

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

*Integração de Humaitá ao SIN e Reavaliação do
Atendimento a Porto Velho*



Empresa de Pesquisa Energética

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão)



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia
Ministro
Wellington Moreira Franco

Secretário-Executivo do MME
Márcio Félix Carvalho Bezerra

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Eduardo Azevedo Rodrigues

Secretário de Energia Elétrica
Ildo Wilson Grudtner

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis
Ildo Wilson Grudtner

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



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

Presidente
Reive Barros dos Santos

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

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Amílcar Gonçalves Guerreiro

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

Diretor de Gestão Corporativa
Álvaro Henrique Matias Pereira

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

Sede
Esplanada dos Ministérios, Bloco U, Sl. 744

70065-900 – Brasília – DF

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

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

*Integração de Humaitá ao SIN e
Reavaliação do Atendimento a Porto Velho*

Coordenação Geral
Reive Barros dos Santos
Amílcar Gonçalves Guerreiro
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Coordenação Executiva
José Marcos Bressane
Elisângela Medeiros de Almeida

Equipe Técnica:

Estudos Elétricos
Alexandre de Melo Silva
Bruno Scarpa Alves da Silveira
Carolina Moreira Borges
Gustavo Valeriano Neves Luizson
João Mauricio Caruso
José Filho da Costa Castro
Lucas Simões de Oliveira
Samir de Oliveira Ferreira
Tiago Veiga Madureira
Vinicius Ferreira Martins

Análise Socioambiental
Carolina Fiorillo Mariano
Hermani de Moraes Vieira
Luciana Alvares da Costa

Nº EPE-DEE-RE-007/2016-rev2
Data: 02 de outubro de 2018

 Empresa de Pesquisa Energética	<i>Contrato</i>		<i>Data de assinatura</i>
<i>Projeto</i>			
ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO			
<i>Área de estudo</i>			
Estudos do Sistema de Transmissão			
<i>Sub-área de estudo</i>			
Análise Técnico-econômica das Alternativas: RELATÓRIO R1			
<i>Produto (Nota Técnica ou Relatório)</i>			
Integração de Humaitá ao SIN e Reavaliação do Atendimento a Porto Velho			
<i>Revisões</i>	<i>Data</i>	<i>Descrição sucinta</i>	
rev0	20.05.2016	Emissão original	
rev1	27.03.2017	- Alteração da localização do reator originalmente recomendado na barra de Caladinho 138 kV para a extremidade de Humaitá da linha em 138 kV Caladinho – Humaitá; - Inclusão de Capítulo sobre custo evitado de geração térmica; - Ajuste nos custos e tabelas correspondentes (incluindo a Ficha PET); - Adequações textuais.	
rev2	02.10.2018	- Alteração da caracterização das obras no nível de tensão em 138 kV em função da revogação do Decreto nº 8.695, de 21 de março de 2016 - Adequações textuais do circuito Coletora Porto Velho – Porto Velho a ser seccionado para C2.	

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão)

APRESENTAÇÃO

Este relatório objetiva determinar a melhor alternativa de integração da região de Humaitá, no estado do Amazonas, ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

Adicionalmente, serão avaliados, até o ano horizonte do estudo, os principais reforços necessários ao atendimento da cidade de Porto Velho, capital do Estado de Rondônia, região a partir da qual será avaliada a integração de Humaitá, por sua proximidade eletro-geográfica.

A análise inclui aspectos técnicos e econômicos, e também a avaliação preliminar de questões socioambientais associadas à alternativa vencedora, a qual será apresentada em Nota Técnica complementar, ao final do relatório técnico.

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO.....	5
SUMÁRIO.....	6
ÍNDICE DE FIGURAS.....	8
ÍNDICE DE TABELAS.....	9
1 INTRODUÇÃO.....	10
2 OBJETIVO.....	10
3 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	11
4 CRITÉRIOS E PREMISSAS	12
4.1 Intercâmbios Inter-regionais e Despacho de Geração	12
4.2 Análise Econômica	13
4.3 Carregamento de Linhas e Transformadores	13
4.4 Configuração e Mercado.....	14
4.5 Compensação Reativa Adicional	16
4.6 Reforços Referenciais na Rede Básica.....	17
4.7 CONCLUSÕES.....	18
5 RECOMENDAÇÕES.....	19
6 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS.....	26
6.1 Descrição das Alternativas.....	26
6.1.1 Alternativa 1 – Coletora Porto Velho – Humaitá 230 kV.....	26
6.1.2 Alternativa 2A – Caladinho II – Humaitá 230 kV.....	27
6.1.3 Alternativa 2B – Caladinho II – Humaitá 138 kV.....	28
6.1.4 Alternativa 3 – Tabajara – Humaitá 230 kV.....	29
6.2 Parâmetros Elétricos	30
7 ANÁLISE DO DESEMPENHO ELÉTRICO DAS ALTERNATIVAS.....	31
7.1 Alternativa 1 - SE Coletora Porto Velho – Humaitá 230 kV.....	31
7.2 Alternativa 2A – SE Caladinho II 230/69 kV – Humaitá 230 kV	32
7.3 Alternativa 2B – SE Caladinho II 230/138/69 kV – Humaitá 138 kV	33
7.4 Alternativa 3 – SE Tabajara – Humaitá 230 kV	33
8 PERDAS ELÉTRICAS DAS ALTERNATIVAS	34
9 CUSTOS DAS OBRAS DAS ALTERNATIVAS.....	35
10 COMPARAÇÃO ECONÔMICA	41
11 CUSTO EVITADO DE GERAÇÃO TÉRMICA COM A INTEGRAÇÃO DE HUMAITÁ.....	42
12 DETERMINAÇÃO DO CONDUTOR ÓTIMO	44

13	ANÁLISE DE ENERGIZAÇÃO DE LINHA.....	46
14	ANÁLISE DE REJEIÇÃO DE CARGA	51
15	EXTRAPOLAÇÃO DO MERCADO	54
16	ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO.....	55
17	AVALIAÇÃO SOCIOAMBIENTAL.....	55
18	PARTICIPANTES.....	56
19	REFERÊNCIAS	57
20	FICHAS DO PROGRAMA DE EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO – PET e DO PROGRAMA DE EXPANSÃO DE LONGO PRAZO – PELP	58
21	ANEXOS.....	63
21.1	Diagramas de fluxo de potência.....	63
21.1.1	Alternativa 1 – Coletora Porto Velho – Humaitá 230 kV.....	63
21.1.2	Alternativa 2A – Caladinho II – Humaitá 230 kV.....	75
21.1.3	Alternativa 2B – Caladinho II – Humaitá 138 kV.....	89
21.1.4	Alternativa 3 – Tabajara – Humaitá 230 kV.....	102
21.2	Diagramas Unifilares.....	115
21.3	Fichas para Acompanhamento do relatório R4.....	117
22	NOTA TÉCNICA DEA 02/16	121

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 - Principais Subestações na Área em Análise	11
Figura 3-2 - Sistema Elétrico da Região de Porto Velho.....	12
Figura 6-1 - Representação unifilar da recomendação (Alternativa 2B)	20
Figura 7-1 - Alternativa 1 – Coletora P. Velho / Humaitá 230 kV.....	27
Figura 7-2 - Alternativa 2A – Caladinho II/ Humaitá 230 kV	28
Figura 7-3 - Caladinho II/ Humaitá 138 kV.....	29
Figura 7-4 - Alternativa 3 –Tabajara / Humaitá 230 kV	30
Figura 13-1 - Custos de Instalação	44
Figura 13-2 - Custos de Instalação e Perdas	45
Figura 14-1 - Sistema pré-energização	47
Figura 14-2 – Energização sem reatores	48
Figura 14-3 - Energização com reator de linha (10 Mvar), extremidade Humaitá 138 kV	49
Figura 14-4 - Pós-energização com reator de linha (10 Mvar) na extremidade Humaitá 138 kV	50
Figura 15-1 - Condição normal	52
Figura 15-2 - Rejeição de carga	53
Figura 16-1 - Curva P x V Humaitá	54
Figura 16-2 - Curva Q x V Carga de Humaitá – 45 MW	54
Figura 22-1 - Diagrama Unifilar da Subestação Caladinho II.....	116

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 4-1 - Despacho das Usinas.....	12
Tabela 4-2 - Previsão de Cargas em Humaitá.....	14
Tabela 4-3 - Previsão de Cargas Ativas em Rondônia	15
Tabela 4-4 - Previsão de Cargas Reativas em Rondônia	15
Tabela 4-5 - Previsão de Cargas Ativas no Acre.....	16
Tabela 4-6 - Previsão de Cargas Reativas no Acre	16
Tabela 4-7 - Compensação Reativa Adicional da Região de Porto Velho.	17
Tabela 5-1 - Comparação Econômica das Alternativas	18
Tabela 6-1 - Obras recomendadas em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – conexão de Humaitá	22
Tabela 6-2 - Obras recomendadas em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – acesso da distribuidora à SE Caladinho II	22
Tabela 6-3 - Obras recomendadas em linhas de Rede Básica – conexão de Humaitá	22
Tabela 6-4 - Obras recomendadas em subestações da rede de Distribuição – conexão de Humaitá	23
Tabela 6-5 - Obras recomendadas em linhas de Distribuição – conexão de Humaitá.....	23
Tabela 6-6 - Obras recomendadas em linhas de Distribuição – acesso da distribuidora à SE Caladinho II	23
Tabela 7-1 - Dados das Linhas de Transmissão	31
Tabela 7-2 - Dados dos Transformadores	31
Tabela 9-1 - Perdas das Alternativas	34
Tabela 9-2 - Perdas Diferenciais das Alternativas	34
Tabela 9-3 - Custos das Perdas Diferenciais	35
Tabela 9-4 - Custos das Perdas Diferenciais Referidos a 2020	35
Tabela 9-5 - Custos Diferenciais das Perdas das Alternativas	35
Tabela 10-1 - Obras e Custos da Alternativa 1 - Coletora – Humaitá 230 kV	37
Tabela 10-2 - Obras e Custos da Alternativa 2A - Caladinho II 230/69 kV - Humaitá 230 kV	38
Tabela 10-3 - Obras e Custos da Alternativa 2B - Caladinho II 230/138/69 kV – Humaitá 138 kV	39
Tabela 10-4 - Obras e Custos da Alternativa 3 - Tabajara – Humaitá 230 kV.....	40
Tabela 11-1 - Investimentos Totais das Alternativas.	41
Tabela 11-2 - Comparação Econômica das Alternativas	41
Tabela 12-1 – Custo de geração térmica anual para Humaitá.....	42
Tabela 12-2 - Período de <i>payback</i> para as diferentes alternativas do estudo	43
Tabela 13-1 - Comparação dos Custos.....	44
Tabela 17-1 - Níveis de Curto-circuito.....	55

1 INTRODUÇÃO

Humaitá é um município localizado no interior do estado do Amazonas, na mesorregião do Sul Amazonense, fazendo divisa com o estado de Rondônia.

Com uma população de aproximadamente 51.000 habitantes, é uma das cidades mais populosas da região Sul do Amazonas e é um dos maiores municípios do estado em área territorial.

Localizada a cerca de 700 km da capital Manaus, a cidade se encontra isolada do Sistema Interligado Nacional (SIN), por não estar interligada ao restante do sistema de distribuição da concessionária estadual, a Amazonas Distribuidora de Energia S.A.

O atendimento às cargas de Humaitá, cuja demanda média atual é de 6,6 MW e máxima de 9,97 MW, hoje é realizado através de parque de geração térmica a diesel, constituído de 11 geradores a biodiesel, com potência nominal variando de 1360 a 2000 kW.

Com base no relatório da Eletrobrás "Plano Anual de Operação dos Sistemas Isolados para 2015", de 31 de outubro de 2014, o consumo de energia em 2015 foi estimado em cerca de 78.500 MWh; esse valor corresponde ao consumo de 20.000 m³ de óleo, com um custo anual total de aproximadamente R\$75.000.000,00, incluindo os custos de transporte do combustível.

Considerando a previsão de significativo aumento da demanda prevista para o município no período entre 2020 e 2033, bem como a importância da cidade na região, torna-se relevante o desenvolvimento de estudo elétrico da área, para avaliar a melhor forma de integrar o município ao SIN, e propiciar dessa forma maior qualidade de suprimento e incremento na confiabilidade, além da economia resultante da eliminação de geração térmica a diesel.

2 OBJETIVO

O objetivo do estudo é determinar a melhor alternativa técnico-econômica de conexão do município de Humaitá ao SIN, propiciando melhoria na qualidade do suprimento, e viabilizando o atendimento da expansão das cargas prevista na região.

3 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Dada a maior proximidade de Humaitá com o sistema elétrico do estado de Rondônia, foram estudadas alternativas de suprimento à cidade a partir do sistema elétrico de atendimento da capital Porto Velho.

Considerando que as alternativas de suprimento à Humaitá serão concebidas basicamente a partir de conexões originadas da região de Porto Velho, certamente ocorrerá interação entre as alternativas propostas e o sistema de atendimento dessa Capital.

Por esta razão, as análises do estudo contemplarão também as condições de atendimento a Porto Velho, indicando reforços em termos de transformações de fronteira e também, onde for aplicável e necessário, para adequar o desempenho do sistema de distribuição da área.

As Figuras a seguir mostram o posicionamento relativo dos principais centros de carga envolvidos na análise, de forma esquemática e, simplificada, a configuração do sistema elétrico da região.



Figura 3-1 - Principais Subestações na Área em Análise

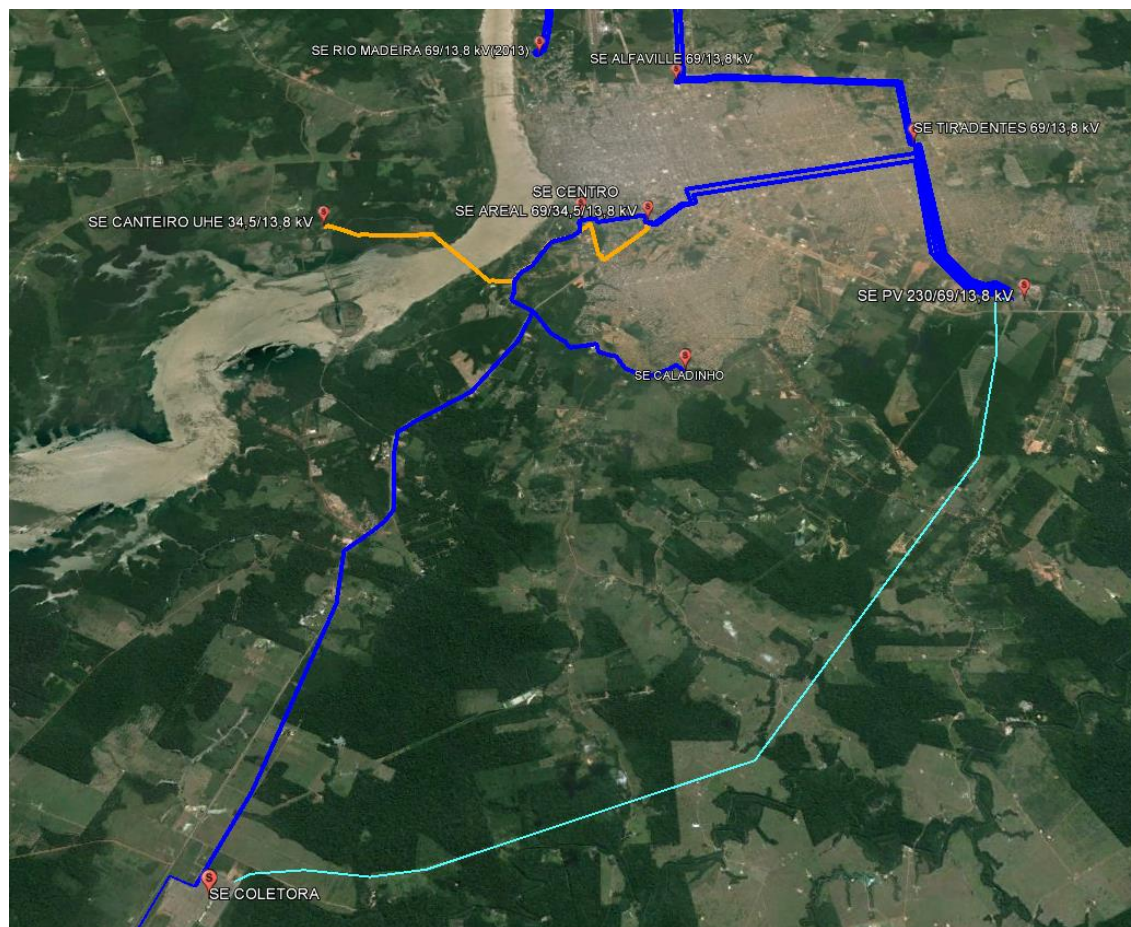


Figura 3-2 - Sistema Elétrico da Região de Porto Velho

4 CRITÉRIOS E PREMISSAS

4.1 Intercâmbios Inter-regionais e Despacho de Geração

O estudo utilizou o cenário Norte Importador de energia, quando o despacho hídrico da área é reduzido, por tratar-se do período de baixa hidraulicidade, o que resulta em condições de carregamento mais elevado nas linhas de transmissão que atendem à região em análise.

Foi adotado o seguinte despacho de geração para o estudo:

Tabela 4-1 - Despacho das Usinas

Usina	Capacidade (MW)	Despacho (MW)
UHE Samuel	216,0	42,0
UHE Tabajara (*)	350,0	50,0
Máqs Adic. Santo Antônio	420,0	195,0
UTE Acre 1	160,0	130,0
Injeção B2B	800	560

(*) A entrada em operação da UHE Tabajara foi considerada em 2021.

As Pequenas Centrais Hidrelétricas da região foram despachadas com 50% de sua capacidade instalada.

4.2 Análise Econômica

Os custos dos equipamentos foram obtidos da Base de Preços de Referência da ANEEL – Ref. 06/2015.

Nas linhas de transmissão, considerou-se que 56 km estariam em áreas alagadas, implicando em um custo 2,5 vezes maior, e que haveria 1,3 km de travessias, onde o custo adotado corresponde a um valor 20,8 vezes maior, ambos os casos em relação aos custos fornecidos pela ANEEL.

A taxa de atualização adotada foi de 8% a.a.

Para a comparação econômica dos custos das alternativas, foram utilizados os Métodos do Valor Presente e o dos Rendimentos Necessários, com truncamento das séries temporais de investimentos no ano horizonte do estudo (2033).

As perdas foram determinadas ano a ano no período 2020-2033, utilizando-se para a região Acre-Rondônia o patamar de carga média, que é quando ocorre a maior demanda do sistema, e para a carga de Humaitá a carga máxima do município.

Utilizando-se um fator de cargas igual a 0,9, foi obtido o fator de perdas de 0,82 para a determinação das perdas anualizadas de energia, a partir das perdas instantâneas obtidas nas simulações, conforme mencionado no parágrafo anterior.

Para a comparação econômica, foram utilizadas as perdas diferenciais entre as alternativas.

O custo das perdas foi considerado com valor de R\$193,00/MWh.

4.3 Carregamento de Linhas e Transformadores

Os limites de carregamento das linhas de transmissão existentes, para as condições de operação normal e de emergência de curta duração, serão os valores informados nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão.

Para linhas de transmissão futuras deverão ser utilizados valores definidos no processo de licitação/autorização, informados pelos agentes ou valores típicos definidos pela EPE.

Para os transformadores existentes, será adotada a capacidade operativa de curta duração informada ao ONS/EPE pelas Empresas proprietárias das instalações e, para unidades futuras, a capacidade de sobrecarga será correspondente a 120% da capacidade nominal do equipamento.

4.4 Configuração e Mercado

A base de dados para os estudos elétricos foi desenvolvida a partir dos casos do Ciclo 2023 do Plano Decenal.

Para a região Acre-Rondônia foi utilizado o patamar de carga média, que é quando ocorre a maior demanda do sistema, e para a carga de Humaitá a carga máxima do município, representada de forma concentrada em uma única subestação.

Em Humaitá, a demanda utilizada foi informada para o período 2020-2033 pela Eletrobrás Distribuição Amazonas, através do Ofício CTA – PR 163/2015, de 8 de julho de 2015, estimando-se um fator de potência de 0,98 para a determinação das cargas reativas, conforme indicado a seguir.

Tabela 4-2 - Previsão de Cargas em Humaitá

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
P (MW)	14,20	15,13	16,09	17,11	18,30	19,40	20,57	21,80	23,11	24,49	25,96	27,52	29,17	30,92
Q (Mvar)	2,88	3,07	3,27	3,47	3,72	3,94	4,18	4,43	4,69	4,97	5,27	5,59	5,92	6,28

De acordo com o item 9.3 do Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede do ONS, para a tensão nominal de 138 kV o limite do fator de potência é de 0,95 indutivo a 1,0. Entretanto, o limite de adotado neste estudo já é utilizado para níveis de tensão a partir de 345 kV e não apresenta impacto significativo na projeção de carga, causando uma diferença de menos de 4,0 Mvar na compensação reativa dentro do horizonte do estudo, além de não alterar a recomendação de nenhum equipamento.

Para as cargas ativas e reativas em Rondônia e no Acre, mostradas nas Tabelas a seguir, foram utilizadas as cargas do Plano Decenal do Ciclo 2024, no período 2020 a 2024, adotando-se uma taxa de crescimento de 4% a.a. para os anos posteriores.

Tabela 4-3 - Previsão de Cargas Ativas em Rondônia

Subestação	Carga Ativa (MW)														
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
Ji-Paraná 69	118,2	125,8	133,7	141,5	149,8	155,8	162,0	168,5	175,2	182,3	189,5	197,1	205,0	213,2	
Ariquemes 69	95,3	100,4	105,7	115,9	121,5	126,4	131,4	136,7	142,1	147,8	153,7	159,9	166,3	172,9	
Rolim 13.8	75,8	80,7	85,8	90,8	96,0	99,8	103,8	108,0	112,3	116,8	121,5	126,3	131,4	136,6	
Vilhena 69	75,2	80,1	85,1	90,0	95,3	99,1	103,1	107,2	111,5	115,9	120,6	125,4	130,4	135,6	
Cacoal 138	50,8	54,1	57,5	60,8	64,4	67,0	69,7	72,4	75,3	78,4	81,5	84,7	88,1	91,7	
Tiradentes 13.8	55,6	59,2	59,1	60,5	62,1	64,6	67,2	69,9	72,6	75,6	78,6	81,7	85,0	88,4	
Areal L1 13.8	53,3	52,7	55,0	57,2	60,6	63,0	65,5	68,2	70,9	73,7	76,7	79,7	82,9	86,3	
Caladinho 13.8	27,6	39,0	51,2	59,1	60,0	62,4	64,9	67,5	70,2	73,0	75,9	79,0	82,1	85,4	
Centro 13.8	44,8	47,7	52,5	56,7	60,0	62,4	64,9	67,5	70,2	73,0	75,9	79,0	82,1	85,4	
Alphaville 13.8	59,2	59,0	59,2	59,7	59,7	62,1	64,6	67,2	69,8	72,6	75,5	78,6	81,7	85,0	
Porto Velho 6 13.8	55,0	57,0	57,8	58,1	58,5	60,8	63,3	65,8	68,4	71,2	74,0	77,0	80,1	83,3	
Medice 138	36,1	38,4	40,9	43,2	45,8	47,6	49,5	51,5	53,6	55,7	58,0	60,3	62,7	65,2	
Jaru 69	34,4	36,6	39,0	41,2	43,6	45,3	47,2	49,0	51,0	53,0	55,2	57,4	59,7	62,1	
Pimenta Bueno 138	34,4	36,6	38,9	41,1	43,5	45,2	47,0	48,9	50,9	52,9	55,0	57,2	59,5	61,9	
Porto Velho 69	24,1	25,3	27,5	28,7	29,9	31,1	32,3	33,6	35,0	36,4	37,8	39,3	40,9	42,6	
Rio Madeira 13.8	19,0	18,9	20,1	21,2	22,5	23,4	24,3	25,3	26,3	27,4	28,5	29,6	30,8	32,0	
Guajará Mirim 13.8	16,3	17,4	18,5	19,6	20,7	21,5	22,4	23,3	24,2	25,2	26,2	27,2	28,3	29,5	
Machadinho 138	15,6	16,6	17,7	18,7	19,8	20,6	21,4	22,3	23,2	24,1	25,1	26,1	27,1	28,2	
Abunã 138	14,4	15,4	16,3	17,3	18,3	19,0	19,8	20,6	21,4	22,3	23,2	24,1	25,0	26,0	
Cujubim 138	12,5	13,3	14,2	15,0	15,8	16,4	17,1	17,8	18,5	19,2	20,0	20,8	21,6	22,5	
Guajará Mirim 138	7,2	7,7	8,2	8,7	9,2	9,6	10,0	10,3	10,8	11,2	11,6	12,1	12,6	13,1	
Em. Mut 13.8	5,4	5,7	6,1	6,4	6,8	7,1	7,4	7,6	8,0	8,3	8,6	8,9	9,3	9,7	
JACYPA 13.8	4,5	4,8	5,1	5,4	5,7	5,9	6,2	6,4	6,7	6,9	7,2	7,5	7,8	8,1	
Vale do Anary 138	3,5	3,7	3,9	4,2	4,4	4,6	4,8	4,9	5,1	5,4	5,6	5,8	6,0	6,3	
Theobroma 138	3,4	3,6	3,8	4,0	4,3	4,5	4,7	4,8	5,0	5,2	5,4	5,7	5,9	6,1	
STANC1 13.8	2,8	2,9	3,1	3,3	3,5	3,6	3,8	3,9	4,1	4,3	4,4	4,6	4,8	5,0	
STANC2 13.8	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,1	3,2	3,4	3,5	3,6	3,8	3,9	4,1	4,3	
U. Bandeirantes 13.8	1,0	1,1	1,1	1,2	1,3	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7	1,8	1,9	

