

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

*ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA
DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1*

*Estudo de Suprimento às Cargas das Regiões de
Paragominas e Tomé-Açu
2015-2029*



Empresa de Pesquisa Energética

Ministério de
Minas e Energia





GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Edison Lobão

Secretário-Executivo do MME

Márcio Pereira Zimmerman

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Altino Ventura Filho

Secretário de Energia Elétrica

Ildo Wilson Grüdtner

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Marco Antônio Martins Almeida

Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Cláudio Scliar



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

Mauricio Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Amílcar Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

José Carlos de Miranda Farias

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Elson Ronaldo Nunes

Diretor de Gestão Corporativa

Alvaro Henrique Matias Pereira

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

Sede

SAN – Quadra 1 – Bloco B – Sala 100-A
70041-903 - 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 Suprimento às Cargas
das Regiões de Paragominas e
Tomé-Açu
2015-2029*

Coordenação Geral

Mauricio Tiomno Tolmasquim
José Carlos de Miranda Farias
Amílcar Gonçalves Guerreiro

Coordenação Executiva:

Paulo Cesar Vaz Esmeraldo

Equipe Técnica:

Estudos Elétricos

Marcelo Lourenço Pires
Marcelo Willian Henriques Szrajbman
Maria de Fátima de Carvalho Gama
Priscilla de Castro Guarini
Vanessa Penteado Stephan
Vinicius Ferreira Martins

Análise Socioambiental

Edna Elias Xavier (coordenação)
Kátia Gisele Matosinho
Robson de Oliveira Matos

Nº EPE-DEE-RE-041/2012-rev1

Data: 16 de Janeiro de 2013

 Empresa de Pesquisa Energética		
<i>Revisões</i>	<i>Data</i>	<i>Descrição sucinta</i>
rev0	05/06/2012	Emissão original
rev1	16/01/2013	Inclusão das análises socioambientais Confirmação da recomendação da LT 230 kV Vila do Conde – Tomé-Açu C2 Alteração da modulação dos autotransformadores 230/138 kV da SE Castanhal

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	6
2. OBJETIVO	7
3. CONCLUSÕES	8
4. RECOMENDAÇÕES.....	9
5. DADOS, PREMISSAS e CRITÉRIOS.....	11
5.1 Base de Dados.....	11
5.2 Mercado	11
5.3 Horizonte do Estudo	12
5.4 Premissas e Critérios	12
6. DIAGNÓSTICO DO SISTEMA	14
7. ALTERNATIVAS ANALISADAS.....	17
7.1 Alternativa 1.....	17
7.2 Alternativa 2.....	18
7.3 Alternativa 3.....	19
8. AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DAS ALTERNATIVAS.....	21
8.1 Desempenho da Alternativa 1.....	21
8.2 Desempenho da Alternativa 1 – Análise de sensibilidade – critério (N)	28
8.3 Desempenho da Alternativa 2.....	29
8.4 Desempenho da Alternativa 2 – Análise de sensibilidade – critério (N)	37
8.5 Desempenho da Alternativa 3.....	38
8.6 Desempenho da Alternativa 3 – Análise de sensibilidade – critério (N)	45
9. NIVEIS DE CURTO CIRCUITO.....	46
10. ANÁLISE ECONÔMICA	47
10.1 Custos de Investimento.....	47
10.2 Custos de Perdas	47
10.3 Custos de Investimento e Perdas Elétricas	48
10.4 Análise de Sensibilidade 1 – LT 230 kV Castanhal – Tomé-Açu.....	49
10.5 Modulação ótima dos novos transformadores 230/69 kV de Vila do Conde – Alternativas 1, 2 e 4	49
10.6 Modulação ótima dos novos transformadores 230/69 kV e autotransformadores 230/138 kV de Vila do Conde – Alternativa 3.....	50
11. ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL.....	51
11.1 Localização das subestações em estudo.....	51
11.2 Caracterização do corredor Vila do Conde – Tomé-Açu	52
11.2.1 Áreas com restrição legal e Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade.....	53

11.2.2	Cobertura vegetal e uso do solo.....	54
11.3	Conclusões e Recomendações.....	56
12.	REFERÊNCIAS.....	57
13.	EQUIPE TÉCNICA.....	58
ANEXO A - Parâmetros das Linhas de Transmissão e Equipamentos da Rede Básica de Fronteira.....		59
ANEXO B - Plano de Obras e Estimativa de Custos – Critério (N-1).....		61
ANEXO C - Arranjo da Nova Subestação.....		74
ANEXO D - Fichas PET.....		75
ANEXO E - Fichas PELP.....		79

1. INTRODUÇÃO

Atualmente as regiões de Paragominas e Tomé-Açu, situados no nordeste do estado do Pará, são atendidas por um sistema radial de 138 kV a partir da subestação Santa Maria 230/138 kV de propriedade de ELETROBRAS ELETRONORTE.

Essas regiões vêm apresentando crescimento de carga devido à presença da Vale que atrai imigrantes. Segundo a REDE ENERGIA/CELPA, o consumo da região nos últimos anos vem crescendo em média 7% ao ano, principalmente na cidade de Paragominas, onde destaca-se o consumo residencial que cresce em média 8%.

Por sua vez, a cidade de Barcarena é um importante pólo industrial, onde é feita a industrialização, beneficiamento e exportação de caulim, alumina, alumínio e cabos para transmissão de energia elétrica. A economia tem base tradicional na agricultura, mas também avança com o turismo e com as indústrias instaladas na cidade, gerando crescimento econômico para o município e para o estado do Pará. É em Barcarena que está localizado o maior porto do estado do Pará: o Porto de Vila do Conde.

Sendo assim, este trabalho apresenta uma solução estrutural de longo prazo para as regiões de Paragominas e Tomé-Açu, contemplando também a expansão mais adequada para a transformação 230/69 kV de Vila do Conde, visando o atendimento com qualidade e confiabilidade às demandas previstas para esta região e respeitando o critério do Mínimo Custo Global.

2. OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é desenvolver um estudo de planejamento da expansão para suprimento de energia elétrica às cargas das regiões de Paragominas e Tomé-Açu, atendidas atualmente a partir do setor de 138 kV da SE Santa Maria.

Também é objeto deste estudo a avaliação da possibilidade de implantação de um pátio de 138 kV na SE Vila do Conde.

O estudo indicará, do ponto de vista técnico, econômico e ambiental, qual o melhor cronograma de obras a ser implantado no horizonte considerado, para a expansão da Rede Básica, Rede Básica de Fronteira e as ampliações necessárias no sistema de distribuição. Serão consideradas alternativas que garantam o atendimento aos consumidores, com padrões de qualidade e continuidade adequados, frente ao crescimento do mercado de energia elétrica previsto pela REDE ENERGIA/CELPA para essas regiões.

3. CONCLUSÕES

As Alternativas 2 e 3 apresentam desempenho técnico satisfatório e custos totais (investimentos + perdas) diferindo em cerca de 1,5%, caracterizando um empate técnico entre as duas alternativas.

A Alternativa 1 apresenta custo total cerca de 25% superior às Alternativas 2 e 3.

A Tabela 3-1 resume a comparação econômica das alternativas analisadas neste trabalho, considerando o critério (N-1) para todas as subestações da região em foco. O detalhamento da análise econômica é apresentado no item 10.

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

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1	147.222,04	27.120,72	174.342,76	124,76%	3º
Alternativa 2	141.832,03	0,00	141.832,03	101,49%	2º
Alternativa 3	138.135,27	1.612,43	139.747,70	100%	1º

A diferença de custo de 1,5% entre as Alternativas 2 e 3 não é suficiente para a escolha da alternativa a ser implantada, uma vez que ambas apresentam desempenho elétrico adequado no horizonte analisado no estudo. Assim, outras considerações devem ser levadas em conta para a tomada de decisão.

A Alternativa 2, implantação do novo ponto de suprimento: SE Tomé-Açu 230/138 kV, 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 solução para suprimento às cargas das regiões de Paragominas e Tomé-Açu, a ser recomendada nesse relatório.

4. RECOMENDAÇÕES

Sob o ponto de vista técnico-econômico, recomenda-se a implantação da Alternativa 2, com o cronograma de obras conforme Tabela 4-1 e Tabela 4-2 respeitando-se o critério (N-1) para a Rede Básica e Rede Básica de Fronteira. As obras referentes ao sistema de distribuição (critério N) associadas à implantação da Alternativa 2, são apresentadas na Tabela 4-3 e na Tabela 4-4.

Tabela 4-1– Alternativa 2 - Obras em subestações – Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – Critério (N) para as instalações de distribuição

Entrada	Subestação	Tensão	Equipamento
2015	Castanhal	230/138 kV	1º e 2º ATR 230/138-13,8 kV - 3Ø – 150 MVA ⁽¹⁾
		138 kV	Novo pátio de subestação
	Vila do Conde	230/69 kV	1º e 2º TR 230-69-13,8 kV - 3Ø – 200 MVA
		69 kV	Novo pátio de subestação
	Tomé-Açu (RB)	230 kV	Novo pátio de subestação
		230/138 kV	1º e 2º ATR 230/138-13,8 kV - 3Ø – 100 MVA
		138 kV	Novo pátio de subestação
2018	Tomé-Açu (RB)	230 kV	1º banco de capacitores – 15 Mvar
2019	Tomé-Açu (RB)	230 kV	2º banco de capacitores – 15 Mvar
2025	Vila do Conde	230/69 kV	3º TR 230-69-13,8 kV - 3Ø – 200 MVA

⁽¹⁾ Esta obra foi revisada conforme EPE-DEE-RE-111/2012 - Rev 0 - "Reavaliação do Estudo de Suprimento às Regiões Metropolitana de Belém e Nordeste do Pará" - Dezembro/2012, Ref. [1], em função da atualização do mercado das SEs Santa Maria e Castanhal. A nova modulação para os autotransformadores 230/138 kV de Castanhal é 150 MVA.

Tabela 4-2– Alternativa 2 - Obras em linhas de transmissão – Critério (N) para as instalações de distribuição

Entrada	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
2015	Vila do Conde – Tomé-Açu (RB) – C2	230 kV	CS - 1x795 MCM	120 km
	Total em linhas de 230 kV			120 km
2027	Vila do Conde - Castanhal – C2	230 kV	CS - 2x795 MCM	129 km
	Total em linhas de 230 kV			129 km

Tabela 4-3– Alternativa 2 - Obras em subestações – Rede de Distribuição (critério N)

Entrada	Subestação	Tensão	Equipamento
2015	Tomé-Açu (CELPA)	138/34,5 kV	1º TR 138-34,5-13,8 kV - 3Ø – 30 MVA
2024	Tomé-Açu (CELPA)	138/34,5 kV	2º TR 138-34,5-13,8 kV - 3Ø – 30 MVA
2026	Vila Concórdia	34,5 kV	1º banco de capacitores – 7,2 Mvar
2027	Paragominas	138 kV	1º banco de capacitores – 7,2 Mvar
2028	PPSA	138 kV	1º banco de capacitores – 7,2 Mvar
2029	Paragominas	138 kV	2º banco de capacitores – 7,2 Mvar

Tabela 4-4 – Alternativa 2 - Obras em linhas – Rede de Distribuição (critério N)

Entrada	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
2015	Tomé-Açu (RB) – PPSA – C1	138 kV	CS - 1x336 MCM	60 km
	Total em linhas de 138 kV			60 km

A nova subestação Tomé-Açu 230/138 kV deverá ser dimensionadas considerando futuras expansões de, no mínimo, mais três entradas de linha em 230 kV, duas conexões de transformadores também em 230 kV, quatro conexões de transformador em 138 kV e quatro entradas de linha também em 138 kV, além das obras indicadas neste estudo, visando atender a possíveis expansões futuras, conforme ANEXO C.

5. DADOS, PREMISSAS e CRITÉRIOS

5.1 Base de Dados

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

5.2 Mercado

O mercado na área de interesse, fornecido pela REDE ENERGIA/CELPA e VALE, é apresentado a seguir, conforme Tabela 5-1 a Tabela 5-4.

Tabela 5-1 – Mercado – Patamar de Carga Pesada (MW)

Subestação	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
TOMÉ AÇU	10,57	11,21	11,86	12,52	13,20	13,89	14,59	15,33	16,09	16,89	17,72	18,59	19,50	20,45	21,37
VILA CONCÓRDIA	10,06	10,66	11,28	11,91	12,55	13,20	13,86	14,55	15,27	16,02	16,80	17,61	18,46	19,34	20,22
SÃO MIGUEL	11,98	12,74	13,54	14,33	15,14	15,94	16,74	17,56	18,42	19,32	20,24	21,20	22,19	23,22	24,27
MÃE DO RIO	9,75	10,33	10,93	11,54	12,17	12,80	13,44	14,10	14,80	15,52	16,27	17,05	17,86	18,70	19,55
PARAGOMINAS	32,97	35,02	37,14	39,33	41,59	43,88	46,19	48,60	51,11	53,72	56,43	59,26	62,19	65,24	68,19
CONSUMIDOR PARA PIGMENTOS	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
CONSUMIDOR FLORAPLAC	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
CONSUMIDOR IMERYS	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
SANTA MARIA - 138kV	58,43	62,14	65,49	68,96	72,51	76,21	80,09	84,18	88,47	92,98	97,73	102,71	107,95	113,45	119,40
SANTA MARIA - 69kV	104,05	110,67	116,54	122,60	128,85	135,23	141,92	148,95	156,32	164,06	172,18	180,70	189,64	199,03	209,21
VILA DO CONDE 138 kV	51,21	53,66	56,04	58,43	60,83	63,28	65,76	68,39	71,16	74,07	77,13	80,35	83,73	87,29	91,03
VILA DO CONDE 69 kV	83,02	87,20	91,42	95,72	100,10	104,57	109,06	113,76	118,68	123,83	129,21	134,83	140,70	146,83	153,23
TOTAL	382,04	403,63	424,23	445,34	466,94	488,99	511,65	535,42	560,32	586,40	613,70	642,30	672,23	703,56	736,48

Tabela 5-2 – Mercado – Patamar de Carga Média (MW)

Subestação	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
TOMÉ AÇU	11,49	12,18	12,89	13,61	14,35	15,10	15,86	16,66	17,49	18,35	19,26	20,20	21,19	22,22	23,22
VILA CONCÓRDIA	8,88	9,41	9,95	10,51	11,08	11,66	12,24	12,85	13,48	14,14	14,83	15,55	16,30	17,08	17,85
SÃO MIGUEL	15,70	16,70	17,74	18,79	19,84	20,89	21,93	23,02	24,16	25,35	26,58	27,87	29,21	30,60	31,98
MÃE DO RIO	8,69	9,22	9,75	10,30	10,85	11,42	11,99	12,58	13,20	13,85	14,53	15,23	15,96	16,73	17,48
PARAGOMINAS	36,47	38,74	41,09	43,51	46,01	48,54	51,09	53,76	56,54	59,44	62,45	65,59	68,85	72,24	75,49
CONSUMIDOR PARA PIGMENTOS	4,66	4,66	4,66	4,66	4,66	4,66	4,66	4,66	4,57	4,57	4,57	4,57	4,57	4,57	4,57
CONSUMIDOR FLORAPLAC	5,45	5,45	5,45	5,45	5,45	5,45	5,45	5,45	5,45	5,45	5,45	5,45	5,45	5,45	5,45
CONSUMIDOR IMERYS	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80
SANTA MARIA - 138kV	58,14	61,83	65,16	68,61	72,15	75,83	79,69	83,76	88,03	92,52	97,24	102,19	107,41	112,88	118,80
SANTA MARIA - 69kV	87,15	92,70	97,61	102,68	107,92	113,26	118,87	124,75	130,93	137,41	144,21	151,35	158,84	166,70	175,23
VILA DO CONDE 138 kV	49,33	51,61	53,84	56,07	58,32	60,61	62,93	65,37	67,95	70,66	73,51	76,50	79,65	82,96	86,43
VILA DO CONDE 69 kV	71,62	75,21	78,86	82,56	86,34	90,19	94,06	98,11	102,36	106,79	111,43	116,28	121,34	126,62	132,14
TOTAL	360,38	380,51	399,79	419,55	439,76	460,40	481,57	503,69	526,96	551,33	576,85	603,58	631,56	660,86	690,93

Tabela 5-3 – Mercado – Patamar de Carga Leve (MW)

Subestação	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
TOMÉ AÇU	6,91	7,33	7,75	8,18	8,63	9,08	9,54	10,02	10,51	11,04	11,58	12,15	12,74	13,36	13,95
VILA CONCÓRDIA	6,55	6,94	7,34	7,75	8,17	8,60	9,03	9,47	9,94	10,43	10,94	11,47	12,02	12,59	13,15
SÃO MIGUEL	9,24	9,83	10,44	11,06	11,68	12,30	12,91	13,55	14,21	14,90	15,61	16,35	17,12	17,91	18,70
MÃE DO RIO	5,95	6,31	6,67	7,05	7,43	7,81	8,20	8,61	9,03	9,48	9,93	10,41	10,90	11,42	11,92
PARAGOMINAS	21,76	23,11	24,51	25,96	27,44	28,95	30,48	32,07	33,72	35,45	37,24	39,10	41,04	43,05	44,93
CONSUMIDOR PARA PIGMENTOS	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
CONSUMIDOR FLORAPLAC	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
CONSUMIDOR IMERYS	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
SANTA MARIA - 138kV	33,28	35,40	37,30	39,28	41,30	43,41	45,62	47,95	50,39	52,96	55,67	58,50	61,49	64,62	68,01
SANTA MARIA - 69kV	66,71	70,95	74,71	78,60	82,61	86,70	90,99	95,49	100,22	105,18	110,39	115,85	121,58	127,60	134,13
VILA DO CONDE 138 kV	44,22	46,12	47,97	49,82	51,68	53,58	55,51	57,54	59,68	61,94	64,31	66,80	69,43	72,18	75,08
VILA DO CONDE 69 kV	67,22	70,54	73,90	77,32	80,80	84,36	87,92	91,67	95,58	99,68	103,95	108,42	113,09	117,97	123,06
TOTAL	271,84	286,52	300,60	315,01	329,74	344,78	360,20	376,37	393,31	411,05	429,62	449,07	469,42	490,72	512,92

Tabela 5-4 - Mercado da Vale (MW)

Subestação	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Milênio	54,00	68,00	68,00	68,00	72,00	72,00	72,00	72,00	72,00	72,00	72,00	72,00	72,00	72,00	72,00
Estação de bombeamento	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
TOTAL	62,00	76,00	76,00	76,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00

5.3 Horizonte do Estudo

Considerando que o prazo mínimo para a implantação de qualquer obra de expansão da Rede Básica, é de 2 anos, contados desde a incorporação no PET – Plano de Expansão da Transmissão, passando por todo o processo de licitação ou autorização, realizado pela ANEEL, até a instalação do empreendimento, o ano inicial do estudo é 2015, tendo como o horizonte o ano 2029. Serão analisados, portanto, 15 anos.

5.4 Premissas e Critérios

Foram seguidas as diretrizes para elaboração da documentação necessária para se recomendar à ANEEL uma nova instalação de transmissão integrante da Rede Básica através de ato licitatório, definidas no documento publicado pela EPE denominado “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica”, Ref. [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;
- Para a comparação técnico-econômica, todas as alternativas em análise (expansão no nível de tensão de Rede Básica ou Distribuição) devem atender o critério (N-1) para todas as subestações da região em foco;
- Depois de indicada a solução de Mínimo Custo Global, será observado o critério (N) para a recomendação das obras a serem implementadas na Rede de Distribuição e critério (N-1) para as obras na Rede Básica e Rede Básica de Fronteira;
- Variação máxima de 5% da tensão do barramento decorrente da manobra de equipamentos;
- Utilizar os limites de carregamento das linhas de transmissão e transformadores existentes nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST). Para os novos equipamentos a serem instalados na rede, levar em consideração as recomendações contidas na Resolução nº 191 da ANEEL para determinação das capacidades em contingência;
- Para cálculo de perdas elétricas utilizar o fator de carga característico da região. Para o sistema de Tomé-Açu e Paragominas adotou-se o valor de 0,8. O custo das perdas foi calculado com base no custo marginal de expansão da geração informado pela EPE de 113,00 R\$/MWh;

- Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas foram utilizadas as “Referências de Custos LTs e SEs de AT e EAT – dezembro 2008”, da Eletrobras, Ref. [4] e o método dos rendimentos necessários, com o truncamento das séries temporais no ano horizonte do estudo;
- Para a preparação das fichas contendo a estimativa dos investimentos em empreendimentos de transmissão (Rede Básica e Rede Básica de Fronteira), que servirão como subsídio para o processo licitatório, foi considerada a base de custos consolidada no documento: “Base de Referência de Preços ANEEL – 2011”, Ref. [5];
- O estudo foi realizado para um período de 15 anos, tendo por ano inicial 2015 e como horizonte o ano de 2029.

6. DIAGNÓSTICO DO SISTEMA

Atualmente, a região de Paragominas é suprida por um sistema radial em 138 kV partindo da SE Santa Maria e passando pelas SEs São Miguel, Mãe do Rio, Paragominas, tendo como extremidade a subestação do consumidor Pará Pigmentos (PPSA), localizado no município de Ipixuna, totalizando cerca de 270 km.

Na SE Mãe do Rio, ocorre o abaixamento de 138 kV para 69 kV através de um transformador 138-69/ kV - 25 MVA. A partir do setor de 69 kV da SE Mãe do Rio, parte uma LT em direção à SE Vila Concórdia. Em Vila Concórdia, há um novo abaixamento, agora para 34,5 kV, por meio de 2 transformadores 69-34,5 kV – 5 MVA. Do setor de 34,5 kV partem duas LTs em direção à SE Tomé-Açu, como apresentado na Figura 6-1.

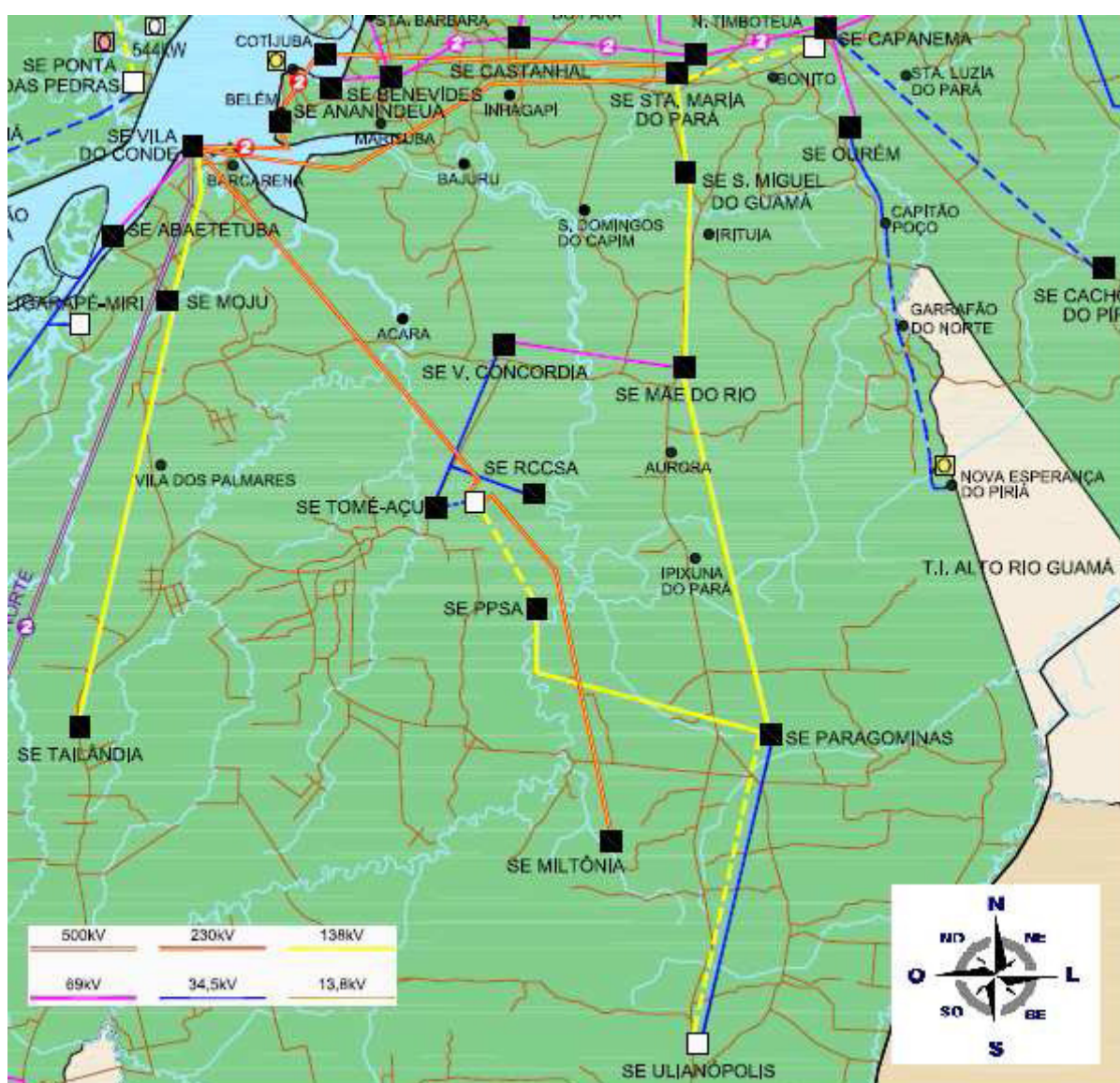


Figura 6-1 – Diagrama Unifilar das Regiões de Paragominas e Tomé-Açu

Por se tratar de um sistema radial e extenso, há dificuldades para controle de tensão durante o horário de ponta, como ilustrado na Tabela 6-1, onde são apresentados valores de tensão registrados em medições realizadas nas SEs Santa Maria e Paragominas, Ref. [6].

Tabela 6-1 – Medições de tensão

Data	Hora	Santa Maria 138 kV		Paragominas 138 kV	
		kV	pu	kV	pu
05/11/2008	17:00	144	1,045	126	0,913

Além da grande dificuldade para controle de tensão, o sistema em foco apresenta perdas elétricas muito elevadas.

Adicionalmente, a região de Barcarena é suprida de energia elétrica através da SE Vila do Conde, de propriedade da ELETROBRAS ELETRONORTE, na tensão de 69 kV, por meio de 4 transformadores 230-69 kV – 33 MVA, que é interligada em circuito duplo com a SE Vila do Conde de propriedade da CELPA, atendendo as localidades mais próximas através da SE Abaetetuba, bem como diversos consumidores especiais.

Na SE Vila do Conde (CELPA) ocorre uma elevação de tensão de 69 para 138 kV através de um transformador de 40 MVA, para o atendimento às localidades mais distantes, através de um circuito radial em 138 kV passando por Moju e chegando até Tailândia, como apresentado na Figura 6-2.

