75	23,16	27,64
	EL - 230 kV - BD	2026	1	3.275,10	3.275,10	1.517,00	290,92	347,27
SE PORTO FRANCO (RB)	MIM - 230 kV - BD	2016	2	521,37	1.042,74	1.042,74	92,62	732,08
	EL - 230 kV - BD	2016	1	3.275,10	3.275,10	3.275,10	290,92	2.299,35
	COMPENSADOR ESTATICO - 230 kV (-25/+50 Mvar)	2016	1	21.289,93	21.289,93	21.289,93	1.891,13	14.947,07
	CCM - 230 kV - BD	2016	1	2.352,65	2.352,65	2.352,65	208,98	1.651,73
	MIM - 230 kV - BD	2026	1	260,69	260,69	120,75	23,16	27,64
	EL - 230 kV - BD	2026	1	3.275,10	3.275,10	1.517,00	290,92	347,27
SE BALSAS (RB)	MIM - 230 kV - BD	2016	2	521,37	1.042,74	1.042,74	92,62	732,08
	EL - 230 kV - BD	2016	1	3.275,10	3.275,10	3.275,10	290,92	2.299,35
	COMPENSADOR ESTATICO - 230 kV (-35/+70 Mvar)	2016	1	28.499,61	28.499,61	28.499,61	2.531,55	20.008,78
	CCM - 230 kV - BD	2016	1	2.352,65	2.352,65	2.352,65	208,98	1.651,73
CUSTO TOTAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E EQUIPAMENTOS:					159.155,02	139.345,94		89.743,44

Tabela 15-8 – Plano de obras e estimativa de custos das obras comuns às Alternativas 1 e 2 (R\$ x 1000)

Obras Comuns - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2029
SE BALSAS (RB)	MIM - 230 kV - BD	2016	1	260,69	260,69	260,69	23,16	183,02
	MIM - 69 kV - BPT	2016	1	68,48	68,48	68,48	6,08	48,08
	TR - 230/69 kV - 100 MVA - T - C - C (2°)	2016	1	5.997,85	5.997,85	5.997,85	532,77	4.210,92
	CT - 230 kV - BD	2016	1	2.310,65	2.310,65	2.310,65	205,25	1.622,24
	CT - 69 kV - BPT	2016	1	940,44	940,44	940,44	83,54	660,26
	MIM - 230 kV - BD	2016	1	260,69	260,69	260,69	23,16	183,02
	MIM - 69 kV - BPT	2016	1	68,48	68,48	68,48	6,08	48,08
	TR - 230/69 kV - 100 MVA - T - C - C (3°)	2024	1	5.997,85	5.997,85	3.240,45	532,77	1.149,27
	CT - 230 kV - BD	2024	1	2.310,65	2.310,65	1.248,37	205,25	442,75
	CT - 69 kV - BPT	2024	1	940,44	940,44	508,09	83,54	180,20
SE PORTO FRANCO	MIM - 230 kV - BD	2020	1	260,69	260,69	191,61	23,16	106,33
	MIM - 69 kV - BPT	2020	1	68,48	68,48	50,33	6,08	27,93
	TR 230/69 kV - 33 MVA - T - C - C (3°)	2020	1	2.726,61	2.726,61	2.004,14	242,20	1.112,09
	CT - 230 kV - BD	2020	1	2.310,65	2.310,65	1.698,40	205,25	942,43
	CT - 69 kV - BPT	2020	1	940,44	940,44	691,25	83,54	383,57
CUSTO TOTAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E EQUIPAMENTOS:					19.156,22	14.904,19		8.727,84

Tabela 15-9 – Plano de obras e estimativa de custos da Análise de Sensibilidade - Alternativa 1a - Obras não comuns (R\$ x 1000)

Alternativa 1a - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2029
LT	LT 138 kV PORTO FRANCO - ARAGUAÍNA I - 1x336 MCM CD (C1 e C2)	2021	163	300,92	49.049,96	33.382,58	4.356,98	17.040,44
	LT 138 kV GUARAÍ - MIRANORTE - 1x336 MCM CS (C2)	2021	82	191,87	15.733,34	10.707,85	1.397,55	5.465,92
	LT 138 kV PORTO FRANCO - TOCANTINÓPOLIS - 1x397.5 MCM CS (C2)	2021	10,5	197,37	2.072,39	1.410,43	184,08	719,97
	LT 138 kV MIRANORTE - MIRACEMA - 1x336 MCM CS (C3)	2022	7,7	191,87	1.477,40	931,01	131,23	430,56
	LT 138 kV MIRANORTE - MIRACEMA - 1x336 MCM CS (C4)	2029	7,7	191,87	1.477,40	543,24	131,23	-
SE PORTO FRANCO	MIM - 138 kV - BPT	2021	1	470,24	470,24	320,04	41,77	163,37
	EL - 138 kV - BPT	2021	3	2.494,19	7.482,57	5.092,51	664,66	2.599,52
	MIM - 230 kV - BD	2028	1	260,69	260,69	103,52	23,16	8,51
	CT - 230 kV - BD	2028	1	2.310,65	2.310,65	917,59	205,25	75,47
	TR - 230-138 kV - 100 MVA - T - C - C (4°)	2028	1	7.651,82	7.651,82	3.038,64	679,69	249,92
	MIM - 138 kV - BPT	2028	1	156,75	156,75	62,25	13,92	5,12
	CT - 138 kV - BPT	2028	1	1.679,00	1.679,00	666,75	149,14	54,84
SE TOCANTINÓPOLIS	MIM - 138 kV - BPT	2021	1	168,01	168,01	114,34	14,92	58,37
	EL - 138 kV - BPT	2021	1	2.494,19	2.494,19	1.697,50	221,55	866,51
SE ARAGUAÍNA I	MIM - 138 kV - BPT	2021	1	336,02	336,02	228,69	29,85	116,74
	EL - 138 kV - BPT	2021	2	2.494,19	4.988,38	3.395,01	443,10	1.733,01
SE GUARAÍ	MIM - 138 kV - BPT	2021	1	168,01	168,01	114,34	14,92	58,37
	EL - 138 kV - BPT	2021	1	2.494,19	2.494,19	1.697,50	221,55	866,51
SE MIRANORTE	MIM - 138 kV - BPT	2021	1	168,01	168,01	114,34	14,92	58,37
	EL - 138 kV - BPT	2021	1	2.494,19	2.494,19	1.697,50	221,55	866,51
	MIM - 138 kV - BPT	2022	1	168,01	168,01	105,87	14,92	48,96
	EL - 138 kV - BPT	2022	1	2.494,19	2.494,19	1.571,76	221,55	726,89
	MIM - 138 kV - BPT	2029	1	168,01	168,01	61,78	14,92	-
	EL - 138 kV - BPT	2029	1	2.494,19	2.494,19	917,11	221,55	-
SE MIRACEMA	MIM - 138 kV - BPT	2022	1	168,01	168,01	105,87	14,92	48,96
	EL - 138 kV - BPT	2022	1	2.494,19	2.494,19	1.571,76	221,55	726,89
	MIM - 138 kV - BPT	2029	1	168,01	168,01	61,78	14,92	-
	EL - 138 kV - BPT	2029	1	2.494,19	2.494,19	917,11	221,55	-
CUSTO TOTAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E EQUIPAMENTOS:					97.808,80	62.611,96		32.989,73

Tabela 15-10 – Plano de obras e estimativa de custos da Análise de Sensibilidade - Alternativa 1b - Obras não comuns (R\$ x 1000)