Tabela 4-4 - Previsão de Cargas Reativas em Rondônia

Subestação	Carga Reativa (Mvar)														
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
Ji-Paraná 69	50,4	53,6	57,0	60,3	63,8	66,3	69,0	71,8	74,6	77,6	80,7	83,9	87,3	90,8	
Ariquemes 69	40,6	42,8	45,0	49,4	51,8	53,8	56,0	58,2	60,5	63,0	65,5	68,1	70,8	73,7	
Rolim 13.8	32,3	34,4	36,5	38,7	40,9	42,6	44,3	46,0	47,9	49,8	51,8	53,8	56,0	58,2	
Vilhena 69	32,0	34,1	36,3	38,4	40,6	42,2	43,9	45,7	47,5	49,4	51,4	53,4	55,6	57,8	
Cacoal 138	21,6	23,0	24,5	25,9	27,4	28,5	29,7	30,8	32,1	33,4	34,7	36,1	37,5	39,0	
Tiradentes 13.8	23,7	25,2	25,2	25,8	26,4	27,5	28,6	29,7	30,9	32,2	33,5	34,8	36,2	37,6	
Areal L1 13.8	22,7	22,5	23,4	24,4	25,8	26,8	27,9	29,0	30,2	31,4	32,6	34,0	35,3	36,7	
Caladinho 13.8	11,7	16,6	21,8	25,2	25,6	26,6	27,6	28,8	29,9	31,1	32,3	33,6	35,0	36,4	
Centro 13.8	19,1	20,3	22,4	24,2	25,6	26,6	27,7	28,8	29,9	31,1	32,4	33,6	35,0	36,4	
Alphaville 13.8	25,2	25,1	25,2	25,4	25,4	26,5	27,5	28,6	29,8	31,0	32,2	33,5	34,8	36,2	
Porto Velho 6 13.8	23,5	24,3	24,6	24,8	24,9	25,9	27,0	28,0	29,2	30,3	31,5	32,8	34,1	35,5	
Medice 138	15,4	16,4	17,4	18,4	19,5	20,3	21,1	21,9	22,8	23,7	24,7	25,6	26,7	27,7	
Jaru 69	14,7	15,6	16,6	17,6	18,6	19,3	20,1	20,9	21,7	22,6	23,5	24,5	25,4	26,4	
Pimenta Bueno 138	14,6	15,6	16,6	17,5	18,6	19,3	20,1	20,9	21,7	22,6	23,5	24,4	25,4	26,4	
Porto Velho 69	10,3	10,8	11,7	12,2	12,8	13,3	13,8	14,3	14,9	15,5	16,1	16,8	17,4	18,1	
Rio Madeira 13.8	8,1	8,1	8,6	9,1	9,6	10,0	10,4	10,8	11,2	11,7	12,1	12,6	13,1	13,6	
Guajará Mirim 13.8	7,0	7,4	7,9	8,3	8,8	9,2	9,5	9,9	10,3	10,7	11,2	11,6	12,1	12,6	
Machadinho 138	6,7	7,1	7,5	8,0	8,4	8,8	9,1	9,5	9,9	10,3	10,7	11,1	11,6	12,0	
Abunã 138	6,2	6,6	7,0	7,4	7,8	8,1	8,4	8,8	9,1	9,5	9,9	10,3	10,7	11,1	
Cujubim 138	5,3	5,7	6,0	6,4	6,8	7,0	7,3	7,6	7,9	8,2	8,5	8,9	9,2	9,6	
Guajará Mirim 138	3,1	3,3	3,5	3,7	3,9	4,1	4,2	4,4	4,6	4,7	4,9	5,1	5,3	5,6	
Em. Mut 13.8	2,3	2,4	2,6	2,7	2,9	3,0	3,1	3,3	3,4	3,5	3,7	3,8	4,0	4,1	

JACYPA 13.8	1,9	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,5
Vale do Anary 138	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7
Theobroma 138	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6
STANC1 13.8	1,2	1,2	1,3	1,4	1,5	1,5	1,6	1,7	1,7	1,8	1,9	1,9	2,0	2,1
STANC2 13.8	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5	1,6	1,6	1,7	1,8	1,8
U. Bandeirantes 13.8	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8

Tabela 4-5 - Previsão de Cargas Ativas no Acre

Subestação	Carga Ativa (MW)													
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Tangará 13.8	63,2	63,1	70,7	71,6	78,9	86,9	95,7	105,5	116,2	128,1	141,1	155,5	171,3	188,8
Taquaril 13.8	62,9	79,4	82,5	93,6	100,2	107,2	114,8	122,8	131,4	140,7	150,5	161,1	172,4	184,5
S. Fran 13.8	63,4	63,6	71,5	76,8	79,5	82,2	85,1	88,0	91,1	94,2	97,5	100,9	104,4	108,0
S. Nova 13.8	40,0	42,8	45,8	49,0	52,4	56,1	60,0	64,2	68,7	73,5	78,7	84,2	90,1	96,4
Cruzeiro do Sul 13.8	35,7	38,1	40,6	43,2	45,9	48,8	51,8	55,1	58,5	62,2	66,1	70,3	74,7	79,4
Epitácio 138	26,5	28,4	30,5	33,0	35,3	37,8	40,5	43,3	46,4	49,6	53,1	56,8	60,8	65,1
Sena Madureira 13.8	8,6	9,2	9,9	10,7	11,5	12,3	13,2	14,1	15,2	16,2	17,4	18,7	20,0	21,4
Tarauá 13.8	6,0	6,3	6,5	6,8	7,2	7,5	7,8	8,2	8,5	8,9	9,3	9,8	10,2	10,7
Feijó 13.8	5,2	5,5	5,8	6,1	6,3	6,6	6,9	7,2	7,5	7,8	8,2	8,5	8,9	9,2
Manoelur 13.8	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,4	2,5	2,6	2,8	2,9	3,1

Tabela 4-6 - Previsão de Cargas Reativas no Acre

Subestação	Carga Reativa (Mvar)													
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Tangará 13.8	26,9	26,9	30,1	30,5	33,6	37,0	40,8	45,0	49,5	54,6	60,2	66,3	73,1	80,5
Taquaril 13.8	26,8	33,8	35,2	39,9	42,7	45,7	49,0	52,4	56,1	60,1	64,4	68,9	73,8	79,0
S. Fran 13.8	27,0	27,1	30,5	32,7	33,9	35,0	36,2	37,5	38,8	40,1	41,5	42,9	44,4	46,0
S. Nova 13.8	17,0	18,2	19,5	20,8	22,3	23,8	25,5	27,3	29,2	31,3	33,4	35,8	38,3	41,0
Cruzeiro do Sul 13.8	15,2	16,2	17,3	18,4	19,5	20,8	22,1	23,4	24,9	26,5	28,1	29,9	31,7	33,7
Epitácio 138	11,3	12,1	13,0	14,1	15,1	16,1	17,2	18,5	19,8	21,2	22,6	24,2	25,9	27,8
Sena Madureira 13.8	3,7	3,9	4,2	4,6	4,9	5,2	5,6	6,0	6,5	6,9	7,4	8,0	8,6	9,2
Tarauá 13.8	2,5	2,7	2,8	2,9	3,1	3,2	3,4	3,5	3,7	3,9	4,0	4,2	4,4	4,7
Feijó 13.8	2,2	2,3	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,1	3,2	3,3	3,5	3,6	3,8	3,9
Manoelur 13.8	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,2	1,2	1,3

4.5 Compensação Reativa Adicional

Nos casos de fluxo de potência, para o período 2020-2024, foi mantida a compensação reativa indicada nos casos do Plano Decenal, não se verificando a necessidade de novos capacitores para os anos de 2025 a 2027, período em que a compensação indicada para o ano de 2024 foi suficiente.

A partir do ano de 2028, foi necessária a inclusão de capacitores adicionais na região de Porto Velho, para adequar o perfil de tensão dos casos de estudo, de forma a viabilizar as análises necessárias.

As tabelas abaixo mostram os capacitores adicionados ao sistema.

Tabela 4-7 - Compensação Reativa Adicional da Região de Porto Velho.

Subestação	Capacitores Rede de 13,8 kV (Mvar)					
	2028	2029	2030	2031	2032	2033
P. Velho	18,0	18,0	18,0	18,0	36,0	36,0
R. Madeira	3,6	3,6	3,6	3,6	7,2	7,2
S. Antônio 1	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
U. Bandeirante	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Alfaville		3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Areal 1		3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Centro		3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Tiradentes			14,4	14,4	14,4	14,4
Caladinho			3,6	3,6	3,6	3,6
S. Antônio 2					3,6	3,6
Jacy Paraná					3,6	3,6

Subestação	Capacitores Rede de 230/138/69 kV (Mvar)					
	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Areal 69				55	55	55
Samuel 230						170
Ariquemes 230						60
Caladinho 69						40
Jaru 138						32
P. Velho 69						25

4.6 Reforços Referenciais na Rede Básica

Para o desempenho adequado do sistema nos anos do final do período do estudo, foi necessária a implantação de reforços referenciais no sistema de 500 kV entre Jauru e Ji-Paraná, conforme indicado a seguir:

- Ano de 2027:
 - ✓ Pátio de 500 kV na SE Vilhena, com transformação 500/230 kV;
 - ✓ Pátio de 500 kV na SE Pimenta Bueno, com transformação 500/230 kV;
 - ✓ Pátio de 500 kV na SE Ji-Paraná, com transformação 500/230 kV;
 - ✓ LT 500 kV Jauru – Vilhena , circuitos 1 e 2;
 - ✓ LT 500 kV Vilhena – Pimenta Bueno, circuito 1;
 - ✓ LT 500 kV Pimenta Bueno – Ji-Paraná, circuito 1.
- Ano de 2029:
 - ✓ LT 500 kV Vilhena – Ji-Paraná circuito 1.

4.7 Conclusões

A seguir, estão apresentadas as principais conclusões das análises desenvolvidas.

- 1) As quatro alternativas analisadas permitem a integração da área de Humaitá ao Sistema Interligado Nacional – SIN, propiciando atendimento elétrico adequado, e permitindo o desligamento das usinas térmicas hoje responsáveis pelo atendimento local.
- 2) A comparação econômica dos valores presentes das Alternativas, referidos a 2020, utilizando-se o Método dos Rendimentos Necessários, e com a inclusão dos custos diferenciais das perdas elétricas, apresentou o seguinte resultado:

Tabela 4-8 - Comparação Econômica das Alternativas

Investimentos + Perdas (Rendimentos Necessários)		
Alternativa	Custos (R\$ x 10³)	(%)
Alt 1 - Coletora 230 kV	156.732,8583	122%
Alt 2A - Caladinho 230 kV	155.530,6514	121%
Alt 2B - Caladinho 138 kV	128.603,7674	100%
Alt 3 - Tabajara	178.211,4379	139%

- 3) A Alternativa 2B é a alternativa de mínimo custo global, entre as quatro alternativas analisadas, estando as demais acima do valor até o qual pode ser aceita a equivalência econômica.
- 4) A Alternativa 2B propicia o estabelecimento de novo ponto de fronteira para atendimento a Porto Velho, com maior qualidade e confiabilidade no atendimento à capital Porto Velho.
- 5) Dessa forma, a Alternativa 2B, suprimindo a região de Humaitá partir de nova SE na região de Caladinho, que será denominada Caladinho II, a qual também permitirá estabelecer nova transformação de fronteira 230/69 kV para reforço ao suprimento de Porto Velho, é a melhor opção para conectar Humaitá ao SIN.
- 6) A análise do condutor ótimo para a alternativa recomendada indicou o cabo 1x795 MCM Tern para a linha Humaitá Rede Básica – Caladinho II 138 kV.
- 7) A energização da linha, efetuada com o condutor indicado, apontou a necessidade de um reator manobrável, de 138 kV e 10 Mvar 3Φ, na linha Caladinho – Humaitá 138 kV, na extremidade de Humaitá.

- 8) Cabe ressaltar que como o fator determinante para a modulação do reator da linha em 138 kV Caladinho – Humaitá (terminal Humaitá) foi a manobra de energização (linha aberta), a avaliação de fatores de potência da carga de Humaitá inferiores a 0,98 indutivo não impactará a recomendação do equipamento.
- 9) No que se refere à transformação 230/138 kV da SE Caladinho II, optou-se por recomendar dois bancos de autotransformadores trifásicos de 40 MVA cada. Embora com custo previsto ligeiramente superior (da ordem de 7%) ao da alternativa com um banco de autotransformadores monofásicos com fase reserva (3+1) x 25 MVA, esta solução proporciona o benefício de maior confiabilidade no suprimento a Humaitá para falhas temporárias ou permanentes em equipamentos dessa nova subestação de fronteira.
- 10) A Alternativa 2B apresenta, até o ano horizonte de 2033, investimentos totais de cerca de R\$ 218.360.000,00 (duzentos e dezoito milhões, trezentos e sessenta mil reais), dos quais R\$ 79.494.000,00 (setenta e nove milhões, quatrocentos e noventa e quatro mil reais) correspondem às obras de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira e R\$ 138.863.000,00 (cento e trinta e oito milhões, oitocentos e sessenta e três mil reais) às obras no sistema de Distribuição que foram indicadas nas análises.
- 11) A parcela do custo da Alternativa 2B que corresponde às obras necessárias para a integração de Humaitá ao SIN em 2020 é de R\$ 152.708.000,00 (cento e cinquenta e dois milhões, setecentos e oito mil reais).

5 RECOMENDAÇÕES

Com base nas análises efetuadas, recomenda-se que:

- 1) A região de Humaitá seja suprida inicialmente através de linha em 138 kV, circuito simples, condutor Tern 1x795 MCM, com 210 km de extensão, conectada a uma nova SE 230/138 kV (Caladinho II) nas proximidades da subestação Caladinho 69 kV existente, e que secciona um dos circuitos em 230 kV entre as subestações Coletora Porto Velho e Porto Velho (ver Figura abaixo).

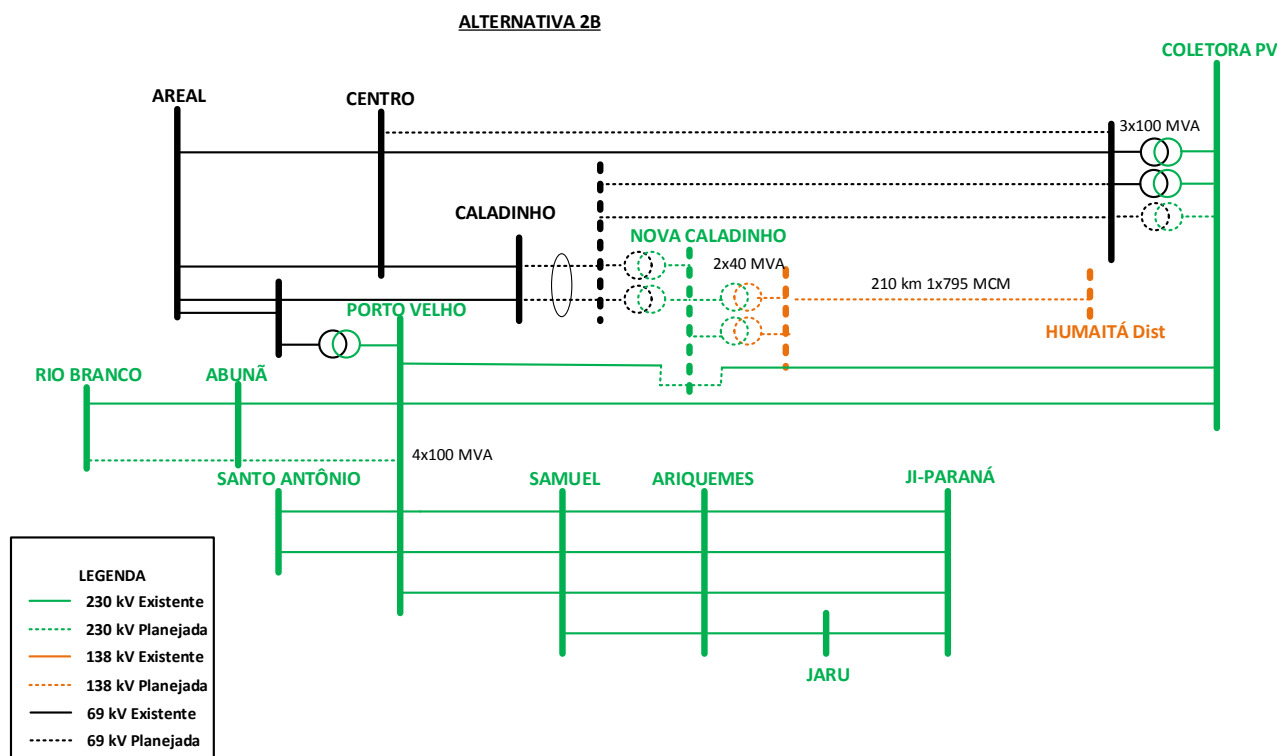


Figura 5-1 - Representação unifilar da recomendação (Alternativa 2B)

- 2) O atendimento à capital Porto Velho seja reforçado pela implantação das seguintes obras, que caracterizam um terceiro ponto de atendimento à Capital, Porto Velho:
 - Setor de 69 kV na nova SE Caladinho, com um autotransformador trifásico 230/69 kV, 100 MVA, e conectado à SE Caladinho existente por linha de distribuição 69 kV, circuito duplo, condutor 1x477 MCM, com 2 km de extensão, em 2024;
 - 2º autotransformador trifásico 230/69 kV, 100 MVA, em Caladinho, no ano de 2029.
- 3) Com essas obras, as transformações de fronteira na região de Porto Velho não apresentam problemas até o ano de 2033, quando é proposta a instalação do terceiro autotransformador trifásico 230/69 kV, 100 MVA na subestação Coletora Porto Velho, e nova linha em 69 kV entre essa SE e a SE de Distribuição Caladinho 69 kV, condutor 1x477 MCM, com 15 km de extensão.
- 4) A Eletrobrás Distribuição Rondônia desenvolva estudos para definir reforços em áreas específicas de seu sistema, uma vez que no horizonte analisado foram identificados problemas de sobrecargas em linhas e transformadores os quais independem das obras propostas no presente estudo.
- 5) O Programa de Obras de Rede Básica da Alternativa 2B, segmentado em obras de rede básica e distribuição e em obras para integração de Humaitá e obras para reforços no sistema de

transmissão de Rondônia é mostrado na Tabela 5-1, Tabela 5-2, Tabela 5-3, Tabela 5-4, Tabela 5-5 e Tabela 5-6 abaixo.

- 6) Nessa tabela, já estão incorporados os seguintes custos, cuja consideração não altera o “ranking” das alternativas, conforme determinado na comparação econômica:
- Condutor 1x795 MCM na linha Caladinho II – Humaitá 138 kV, determinado na análise do condutor ótimo;
 - Reator manobrável de 10 Mvar na linha Caladinho – Humaitá, no terminal de Humaitá 138 kV;

Tabela 5-1 - Obras recomendadas em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – conexão de Humaitá

Subestação	Ano	Qnt.	Fator	Custo (R\$ x 10 ³)
SE 230/138/69 kV CALADINHO II (Nova)				33.370,39
1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 40 MVA 3Φ	2020	2	1	8.603,75
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2020	2	1	6.232,53
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2020	2	1	4.557,77
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2020	1	1	2.680,05
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2020	1	1	1.751,37
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2		0,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		1		0,00
MIM - 230 kV	2020	1	1	1.053,48
MIM - 138 kV	2020	1	1	632,41
MIG (Terreno Rural)	2020	1	1	7.859,03
Custo Total (R\$ x 10³)				33.370,39

Tabela 5-2 - Obras recomendadas em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira – acesso da distribuidora à SE Caladinho II

Subestação	Ano	Qnt.	Fator	Custo (R\$ x 10 ³)
SE 230/138/69 kV CALADINHO II (Ampliação)				25.985,52
1º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2024	1	1	7.701,43
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2024	1	1	3.116,26
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2024	1	1	1.266,43
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT	2024	1	1	842,96
MIM - 230 kV	2024	1	1	351,16
MIM - 69 kV	2024	1	1	181,32
2º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2029	1	1	7.701,43
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2029	1	1	3.116,26
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2029	1	1	1.266,43
MIM - 230 kV	2029	1	1	351,16
MIM - 69 kV	2029	1	1	90,66
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		2		0,00
SE 230/69 kV Coletora Porto Velho (Ampliação)				12.525,95
3º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2033	1	1	7.701,43
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2033	1	1	3.116,26
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2033	1	1	1.266,43
MIM - 230 kV	2033	1	1	351,16
MIM - 69 kV	2033	1	1	90,66
Custo Total (R\$ x 10³)				38.511,46

Tabela 5-3 - Obras recomendadas em linhas de Rede Básica – conexão de Humaitá

Linha de Transmissão	Ano	Qnt.	Fator	Custo Total (R\$ x 10 ³)
----------------------	-----	------	-------	--------------------------------------

SECC LT 230 kV PORTO VELHO - COLETORA PORTO VELHO, C2, NA SE CALADINHO II (Nova)

10.898,81

EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2020	2	1	8.818,89
MIM - 230 kV	2020	1	1	702,32
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 1 km	2020	1	1	688,80
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 1 km	2020	1	1	688,80
Custo Total (R\$ x 10³)				10.898,81

Tabela 5-4 - Obras recomendadas em subestações da rede de Distribuição – conexão de Humaitá

Subestação de Distribuição	Ano	Qnt.	Fator	Custo Total (R\$ x 10 ³)
SE 138/13,8 kV HUMAITÁ - DISTRIBUIÇÃO (Nova)				17.461,28
1º e 2º TF 138/13,8 kV, 2 x 20 MVA 3Φ	2020	2	1	3.902,85
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2020	2	1	4.557,77
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS	2020	2	1	1.828,51
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2020	1	1	1.751,37
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		1		0,00
MIM - 138 kV	2020	1	1	632,41
MIG (Terreno Rural)	2020	1	1	4.788,37
Custo Total (R\$ x 10³)				17.461,28

Tabela 5-5 - Obras recomendadas em linhas de Distribuição – conexão de Humaitá

Linha de Distribuição	Ano	Qnt.	Fator	Custo Total (R\$ x 10 ³)
LT 138 kV CALADINHO II - HUMAITÁ, C1 (Nova)				102.098,98
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE CALADINHO II	2020	1	1	3.381,49
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE HUMAITÁ	2020	1	1	3.381,49
Circuito Simples 138 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 152,7 km	2020	152,7	1	43.217,34
Circuito Simples 138 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 56,0 km	2020	56,0	2,5	39.622,97
Circuito Simples 138 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 1,3 km	2020	1,3	20,8	7.652,89
Reator de Linha Manobrável 138 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // SE HUMAITÁ	2020	1	1	2.775,95
CRL (Conexão de Reator de Linha Man.) 138 kV, Arranjo BPT // SE HUMAITÁ	2020	1	1	1.434,43
MIM - 138 kV // SE CALADINHO II	2020	1	1	210,80
MIM - 138 kV // SE HUMAITÁ	2020	1	1	421,61
Custo Total (R\$ x 10³)				102.098,98

Tabela 5-6 - Obras recomendadas em linhas de Distribuição – acesso da distribuidora à SE Caladinho II

Linha de Distribuição	Ano	Qnt.	Fator	Custo Total (R\$ x 10 ³)
-----------------------	-----	------	-------	--------------------------------------

LD 69 kV CALADINHO II - COLETORA PORTO VELHO, C1C2 (Nova)

12.625,53

Circuito Duplo 69 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 15 km	2033	15	1	6.372,65
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE CALADINHO II	2033	2	1	2.945,12
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE COLETORA PV	2033	2	1	2.945,12
MIM - 69 kV // SE COLETORA PORTO VELHO	2033	1	1	181,32
MIM - 69 kV // SE CALADINHO II	2033	1	1	181,32

LD 69 kV CALADINHO II - CALADINHO, C1C2 (Nova)

6.677,72

Circuito Duplo 69 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 15 km	2024	1	1	424,84
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE CALADINHO II	2024	2	1	2.945,12
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE CALADINHO	2024	2	1	2.945,12
MIM - 69 kV // SE CALADINHO	2024	1	1	181,32
MIM - 69 kV // SE CALADINHO II	2024	1	1	181,32

Custo Total (R\$ x 10³) 19.303,24

7) A subestação Caladinho II 230/138/69 kV tenha previsão de espaço físico para a implantação futura das seguintes obras, além daquelas recomendadas nesse estudo:

- quatro entradas de linha em 500 kV;
- quatro entradas de linha em 230 kV;
- três entradas de linha em 138 kV;
- cinco entradas de linha em 69 kV;
- dois transformadores 500/230 kV
- dois transformadores 230/138 kV;
- dois transformadores 230/69 kV.

- **Observações:**

A conexão de Humaitá ao SIN foi concebida, em seu estágio inicial, sem o atendimento ao critério N-1, tendo em vista o porte das cargas envolvidas e o acréscimo significativo nos custos necessários para a conexão, caso tal critério fosse seguido de imediato; cabe salientar que o ONS já se manifestou favoravelmente quanto a esse aspecto, tendo informado que os Procedimentos de Rede admitem a utilização de critérios menos restritivos em situações excepcionais, entre elas a “integração de sistemas isolados ao SIN”.

Cabe mencionar que na época da emissão original do estudo a concepção para integrar Humaitá ao SIN vinha ao encontro das diretrizes vigentes para integração de sistemas isolados na tensão de 138 kV, com base no Decreto Nº 8.695, de 21 de março de 2016.

No entanto, posteriormente o referido Decreto foi revogado pelo Decreto nº 9.047, de 10 de maio de 2017, impossibilitando desta forma que as instalações no nível de tensão de 138 kV fossem objetos de licitação. Logo, entende-se que todas as instalações em nível de tensão inferior a 230 kV deverão ser implantadas pela distribuidora local.

Cabe ressaltar que encontra-se em andamento na EPE estudo para indicação de reforços no eixo em 230 kV de RO/MT, bem como escoamento de usinas futuras da bacia do rio Aripuanã, com previsão de implantação de pátio de 500 kV na SE Caladinho II. Em função disto, foi indicada na ficha de acompanhamento dos relatórios R1xR4 (item 21.3) uma possível expansão futura em 500 kV. Adicionalmente, foi inserido um diagrama esquemático simplificado com o posicionamento das linhas que acessariam a SE Caladinho II.

6 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS

As cargas máximas do município de Humaitá variam de 14 MW no ano de 2020 a 31 MW no ano horizonte do estudo, 2033.

Considerando o montante dessas cargas, a concepção das alternativas não contemplou o critério de continuidade do atendimento, na perda de elementos simples do sistema (critério N-1) com o objetivo de reduzir o investimento inicial nas obras, o que pode agilizar a incorporação da área ao Sistema Interligado Nacional – SIN, propiciando rapidamente maior qualidade ao seu atendimento e significativa redução dos custos associados à geração térmica local.

As alternativas propostas para análise foram definidas de forma a permitir sua evolução para atender ao critério N-1, quando o porte das cargas evoluir ao ponto de justificar esse acréscimo de investimentos; entretanto, o estudo também apresenta, para a alternativa de Mínimo Custo Global, as obras adicionais necessárias para chegar a essa meta, bem como os custos adicionais envolvidos.