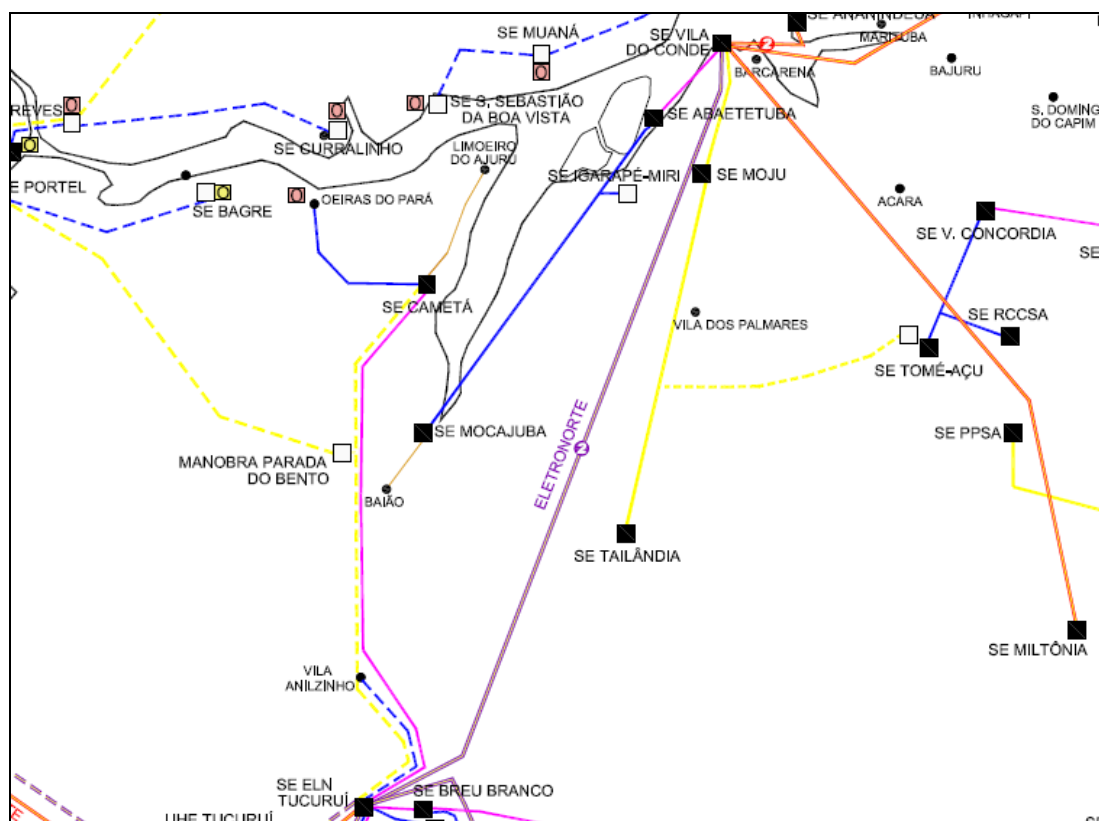


Figura 6-2 – Mapa Eletrogeográfico da Região de Vila do Conde

Os 4 transformadores 230-69 kV de 33 MVA apresentam atualmente carregamento elevado e próximo de sua capacidade nominal, mesmo em condição normal de operação.

Sendo assim, torna-se necessária a determinação de uma solução estrutural de longo prazo para as regiões de Paragominas e Tomé-Açu bem como para a transformação de fronteira da SE Vila do Conde, visando o atendimento com qualidade e confiabilidade às demandas previstas para esta região e respeitando o critério do Mínimo Custo Global.

7. ALTERNATIVAS ANALISADAS

As alternativas analisadas foram concebidas levando-se em consideração a impossibilidade de expansão da SE Santa Maria, bem como o atendimento ao critério (N-1) para todas as subestações da região em análise. Este procedimento foi adotado com objetivo de analisar alternativas com desempenho técnico equivalente (item 5.4). Foram vislumbradas três alternativas de expansão, duas em 138 kV e uma em 230 kV.

As três alternativas analisadas são descritas a seguir:

7.1 Alternativa 1

A Alternativa 1 contempla a expansão a partir da subestação Castanhal 230/138 kV, através da implantação da LT 138 kV Castanhal – Mãe do Rio além dos reforços necessários para atendimento ao mercado até o ano horizonte. Como apresentado na Ref. [7], nesta alternativa é considerada a implantação de 2 transformadores 230-69 kV de 200 MVA na SE Vila do Conde, em substituição aos 4 transformadores de 33 MVA, como ilustrado na Figura 7-1.

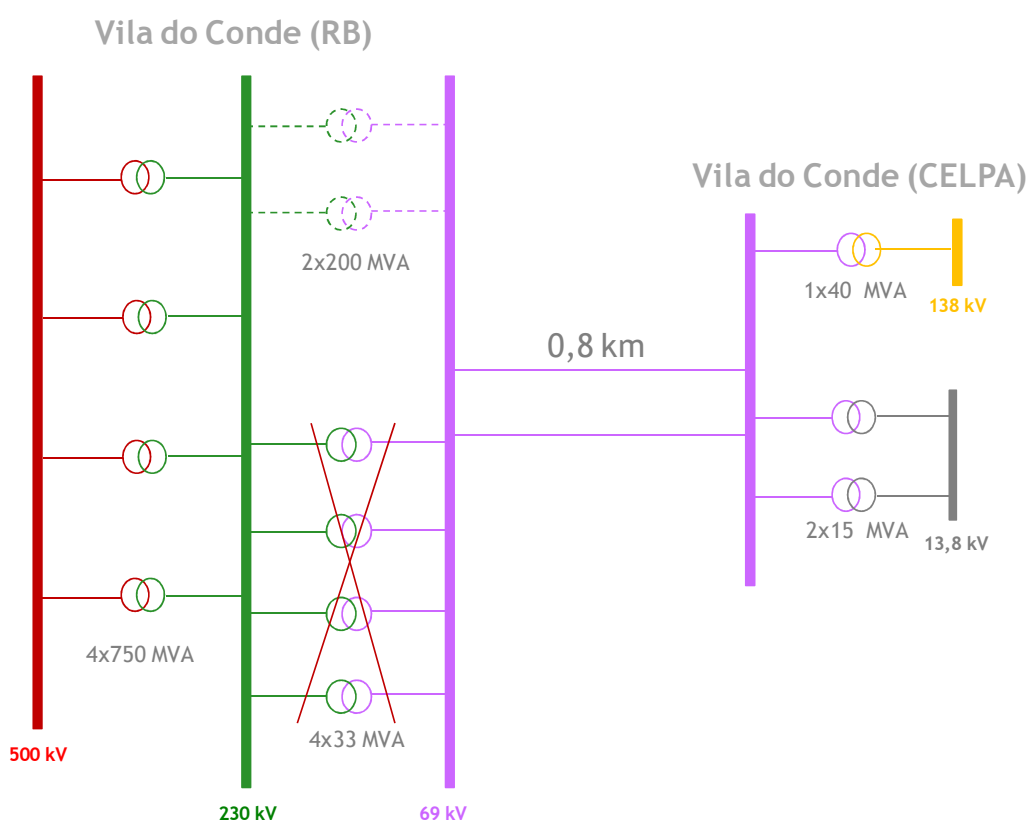


Figura 7-1 – Diagrama esquemático da expansão da transformação 230/69 kV de Vila do Conde

A Figura 7-2 apresenta o diagrama esquemático das principais obras da Alternativa 1.

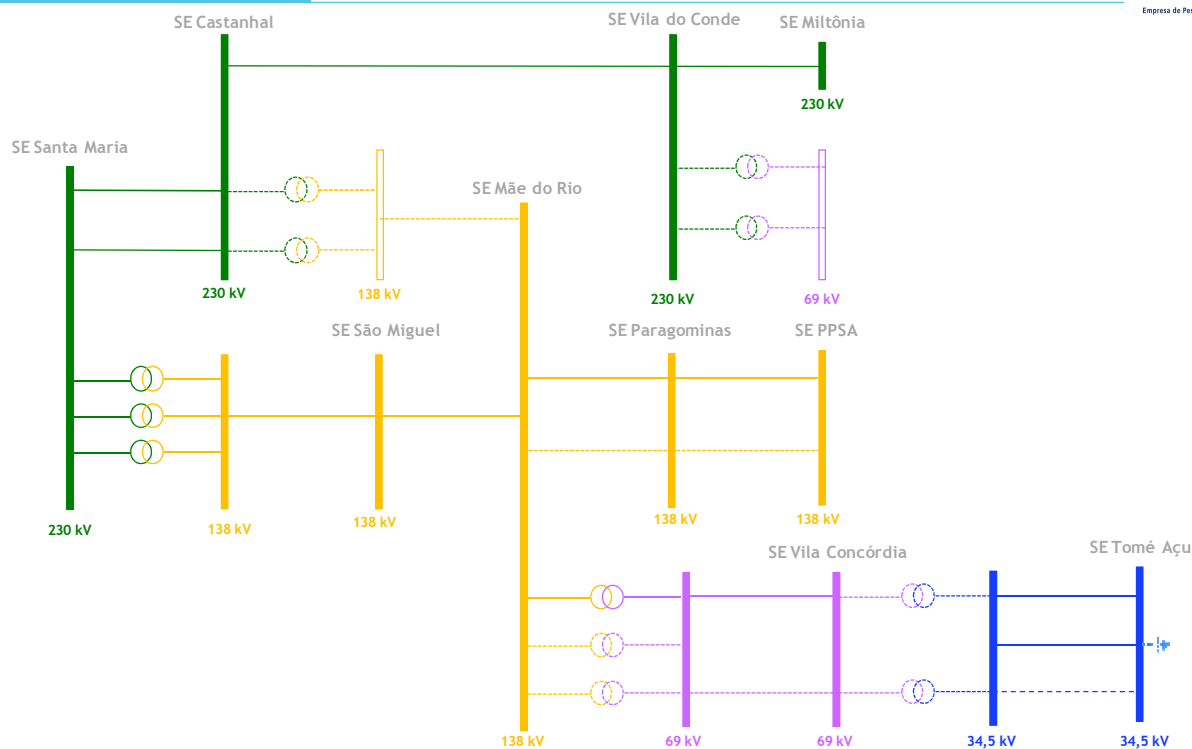


Figura 7-2 – Diagrama esquemático da Alternativa 1

7.2 Alternativa 2

A Alternativa 2 contempla a expansão através da implantação de um novo ponto de suprimento em 138 kV na cidade de Tomé-Açu, com a construção de uma SE 230/138 kV nesta localidade. Esta nova subestação seccionaria a LT 230 kV Vila do Conde – Miltônia III, de propriedade da Vale. Com o objetivo de proporcionar o atendimento ao critério (N-1) a esta nova subestação, deveria ser implantada a segunda LT 230 kV Vila do Conde – Tomé-Açu. Assim como na Alternativa 1, nesta alternativa também é indicado a implantação no ano inicial de 2 transformadores 230-69 kV de 200 MVA cada, em substituição aos 4 transformadores de 33 MVA instalados atualmente na SE Vila do Conde.

A Figura 7-3 apresenta o diagrama esquemático das principais obras da Alternativa 2.

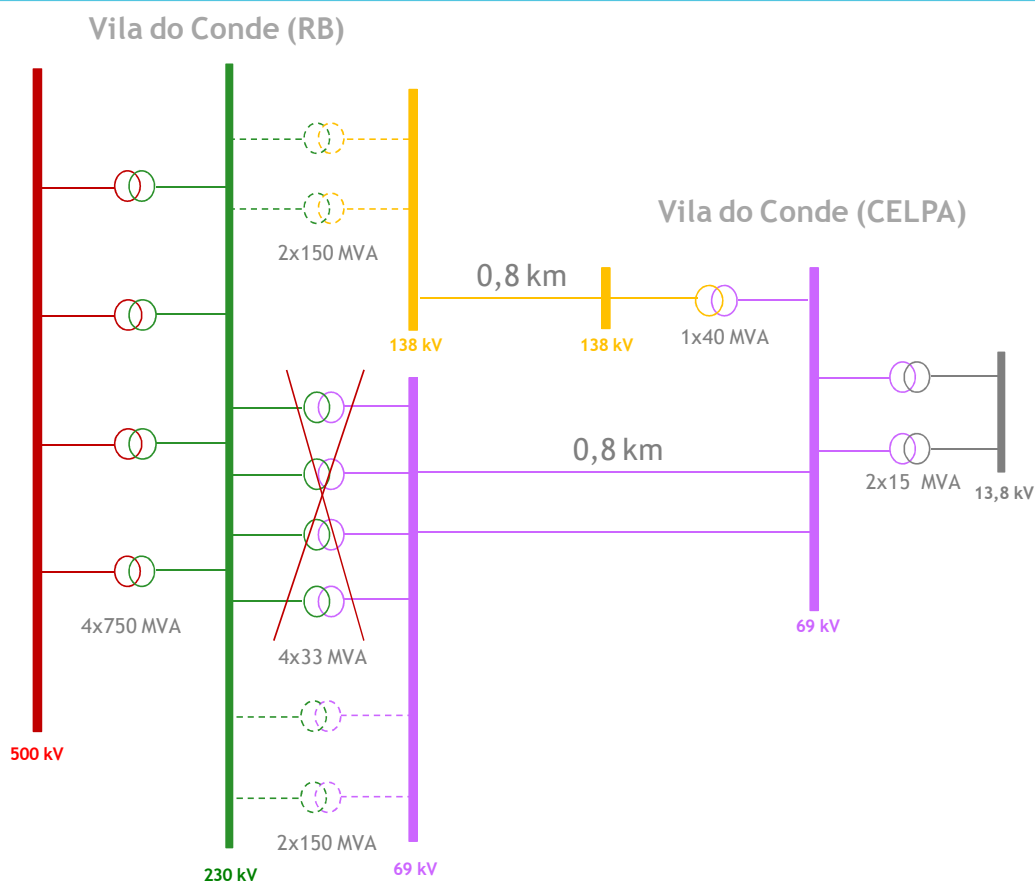


Figura 7-4 – Diagrama esquemático da implantação do novo setor de 138 kV em Vila do Conde

A Figura 7-5 apresenta o diagrama esquemático das principais obras da Alternativa 3.

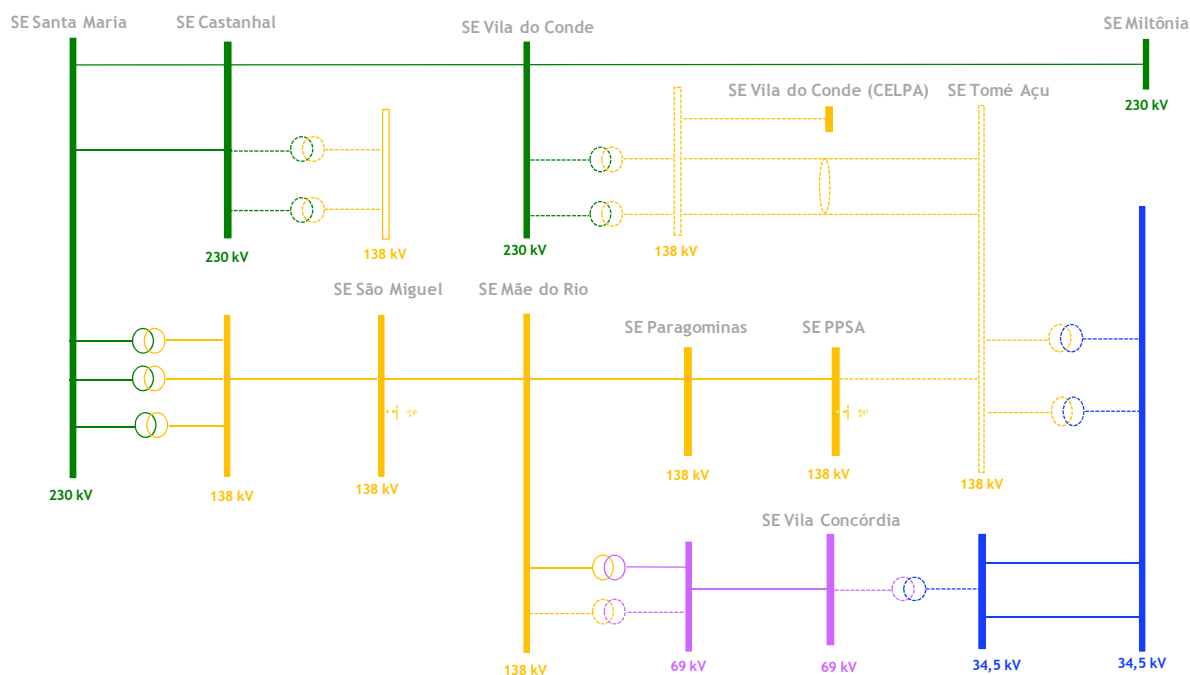


Figura 7-5 – Diagrama esquemático da Alternativa 3

8. AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DAS ALTERNATIVAS

A seguir estão resumidos os resultados em operação normal e contingências, carga média, que determinaram o cronograma de obras das alternativas.

8.1 Desempenho da Alternativa 1

A Alternativa 1 contempla o atendimento às cargas das regiões de Paragominas e Tomé-Açu a partir da SE Castanhal 138 kV, com a expansão natural do sistema implantado atualmente. Visando o atendimento ao mercado considerando o critério (N-1) para todas as subestações da rede em foco, em 2015 seria necessária a implantação das seguintes obras:

Tabela 8-1 – Alternativa 1 – Obras necessárias em 2015 considerando o Critério (N-1)

Ano	Obra	Justificativa
2015	LT 138 KV Castanhal - Mãe do Rio - C1	Atendimento ao mercado
	LT 138 kV Mãe do Rio - Paragominas - C2	Atendimento ao critério (N-1) às SEs Paragominas e PPSA
	LT 138 kV Paragominas - PPSA - C2	Atendimento ao critério (N-1) à SE PPSA
	LT 69 kV Mãe do Rio – Vila Concórdia – C2	Atendimento ao critério (N-1) às SEs Vila Concórdia e Tomé-Açu
	LT 34,5 kV Vila Concórdia – Tomé-Açu – C3	Atendimento ao critério (N-1) à SE Tomé-Açu
	1º e 2º TR 230-69-13,8 kV – 200 MVA - Vila do Conde	Atendimento ao mercado considerando o critério (N-1)
	1º e 2º ATR 230/138-13,8 kV – 150 MVA - Castanhal	Atendimento ao mercado considerando o critério (N-1)
	1º banco de capacitores de 4,8 Mvar em Tomé-Açu	Melhorar o perfil de tensão em Paragominas e PPSA
	2º e 3º TR 138-69 kV – 25 MVA – Mãe do Rio	Atendimento ao critério (N-1) às SEs Mãe do Rio, Vila Concórdia e Tomé-Açu
	1º e 2º TR 69-34,5 kV – 25 MVA – Vila Concórdia	Atendimento ao critério (N-1) às SEs Vila Concórdia e Tomé-Açu. Estes dois transformadores deverão substituir os dois equipamento instalados atualmente nesta SE

A Figura 8-1 apresenta a configuração proposta pela Alternativa 1 para 2015.

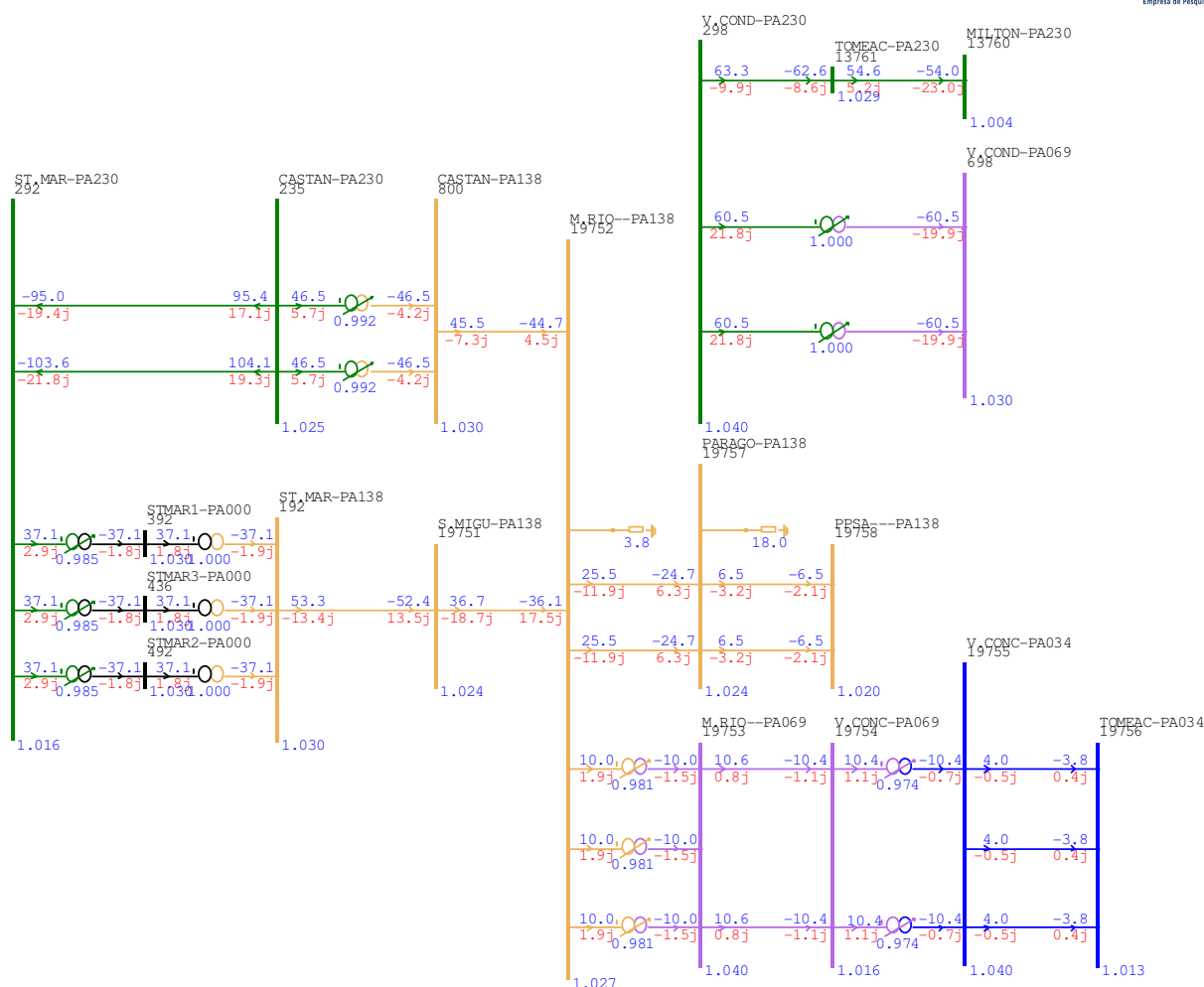


Figura 8-1 – Alternativa 1 – Configuração proposta para 2015 considerando o critério (N-1)

Em 2017, visando a eliminação de subtensão na SE PPSA 138 kV durante a contingência de uma das LTs 138 kV Mãe do Rio - Paragominas, patamar de carga média, é necessária a implantação do 1º banco de capacitores de 7,2 Mvar na SE PPSA 138 kV.

Em 2019, seriam verificadas subtensões nas SEs Mãe do Rio, Paragominas e PPSA além de sobrecarga na LT 138 kV Santa Maria – São Miguel durante a contingência da LT 138 kV Castanhal – Mãe do Rio, patamar de carga média, como apresentado na Figura 8-2. Portanto, neste ano é indicada a implantação da segunda LT 138 kV Santa Maria – São Miguel.

Em 2020, para a eliminação de subtensão na SE Tomé-Açu 34,5 kV durante a contingência de uma das LTs 69 kV Mãe do Rio - Vila Concórdia, faz-se necessária a implantação do 1º banco de capacitores de 4,8 Mvar na SE Vila Concórdia 34,5 kV.

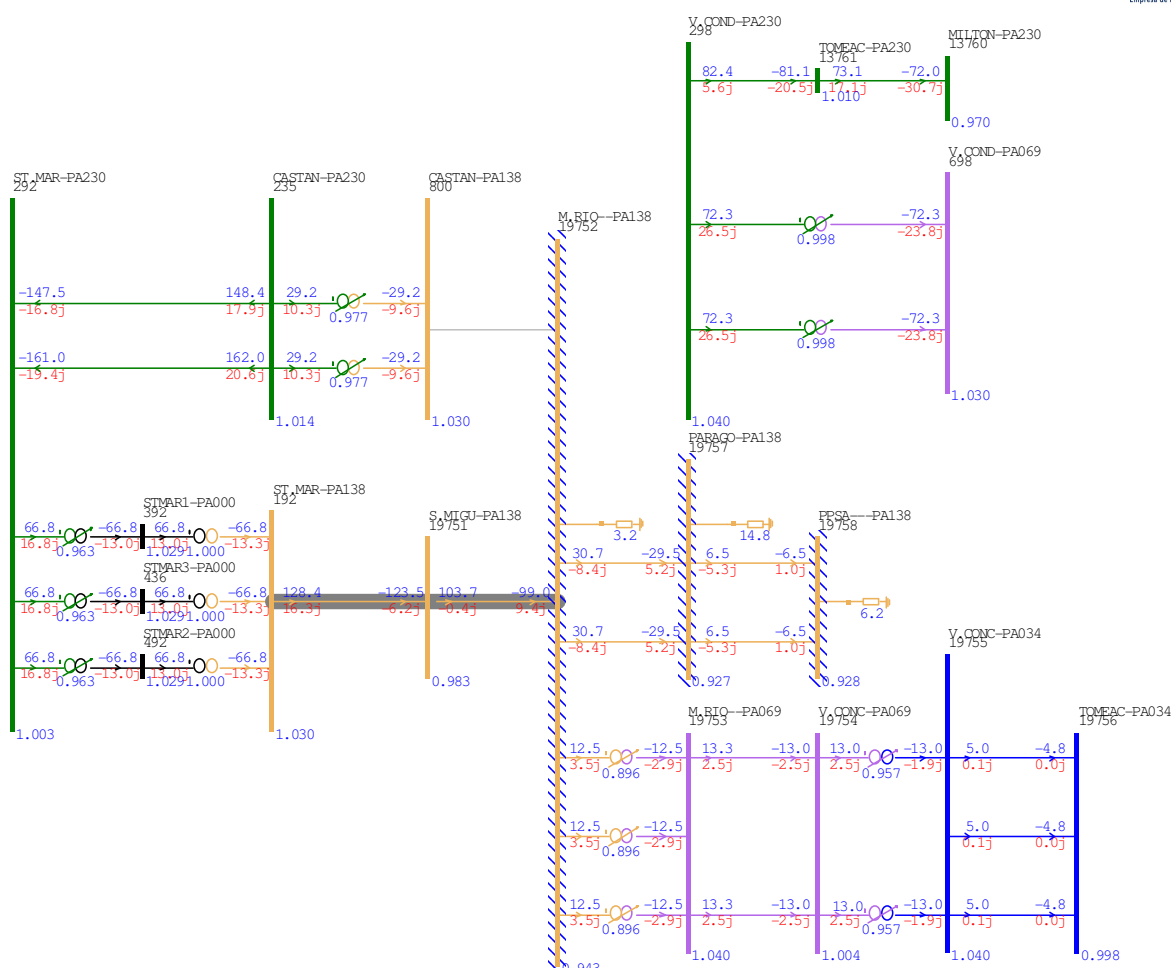


Figura 8-2 - Alternativa 1 – Contingência da LT 138 kV Castanhal – Mãe do Rio – carga média - 2019

Em 2021, visando a eliminação de subtensões nas SEs Paragominas e PPSA 138 kV durante a contingência de uma das LTs 138 kV Mãe do Rio - Paragominas, patamar de carga média, é necessária a implantação do 1º banco de capacitores de 7,2 Mvar na SE Paragominas 138 kV.