Alternativa 1b - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2029
LT	LT 230 kV PORTO FRANCO - ARAGUAÍNA NOVA - 1x954 MCM CD (C1 e C2)	2021	163	487,99	79.542,37	54.135,20	7.065,54	27.633,81
	LT 138 kV ARAGUAÍNA NOVA - ARAGUAÍNA I - 1x636 MCM CD (C1 e C2)	2021	0,1	347,47	34,75	23,65	3,09	12,07
	LT 138 kV MIRANORTE - MIRACEMA - 1x336 MCM CS (C3)	2024	7,7	191,87	1.477,40	798,19	131,23	283,09
	LT 138 kV GUARAÍ - MIRANORTE - 1x336 MCM CS (C2)	2025	82	191,87	15.733,34	7.870,59	1.397,55	2.315,59
SE PORTO FRANCO	MIM - 230 kV - BD	2021	1	521,37	521,37	354,84	46,31	181,13
	EL - 230 kV - BD	2021	2	3.275,10	6.550,20	4.457,96	581,84	2.275,60
	REATOR DE LINHA - 230 kV (-5 Mvar) - T	2021	2	2.522,69	5.045,38	3.433,80	448,17	1.752,82
	MIM - 230 kV - BD	2029	1	260,69	260,69	95,86	23,16	-
	CCP - 230 kV - BD	2029	1	2.623,98	2.623,98	964,83	233,08	-
	BANCO DE CAPACITORES - 230 kV (20 Mvar)	2029	1	1.737,25	1.737,25	638,78	154,32	-
SE ARAGUAÍNA NOVA	MIG - 230 kV - BD	2021	1	7.031,31	7.031,31	4.785,39	624,57	2.442,75
	MIM - 230 kV - BD	2021	1	1.679,24	1.679,24	1.142,86	149,16	583,38
	IB - 230 kV - BD	2021	1	2.003,87	2.003,87	1.363,80	178,00	696,16
	CT - 230 kV - BD	2021	2	2.310,65	4.621,30	3.145,18	410,50	1.605,49
	CRB - 230 kV - BD	2021	1	2.223,02	2.223,02	1.512,95	197,47	772,30
	EL - 230 kV - BD	2021	2	3.275,10	6.550,20	4.457,96	581,84	2.275,60
	ATR 230/138 kV - 150 MVA - T - C - C (1º e 2º)	2021	2	6.837,35	13.674,70	9.306,77	1.214,69	4.750,73
	REATOR DE BARRA - 230 kV (-10 Mvar) - T	2021	1	2.890,57	2.890,57	1.967,27	256,76	1.004,21
	REATOR DE LINHA - 230 kV (-5 Mvar) - T	2021	2	2.522,69	5.045,38	3.433,80	448,17	1.752,82
	MIG - 138 kV - BPT	2021	1	4.695,47	4.695,47	3.195,66	417,09	1.631,25
	MIM - 138 kV - BPT	2021	1	840,05	840,05	571,72	74,62	291,84
	IB - 138 kV - BPT	2021	1	1.296,27	1.296,27	882,22	115,14	450,34
	CT - 138 kV - BPT	2021	2	1.679,00	3.358,00	2.285,40	298,28	1.166,60
	EL - 138 kV - BPT	2021	2	2.494,19	4.988,38	3.395,01	443,10	1.733,01
	MIM - 230 kV - BD	2028	1	279,87	279,87	111,14	24,86	9,14
	CCP - 230 kV - BD	2028	1	2.623,98	2.623,98	1.042,02	233,08	85,70
	BANCO DE CAPACITORES - 230 kV (20 Mvar)	2028	1	1.737,25	1.737,25	689,89	154,32	56,74
SE GUARAÍ	MIM - 138 kV - BPT	2025	1	168,01	168,01	84,05	14,92	24,73
	EL - 138 kV - BPT	2025	1	2.494,19	2.494,19	1.247,72	221,55	367,09
SE MIRANORTE	MIM - 138 kV - BPT	2024	1	168,01	168,01	90,77	14,92	32,19
	EL - 138 kV - BPT	2024	1	2.494,19	2.494,19	1.347,53	221,55	477,92
	MIM - 138 kV - BPT	2025	1	168,01	168,01	84,05	14,92	24,73
	EL - 138 kV - BPT	2025	1	2.494,19	2.494,19	1.247,72	221,55	367,09
SE MIRACEMA	MIM - 138 kV - BPT	2024	1	168,01	168,01	90,77	14,92	32,19
	EL - 138 kV - BPT	2024	1	2.494,19	2.494,19	1.347,53	221,55	477,92
CUSTO TOTAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E EQUIPAMENTOS:					179.065,59	116.062,73		57.566,03

Tabela 15-11 – Plano de obras e estimativa de custos da Análise de Sensibilidade - Alternativa 1c - Obras não comuns (R\$ x 1000)

Alternativa 1c - Linhas de Transmissão / Equipamento		Entrada	Qdade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Truncamento 2029
LT	LT 138 kV COLINAS (REDE BÁSICA) - ARAGUAÍNA II - 1x336 MCM (C1)	2021	85	191,87	16.308,95	11.099,60	1.448,68	5.665,89
	SECCIONAMENTO LT 138 kV (COLINAS (ENERGISA TO) - NOVA OLINDA) - COLINAS (REDE BÁSICA) - 1x336 MCM CD (C1 e C2)	2021	1,5	300,92	451,38	307,20	40,09	156,81
	SECCIONAMENTO LT 138 kV (NOVA OLINDA - ARAGUAÍNA I) - ARAGUAÍNA II - 1x336 MCM CS (C2)	2021	1	191,87	191,87	130,58	17,04	66,66
	LT 138 kV PORTO FRANCO - TOCANTINÓPOLIS - 1x397.5 MCM CS (C2)	2021	10,5	197,37	2.072,39	1.410,43	184,08	719,97
	LT 138 kV MIRANORTE - MIRACEMA - 1x336 MCM CS (C3)	2026	7,7	191,87	1.477,40	684,32	131,23	156,65
	LT 138 kV COLINAS (REDE BÁSICA) - ARAGUAÍNA II - 1x336 MCM (C2)	2028	85	191,87	16.308,95	6.476,51	1.448,68	532,68
SE PORTO FRANCO	MIM - 138 kV - BPT	2021	1	156,75	156,75	106,68	13,92	54,46
	EL - 138 kV - BPT	2021	1	2.494,19	2.494,19	1.697,50	221,55	866,51
SE COLINAS	MIM - 500 kV - DJM	2021	1	3.033,87	3.033,87	2.064,80	269,49	1.054,00
	IB - 500 kV - DJM	2021	2	6.663,83	13.327,66	9.070,58	1.183,86	4.630,16
	CT - 500 kV - DJM	2021	2	6.263,43	12.526,86	8.525,57	1.112,73	4.351,96
	TR 500-138 kV - 6+(1)x60 MVA - M - C - C (1° E 2°)	2021	7	6.339,47	44.376,29	30.201,76	3.941,83	15.416,76
	MIG - 138 kV - BPT	2021	1	4.882,31	4.882,31	3.322,82	433,68	1.696,16
	MIM - 138 kV - BPT	2021	1	1.005,06	1.005,06	684,03	89,28	349,17
	IB - 138 kV - BPT	2021	1	1.296,27	1.296,27	882,22	115,14	450,34
	CT - 138 kV - BPT	2021	2	1.679,00	3.358,00	2.285,40	298,28	1.166,60
	EL - 138 kV - BPT	2021	3	2.494,19	7.482,57	5.092,51	664,66	2.599,52
	MIM - 138 kV - BPT	2028	1	168,01	168,01	66,72	14,92	5,49
	EL - 138 kV - BPT	2028	1	2.494,19	2.494,19	990,48	221,55	81,46
SE ARAGUAÍNA II	MIM - 138 kV - BPT	2021	1	336,02	336,02	228,69	29,85	116,74
	EL - 138 kV - BPT	2021	2	2.494,19	4.988,38	3.395,01	443,10	1.733,01
	MIM - 138 kV - BPT	2028	1	168,01	168,01	66,72	14,92	5,49
	EL - 138 kV - BPT	2028	1	2.494,19	2.494,19	990,48	221,55	81,46
SE TOCANTINÓPOLIS	MIM - 138 kV - BPT	2021	1	168,01	168,01	114,34	14,92	58,37
	EL - 138 kV - BPT	2021	1	2.494,19	2.494,19	1.697,50	221,55	866,51
SE MIRANORTE	MIM - 138 kV - BPT	2026	1	168,01	168,01	77,82	14,92	17,81
	EL - 138 kV - BPT	2026	1	2.494,19	2.494,19	1.155,29	221,55	264,47
SE MIRACEMA	MIM - 138 kV - BPT	2026	1	168,01	168,01	77,82	14,92	17,81
	EL - 138 kV - BPT	2026	1	2.494,19	2.494,19	1.155,29	221,55	264,47
CUSTO TOTAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E EQUIPAMENTOS:					96.602,03	64.991,07		43.447,38

15.4 Formulários de Consultas sobre a Viabilidade de Expansões das Subestações da Alternativa Recomendada

- SE Ribeiro Gonçalves

0.441/2012
30/08/12

TAESA
Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.

Rio de Janeiro, 28 de agosto de 2011

Taesá nº 335/12

À

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

Avenida Rio Branco, 1 11º andar – Rio de Janeiro – RJ

CEP:20090-003

Atenção: **Ilmo. Sr Paulo Cesar Vaz Esmeraldo**

Superintendente de Transmissão de Energia

Assunto: *Consulta sobre a viabilidade de expansão da SE Ribeiro Gonçalves 500/230 kV*

Referência: *Ofício nº 0701/EPE/2012 de 03 de agosto de 2012.*

Prezado Senhor,

A **TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A. ("TAESA")**, sociedade com sede no Município e Estado do Rio de Janeiro, à Praça XV de Novembro, n.º 20, 10º andar, grupo 1003 (parte), Centro, inscrita no CNPJ/MF sob o n.º 07.859.971/0001-30, vem, em atendimento ao Ofício nº 0701/EPE/2012 de 03 de agosto de 2012, encaminhar anexa uma cópia impressa e digital do "Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações", especificamente para a Subestação de Ribeiro Gonçalves 500 kV, devidamente preenchida conforme vossa solicitação.

Com objetivo de melhor contribuir com o propósito de V.Sas. estamos encaminhando também a planta chave da SE Ribeiro Gonçalves, contemplando a etapa atual e futura do empreendimento ora proposto, tendo como referência a documentação encaminhada com o Ofício acima mencionado.

Praça XV de Novembro, 20 - 10º Andar
Grupo 1003 Parte - Centro - CEP 20010-010 - Rio de Janeiro - RJ
Tel: +55 (21) 2212-6000 / Fax: +55 (21) 2212-6040/6041
www.taesa.com.br



Sendo o que cumpria para o momento, a TAESA coloca-se à disposição quanto a eventuais esclarecimentos que se fizerem necessários.

Atenciosamente,


 Marco Antônio Rezende Faria
 Diretor Superintendente Técnico

• **SE Balsas**



CE EPP/ 036/2012

Brasília, 18 de outubro de 2012.
Fl.1/1

Ao Senhor
Paulo Cesar Vaz Esmeraldo
Superintendente de Transmissão da
Empresa de Pesquisa Energética – EPE
Av. Rio Branco, 1, 11º andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Ass.: Consulta sobre a viabilidade de expansão da SE Balsas 230/69 -13,8 kV.

Ref.: 1. Ofício Nº 0699/EPE/2012 - de 03/08/2012, - SE Balsas;

Senhor Superintendente,

Recebemos o Ofício em referência 1 no qual V.S.a consulta sobre a viabilidade de expansão da SE Balsas 230/69 - 13,8 kV.

O formulário encaminhado foi preenchido com as informações solicitadas onde a premissa utilizada para o preenchimento das informações foi a recomendada nas fichas encaminhadas.