6.1 Descrição das Alternativas

Com base no exposto acima, foram estabelecidas quatro alternativas conectando subestações da região de Porto Velho à futura subestação de Humaitá, por linhas nas tensões de 230 e 138 kV.

6.1.1 Alternativa 1 – Coletora Porto Velho – Humaitá 230 kV

Na Alternativa 1, a conexão com Humaitá é estabelecida através de linha de 230 kV, circuito simples, com 210 km de extensão, entre a subestação Coletora Porto Velho e uma nova subestação em Humaitá com transformação 230/138 kV.

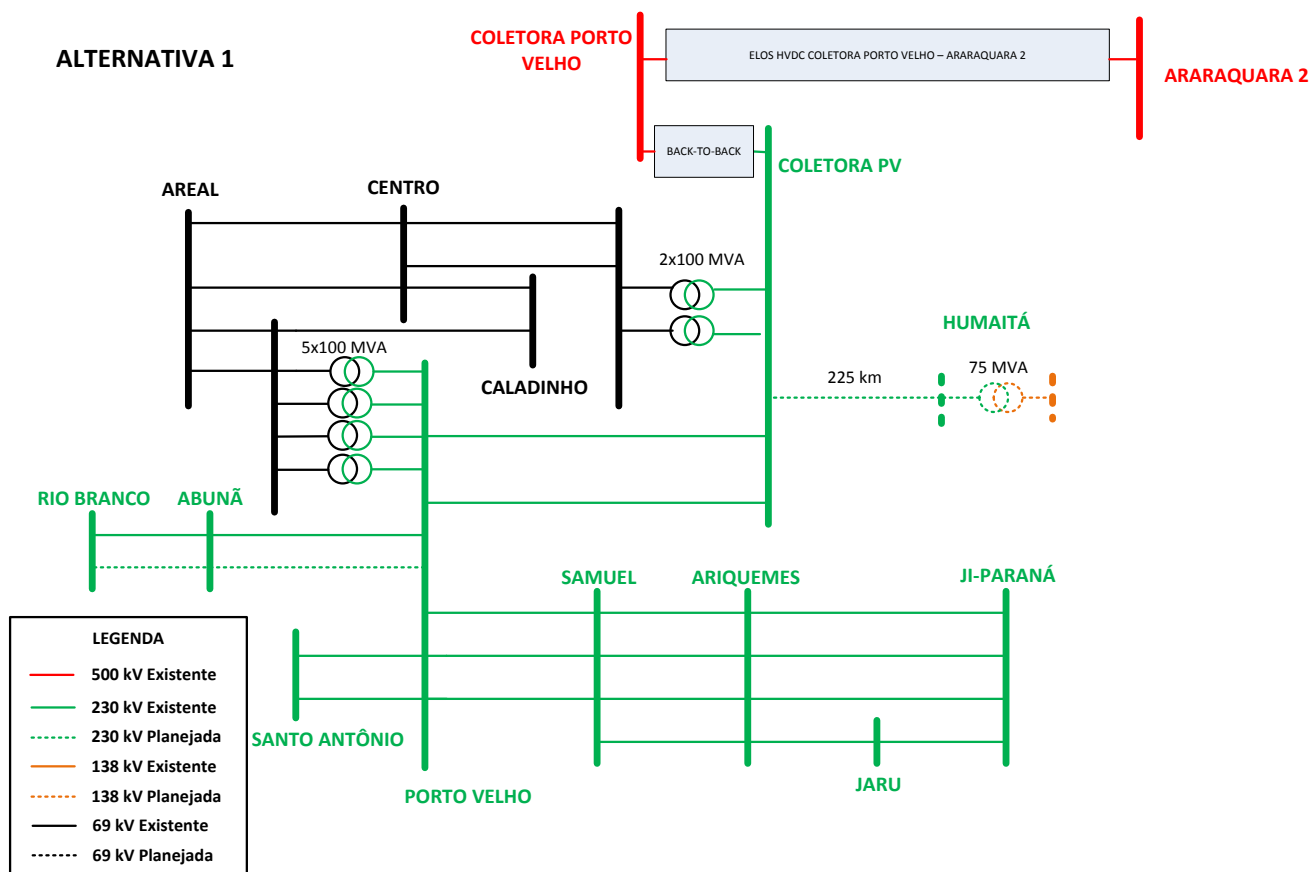


Figura 6-1 - Alternativa 1 – Coletora P. Velho / Humaitá 230 kV

6.1.2 Alternativa 2A – Caladinho II – Humaitá 230 kV

A Alternativa 2A consiste na implantação de nova subestação em 230 kV nas proximidades da subestação Caladinho 69 kV existente, conectada ao sistema através do seccionamento de um dos circuitos entre Coletora Porto Velho e Porto Velho, e ligada à nova subestação Humaitá 230/138 kV através de linha de 230 kV, circuito simples, com 195 km de extensão.

A Alternativa 2A prevê a criação de novo setor de 69 kV na nova subestação Caladinho II, com transformação 230/69 kV, e conectada à SE Caladinho 69 kV existente, implantando-se dessa forma novo ponto de fronteira na região de Porto Velho, que permitirá a redução do carregamento das linhas de distribuição de 69 kV ou nas transformações 230/69 kV existentes nas subestações Coletora Porto Velho e/ou Porto Velho, no momento em que ocorrer essa necessidade.

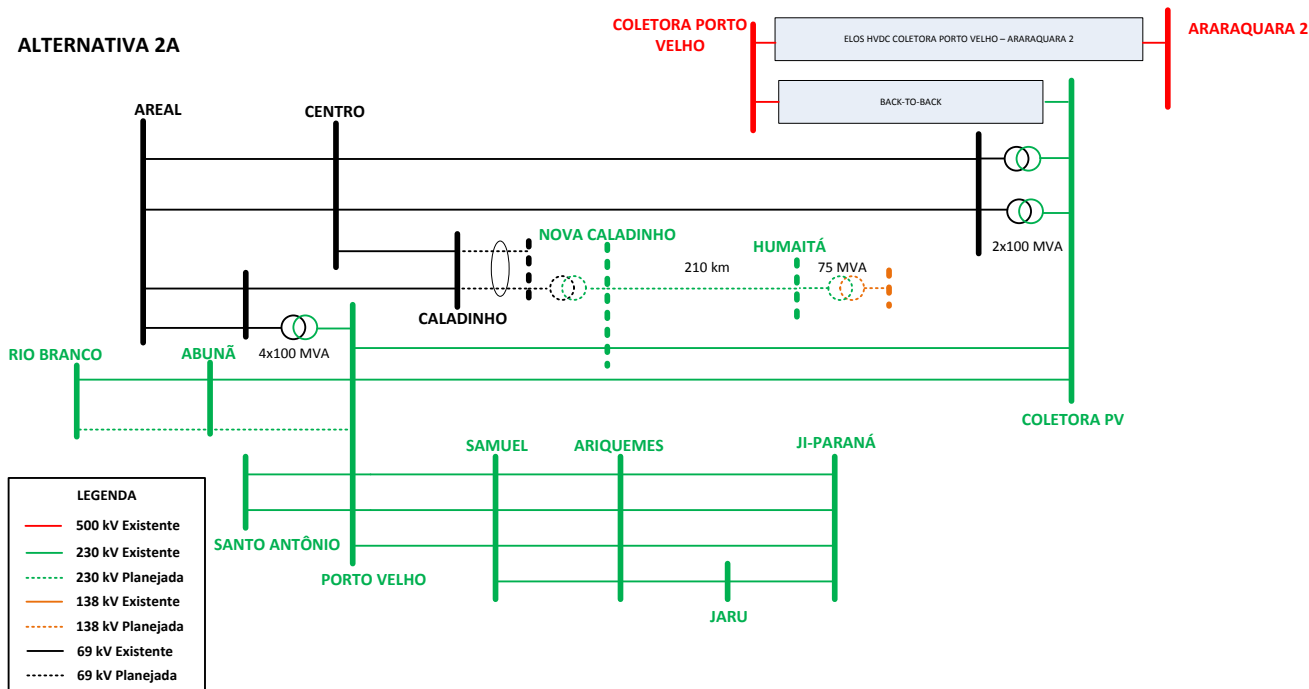


Figura 6-2 - Alternativa 2A – Caladinho II/ Humaitá 230 kV

6.1.3 Alternativa 2B – Caladinho II – Humaitá 138 kV

A Alternativa 2B, da mesma forma que a Alternativa 2A, consiste na implantação de nova subestação em 230 kV nas proximidades da subestação Caladinho 69 kV existente, conectada ao sistema através do seccionamento de um dos circuitos entre Coletora Porto Velho e Porto Velho, com transformação 230/138 kV e ligada à nova subestação Humaitá 138 kV através de linha de 138 kV, circuito simples, com 195 km de extensão.

A Alternativa 2B também prevê a criação de novo setor de 69 kV na nova subestação Caladinho II, com o mesmo objetivo já descrito para a Alternativa 2A.

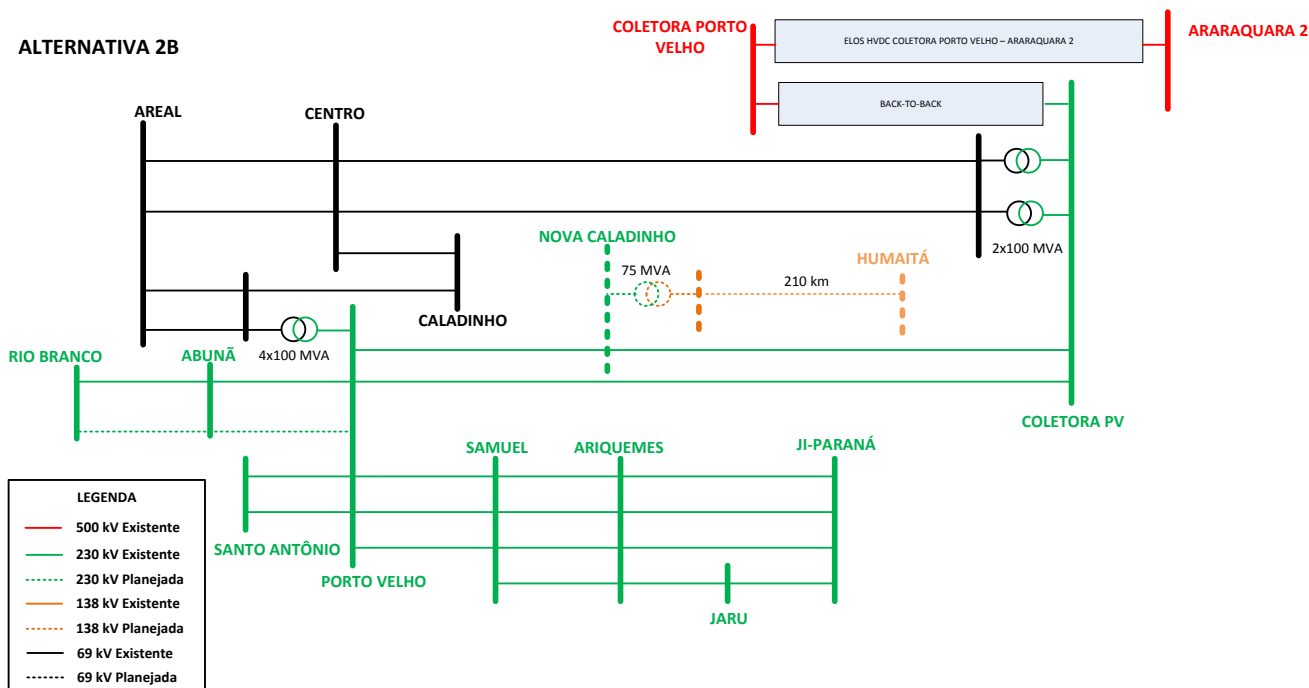


Figura 6-3 - Caladinho II/ Humaitá 138 kV

6.1.4 Alternativa 3 – Tabajara – Humaitá 230 kV

Na Alternativa 3, o atendimento a Humaitá é feito através de circuito simples em 230 kV, com 200 km de extensão, conectando a nova SE Humaitá 230/138 kV ao setor de 230 kV da futura UHE Tabajara.

Para viabilizar essa alternativa, há necessidade de antecipar parte das obras de conexão da usina para o ano de 2020, conforme indicado a seguir:

- Setor de 230 kV da subestação elevadora;
- Linha Ji-Paraná – Tabajara 230 kV;
- Ampliação da SE Ji-Paraná.

ALTERNATIVA 3

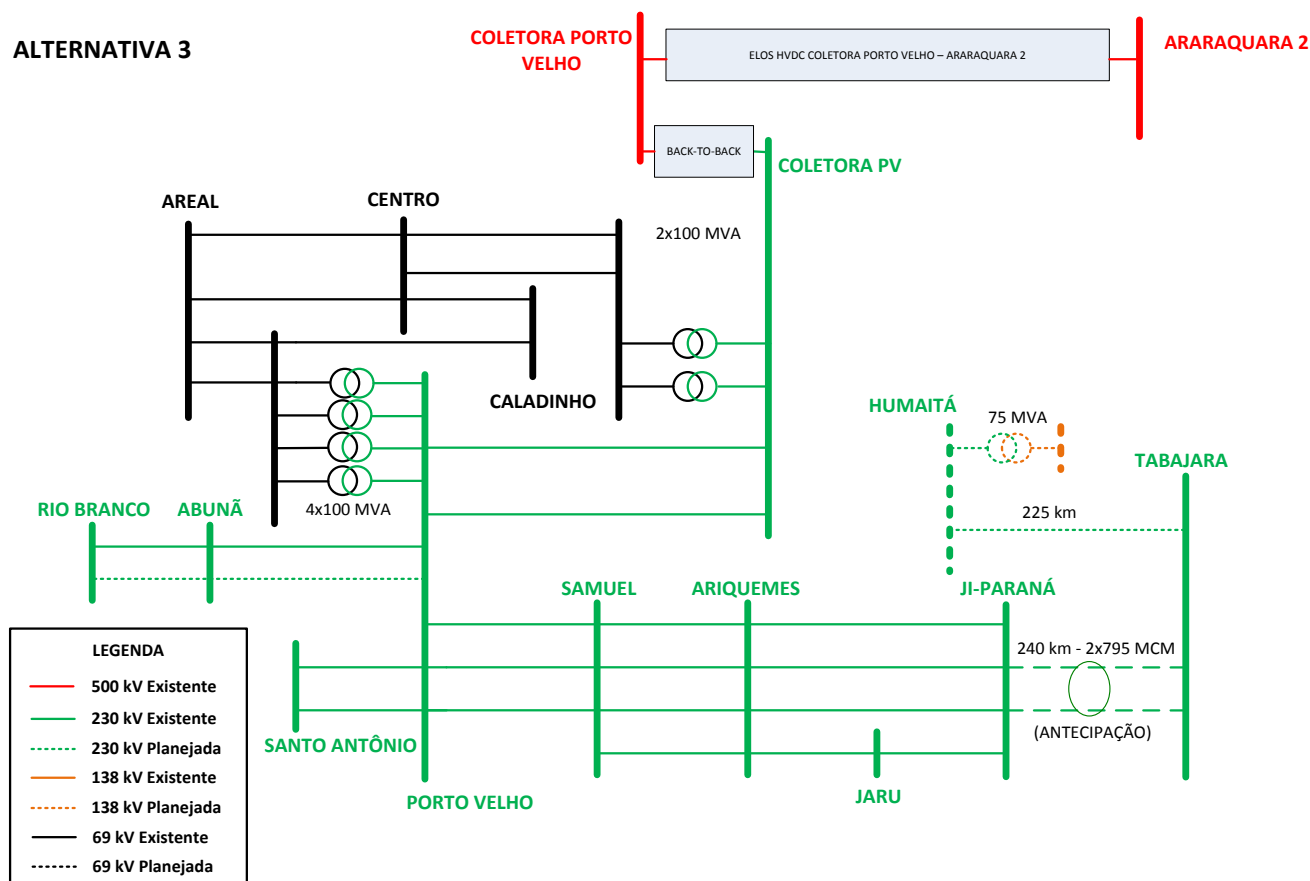


Figura 6-4 - Alternativa 3 –Tabajara / Humaitá 230 kV

6.2 Parâmetros Elétricos

Nas tabelas a seguir são mostrados os parâmetros elétricos das linhas e transformadores incorporados ao estudo, no estabelecimento das alternativas analisadas.

Para os novos transformadores 230/138 kV de Caladinho II foram adotados autotransformadores trifásicos, e nas subestações de fronteira 230/69 kV em Porto Velho foram utilizados transformadores trifásicos.

Em Caladinho II, na Alternativa 2B, foram utilizados dois autotransformadores trifásicos 230/138 kV de 40 MVA, considerando que trata-se de configuração de maior confiabilidade quando comparada à com um banco de autotransformadores monofásicos e fase reserva, e levando em conta ainda que a redução de custo obtida é de apenas 7,4 %.

Tabela 6-1 - Dados das Linhas de Transmissão

Linha de Transmissão	Parâmetros						Cabo
	Distância (km)	R (%)	X (%)	B (Mvar)	Cn (MVA)	Ce (MVA)	
LT 500 kV Jauru / Vilhena	354	0,3113	4,366	454,71	2840	3380	3 x 954
LT 500 kV Vilhena / Ji-Paraná	278	0,2444	3,4287	357,09	2840	3380	3 x 954
LT 500 kV Pimenta Bueno / Vilhena	160	0,1407	1,9733	205,52	2840	3380	3 x 954
LT 500 kV Pimenta Bueno / Ji-Paraná	118	0,1038	1,4553	151,57	2840	3380	3 x 954
LT 230 kV Coletora Porto Velho / Humaitá	210	4,3396	19,535	36,8	250	310	1 x 636
LT 230 kV Coletora Porto Velho / Caladinho	21,1	0,1228	1,3399	5,9751	450	760	2 X 954
LT 230 kV Caladinho / Porto Velho	13,9	0,0809	0,8827	3,9362	450	760	2 X 954
LT 230 kV Caladinho / Humaitá	195	3,8000	18,3630	34,177	247	309	1 x 636
LT 230 kV Tabajara / Humaitá	200	3,8932	18,8240	35,063	247	309	1 x 636
LT 138 kV Caladinho / Humaitá	195	19,8320	48,9950	12,6890	98	122	1 x 336
LT 69 kV Coletora / Caladinho	17,7	4,7550	15,5520	0,2771	61	76	1 X 477

Tabela 6-2 - Dados dos Transformadores

Transformação	Cn (MVA)	Ce (MVA)	X (%) Base 100 MVA
Humaitá 230/138	75	90	13,33
Caladinho 230/138	75	90	13,33
Coletora Porto Velho 230/69	100	120	12,00
Caladinho II 230/69	100	120	12,00
Caladinho II 230/138	40	48	30,00

7 ANÁLISE DO DESEMPENHO ELÉTRICO DAS ALTERNATIVAS

Devido à constatação da ocorrência de sobrecarga em regime normal na linha de distribuição Coletora Porto Velho – Centro 69 kV desde o ano inicial do estudo, em todas as alternativas foi considerada a antecipação para 2020 da entrada em operação do 2º circuito entre essas subestações, que originalmente estava previsto para 2022.

No item 18 do relatório são mostrados os diagramas de fluxo de potência das alternativas analisadas.

7.1 Alternativa 1 - SE Coletora Porto Velho – Humaitá 230 kV

O atendimento a Humaitá na Alternativa 1 é realizado através de circuito simples em 230 kV a partir da SE Coletora Porto Velho.

O sistema não apresenta problemas de desempenho até o ano de 2024, quando na perda de um dos transformadores de Porto Velho ocorre sobrecarga nas unidades remanescentes, sendo necessária a entrada do quinto transformador nessa subestação, o que conduz ao esgotamento do espaço físico disponível no local.

No ano de 2029, a perda de um dos transformadores de Porto Velho torna a acarretar sobrecarga nas unidades remanescentes, problema que pode ser solucionado pela instalação da terceira unidade de transformação na SE Coletora Porto Velho.

Entretanto, com a entrada do 3º Transformador, as linhas de distribuição 69 kV entre Coletora Porto Velho e Centro apresentam sobrecarga em operação normal, indicando-se como solução implantar ligação em 69 kV, circuito duplo, entre as subestações Coletora e Caladinho.

Em 2033 a perda de uma das cinco unidades da SE Porto Velho acarreta sobrecarga nas remanescentes, tornando-se necessária a instalação da quarta unidade de transformação na SE Coletora Porto Velho.

7.2 Alternativa 2A – SE Caladinho II 230/69 kV – Humaitá 230 kV

A Alternativa 2A prevê o seccionamento da LT 230 kV Coletora Porto Velho – Porto Velho nas proximidades da subestação de distribuição Caladinho 69 kV, implantando-se nova subestação em 230 kV para atender Humaitá através de circuito simples nessa tensão.

Até o ano de 2023 inclusive não foram identificados problemas no sistema da região, verificando-se que em 2024 a perda de um transformador em Porto Velho provoca sobrecarga nos transformadores remanescentes.

Considerando a proximidade da nova subestação com centros de carga atendidos por Porto Velho, foi proposta nesse ano, como solução do problema, a implantação de setor de 69 kV, conectado diretamente à subestação existente de Caladinho, a uma distância de cerca de dois quilômetros, dispondo de uma unidade trifásica de transformação 230/69, com 100 MVA de capacidade de carregamento.

Em 2029, é necessário o 2º transformador 230/69 kV em Caladinho II, também devido a sobrecarga na transformação de Porto Velho quando da perda de uma unidade transformadora ou da perda do único transformador de Caladinho.

No ano de 2033, a perda de um transformador em Porto Velho volta a provocar carregamentos acima do limite nos transformadores remanescentes.

Com o 3º transformador em Coletora Porto Velho, a contingência apresenta sobrecarga marginal, da ordem de 2%.

Além disso, verifica-se que com essa configuração, em regime normal, ocorre sobrecarga nas linhas de distribuição entre as subestações Coletora e Centro, que é eliminada com o reforço de um circuito duplo em 69 kV entre Coletora Porto Velho e Caladinho.

A sobrecarga verificada na transformação de Porto Velho, em contingência, deixa de existir com o reforço proposto na Distribuição, o qual transfere parte do atendimento à Caladinho para a subestação Coletora Porto Velho, aliviando dessa forma o fluxo através dos transformadores de Porto Velho.

7.3 Alternativa 2B – SE Caladinho II 230/138/69 kV – Humaitá 138 kV

A Alternativa 2B é derivada da Alternativa 2A, mantendo-se o seccionamento da LT 230 kV Coletora Porto Velho – Porto Velho, criando setor de 138 kV e transformação 230/138 kV na nova subestação, para atender Humaitá através de circuito simples em 138 kV.

No ano de 2024, a perda de um transformador em Porto Velho provoca sobrecarga nos transformadores remanescentes. Para solução desse problema, é necessário um novo ponto de transformação a partir da Rede Básica. Assim, propõe-se a entrada de um transformador entre os setores já existentes de 230 e 69 kV de Caladinho.

O desempenho elétrico do sistema nessa alternativa é idêntico ao da Alternativa 2A, sendo indicados os mesmos reforços, nas mesmas datas, a saber:

- Implantação de setor de 69 kV na nova SE, conectado diretamente à subestação existente de Caladinho, a de cerca de dois quilômetros, com uma unidade trifásica de transformação 230/69, com 100 MVA de capacidade de carregamento, em 2024;
- 2º transformador 230/69 kV em Caladinho, em 2029;
- 3º transformador em Coletora Porto Velho, em 2033;
- Circuito duplo em 69 kV entre Coletora Porto Velho e Caladinho, em 2033.

7.4 Alternativa 3 – SE Tabajara – Humaitá 230 kV

A Alternativa 3 prevê que o atendimento a Humaitá será feito a partir da subestação 230 kV da futura UHE Tabajara, com entrada em operação prevista nesse estudo para o ano de 2022, através de circuito simples nessa tensão.

Desse modo, uma vez que está sendo considerada a integração de Humaitá ao SIN a partir de 2020, há necessidade de antecipar o setor de 230 kV da UHE e a linha conexão da usina, que está prevista para ser conectada na subestação de Ji-Paraná.

O desempenho elétrico do sistema nessa alternativa é idêntico ao da Alternativa 1, sendo indicados os mesmos reforços, nas mesmas datas, a saber:

- 5º transformador 230/69 kV em Porto Velho, em 2024;

- 3º transformador 230/69 kV em Coletora Porto Velho, em 2029;
- LD 69 kV, circuito duplo, entre Coletora Porto Velho e Caladinho, em 2029;
- 4º transformador 230/69 kV em Coletora Porto Velho, em 2033.

8 PERDAS ELÉTRICAS DAS ALTERNATIVAS

As perdas foram determinadas ano a ano no período 2020-2033, utilizando-se para a região Acre-Rondônia o patamar de carga média, que é quando ocorre a maior demanda do sistema, e para a carga de Humaitá a carga máxima do município.

Utilizando-se um fator de cargas igual a 0,9, foi obtido o fator de perdas de 0,82 para a determinação das perdas anualizadas de energia, a partir das perdas instantâneas obtidas nas simulações, conforme mencionado no parágrafo anterior.

Para fins de comparação econômica, foram determinadas as perdas diferenciais entre as alternativas, e o custo das perdas foi considerado com valor de R\$193,00/MWh.

As perdas instantâneas no período de carga máxima para cada ano das alternativas analisadas são mostradas a seguir.

Tabela 8-1 - Perdas das Alternativas

Alternativas	Perdas - Carga Pesada [MW]														
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
ALT 1 - Humaita 230 kV	60,2	63,3	77,3	146,2	112,5	199,9	170,5	114,1	128,9	183,7	217,7	263,2	299,2	385	
ALT 2A - Caladinho 230 kV	60,4	63,4	77,5	146,4	111	197,9	168,5	112,2	127,1	182,3	215,6	260,7	296,2	383,5	
ALT 2B - Caladinho 138 kV	60,6	63,7	77,8	146,7	111,2	198,3	168,8	112,6	127,2	183,1	217,4	262	297,6	385,3	
ALT 3 - Tabajara	60.9	63.8	77.8	145.6	112	198.5	169.4	112.9	127.3	180.8	214.2	258.7	292.4	377.4	

A partir desses valores de perdas, são determinadas as perdas diferenciais entre as alternativas, indicadas na tabela abaixo.