Em 2022, considerando o patamar de carga média, seria verificada sobrecarga no transformador remanescente da SE Vila Concórdia durante a contingência de um dos transformadores 69-34,5 kV desta subestação, como apresentado na Figura 8-3. Portanto, neste ano é necessária a implantação do 3º transformador 69-34,5 kV na SE Vila Concórdia.

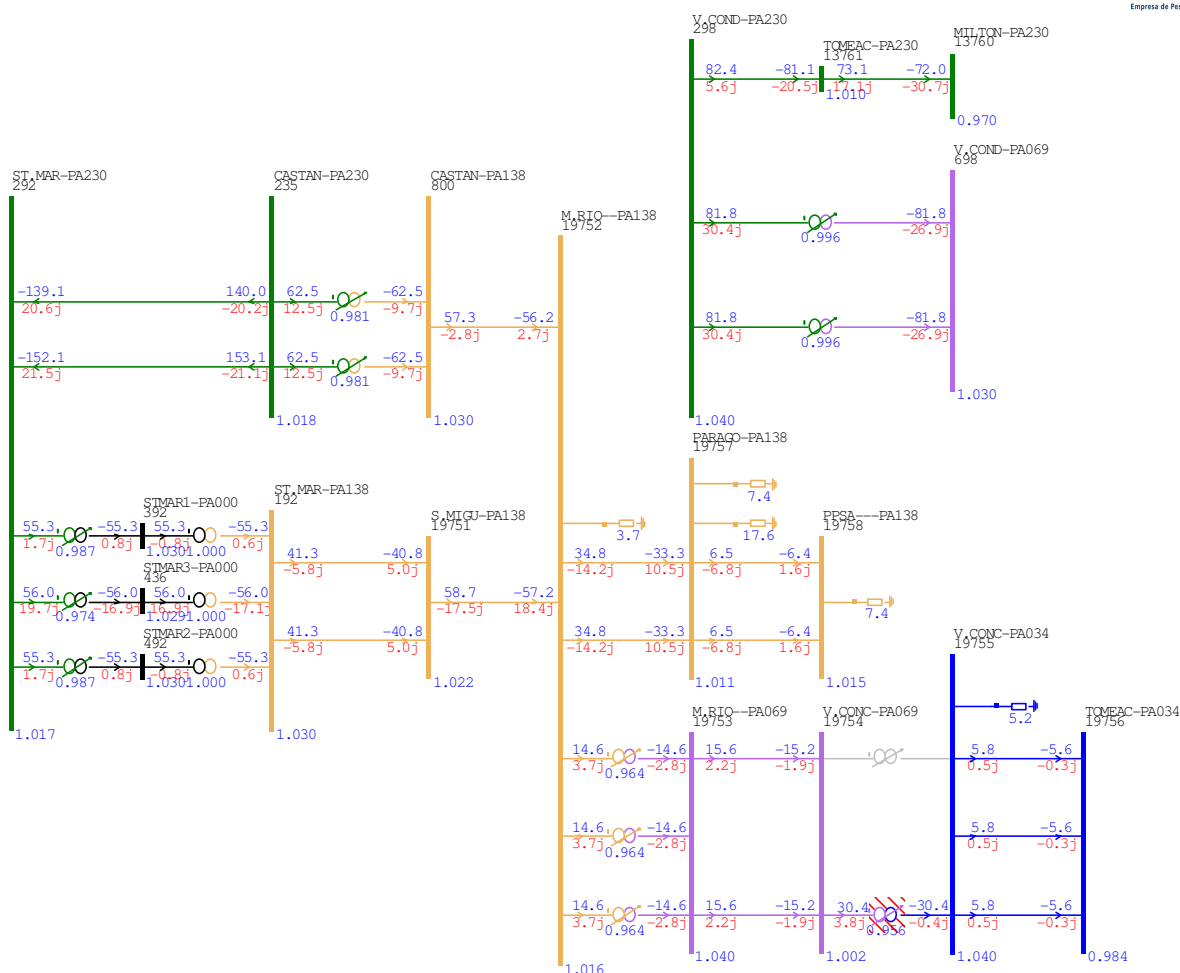


Figura 8-3 - Alternativa 1 – Contingência de um dos transformadores 69-34,5 kV de Vila Concórdia – carga média - 2022

Em 2023, visando a eliminação de subtensão na SE Tomé-Açu durante a contingência de uma das LTs 34,5 kV Vila Concórdia – Tomé-Açu no patamar de carga média, é recomendada a implantação da 4ª LT entre estas duas subestações. Ainda em 2023 seria verificada sobrecarga na LT 138 kV São Miguel – Mãe do Rio durante a contingência da LT 138 kV Castanhal – Mãe do Rio, patamar de carga média, como apresentado na Figura 8-4. Portanto, neste ano é indicada a implantação da segunda LT 138 kV Castanhal – Mãe do Rio.

Em 2024, visando a eliminação de subtensões nas SEs Vila Concórdia e Tomé-Açu durante a contingência de uma das LTs 69 kV Mãe do Rio – Vila Concórdia considerando o patamar de carga média, é indicada a implantação da 3ª LT 69 kV Mãe do Rio – Vila Concórdia. Ainda em 2024 é necessária a implantação do 2º banco de capacitores de 7,2 Mvar em Paragominas visando a eliminação de subtensões durante a contingência de uma das LTs 138 kV Mãe do Rio – Paragominas.

Em 2025 é necessária a implantação do 3º transformador 230-69-13,8 kV em Vila do Conde com intuito de evitar sobrecarga no transformador remanescente durante a contingência de um dos transformadores desta subestação.

Adicionalmente, em 2025 considerando o patamar de carga média, seria verificada sobrecarga nos transformadores remanescentes da SE Mãe do Rio, durante a contingência de um dos transformadores 138-69-13,8 kV desta subestação. Portanto, torna-se necessária a implantação do 4º transformador 138-69-13,8 kV em Mãe do Rio. Ainda em 2025, é necessária a implantação da segunda LT 230 kV Vila do Conde – Castanhal.

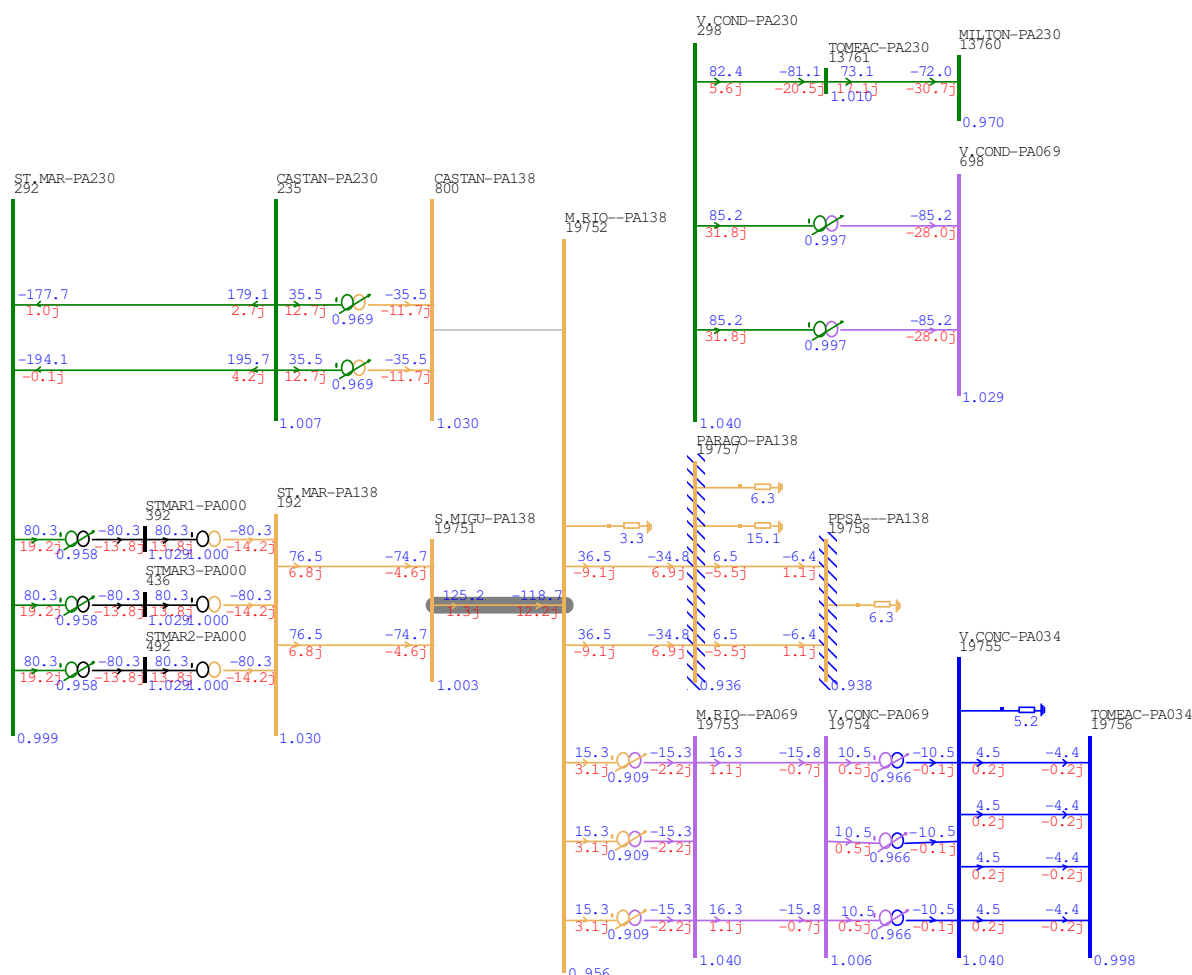


Figura 8-4 - Alternativa 1 – Contingência da LT 138 kV Castanhal – Mãe do Rio – carga média - 2023

Em 2026, para a eliminação de subtensões durante a contingência de uma das LTs 138 kV Mãe do Rio – Paragominas, torna-se necessária a implantação da 3ª LT 138 kV Mãe do Rio – Paragominas.

Em 2029, considerando o patamar de carga média, seria verificada sobrecarga no autotransformador remanescente da SE Castanhal, durante a contingência de um dos autotransformadores 230/138-13,8 kV desta subestação. Desta forma é indicada para este ano a implantação do terceiro autotransformador 230/138-13,8 kV de Castanhal.

Esta configuração apresenta desempenho satisfatório, atendendo aos critérios estabelecidos de carregamento e tensão, tanto para a condição normal de operação como para as contingências

de um dos elementos da Rede Básica, Rede Básica de Fronteira e rede de distribuição em análise. A Figura 8-5 apresenta os fluxos de potência e os níveis de tensão para o ano 2029, patamar de carga média.

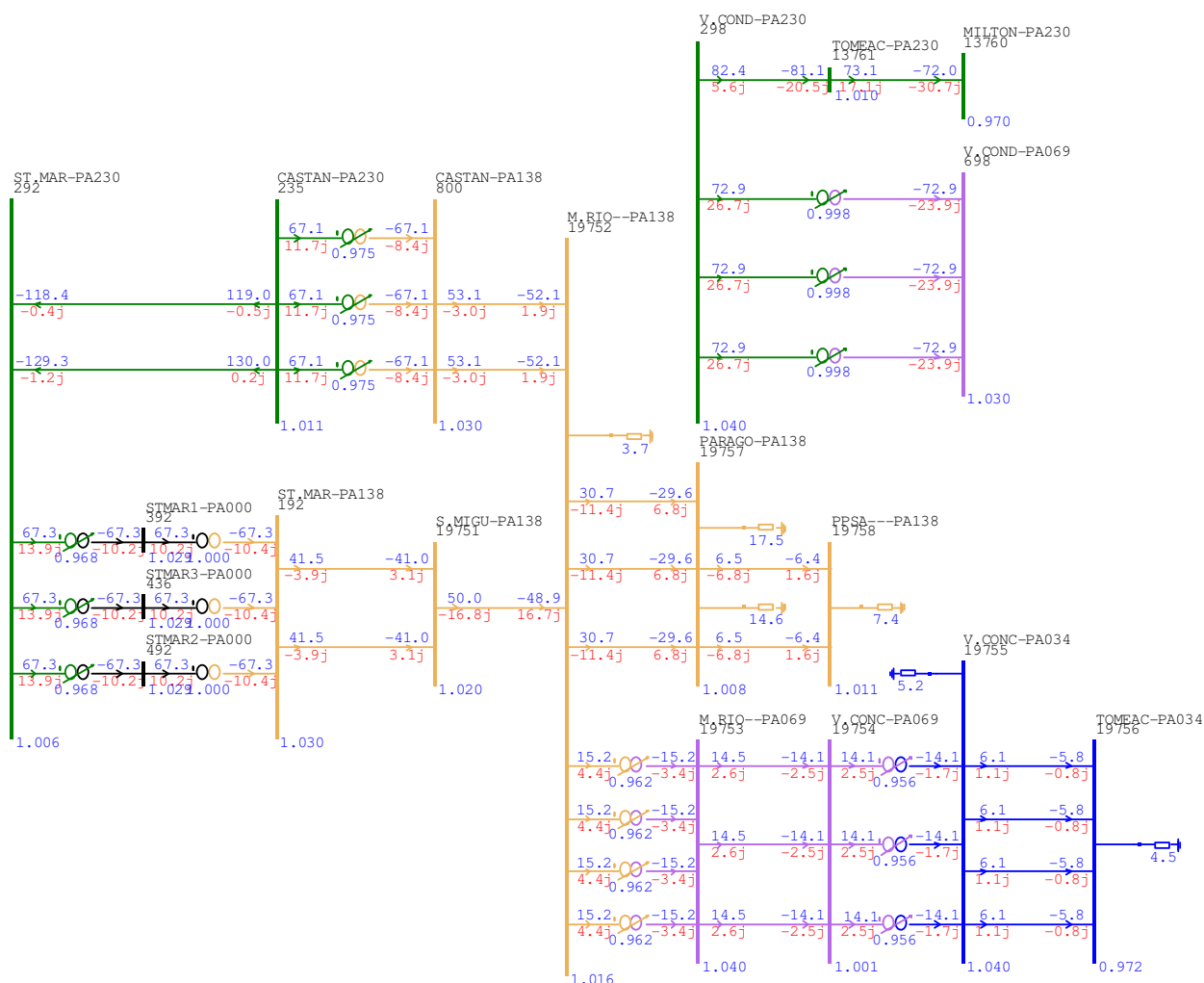


Figura 8-5 – Alternativa 1 - Fluxos de potência e níveis de tensão – carga média - 2029

As obras indicadas para o atendimento às cargas das regiões de Paragominas e Tomé-Açu, de acordo com a Alternativa 1, considerando o critério (N-1) para todas as subestações da região em foco, são elencadas na Tabela 8-2 e na Tabela 8-3.

Tabela 8-2 – Alternativa 1 - Obras em subestações – Critério (N-1)

Entrada	Subestação	Tensão	Equipamento
2015	Castanhal	230/138 kV	1º e 2º ATR 230/138-13,8 kV - 3Ø – 150 MVA
		138 kV	Novo pátio de subestação
	Vila do Conde	230/69 kV	1º e 2º TR 230-69-13,8 kV - 3Ø – 200 MVA
		69 kV	Novo pátio de subestação
	Tomé-Açu	34,5 kV	1º banco de capacitores - 4,8 Mvar
	Mãe do Rio	138/69 kV	2º e 3º TR 138-69-13,8 kV - 3Ø – 25 MVA
	Vila Concórdia	69/34,5 kV	1º e 2º TR 69-34,5-13,8 kV - 3Ø – 25 MVA – Em substituição aos 2 transformadores de 5 MVA existentes
2017	PPSA	138 kV	1º banco de capacitores – 7,2 Mvar
2020	Vila Concórdia	34,5 kV	1º banco de capacitores – 4,8 Mvar
2021	Paragominas	138 kV	1º banco de capacitores – 7,2 Mvar
2022	Vila Concórdia	69/34,5 kV	3º TR 69-34,5-13,8 kV - 3Ø – 25 MVA
2024	Paragominas	138 kV	2º banco de capacitores – 7,2 Mvar
2025	Vila do Conde	230/69 kV	3º TR 230-69-13,8 kV - 3Ø – 200 MVA
	Mãe do Rio	138/69 kV	4º TR 138-69-13,8 kV - 3Ø – 25 MVA
2029	Castanhal	230/138 kV	3º ATR 230/138-13,8 kV - 3Ø – 150 MVA

Tabela 8-3– Alternativa 1 - Obras em linhas de transmissão – Critério (N-1)

Entrada	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
2015	Castanhal - Mãe do Rio - C1	138 kV	CS - 1x954 MCM	100 km
	Mãe do Rio - Paragominas - C2		CS - 1x336 MCM	110 km
	Paragominas - PPSA - C2		CS - 1x336 MCM	80,3 km
	Total em linhas de 138 kV			290,3 km
	Mãe do Rio – Vila Concórdia – C2	69 kV	CS - 1x336 MCM	46,5 km
	Total em linhas de 69 kV			46,5 km
	Vila Concórdia – Tomé-Açu – C3	34,5 kV	CS - 1x336 MCM	53,2 km
	Total em linhas de 34,5 kV			53,2 km
2019	Santa Maria – São Miguel – C2	138 kV	CS - 1x336 MCM	34 km
	Total em linhas de 138 kV			34 km
2023	Castanhal - Mãe do Rio – C2	138 kV	CS - 1x954 MCM	100 km
	Total em linhas de 138 kV			100 km
	Vila Concórdia – Tomé-Açu – C4	34,5 kV	CS - 1x336 MCM	53,2 km
	Total em linhas de 34,5 kV			53,2 km
2024	Mãe do Rio – Vila Concórdia – C3	69 kV	CS - 1x336 MCM	46,5 km
	Total em linhas de 69 kV			46,5 km
2025	Vila do Conde - Castanhal – C2	230 kV	CS - 2x795 MCM	129 km
	Total em linhas de 230 kV			129 km
2026	Mãe do Rio - Paragominas – C3	138 kV	CS - 1x336 MCM	110 km
	Total em linhas de 138 kV			110 km

8.2 Desempenho da Alternativa 1 – Análise de sensibilidade – critério (N)

Foi realizada uma análise de sensibilidade considerando o critério (N) para as instalações de distribuição. 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 das regiões de Paragominas e Tomé-Açu de acordo com a Alternativa 1, adotando o critério (N) para a rede de distribuição, são elencadas na Tabela 8-4 e Tabela 8-5.

Tabela 8-4 – Alternativa 1 - Obras em subestações – Critério (N) para as instalações de distribuição

Entrada	Subestação	Tensão	Equipamento
2015	Castanhal	230/138 kV	1º e 2º ATR 230/138-13,8 kV - 3Ø – 150 MVA
		138 kV	Novo pátio de subestação
	Vila do Conde	230/69 kV	1º e 2º TR 230-69-13,8 kV - 3Ø – 200 MVA
		69 kV	Novo pátio de subestação
	Mãe do Rio	138/69 kV	2º TR 138-69-13,8 kV - 3Ø – 25 MVA
	Vila Concórdia	69/34,5 kV	1º TR 69-34,5-13,8 kV - 3Ø – 25 MVA – Em substituição aos 2 transformadores de 5 MVA implantados atualmente
	Tomé-Açu	34,5 kV	1º banco de capacitores – 4,8 Mvar
2016	Vila Concórdia	34,5 kV	1º banco de capacitores – 4,8 Mvar
2018	Vila Concórdia	69/34,5 kV	2º TR 69-34,5-13,8 kV - 3Ø – 25 MVA
	Paragominas	138 kV	1º banco de capacitores – 7,2 Mvar
2022	Paragominas	138 kV	2º banco de capacitores – 7,2 Mvar
2023	Mãe do Rio	138/69 kV	3º TR 138-69-13,8 kV - 3Ø – 25 MVA
2025	Vila do Conde	230/69 kV	3º TR 230-69-13,8 kV - 3Ø – 200 MVA
2027	Tomé-Açu	34,5 kV	2º banco de capacitores – 4,8 Mvar
2029	Castanhal	230/138 kV	3º ATR 230/138-13,8 kV - 3Ø – 150 MVA

Tabela 8-5– Alternativa 1 - Obras em linhas de transmissão – Critério (N) para as instalações de distribuição

Entrada	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
2015	Castanhal - Mãe do Rio - C1	138 kV	CS - 1x954 MCM	100 km
	Total em linhas de 138 kV			100 km
2020	Castanhal - Mãe do Rio – C2	138 kV	CS - 1x954 MCM	100 km
	Total em linhas de 138 kV			100 km
	Vila Concórdia – Tomé-Açu – C3	34,5 kV	CS - 1x336 MCM	53,2 km
	Total em linhas de 34,5 kV			53,2 km
2023	Mãe do Rio – Vila Concórdia – C2	69 kV	CS - 1x336 MCM	46,5 km
	Total em linhas de 69 kV			46,5 km
2024	Mãe do Rio - Paragominas - C2	138 kV	CS - 1x336 MCM	110 km
	Total em linhas de 138 kV			110 km
2025	Vila do Conde - Castanhal – C2	230 kV	CS - 2x795 MCM	129 km
	Total em linhas de 230 kV			129 km

8.3 Desempenho da Alternativa 2

A Alternativa 2 contempla a expansão através da implantação de um novo ponto de suprimento em 138 kV na cidade de Tomé-Açu, com implantação de uma SE 230/138 kV nesta localidade. Esta nova subestação seccionaria a LT 230 kV Vila do Conde – Miltônia III, de propriedade da Vale. Visando o atendimento ao mercado considerando o critério (N-1) para todas as subestações da rede em foco, em 2015 seria necessária a implantação das seguintes obras:

Tabela 8-6 – Alternativa 2 – Obras necessárias em 2015 considerando o Critério (N-1)

Ano	Obra	Justificativa
2015	LT 230 kV Vila do Conde – Tomé-Açu (RB) – C2	Atendimento ao critério (N-1)
	LT 138 kV Tomé-Açu (RB) – PPSA – C1	Atendimento ao critério (N-1)
	1º e 2º TR 230/69 kV – 200 MVA - Vila do Conde	Atendimento ao mercado considerando o critério (N-1)
	1º e 2º ATR 230/138 kV – 100 MVA - Castanhal	Atendimento ao mercado considerando o critério (N-1)
	1º e 2º ATR 230/138 kV – 100 MVA - Tomé-Açu (RB)	Atendimento ao critério (N-1)
	1º e 2º TR 138-34,5 kV – 30 MVA - Tomé-Açu (CELPA)	Atendimento ao critério (N-1)
	1º banco de capacitores de 7,2 Mvar em São Miguel	Melhorar o perfil de tensão em São Miguel
	1º banco de capacitores de 7,2 Mvar em PPSA	Melhorar o perfil de tensão em Paragominas e PPSA
	2º banco de capacitores de 3,6 Mvar em Mãe do Rio	Melhorar o perfil de tensão em Mãe do Rio
	2º TR 138-69 kV – 25 MVA – Mãe do Rio	Evitar subtensões nas SEs Vila Concórdia e Mãe do Rio na perda do transformador 138-69 kV de Mãe do Rio
	1º TR 69-34,5 kV – 25 MVA – Vila Concórdia	Eliminar sobrecarga nos transformadores antigos durante contingência da LT 138 kV Santa Maria – São Miguel. Este transformador deverá substituir os dois equipamento instalados atualmente nesta SE

A Figura 8-6 apresenta a configuração proposta pela Alternativa 2 para 2015.

Em 2016, considerando o patamar de carga média, seriam registradas subtensões durante a contingência da LT 138 kV Santa Maria – São Miguel, como apresentado na Figura 8-7. Visando a eliminação destas subtensões, é indicado para este ano a implantação do 2º banco de capacitores de 7,2 Mvar em São Miguel.

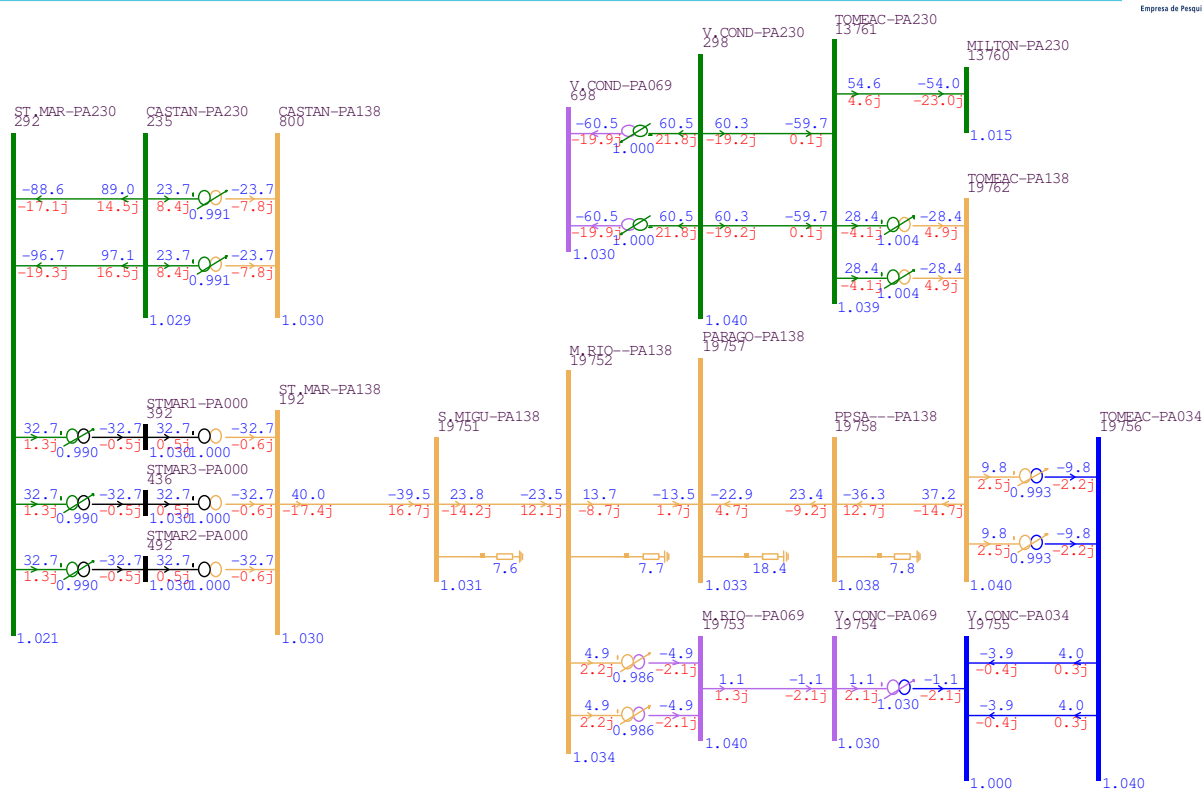


Figura 8-6 – Alternativa 2 – Configuração proposta para 2015 considerando o critério (N-1)

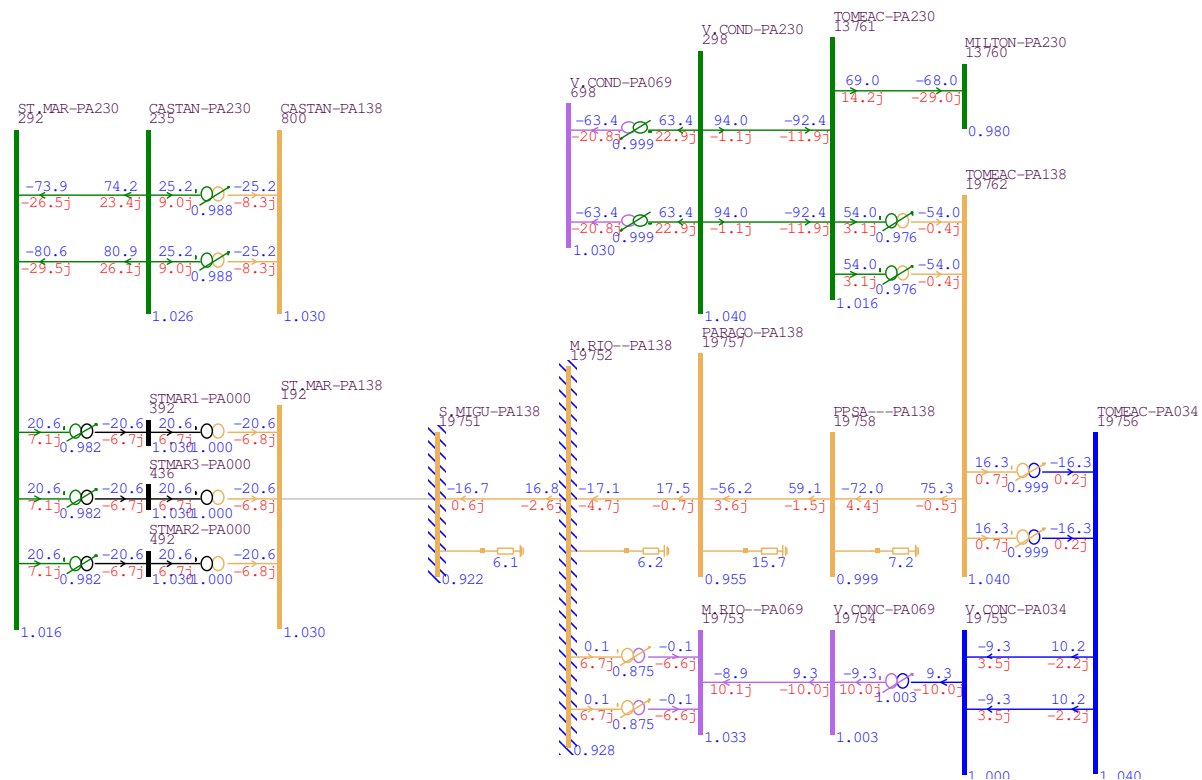


Figura 8-7 - Alternativa 2 – Contingência da LT 138 kV Santa Maria – São Miguel – carga média - 2016

Em 2017, considerando o patamar de carga média, seriam registradas subtensões em PPSA e Paragominas durante a contingência da LT 138 kV Tomé-Açu (RB) – PPSA, como apresentado na Figura 8-8. Visando a eliminação deste fato, é recomendada para este ano a implantação 1º banco de capacitores de 7,2 Mvar em Paragominas.