Ressaltamos que as informações de possibilidades de implantação de empreendimento podem ser alteradas de forma dinâmica, uma vez que a Eletrobras Eletronorte tem frequentemente recebido solicitação de acesso em suas Subestações.

Estaremos à disposição de V.S.a para dirimir dúvidas que venham a surgir.

Atenciosamente,


Eder Hávila Rose
Superintendente de Planejamento da Expansão

cc.: EET, EETS, EPPT, EETL

Eletrobras-Eletronorte
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A
Superintendência de Planejamento da
Expansão

SCN / Quadra 6 – Conj. "A" - Bloco B e C - Entrada
Norte 2 – Bairro Asa Norte - Sala 807 Shopping ID
70716-901 – Brasília – DF

Tel. (61) 3429-5309
Fax. (61) 3429-5267
www.ein.gov.br



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data:

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS: (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: NORTE TOCANTINS MARANHÃO E SUDOESTE MARANHÃO

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: BALSAS Concessionária Proprietária: ELETRONORTE

1. Módulos de Manobra

- ☒ EL Quantidade: 1 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD
- ☒ CT Quantidade: 2 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 230 Arranjo Prim.: BD Sec.: Ter:
- ☒ CT Quantidade: 2 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 69 Arranjo Prim.: BPT Sec.: Ter:
- ☐ IB Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ CCP Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ CCS Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ CRL Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ CRB Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ CTA Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☒ CC Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Transformadores Quantidade: 2 Potência (MVA): 100 Tensão Prim./Sec. (kV) 230/69 kV Fase: 3Ø
- ☐ Transformadores Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (kV) Fase:
- ☐ Autotransformadores Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (kV) Fase:
- ☐ Autotransformadores Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (kV) Fase:
- ☐ Reator Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- ☐ Capacitor Shunt Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- ☐ Capacitor Série Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- ☐ Compensador Estático Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:

3. Diagrama Unifilar

O diagrama unifilar simplificado da alternativa proposta encontra-se em figura anexa.

Legenda:

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

[Assinatura]



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data:

Revisão:

Página: 2 - 4

RESPOSTAS ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

1. Módulos de Manobra

- ☒ EL Quantidade: 1 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD
- ☒ CT Quantidade: 2 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 230 Arranjo Prim.: BD Sec.: Ter:
- ☒ CT Quantidade: 2 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 69 Arranjo Prim.: BDT Sec.: Ter:
- ☐ IB Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ CCP Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ CCS Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ CRL Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ CRB Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ CTA Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ CC Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Transformadores Quantidade: 2 Potência (MVA): 100 Tensão Prim./Sec. (kV) 230/69 Fase: 3φ
- ☐ Transformadores Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (kV) Fase:
- ☐ Autotransformadores Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (kV) Fase:
- ☐ Autotransformadores Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (kV) Fase:
- ☐ Reator Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- ☐ Capacitor Shunt Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- ☐ Capacitor Série Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- ☐ Compensador Estático Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:

3. Módulo de Infraestrutura Geral

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

4. Outros

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

[Assinatura]



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

Data:

Revisão:

Página: 3- 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

A ELETROBRAS ELETRONORTE INFORMA QUE NA PRESENTE DATA É VIÁVEL A EXPANSÃO DA SE BALSAS 230/69-13,8 KV COM A ENTRADA DE MAIS 2 TRANSFORMADORES 230/69/13,8 KV- 100 MVA E A IMPLANTAÇÃO DO 2º CIRCUITO LT BALSAS/RIBEIRO GONÇALVES - 230KV. PARA QUE A SUBESTAÇÃO COMPORTE A EXPANSÃO PREVISTA, FAZ-SE NECESSÁRIO A AMPLIAÇÃO DO BARRAMENTO DE 230 KV, NO ENTANTO, A SE EM REFERÊNCIA POSSUI TERRENO SUFICIENTE PARA COMPORTAR TAIS EXPANSÕES ORA VISLUMBRADAS BEM COMO NÃO HÁ NECESSIDADE DE ADEQUAR O ARRANJO DA SUBESTAÇÃO JÁ QUE A MESMA ATUALMENTE ATENDE AOS PROCEDIMENTOS DE REDE.

Res, 3/08/2012

Data da Solicitação

Paulo Cesar Vaz Esmeraldo

Paulo Cesar Vaz Esmeraldo
Superintendente da Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

BSB, 18.10.2012

Data da Entrega do Formulário

Marinete R. Quintanilha

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: MARINETE DA ROCHA BRINTANILHA
Cargo: GERENTE EXECUTIVA



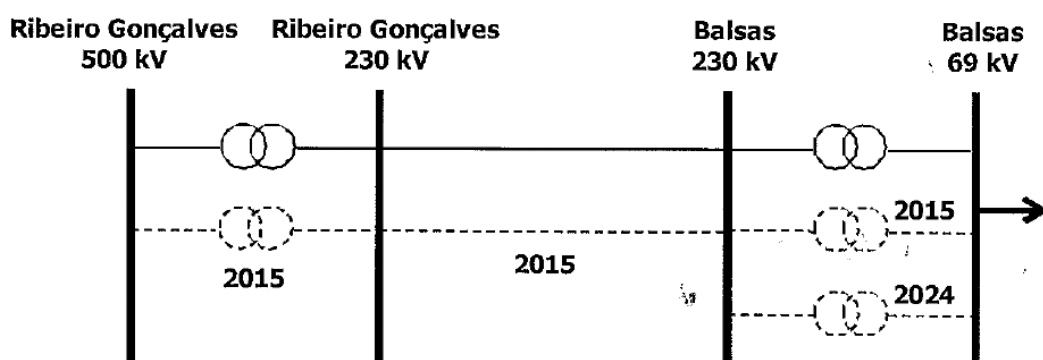
Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data:

Revisão:

Página: 4- 4

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA



• **SE Imperatriz e Porto Franco**



Eletrobras
Eletronorte

CE EPP 033/2012

Brasília, 15 de outubro de 2012.
Fl.1/1

Ao Senhor
Paulo Cesar Vaz Esmeraldo
Superintendente de Transmissão da
Empresa de Pesquisa Energética – EPE
Av. Rio Branco, 1, 11º andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Ass.: Consulta sobre a viabilidade de expansão das SEs Imperatriz 230/69-13,8 kV
e Porto Franco 230/138/69-13,8 kV.

Ref.: 1. Ofício Nº 0846/EPE/2012 – de 14/09/2012 - SE Porto Franco;
Ref.: 2. Ofício Nº 0847/EPE/2012 – de 14/09/2012 - SE Imperatriz;

Senhor Superintendente,

Recebemos os Ofícios em referência 1 e 2 no qual V.S.a consulta sobre a viabilidade
de expansão das SEs Imperatriz 230/69-13,8 kV e Porto Franco 230/138/69-13,8
kV.

O formulário encaminhado foi preenchido com as informações solicitadas onde a
premissa utilizada para o preenchimento das informações foi a recomendada nas
fichas encaminhadas.

Ressaltamos que as informações de possibilidades de implantação de
empreendimento podem ser alteradas de forma dinâmica, uma vez que a Eletrobras
Eletronorte tem frequentemente recebido solicitação de acesso em suas
Subestações.

Estaremos à disposição de V.S.a para eventuais esclarecimentos que se fizerem
necessários.

Atenciosamente,

Eber Hávila Rose
Superintendente de Planejamento da Expansão

cc.: EET, EETS, EPPT, EETL

Eletrobras-Eletronorte

Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A
Superintendência de Planejamento da
Expansão

SCN / Quadra 6 – Conj. "A" - Bloco B e C - Entrada
Norte 2 – Balço Asa Norte - Sala 807 Shopping ID

70716-901 – Brasília – DF

Tel. (61) 3429-5309
Fax. (61) 3429-6267

www.eln.gov.br



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data:

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: NORTE TOCANTINS MARANHÃO E SUDOESTE MARANHÃO

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: IMPERATRIZ Concessionária Proprietária: ELETRONORTE

1. Módulos de Manobra

- ☒ EL Quantidade: 2 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD
- ☐ CT Quantidade: ____ Tensão Prim./Sec./Ter (kV) ____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter: ____
- ☐ CT Quantidade: ____ Tensão Prim./Sec./Ter (kV) ____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter: ____
- ☐ IB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CCP Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CCS Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CRB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CTA Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CC Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

2. Módulos de Equipamentos

- ☐ Transformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV) ____ Fase: ____
- ☐ Transformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV) ____ Fase: ____
- ☐ Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV) ____ Fase: ____
- ☐ Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV) ____ Fase: ____
- ☐ Reator Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- ☐ Capacitor Shunt Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- ☐ Capacitor Série Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- ☐ Compensador Estático Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____

3. Diagrama Unifilar

O diagrama unifilar simplificado da alternativa proposta encontra-se em figura anexa.

Legenda:

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



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: _____

Revisão: _____

Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

1. Módulos de Manobra

- ☒ EL Quantidade: 2 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD5CH
- ☐ CT Quantidade: _____ Tensão Prim./Sec./Ter (kV) _____ Arranjo Prim.: _____ Sec.: _____ Ter: _____
- ☐ CT Quantidade: _____ Tensão Prim./Sec./Ter (kV) _____ Arranjo Prim.: _____ Sec.: _____ Ter: _____
- ☐ IB Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
- ☐ CCP Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
- ☐ CCS Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
- ☐ CRL Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
- ☐ CRB Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
- ☐ CTA Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
- ☐ CC Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Transformadores Quantidade: _____ Potência (MVA): _____ Tensão Prim./Sec. (kV) _____ Fase: _____
- ☐ Transformadores Quantidade: _____ Potência (MVA): _____ Tensão Prim./Sec. (kV) _____ Fase: _____
- ☐ Autotransformadores Quantidade: _____ Potência (MVA): _____ Tensão Prim./Sec. (kV) _____ Fase: _____
- ☐ Autotransformadores Quantidade: _____ Potência (MVA): _____ Tensão Prim./Sec. (kV) _____ Fase: _____
- ☐ Reator Quantidade: _____ Potência (Mvar): _____ Tensão (kV): _____ Fase: _____
- ☐ Capacitor Shunt Quantidade: _____ Potência (Mvar): _____ Tensão (kV): _____ Fase: _____
- ☐ Capacitor Série Quantidade: _____ Potência (Mvar): _____ Tensão (kV): _____ Fase: _____
- ☐ Compensador Estático Quantidade: _____ Potência (Mvar): _____ Tensão (kV): _____ Fase: _____

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? ☐ Sim Área Prevista: _____
☒ Não

4. Outros

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



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data:

Revisão:

Página: 3-4

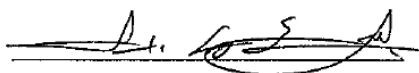
INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

VIDE DOCUMENTO EM ANEXO.