Tabela 8-2 - Perdas Diferenciais das Alternativas

Alternativas	Perdas Diferenciais [MW]														
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
ALT 1 - Humaita 230 kV	0	0	0	0,6	1,5	2	2	1,9	1,8	2,9	3,5	4,5	6,8	7,6	
ALT 2A - Caladinho 230 kV	0,2	0,1	0,2	0,8	0	0	0	0	0	1,5	1,4	2	3,8	6,1	
ALT 2B - Caladinho 138 kV	0,4	0,4	0,5	1,1	0,2	0,4	0,3	0,4	0,1	2,3	3,2	3,3	5,2	7,9	
ALT 3 - Tabajara	0,7	0,5	0,5	0	1	0,6	0,9	0,7	0,2	0	0	0	0	0	

As perdas diferenciais instantâneas foram utilizadas para a determinação das perdas anualizadas de energia, e seus custos associados, os quais constam da próxima tabela.

Tabela 8-3 - Custos das Perdas Diferenciais

Alternativas	Custos Anualizados das Perdas Diferenciais - R\$ $\times 10^6$														
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
ALT 1 - Humaita 230 kV	0,0	0,0	0,0	0,8	2,1	2,8	2,8	2,6	2,5	4,0	4,8	6,2	9,4	10,5	
ALT 2A - Caladinho 230 kV	0,3	0,1	0,3	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	1,9	2,8	5,3	8,4	
ALT 2B - Caladinho 138 kV	0,6	0,6	0,7	1,5	0,3	0,6	0,4	0,6	0,1	3,2	4,4	4,6	7,2	10,9	
ALT 3 - Tabajara	1,0	0,7	0,7	0,0	1,4	0,8	1,2	1,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Os custos anualizados das perdas diferenciais entre as alternativas, referidos ao ano de 2020, são mostrados a seguir.

Tabela 8-4 - Custos das Perdas Diferenciais Referidos a 2020

Valor Presente do Custo das Perdas Diferenciais (Ano 2020)	
Alternativas	R\$ $\times 10^6$
ALT 1 - Humaita 230 kV	23,232
ALT 2A - Caladinho 230 kV	9,842
ALT 2B - Caladinho 138 kV	16,596
ALT 3 - Tabajara	5,288

Para uso na comparação econômica das alternativas, foram considerados os custos anualizados diferenciais entre elas, referidos ao ano de 2020, com a taxa de atualização de 8% a.a, conforme tabela abaixo.

Tabela 8-5 - Custos Diferenciais das Perdas das Alternativas

Valor Presente do Custo Diferencial das Perdas (Ano 2020)	
Alternativas	R\$ $\times 10^6$
ALT 1 - Humaita 230 kV	17,945
ALT 2A - Caladinho 230 kV	4,554
ALT 2B - Caladinho 138 kV	11,309
ALT 3 - Tabajara	0,000

9 CUSTOS DAS OBRAS DAS ALTERNATIVAS

Para determinar os investimentos das alternativas, para fins de comparação econômica, foi adotado o Método dos Rendimentos Necessários, onde se determina, para cada ano em que ocorre um investimento, um valor de desembolsos para um período de 30 anos, os quais, atualizados para o ano inicial do estudo, correspondem ao valor de investimento em questão.

Em seguida, a série de desembolsos é truncada no décimo ano do período, e cada uma dessas parcelas é trazida a valor presente, para o ano inicial da análise.

Para realização dos cálculos econômicos foram considerados para todas as alternativas os dados abaixo:

Parcelas	30
Taxa de Juros	8% a.a
Ano Inicial	2020
Truncamento	2033

Os custos dos equipamentos foram obtidos da Base de Preços de Referência da ANEEL – Ref. 07/2015.

É importante mencionar que na Alternativa 3 – Tabajara – Humaitá 230 kV foi considerado apenas o custo da antecipação das obras em Tabajara, o que é necessário para permitir a conexão de Humaitá no ano de 2020.

A seguir, são apresentados os programas de obras das alternativas analisadas, com seus respectivos custos, utilizados na comparação econômica.

Tabela 9-1 - Obras e Custos da Alternativa 1 - Coletora – Humaitá 230 kV

Alternativa 1 - Descrição das Obras	Ano de Entrada	Quantidade	Fator	Custo Unitário x Fator (R\$ x 10³)	Custo Total (R\$ x 10³)	Valor Presente Ano de 2020 (R\$ x 10³)
SE 138/13,8 kV SE HUMAITÁ (NOVA SUBESTAÇÃO DISTRIBUIÇÃO) (Nova)						
1º e 2º TF 138/13,8 kV, 2 x 20 MVA 3Φ	2020	2,0	1,0	1951,43	17.461,28	17.461,28
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2020	2,0	1,0	2278,88	4.557,77	4.557,77
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS	2020	2,0	1,0	914,25	1.828,51	1.828,51
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2020	1,0	1,0	1751,37	1.751,37	1.751,37
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		1,0			0,00	0,00
MIM - 138 kV	2020	1,0	1,0	632,41	632,41	632,41
MIG (Terreno Rural)	2020	1,0	1,0	4788,37	4.788,37	4.788,37
SE 230/138 kV HUMAITÁ (NOVA SUBESTAÇÃO) (Nova)						
1º TF 230/138 kV, (3+1R) x 25 MVA 1Φ	2020	4,0	1,0	2824,77	11.299,08	11.299,08
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2020	1,0	1,0	3116,26	3.116,26	3.116,26
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2020	1,0	1,0	2278,88	2.278,88	2.278,88
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2020	1,0	1,0	2680,05	2.680,05	2.680,05
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2020	1,0	1,0	1751,37	1.751,37	1.751,37
1º Reator de Barra 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ	2020	1,0	1,0	3987,07	3.987,07	3.987,07
CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4	2020	1,0	1,0	2981,41	2.981,41	2.981,41
MIM - 230 kV	2020	1,0	1,0	1053,48	1.053,48	1.053,48
MIM - 138 kV	2020	1,0	1,0	421,61	421,61	421,61
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		1,0			0,00	0,00
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		1,0			0,00	0,00
MIG (Terreno Rural)	2020	1,0	1,0	7225,28	7.225,28	7.225,28
SE 230/69 kV PORTO VELHO (Ampliação/Adequação)						
1º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2024	1,0	1,0	7701,43	12.525,95	9.206,95
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	3116,26	3.116,26	2.290,55
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2024	1,0	1,0	1266,43	1.266,43	930,86
MIM - 230 kV	2024	1,0	1,0	351,16	351,16	258,11
MIM - 69 kV	2024	1,0	1,0	90,66	90,66	66,64
SE 230/69 kV COLETORA PORTO VELHO (Ampliação/Adequação)						
3º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2029	1,0	1,0	7701,43	25.051,90	10.871,86
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2029	1,0	1,0	3116,26	3.116,26	3.852,63
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2029	1,0	1,0	1266,43	1.266,43	1.558,91
MIM - 230 kV	2029	1,0	1,0	351,16	351,16	633,53
MIM - 69 kV	2029	1,0	1,0	90,66	90,66	175,67
4º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2023	1,0	1,0	7701,43	7.701,43	45,35
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2023	1,0	1,0	3116,26	3.116,26	2.831,80
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2023	1,0	1,0	1266,43	1.266,43	1.145,84
MIM - 230 kV	2023	1,0	1,0	351,16	351,16	465,66
MIM - 69 kV	2023	1,0	1,0	90,66	90,66	129,12
LT 138 kV HUMAITÁ (REDE BÁSICA) - HUMAITÁ, C1 (Nova)						
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 3 km	2020	3,0	1,0	304,18	8.097,14	8.097,14
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE HUMAITÁ (REDE BÁSICA)	2020	1,0	1,0	3381,49	912,55	912,55
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE HUMAITÁ	2020	1,0	1,0	3381,49	3.381,49	3.381,49
MIM - 138 kV // SE HUMAITÁ (REDE BÁSICA)	2020	1,0	1,0	210,80	3.381,49	3.381,49
MIM - 138 kV // SE HUMAITÁ	2020	1,0	1,0	210,80	210,80	210,80
LT 69 kV COLETORA PORTO VELHO - CALADINHO, C1 e C2 (CD) (Nova)						
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 15 km	2029	15,0	1,0	424,84	12.625,53	6.315,91
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE COLETORA PORTO VELHO	2029	2,0	1,0	1472,56	6.372,65	3.187,91
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE CALADINHO	2029	2,0	1,0	1472,56	2.945,12	1.473,29
MIM - 69 kV // SE COLETORA PORTO VELHO	2029	1,0	1,0	181,32	2.945,12	1.473,29
MIM - 69 kV // SE CALADINHO	2029	1,0	1,0	181,32	181,32	90,71
LT 230 kV COLETORA PORTO VELHO - HUMAITÁ, C1 (Nova)						
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE COLETORA PORTO VELHO	2020	1,0	1,0	4409,44	122.781,33	122.781,33
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE HUMAITÁ	2020	1,0	1,0	4409,44	4.409,44	4.409,44
MIM - 230 kV // SE COLETORA PORTO VELHO	2020	1,0	1,0	351,16	4.409,44	4.409,44
MIM - 230 kV // SE HUMAITÁ	2020	1,0	1,0	351,16	351,16	351,16
Circuito Simples 230 kV, 1x636 MCM, 225 km	2020	167,7	1,0	338,35	351,16	351,16
Circuito Simples 230 kV, 1x636 MCM, 225 km	2020	56,0	1,0	845,89	56.741,30	56.741,30
Circuito Simples 230 kV, 1x636 MCM, 225 km	2020	1,3	1,0	7037,68	47.369,84	47.369,84
Custo Total (R\$ x 10³)					235.337,60	211.528,94
Valor Presente - Ano de 2020 (Rendimentos Necessários)					138.788,19	

Tabela 9-2 - Obras e Custos da Alternativa 2A - Caladinho II 230/69 kV - Humaitá 230 kV

Alternativa 2A - Descrição das Obras	Ano de Entrada	Quantidade	Fator	Custo Unitário x Fator (R\$ x 10³)	Custo Total (R\$ x 10³)	Valor Presente Ano de 2020 (R\$ x 10³)
SE 138/13,8 kV SE HUMAITÁ (NOVA SUBESTAÇÃO DISTRIBUIÇÃO) (Nova)						
1º e 2º TF 138/13,8 kV, 2 x 20 MVA 3Ø	2020	2,0	1,0	1951,43	17.461,28	17.461,28
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2020	2,0	1,0	2278,88	3.902,85	3.902,85
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS	2020	2,0	1,0	914,25	4.557,77	4.557,77
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2020	1,0	1,0	1751,37	1.828,51	1.828,51
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		1,0			1.751,37	1.751,37
MIM - 138 kV	2020	1,0	1,0	632,41	0,00	0,00
MIG (Terreno Rural)	2020	1,0	1,0	4788,37	632,41	632,41
					4.788,37	4.788,37
SE 230/138 kV HUMAITÁ (NOVA SUBESTAÇÃO) (Nova)						
1º TF 230/138 kV, (3+1R) x 25 MVA 1Ø	2020	4,0	1,0	2824,77	36.816,25	36.816,25
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2020	1,0	1,0	3116,26	11.299,08	11.299,08
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2020	1,0	1,0	2278,88	3.116,26	3.116,26
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2020	1,0	1,0	2680,05	2.278,88	2.278,88
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2020	1,0	1,0	1751,37	2.680,05	2.680,05
1º Reator de Barra 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Ø	2020	1,0	1,0	3987,07	1.751,37	1.751,37
CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4	2020	1,0	1,0	2981,41	3.987,07	3.987,07
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2,0			2.981,41	2.981,41
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		1,0			0,00	0,00
MIM - 230 kV	2020	1,0	1,0	1053,48	0,00	0,00
MIM - 138 kV	2020	1,0	1,0	421,61	1.053,48	1.053,48
MIG (Terreno Rural)	2020	1,0	1,0	7247,04	421,61	421,61
					7.247,04	7.247,04
SE 230/69 kV COLETORA PORTO VELHO (Ampliação/Adequação)						
3º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Ø	2033	1,0	1,0	7701,43	12.525,95	4.605,77
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2033	1,0	1,0	3116,26	7.701,43	2.831,80
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2033	1,0	1,0	1266,43	3.116,26	1.145,84
MIM - 230 kV	2033	1,0	1,0	351,16	1.266,43	465,66
MIM - 69 kV	2033	1,0	1,0	90,66	351,16	129,12
					90,66	33,34
LT 138 kV HUMAITÁ (REDE BÁSICA) - HUMAITÁ, C1 (Nova)						
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 3 km	2020	3,0	1,0	304,18	8.097,14	8.097,14
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE HUMAITÁ (REDE BÁSICA)	2020	1,0	1,0	3381,49	912,55	912,55
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE HUMAITÁ	2020	1,0	1,0	3381,49	3.381,49	3.381,49
MIM - 138 kV // SE HUMAITÁ (REDE BÁSICA)	2020	1,0	1,0	210,80	3.381,49	3.381,49
MIM - 138 kV // SE HUMAITÁ	2020	1,0	1,0	210,80	210,80	210,80
					210,80	210,80
SE 230/69 kV CALADINHO II (Nova)						
1º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Ø	2024	1,0	1,0	7701,43	35.704,91	25.878,67
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	3116,26	7.701,43	5.660,78
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2024	1,0	1,0	1266,43	3.116,26	2.290,55
MIM - 230 kV	2024	1,0	1,0	351,16	1.266,43	930,86
MIM - 69 kV	2024	1,0	1,0	181,32	351,16	258,11
2º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Ø	2029	1,0	1,0	7701,43	181,32	133,28
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2029	1,0	1,0	3116,26	7.701,43	3.852,63
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2029	1,0	1,0	1266,43	3.116,26	1.558,91
MIM - 230 kV	2029	1,0	1,0	351,16	1.266,43	633,53
MIM - 69 kV	2029	1,0	1,0	90,66	351,16	175,67
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2020	1,0	1,0	2680,05	90,66	45,35
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT	2024	1,0	1,0	842,96	2.680,05	2.680,05
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		2,0			842,96	619,60
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		3,0			0,00	0,00
MIG (Terreno Rural)	2020	1,0	1,0	7039,35	0,00	0,00
					7.039,35	7.039,35
LT 230 kV CALADINHO - HUMAITÁ, C1 (Nova)						
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE CALADINHO	2020	1,0	1,0	4409,44	117.706,08	117.706,08
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE HUMAITÁ	2020	1,0	1,0	4409,44	4.409,44	4.409,44
MIM - 230 kV // SE CALADINHO	2020	1,0	1,0	351,16	4.409,44	4.409,44
MIM - 230 kV // SE HUMAITÁ	2020	1,0	1,0	351,16	351,16	351,16
Circuito Simples, 230 kV, 1x636 MCM, 210 km	2020	152,7	1,0	338,35	351,16	351,16
Circuito Simples, 230 kV, 1x636 MCM, 210 km	2020	56,0	1,0	845,89	51.666,05	51.666,05
Circuito Simples 230 kV, 1x636 MCM, 210 km	2020	1,3	1,0	7037,68	47.369,84	47.369,84
					9.148,98	9.148,98
SECC LT 230 kV PORTO VELHO - COLETORA PORTO VELHO, C1, NA SE CALADINHO II (Nova)						
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2020	2,0	1,0	4409,44	10.898,81	10.898,81
MIM - 230 kV	2020	1,0	1,0	702,32	8.818,89	8.818,89
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 1 km	2020	1,0	1,0	688,80	702,32	702,32
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 1 km	2020	1,0	1,0	688,80	688,80	688,80
					688,80	688,80
LT 69 kV CALADINHO II - CALADINHO, C1 e C2 (CD) (Nova)						
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE CALADINHO II	2024	2,0	1,0	1472,56	6.713,12	4.934,34
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE CALADINHO	2024	2,0	1,0	1472,56	2.945,12	2.164,75
MIM - 69 kV // SE CALADINHO II	2024	1,0	1,0	181,32	2.945,12	2.164,75
MIM - 69 kV // SE CALADINHO	2024	1,0	1,0	181,32	181,32	133,28
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 1 km	2024	1,0	1,0	460,25	181,32	133,28
					460,25	338,30
LT 69 kV CALADINHO II - COLETORA PORTO VELHO, C1 e C2 (CD) (Nova)						
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE CALADINHO II	2033	2,0	1,0	1472,56	12.625,53	4.642,38
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE COLETORA PORTO VELHO	2033	2,0	1,0	1472,56	2.945,12	1.082,91
MIM - 69 kV // SE CALADINHO II	2033	1,0	1,0	181,32	181,32	66,67
MIM - 69 kV // SE COLETORA PORTO VELHO	2033	1,0	1,0	181,32	181,32	66,67
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 15 km	2033	15,0	1,0	424,84	6.372,65	2.343,21
Custo Total (R\$ x 10³)					258.549,06	231.040,71
Valor Presente - Ano de 2020 (Rendimentos Necessários)					150.976,39	

Tabela 9-3 - Obras e Custos da Alternativa 2B - Caladinho II 230/138/69 kV – Humaitá 138 kV

Alternativa 2B - Descrição das Obras	Ano de Entrada	Quantidade	Fator	Custo Unitário x Fator (R\$ x 10³)	Custo Total (R\$ x 10³)	Valor Presente Ano de 2020 (R\$ x 10³)
SE 230/69 kV COLETORA PORTO VELHO (Ampliação/Adequação)					12.525,95	4.605,77
3º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3φ	2033	1,0	1,0	7701,43	7.701,43	2.831,80
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2033	1,0	1,0	3116,26	3.116,26	1.145,84
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2033	1,0	1,0	1266,43	1.266,43	465,66
MIM - 230 kV	2033	1,0	1,0	351,16	351,16	129,12
MIM - 69 kV	2033	1,0	1,0	90,66	90,66	33,34
SE 230/69 kV CALADINHO II (Nova)					56.069,64	46.243,40
1º TF 230/138 kV, (3+1R) x 25 MVA 1φ	2020	4,0	1,0	2824,77	11.299,08	11.299,08
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2020	1,0	1,0	3116,26	3.116,26	3.116,26
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2020	1,0	1,0	2278,88	2.278,88	2.278,88
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2020	1,0	1,0	2680,05	2.680,05	2.680,05
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2020	1,0	1,0	1751,37	1.751,37	1.751,37
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2,0			0,00	0,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		1,0			0,00	0,00
MIM - 230 kV	2020	1,0	1,0	702,32	702,32	702,32
MIM - 138 kV	2020	1,0	1,0	421,61	421,61	421,61
1º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3φ	2024	1,0	1,0	7701,43	7.701,43	5.660,78
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	3116,26	3.116,26	2.290,55
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2024	1,0	1,0	1266,43	1.266,43	930,86
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT	2024	1,0	1,0	842,96	842,96	619,60
MIM - 230 kV	2024	1,0	1,0	351,16	351,16	258,11
MIM - 69 kV	2024	1,0	1,0	181,32	181,32	133,28
2º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3φ	2029	1,0	1,0	7701,43	7.701,43	3.852,63
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2029	1,0	1,0	3116,26	3.116,26	1.558,91
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2029	1,0	1,0	1266,43	1.266,43	633,53
MIM - 230 kV	2029	1,0	1,0	351,16	351,16	175,67
MIM - 69 kV	2029	1,0	1,0	90,66	90,66	45,35
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		2,0			0,00	0,00
MIG (Terreno Rural)	2020	1,0	1,0	7834,55	7.834,55	7.834,55
SECC LT 230 kV PORTO VELHO - COLETORA PORTO VELHO, C1, NA SE CALADINHO II (Nova)					10.898,81	10.898,81
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2020	2,0	1,0	4409,44	8.818,89	8.818,89
MIM - 230 kV	2020	1,0	1,0	702,32	702,32	702,32
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 1 km	2020	1,0	1,0	688,80	688,80	688,80
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 1 km	2020	1,0	1,0	688,80	688,80	688,80
LT 138 kV CALADINHO II - HUMAITÁ, C1 (Nova)					94.300,88	94.300,88
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE CALADINHO II	2020	1,0	1,0	3381,49	3.381,49	3.381,49
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE HUMAITÁ	2020	1,0	1,0	3381,49	3.381,49	3.381,49
MIM - 138 kV // SE CALADINHO II	2020	1,0	1,0	210,80	210,80	210,80
MIM - 138 kV // SE HUMAITÁ	2020	1,0	1,0	210,80	210,80	210,80
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM, 210 km	2020	152,7	1,0	272,46	41.604,64	41.604,64
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM, 210 km	2020	1,3	1,0	5667,12	7.367,26	7.367,26
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM, 210 km	2020	56,0	1,0	681,15	38.144,40	38.144,40
LT 69 kV CALADINHO II - COLETORA PORTO VELHO, C1C2 (Nova)					12.625,53	4.642,38
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 15 km	2033	15,0	1,0	424,84	6.372,65	2.343,21
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE CALADINHO II	2033	2,0	1,0	1472,56	2.945,12	1.082,91
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE COLETORA PORTO VELHO	2033	2,0	1,0	1472,56	2.945,12	1.082,91
MIM - 69 kV // SE COLETORA PORTO VELHO	2033	1,0	1,0	181,32	181,32	66,67
MIM - 69 kV // SE CALADINHO II	2033	1,0	1,0	181,32	181,32	66,67
LT 69 kV CALADINHO II - CALADINHO, C1C2 (Nova)					6.677,72	4.908,32
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 15 km	2024	1,0	1,0	424,84	424,84	312,27
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE CALADINHO II	2024	2,0	1,0	1472,56	2.945,12	2.164,75
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE CALADINHO	2024	2,0	1,0	1472,56	2.945,12	2.164,75
MIM - 69 kV // SE CALADINHO	2024	1,0	1,0	181,32	181,32	133,28
MIM - 69 kV // SE CALADINHO II	2024	1,0	1,0	181,32	181,32	133,28
SE 138/13,8 kV HUMAITÁ - DISTRIBUIÇÃO (Nova)					17.461,28	17.461,28
1º e 2º TF 138/13,8 kV, 2 x 20 MVA 3φ	2020	2,0	1,0	1951,43	3.902,85	3.902,85
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2020	2,0	1,0	2278,88	4.557,77	4.557,77
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS	2020	2,0	1,0	914,25	1.828,51	1.828,51
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2020	1,0	1,0	1751,37	1.751,37	1.751,37
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		1,0			0,00	0,00
MIM - 138 kV	2020	1,0	1,0	632,41	632,41	632,41
MIG (Terreno Rural)	2020	1,0	1,0	4788,37	4.788,37	4.788,37
SE 138 kV HUMAITÁ - REDE BÁSICA (Nova)					6.736,10	6.736,10
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2020	1,0	1,0	1751,37	1.751,37	1.751,37
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2,0			0,00	0,00
MIM - 138 kV	2020	1,0	1,0	210,80	210,80	210,80
MIG (Terreno Rural)	2020	1,0	1,0	4773,93	4.773,93	4.773,93
LT 138 kV HUMAITÁ - REDE BÁSICA - HUMAITÁ - DISTRIBUIÇÃO, C1 (Nova)					8.097,14	8.097,14
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 3 km	2020	3,0	1,0	304,18	912,55	912,55
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE HUMAITÁ - REDE BÁSICA	2020	1,0	1,0	3381,49	3.381,49	3.381,49
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE HUMAITÁ - DISTRIBUIÇÃO	2020	1,0	1,0	3381,49	3.381,49	3.381,49
MIM - 138 kV // SE HUMAITÁ - REDE BÁSICA	2020	1,0	1,0	210,80	210,80	210,80
MIM - 138 kV // SE HUMAITÁ - DISTRIBUIÇÃO	2020	1,0	1,0	210,80	210,80	210,80
				Custo Total (R\$ x 10³)	225.393,05	197.894,08
Valor Presente - Ano de 2020 (Rendimentos Necessários)						127.708,90