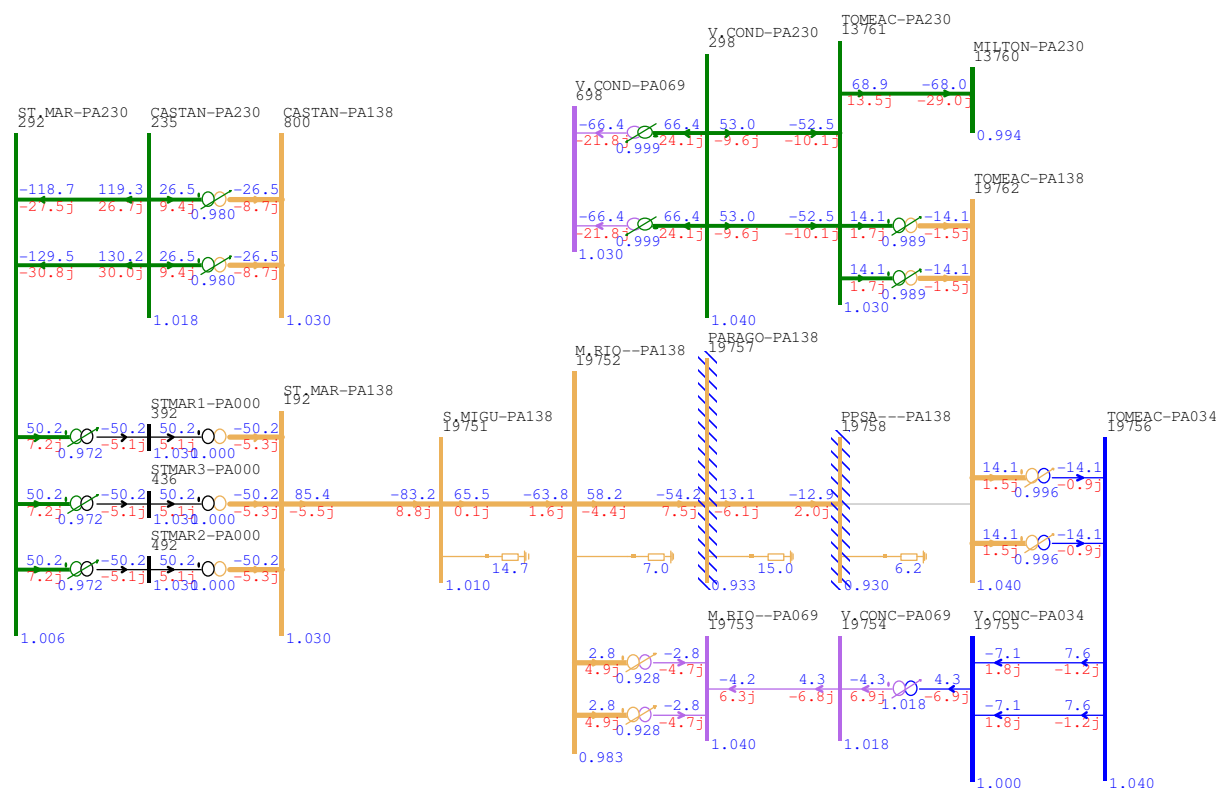


Figura 8-8 - Alternativa 2 – Contingência da LT 138 kV Tomé-Açu - PPSA – carga média - 2017

Em 2018 e 2019, visando a melhoria no perfil de tensão para a SE Mãe do Rio, é recomendado em cada ano a implantação de 1 banco de capacitores de 3,6 Mvar nesta subestação.

Em 2020 seriam verificadas subtensões nas SEs São Miguel e Mãe do Rio durante a contingência da LT 138 kV Santa Maria – São Miguel, patamar de carga média. Visando a eliminação destas subtensões, neste ano é indicada a implantação da segunda LT 138 kV Santa Maria – São Miguel além do 2º banco de capacitores de 7,2 Mvar em Paragominas.

Em 2021, visando a eliminação de subtensão na SE Vila Concórdia durante a contingência do transformador 69-34,5 kV de Vila Concórdia ou da LT 69 kV Mãe do Rio - Vila Concórdia no patamar de carga média, é recomendada a implantação de um banco de capacitores de 7,2 Mvar no setor de 34,5 kV da SE Vila Concórdia.

Em 2023, considerando o patamar de carga média, seriam registradas subtensões em Paragominas e PPSA durante a contingência da LT 138 kV Tomé-Açu - PPSA, como apresentado na Figura 8-9. Visando a eliminação deste fato, é recomendada para este ano a implantação da 2ª LT 138 kV Tomé-Açu - PPSA.

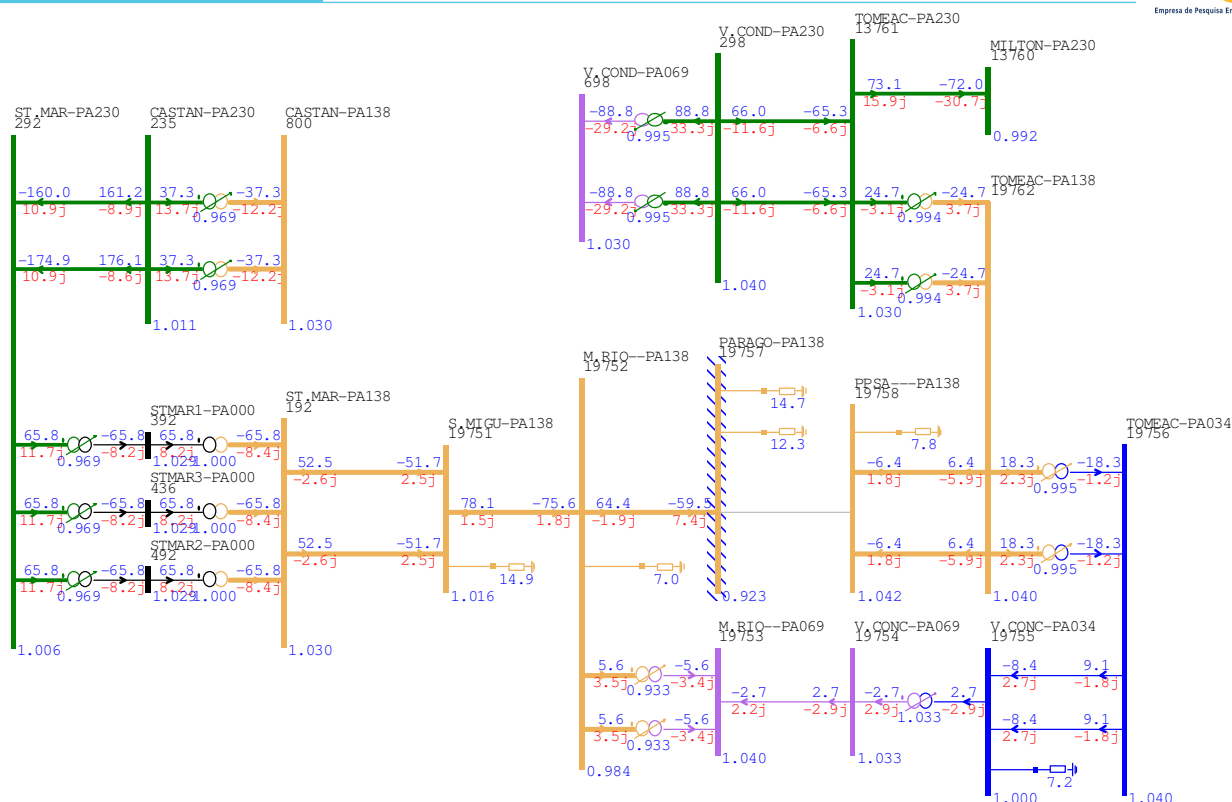


Figura 8-10 - Alternativa 2 – Contingência da LT 138 kV Tomé-Açu– PPSA – carga média - 2024

Assim como mencionado para a Alternativa 1, em 2025 é necessária a implantação do 3º transformador 230-69-13,8 kV em Vila do Conde, com intuito de evitar sobrecarga no transformador remanescente durante a contingência de um dos transformadores existentes.

Em 2027, faz-se necessária a implantação do 1º banco de capacitores de 15 Mvar na SE Tomé-Açu (RB) 230 kV, com o objetivo de evitar subtensão na SE Miltônia III durante a contingência de uma das LTs 230 kV Vila do Conde – Tomé-Açu (RB). Por sua vez, em 2028 é necessária a implantação da 2ª LT 230 kV Vila do Conde – Castanhal.

Esta configuração apresenta desempenho satisfatório até o ano horizonte do estudo (2029), atendendo aos critérios estabelecidos de carregamento e tensão, tanto para a condição normal de operação como para as contingências de um dos elementos da Rede Básica, Rede Básica de Fronteira e Rede de Distribuição em análise. A Figura 8-11 apresenta os fluxos de potência e os níveis de tensão para o ano 2029, patamar de carga média.

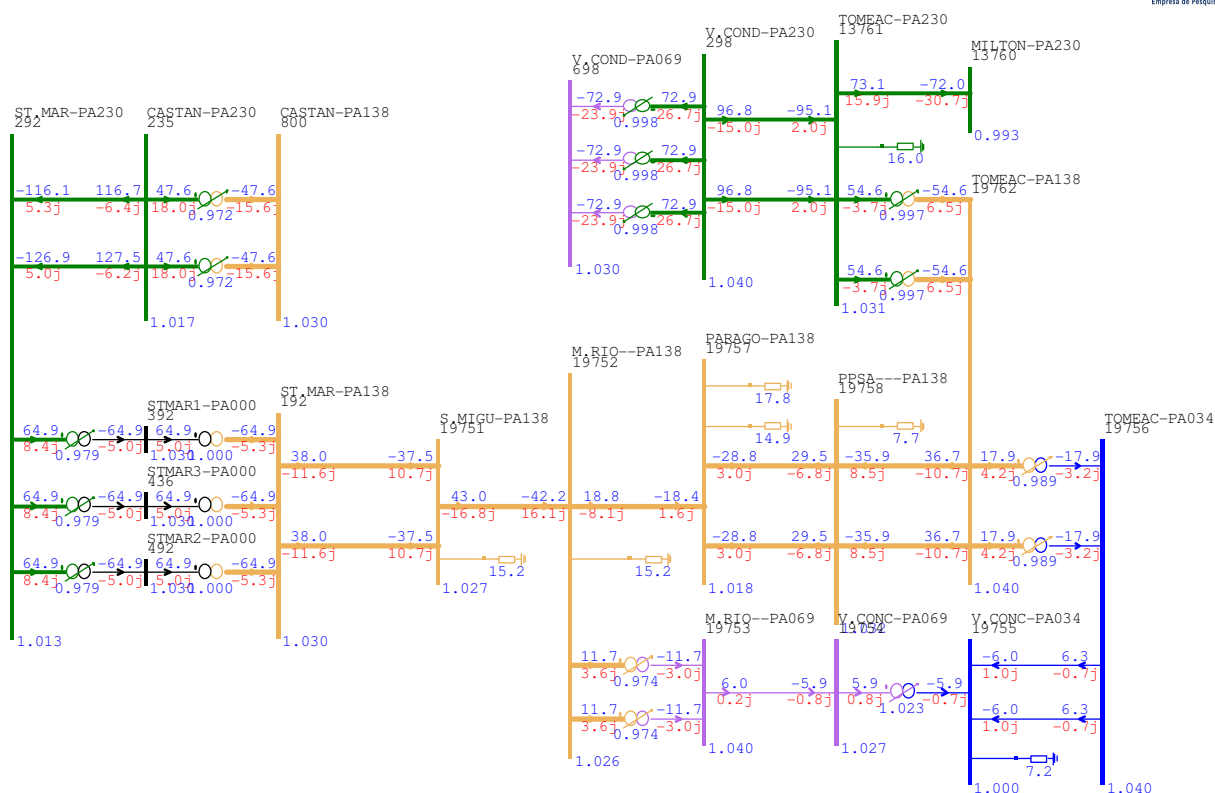


Figura 8-11 – Alternativa 2 - Fluxos de potência e níveis de tensão – carga média – 2029

As obras indicadas para o atendimento às cargas das regiões de Paragominas e Tomé-Açu de acordo com a Alternativa 2, considerando o critério (N-1) para todas as subestações da região em foco, são elencadas na Tabela 8-7 e Tabela 8-8.

Tabela 8-7 – Alternativa 2 - Obras em subestações – Critério (N-1)

Entrada	Subestação	Tensão	Equipamento
2015	Castanhal	230/138 kV	1º e 2º ATR 230/138-13,8 kV - 3Ø – 100 MVA
		138 kV	Novo pátio de subestação
	Vila do Conde	230/69 kV	1º e 2º TR 230-69-13,8 kV - 3Ø – 200 MVA
		69 kV	Novo pátio de subestação
	Tomé-Açu (RB)	230 kV	Novo pátio de subestação
		230/138 kV	1º e 2º ATR 230/138-13,8 kV - 3Ø – 100 MVA
		138 kV	Novo pátio de subestação
	Tomé-Açu (CELPA)	138/34,5 kV	1º e 2º TR 138-34,5-13,8 kV - 3Ø – 30 MVA
	São Miguel	138 kV	1º banco de capacitores – 7,2 Mvar
	PPSA	138 kV	1º banco de capacitores – 7,2 Mvar
	Mãe do Rio	138 kV	2º banco de capacitores – 3,6 Mvar
		138/69 kV	2º TR 138-69-13,8 kV - 3Ø – 25 MVA
	Vila Concórdia	69/34,5 kV	1º TR 69-34,5-13,8 kV - 3Ø – 25 MVA – Em substituição aos 2 transformadores de 5 MVA existentes
2016	São Miguel	138 kV	2º banco de capacitores – 7,2 Mvar
2017	Paragominas	138 kV	1º banco de capacitores – 7,2 Mvar
2018	Mãe do Rio	138 kV	2º banco de capacitores – 3,6 Mvar
2019	Mãe do Rio	138 kV	2º banco de capacitores – 3,6 Mvar
2020	Paragominas	138 kV	1º banco de capacitores – 7,2 Mvar
2021	Vila Concórdia	34,5 kV	1º banco de capacitores – 7,2 Mvar
2025	Vila do Conde	230/69 kV	3º TR 230-69-13,8 kV - 3Ø – 200 MVA
2027	Tomé-Açu (RB)	230 kV	1º banco de capacitores – 15 Mvar

Tabela 8-8 – Alternativa 2 - Obras em linhas de transmissão – Critério (N-1)

Entrada	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
2015	Vila do Conde – Tomé-Açu (RB) – C2	230 kV	CS - 1x795 MCM	120 km
	Total em linhas de 230 kV			120 km
	Tomé-Açu (RB) – PPSA – C1	138 kV	CS - 1x336 MCM	60 km
	Total em linhas de 138 kV			60 km
2020	Santa Maria – São Miguel – C2	138 kV	CS - 1x336 MCM	34 km
	Total em linhas de 138 kV			34 km
2023	Tomé-Açu (RB) – PPSA – C2	138 kV	CS - 1x336 MCM	60 km
	Total em linhas de 138 kV			60 km
2024	Paragominas - PPSA - C2	138 kV	CS - 1x336 MCM	80,3 km
	Total em linhas de 138 kV			80,3 km
2028	Vila do Conde - Castanhal – C2	230 kV	CS - 2x795 MCM	129 km
	Total em linhas de 230 kV			129 km

8.4 Desempenho da Alternativa 2 – Análise de sensibilidade – critério (N)

Assim como realizado para a Alternativa 1, foi desenvolvida uma análise de sensibilidade considerando-se o critério (N) para as instalações da Rede de Distribuição. 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 das regiões de Paragominas e Tomé-Açu de acordo com a Alternativa 2, adotando-se o critério (N) para a Rede de Distribuição, são elencadas na Tabela 8-9 e na Tabela 8-10.

Tabela 8-9 – Alternativa 2 - Obras em subestações – Critério (N) para as instalações de distribuição

Entrada	Subestação	Tensão	Equipamento
2015	Castanhal	230/138 kV	1º e 2º ATR 230/138-13,8 kV - 3Ø – 100 MVA
		138 kV	Novo pátio de subestação
	Vila do Conde	230/69 kV	1º e 2º TR 230-69-13,8 kV - 3Ø – 200 MVA
		69 kV	Novo pátio de subestação
	Tomé-Açu (RB)	230 kV	Novo pátio de subestação
		230/138 kV	1º e 2º ATR 230/138-13,8 kV - 3Ø – 100 MVA
		138 kV	Novo pátio de subestação
	Tomé-Açu (CELPA)	138/34,5 kV	1º TR 138-34,5-13,8 kV - 3Ø – 30 MVA
2018	Tomé-Açu (RB)	230 kV	1º banco de capacitores – 15 Mvar
2019	Tomé-Açu (RB)	230 kV	2º banco de capacitores – 15 Mvar
2024	Tomé-Açu (CELPA)	138/34,5 kV	2º TR 138-34,5-13,8 kV - 3Ø – 30 MVA
2025	Vila do Conde	230/69 kV	3º TR 230-69-13,8 kV - 3Ø – 200 MVA
2026	Vila Concórdia	34,5 kV	1º banco de capacitores – 7,2 Mvar
2027	Paragominas	138 kV	1º banco de capacitores – 7,2 Mvar
2028	PPSA	138 kV	1º banco de capacitores – 7,2 Mvar
2029	Paragominas	138 kV	2º banco de capacitores – 7,2 Mvar

Tabela 8-10 – Alternativa 2 - Obras em linhas de transmissão – Critério (N) para as instalações de distribuição

Entrada	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
2015	Vila do Conde – Tomé-Açu (RB) – C2	230 kV	CS - 1x795 MCM	120 km
	Total em linhas de 230 kV			120 km
	Tomé-Açu (RB) – PPSA – C1	138 kV	CS - 1x336 MCM	60 km
	Total em linhas de 138 kV			60 km
2027	Vila do Conde - Castanhal – C2	230 kV	CS - 2x795 MCM	129 km
	Total em linhas de 230 kV			129 km

8.5 Desempenho da Alternativa 3

A Alternativa 3 contempla a expansão através da implantação da SE Tomé-Açu 138 kV, do setor de 138 kV na SE Vila do Conde (RB) e das LTs 138 kV Vila do Conde (RB) – Tomé-Açu e Tomé-Açu – PPSA. Visando o atendimento ao mercado considerando o critério (N-1) para todas as subestações da rede em foco, em 2015 seria necessária a implantação das seguintes obras:

Tabela 8-11 – Alternativa 3 – Obras necessárias em 2015 considerando o Critério (N-1)

Ano	Obra	Justificativa
2015	LT 138 kV Vila do Conde (RB) – Tomé-Açu – C1 e C2	Atendimento ao critério (N-1)
	LT 138 kV Tomé-Açu – PPSA – C1	Atendimento ao critério (N-1)
	LT 138 kV Vila do Conde (RB) – Vila do Conde (CELPA) – C1	Implantação do setor de 138 kV na SE Vila do Conde (RB)
	1º e 2º ATR 230/138 kV – 150 MVA - Vila do Conde (RB)	Atendimento ao mercado considerando o critério (N-1)
	1º e 2º ATR 230/69 kV – 150 MVA - Vila do Conde (RB)	Atendimento ao mercado considerando o critério (N-1)
	1º e 2º ATR 230/138 kV – 100 MVA - Castanhal	Atendimento ao mercado considerando o critério (N-1)
	1º e 2º TR 138-34,5 kV – 30 MVA - Tomé-Açu	Atendimento ao critério (N-1)
	1º banco de capacitores de 7,2 Mvar em PPSA	Melhorar o perfil de tensão em PPSA
	1º banco de capacitores de 15 Mvar em São Miguel	Melhorar o perfil de tensão em São Miguel
	2º TR 138-69 kV – 25 MVA – Mãe do Rio	Evitar subtensões nas SEs Vila Concórdia e Mãe do Rio na perda do transformador 138-69 kV de Mãe do Rio
	1º TR 69-34,5 kV – 25 MVA – Vila Concórdia	Eliminar sobrecarga nos transformadores antigos durante contingência da LT 138 kV Santa Maria – São Miguel. Este transformador deverá substituir os dois equipamento instalados atualmente nesta SE

A Figura 8-12 apresenta a configuração proposta pela Alternativa 3 para 2015.

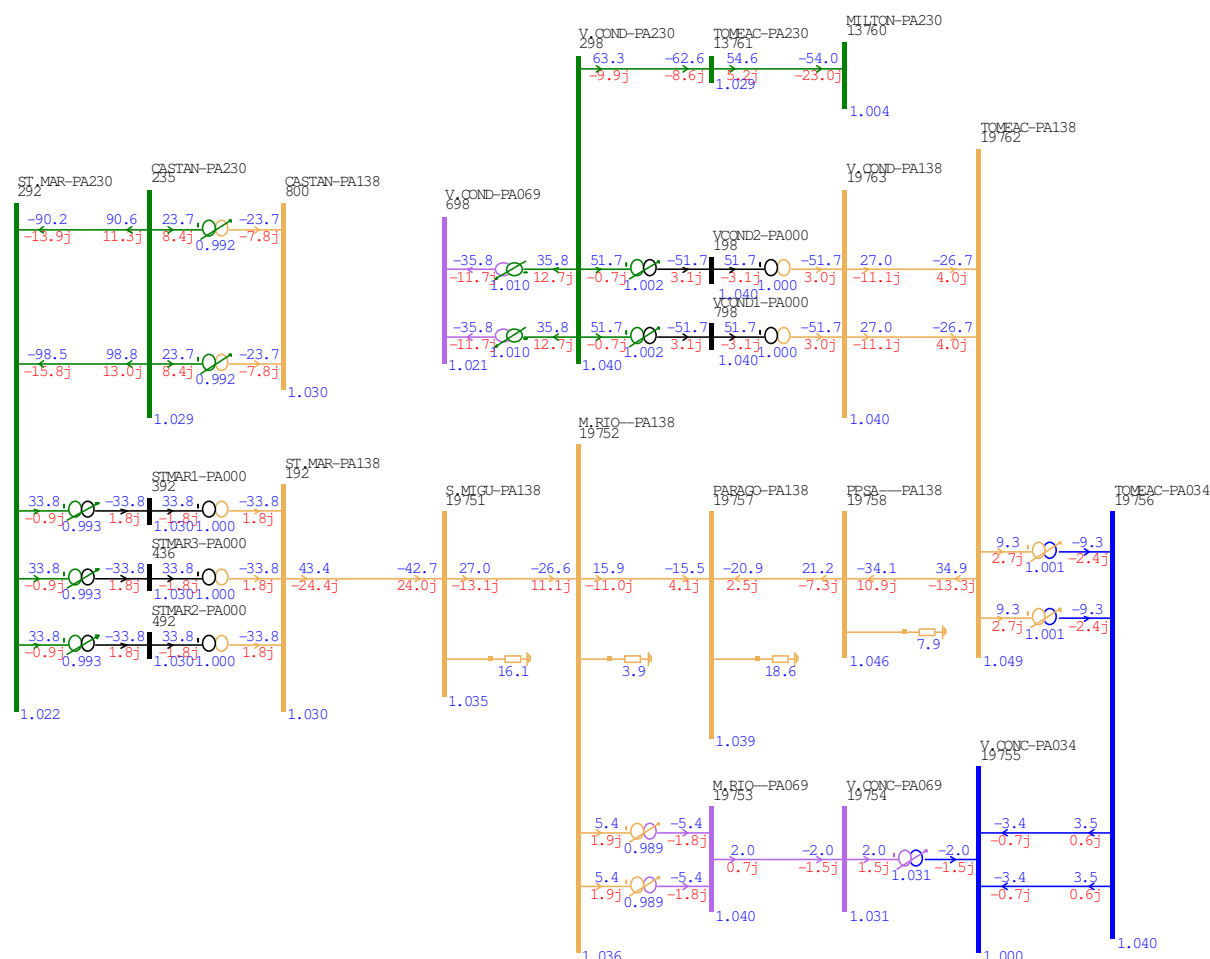


Figura 8-12 – Alternativa 3 – Configuração proposta para 2015 considerando o critério (N-1)

Com o objetivo de melhorar o perfil de tensão em Mãe do Rio, em 2016 é recomendada a implantação do 2º banco de capacitores de 3,6 Mvar nesta subestação.

Em 2017, considerando o patamar de carga média, visando a eliminação de subtensões durante a contingência da LT 138 kV Santa Maria – São Miguel ou da LT 138 kV Tomé-Açu – PPSA, é indicada a implantação do 1º banco de capacitores de 7,2 Mvar em Mãe do Rio.