Rio, 14/09/2012

Data da Solicitação

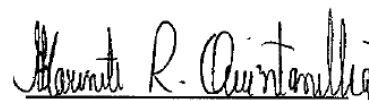


Paulo Cesar Vaz Esmeraldo

Superintendente da Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Data da Entrega do Formulário



Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: MARINETE DA ROCHA QUINTANILHA

Cargo: GERENTE EXECUTIVA



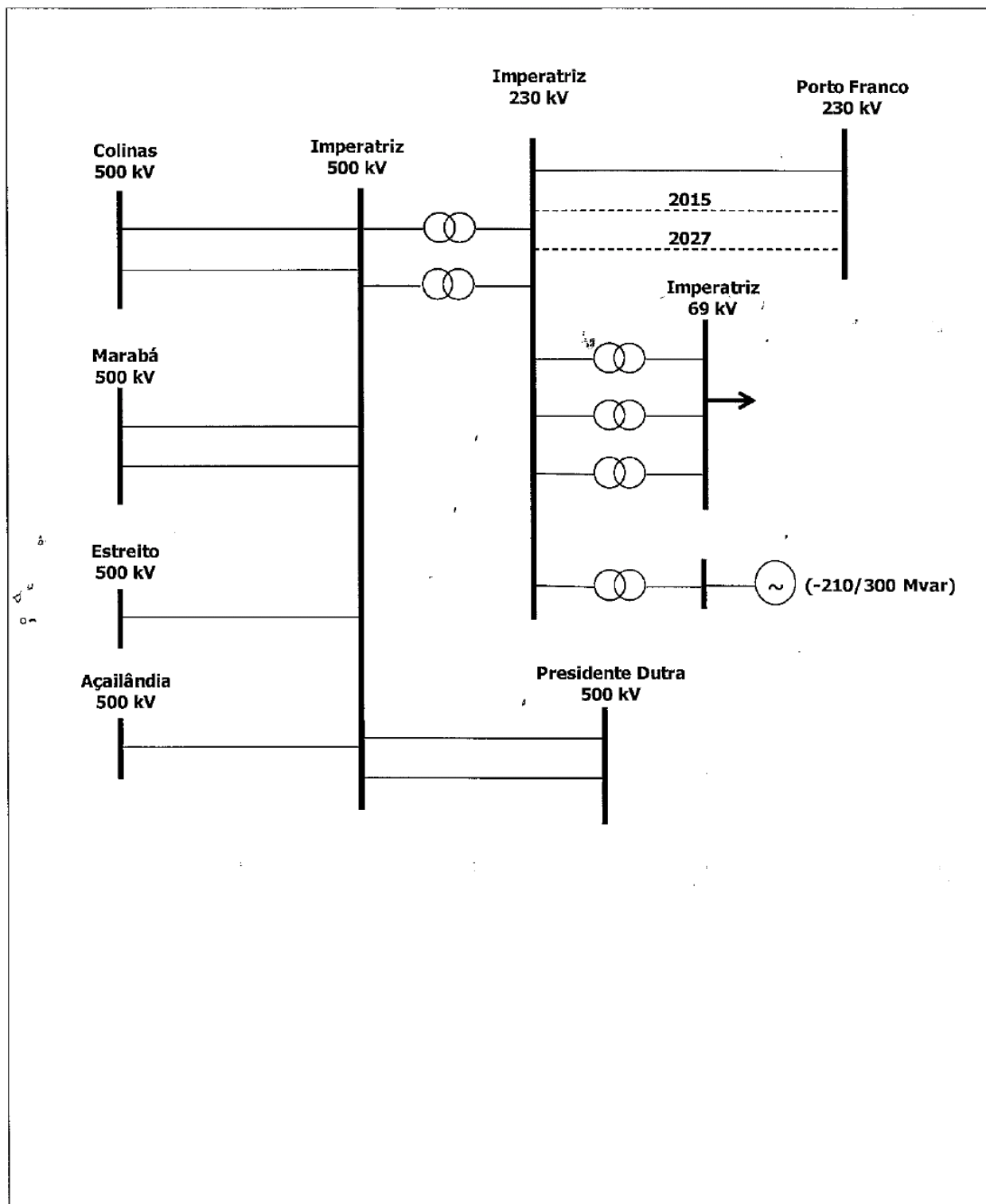
Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data:

Revisão:

Página: 4- 4

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA



- SE Imperatriz: Na presente data, há viabilidade de execução das obras levantadas na consulta, sendo necessário ressaltar que:

1. LTs (2 LTs para porto Franco) – Existem, no momento, vãos disponíveis para a entrada das duas linhas de transmissão em 230 kV solicitadas na consulta, sendo necessário cuidados com as saídas de linha de forma que não limitem a expansão da SE.
2. Atentar para o fato de que a SE Imperatriz 230 kV possui o esquema de manobra em BD5CH – Barra dupla a 5 chaves.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data:

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: NORTE TOCANTINS MARANHÃO E SUDOESTE MARANHÃO

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: PORTO FRANCO Concessionária Proprietária: ELETRONORTE

1. Módulos de Manobra

- ☒ EL Quantidade: 2 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD
- ☒ EL Quantidade: 3 Tensão (kV): 138 Arranjo: BPT
- ☒ CT Quantidade: 2 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 230 Arranjo Prim.: BD Sec.: Ter:
- ☒ CT Quantidade: 1 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 138 Arranjo Prim.: BD Sec.: Ter:
- ☒ CT Quantidade: 1 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 69 Arranjo Prim.: BPT Sec.: Ter:
- ☐ IB Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ CCP Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ CRL Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ CRB Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ CC Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Transformadores Quantidade: 1 Potência (MVA): 33 Tensão Prim./Sec. (kV) 230/69 kV Fase: 3Ø
- ☐ Transformadores Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (kV) Fase:
- ☒ Autotransformadores Quantidade: 1 Potência (MVA): 100 Tensão Prim./Sec. (kV) 230/138 kV Fase: 3Ø
- ☐ Autotransformadores Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (kV) Fase:
- ☐ Reator Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- ☐ Capacitor Shunt Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- ☐ Capacitor Série Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- ☐ Compensador Estático Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:

3. Diagrama Unifilar

O diagrama unifilar simplificado da alternativa proposta encontra-se em figura anexa.

Legenda:

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

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS

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

1. Módulos de Manobra

- ☒ EL Quantidade: 2 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4ct
- ☒ EL Quantidade: 3 Tensão (kV): 138 Arranjo: BPT
- ☒ CT Quantidade: 2 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 230 Arranjo Prim.: BD4ct Sec.: ____ Ter.: ____
- ☒ CT Quantidade: 1 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 138 Arranjo Prim.: BD Sec.: ____ Ter.: ____
- ☒ CT Quantidade: 1 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 69 Arranjo Prim.: BPT Sec.: ____ Ter.: ____
- ☐ CCP Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CCS Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CRB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CTA Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CC Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Transformadores Quantidade: 1 Potência (MVA): 30 Tensão Prim./Sec. (kV) 230/69 Fase: 3φ
- ☐ Transformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV) ____ Fase: ____
- ☒ Autotransformadores Quantidade: 1 Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV): ____ Fase: ____
- ☐ Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): 100 Tensão Prim./Sec. (kV) 230/138 Fase: 3φ
- ☐ Reator Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- ☐ Capacitor Shunt Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- ☐ Capacitor Série Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- ☐ Compensador Estático Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? ☐ Sim Área Prevista: ____
☒ Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? ☐ Sim Equipamentos necessários: ____
☒ Não

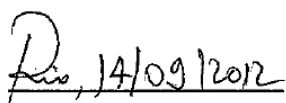
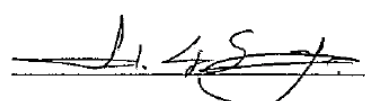
 Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações
	Data:

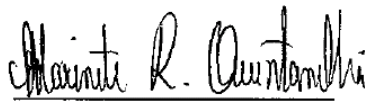
Revisão:
Página: 3- 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

VIDE DOCUMENTO EM ANEXO.