Tabela 9-4 - Obras e Custos da Alternativa 3 - Tabajara – Humaitá 230 kV

Alternativa 3 - Descrição das Obras	Ano de Entrada	Quantidade	Fator	Custo Unitário x Fator (R\$ x 10³)	Custo Total (R\$ x 10³)	Valor Presente Ano de 2020 (R\$ x 10³)
SE 230/138 kV HUMAITÁ Rede Básica (Nova)					29.453,08	29.453,08
1º TF 230/138 kV, (3+1R) x 25 MVA 1φ	2020	4,00	1,0	2824,77	11.299,08	11.299,08
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2020	1,00	1,0	3116,26	3.116,26	3.116,26
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2020	1,00	1,0	2278,88	2.278,88	2.278,88
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2020	1,00	1,0	2680,05	2.680,05	2.680,05
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2020	1,00	1,0	1751,37	1.751,37	1.751,37
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		1,0			0,00	0,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		1,0			0,00	0,00
MIM - 230 kV	2020	1,00	1,0	702,32	702,32	702,32
MIM - 138 kV	2020	1,00	1,0	421,61	421,61	421,61
MIG (Terreno Rural)	2020	1,00	1,0	7203,51	7.203,51	7.203,51
SE 138 kV HUMAITÁ Distribuição (Nova)					18.187,11	18.187,11
1º e 2º TF 138/13,8 kV, 2 x 20 MVA 3φ	2020	2,00	1,0	1951,43	3.902,85	3.902,85
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2020	2,00	1,0	2278,88	4.557,77	4.557,77
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS	2020	2,00	1,0	914,25	1.828,51	1.828,51
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2020	1,00	1,0	1751,37	1.751,37	1.751,37
MIM - 138 kV	2020	1,00	1,0	632,41	632,41	632,41
MIM - 13,8 kV	2020	1,00	1,0	181,32	181,32	181,32
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		1,0			0,00	0,00
EL (Entrada de Linha) 13,8 kV, Arranjo BS		1,0			0,00	0,00
MIG (Terreno Rural)	2020	1,00	1,0	5332,87	5.332,87	5.332,87
SE 230/69 kV PORTO VELHO (Ampliação/Adequação)					20.891,14	15.355,61
5º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3φ	2024	1,00	1,0	7701,43	7.701,43	5.660,78
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2024	1,00	1,0	3116,26	3.116,26	2.290,55
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2024	1,00	1,0	1266,43	1.266,43	930,86
MIM - 230 kV	2024	1,00	1,0	351,16	351,16	258,11
MIM - 69 kV	2024	1,00	1,0	90,66	90,66	66,64
MIG (Terreno Urbano)	2024	1,00	1,0	8365,19	8.365,19	6.148,67
SE 230/69 kV COLETORA PV (Ampliação/Adequação)					25.051,90	10.871,86
3º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3φ	2029	1,00	1,0	7701,43	7.701,43	3.852,63
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2029	1,00	1,0	3116,26	3.116,26	1.558,91
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2029	1,00	1,0	1266,43	1.266,43	633,53
MIM - 230 kV	2029	1,00	1,0	351,16	351,16	175,67
MIM - 69 kV	2029	1,00	1,0	90,66	90,66	45,35
4º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3φ	2033	1,00	1,0	7701,43	7.701,43	2.831,80
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2033	1,00	1,0	3116,26	3.116,26	1.145,84
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2033	1,00	1,0	1266,43	1.266,43	465,66
MIM - 69 kV	2033	1,00	1,0	90,66	90,66	33,34
MIM - 230 kV	2033	1,0	1,0	351,16	351,16	129,12
SE 230 kV TABAJARA Custo Antecipação (Nova)					2.399,35	2.399,35
1º Reator de Barra 230 kV, 1 x 15 Mvar 3φ	2020	1,0	1,0	3987,07	568,80	568,80
CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4	2020	1,0	1,0	2981,41	425,33	425,33
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2020	1,0	1,0	2680,05	382,34	382,34
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2020	3,0			0,00	0,00
MIM - 230 kV	2020	1,0	1,0	702,32	100,19	100,19
MIG (Terreno Rural)	2020	1,0	1,0	6467,66	922,68	922,68
LT 230 kV TABAJARA - JI-PARANÁ, C1 Custo Antecipação (Nova)					35.934,94	35.934,94
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 240 km	2020	240,0	1,0	867,46	29.700,68	29.700,68
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE TABAJARA	2020	2,0	1,0	4409,44	1.258,11	1.258,11
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JI-PARANÁ	2020	2,0	1,0	4409,44	1.258,11	1.258,11
MIG-A // SE JI-PARANÁ	2020	1,0	1,0	1699,97	242,52	242,52
Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 15 Mvar 3φ // SE TABAJARA	2020	2,0	1,0	3987,07	1.137,60	1.137,60
Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 15 Mvar 3φ // SE JI-PARANÁ	2020	2,0	1,0	3987,07	1.137,60	1.137,60
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4 // SE TABAJARA	2020	2,0	1,0	1401,12	399,77	399,77
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JI-PARANÁ	2020	2,0	1,0	1401,12	399,77	399,77
MIM - 230 kV // SE TABAJARA	2020	1,0	1,0	1404,64	200,39	200,39
MIM - 230 kV // SE JI-PARANÁ	2020	1,0	1,0	1404,64	200,39	200,39
LT 230 kV TABAJARA - HUMAITÁ, C1 (Nova)					142.355,61	142.355,61
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 157,7 km	2020	157,7	1,0	338,35	53.358,46	53.358,46
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 56 km	2020	56,0	2,5	845,89	47.369,59	47.369,59
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1,3 km	2020	1,3	1,0	7037,68	9.148,98	9.148,98
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE TABAJARA	2020	1,0	1,0	4409,44	4.409,44	4.409,44
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE HUMAITÁ	2020	1,0	1,0	4409,44	4.409,44	4.409,44
Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 15 Mvar 3φ // SE TABAJARA	2020	2,0	1,0	3987,07	7.974,13	7.974,13
Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 15 Mvar 3φ // SE HUMAITÁ	2020	2,0	1,0	3987,07	7.974,13	7.974,13
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4 // SE TABAJARA	2020	2,0	1,0	1401,12	2.802,23	2.802,23
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4 // SE HUMAITÁ	2020	2,0	1,0	1401,12	2.802,23	2.802,23
MIM - 230 kV // SE TABAJARA	2020	1,0	1,0	1053,48	1.053,48	1.053,48
MIM - 230 kV // SE HUMAITÁ	2020	1,0	1,0	1053,48	1.053,48	1.053,48
LT 138 kV HUMAITÁ - REDE BÁSICA - HUMAITÁ - DISTRIBUIÇÃO, C1 (Nova)					8.097,14	8.097,14
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 3 km	2020	3,0	1,0	304,18	912,55	912,55
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE HUMAITÁ - REDE BÁSICA	2020	1,0	1,0	3381,49	3.381,49	3.381,49
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE HUMAITÁ - DISTRIBUIÇÃO	2020	1,0	1,0	3381,49	3.381,49	3.381,49
MIM - 138 kV // SE HUMAITÁ - REDE BÁSICA	2020	1,0	1,0	210,80	210,80	210,80
MIM - 138 kV // SE HUMAITÁ - DISTRIBUIÇÃO	2020	1,0	1,0	210,80	210,80	210,80
LT 69 kV COLETORA PV - CALADINHO, C1 (Nova)					12.625,53	6.315,91
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 15 km	2029	15,0	1,0	424,84	6.372,65	3.187,91
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE COLETORA PV	2029	2,0	1,0	1472,56	2.945,12	1.473,29
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // SE CALADINHO	2029	2,0	1,0	1472,56	2.945,12	1.473,29
MIM - 69 kV // SE COLETORA PV	2029	1,0	1,0	181,32	181,32	90,71
MIM - 69 kV // SE CALADINHO	2029	1,0	1,0	181,32	181,32	90,71
				Custo Total (R\$ x 10³)	294.995,78	268.970,60
Valor Presente - Ano de 2020 (Rendimentos Necessários)					178.211,44	

10 COMPARAÇÃO ECONÔMICA

A tabela a seguir apresenta os custos das obras das alternativas, indicando o valor total e o valor total utilizando o Método dos Rendimentos Necessários, conforme descrito no item 10 anterior.

Os valores apresentados estão referidos ao ano de 2020.

Tabela 10-1 - Investimentos Totais das Alternativas.

Alternativa	Custos das Obras (Investimentos)			
	Valor Presente		Rendimentos Necessários	
	Custos (R\$ x 10 ³)	%	Custos (R\$ x 10 ³)	%
Alt 1 - Coletora 230 kV	211528,94	116%	138788,1932	118%
Alt 2A - Caladinho 230 kV	231040,7144	126%	150976,3934	129%
Alt 2B - Caladinho 138 kV	183060,8423	100%	117294,8923	100%
Alt 3 - Tabajara	268970,5985	147%	178211,4379	152%

Na tabela a seguir estão os valores finais dos custos das alternativas, referidos a 2020, correspondentes à soma dos custos de obras obtidos com o Método dos Rendimentos Necessários com o custo diferencial das perdas elétricas de cada uma delas.

Tabela 10-2 - Comparação Econômica das Alternativas

Investimentos + Perdas (Rendimentos Necessários)		
Alternativa	Custos (R\$ x 10 ³)	(%)
Alt 1 - Coletora 230 kV	156.732,8583	122%
Alt 2A - Caladinho 230 kV	155.530,6514	121%
Alt 2B - Caladinho 138 kV	128.603,7674	100%
Alt 3 - Tabajara	178.211,4379	139%

A alternativa de menor custo total é a denominada Alternativa 2B, que consiste basicamente no atendimento à Humaitá por nova linha em 138 kV, em circuito simples, com 210 km de extensão, que se conecta à subestação Caladinho II.

11 CUSTO EVITADO DE GERAÇÃO TÉRMICA COM A INTEGRAÇÃO DE HUMAITÁ

Com o objetivo de reforçar a vantagem do ponto de vista econômico de integrar a carga de Humaitá ao SIN, foi realizada uma aproximação do gasto anual com geração térmica no atendimento à carga da região.

Para tal, foram obtidos internamente na EPE (área de projetos de geração) dados de custo de aluguel, operação e manutenção de geradores diesel, bem como do combustível propriamente dito.

Os diversos dados informados foram obtidos com base em leilões recentes de sistemas isolados e preço de postos que abastecem atualmente os geradores diesel em Humaitá, bem como em cotações atualizadas da EPE.

Dentre os dados disponibilizados pela área de projetos de geração da EPE está a energia informada para a região de Humaitá, em MWh. Com base neste valor, foi estimado o fator de carga para a região, o qual foi considerado constante para os anos subsequentes ao inicial (2020), de forma a estimar a energia para cada ano.

A Tabela 11-1 mostra o resultado dos cálculos realizados.

Tabela 11-1 – Custo de geração térmica anual para Humaitá

Ano	Potência Instalada (MW)	Nº de horas em operação, por dia	Energia (MWh)	Fator de Carga	Custo Fixo - Aluguel, Operação e Manutenção dos geradores a diesel (R\$/ano)	Custo Variável - Custo de Combustível				Custo Total da Geração Térmica a Diesel (R\$/ano)
						Consumo de combustível (litros/MWh)	Custo do Combustível (Diesel, em R\$/litro)	Custo do Combustível (Diesel, em R\$/MWh)	Custo variável total (R\$/ano)	
2020	14,2	24	53710,0	0,43	R\$ 20.448.000	253	3,09	782,02	R\$ 42.002.294	R\$ 62.450.294
2021	15,1	24	56987,9	0,43	R\$ 20.448.000	253	3,09	782,02	R\$ 44.565.691	R\$ 65.013.691
2022	16,1	24	60622,9	0,43	R\$ 20.448.000	253	3,09	782,02	R\$ 47.408.304	R\$ 67.856.304
2023	17,1	24	64431,1	0,43	R\$ 20.448.000	253	3,09	782,02	R\$ 50.386.420	R\$ 70.834.420
2024	18,3	24	68943,7	0,43	R\$ 20.448.001	253	3,09	782,02	R\$ 53.915.384	R\$ 74.363.385
2025	19,4	24	73079,7	0,43	R\$ 20.448.002	253	3,09	782,02	R\$ 57.149.777	R\$ 77.597.779
2026	20,6	24	77464,2	0,43	R\$ 20.448.003	253	3,09	782,02	R\$ 60.578.587	R\$ 81.026.590

De acordo com a tabela, estima-se que o custo total de geração térmica para a região de Humaitá considerando as cargas informadas na Tabela 4-2 seja de cerca de R\$ 340,52 milhões para os 5 primeiros anos de análise (2020 a 2024).

Para comparar o custo de evitado de geração térmica, na Tabela 11-2 foram calculados períodos de *payback* para os Custos Totais, que incluem a integração de Humaitá e reforços no sistema de Rondônia (detalhados na Tabela 9-1, Tabela 9-2, Tabela 9-3 e Tabela 9-4) e para os Custos Humaitá, que contabilizam apenas as obras recomendadas devido à integração de Humaitá.

Tabela 11-2 - Período de *payback* para as diferentes alternativas do estudo

Alternativa	Payback	
	Custos Totais	Custos Humaitá
1	3 anos e 7 meses	2 anos e 11 meses
2 A	3 anos e 11 meses	3 anos e 1 meses
2 B	3 anos e 3 meses	2 anos e 5 meses
3	4 anos e 5 meses	3 anos e 7 meses

Em função da indicação da Tabela 11-2, conclui-se que o tempo de retorno do investimento para integração das cargas de Humaitá comparado ao custo de geração térmica necessário para supri-las é de 2 anos e 5 meses.

Mais ainda, para efeitos de comparação, ainda que se considerasse o investimento de todo o plano de obras do estudo (obras de Rede Básica e de Rede de Distribuição no horizonte 2020-2033), ou seja, o montante de R\$218,4 milhões, o *payback* das obras seria de aproximadamente 3 anos e 3 meses.

12 DETERMINAÇÃO DO CONDUTOR ÓTIMO

As análises desenvolvidas indicaram para a integração de Humaitá ao SIN linha de transmissão em 138 kV, circuito simples, um subcondutor por fase, utilizando-se nas simulações iniciais o subcondutor 1x636 MCM.

Para a determinação do condutor ótimo, foram selecionadas linhas de 138 kV, com bitola 636, 795 e 954 MCM, compatíveis com os carregamentos esperados na linha.

A vida econômica adotada foi de 30 anos, utilizando-se o custo de perdas de energia de R\$193,00/MWh e taxa de juros de 8% a.a.

O carregamento previsto na linha foi de 30 MW, compatível com a carga de Humaitá no ano horizonte do estudo.

Os resultados obtidos estão mostrados nas tabelas e figuras a seguir.

Tabela 12-1 - Comparação dos Custos

Nome	Bitola (MCM)	Formação	Custo da Linha de Transmissão por km	Custo das Perdas Diferenciais por km	Total
			10 ³ R\$/km	10 ³ R\$/km	
Grosbeak	636	26/7	272,46	24,59	297,05
Tern	795	45/7	283,02	11,20	294,22
Rail	954	45/7	303,89	0,00	303,89

A figura a seguir apresenta os custos de instalação para as três configurações selecionadas.

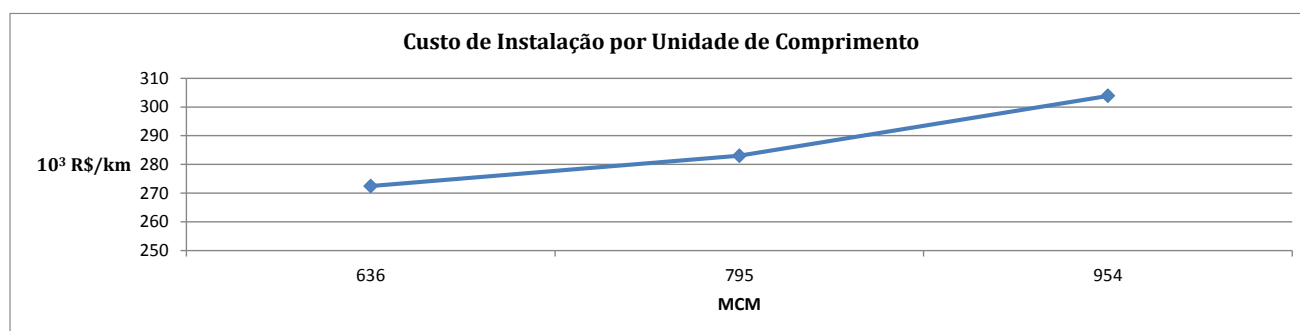


Figura 12-1 - Custos de Instalação

As comparações dos dois casos de carregamento, considerando o custo das perdas elétricas, são mostradas nas próximas figuras.

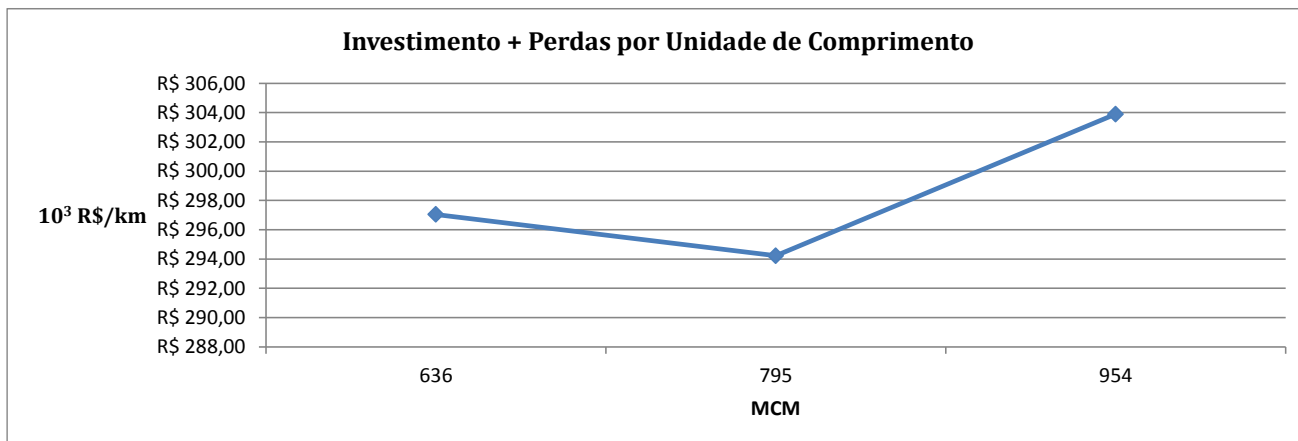


Figura 12-2 - Custos de Instalação e Perdas

Com base na comparação das tabelas e figuras mostradas, a análise para determinação do condutor ótimo indica a utilização de um subcondutor por fase, Tern, bitola 795 MCM, formação 45/7, como o condutor mais adequado para a conexão de Humaitá ao SIN.

13 ANÁLISE DE ENERGIZAÇÃO DE LINHA

A análise de energização de linhas foi realizada para a Alternativa 2B, que apresentou menor custo global entre as alternativas analisadas.

O cenário adotado foi o Norte Importador, no patamar de carga leve, o qual apresenta menor fluxo nas linhas de transmissão da região.

As simulações indicaram que há necessidade de instalação de um reator para permitir a energização, reduzindo a tensão na barra de Caladinho 138 kV e na extremidade aberta da linha.

Na emissão original deste estudo o reator foi alocado na barra da SE Caladinho 138 kV, porém após interações com o ONS, foi exposta a maior flexibilidade operativa do mesmo na linha, na extremidade de Humaitá, tendo este fato motivado uma revisão do estudo para verificar a viabilidade da mudança e o levantamento dos custos associados.

Os resultados das novas simulações podem ser observados nas Figuras Figura 13-1 a Figura 13-4.

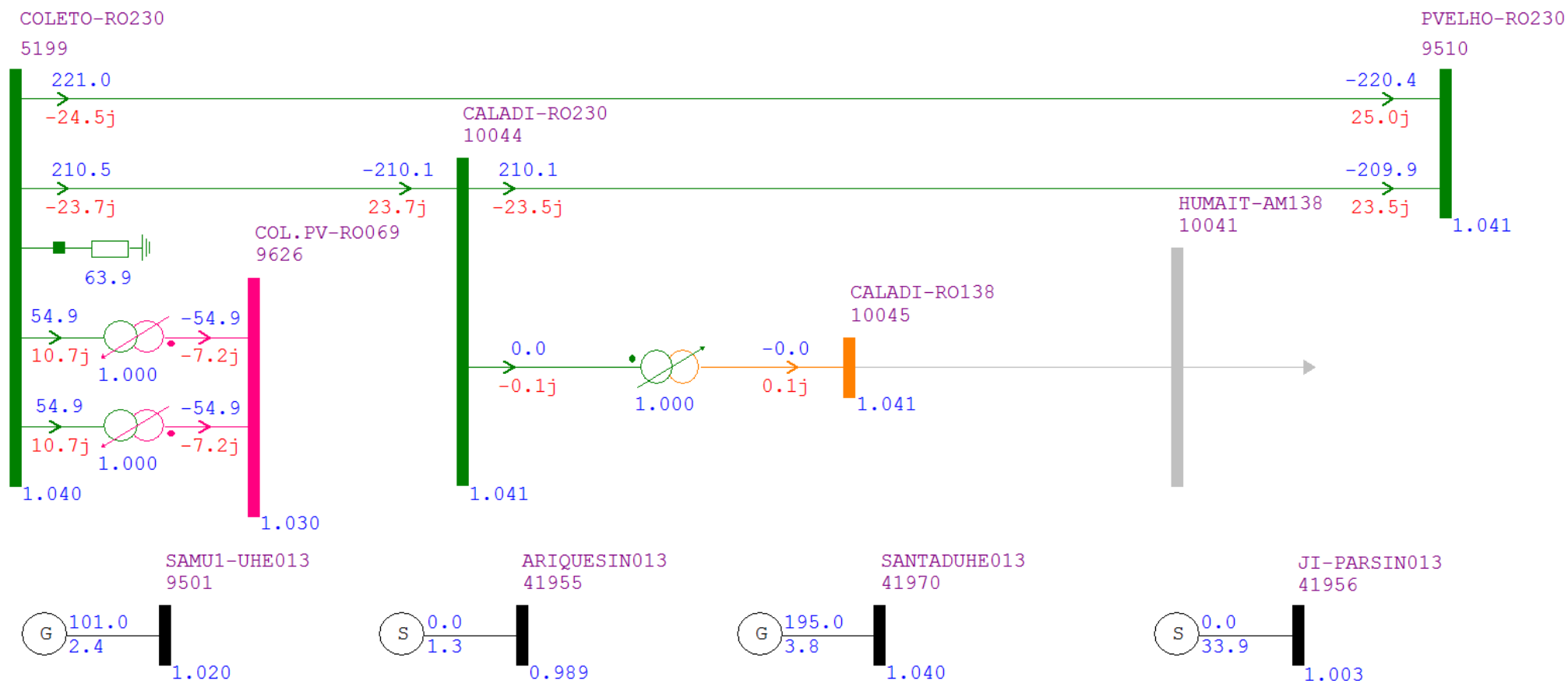


Figura 13-1 - Sistema pré-energização

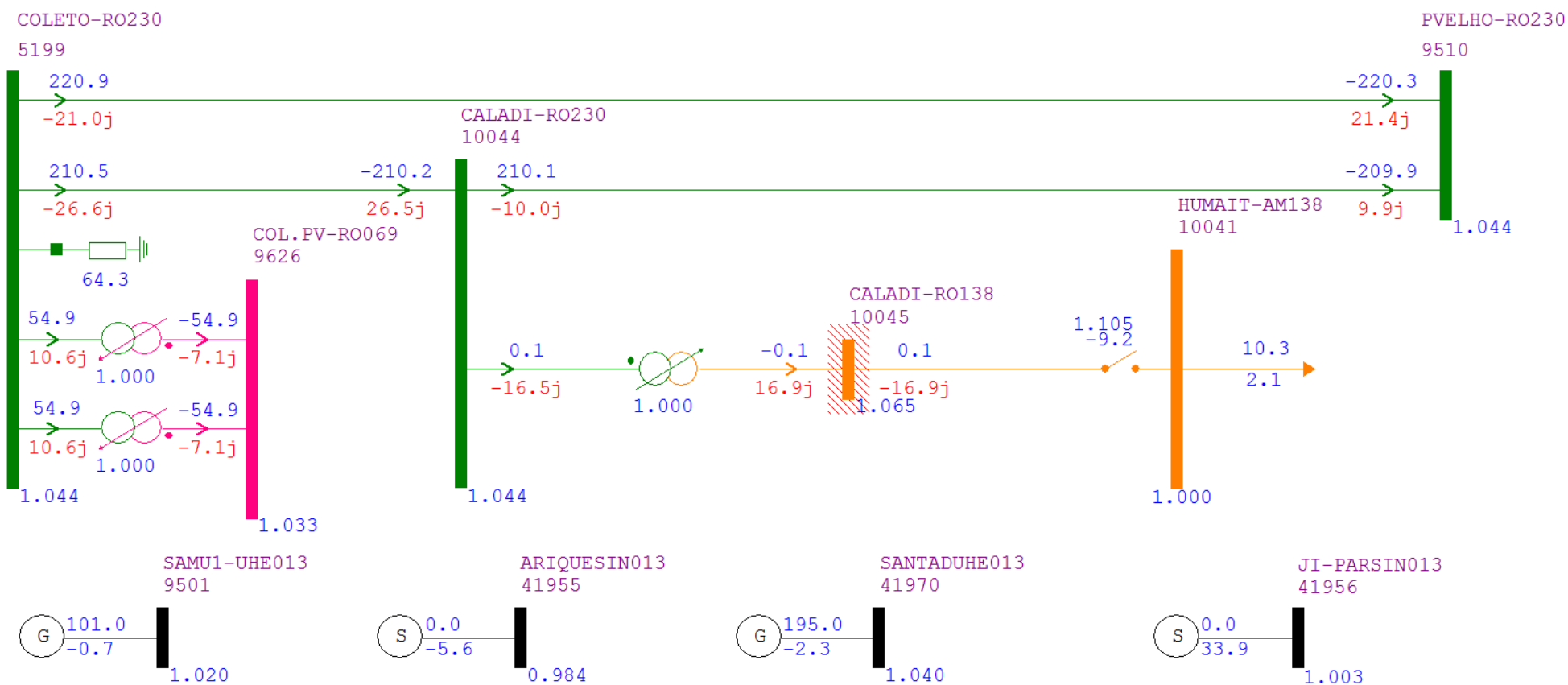


Figura 13-2 – Energização sem reatores

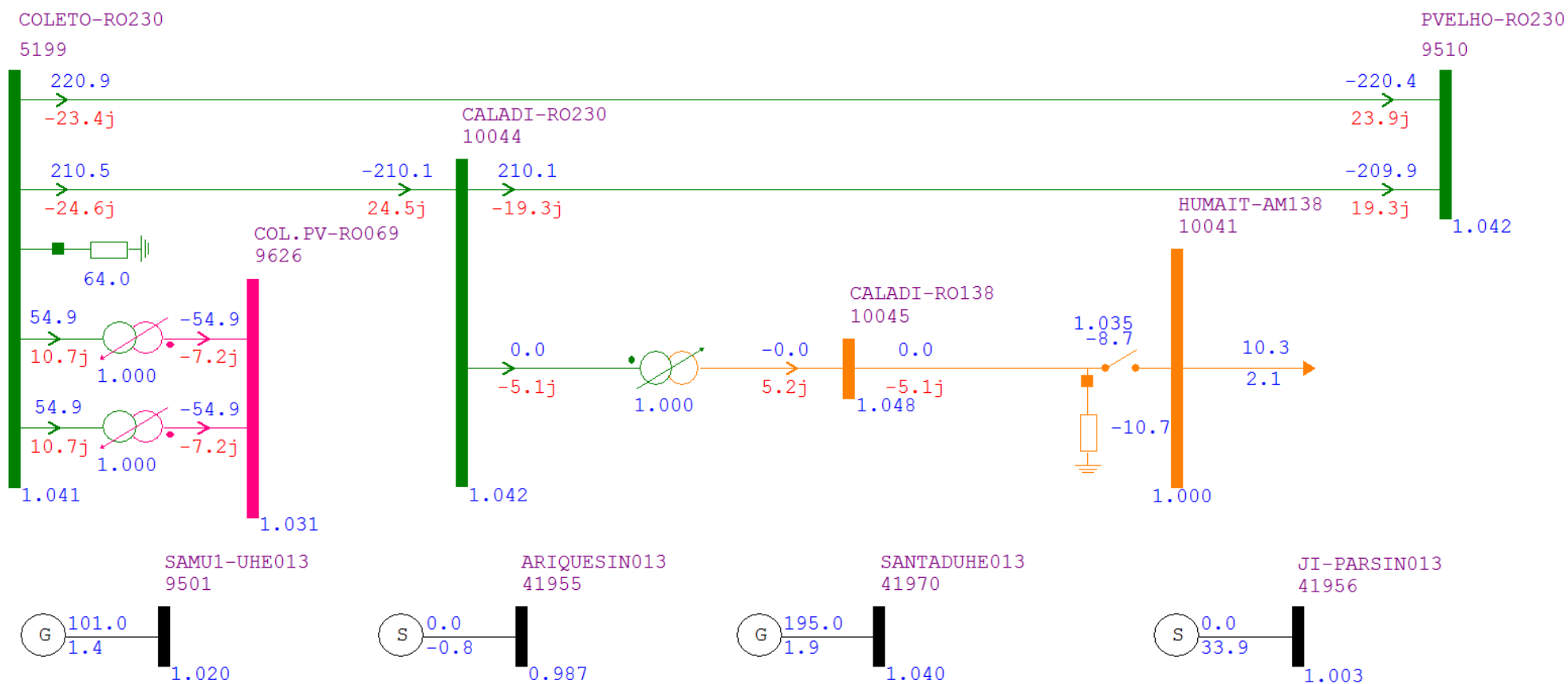


Figura 13-3 - Energização com reator de linha (10 Mvar), extremidade Humaitá 138 kV