Em 2018, considerando o patamar de carga média, seriam registradas subtensões em São Miguel, Mãe do Rio, Paragominas e PPSA durante a contingência da LT 138 kV Santa Maria – São Miguel, como apresentado na Figura 8-13. Portanto, em 2018, é indicada a implantação da segunda LT 138 kV Santa Maria – São Miguel.

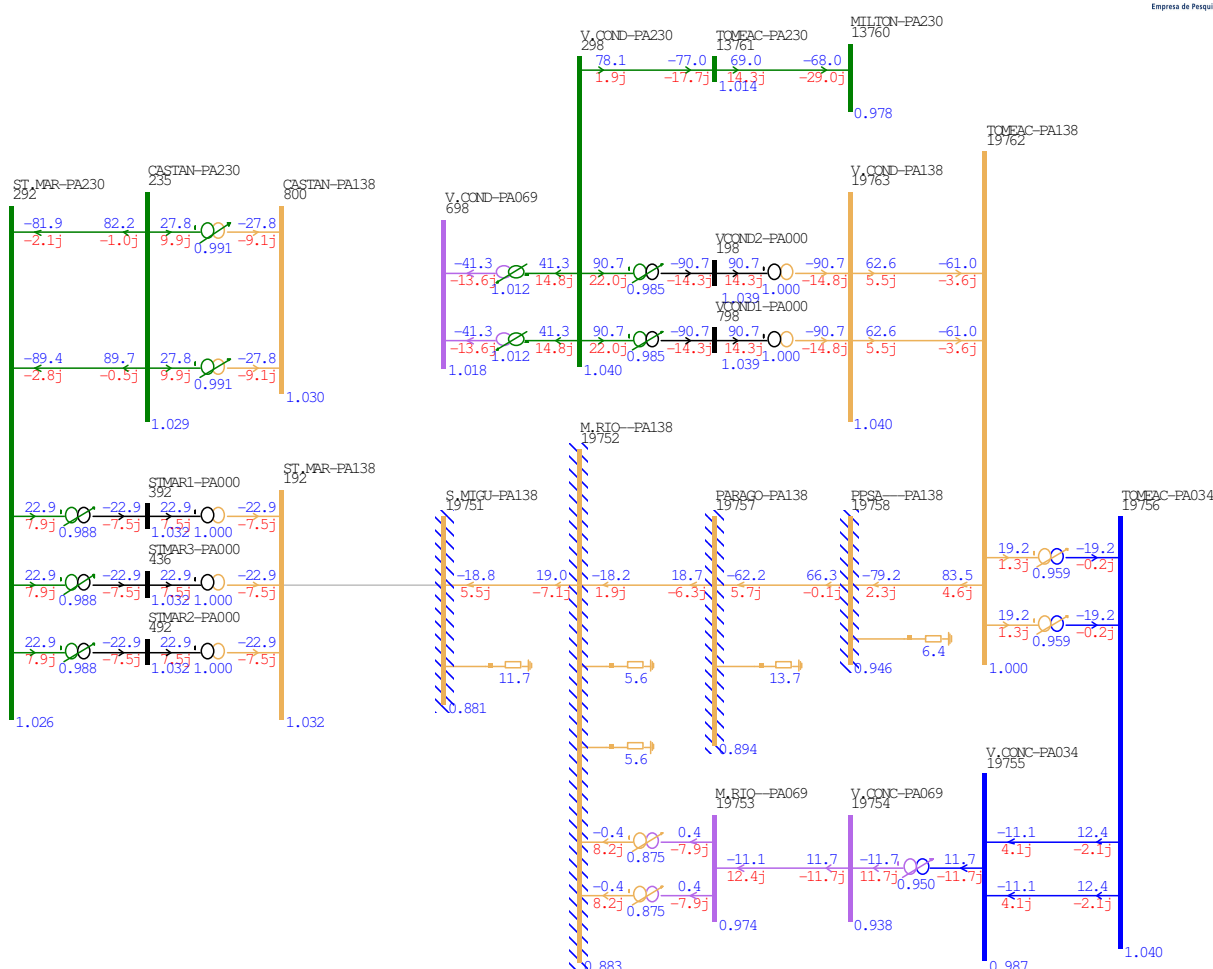


Figura 8-13 - Alternativa 3 – Contingência da LT 138 kV Santa Maria – São Miguel – carga média – 2018

Em 2019, considerando o patamar de carga média, visando a eliminação de subtensões durante a contingência da LT 138 kV Tomé-Açu – PPSA, é indicada a implantação do 1º banco de capacitores de 7,2 Mvar em Paragominas. Por sua vez, em 2021, é indicado o 2º banco de capacitores de 7,2 Mvar em Paragominas.

Ainda em 2021, visando a eliminação de subtensão na SE Vila Concórdia durante a contingência do transformador 69-34,5 kV de Vila Concórdia ou da LT 69 kV Mãe do Rio - Vila Concórdia no patamar de carga média, é recomendada a implantação de um banco de capacitores de 7,2 Mvar no setor de 34,5 kV da SE Vila Concórdia.

Em 2023, considerando o patamar de carga média, seriam registradas subtensões em Paragominas e PPSA durante a contingência da LT 138 kV Tomé-Açu - PPSA, como apresentado na Figura 8-14. Assim, é recomendada para este ano a implantação da segunda LT 138 kV Tomé-Açu - PPSA.

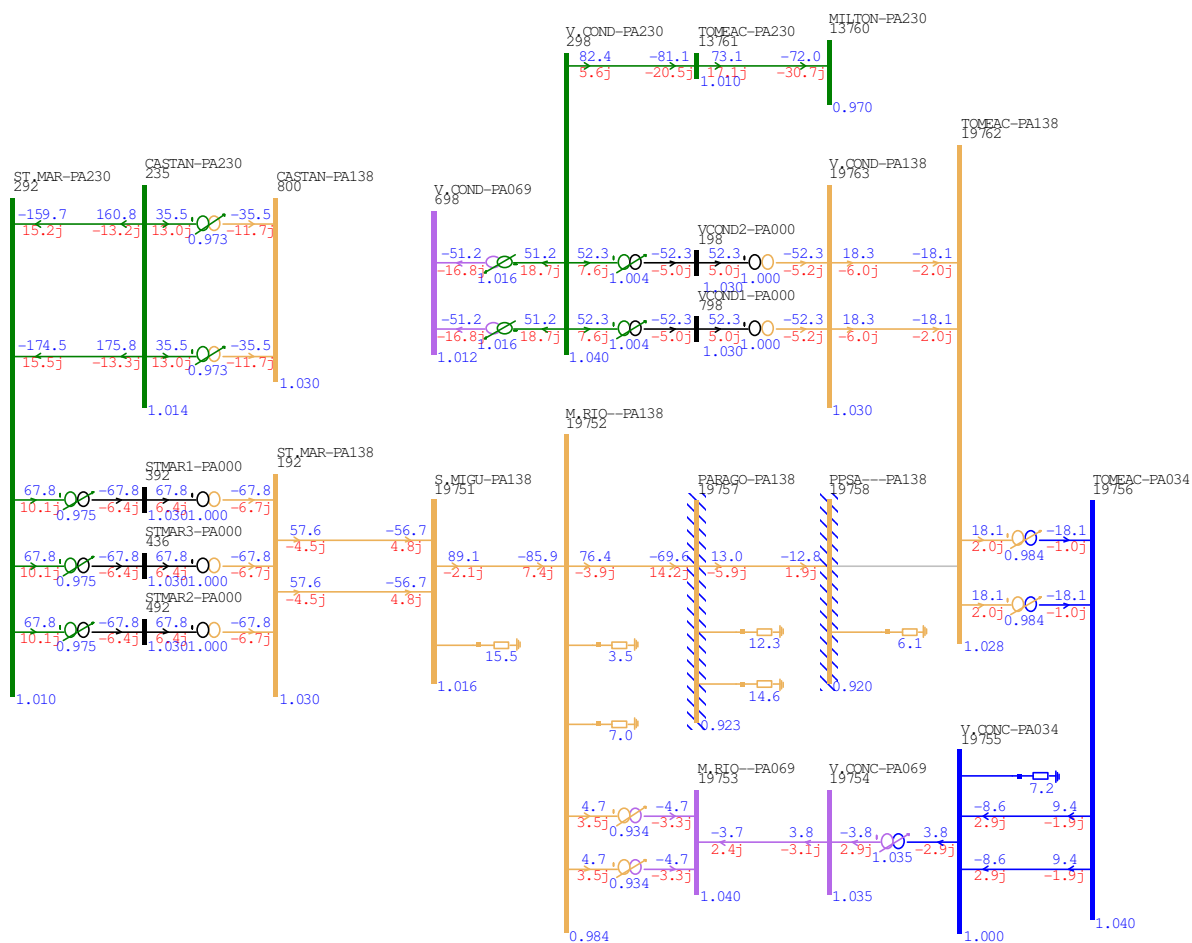


Figura 8-14 - Alternativa 3 – Contingência da LT 138 kV Tomé-Açu - PPSA – carga média - 2023

Em 2024, considerando o patamar de carga média, seria registrada subtensão em Paragominas durante a contingência da LT 138 kV Paragominas - PPSA, como apresentado na Figura 8-15. Visando a eliminação deste fato, é recomendada para este ano a implantação da 2ª LT 138 kV Paragominas - PPSA.

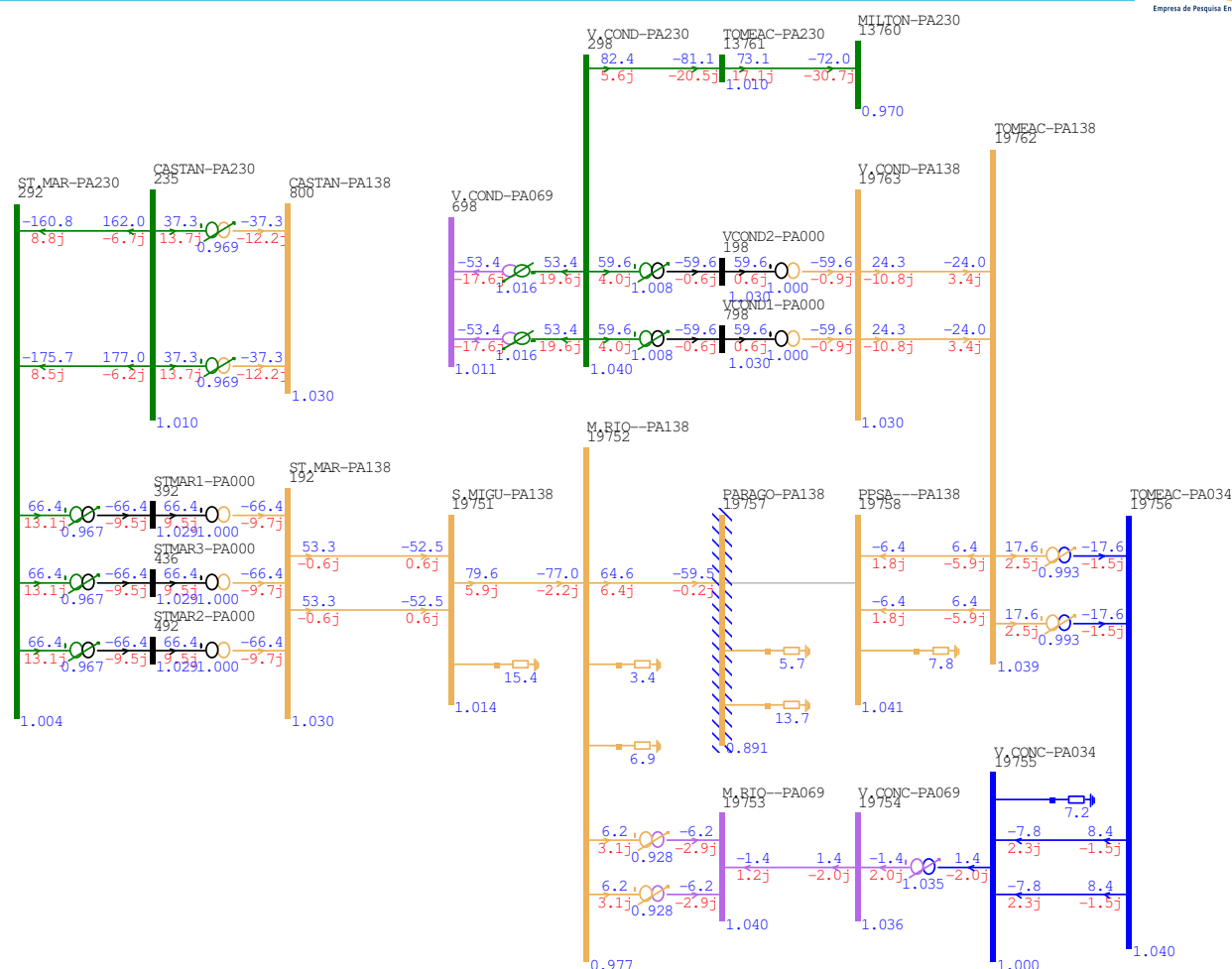


Figura 8-15 - Alternativa 3 – Contingência da LT 138 kV Mãe do Rio - Paragominas– carga média - 2024

Em 2027, é necessária a implantação do terceiro autotransformador 230/138-13,8 kV em Vila do Conde (RB) com objetivo de evitar sobrecarga no transformador remanescente durante a contingência de um dos transformadores desta subestação. Por sua vez, em 2028, é necessária a implantação da segunda LT 230 kV Vila do Conde – Castanhal.

Esta configuração apresenta desempenho satisfatório até o ano horizonte do estudo (2029), atendendo aos critérios estabelecidos de carregamento e tensão, tanto para a condição normal de operação como para as contingências de um dos elementos da Rede Básica, Rede Básica de Fronteira e rede de distribuição em análise. A Figura 8-16 apresenta os fluxos de potência e os níveis de tensão para o ano 2029, patamar de carga média.

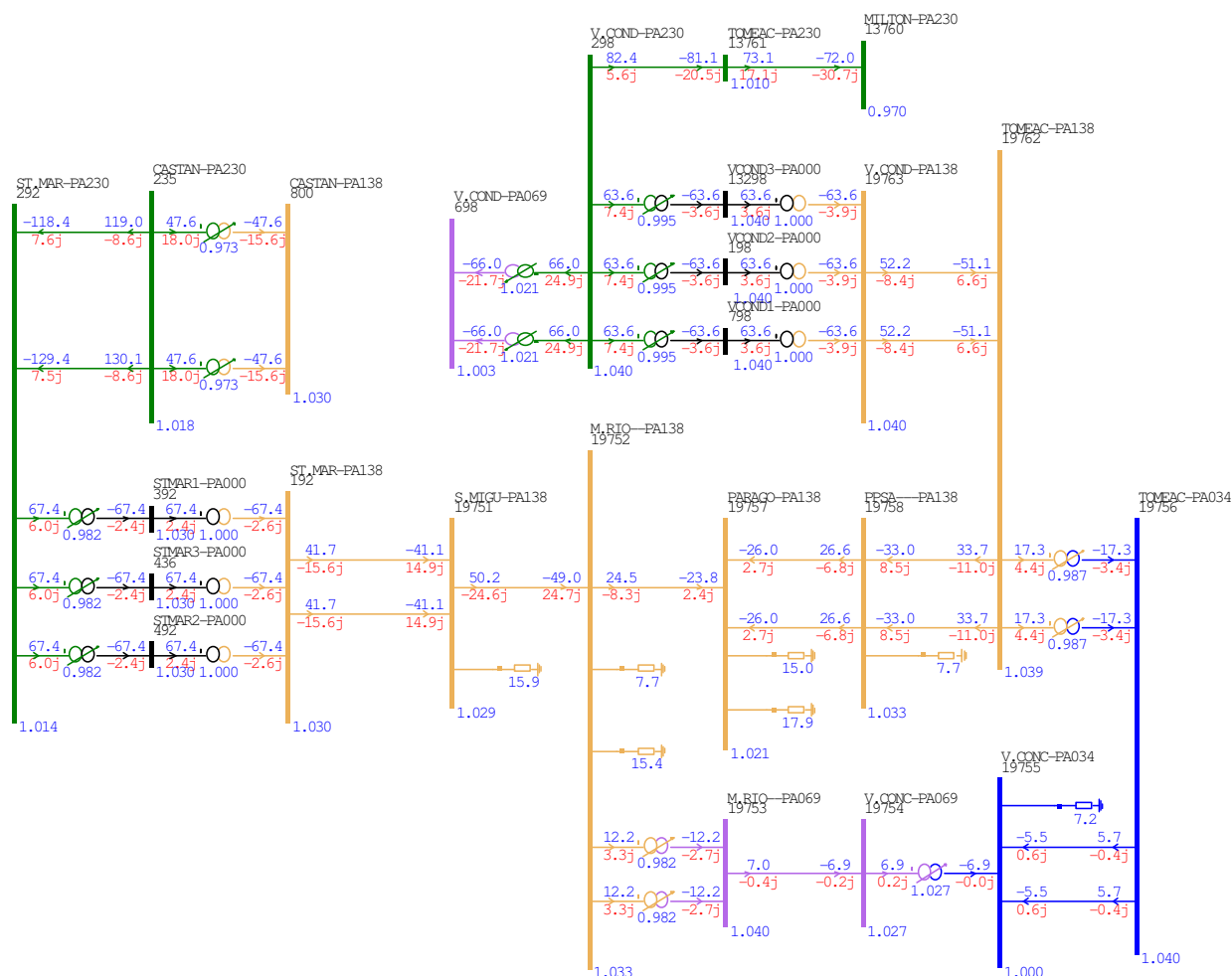


Figura 8-16 – Alternativa 3 - Fluxos de potência e níveis de tensão – carga média - 2029

As obras indicadas para o atendimento às cargas das regiões de Paragominas e Tomé-Açu de acordo com a Alternativa 3, considerando o critério (N-1) para todas as subestações da região em foco, são elencadas na Tabela 8-12 e na Tabela 8-13.

Tabela 8-12 – Alternativa 3 - Obras em subestações – Critério (N-1)

Entrada	Subestação	Tensão	Equipamento
2015	Castanhal	230/138 kV	1º e 2º ATR 230/138-13,8 kV - 3Ø – 100 MVA
		138 kV	Novo pátio de subestação
	Vila do Conde (RB)	230/138 kV	1º e 2º ATR 230/138-13,8 kV - 3Ø – 150 MVA
		230/69 kV	1º e 2º TR 230-69-13,8 kV - 3Ø – 150 MVA
		138 kV	Novo pátio da subestação
		69 kV	Novo pátio da subestação
	Tomé-Açu	138 kV	Novo pátio de subestação
		138/34,5 kV	1º e 2º TR 138-34,5-13,8 kV - 3Ø – 30 MVA
	PPSA	138 kV	1º banco de capacitores – 7,2 Mvar
	São Miguel	138 kV	1º banco de capacitores - 15 Mvar
	Mãe do Rio	138/69 kV	2º TR 138-69-13,8 kV - 3Ø – 25 MVA
	Vila Concórdia	69/34,5 kV	1º TR 69-34,5-13,8 kV - 3Ø – 25 MVA – Em substituição aos 2 transformadores de 5 MVA existentes
2016	Mãe do Rio	138 kV	2º banco de capacitores – 3,6 Mvar
2017	Mãe do Rio	138 kV	1º banco de capacitores – 7,2 Mvar
2019	Paragominas	138 kV	1º banco de capacitores – 7,2 Mvar
2021	Paragominas	138 kV	2º banco de capacitores – 7,2 Mvar
	Vila Concórdia	34,5 kV	1º banco de capacitores – 7,2 Mvar
2027	Vila do Conde (RB)	230/138 kV	3º ATR 230/138-13,8 kV - 3Ø – 150 MVA

Tabela 8-13– Alternativa 3 - Obras em linhas de transmissão – Critério (N-1)

Entrada	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
2015	Vila do Conde (RB) – Tomé-Açu – C1 e C2	138 kV	CD – 1x954 MCM	120 km
	Tomé-Açu – PPSA – C1		CS - 1x336 MCM	60 km
	Vila do Conde (RB) – Vila do Conde (CELPA) – C1		CS - 1x336 MCM	0,8 km
	Total em linhas de 138 kV			300,8 km
2018	Santa Maria – São Miguel – C2	138 kV	CS - 1x336 MCM	34 km
	Total em linhas de 138 kV			34 km
2023	Tomé-Açu – PPSA – C2	138 kV	CS - 1x336 MCM	60 km
	Total em linhas de 138 kV			60 km
2024	Paragominas - PPSA - C2	138 kV	CS - 1x336 MCM	80,3 km
	Total em linhas de 138 kV			80,3 km
2028	Vila do Conde (RB) - Castanhal – C2	230 kV	CS - 2x795 MCM	129 km
	Total em linhas de 230 kV			129 km

8.6 Desempenho da Alternativa 3 – Análise de sensibilidade – critério (N)

Assim como realizado para as Alternativas 1 e 2, foi desenvolvida uma análise de sensibilidade considerando-se o critério (N) para as instalações da Rede de Distribuição. 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 das regiões de Paragominas e Tomé-Açu, de acordo com a Alternativa 3, adotando-se o critério (N) para a Rede de Distribuição, são elencadas na Tabela 8-14 e na Tabela 8-15.

Tabela 8-14 – Alternativa 3 - Obras em subestações – Critério (N) para as instalações de distribuição

Entrada	Subestação	Tensão	Equipamento
2015	Castanhal	230/138 kV	1º e 2º ATR 230/138-13,8 kV - 3Ø – 100 MVA
		138 kV	Novo pátio de subestação
	Vila do Conde (RB)	230/138 kV	1º e 2º ATR 230/138-13,8 kV - 3Ø – 150 MVA
		230/69 kV	1º e 2º TR 230-69-13,8 kV - 3Ø – 150 MVA
		138 kV	Novo pátio da subestação
		69 kV	Novo pátio da subestação
	Tomé-Açu	138 kV	Novo pátio de subestação
		138/34,5 kV	1º TR 138-34,5-13,8 kV - 3Ø – 30 MVA
2021	Paragominas	138 kV	1º banco de capacitores – 7,2 Mvar
2023	PPSA	138 kV	1º banco de capacitores – 7,2 Mvar
2024	Paragominas	138 kV	2º banco de capacitores – 7,2 Mvar
2025	Tomé-Açu	138/34,5 kV	2º TR 138-34,5-13,8 kV - 3Ø – 30 MVA
2026	Vila Concórdia	34,5 kV	1º banco de capacitores – 7,2 Mvar
2027	Vila do Conde (RB)	230/138 kV	3º ATR 230/138-13,8 kV - 3Ø – 150 MVA
2029	Mãe do Rio	138 kV	1º banco de capacitores – 7,2 Mvar

Tabela 8-15– Alternativa 3 - Obras em linhas de transmissão – Critério (N) para as instalações de distribuição

Entrada	Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância
2015	Vila do Conde (RB) – Tomé-Açu – C1	138 kV	CS – 1x954 MCM	120 km
	Tomé-Açu – PPSA – C1		CS - 1x336 MCM	60 km
	Vila do Conde (RB) – Vila do Conde (CELPA) – C1		CS - 1x336 MCM	0,8 km
	Total em linhas de 138 kV			180,8 km
2025	Vila do Conde (RB) - Castanhal – C2	230 kV	CS - 2x795 MCM	129 km
	Total em linhas de 230 kV			129 km
2027	Vila do Conde (RB) – Tomé-Açu – C2	138 kV	CS – 1x954 MCM	120 km
	Total em linhas de 138 kV			120 km

9. NÍVEIS 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 PDE 2021.

Os valores referentes às correntes de curto-circuito para as principais subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira da região em análise são apresentados na Tabela 9-1 e na Tabela 9-2, para o ano inicial e para o horizonte do estudo.

Tabela 9-1– Correntes de curto-circuito referentes ao ano 2015

Subestação	2015			
	Trifásico (kA)	X/R	Monofásico (kA)	X/R
Castanhal 230 kV	8,30	5,52	8,39	6,04
Castanhal 138 kV	5,23	14,79	6,79	16,04
Santa Maria 230 kV	5,98	5,55	6,72	6,68
Santa Maria 138 kV	6,38	8,30	7,97	9,50
Santa Maria 69 kV	9,49	11,81	12,49	13,16
Vila do Conde 500 kV	8,77	18,88	10,47	19,03
Vila do conde 230 kV	16,22	23,09	21,43	23,54
Vila do Conde 69 kV	16,61	75,20	21,65	84,61

Tabela 9-2– Correntes de curto-circuito referentes as ano 2029

Subestação	2029			
	Trifásico (kA)	X/R	Monofásico (kA)	X/R
Castanhal 230 kV	10,67	6,15	10,55	6,41
Castanhal 138 kV	5,71	19,39	7,35	20,82
Santa Maria 230 kV	8,03	6,01	8,51	7,08
Santa Maria 138 kV	7,63	9,73	9,29	11,06
Santa Maria 69 kV	10,79	15,09	13,99	16,76
Vila do Conde 500 kV	10,74	18,54	12,51	17,71
Vila do conde 230 kV	19,04	23,06	24,84	23,27
Vila do Conde 69 kV	22,96	63,79	30,16	70,87

Os disjuntores das SEs Castanhal 138 kV e Vila do Conde 69 kV devem ser dimensionados de acordo com os valores de corrente de curto-circuito. Assim, o disjuntor escolhido deve suportar as correntes de curto-circuito apresentadas na Tabela 9-1 e na Tabela 9-2.

10. ANÁLISE ECONÔMICA

10.1 Custos de Investimento

Os custos utilizados na análise econômica comparativa das alternativas são os que constam no documento “Referências de Custos LTs e SEs de AT e EAT – dezembro 2008”, Ref. [4].

Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2015 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 de 2029.

A Tabela 10-1 resume os valores referidos ao ano 2015, obtidos para os custos de investimento de cada uma das alternativas analisadas, com o truncamento das séries temporais no ano horizonte, considerando o critério (N-1) para todas as subestações da região em análise.

Os planos de obras referentes a cada alternativa, considerando o critério (N-1) para todas as subestações, são apresentados no Anexo B.

Tabela 10-1– Custo do Investimento das Alternativas (R\$ x 1000) – Critério (N-1)

Alternativa	Investimento	Ordem
Alternativa 1	147.222,04	3º
Alternativa 2	141.832,03	2º
Alternativa 3	138.135,27	1º

10.2 Custos de Perdas

Os valores em MW referentes ao diferencial de perdas elétricas de cada alternativa, em relação àquela de menores perdas (Alternativa 2), são apresentados na Tabela 10-2.

Tabela 10-2– Diferencial de perdas em relação à Alternativa 2 para o período de 2015 – 2029 – Critério (N-1)

Ano	Diferencial de Perdas (MW)	
	Δ AT1	Δ AT3
2015	3,68	0,19
2016	4,16	0,31
2017	4,65	0,23
2018	4,95	-0,28
2019	4,82	-0,34
2020	5,67	-0,01
2021	6,69	0,45
2022	7,13	0,44
2023	6,72	0,57
2024	8,41	0,61
2025	0,80	0,56
2026	-0,47	0,56
2027	0,72	0,84
2028	8,93	0,96
2029	9,96	1,19

Os custos referentes ao diferencial de perdas elétricas de cada alternativa, em relação àquela de menores perdas (Alternativa 2), considerando o critério (N-1) para todas as subestações da região em foco, são apresentados na Tabela 10-3 e foram estimados considerando:

- custo de perdas R\$ 113,00 / MWh;
- taxa de retorno de 8% ao ano, referidos a 2015;
- fator de carga de 0,8, como informado pela REDE ENERGIA/CELPA.