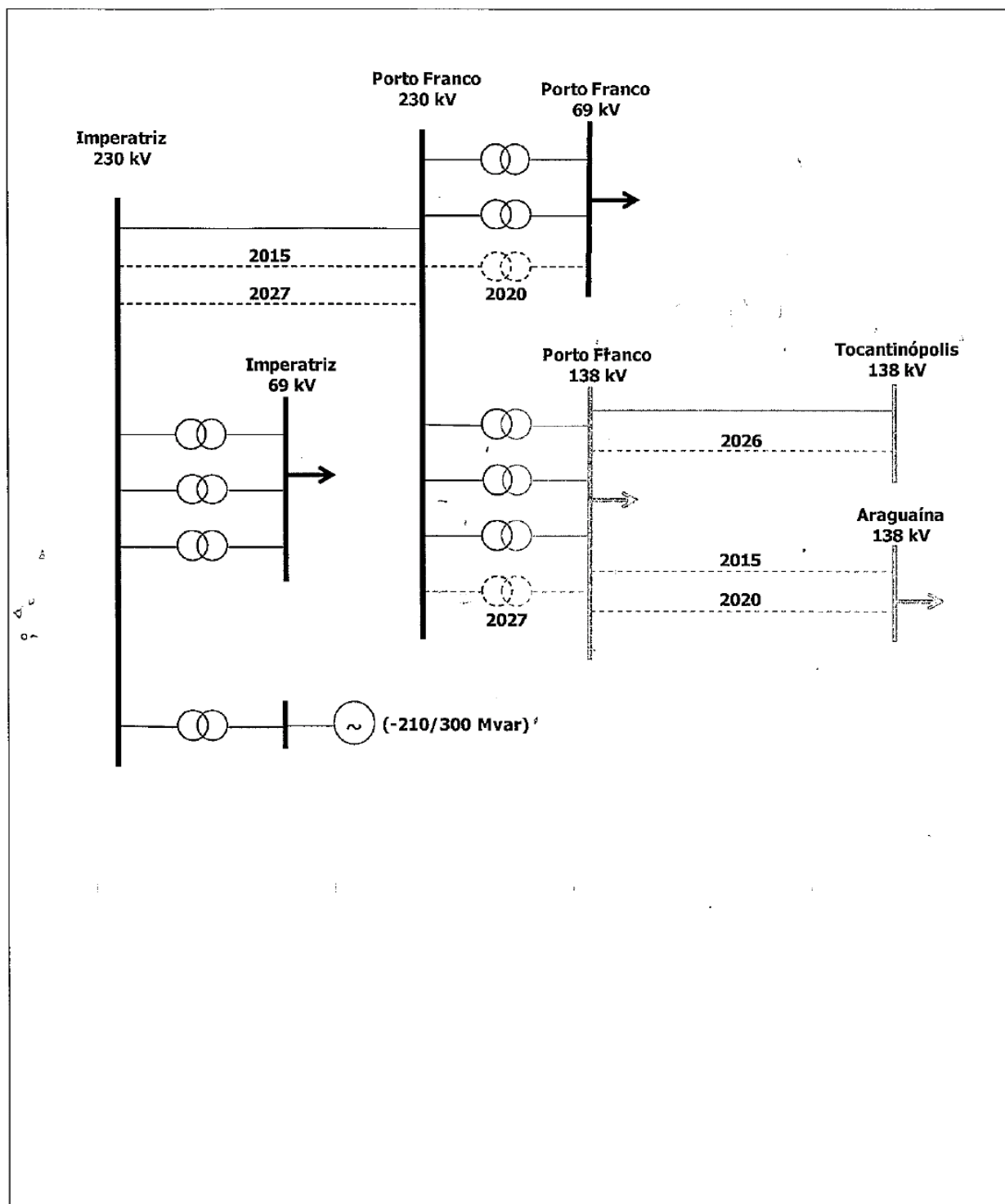

 Data da Solicitação

 Paulo Cesar Vaz Esmeraldo
 Superintendente da Transmissão de Energia
 STE/DEE/EPE

Data da Entrega do Formulário

 Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
 Nome: MARINETE DA ROCHA QUINTANILHA
 Cargo: GERENTE EXECUTIVA

 Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações
	Data:
	Revisão:

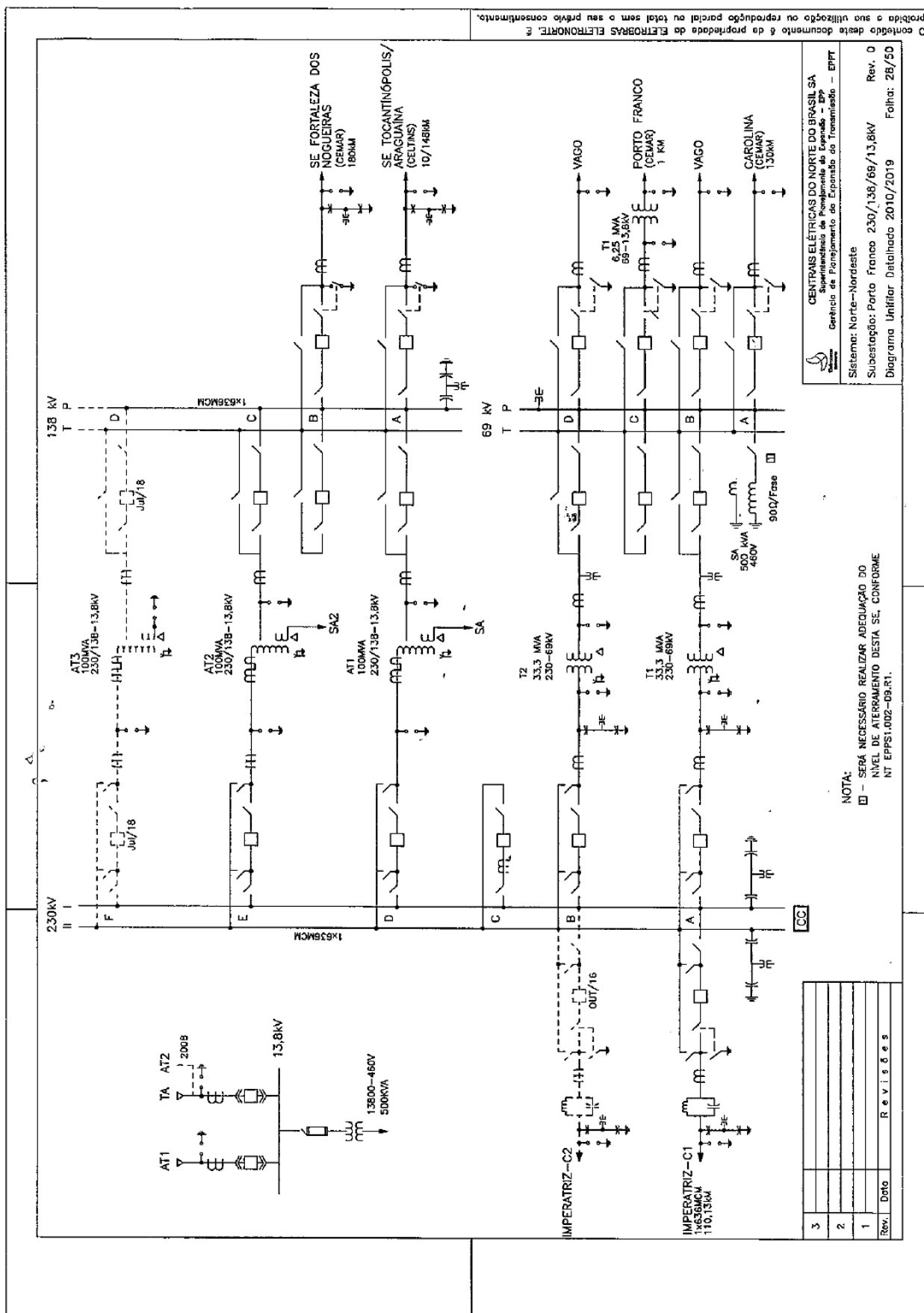
Data:
Revisão:
Página: 4- 4

ANEXO -> DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA



- SE Porto Franco – Na presente data, há viabilidade de execução das obras levantadas na consulta, sendo necessário ressaltar que:

1. Transformador de 230/69 kV (T3): para instalação será necessário expandir o barramento no sentido do vão A/Casa de Comando, instalando o equipamento na área existente no 230 kV e no 69 kV que se encontra localizada entre o início do barramento e a casa de comando existente em cada pátio respectivamente.
Uma outra, alternativa será colocar o equipamento no vão C do 230 kV, deslocando a interligação de barra para o final do barramento. É necessário, nesta opção, o deslocamento do cubículo do serviço auxiliar do AT1. Este eventual deslocamento dos cubículos, se for de fato necessário, não parece ser a solução mais operativa.
2. Autotransformador 230/138 kV (AT4): para instalação será necessário expandir o barramento do 230 kV no sentido do vão F, bem como expandir o barramento do 138 kV no sentido do vão D. Não há necessidade de adquirir terreno para esta expansão.
3. LTs (2 LTs 230 kV para Imperatriz e 3 LTs em 138 kV) – não existem hoje problemas para a conexão destas LTs, sendo necessário cuidados com as saídas de linha de forma que não limitem a expansão da SE.



• SE Colinas

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data:
		Revisão:
		Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: NORTE TOCANTINS MARANHÃO E SUDOESTE MARANHÃO

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: COLINAS Concessionária Proprietária: ELETRONORTE

1. Módulos de Manobra

- ☒ EL Quantidade: 2 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD
- ☒ CT Quantidade: 2 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 500 Arranjo Prim.: DJM Sec.: Ter:
- ☒ CT Quantidade: 2 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 230 Arranjo Prim.: BD Sec.: Ter:
- ☒ IB Quantidade: 1 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☐ CCP Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ CCS Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ CRL Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ CRB Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ CTA Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ CC Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:

2. Módulos de Equipamentos

- ☐ Transformadores Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (kV) Fase:
- ☐ Transformadores Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (kV) Fase:
- ☒ Autotransformadores Quantidade: 7 Potência (MVA): 50 Tensão Prim./Sec. (kV) 500/230 kV Fase: 1Ø
- ☐ Autotransformadores Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (kV) Fase:
- ☐ Reator Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- ☐ Capacitor Shunt Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- ☐ Capacitor Série Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- ☐ Compensador Estático Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:

3. Diagrama Unifilar

O diagrama unifilar simplificado da alternativa proposta encontra-se em figura anexa.