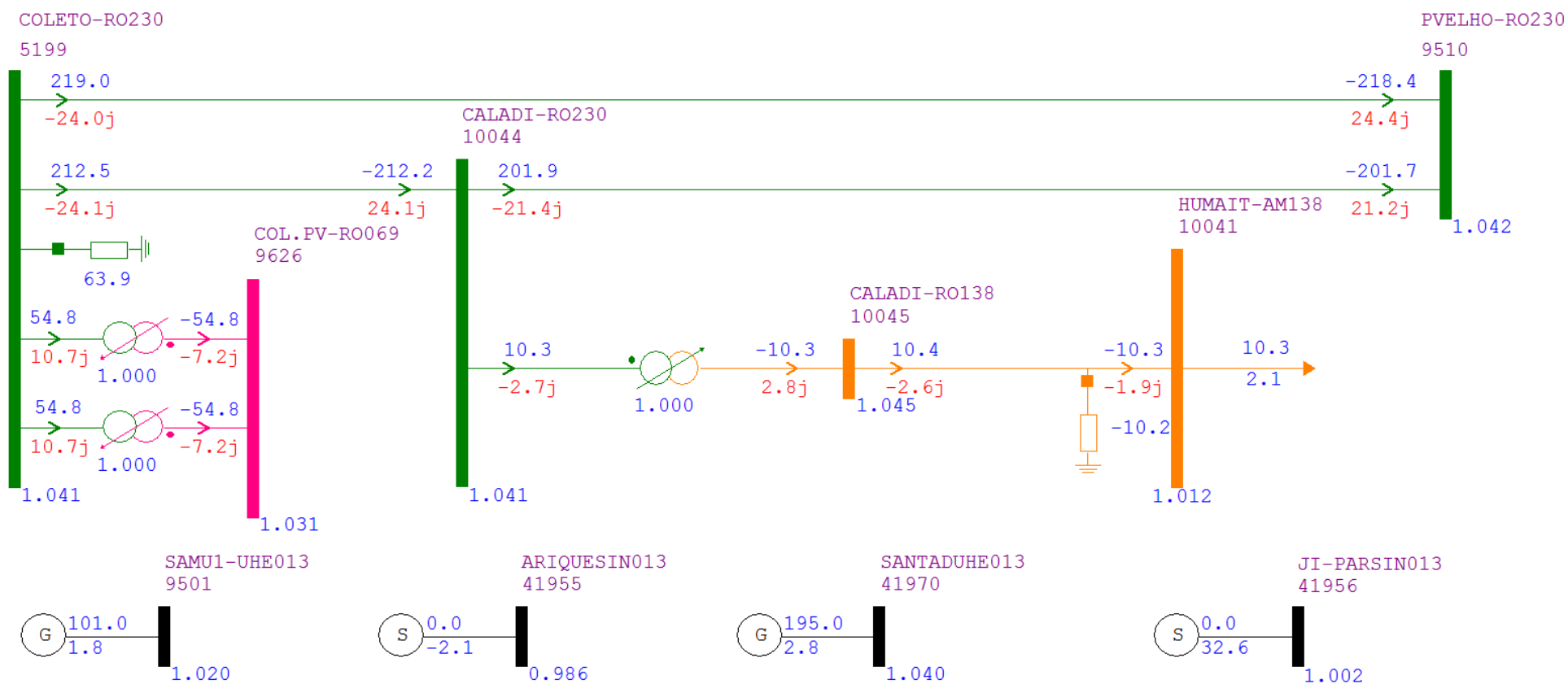


Figura 13-4 - Pós-energização com reator de linha (10 Mvar) na extremidade Humaitá 138 kV

14 ANÁLISE DE REJEIÇÃO DE CARGA

Para esta análise, foi adotado o período de maior carga em Humaitá, no patamar de carga pesada, no ano de 2033, quando a carga da região é de 30,92 MW e 6,28 Mvar.

Para a rejeição de carga, foi simulado o momento anterior à rejeição e a situação após a perda da carga, de modo a observar a variação das tensões no sistema, conforme representado nas Figuras 14.1 e 14.2, verificando-se que as tensões estão dentro da faixa aceitável, conforme os critérios adotados.

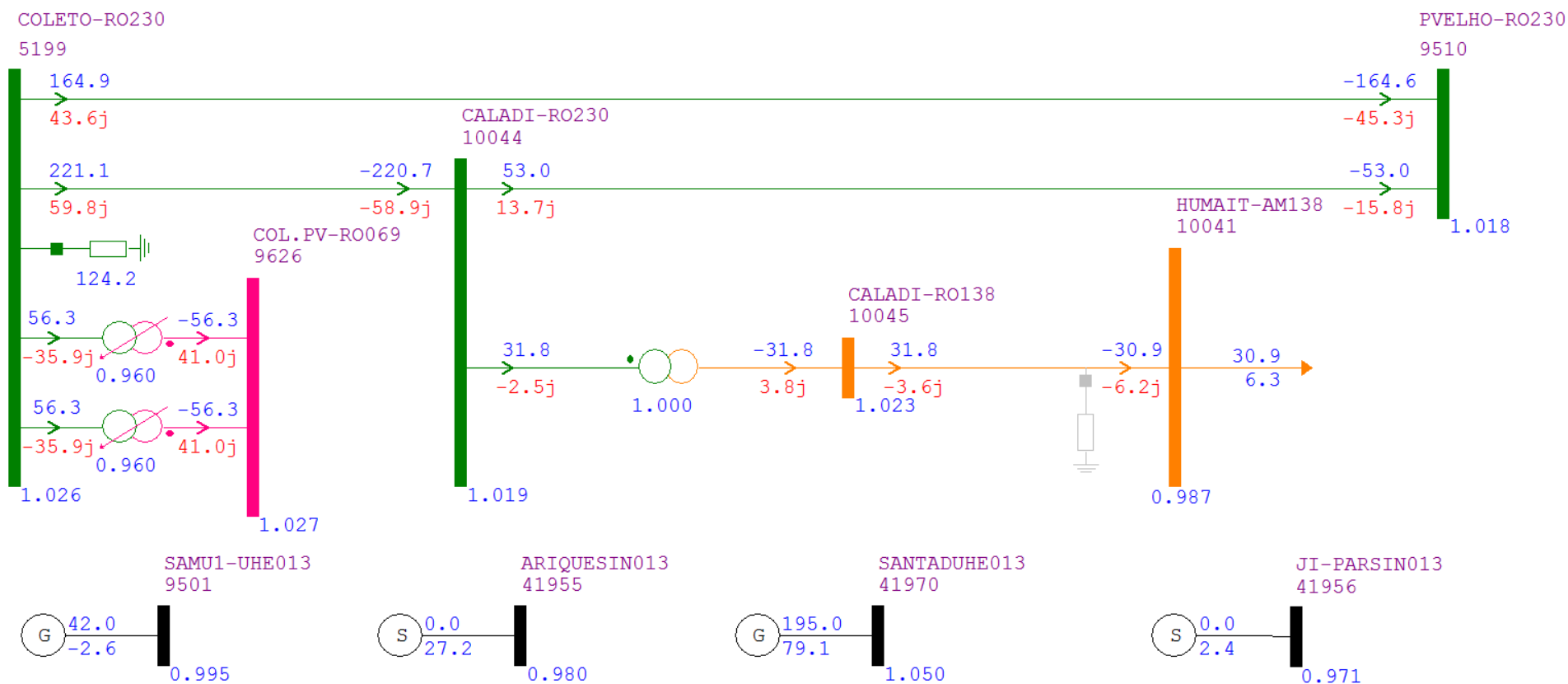


Figura 14-1 - Condição normal

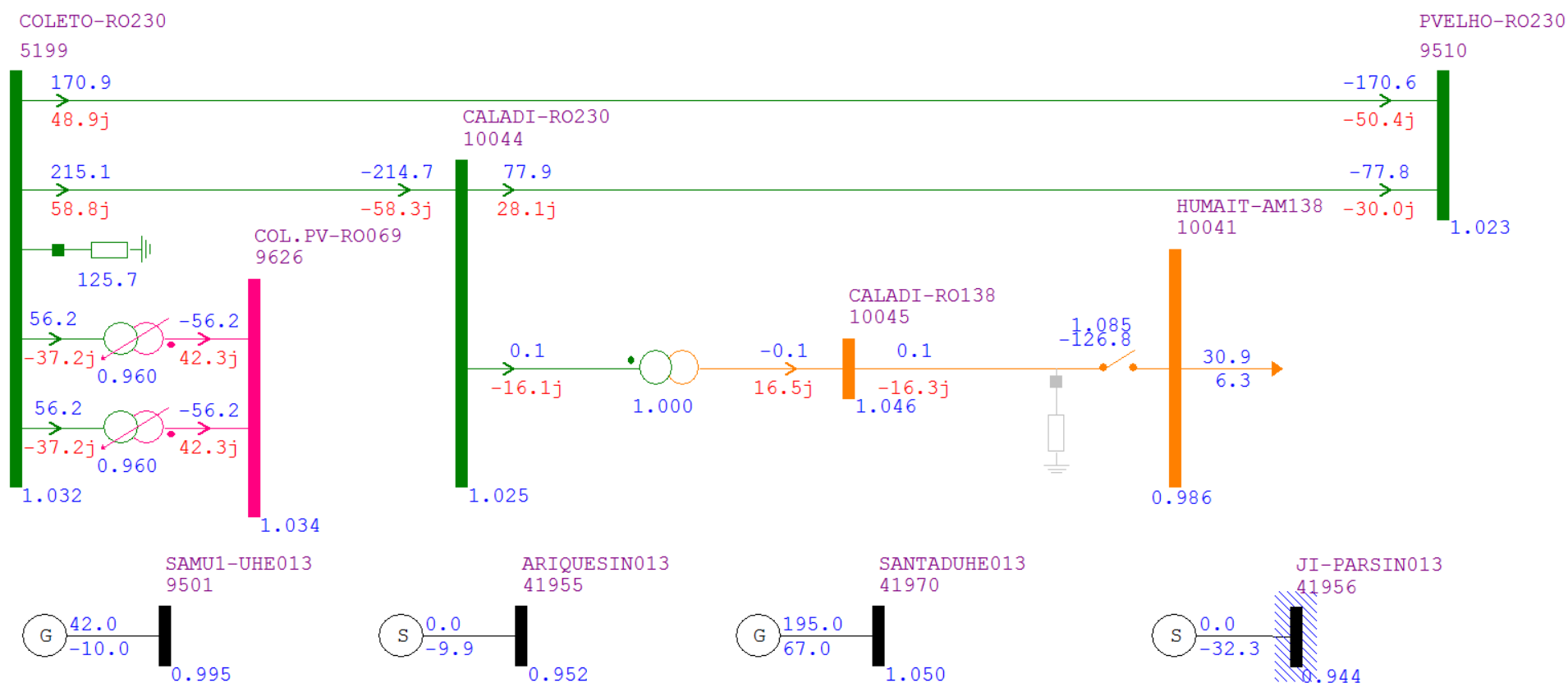


Figura 14-2 - Rejeição de carga

15 EXTRAPOLAÇÃO DO MERCADO

Admitindo que ocorresse um aumento expressivo do mercado de Humaitá, foi analisado o máximo carregamento admissível na solução recomendada. Para tanto foram calculadas curvas P x V e Q x V para Humaitá que poder ser observadas a seguir.

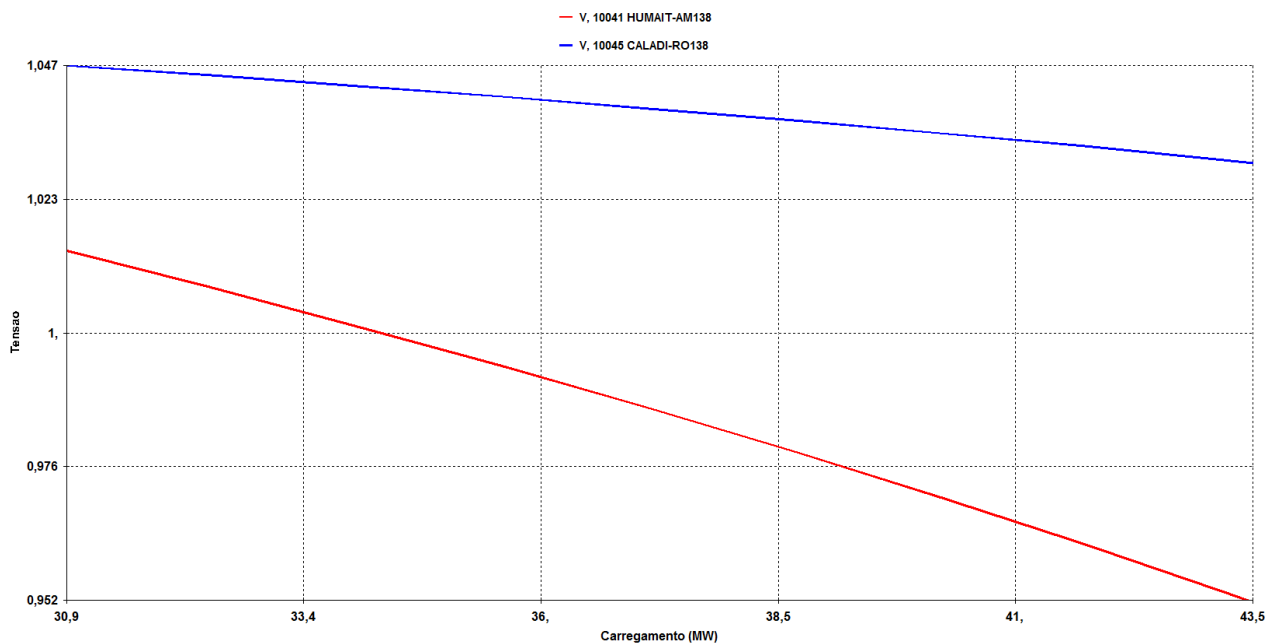


Figura 15-1 - Curva P x V Humaitá

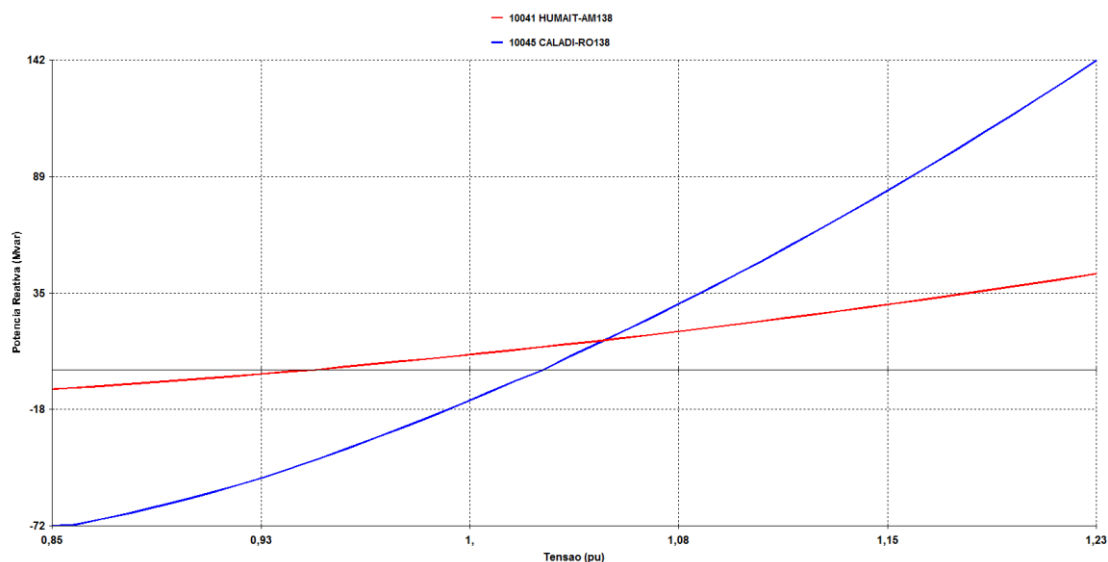


Figura 15-2 - Curva Q x V Carga de Humaitá – 45 MW

Como pode ser visto nas figuras acima, o sistema proposto para a integração de Humaitá é capaz de atender 45 MW em regime normal de operação.

16 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

Os níveis de curto-circuito máximo nos barramentos de 138 kV das subestações de Humaitá (Rede Básica) e Caladinho foram calculados e os resultados estão mostrados na tabela abaixo.

Tabela 16-1 - Níveis de Curto-circuito

		Curto 3Ø		Curto 1Ø	
		kA	X/R	kA	X/R
Alternativa 2B	Humaitá 138 kV	0,61	7,33	0,35	5,95
	Caladinho 138 kV	2,31	141,8	2,28	64,67
	Caladinho 230 kV	8,15	24,14	7,56	11,68

Os resultados obtidos indicam correntes de curto máximo em Humaitá 138 kV não ultrapassando o valor de 1 kA e, em Caladinho 138 kV, com relação X/R elevada, os níveis de curto são inferiores a 3 kA.

Em Caladinho 230 kV, o nível de curto-circuito não ultrapassa 10 kA.

17 AVALIAÇÃO SOCIOAMBIENTAL

A Análise Socioambiental encontra-se na Nota Técnica DEA 02/16 "Análise socioambiental para o estudo de integração de Humaitá ao SIN e reavaliação do atendimento a Porto Velho", que está incorporada ao final do texto deste relatório.

A extensão da LT 138 kV Caladinho II – Humaitá indicada pela Análise Socioambiental foi 211 km, e foi adotada nas simulações de condutor ótimo, energização, rejeição e nas planilhas que mostram o custo final da Alternativa 2B, recomendada no estudo; apesar de ser 16 km superior à distância considerada nas análises elétricas iniciais, não foi constatado qualquer tipo de influência no elenco de obras recomendadas.

18 PARTICIPANTES

Alexandre de Melo Silva	EPE
Bruno Scarpa Alves da Silveira	EPE
Carolina Moreira Borges	EPE
Gustavo Valeriano Neves Luizon	EPE
João Maurício Caruso	EPE
José Filho da Costa Castro	EPE
Lucas Simões de Oliveira	EPE
Tiago Veiga Madureira	EPE
Samir de Oliveira Ferreira	EPE
Vinicius Ferreira Martins	EPE

19 REFERÊNCIAS

- [1] “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica”, EPE - Abril/2005;
- [2] “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão”, CCPE/CTET - Janeiro/2001;
- [3] “Plano Decenal de Energia 2023 – Transmissão” EPE – Julho/2014;
- [4] “Base de Referência de Preços ANEEL” – Junho/2015;
- [5] “Custo Marginal de Expansão – Metodologia e Cálculo 2016”, EPE-DEE-RE-010-2016-r0, EPE – Fevereiro/2016;
- [6] “Análise socioambiental para o estudo de integração de Humaitá ao SIN e reavaliação do atendimento a Porto Velho (Relatório R1)”, Nota Técnica DEA 02/2016.

20 FICHAS DO PROGRAMA DE EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO – PET e DO PROGRAMA DE EXPANSÃO DE LONGO PRAZO – PELP

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA DE FRONTEIRA

EMPREENDIMENTO:

Subestação Caladinho II 230/138/69 kV (Nova Subestação)

ESTADO: AM

DATA DA NECESSIDADE: 2020

PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 MESES

JUSTIFICATIVA:

Integração de Humaitá ao SIN

Módulo de Infraestrutura Geral	7.859,03
Módulo de Infraestrutura de Manobra 230 kV	1.053,48
Módulo de Infraestrutura de Manobra 138 kV	632,41
Autotransformador 230/138 kV, 40 MVA, 3Ø (2)	8.603,75
Conexão de Transformador, 230 kV, BD4 (2)	6.232,53
Conexão de Transformador, 138 kV, BPT (2)	4.557,77
Interligação de Barra, 230 kV, BD4	2.680,05
Interligação de Barra, 138 kV, BPT	1.751,37
TOTAL DE INVESTIMENTOS:	R\$ 33.370,39

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[1] EPE-DEE-RE-007/2016-rev2 – Integração de Humaitá ao SIN e Revisão do Atendimento a Porto Velho, de 02 de outubro de 2018.

[2] Base de Preços de Referência Aneel – Ref 06/2015.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA DE FRONTEIRA

EMPREENDIMENTO:

Subestação Caladinho II 230/138/69 kV (Ampliação)

ESTADO: AM

DATA DA NECESSIDADE: 2024

PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 MESES

JUSTIFICATIVA:

Atender ao critério N-1 nas transformações 230/69 kV das subestações Porto Velho e Coletora Porto Velho

Módulo de Infraestrutura de Manobra 230 kV	351,16
Módulo de Infraestrutura de Manobra 69 kV	181,32
Transformador 230/69 kV, 100 MVA, 3Ø	7.701,43
Conexão de Transformador, 230 kV, BD4	3.116,26
Conexão de Transformador, 69 kV, BPT	1.266,43
Interligação de Barra, 69 kV, BPT	842,96
TOTAL DE INVESTIMENTOS:	R\$ 13.459,56

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[1] EPE-DEE-RE-007/2016-rev2 – Integração de Humaitá ao SIN e Revisão do Atendimento a Porto Velho, de 02 de outubro de 2018.

[2] Base de Preços de Referência Aneel – Ref 06/2015.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA DE FRONTEIRA**EMPREENDIMENTO:**

Subestação Caladinho II 230/138/69 kV (Ampliação)

ESTADO: AM

DATA DA NECESSIDADE: 2029

PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 MESES

JUSTIFICATIVA:

Atender o critério N-1 nas transformações 230/69 kV das subestações Porto Velho e Coletora Porto Velho

Módulo de Infraestrutura de Manobra 230 kV	351,16
Módulo de Infraestrutura de Manobra 69 kV	90,66
Transformador 230/69 kV, 100 MVA, 3Ø (banco #2)	7.701,43
Conexão de Transformador, 230 kV, BD4	3.116,26
Conexão de Transformador, 69 kV, BPT	1.266,43
TOTAL DE INVESTIMENTOS:	R\$ 12.525,94

SITUAÇÃO ATUAL:**OBSERVAÇÕES:****DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:**

[1] EPE-DEE-RE-007/2016-rev2 – Integração de Humaitá ao SIN e Revisão do Atendimento a Porto Velho, de 02 de outubro de 2018.

[2] Base de Preços de Referência Aneel – Ref 06/2015.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

EMPREENHIMENTO:

Seccionamento da Linha de Transmissão 230 kV Coletora Porto Velho / Porto Velho C2 na SE Caladinho II

ESTADO: RO

DATA DA NECESSIDADE: 2020

PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 MESES

JUSTIFICATIVA:

Integração de Humaitá ao SIN

Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM, 1 km (Conexão da SE Caladinho II ao Secc.)	688,80
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM, 1 km (Conexão da SE Caladinho II ao Secc.)	688,80
2 Entradas de Linha, 230 kV, DJM, (SE Caladinho II)	8.818,89
MIM 230 kV, SE Caladinho II	702,32
TOTAL DE INVESTIMENTOS:	R\$ 10.898,81

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[1] EPE-DEE-RE-007/2016-rev2 – Integração de Humaitá ao SIN e Revisão do Atendimento a Porto Velho, de 02 de outubro de 2018.

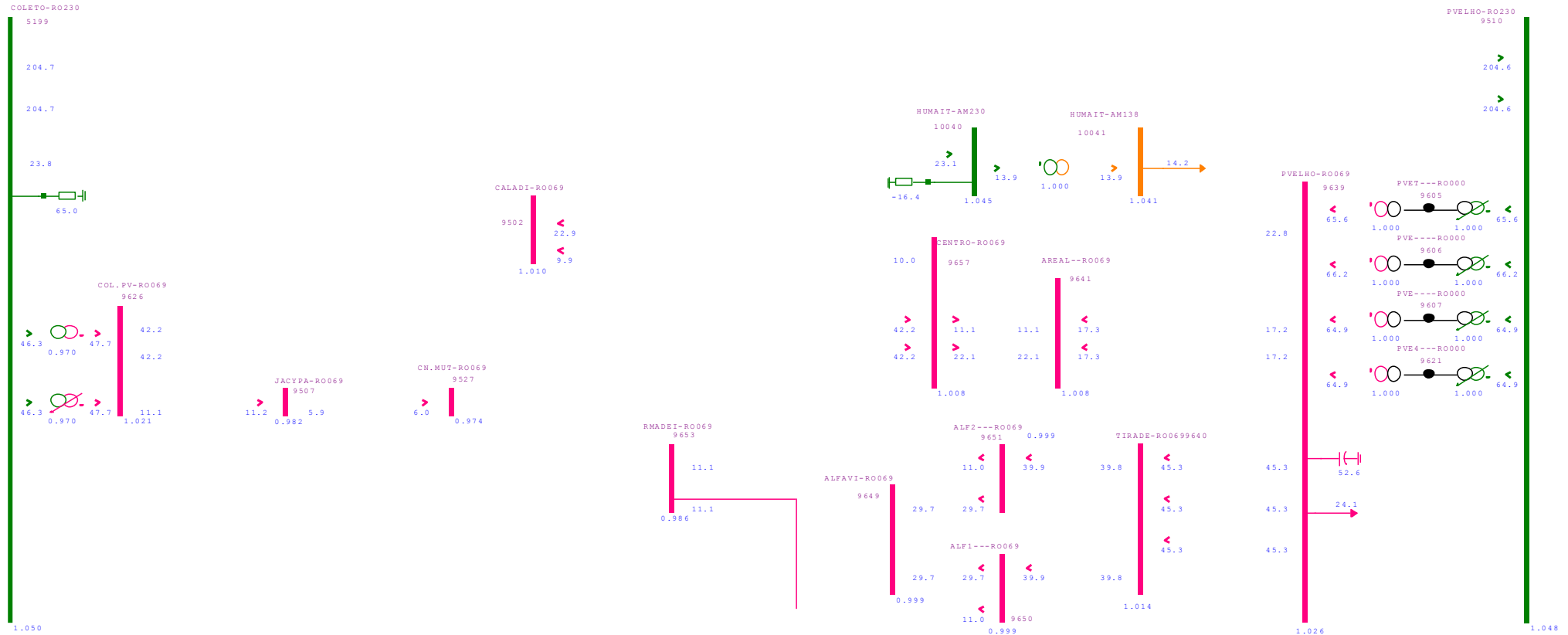
[2] Base de Preços de Referência Aneel – Ref 06/2015.