Tabela 10-3 – Custo do diferencial de perdas (R\$ x 1000) – Critério (N-1)

Alternativa	Δ Perdas	Ordem
Alternativa 1	27.120,72	3º
Alternativa 2	0,00	1º
Alternativa 3	1.612,43	2º

10.3 Custos de Investimento e Perdas Elétricas

A Tabela 10-4 apresenta a comparação econômica das alternativas levando-se em consideração os custos de investimentos e o diferencial de perdas.

Tabela 10-4 – Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000) – Critério (N-1)

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1	147.222,04	27.120,72	174.342,76	124,76%	3º
Alternativa 2	141.832,03	0,00	141.832,03	101,49%	2º
Alternativa 3	138.135,27	1.612,43	139.747,70	100%	1º

Conclui-se portanto que as Alternativas 2 e 3 apresentam o mesmo desempenho econômico.

10.4 Análise de Sensibilidade 1 – LT 230 kV Castanhal – Tomé-Açu

A Alternativa 1 contemplou a implantação da LT 138 kV Castanhal – Tomé-Açu. No entanto, uma outra possibilidade seria a implantação da SE Tomé-Açu 230/138 kV, assim como na Alternativa 2, e sua alimentação a partir de uma LT em 230 kV entre as subestações Castanhal e Tomé-Açu. Esta nova alternativa foi denominada de Alternativa 4. A Tabela 10-5 apresenta a comparação econômica das alternativas analisadas incluindo a Alternativa 4, levando em consideração os custos de investimentos e o diferencial de perdas.

Tabela 10-5 – Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000) – Inclusão da Alternativa 4

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1	147.222,04	27.120,72	174.342,76	124,76%	4º
Alternativa 2	141.832,03	0,00	141.832,03	101,49%	2º
Alternativa 3	138.135,27	1.612,43	139.747,70	100%	1º
Alternativa 4	154.223,19	8.130,83	162.354,02	116,18%	3º

De acordo com os resultados apresentados na Tabela 10-5 observa-se que a Alternativa 4, implantação da LT 230 kV Castanhal – Tomé-Açu, apresentou desempenho técnico-econômico inferior ao das Alternativas 2 e 3, sendo, portanto, desconsiderada.

10.5 Modulação ótima dos novos transformadores 230/69 kV de Vila do Conde – Alternativas 1, 2 e 4

Foi realizada análise para indicar a modulação de transformadores mais econômica para a SE Vila do Conde 230/69 kV, considerando toda a carga desta subestação concentrada no setor de 69 kV, como nas Alternativas 1, 2 e 4. Ressalta-se que o custo dos investimentos foi calculado utilizando o método dos rendimentos necessários, com o truncamento das séries temporais no ano horizonte de 2029. Os resultados obtidos são mostrados na Tabela 10-6.

Tabela 10-6 – Modulação dos novos transformadores 230-69 kV de Vila do Conde - Alternativas 1, 2 e 4

Transformadores	Custo (R\$ x 1000)	Ordem	%	Configuração
3Ø - 150 MVA	23.077,62	2º	112,60%	2 TRs - 2015 + 1 TR - 2019
3Ø - 200 MVA	20.495,82	1º	100,00%	2 TRs - 2015 + 1 TR - 2025

Foram analisadas duas possibilidades sendo que a modulação de 200 MVA apresentou melhor desempenho técnico-econômico. Neste caso, deverão ser instalados 2 transformadores em 2015 e o terceiro em 2025. Considerando a modulação de 150 MVA, o terceiro transformador seria necessário em 2019.

10.6 Modulação ótima dos novos transformadores 230/69 kV e autotransformadores 230/138 kV de Vila do Conde – Alternativa 3

Foi realizada análise para indicar as modulações de transformadores e autotransformadores mais econômicas para a SE Vila do Conde 230/69 kV e 230/138 kV, considerando a distribuição de carga apresentada no item 5.2. Os resultados obtidos são mostrados na Tabela 10-7 e na Tabela 10-8.

Tabela 10-7 – Modulação dos novos transformadores 230-69 kV de Vila do Conde - Alternativa 3

Transformadores	Custo (R\$ x 1000)	Ordem	%	Configuração
3Ø - 100 MVA	20.748,16	2º	119,85%	2 TRs - 2015 + 1 TR - 2019
3Ø - 150 MVA	17.311,71	1º	100,00%	2 TRs - 2015

Foram analisadas duas possibilidades para o setor de 230/69 kV da SE Vila do Conde, sendo que a modulação de 150 MVA apresentou melhor desempenho técnico-econômico. Neste caso, deveriam ser instalados apenas 2 transformadores em 2015. Considerando a modulação de 100 MVA, o terceiro transformador seria necessário em 2019.

Tabela 10-8 – Modulação dos novos autotransformadores 230-138 kV de Vila do Conde - Alternativa 3

Autotransformadores	Custo (R\$ x 1000)	Ordem	%	Configuração
3Ø - 100 MVA	23.157,13	3º	107,59%	2 TRs - 2015 + 1 TR - 2021
3Ø - 150 MVA	21.524,25	1º	100,00%	2 TRs - 2015 + 1 TR - 2027
3Ø - 200 MVA	21.921,88	2º	101,85%	2 TRs - 2015

Foram analisadas 3 possibilidades para o novo setor de 230/138 kV da SE Vila do Conde, sendo que a modulação de 150 MVA apresentou melhor desempenho técnico-econômico. Neste caso, deveriam ser instalados 2 autotransformadores em 2015 e o terceiro em 2027. Considerando a modulação de 100 MVA o terceiro autotransformador seria necessário em 2021, sendo que na modulação de 200 MVA seria necessário a implantação de 2 autotransformadores em 2015.

11. ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

Este capítulo apresenta a análise socioambiental preliminar do corredor que interliga a SE Vila do Conde à SE Tomé-Açu (planejada).

A caracterização sucinta e as potenciais interferências socioambientais da futura LT 230 kV Vila do Conde – Tomé-Açu são apresentadas por meio de mapas, texto e tabelas. Por fim, são apontadas recomendações para a elaboração do relatório R3.

Para tal, foi delineado um corredor com 20 km de largura utilizando-se técnicas e ferramentas do SIG e imagens de satélite (Google Earth Pro 2012). Para a caracterização socioambiental, 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; Eletrobras, 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, 2011).

11.1 Localização das subestações em estudo

A SE Vila do Conde localiza-se no município de Barcarena, ao sul e bem próximo da cidade de Belém; já a SE Tomé-Açu, em planejamento, deverá ser implantada em uma área a nordeste do núcleo urbano de Tomé-Açu.

A Tabela 11-1 apresenta as coordenadas da subestação em Vila do Conde, assim como as coordenadas, aproximadas, da futura SE Tomé-Açu.

Tabela 11-1 – Coordenadas das subestações em estudo

Subestação (SE)	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Vila do Conde	Existente	1°34'23.81"S	48°43'55.83"O	Barcarena	PA
Tomé-Açu	Planejada	2°24'58.75"S	48° 8'35.87"O	Tomé-Açu	PA

11.2 Caracterização do corredor Vila do Conde – Tomé-Açu

O corredor localiza-se na região nordeste do estado do Pará e, ao longo dos seus 126 km de extensão, atravessa oito municípios paraenses (Tabela 2), a saber: Abaetetuba, Acará, Aurora do Pará, Ipixuna do Pará, Moju e Tomé-Açu, que compõem a mesorregião Nordeste Paraense; Barcarena, situado na Região Metropolitana, e Paragominas, que faz parte da Mesorregião Sudeste Paraense. Nesse local existe uma linha de transmissão em operação (LT Vila do Conde - Miltônia 3) que, por atravessar o município de Tomé-Açu, poderá servir como elemento facilitador para o desenvolvimento deste estudo, pois, além de oferecer um traçado preferencial, também poderá ter parte de sua faixa de servidão compartilhada pelo novo empreendimento.

A descrição do corredor é apresentada na sequência de seu percurso, obedecendo o sentido Vila do Conde - Tomé-Açu, com o auxílio de imagens de satélite, em especial de imagens do Google Earth Pro 2012. A Figura 11-1 apresenta o Mapa Base da área em estudo. Nele estão presentes a infraestrutura viária, as cidades, o corredor e as subestações que serão interligadas.

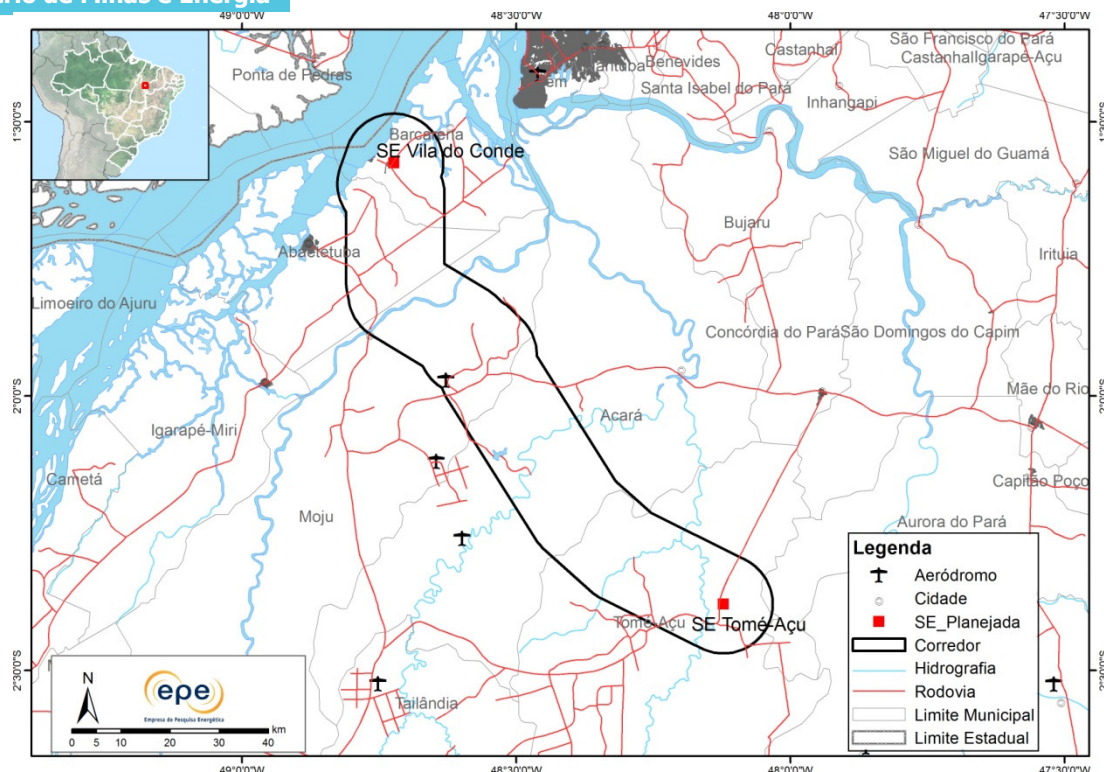


Figura 11-1 - Mapa Base da área em estudo

Tabela 11-2 – Municípios atravessados pelo corredor Vila do Conde – Tomé-Açu

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
PA	Nordeste Paraense	Tomé-Açu	Acará
			Moju
			Tomé-Açu
		Guamá	Aurora do Pará
			Ipixuna do Pará
		Cametá	Abaetetuba
	Metropolitana de Belém	Belém	Barcarena
	Marajó	Arari	Ponta de Pedras

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

Dentro do polígono do corredor há duas Terras Indígenas (TI) – Turé/Mariquita e Turé/Mariquita II -, ambas localizadas no município de Tomé-Açu (Figura 11-2 e Tabela 11-3).

O polígono também abrange a área da Reserva Particular do Patrimônio Natural (RPPN) Sumaúma, unidade de conservação de uso sustentável, localizada no município de Barcarena.

As APCBs existentes no corredor são as denominadas Acará, na porção norte do corredor, e a Tomé-Açu, na porção sul. As características dessas APCBs são mostradas na Tabela 11-4.

A Figura 11-2 apresenta o mapa com as áreas protegidas e APCBs.

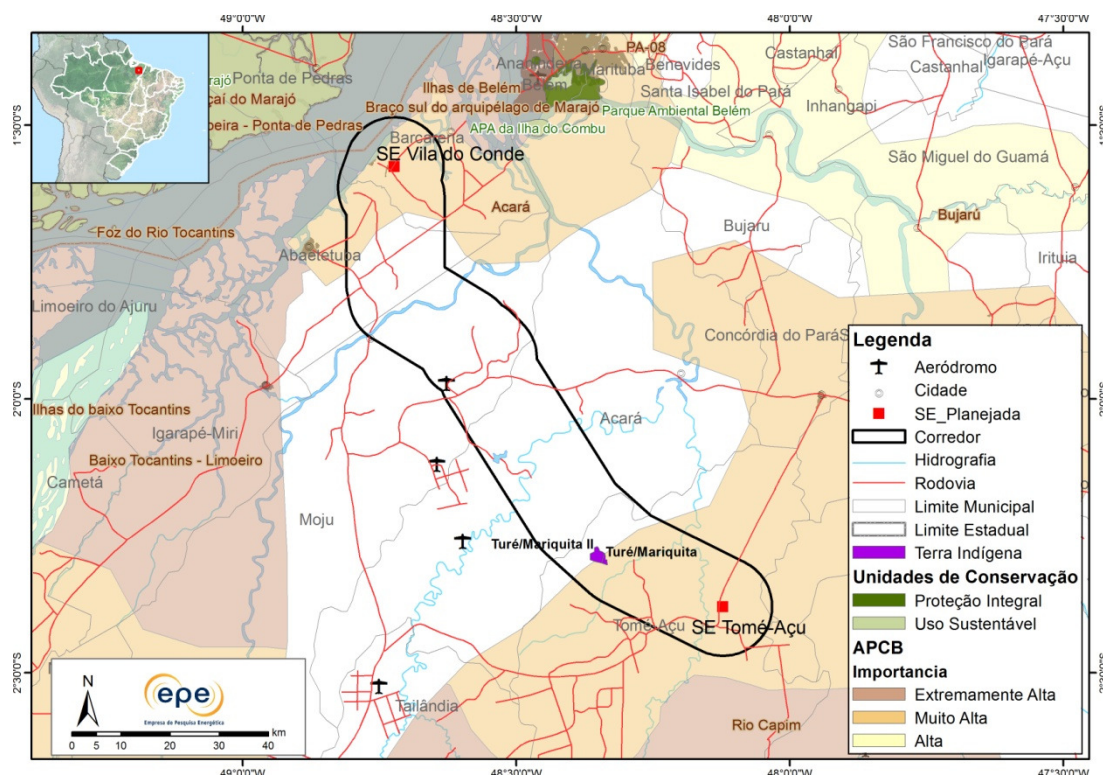


Figura 11-2 – Áreas Protegidas e APCBs

Tabela 11-3 – Terras Indígenas

Nome	Município	Situação	Grupo étnico	Data do documento
Turé/Mariquita	Tomé-Açu	Regularizada	Tembé	22/06/1994
Turé/Mariquita II		Encaminhada RI		20/03/1996

Tabela 11-4 – Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade

Nome	Importância	Ação Prioritária
Acará	Muito Alta	Ordenamento
Tomé-açu		Cria UC – Tipo indefinido

11.2.2 Cobertura vegetal e uso do solo

A cobertura vegetal da área do corredor é composta principalmente por vegetação secundária (55% da área do corredor), por Floresta Ombrófila Aberta (24%), concentradas às margens dos corpos hídricos e na parte intermediária do corredor. As áreas utilizadas pela agropecuária estão concentradas nas proximidades de Tomé-Açu e na metade do corredor (9%), enquanto as áreas agrícolas (2%) se concentram na primeira metade do corredor, próximo à Região Metropolitana de Belém. A Figura 11-3 apresenta o mapa de cobertura vegetal e uso do solo, enquanto a Tabela 11-5 apresenta o resumo do uso do solo da área em estudo.

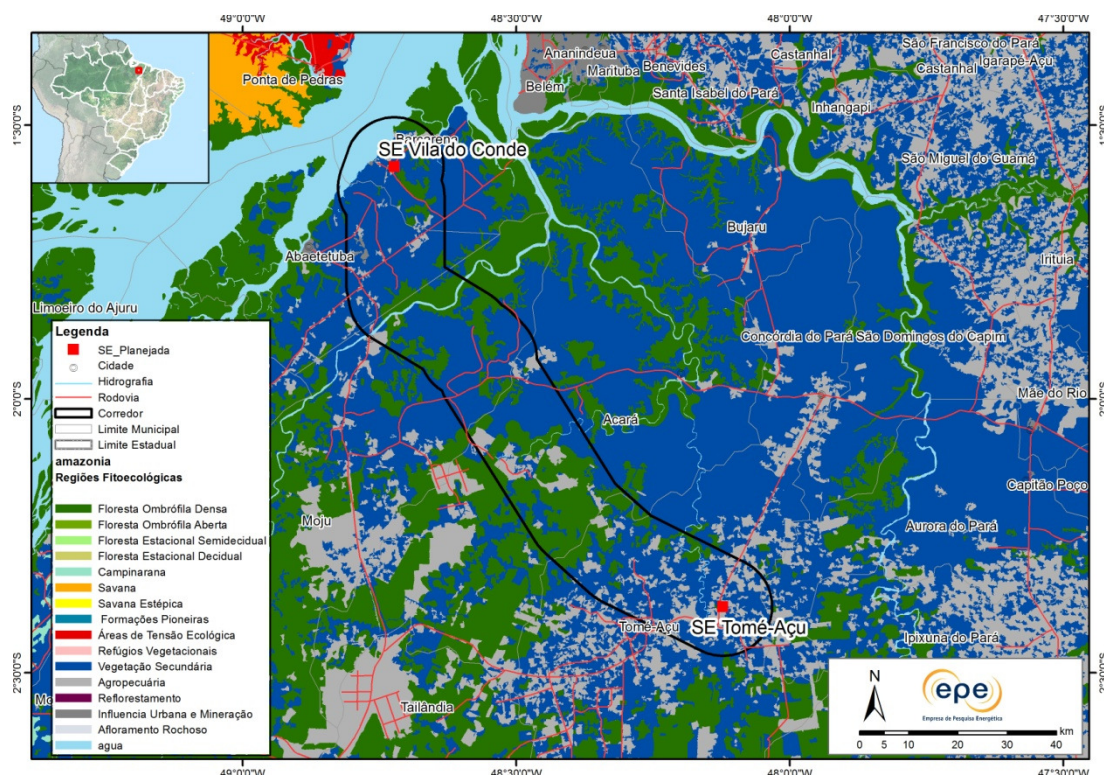


Figura 11-3 – Cobertura Vegetal e Uso do Solo

Tabela 11-5 – Vegetal e Uso do Solo

Classe Dominante	Área no Corredor (km ²)	%
Floresta Ombrófila Densa	1519.12	24.30
Vegetação Secundária	3425.03	54.80
Savana	0.03	0.0004
Campinarana	0.08	0.001
Vegetação Nativa Total (Vnt)	4944.25	79.10
Água	505.55	8.09
Agropecuária	545.40	8.73
Agricultura	134.52	2.15
Pecuária (pastagem)	106.34	1.70
Influência Urbana	14.50	0.23
Atividade Antrópica Total (Aat)	1306.32	20.90
Total geral (Vnt + Aat)	6250.57	100.00

A partir da SE Vila do Conde, em direção à SE planejada Tomé-Açu, o corredor percorre cerca de 126 km, no sentido sudeste. Nesse trajeto, o corredor obedece à orientação da LT 230 kV Vila do Conde – Miltônia 3, em operação, e de uma estrada não pavimentada. Esta orientação permite o acesso à nova LT, por toda a sua extensão, por caminhos já abertos para a construção da LT, que começou a operar em 2005. Nos quilômetros iniciais, o corredor abrange uma grande área de extração mineral. Em seguida o corredor atravessa a rodovia PA-151 e o rio Moju. Na maior parte desse trajeto (30 km) o corredor atravessa áreas recobertas por

vegetação secundária e uma pequena parte recoberta por Floresta Ombrófila Aberta, concentrada junto às margens deste rio.

No trecho de 40 km entre os rios Moju e Acará (que dá nome ao município), o corredor atravessa grandes áreas de vegetação secundária e de remanescentes de Floresta Ombrófila Aberta.

No trecho de 20 km entre o rio Acará e a divisa municipal entre Acará e Tomé-Açu, o corredor atravessa a maior porção de Floresta Ombrófila Aberta da área em estudo. Esse trecho também apresenta extensas áreas voltadas para a atividade agropecuária.

Entre o limite municipal de Acará e a área urbana de Tomé-Açu está a parte final do corredor, composta por uma área com extensos remanescentes de Floresta Ombrófila Aberta entremeados por áreas agrícolas. Entre esse trecho e o cruzamento com o rio Mariquita, a área é composta por vegetação secundária e por remanescentes de Floresta Ombrófila Aberta. Também se observam diversas áreas agropecuárias nesse trecho.

O trecho entre os rios Mariquita e Acará Mirim que possui, aproximadamente, 24 km de extensão, é composto por um mosaico de vegetação secundária, pequenos remanescentes florestais e áreas agrícolas.

11.3 Conclusões e Recomendações

O relevo plano da região e a presença das vias de acesso utilizadas para implantação e manutenção da LT Vila do Conde - Miltônia 3 são fatores que favorecem a logística de implantação da LT Vila do Conde – Tomé-Açu. Além desses fatores, a vegetação local, de porte mediano, não oferece dificuldades para implantação da linha.

Para definição do traçado da linha (Relatório R3), recomenda-se:

- - Evitar as áreas de extração de minério próximas à SE Vila do Conde, no município de Barcarena.
- - No caso da diretriz da futura LT seguir paralelamente à LT Vila do Conde – Miltônia 3, recomenda-se que a distância da nova linha às terras indígenas Turé/Mariquita I e II seja superior a 8 km, para que não se configure interferência nas TIs, como estabelece o Anexo II da Portaria Interministerial nº419, de 26/10/2011, referente a empreendimentos lineares na Amazônia Legal. Assim, nas proximidades das TIs, é recomendável interromper o paralelismo da futura linha com a linha existente.

12. REFERÊNCIAS

- [1]. “Reavaliação do Estudo de Suprimento às Regiões Metropolitana de Belém e Nordeste do Pará “ - EPE-DEE-RE-111/2012 - Revisão 0 - Dezembro/2012
- [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]. “Referências de Custos LTs e SEs de AT e EAT – Dezembro/2008”
- [5]. “Base de Referência de Preços ANEEL” – 2011
- [6]. “Atendimento às Cargas das Regiões de Paragominas e Tomé-Açu” - RT/DEC/SPJ/-003/2009 – rv03 – outubro de 2009
- [7]. “Atendimento da Região de Vila do Conde 138 kV” - RT-DEC-SPE-001-11- Revisão 01 - Dezembro/2011

13. EQUIPE TÉCNICA

Aretha de Souza Vidal Campos - EPE/STE

Fernando Hevelton Oliveira - EPE/STE

Marcelo Lourenço Pires – 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

Kátia Gisele Matosinho - EPE/SMA

Robson de Oliveira Matos - EPE/SMA

Lucas Leandro Müller – REDE ENERGIA

José Nelson Quadrado Júnior – REDE ENERGIA

Marinete Quintanilha – ELETROBRAS ELETRONORTE

ANEXO A - Parâmetros das Linhas de Transmissão e Equipamentos da Rede Básica de Fronteira

Linhas de Transmissão Novas (LT)

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

Linha de transmissão	Tensão (kV)	Circuito	Estrutura	Extensão (km)	Condutor		
					Número por fase	Nome	Bitola (MCM)
Vila do Conde	Tomé-Açu	C2	CS	120	1	-----	795

Tabela A-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					
	Seqüência positiva			Seqüência zero			Seqüência positiva			Seqüência 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)
Vila do Conde – Tomé-Açu	0,08482	0,49977	8,86	0,46842	1,66425	6,339	1,9091	11,293	21,201	10,4238	37,4295	15,1622

Capacidade de Corrente

Os valores máximos de corrente verificados na LT Vila do Conde – Tomé-Açu (C2) são: 237 A em regime normal e 444 A em emergência. **Recomenda-se que a LT Vila do Conde – Tomé-Açu (C2) tenha capacidade de 700 A em regime normal e 875 A em emergência.**

Transformadores (ATRs)**Tabela A-3 - Parâmetros dos Transformadores e Autotransformadores Novos**

Subestação	Transformador/Autotransformador	Unidade	Capacidade	X_{ps} (%)	Δ TAP
Vila do Conde (RB)	230-69-13,8 kV	TR 1	200/240	6,5	0,95/1,05
Vila do Conde (RB)	230-69-13,8 kV	TR 1	200/240	6,5	0,95/1,05
Castanhal	230/138-13,8 kV	ATR 1	150/180	9,75	0,95/1,05
Castanhal	230/138-13,8 kV	ATR 2	150/180	9,75	0,95/1,05

ANEXO B - Plano de Obras e Estimativa de Custos – Critério (N-1)

Tabela B-1– Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 (R\$ x 1000) – Critério (N-1)

2015								
LINHAS E EQUIPAMENTOS		TERRENO	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
LT	CASTANHAL - MÃE DO RIO 138 KV - 1 X 954 MCM - C1	NORMAL	100	230,84	23.084,00	23.084,00	2.050,49	16.904,75
	MÃE DO RIO - PARAGOMINAS 138 KV - 1 x 336 MCM - C2	NORMAL	110	195,79	21.536,90	21.536,90	1.913,07	15.771,78
	PARAGOMINAS - PPSA 138 KV - 1 x 336 MCM - C2	NORMAL	80,3	195,79	15.721,94	15.721,94	1.396,54	11.513,40
	MÃE DO RIO - VILA CONCÓRDIA 69 KV - 1 x 336 MCM - C2	NORMAL	46,5	164,88	7.666,92	7.666,92	681,03	5.614,60
	VILA CONCÓRDIA - TOMÉ AÇÚ 34.5 KV - 1 x 336 MCM - C3	NORMAL	53,2	71,30	3.793,16	3.793,16	336,94	2.777,79
Subtotal					71.802,92	71.802,92	6.378,07	52.582,31
SUBESTAÇÕES		Tensão	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
CASTANHAL	CT 230 KV - BD	230 KV	2	2.217,00	4.434,00	4.434,00	393,86	3.247,08
	MIM 230 KV		2	285,00	570,00	570,00	50,63	417,42
	ATR 230/138-13,8 KV - 3Ø - 150 MVA - 1º e 2º	230/138 KV	2	4.154,00	8.308,00	8.308,00	737,98	6.084,07
	CT 138 KV - BPT	138 KV	2	1.545,00	3.090,00	3.090,00	274,48	2.262,85
	EL 138 KV - BPT		1	1.802,00	1.802,00	1.802,00	160,07	1.319,63
	IB 138 KV - BPT		1	1.207,00	1.207,00	1.207,00	107,21	883,90
	MIM 138 KV		4	190,00	760,00	760,00	67,51	556,56
	MIG 138 KV		1	4.574,15	4.574,15	4.574,15	406,31	3.349,72
Subtotal					24.745,15	24.745,15	2.198,05	18.121,23
PARAGOMINAS	EL 138 KV - BPT	138 KV	2	1.802,00	3.604,00	3.604,00	320,13	2.639,26
	MIM 138 KV		2	190,00	380,00	380,00	33,75	278,28
Subtotal					3.984,00	3.984,00	353,89	2.917,54
PPSA	EL 138 KV - BPT	138 KV	1	1.802,00	1.802,00	1.802,00	160,07	1.319,63
	MIM 138 KV		1	190,00	190,00	190,00	16,88	139,14
Subtotal					1.992,00	1.992,00	176,94	1.458,77