Legenda:

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

 Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data:
Revisão:
Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

1. Módulos de Manobra

- ☒ EL Quantidade: 2 Tensão (kV): 230 Arranjo: MCH
- ☒ CT Quantidade: 2 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 500 Arranjo Prim.: DM Sec.: Ter: _____
- ☒ CT Quantidade: 2 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 230 Arranjo Prim.: DM Sec.: Ter: _____
- ☒ IB Quantidade: 1 Tensão (kV): 500 Arranjo: DM
- ☐ CCP Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
- ☐ CCS Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
- ☐ CRL Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
- ☐ CRB Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
- ☐ CTA Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
- ☐ CC Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____

2. Módulos de Equipamentos

- ☐ Transformadores Quantidade: _____ Potência (MVA): _____ Tensão Prim./Sec. (kV) _____ Fase: _____
- ☐ Transformadores Quantidade: _____ Potência (MVA): _____ Tensão Prim./Sec. (kV) _____ Fase: _____
- ☒ Autotransformadores Quantidade: 7 Potência (MVA): 50 Tensão Prim./Sec. (kV) 500/230 Fase: 1φ
- ☐ Autotransformadores Quantidade: _____ Potência (MVA): _____ Tensão Prim./Sec. (kV) _____ Fase: _____
- ☐ Reator Quantidade: _____ Potência (Mvar): _____ Tensão (kV): _____ Fase: _____
- ☐ Capacitor Shunt Quantidade: _____ Potência (Mvar): _____ Tensão (kV): _____ Fase: _____
- ☐ Capacitor Série Quantidade: _____ Potência (Mvar): _____ Tensão (kV): _____ Fase: _____
- ☐ Compensador Estático Quantidade: _____ Potência (Mvar): _____ Tensão (kV): _____ Fase: _____

3. Módulo de Infraestrutura Geral

- Há necessidade de aquisição de terreno? ☐ Sim Área Prevista: _____
- ☐ Não

4. Outros

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

 Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações
	Data:

Revisão:
Página: 3- 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

VIDE ANEXO.

Rio, 05/02/2012

Data da Solicitação

Paulo Cesar Vaz Esmeraldo

Paulo Cesar Vaz Esmeraldo
Superintendente da Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

BSB, 13.11.2012

Data da Entrega do Formulário

Marcelo R. Quintanilha

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

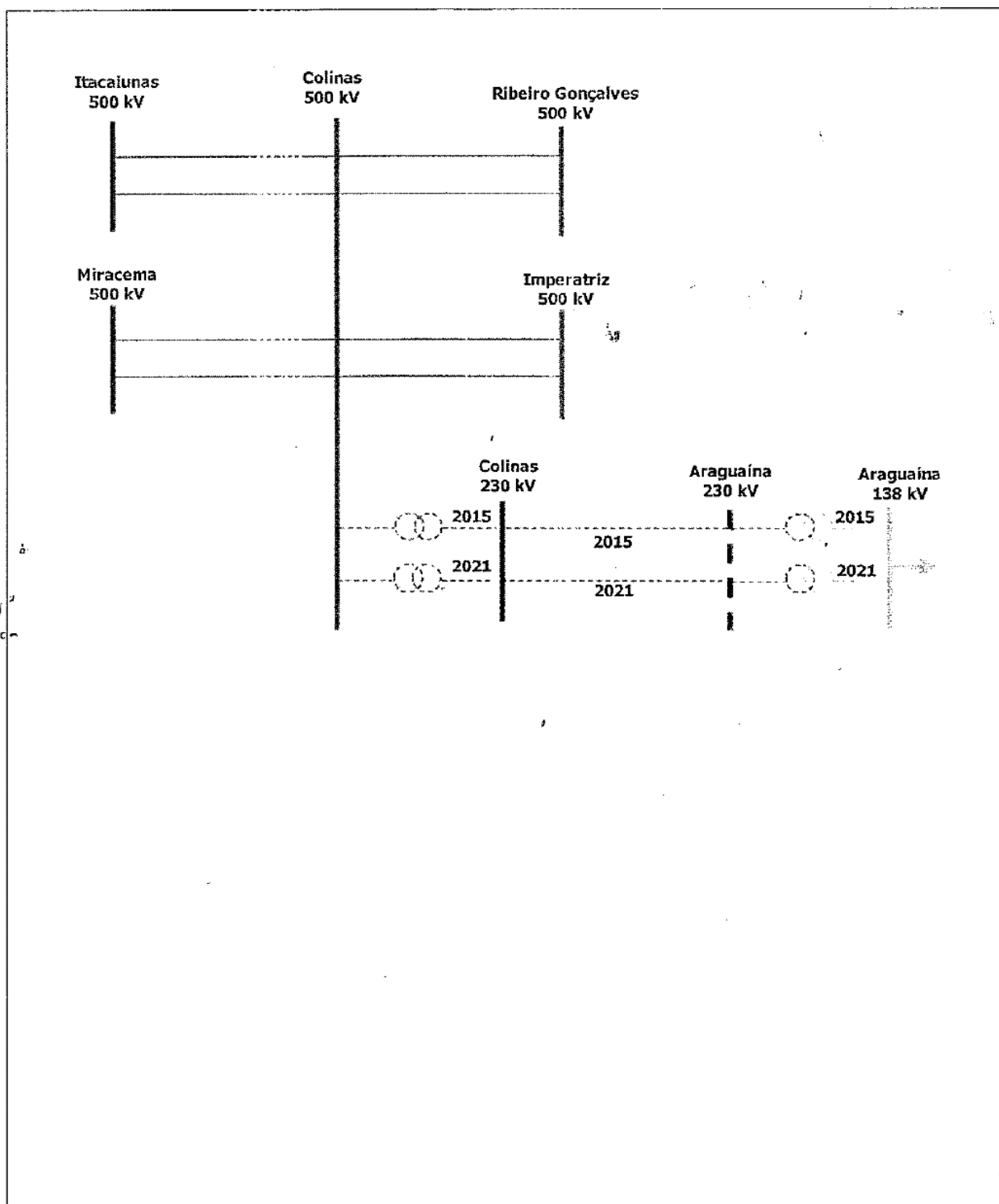
Nome: Marcelo da Rocha Quintanilha

Cargo: Gerente Executivo

 Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações
	Data:
	Revisão:

Data:
Revisão:
Página: 4- 4

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA



CE-EPP-0012/2016

Empresa de Pesquisa Energética - EPE



Brasília, 04/03/2016.
Fl. 1 de 1.



À Senhora
Maria de Fátima de Carvalho Gama
Superintendente Adjunto Transmissão de Energia
EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE
Avenida Rio Branco, nº 01, 11º andar, Centro
20090-003 - Rio de Janeiro - RJ

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão da SE Colinas.
Referência: Ofício nº 0014/EPE/2016 de 08 de janeiro de 2016.

Prezada Senhora,

Recebemos o ofício em referência, no qual V.Sa. consulta sobre a viabilidade de expansão na SE Colinas, considerando a implantação de um novo pátio de 138 kV.

O formulário encaminhado foi preenchido com as informações solicitadas, onde a premissa utilizada para o preenchimento das informações foram aquelas recomendadas nas fichas encaminhadas.

Estamos à disposição de V.Sa. para esclarecimentos adicionais que se fizerem necessários.

Atenciosamente,

Luiz Claudio de Oliveira Coutinho
Superintendência de Planejamento - EPP

Anexo: - I e II

C.c.: EETL; EETS; EPPT

EPP / MPLV / Iloc

Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - Eletrobras Eletronorte - SCN Quadra 06 Conj. A, Blocos B, sala
807 Entrada Norte 2
, Asa Norte - Cep 70.716-901 - Brasília/DF

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 08/01/2016
		Revisão:
		Página: 1 - 5

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento Elétrico às Regiões Nordeste do Tocantins e Sul do Maranhão

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Colinas 500 kV **Concessionária Proprietária:** Eletrobras Eletronorte

1. Módulos de Manobra

- ☐ EL Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☒ EL Quantidade: 4 Tensão (kV): 138 Arranjo: BPT
- ☒ CT Quantidade: 3 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 500/138 Arranjo Prim.: DJM Sec.: BPT Ter:
- ☐ CT Quantidade: Tensão Prim./Sec./Ter (kV) Arranjo Prim.: Sec.: Ter:
- ☒ IB Quantidade: 1 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ IB Quantidade: 1 Tensão (kV): 138 Arranjo: BPT
- ☐ CCS Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ CRL Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ CRB Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ CTA Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ CC Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Transformadores Quantidade: 10 Potência (MVA): 50 Tensão Prim./Sec. (kV) 500/138 Fase: 1Ø
- ☐ Autotransformadores Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (kV) Fase:
- ☐ Reator Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- ☐ Capacitor Shunt Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- ☐ Capacitor Série Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- ☐ Compensador Estático Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:

3. Diagrama Unifilar

4. Observações:

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

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 08/01/2016
		Revisão:
		Página: 2 - 5

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

1. Módulos de Manobra

- ☐ EL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☒ EL Quantidade: 4 Tensão (kV): 138 Arranjo: BPT
- ☒ CT Quantidade: 3 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 500/138 Arranjo Prim.: DJM Sec.: BPT Ter: ____
- ☐ CT Quantidade: ____ Tensão Prim./Sec./Ter (kV) ____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter: ____
- ☒ IB Quantidade: 3 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ IB Quantidade: 1 Tensão (kV): 138 Arranjo: BPT
- ☐ CCS Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CRB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CTA Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CC Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Transformadores Quantidade: 10 Potência (MVA): 50 Tensão Prim./Sec. (kV) 500/138 Fase: 1 Ø
- ☐ Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV) ____ Fase: ____
- ☐ Reator Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- ☐ Capacitor Shunt Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- ☐ Capacitor Série Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- ☐ Compensador Estático Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? ☐ Sim Área Prevista: ____
☒ Não

4. Outros

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

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 08/01/2016
		Revisão:
		Página: 3 - 5

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

1) As solicitações indicadas referem-se às obras recomendadas no "Estudo de Atendimento Elétrico às Regiões Nordeste do Tocantins e Sul do Maranhão".