21 ANEXOS

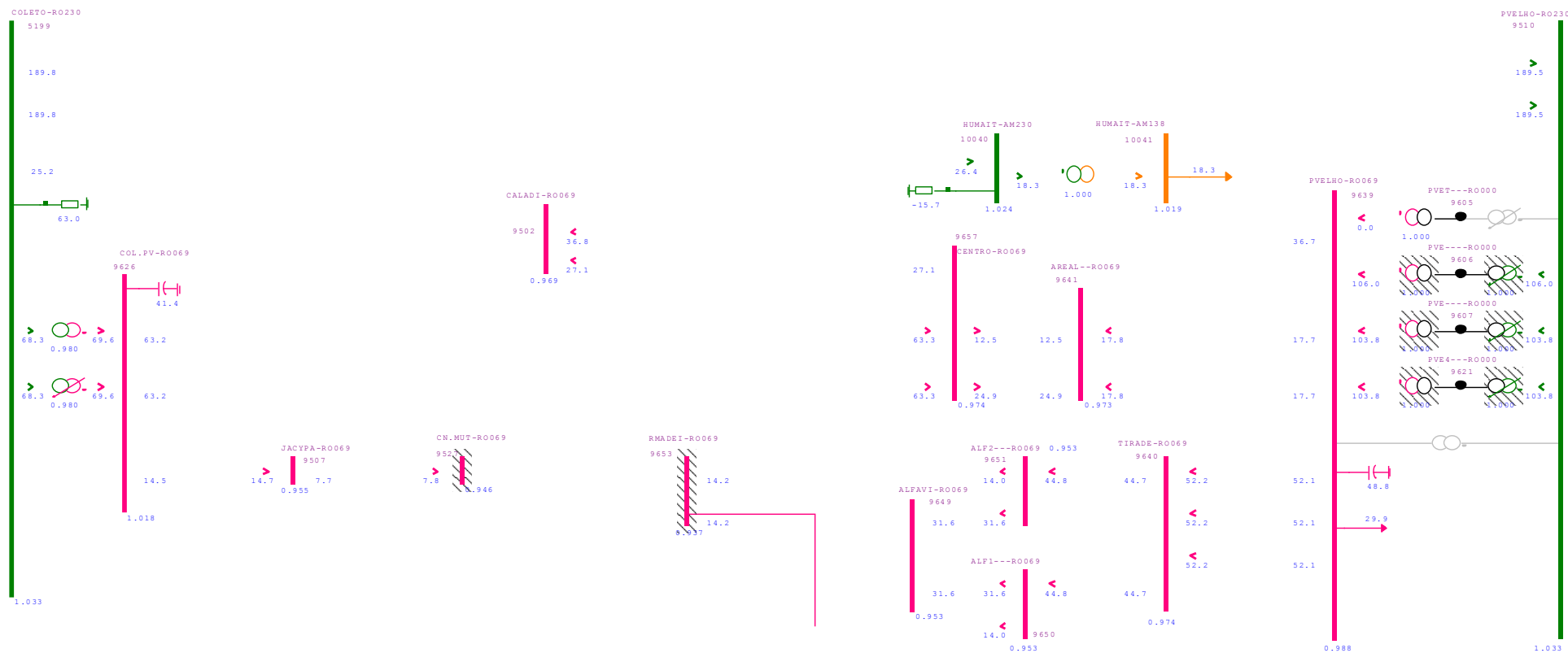
21.1 Diagramas de fluxo de potência

21.1.1 Alternativa 1 – Coletora Porto Velho – Humaitá 230 kV

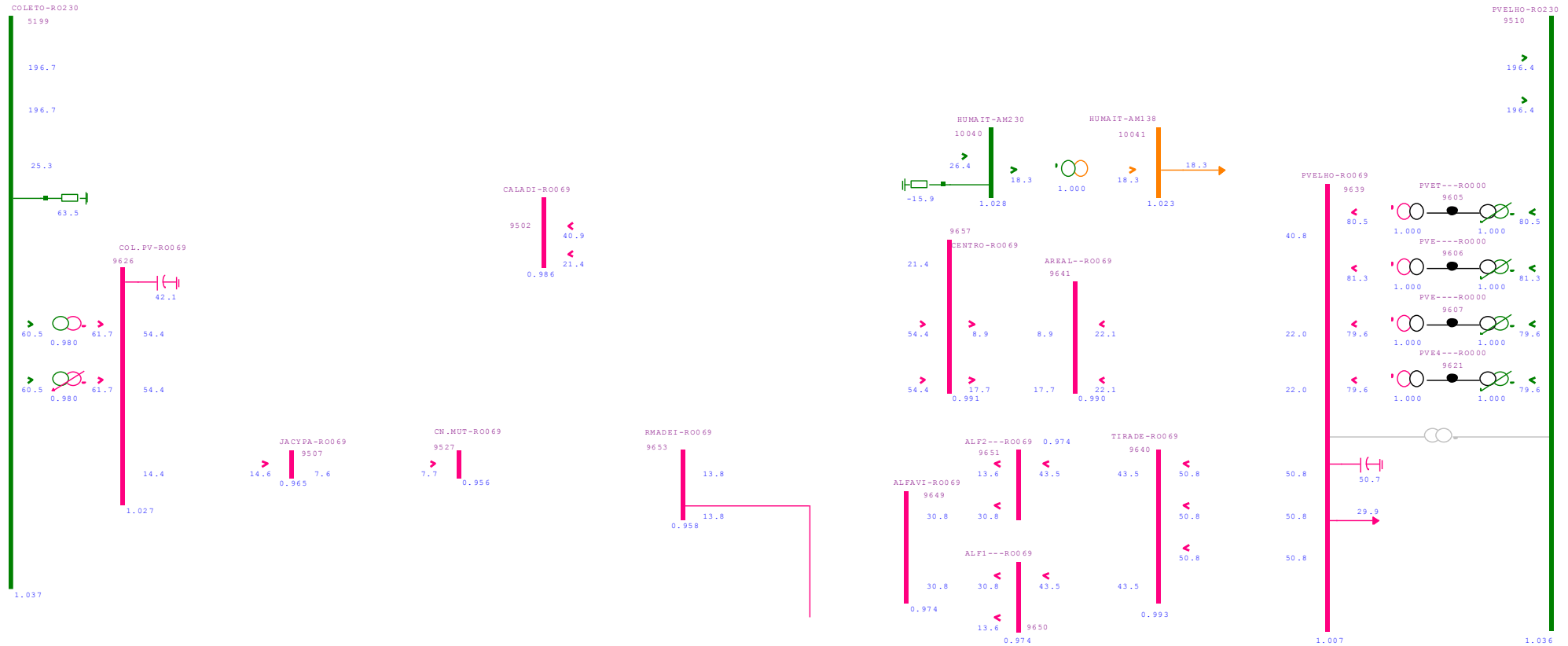
ALTERNATIVA 1 -2020 – Caso Base.



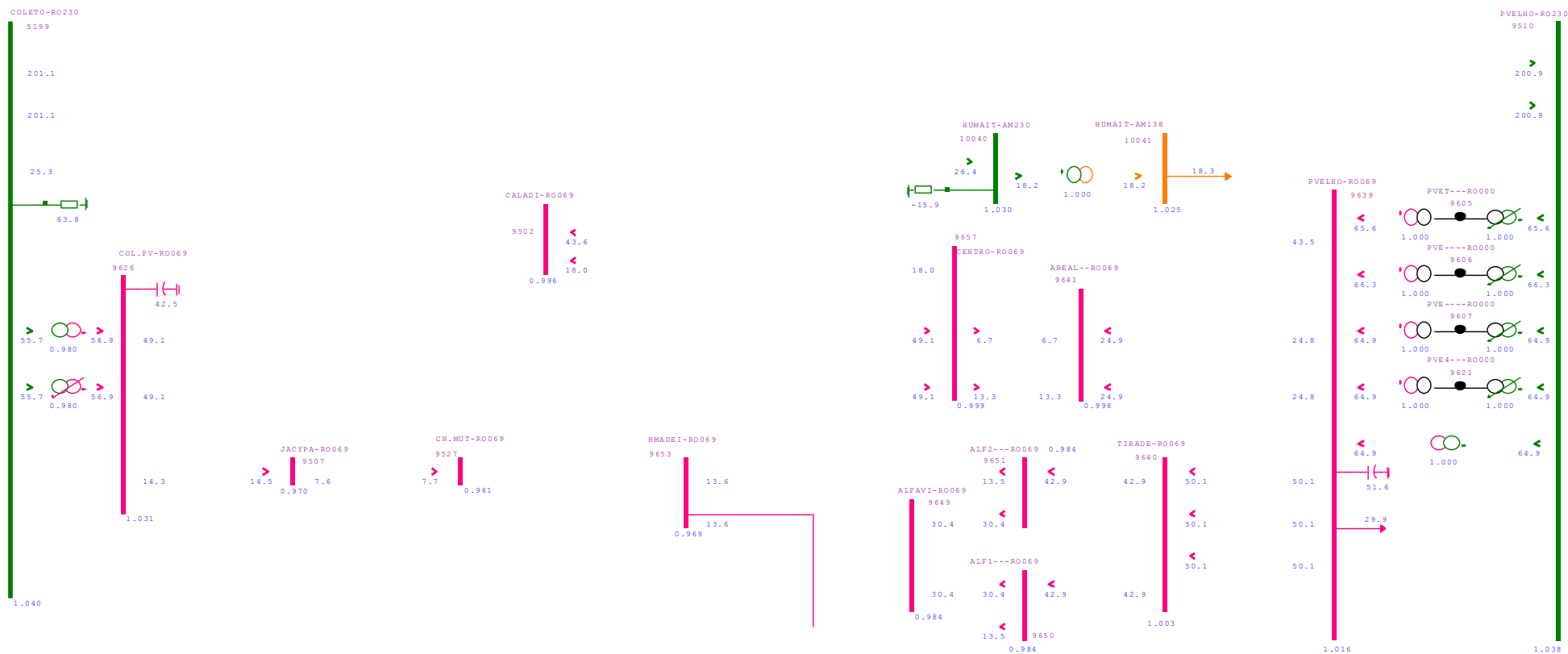
ALTERNATIVA 1 – 2024 – Perda de transformador em Porto Velho com 4 unidades.



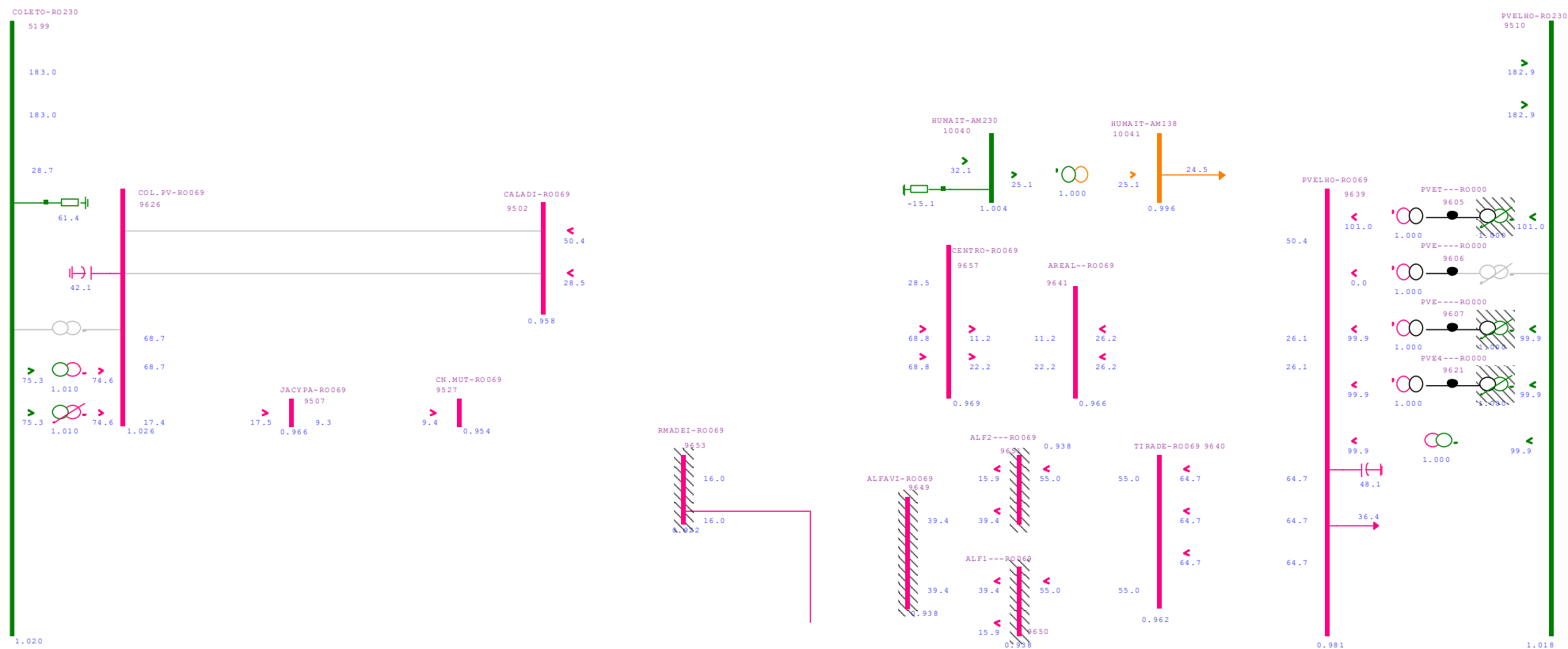
ALTERNATIVA 1 – 2024 – Perda de transformador em Porto Velho com 5 unidades.



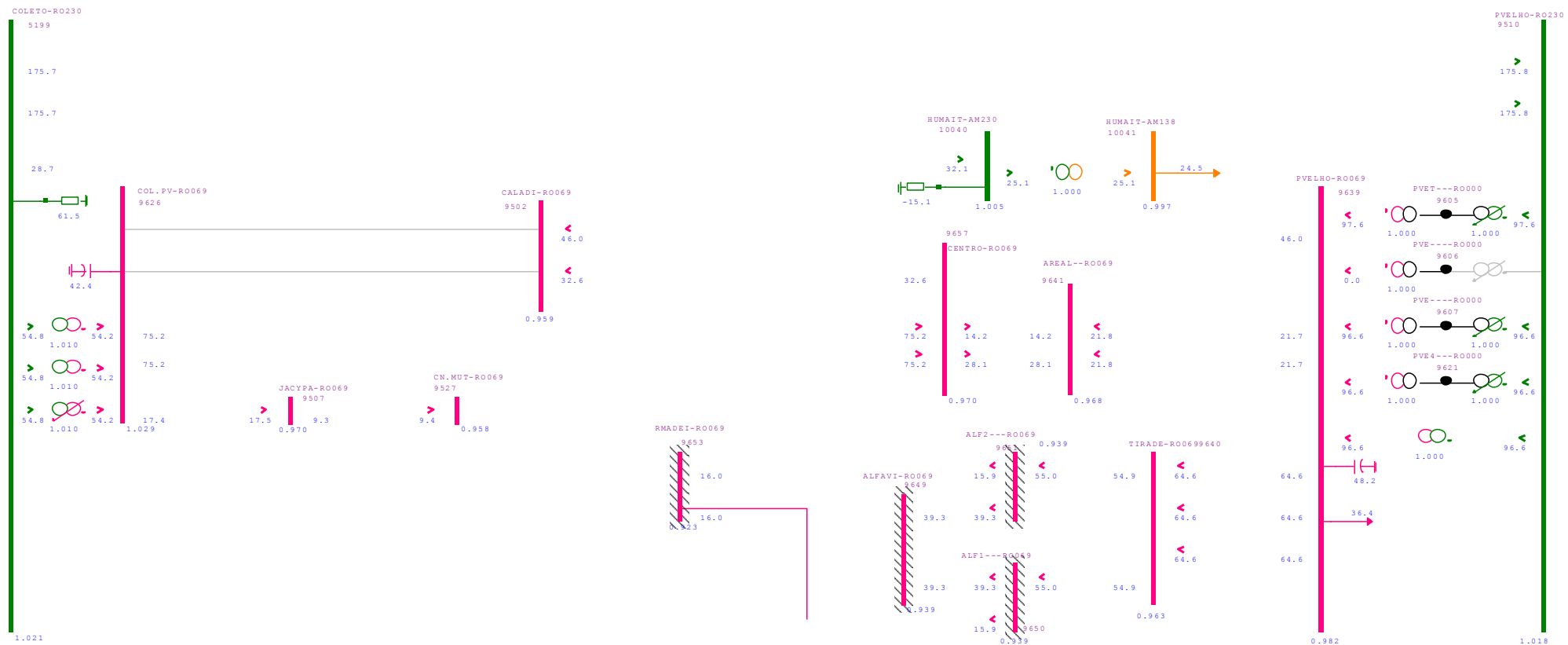
ALTERNATIVA 1 – 2024 – Caso Base



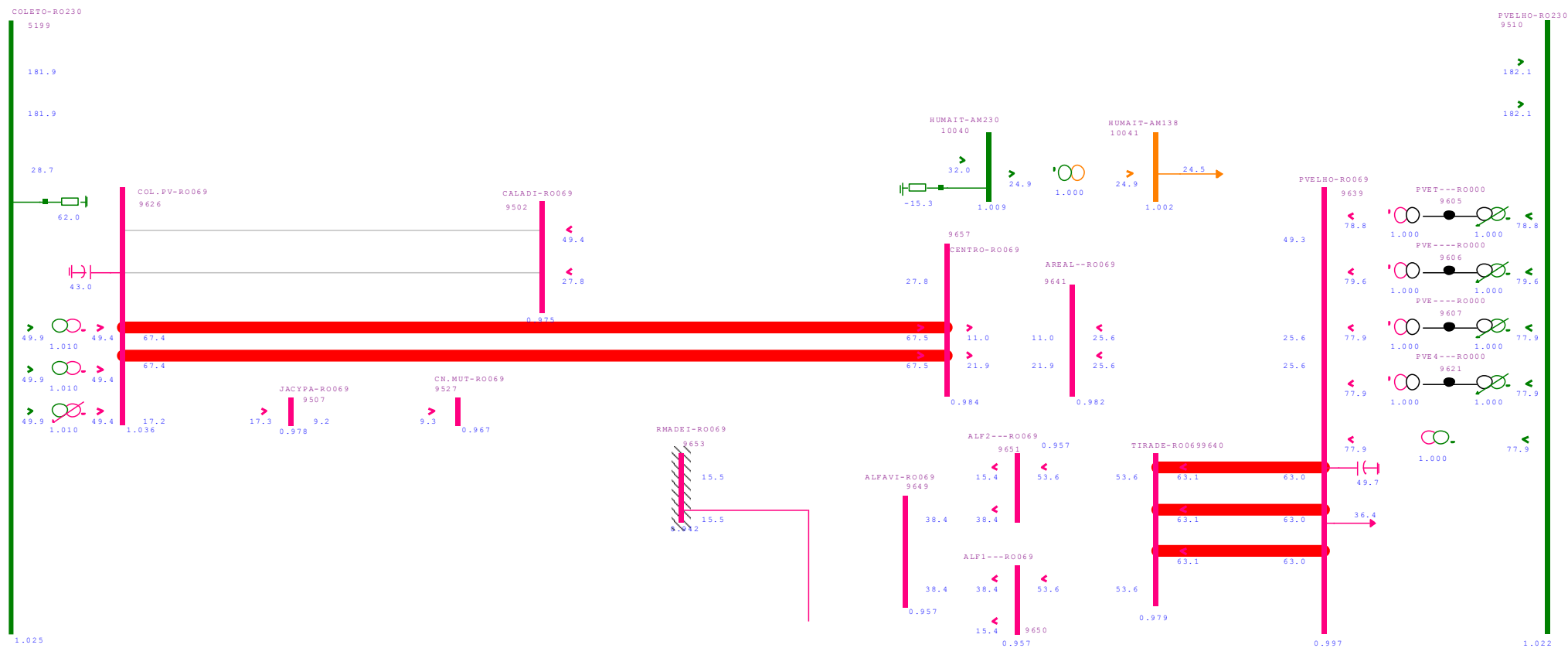
ALTERNATIVA 1 – 2029 – Perda de transformador em Porto Velho - SE Coletora com 2 unidades.

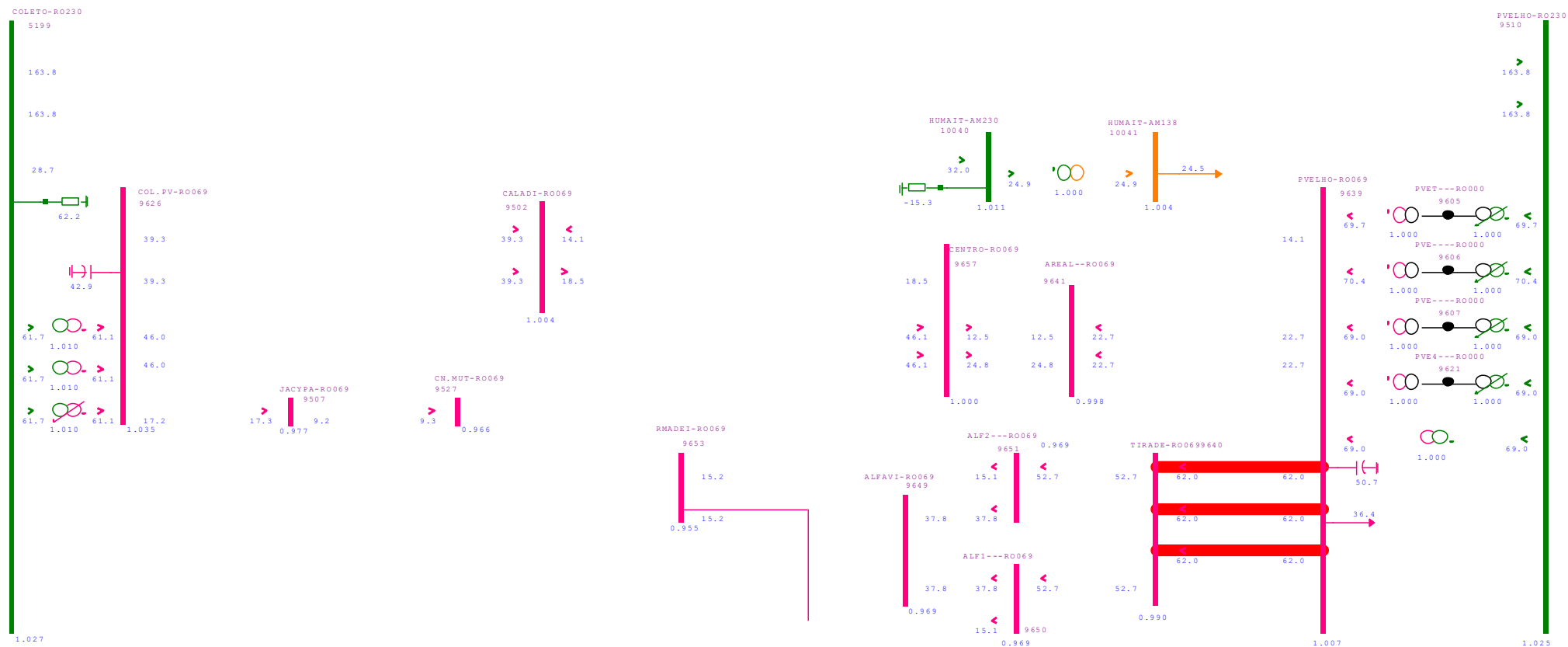


ALTERNATIVA 1 – 2029 – Perda de transformador em Porto Velho - SE Coletora com 3 unidades.

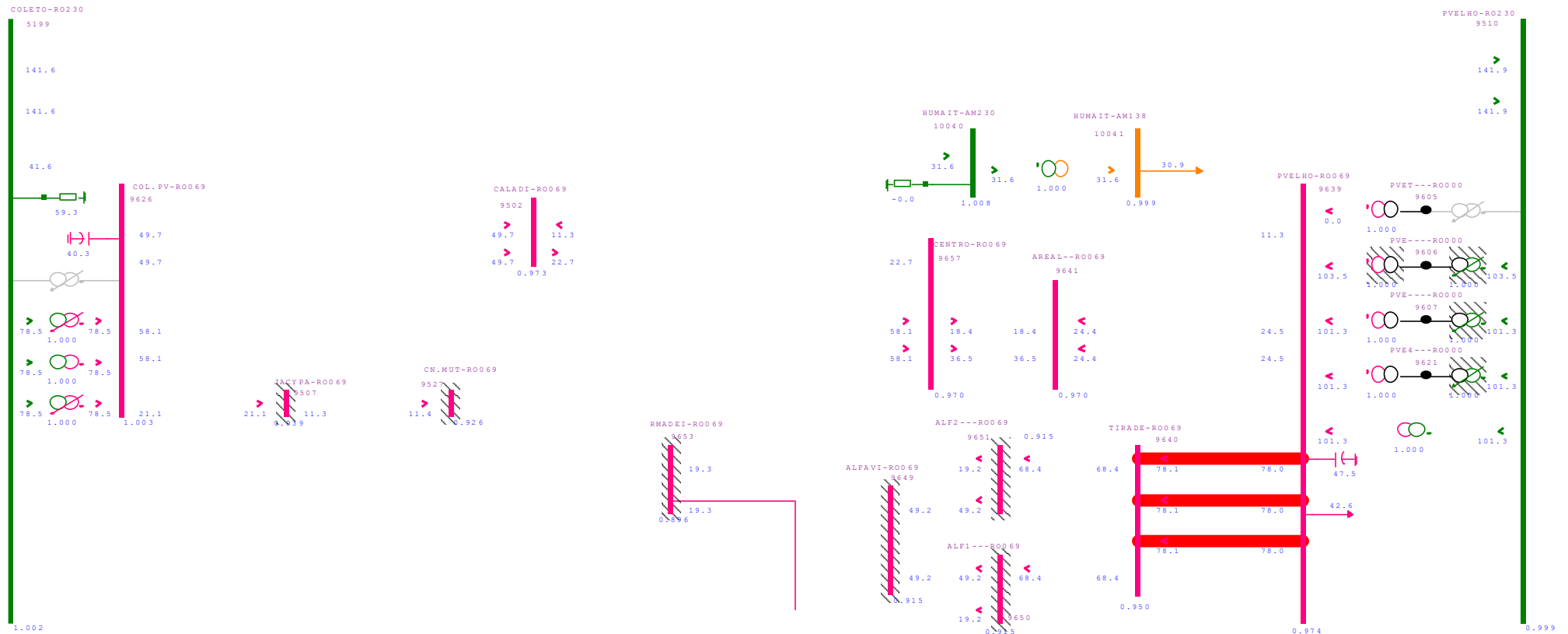


ALTERNATIVA 1 – 2029 – Caso Base – sem reforço na Distribuição.