MÃE DO RIO	EL 138 kV - BPT	138 kV	2	1.802,00	3.604,00	3.604,00	320,13	2.639,26
	CT 138 kV - BPT		2	1.545,00	3.090,00	3.090,00	274,48	2.262,85
	MIM 138 kV		4	190,00	760,00	760,00	67,51	556,56
	TR 138-69-13,8 kV - 3Ø - 25 MVA - 2° e 3°	138/69 kV	2	1.676,00	3.352,00	3.352,00	297,75	2.454,72
	CT 69 kV - BPT	69 kV	2	863,00	1.726,00	1.726,00	153,32	1.263,97
	EL 69 kV - BPT		1	1.027,00	1.027,00	1.027,00	91,23	752,09
	MIM 69 kV		3	69,00	207,00	207,00	18,39	151,59
Subtotal				13.766,00	13.766,00	1.222,80	10.081,04	
VILA CONCÓRDIA	EL 69 kV - BPT	69 kV	1	1.027,00	1.027,00	1.027,00	91,23	752,09
	CT 69 kV - BPT		2	863,00	1.726,00	1.726,00	153,32	1.263,97
	MIM 69 kV		3	69,00	207,00	207,00	18,39	151,59
	TR 69-34,5-13,8 kV - 3Ø - 25 MVA - 1° e 2°	69/34,5 kV	2	1.393,00	2.786,00	2.786,00	247,47	2.040,23
	CT 34,5 kV - BPT	34,5 kV	2	469,00	938,00	938,00	83,32	686,91
	EL 34,5 kV - BPT		1	461,00	461,00	461,00	40,95	337,60
	MIM 34,5 kV		3	69,00	207,00	207,00	18,39	151,59
Subtotal				7.352,00	7.352,00	653,06	5.383,98	
TOMÉ AÇU	EL 34,5 kV - BPT	34,5 kV	1	461,00	461,00	461,00	40,95	337,60
	BANCO DE CAPACITORES - 3Ø - 4,8 Mvar - 1°		1	144,00	144,00	144,00	12,79	105,45
	CCP 34,5 KV - BPT		1	631,00	631,00	631,00	56,05	462,09
	MIM 34,5 kV		1	69,00	69,00	69,00	6,13	50,53
Subtotal					1.305,00	1.305,00	115,92	955,67
VILA DO CONDE	CT 230 kV - DJM	230 kV	2	2.217,00	4.434,00	4.434,00	393,86	3.247,08
	MIM 230 kV		2	285,00	570,00	570,00	50,63	417,42
	IB 230 kV - DJM		1	1.831,00	1.831,00	1.831,00	162,64	1.340,87
	TR 230/69-13,8 kV - 3Ø - 200 MVA - 1° e 2°	230/69 kV	2	7.403,00	14.806,00	14.806,00	1.315,18	10.842,65
	CT 69 kV - BPT	69 kV	2	863,00	1.726,00	1.726,00	153,32	1.263,97
	EL 69 kV - BPT		2	1.027,00	2.054,00	2.054,00	182,45	1.504,17
	IB 69 kV - BPT		1	630,00	630,00	630,00	55,96	461,36
	MIG 69 kV		1	3.148,55	3.148,55	3.148,55	279,68	2.305,73
	MIM 69 kV		5	69,00	345,00	345,00	30,65	252,65
Subtotal				29.544,55	29.544,55	2.624,37	21.635,90	
2017								
SUBESTAÇÕES		Tensão	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
PARAGOMINAS	BANCO DE CAPACITORES 138 kV - 3Ø - 7,2 Mvar - 1°	138 kV	1	236,20	236,20	202,50	20,98	135,56
	CCP 138 KV - BPT		1	839,00	839,00	719,31	74,53	481,51
	MIM 138 KV		1	190,00	190,00	162,89	16,88	109,04
Subtotal					1.265,20	1.084,71	112,38	726,11

2019								
LINHAS E EQUIPAMENTOS		TERRENO	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
LT	SANTA MARIA - SÃO MIGUEL 138 kV - 1 x 336 MCM - C2	NORMAL	34	195,79	6.656,86	4.892,99	591,31	2.916,41
Subtotal					6.656,86	4.892,99	591,31	2.916,41
SUBESTAÇÕES		Tensão	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
SANTA MARIA	EL 138 kV - BPT	138 kV	1	1.802,00	1.802,00	1.324,52	160,07	789,47
	MIM 138 KV		1	190,00	190,00	139,66	16,88	83,24
Subtotal					1.992,00	1.464,18	176,94	872,71
SÃO MIGUEL	EL 138 kV - BPT	138 kV	1	1.802,00	1.802,00	1.324,52	160,07	789,47
	MIM 138 KV		1	190,00	190,00	139,66	16,88	83,24
Subtotal					1.992,00	1.464,18	176,94	872,71
2020								
SUBESTAÇÕES		Tensão	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
VILA CONCÓRDIA	BANCO DE CAPACITORES - 3Ø - 4,8 Mvar - 1°	34,5 kV	1	144,00	144,00	98,00	12,79	54,38
	CCP 34,5 KV - BPT		1	631,00	631,00	429,45	56,05	238,30
	MIM 34,5 KV		1	69,00	69,00	46,96	6,13	26,06
Subtotal					844,00	574,41	74,97	318,74
2021								
SUBESTAÇÕES		Tensão	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
PARAGOMINAS	BANCO DE CAPACITORES 138 kV - 3Ø - 7,2 Mvar - 1°	138 kV	1	236,20	236,20	148,85	20,98	75,98
	CCP 138 KV - BPT		1	839,00	839,00	528,71	74,53	269,89
	MIM 138 KV		1	190,00	190,00	119,73	16,88	61,12
Subtotal					1.265,20	797,29	112,38	406,98
2022								
SUBESTAÇÕES		Tensão	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
VILA CONCÓRDIA	CT 69 kV - BPT	69 kV	1	863,00	863,00	503,55	76,66	232,88
	MIM 69 kV		1	69,00	69,00	40,26	6,13	18,62
	TR 69-34,5-13,8 kV - 3Ø - 25 MVA - 3°	69/34,5 kV	1	1.393,00	1.393,00	812,80	123,74	375,90
	CT 34,5 kV - BPT	34,5 kV	1	469,00	469,00	273,66	41,66	126,56
	MIM 34,5 kV		1	69,00	69,00	40,26	6,13	18,62
Subtotal					2.863,00	1.670,53	254,31	772,57
2023								
LINHAS E EQUIPAMENTOS		TERRENO	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
LT	CASTANHAL - MÃE DO RIO 138 KV - 1 X 954 MCM - C2	NORMAL	100	230,84	23.084,00	12.471,57	2.050,49	5.121,31
	VILA CONCÓRDIA - TOMÉ AÇÚ 34,5 kV - 1 x 336 MCM - C4	NORMAL	53,2	71,30	3.793,16	2.049,33	336,94	841,53
Subtotal					3.793,16	2.049,33	336,94	841,53

SUBESTAÇÕES		Tensão	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
CASTANHAL	EL 138 kV - BPT	138 kV	1	1.802,00	1.802,00	973,56	160,07	399,78
	MIM 138 KV		1	190,00	190,00	102,65	16,88	42,15
Subtotal					1.992,00	1.076,22	176,94	441,94
MÃE DO RIO	EL 138 kV - BPT	138 kV	1	1.802,00	1.802,00	973,56	160,07	399,78
	MIM 138 KV		1	190,00	190,00	102,65	16,88	42,15
Subtotal					1.992,00	1.076,22	176,94	441,94
VILA CONCÓRDIA	EL 34,5 kV - BPT	34,5 kV	1	461,00	461,00	249,06	40,95	102,28
	MIM 34,5 kV		1	69,00	69,00	37,28	6,13	15,31
Subtotal					530,00	286,34	47,08	117,58
TOMÉ AÇU	EL 34,5 kV - BPT	34,5 kV	1	461,00	461,00	249,06	40,95	102,28
	MIM 34,5 kV		1	69,00	69,00	37,28	6,13	15,31
Subtotal					530,00	286,34	47,08	117,58
2024								
LINHAS E EQUIPAMENTOS		TERRENO	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
LT	MÃE DO RIO - VILA CONCÓRDIA 69 kV - 1 x 336 MCM - C3	NORMAL	46,5	164,88	7.666,92	3.835,37	681,03	1.360,26
Subtotal					7.666,92	3.835,37	681,03	1.360,26
SUBESTAÇÕES		Tensão	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
MÃE DO RIO	EL 69 kV - BPT	69 kV	1	1.027,00	1.027,00	513,76	91,23	182,21
	MIM 69 kV		1	69,00	69,00	34,52	6,13	12,24
Subtotal					1.096,00	548,27	97,35	194,45
VILA CONCÓRDIA	EL 69 kV - BPT	69 kV	1	1.027,00	1.027,00	513,76	91,23	182,21
	MIM 69 kV		1	69,00	69,00	34,52	6,13	12,24
Subtotal					1.096,00	548,27	97,35	194,45
PARAGOMINAS	BANCO DE CAPACITORES 138 kV - 3Ø - 7,2 Mvar - 2°	138 kV	1	236,20	236,20	118,16	20,98	41,91
	CCP 138 KV - BPT		1	839,00	839,00	419,71	74,53	148,85
	MIM 138 KV		1	190,00	190,00	95,05	16,88	33,71
Subtotal					1.265,20	632,91	112,38	224,47
2025								
LINHAS E EQUIPAMENTOS		TERRENO	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
LT	VILA DO CONDE - CASTANHAL 230 kV - 2 x 795 MCM - C2	NORMAL	117,6	417,68	49.119,17	22.751,68	4.363,13	6.693,72
		ALAGADOS	11,4	5.438,81	62.002,43	28.719,12	5.507,52	8.449,39
Subtotal					111.121,60	51.470,80	9.870,65	15.143,11

SUBESTAÇÕES		Tensão	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
VILA DO CONDE	EL 230 kV - BD	230 kV	1	3.050,00	3.050,00	1.412,74	270,92	415,64
	CT 230 kV - DJM		1	2.217,00	2.217,00	1.026,90	196,93	302,12
	IB 230 kV - DJM		1	1.831,00	1.831,00	848,11	162,64	249,52
	MIM 230 kV		3	285,00	855,00	396,03	75,95	116,52
	TR 230/69-13,8 kV - 3Ø - 200 MVA - 3°	230/69 kV	1	7.403,00	7.403,00	3.429,02	657,59	1.008,84
	CT 69 kV - BPT	69 kV	1	863,00	863,00	399,74	76,66	117,61
	MIM 69 kV		1	69,00	69,00	31,96	6,13	9,40
Subtotal					16.288,00	7.544,50	1.446,82	2.219,65
CASTANHAL	EL 230 kV - BD	230 kV	1	3.050,00	3.050,00	1.412,74	270,92	415,64
	MIM 230 kV		2	285,00	570,00	264,02	50,63	77,68
	CCS 230 kV - BD		1	1.501,54	1.501,54	695,50	133,38	204,62
	COMPENSAÇÃO SÉRIE 70% - 151 Mvar		1	19.650,89	19.650,89	9.102,16	1.745,54	2.677,93
Subtotal					24.772,43	11.474,43	2.200,47	3.375,87
MÃE DO RIO	CT 138 kV - BPT	138 kV	1	1.545,00	1.545,00	715,63	137,24	210,55
	MIM 138 kV		1	190,00	190,00	88,01	16,88	25,89
	TR 138/69-13,8 kV - 3Ø - 25 MVA - 4°	138/69 kV	1	1.676,00	1.676,00	776,31	148,87	228,40
	CT 69 kV - BPT	69 kV	1	863,00	863,00	399,74	76,66	117,61
	MIM 69 kV		1	69,00	69,00	31,96	6,13	9,40
Subtotal					4.343,00	2.011,65	385,78	591,84
2026								
LINHAS E EQUIPAMENTOS		TERRENO	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
LT	PARAGOMINAS - PPSA 138 KV - 1 x 336 MCM - C3	NORMAL	80,3	195,79	15.721,94	6.742,87	1.396,54	1.543,56
Subtotal					15.721,94	6.742,87	1.396,54	1.543,56
SUBESTAÇÕES		Tensão	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
PARAGOMINAS	EL 138 kV - BPT	138 kV	1	1.802,00	1.802,00	772,85	160,07	176,92
	MIM 138 KV		1	190,00	190,00	81,49	16,88	18,65
Subtotal					1.992,00	854,33	176,94	195,57
PPSA	EL 138 kV - BPT	138 kV	1	1.802,00	1.802,00	772,85	160,07	176,92
	MIM 138 KV		1	190,00	190,00	81,49	16,88	18,65
Subtotal					1.992,00	854,33	176,94	195,57
2029								
SUBESTAÇÕES		Tensão	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
CASTANHAL	CT 230 kV - BD	230 kV	1	2.217,00	2.217,00	754,80	196,93	0,00
	MIM 230 kV		1	285,00	285,00	97,03	25,32	0,00
	ATR 230/138-13,8 kV - 3Ø - 150 MVA - 3°	230/138 kV	1	4.154,00	4.154,00	1.414,28	368,99	0,00
	CT 138 kV - BPT	138 kV	1	1.545,00	1.545,00	526,01	137,24	0,00
	MIM 138 kV		1	190,00	190,00	64,69	16,88	0,00
Subtotal					8.391,00	2.856,81	745,35	0,00
TOTAL GERAL		-	-	-	375.953,13	260.588,90	33.394,95	147.222,04

Tabela B-2– Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2 (R\$ x 1000) – Critério (N-1)

2015								
LINHAS E EQUIPAMENTOS		TERRENO	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
LT	VILA DO CONDE - TOMÉ AÇU (RB) 230 KV - 1 X 795 MCM - C2	NORMAL	120	305,50	36.660,00	36.660,00	3.256,41	26.846,65
	TOMÉ AÇU (RB) - PPSA 138 kV - 1 x 336 MCM - C1	NORMAL	60	195,79	11.747,40	11.747,40	1.043,49	8.602,79
Subtotal					48.407,40	48.407,40	4.299,91	35.449,44
SUBESTAÇÕES		Tensão	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
CASTANHAL	CT 230 kV - BD	230 kV	2	2.217,00	4.434,00	4.434,00	393,86	3.247,08
	MIM 230 kV		2	285,00	570,00	570,00	50,63	417,42
	ATR 230/138-13,8 kV - 3Ø - 100 MVA - 1° e 2°	230/138 kV	2	3.334,00	6.668,00	6.668,00	592,30	4.883,07
	CT 138 kV - BPT	138 kV	2	1.545,00	3.090,00	3.090,00	274,48	2.262,85
	IB 138 kV - BPT		1	1.207,00	1.207,00	1.207,00	107,21	883,90
	MIM 138 kV		3	190,00	570,00	570,00	50,63	417,42
	MIG 138 kV		1	4.308,89	4.308,89	4.308,89	382,75	3.155,46
Subtotal					20.847,89	20.847,89	1.851,86	15.267,21
PPSA	BANCO DE CAPACITORES 138 kV - 3Ø - 7,2 Mvar - 1°	138 kV	1	236,20	236,20	236,20	20,98	172,97
	CCP 138 KV - BPT		1	839,00	839,00	839,00	74,53	614,41
	EL 138 kV - BPT		1	1.802,00	1.802,00	1.802,00	160,07	1.319,63
	MIM 138 KV		2	190,00	380,00	380,00	33,75	278,28
Subtotal					3.257,20	3.257,20	289,33	2.385,29
MÃE DO RIO	CT 138 kV - BPT	138 Kv	1	1.545,00	1.545,00	1.545,00	137,24	1.131,43
	BANCO DE CAPACITORES 138 kV - 3Ø - 3,6 Mvar - 2°		1	118,60	118,60	118,60	10,53	86,85
	CCP 138 KV - BPT		1	839,00	839,00	839,00	74,53	614,41
	MIM 138 kV		2	190,00	380,00	380,00	33,75	278,28
	TR 138-69-13,8 kV - 3Ø - 25 MVA - 2°	138/69 kV	1	1.676,00	1.676,00	1.676,00	148,87	1.227,36
	CT 69 kV - BPT	69 kV	1	863,00	863,00	863,00	76,66	631,99
	MIM 69 kV		1	69,00	69,00	69,00	6,13	50,53
Subtotal					5.490,60	5.490,60	487,72	4.020,85
SÃO MIGUEL	BANCO DE CAPACITORES 138 kV - 3Ø - 7,2 Mvar - 1°	138 kV	1	236,20	236,20	236,20	20,98	172,97
	CCP 138 KV - BPT		1	839,00	839,00	839,00	74,53	614,41
	MIM 138 KV		1	190,00	190,00	190,00	16,88	139,14
Subtotal					1.265,20	1.265,20	112,38	926,52
TOMÉ AÇU (RB)	EL 230 kV - BD	230 kV	3	3.050,00	9.150,00	9.150,00	812,77	6.700,68
	CT 230 kV - BD		2	2.217,00	4.434,00	4.434,00	393,86	3.247,08
	IB 230 kV - BD		1	1.831,00	1.831,00	1.831,00	162,64	1.340,87
	MIG 230 kV		1	6.577,51	6.577,51	6.577,51	584,26	4.816,81
	MIM 230 kV		6	285,00	1.710,00	1.710,00	151,89	1.252,26
	ATR 230/138-13,8 kV - 3Ø - 100 MVA - 1° e 2°	230/138 kV	2	3.334,00	6.668,00	6.668,00	592,30	4.883,07
	CT 138 kV - BPT	138 kV	4	1.545,00	6.180,00	6.180,00	548,95	4.525,70
	EL 138 kV - BPT		1	1.802,00	1.802,00	1.802,00	160,07	1.319,63
	IB 138 kV - BPT		1	1.207,00	1.207,00	1.207,00	107,21	883,90
	MIM 138 kV - BPT		6	190,00	1.140,00	1.140,00	101,26	834,84
	MIG 138 kV		1	4.662,56	4.662,56	4.662,56	414,16	3.414,46
Subtotal					45.362,07	45.362,07	4.029,40	33.219,30

TOMÉ AÇU (CELPA)	TR 138-34,5-13,8 kV - 3Ø - 30 MVA - 1° e 2°	138/34,5 kV	2	1.032,00	2.064,00	2.064,00	183,34	1.511,50
	CT 34,5 kV - BPT	34,5 kV	2	469,00	938,00	938,00	83,32	686,91
	MIM 34,5 kV		2	69,00	138,00	138,00	12,26	101,06
Subtotal					3.140,00	3.140,00	278,92	2.299,47
VILA CONCÓRDIA	CT 69 kV - BPT	69 kV	1	863,00	863,00	863,00	76,66	631,99
	MIM 69 kV		1	69,00	69,00	69,00	6,13	50,53
	TR 69-34,5-13,8 kV - 3Ø - 25 MVA - 1°	69/34,5 kV	1	1.393,00	1.393,00	1.393,00	123,74	1.020,11
	CT 34,5 kV - BPT	34,5 kV	1	469,00	469,00	469,00	41,66	343,46
	MIM 34,5 kV		1	69,00	69,00	69,00	6,13	50,53
Subtotal					2.863,00	2.863,00	254,31	2.096,62
VILA DO CONDE	CT 230 kV - DJM	230 kV	2	2.217,00	4.434,00	4.434,00	393,86	3.247,08
	IB 230 kV - DJM		2	1.831,00	3.662,00	3.662,00	325,29	2.681,74
	MIM 230 kV		5	285,00	1.425,00	1.425,00	126,58	1.043,55
	EL 230 kV - DJM		1	3.050,00	3.050,00	3.050,00	270,92	2.233,56
	TR 230-69-13,8 kV - 3Ø - 200 MVA - 1° e 2°	230/69 kV	2	7.403,00	14.806,00	14.806,00	1.315,18	10.842,65
	CT 69 kV - BPT	69 kV	2	863,00	1.726,00	1.726,00	153,32	1.263,97
	EL 69 kV - BPT		2	1.027,00	2.054,00	2.054,00	182,45	1.504,17
	IB 69 kV - BPT		1	630,00	630,00	630,00	55,96	461,36
	MIG 69 kV		1	3.148,55	3.148,55	3.148,55	279,68	2.305,73
	MIM 69 kV		5	69,00	345,00	345,00	30,65	252,65
Subtotal					35.280,55	35.280,55	3.133,88	25.836,46
2016								
SUBESTAÇÕES		Tensão	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
SÃO MIGUEL	BANCO DE CAPACITORES 138 kV - 3Ø - 7,2 Mvar - 2°	138 kV	1	236,20	236,20	218,70	20,98	153,55
	CCP 138 KV - BPT		1	839,00	839,00	776,85	74,53	545,41
	MIM 138 KV		1	190,00	190,00	175,93	16,88	123,51
Subtotal					1.265,20	1.171,48	112,38	822,46
2017								
SUBESTAÇÕES		Tensão	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
PARAGOMINAS	BANCO DE CAPACITORES 138 kV - 3Ø - 7,2 Mvar - 1°	138 kV	1	236,20	236,20	202,50	20,98	135,56
	CCP 138 KV - BPT		1	839,00	839,00	719,31	74,53	481,51
	MIM 138 KV		1	190,00	190,00	162,89	16,88	109,04
Subtotal					1.265,20	1.084,71	112,38	726,11
2018								
SUBESTAÇÕES		Tensão	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
MÃE DO RIO	BANCO DE CAPACITORES 138 kV - 3Ø - 3,6 Mvar - 3°	138 kV	1	118,60	118,60	94,15	10,53	59,70
	CCP 138 KV - BPT		1	839,00	839,00	666,03	74,53	422,35
	MIM 138 KV		1	190,00	190,00	150,83	16,88	95,65
Subtotal					1.147,60	911,00	101,94	577,70

2019								
SUBESTAÇÕES		Tensão	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
MÃE DO RIO	BANCO DE CAPACITORES 138 kV - 3Ø - 3,6 Mvar - 4°	138 kV	1	118,60	118,60	87,17	10,53	51,96
	CCP 138 KV - BPT		1	839,00	839,00	616,69	74,53	367,57
	MIM 138 KV		1	190,00	190,00	139,66	16,88	83,24
Subtotal					1.147,60	843,52	101,94	502,77
2020								
LINHAS E EQUIPAMENTOS		TERRENO	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
LT	SANTA MARIA - SÃO MIGUEL 138 kV - 1 x 336 MCM - C2	NORMAL	34	195,79	6.656,86	4.530,55	591,31	2.513,98
Subtotal					6.656,86	4.530,55	591,31	2.513,98
SUBESTAÇÕES		Tensão	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
SANTA MARIA	EL 138 kV - BPT	138 kV	1	1.802,00	1.802,00	1.226,41	160,07	680,53
	MIM 138 KV		1	190,00	190,00	129,31	16,88	71,75
Subtotal					1.992,00	1.355,72	176,94	752,28
SÃO MIGUEL	EL 138 kV - BPT	138 kV	1	1.802,00	1.802,00	1.226,41	160,07	680,53
	MIM 138 KV		1	190,00	190,00	129,31	16,88	71,75
Subtotal					1.992,00	1.355,72	176,94	752,28
PARAGOMINAS	BANCO DE CAPACITORES 138 kV - 3Ø - 7,2 Mvar - 2°	138 kV	1	236,20	236,20	160,75	20,98	89,20
	CCP 138 KV - BPT		1	839,00	839,00	571,01	74,53	316,85
	MIM 138 KV		2	190,00	380,00	258,62	33,75	143,51
Subtotal					1.455,20	990,38	129,26	549,56
2021								
SUBESTAÇÕES		Tensão	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
VILA CONCÓRDIA	BANCO DE CAPACITORES - 3Ø - 7,2 Mvar - 1°	34,5 kV	1	216,00	216,00	136,12	19,19	69,48
	CCP 34,5 KV - BPT		1	631,00	631,00	397,64	56,05	202,98
	MIM 34,5 KV		1	69,00	69,00	43,48	6,13	22,20
Subtotal					916,00	577,24	81,37	294,66
2023								
LINHAS E EQUIPAMENTOS		TERRENO	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
LT	TOMÉ AÇU (RB)- PPSA 138 kV - 1 x 336 MCM - C2	NORMAL	60	195,79	11.747,40	6.346,75	1.043,49	2.606,22
Subtotal					11.747,40	6.346,75	1.043,49	2.606,22
SUBESTAÇÕES		Tensão	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
TOMÉ AÇU (RB)	EL 138 kV - BPT	138 kV	1	1.802,00	1.802,00	973,56	160,07	399,78
	MIM 138 KV		1	190,00	190,00	102,65	16,88	42,15
Subtotal					1.992,00	1.076,22	176,94	441,94
PPSA	EL 138 kV - BPT	138 kV	1	1.802,00	1.802,00	973,56	160,07	399,78
	MIM 138 KV		1	190,00	190,00	102,65	16,88	42,15
Subtotal					1.992,00	1.076,22	176,94	441,94

2024								
LINHAS E EQUIPAMENTOS		TERRENO	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
LT	PARAGOMINAS - PPSA 138 kV - 1 x 336 MCM - C2	NORMAL	80,3	195,79	15.721,94	7.864,88	1.396,54	2.789,38
Subtotal					15.721,94	7.864,88	1.396,54	2.789,38
SUBESTAÇÕES		Tensão	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
PARAGOMINAS	EL 138 kV - BPT	138 kV	1	1.802,00	1.802,00	901,45	160,07	319,71
	MIM 138 KV		1	190,00	190,00	95,05	16,88	33,71
Subtotal					1.992,00	996,50	176,94	353,42
PPSA	EL 138 kV - BPT	138 kV	1	1.802,00	1.802,00	901,45	160,07	319,71
	MIM 138 KV		1	190,00	190,00	95,05	16,88	33,71
Subtotal					1.992,00	996,50	176,94	353,42
2025								
SUBESTAÇÕES		Tensão	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
VILA DO CONDE	CT 230 kV - DJM	230 kV	1	2.217,00	2.217,00	1.026,90	196,93	302,12
	MIM 230 kV		1	285,00	285,00	132,01	25,32	38,84
	TR 230-69-13,8 kV - 3Ø - 200 MVA - 3°	230/69 kV	1	7.403,00	7.403,00	3.429,02	657,59	1.008,84
	CT 69 kV - BPT	69 kV	1	863,00	863,00	399,74	76,66	117,61
	MIM 69 kV		1	69,00	69,00	31,96	6,13	9,40
Subtotal					10.837,00	5.019,63	962,62	1.476,81
2027								
SUBESTAÇÕES		Tensão	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
TOMÉ AÇU	BANCO DE CAPACITORES - 3Ø - 15 Mvar - 1°	230 kV	1	503,00	503,00	199,75	44,68	31,64
	CCP 230 KV - BD		1	1.844,00	1.844,00	732,28	163,80	115,99
	MIM 230 KV		1	285,00	285,00	113,18	25,32	17,93
Subtotal					2.632,00	1.045,20	233,79	165,56
2028								
LINHAS E EQUIPAMENTOS		TERRENO	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
LT	VILA DO CONDE - CASTANHAL 230 kV - 2 x 795 MCM - C2	NORMAL	117,6	417,68	49.119,17	18.061,02	4.363,13	1.485,48
		ALAGADOS	11,4	5.438,19	61.995,37	22.795,57	5.506,89	1.874,88
Subtotal					111.114,53	40.856,58	9.870,02	3.360,36
SUBESTAÇÕES		Tensão	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
VILA DO CONDE	EL 230 kV - BD	230 kV	1	3.050,00	3.050,00	1.121,48	270,92	92,24
	MIM 230 kV		1	285,00	285,00	104,79	25,32	8,62
Subtotal					3.335,00	1.226,27	296,24	100,86
CASTANHAL	EL 230 kV - BD	230 kV	1	3.050,00	3.050,00	1.121,48	270,92	92,24
	MIM 230 kV		2	285,00	570,00	209,59	50,63	17,24
	CCS 230 kV - BD		1	1.501,54	1.501,54	552,11	133,38	45,41
	COMPENSAÇÃO SÉRIE 70% - 151 Mvar		1	19.650,89	19.650,89	7.225,59	1.745,54	594,29
Subtotal					24.772,43	9.108,77	2.200,47	749,17
TOTAL GERAL	-	-	-	-	371.879,87	254.347,75	33.033,13	141.832,03