2) O(s) diagrama(s) unifilar(es) anexo(s) à esse formulário tem a função de indicar referencialmente o posicionamento dos novos bays sob consulta. Assim solicitamos ratificar/retificar este posicionamento.

3) Conforme indicado no(s) diagrama(s) unifilar(es) é solicitado a consulta de viabilidade de implantação de um novo pátio de 138 kV na SE Colinas 500 kV existente.

As observações estão no ANEXO II

08/01/2016

Data da Solicitação



Maria de Fátima de Carvalho Gama

Superintendente Adjunto de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Data da Entrega do Formulário

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome:

Luís Cláudio de Oliveira Coutinho

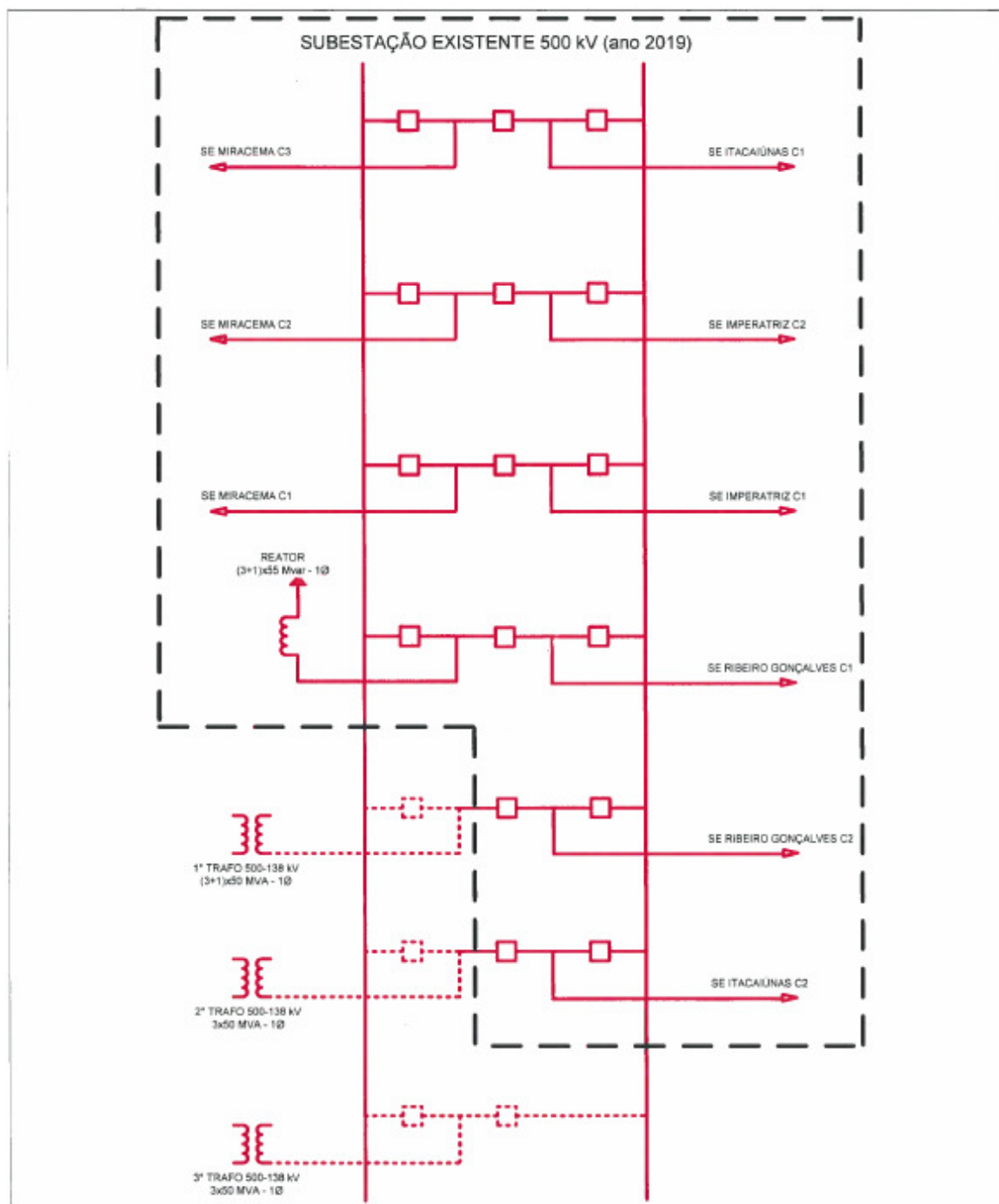
Cargo:

Matrícula: 9076

Superintendente de Planejamento - EPP

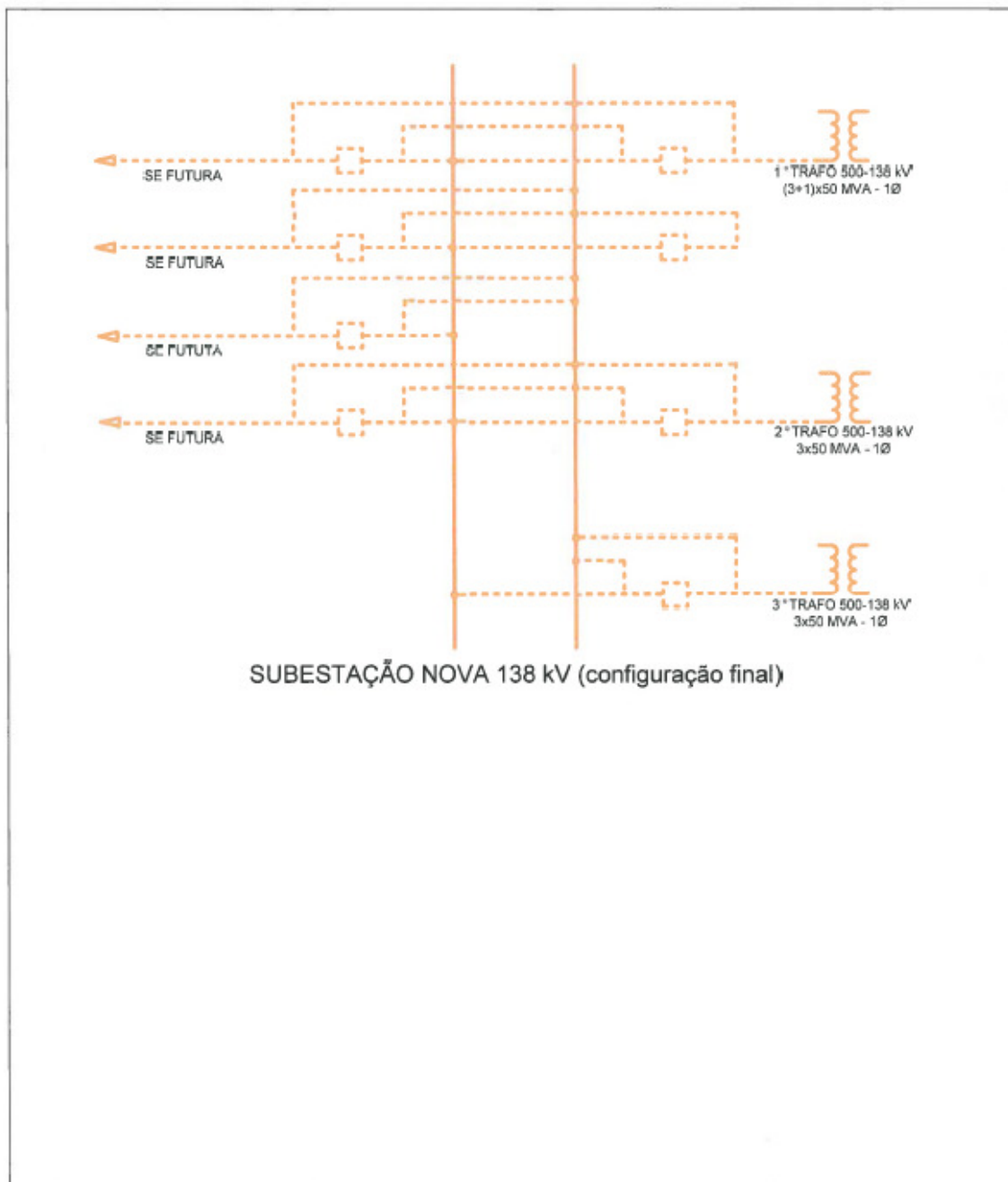
	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 08/01/2016
		Revisão:
		Página: 4 - 5

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA



	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 08/01/2016
		Revisão:
		Página: 5 - 5

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA



ANEXO II - INFORMAÇÕES ADICIONAIS - Consulta EPE sobre a viabilidade de expansão da SE Colinas, considerando a implantação de um novo pátio de 138 kV.

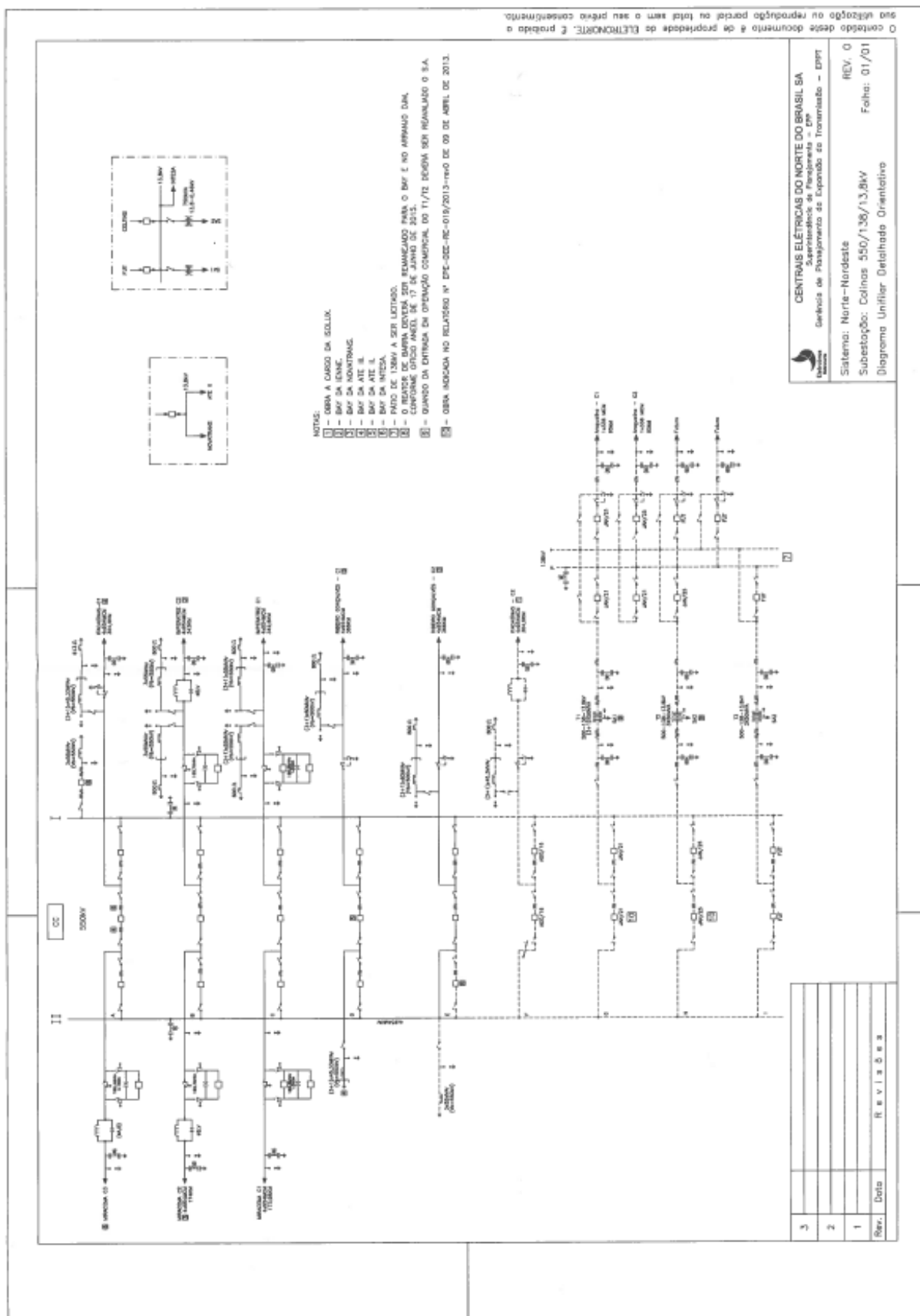
O posicionamento proposto inicialmente pela EPE para o novo pátio de 138 kV da SE Colinas foi retificado. O diagrama unifilar com as alterações segue em anexo.

Verifica-se atualmente que as LTs 500 kV para Ribeiro Gonçalves (C1 e C2) do lado da barra I estão cruzando a entrada da SE Colinas. A futura LT 500 kV para Itacaiúnas C2 (Obra a cargo da Isolux) está prevista para entrar também do lado da Barra I no bay "F". Assim, haveria dificuldades para entradas/saídas de futuras possíveis LTs de 500 kV do lado da barra I. De outro modo, tais dificuldades não se verificam atualmente do lado da barra II.

Ante o exposto, o referido pátio de 138 kV foi realocado para o lado da Barra I. Assim, nessa configuração, o lado da Barra II ficará com 4 bays (F,G,H e I) em 500 KV disponíveis para entradas/saídas de futuras possíveis LTs. O bay "E" do lado da barra II não está disponível, pois o reator de barra que atualmente está conectado diretamente na barra I será remanejado para esse bay conforme ofício Aneel 17/06/2015.

Nessa configuração retificada, a SE Colinas comporta as expansões vislumbradas sem necessidade de compra de terreno. Por oportuno, importante destacar que há um desnível no terreno de aproximadamente 5 m, de modo que haverá necessidade de aterramento.

Ademais, também considerando a configuração retificada, impende registrar que as futuras LTs 138 kV para Araguaína terão pequenas dificuldades na saída da SE Colinas, pois existe uma área que foi escavada e, além disso, haverá cruzamento com as LTs 500 kV existentes.



O conteúdo deste documento é de propriedade da ELETROBRÁS. É proibida a sua utilização ou reprodução parcial ou total sem o seu prévio consentimento.

15.5 Fichas PET

Empreendimento: LT 230 kV RIBEIRO GONÇALVES – BALSAS C2	Estado: PI/MA
	Data de Necessidade: jan/2016 Prazo de execução: 24 meses

Justificativa:

Reforço necessário para atender ao critério "N-1" na região sul do Maranhão

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

LT 230 kV RIBEIRO GONÇALVES – BALSAS 1x795 MCM, 95 km, C2	26.377,70
2 EL – 230 kV – BD	6.550,2
2 MIM – 230 kV - BD	521,38

Investimentos previstos: 33.449,28

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-019/2013-rev2, "Estudo de Atendimento Elétrico às Regiões Nordeste do Tocantins e Sul do Maranhão"
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2012"

Empreendimento: LT 230 kV IMPERATRIZ – PORTO FRANCO C2	Estado: MA/TO
	Data de Necessidade: jan/2016 Prazo de execução: 24 meses

Justificativa:

Reforço necessário para atender ao critério "N-1" na região nordeste do Tocantins

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

LT 230 kV IMPERATRIZ – PORTO FRANCO 1x636 MCM, 111 km, C2	29.830,14
2 EL – 230 kV – BD	6.550,2
2 MIM – 230 kV – BD	521,38

Investimentos previstos: 36.901,72

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-019/2013-rev2, "Estudo de Atendimento Elétrico às Regiões Nordeste do Tocantins e Sul do Maranhão"
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2012"

Empreendimento: SE 500/230 kV RIBEIRO GONÇALVES	Estado: PI
	Data de Necessidade: jan/2016 Prazo de execução: 24 meses

Justificativa:

Reforço necessário para atender ao critério "N-1" na região sul do Maranhão

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

MIM – 500 kV	1.427,81
MIM – 230 kV	260,69
1 TR 500-230 kV – M – 300 MVA (3x100 MVA) – (2º)	21.928,08
1 CT 500 kV – DJM	6.263,43
1 CT 230 kV – BD	2.310,65

Investimentos previstos: 32.190,66

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-019/2013-rev2, "Estudo de Atendimento Elétrico às Regiões Nordeste do Tocantins e Sul do Maranhão"
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2012"

Empreendimento: SE 230/69 kV BALSAS	Estado: MA
	Data de Necessidade: jan/2016 Prazo de execução: 24 meses

Justificativa:

Reforço necessário para atender ao crescimento de carga na região sul do Maranhão

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

MIM – 230 kV	260,69
MIM – 69 kV	68,48
1 TR 230-69 kV – T – 100 MVA – (2º)	5.997,85
1 CT 230 kV – BD	2.310,65
1 CT 69 kV – BPT	940,44

Investimentos previstos: 9.578,11

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-019/2013-rev2, "Estudo de Atendimento Elétrico às Regiões Nordeste do Tocantins e Sul do Maranhão"
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2012"

15.6 Fichas PELP

Empreendimento: SE 230/69 kV PORTO FRANCO	Estado: TO/MA
	Data de Necessidade: jan/2020 Prazo de execução: 24 meses

Justificativa:

Reforço necessário para atender ao crescimento de carga na região nordeste do Tocantins

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

MIM – 230 kV	260,69
MIM – 69 kV	68,48
1 TR 230-69 kV – T – 33 MVA – (3º)	2.726,61
1 CT 230 kV – BD	2.310,65
1 CT 69 kV – BPT	940,44

Investimentos previstos: 6.306,87

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-019/2013-rev2, "Estudo de Atendimento Elétrico às Regiões Nordeste do Tocantins e Sul do Maranhão"
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2012"

Empreendimento: SE 500/138 kV COLINAS (Rede Básica)	Estado: TO
	Data de Necessidade: jan/2021 Prazo de execução: 24 meses

Justificativa:

Reforço necessário para atender ao crescimento de carga na região de Araguaína

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

MIM – 500 kV	3.033,87
2 CT 500 kV - DJM	12.526,86
7 TR 500-138 kV – M – (6+1)x60 MVA – (1º e 2º)	44.376,29
2 IB 500 kV - DJM	13.327,66
MIG – 138 kV	4.882,31
MIM – 138 kV	1.005,06
1 IB 138 kV – BPT	1.296,27
2 CT 138 kV – BPT	3.358,00
3 EL 138 kV – BPT	7.482,57

Investimentos previstos: 91.288,89

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-019/2013-rev2, “Estudo de Atendimento Elétrico às Regiões Nordeste do Tocantins e Sul do Maranhão”
- [2] “Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2012”

Empreendimento: SE 230/69 kV BALSAS	Estado: MA
	Data de Necessidade: jan/2024 Prazo de execução: 24 meses

Justificativa:

Reforço necessário para atender ao crescimento de carga na região sul do Maranhão

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

MIM – 230 kV	260,69
MIM – 69 kV	68,48
1 TR 230-69 kV – T – 100 MVA – (3º)	5.997,85
1 CT 230 kV – BD	2.310,65
1 CT 69 kV – BPT	940,44

Investimentos previstos: 9.578,11

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-RE-019/2013-rev2, "Estudo de Atendimento Elétrico às Regiões Nordeste do Tocantins e Sul do Maranhão"
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2012"