Tabela B-3– Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 3 (R\$ x 1000) – Critério (N-1)

2015								
LINHAS E EQUIPAMENTOS		TERRENO	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
LT	VILA DO CONDE (RB) - TOMÉ AÇU 138 KV - 1 X 954 MCM - C1 e C2	NORMAL	120	372,96	44.755,20	44.755,20	3.975,49	32.774,88
	TOMÉ AÇU - PPSA 138 KV - 1 x 336 MCM - C1	NORMAL	60	195,79	11.747,40	11.747,40	1.043,49	8.602,79
	VILA DO CONDE (RB) - VILA DO CONDE (CELPA) 138 KV - 1 x 336 MCM - C1	NORMAL	0,8	195,79	156,63	156,63	13,91	114,70
Subtotal					56.659,23	56.659,23	5.032,89	41.492,37
SUBESTAÇÕES		Tensão	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
CASTANHAL	CT 230 kV - BD	230 kV	2	2.217,00	4.434,00	4.434,00	393,86	3.247,08
	MIM 230 kV		2	285,00	570,00	570,00	50,63	417,42
	ATR 230/138-13,8 kV - 3Ø - 100 MVA - 1° e 2°	230/138 kV	2	3.334,00	6.668,00	6.668,00	592,30	4.883,07
	CT 138 kV - BPT	138 kV	2	1.545,00	3.090,00	3.090,00	274,48	2.262,85
	IB 138 kV - BPT		1	1.207,00	1.207,00	1.207,00	107,21	883,90
	MIM 138 KV		3	190,00	570,00	570,00	50,63	417,42
	MIG 138 kV		1	4.308,89	4.308,89	4.308,89	382,75	3.155,46
Subtotal					20.847,89	20.847,89	1.851,86	15.267,21
PPSA	BANCO DE CAPACITORES 138 kV - 3Ø - 7,2 Mvar - 1°	138 kV	1	236,20	236,20	236,20	20,98	172,97
	CCP 138 KV - BPT		1	839,00	839,00	839,00	74,53	614,41
	EL 138 kV - BPT		1	1.802,00	1.802,00	1.802,00	160,07	1.319,63
	MIM 138 KV		2	190,00	380,00	380,00	33,75	278,28
Subtotal					3.257,20	3.257,20	289,33	2.385,29
MÃE DO RIO	CT 138 kV - BPT	138 kV	1	1.545,00	1.545,00	1.545,00	137,24	1.131,43
	MIM 138 kV		1	190,00	190,00	190,00	16,88	139,14
	TR 138-69-13,8 kV - 3Ø - 25 MVA - 2°	138/69 kV	1	1.676,00	1.676,00	1.676,00	148,87	1.227,36
	CT 69 kV - BPT	69 kV	1	863,00	863,00	863,00	76,66	631,99
	MIM 69 kV		1	69,00	69,00	69,00	6,13	50,53
Subtotal					4.343,00	4.343,00	385,78	3.180,44
TOMÉ AÇU	CT 138 kV - BPT	138 kV	2	1.545,00	3.090,00	3.090,00	274,48	2.262,85
	EL 138 kV - BPT		3	1.802,00	5.406,00	5.406,00	480,20	3.958,89
	IB 138 kV - BPT		1	1.207,00	1.207,00	1.207,00	107,21	883,90
	MIM 138 kV - BPT		6	190,00	1.140,00	1.140,00	101,26	834,84
	MIG 138 kV		1	4.662,56	4.662,56	4.662,56	414,16	3.414,46
	TR 138-34,5-13,8 kV - 3Ø - 30 MVA - 1° e 2°	138/34,5 kV	2	1.032,00	2.064,00	2.064,00	183,34	1.511,50
	CT 34,5 kV - BPT	34,5 kV	2	469,00	938,00	938,00	83,32	686,91
	MIM 34,5 kV		2	69,00	138,00	138,00	12,26	101,06
Subtotal					18.645,56	18.645,56	1.656,24	13.654,41
SÃO MIGUEL	BANCO DE CAPACITORES 138 kV - 3Ø - 15 Mvar - 1°	138 kV	1	491,00	491,00	491,00	43,61	359,57
	CCP 138 KV - BPT		1	839,00	839,00	839,00	74,53	614,41
	MIM 138 KV		1	190,00	190,00	190,00	16,88	139,14
Subtotal					1.520,00	1.520,00	135,02	1.113,12

VILA CONCÓRDIA	CT 69 kV - BPT	69 kV	1	863,00	863,00	863,00	76,66	631,99
	MIM 69 kV		1	69,00	69,00	69,00	6,13	50,53
	TR 69-34,5-13,8 kV - 3Ø - 25 MVA - 1°	69/34,5 kV	1	1.393,00	1.393,00	1.393,00	123,74	1.020,11
	CT 34,5 kV - BPT		1	469,00	469,00	469,00	41,66	343,46
	MIM 34,5 kV	34,5 kV	1	69,00	69,00	69,00	6,13	50,53
Subtotal					2.863,00	2.863,00	254,31	2.096,62
VILA DO CONDE (RB)	CT 230 kV - DJM	230 kV	2	2.217,00	4.434,00	4.434,00	393,86	3.247,08
	MIM 230 kV		3	285,00	855,00	855,00	75,95	626,13
	IB 230 kV - DJM		1	1.831,00	1.831,00	1.831,00	162,64	1.340,87
	ATR 230-138-13,8 kV - 3Ø - 150 MVA - 1° e 2°	230/138 kV	2	4.154,00	8.308,00	8.308,00	737,98	6.084,07
	CT 138 kV - BPT	138 kV	2	1.545,00	3.090,00	3.090,00	274,48	2.262,85
	EL138 kV - BPT		3	1.802,00	5.406,00	5.406,00	480,20	3.958,89
	IB 138 kV - BPT		1	1.207,00	1.207,00	1.207,00	107,21	883,90
	MIG 138 kV		1	4.662,56	4.662,56	4.662,56	414,16	3.414,46
	MIM 138 kV		6	190,00	1.140,00	1.140,00	101,26	834,84
	TR 230-69-13,8 kV - 3Ø - 150 MVA - 1° e 2°	230/69 kV	2	6.333,00	12.666,00	12.666,00	1.125,09	9.275,49
	CT 69 kV - BPT	69 kV	2	863,00	1.726,00	1.726,00	153,32	1.263,97
	EL 69 kV - BPT		2	1.027,00	2.054,00	2.054,00	182,45	1.504,17
	IB 69 kV - BPT		1	630,00	630,00	630,00	55,96	461,36
	MIG 69 kV		1	3.104,07	3.104,07	3.104,07	275,73	2.273,16
	MIM 69 kV		5	69,00	345,00	345,00	30,65	252,65
Subtotal					51.458,63	51.458,63	4.570,94	37.683,90
VILA DO CONDE (CELPA)	EL 138 kV - BPT	138 kV	1	1.802,00	1.802,00	1.802,00	160,07	1.319,63
Subtotal					1.802,00	1.802,00	160,07	1.319,63
2016								
SUBESTAÇÕES		Tensão	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
MÃE DO RIO	BANCO DE CAPACITORES 138 kV - 3Ø - 3,6 Mvar - 2°	138 kV	1	118,60	118,60	109,81	10,53	77,10
	CCP 138 KV - BPT		1	839,00	839,00	776,85	74,53	545,41
	MIM 138 KV		1	190,00	190,00	175,93	16,88	123,51
Subtotal					1.147,60	1.062,59	101,94	746,02
2017								
SUBESTAÇÕES		Tensão	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
MÃE DO RIO	BANCO DE CAPACITORES 138 kV - 3Ø - 7,2 Mvar - 1°	138 kV	1	236,20	236,20	202,50	20,98	135,56
	CCP 138 KV - BPT		1	839,00	839,00	719,31	74,53	481,51
	MIM 138 KV		1	190,00	190,00	162,89	16,88	109,04
Subtotal					1.265,20	1.084,71	112,38	726,11
2018								
LINHAS E EQUIPAMENTOS		TERRENO	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
LT	SANTA MARIA - SÃO MIGUEL 138 kV - 1 x 336 MCM - C2	NORMAL	34	195,79	6.656,86	5.284,43	591,31	3.351,05
Subtotal					6.656,86	5.284,43	591,31	3.351,05

SUBESTAÇÕES		Tensão	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
SANTA MARIA	EL 138 kV - BPT	138 kV	1	1.802,00	1.802,00	1.430,49	160,07	907,12
	MIM 138 KV		1	190,00	190,00	150,83	16,88	95,65
Subtotal					1.992,00	1.581,31	176,94	1.002,77
SÃO MIGUEL	EL 138 kV - BPT	138 kV	1	1.802,00	1.802,00	1.430,49	160,07	907,12
	MIM 138 KV		1	190,00	190,00	150,83	16,88	95,65
Subtotal					1.992,00	1.581,31	176,94	1.002,77
2019								
SUBESTAÇÕES		Tensão	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
PARAGOMINAS	BANCO DE CAPACITORES 138 kV - 3Ø - 7,2 Mvar - 1°	138 kV	1	236,20	236,20	173,61	20,98	103,48
	CCP 138 KV - BPT		1	839,00	839,00	616,69	74,53	367,57
	MIM 138 KV		1	190,00	190,00	139,66	16,88	83,24
Subtotal					1.265,20	929,96	112,38	554,29
2021								
SUBESTAÇÕES		Tensão	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
PARAGOMINAS	BANCO DE CAPACITORES 138 kV - 3Ø - 7,2 Mvar - 2°	138 kV	1	236,20	236,20	148,85	20,98	75,98
	CCP 138 KV - BPT		1	839,00	839,00	528,71	74,53	269,89
	MIM 138 KV		1	190,00	190,00	119,73	16,88	61,12
Subtotal					1.265,20	797,29	112,38	406,98
VILA CONCÓRDIA	BANCO DE CAPACITORES - 3Ø - 7,2 Mvar - 1°	34,5 kV	1	216,00	216,00	136,12	19,19	69,48
	CCP 34,5 KV - BPT		1	631,00	631,00	397,64	56,05	202,98
	MIM 34,5 KV		1	69,00	69,00	43,48	6,13	22,20
Subtotal					916,00	577,24	81,37	294,66
2023								
LINHAS E EQUIPAMENTOS		TERRENO	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
LT	TOMÉ AÇU - PPSA 138 kV - 1 x 336 MCM - C2	NORMAL	60	195,79	11.747,40	6.346,75	1.043,49	2.606,22
Subtotal					11.747,40	6.346,75	1.043,49	2.606,22
SUBESTAÇÕES		Tensão	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
TOMÉ AÇU	EL 138 kV - BPT	138 kV	1	1.802,00	1.802,00	973,56	160,07	399,78
	MIM 138 KV		1	190,00	190,00	102,65	16,88	42,15
Subtotal					1.992,00	1.076,22	176,94	441,94
PPSA	EL 138 kV - BPT	138 kV	1	1.802,00	1.802,00	973,56	160,07	399,78
	MIM 138 KV		1	190,00	190,00	102,65	16,88	42,15
Subtotal					1.992,00	1.076,22	176,94	441,94
2024								
LINHAS E EQUIPAMENTOS		TERRENO	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
LT	PARAGOMINAS - PPSA 138 kV - 1 x 336 MCM - C2	NORMAL	80,3	195,79	15.721,94	7.864,88	1.396,54	2.789,38
Subtotal					15.721,94	7.864,88	1.396,54	2.789,38

SUBESTAÇÕES		Tensão	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
PARAGOMINAS	EL 138 kV - BPT	138 kV	1	1.802,00	1.802,00	901,45	160,07	319,71
	MIM 138 KV		1	190,00	190,00	95,05	16,88	33,71
Subtotal					1.992,00	996,50	176,94	353,42
PPSA	EL 138 kV - BPT	138 kV	1	1.802,00	1.802,00	901,45	160,07	319,71
	MIM 138 KV		1	190,00	190,00	95,05	16,88	33,71
Subtotal					1.992,00	996,50	176,94	353,42
2027								
SUBESTAÇÕES		Tensão	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
VILA DO CONDE (RB)	CT 230 kV - DJM	230 kV	1	2.217,00	2.217,00	880,40	196,93	139,46
	MIM 230 kV		2	285,00	570,00	226,35	50,63	35,86
	IB 230 kV - DJM		1	1.831,00	1.831,00	727,12	162,64	115,18
	ATR 230-138-13,8 kV - 3Ø - 150 MVA - 3°	230/138 kV	1	4.154,00	4.154,00	1.649,61	368,99	261,30
	CT 138 kV - BPT	138 kV	1	1.545,00	1.545,00	613,54	137,24	97,19
	MIM 138 kV		1	190,00	190,00	75,45	16,88	11,95
Subtotal					10.507,00	4.172,47	933,31	660,93
2028								
LINHAS E EQUIPAMENTOS		TERRENO	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
LT	VILA DO CONDE (RB) - CASTANHAL 230 kV - 2 x 795 MCM - C2	NORMAL	117,6	417,68	49.119,17	18.061,02	4.363,13	1.485,48
		ALAGADOS	11,4	5.438,19	61.995,37	22.795,57	5.506,89	1.874,88
Subtotal					111.114,53	40.856,58	9.870,02	3.360,36
SUBESTAÇÕES		Tensão	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total	Valor Presente	Parcela Anual	Rendimentos Necessários
VILA DO CONDE (RB)	EL 230 kV - BD	230 kV	1	3.050,00	3.050,00	1.121,48	270,92	92,24
	MIM 230 kV		1	285,00	285,00	104,79	25,32	8,62
Subtotal					3.335,00	1.226,27	296,24	100,86
CASTANHAL	EL 230 kV - BD	230 kV	1	3.050,00	3.050,00	1.121,48	270,92	92,24
	MIM 230 kV		2	285,00	570,00	209,59	50,63	17,24
	CCS 230 kV - BD		1	1.501,54	1.501,54	552,11	133,38	45,41
	COMPENSAÇÃO SÉRIE 70% - 151 Mvar		1	19.650,89	19.650,89	7.225,59	1.745,54	594,29
Subtotal					24.772,43	9.108,77	2.200,47	749,17
TOTAL GERAL		-	-	-	363.062,87	248.016,52	32.249,94	138.135,27

ANEXO C - Arranjo da Nova Subestação

O arranjo da nova subestação Tomé-Açu deverá ser conforme a Figura C-1, de forma a possibilitar futuras expansões:

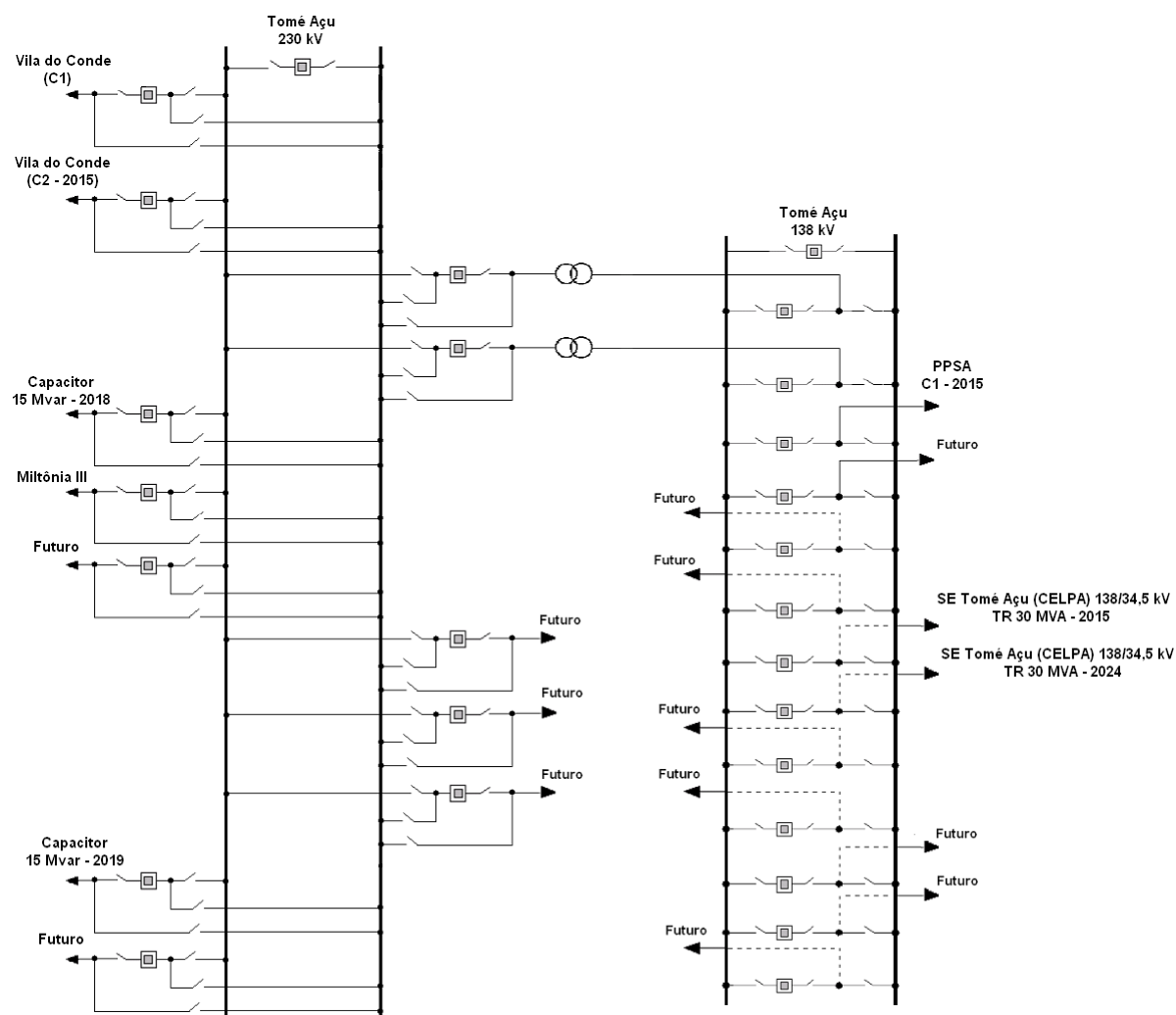


Figura C-1 – Arranjo da Subestação 230/138 kV Tomé-Açu

ANEXO D - Fichas PET

EMPREENHIMENTO: SE Castanhal 230/138 kV ⁽¹⁾	ESTADO: PA
	DATA DE NECESSIDADE: 2015
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 18 MESES

JUSTIFICATIVA:

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

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS (R\$ X1000):

2 CTs 230 kV - BD	4.483,12
MIM 230 kV	488,81
1º e 2º ATR 230/138-13,8 kV - 3Ø – 150 MVA	13.440,48
2 CTs 138 kV - BPT	3.232,00
IB 138 kV - BPT	1.247,84
MIM 138 kV	447,16
Novo pátio 138 kV	4.308,89

INVESTIMENTOS PREVISTOS: 27.648,30

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

⁽¹⁾ A POTÊNCIA DESTES AUTOTRANSFORMADORES FOI MODIFICADA CONFORME O RELATÓRIO EPE-DEE-RE-111/2012 - Rev 0 - "Reavaliação do Estudo de Suprimento às Regiões Metropolitana de Belém e Nordeste do Pará " - Dezembro/2012.

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-041-2012-rev.1 - "Estudo de Suprimento às Cargas das Regiões de Paragominas e Tomé-Açu" – Janeiro/2013
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL – 2011"
- [3] EPE-DEE-RE-111/2012 - rev0 - "Reavaliação do Estudo de Suprimento às Regiões Metropolitana de Belém e Nordeste do Pará " - Dezembro/2012

EMPREENDIMENTO:

SE Vila do Conde 230/69 kV**ESTADO:** PA**DATA DE NECESSIDADE:** IMEDIATA**PRAZO DE EXECUÇÃO:** 18 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário para atender ao crescimento de carga na região metropolitana de Belém e regiões de Paragominas e Tomé-Açu

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS (R\$ X1000):

2 CTs 230 kV – DJM	4.483,12
IB 230 kV – DJM	1.948,98
MIM 230 kV – DJM	877,61
2 TRs 230-69-13,8 kV - 3Ø – 200 MVA	16.392,72
2 CTs 69 kV – BPT	1.818,96
IB 69 kV – BPT	618,01
2 ELs 69 kV – BPT	2.132,44
MIM 69 kV – BPT	323,76
Novo pátio 69 kV	3.148,55

INVESTIMENTOS PREVISTOS: 31.744,15

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[1] EPE-DEE-041-2012-rev.1 - "Estudo de Suprimento às Cargas das Regiões de Paragominas e Tomé-Açu" – Janeiro/2013

[2] "Base de Referência de Preços ANEEL – 2011"

EMPREENHIMENTO:

LT Vila do Conde – Tomé-Açu 230 kV – C2 ⁽¹⁾**ESTADO:** PA**DATA DE NECESSIDADE:** 2015**PRAZO DE EXECUÇÃO:** 24 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário para atender ao crescimento de carga das regiões de Paragominas e Tomé-Açu

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS (R\$ X1000):

LT Vila do Conde - Tomé-Açu - 1 X 795 MCM – CS – 120 km	32.798,4
SE Vila do Conde	
1 EL 230 kV - DJM	3.166,74
IB 230 kV – DJM	1.948,98
MIM 230 kV – DJM	488,81

INVESTIMENTOS PREVISTOS: 38.402,93

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-041-2012-rev.1 - "Estudo de Suprimento às Cargas das Regiões de Paragominas e Tomé-Açu" – Janeiro/2013
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL – 2011"

EMPREENHIMENTO:

SE Tomé-Açu 230/138 kV**ESTADO:** PA**DATA DE NECESSIDADE:** 2015**PRAZO DE EXECUÇÃO:** 18 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário para atender ao crescimento de carga das regiões de Paragominas e Tomé-Açu

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS (R\$ X1000):

Novo pátio 230 kV	6.571,51
MIM 230 kV - BD	1.466,42
3 ELs 230 kV - BD	9.500,25
IB 230 kV - BD	1.948,98
2 CTs 230 kV - BD	4.483,12
1º e 2º ATR 230/138-13,8 kV - 3Ø – 100 MVA	11.410,64
3 CTs 138 kV - BPT	4.848,00
1 EL 138 kV - BPT	2.392,85
IB 138 kV - BPT	1.247,84
MIM 138 kV - BPT	745,27
Novo pátio 138 kV	4.574,15

INVESTIMENTOS PREVISTOS: 49.189,03

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-041-2012-rev.1 - "Estudo de Suprimento às Cargas das Regiões de Paragominas e Tomé-Açu" – Janeiro/2013
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL – 2011"

ANEXO E - Fichas PELP

EMPREENHIMENTO:

SE Tomé-Açu 230/138 kV**ESTADO:** PA**DATA DE NECESSIDADE:** 2018**PRAZO DE EXECUÇÃO:** 18 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário para atender ao crescimento de carga das regiões de Paragominas e Tomé-Açu

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS (R\$ X1000):

1 CCP 230 KV - BD	2.548,91
MIM 230 kV	244,4
1º banco de capacitores 230 kV - 3Ø – 15 Mvar	1.331,31

INVESTIMENTOS PREVISTOS: 4.124,62

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-041-2012-rev.1 - "Estudo de Suprimento às Cargas das Regiões de Paragominas e Tomé-Açu" – Janeiro/2013
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL – 2011"

EMPREENDIMENTO:

SE Tomé-Açu 230/138 kV**ESTADO:** PA**DATA DE NECESSIDADE:** 2019**PRAZO DE EXECUÇÃO:** 18 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário para atender ao crescimento de carga das regiões de Paragominas e Tomé-Açu

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS (R\$ X1000):

1 CCP 230 kV - BD	2.548,91
MIM 230 kV	244,4
2º banco de capacitores 230 kV - 3Ø – 15 Mvar	1.331,31

INVESTIMENTOS PREVISTOS: 4.124,62

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-041-2012-rev.1 - "Estudo de Suprimento às Cargas das Regiões de Paragominas e Tomé-Açu" – Janeiro/2013
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL – 2011"

EMPREENDIMENTO:

SE Vila do Conde 230/69 kV**ESTADO:** PA**DATA DE NECESSIDADE:** 2025**PRAZO DE EXECUÇÃO:** 18 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário para atender ao crescimento de carga na região metropolitana de Belém e regiões de Paragominas e Tomé-Açu

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS (R\$ X1000):

1 CT 230 kV – DJM	2.241,56
MIM 230 kV – DJM	244,4
3º TR 230-69-13,8 kV - 3Ø – 200 MVA	8.196,36
1 CT 69 kV – BPT	909,48
MIM 69 kV – BPT	64,75

INVESTIMENTOS PREVISTOS: 11.657,55

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-041-2012-rev.1 - "Estudo de Suprimento às Cargas das Regiões de Paragominas e Tomé-Açu" – Janeiro/2013
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL – 2011"

EMPREENHIMENTO:

LT Vila do Conde – Castanhal 230 kV – C2**ESTADO:** PA**DATA DE NECESSIDADE:** 2027**PRAZO DE EXECUÇÃO:** 24 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário para atender ao crescimento de carga da região metropolitana de Belém

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS (R\$ X1000):

LT Vila do Conde - Castanhal - 2 X 795 MCM – CS – 120 km	
Terreno Normal – 117,6 km	42.672,34
Alagados – 11,4 km	53.832,77
SE Vila do Conde	
1 EL 230 kV - DJM	3.166,74
MIM 230 kV – DJM	244,4
Castanhal	
1 EL 230 kV - DJM	3.166,74
MIM 230 kV – DJM	488,81
CCS – 230 kV - BD	1.501,54
COMPENSAÇÃO SÉRIE 70% - 151 Mvar	19.650,89

INVESTIMENTOS PREVISTOS: 125.024,23

SITUAÇÃO ATUAL:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-041-2012-rev.1 - “Estudo de Suprimento às Cargas das Regiões de Paragominas e Tomé-Açu” – Janeiro/2013
- [2] “Base de Referência de Preços ANEEL – 2011”