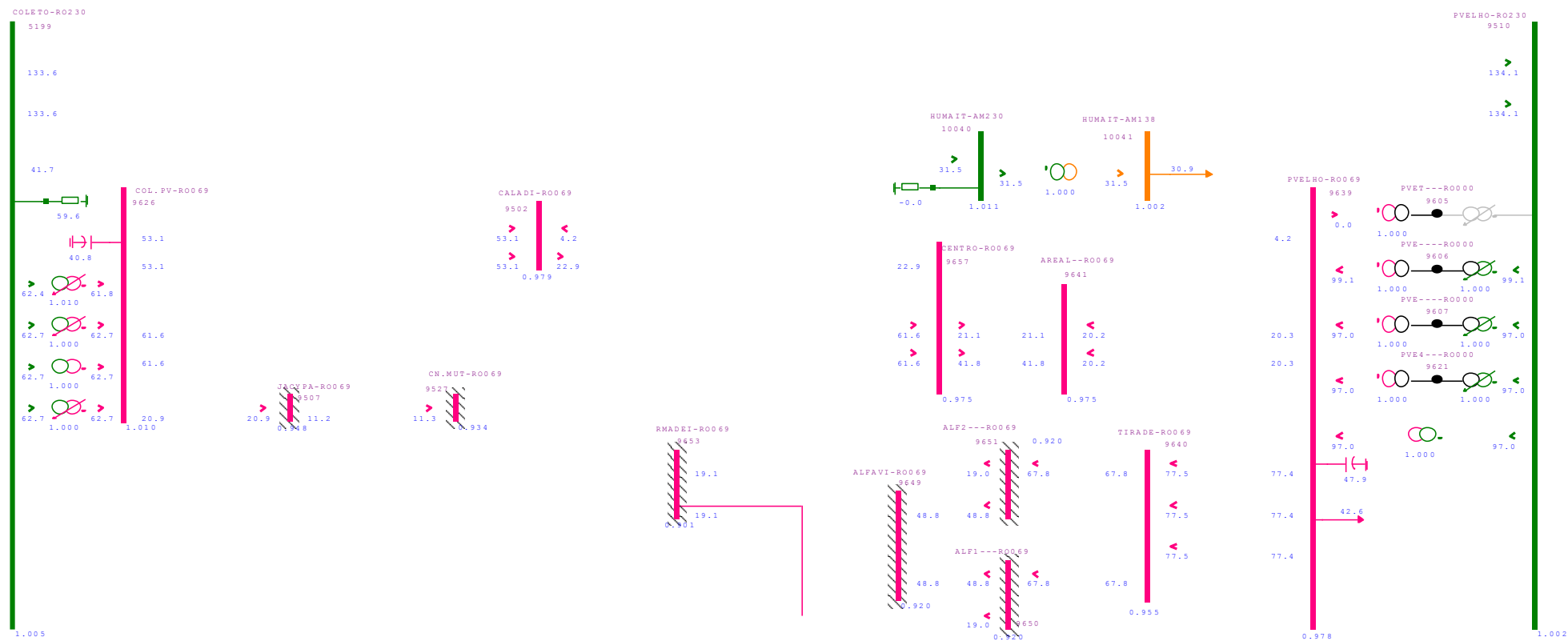


ALTERNATIVA 1 – 2029 – Caso Base – com reforço na Distribuição.

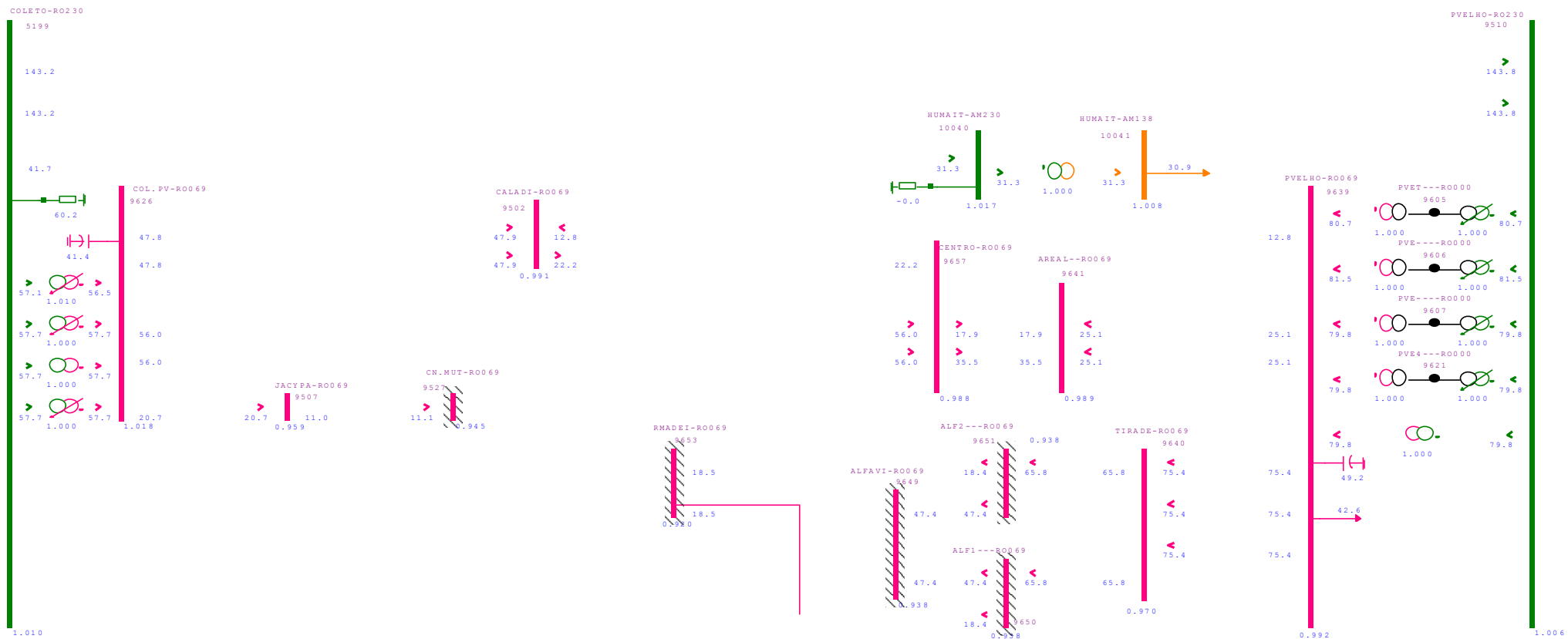
ALTERNATIVA 1 – 2033 – Perda de transformador na SE Porto Velho com 3 unidades na SE Coletora.



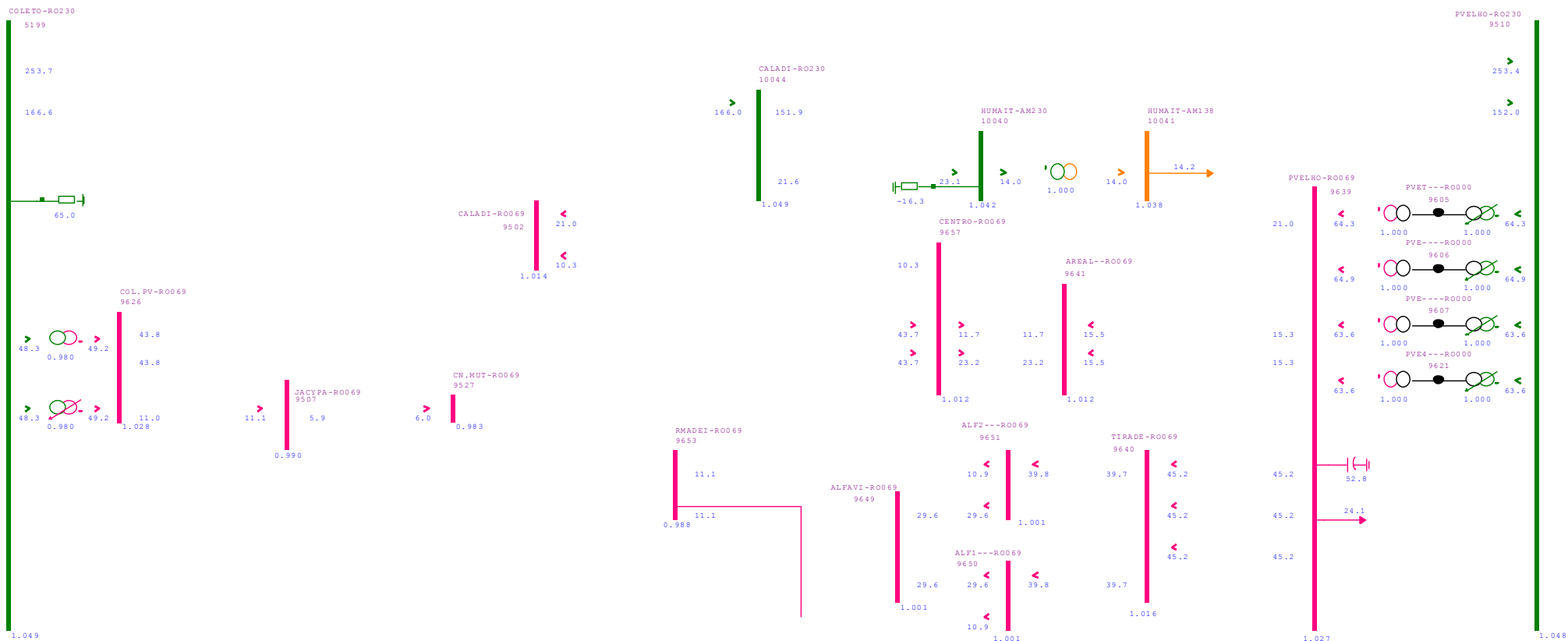
ALTERNATIVA 1 – 2033 – Perda de transformador na SE Porto Velho com 4 unidades na SE Coletora.



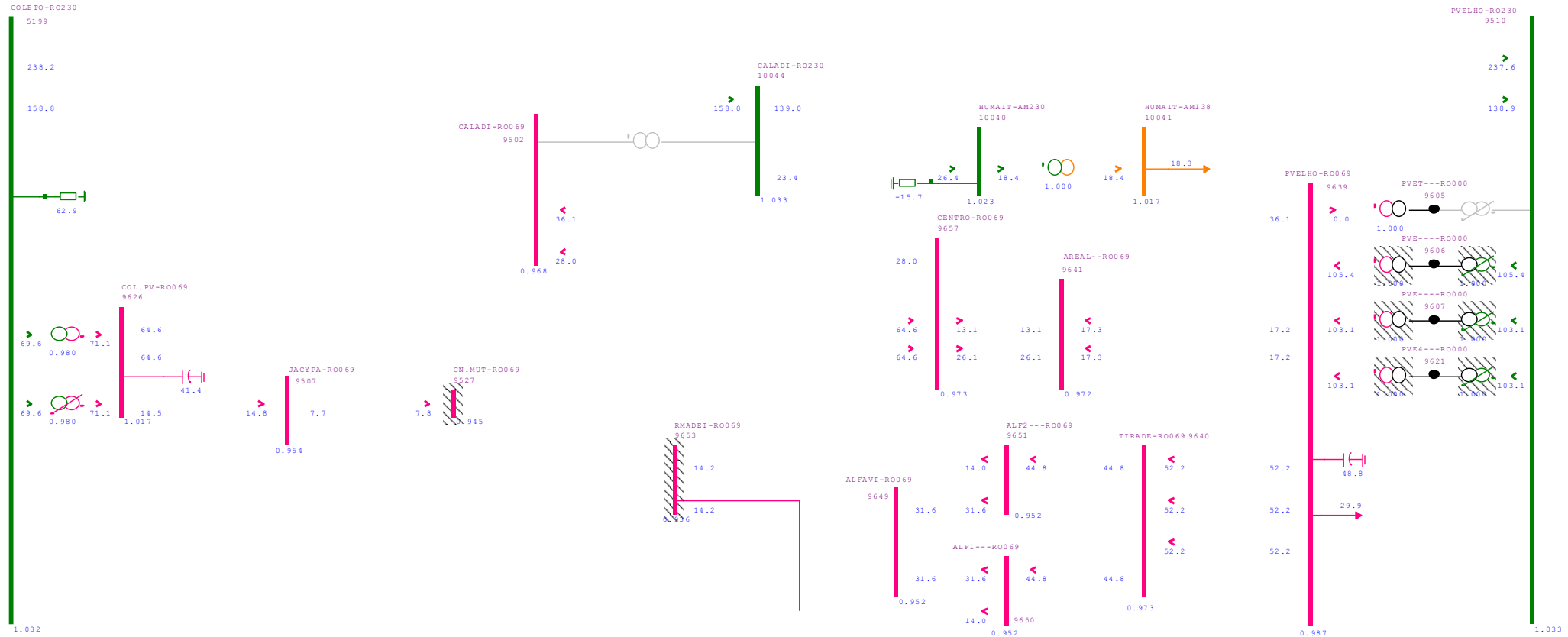
ALTERNATIVA 1 – 2033 – Caso Base.



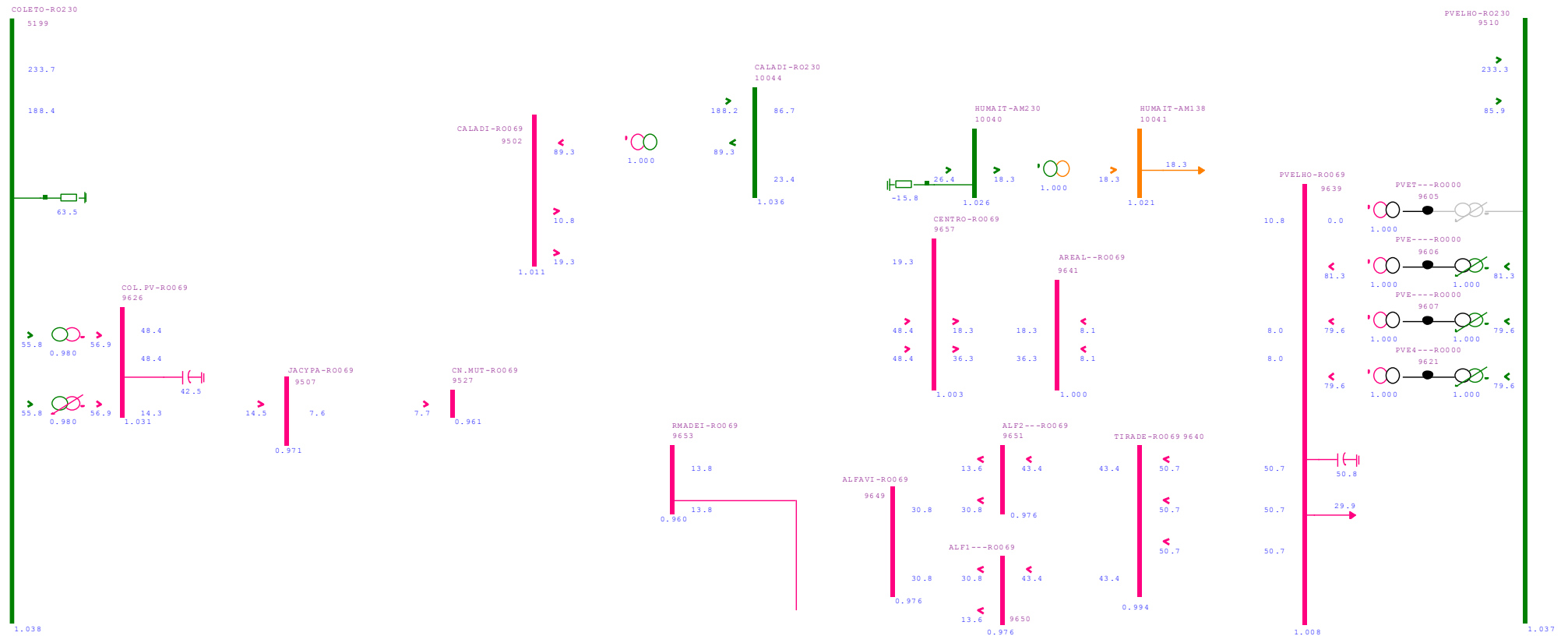
21.1.2 Alternativa 2A – Caladinho II – Humaitá 230 kV

ALT ERNATIVA 2A -2020 – Caso Base.

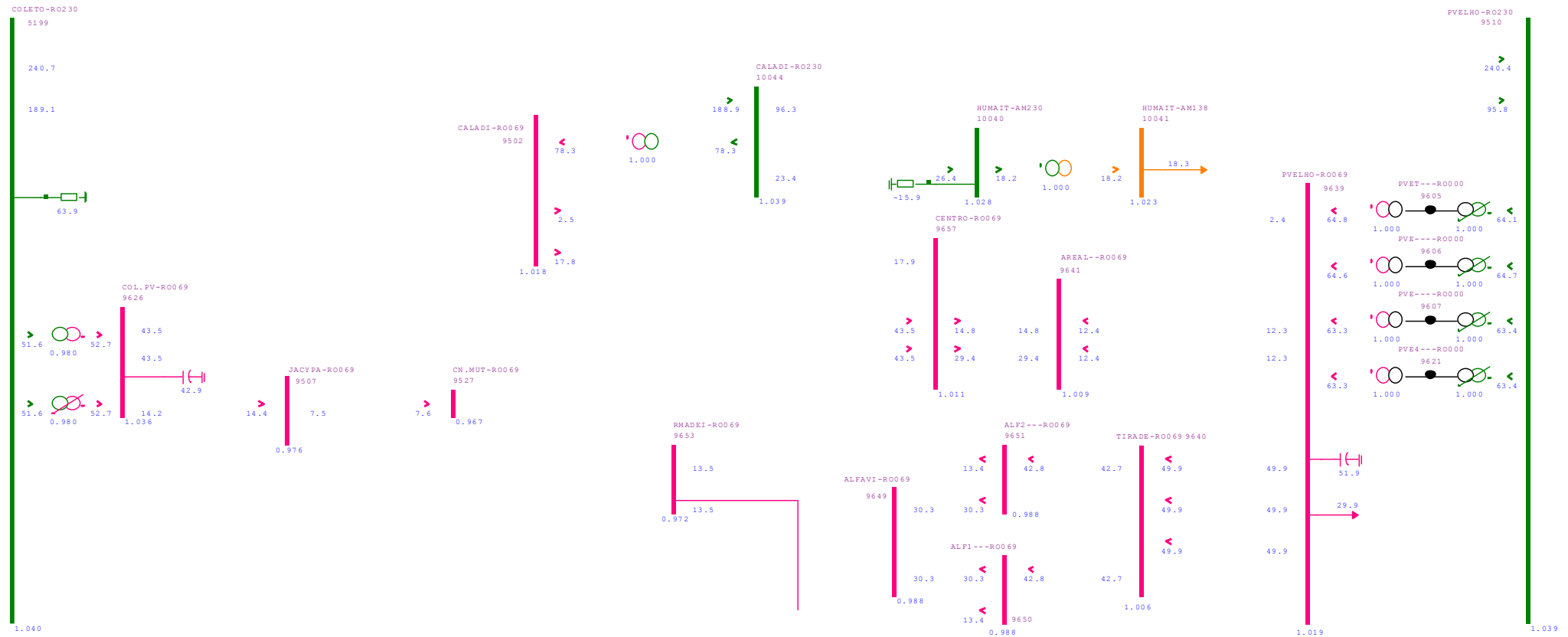
ALTERNATIVA 2A -2024 – Perda de transformador em Porto Velho sem Caladinho II 230/69 kV.



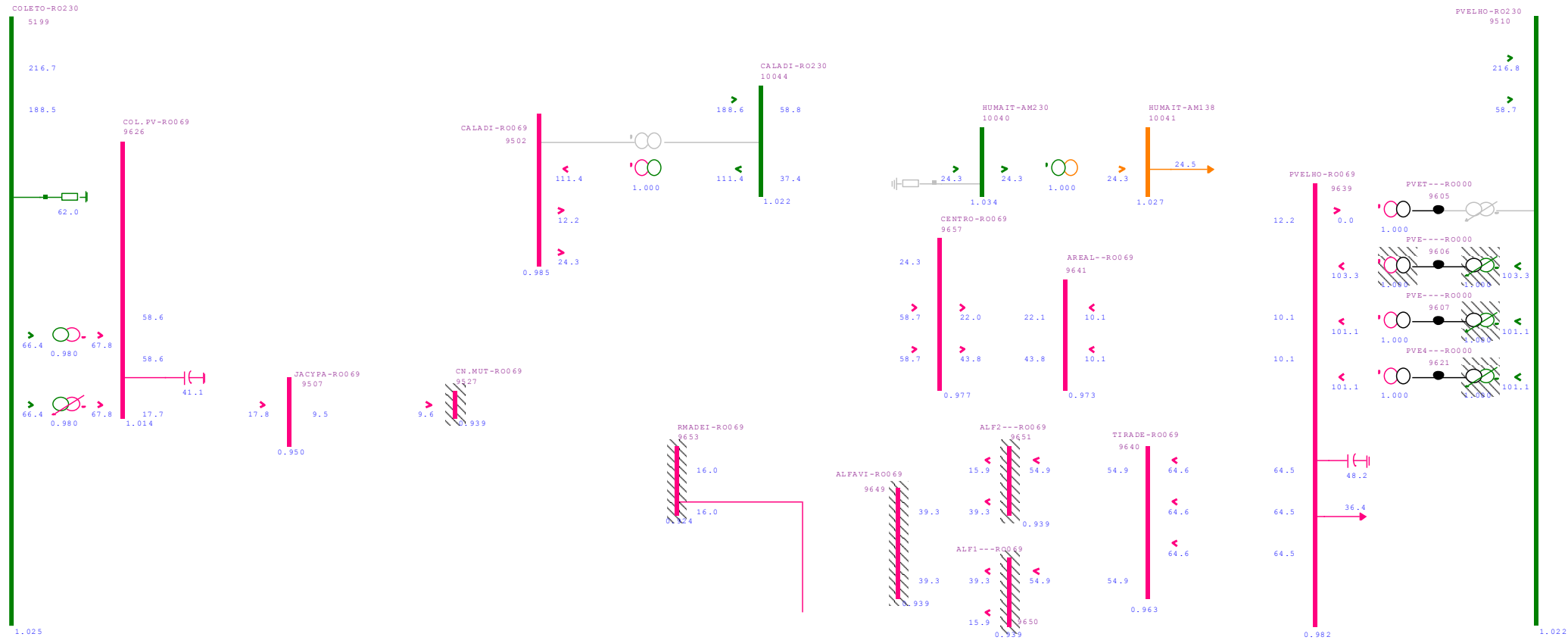
ALTERNATIVA 2A -2024 – Perda de transformador em Porto Velho com Caladinho II 230/69 kV.



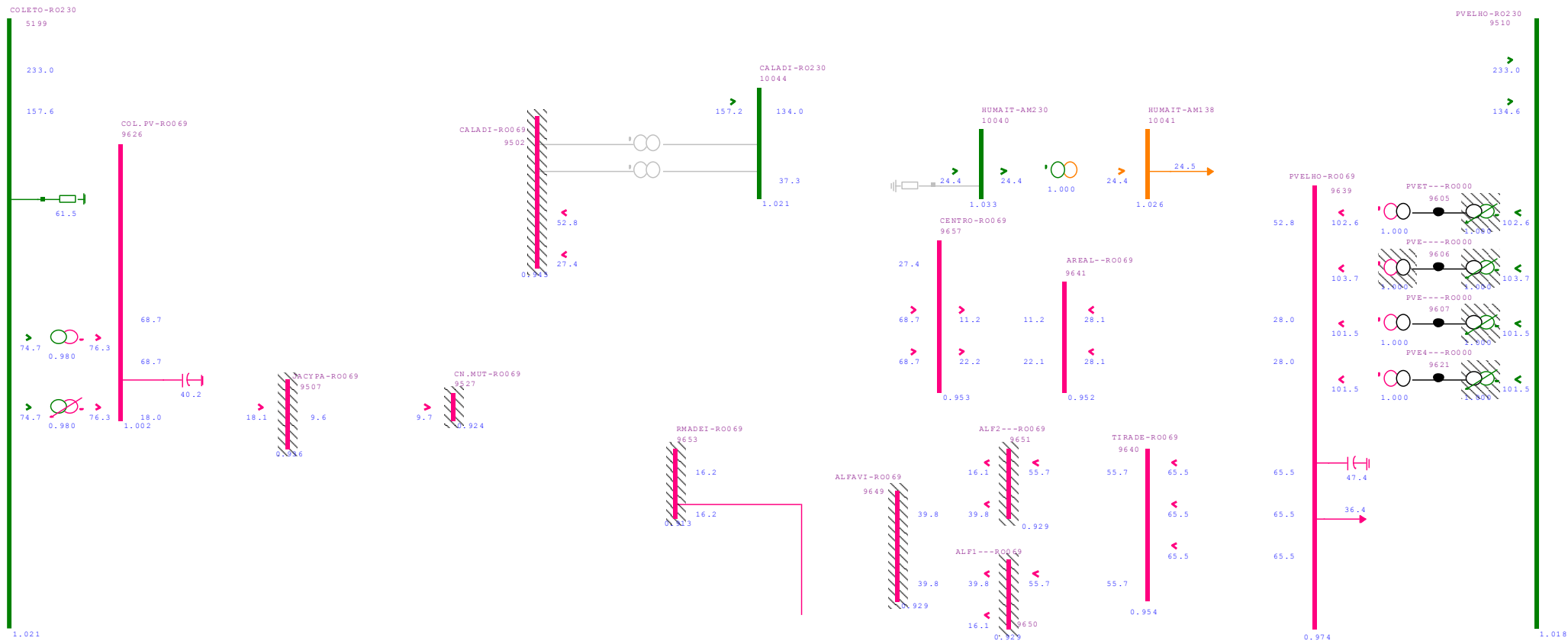
ALTERNATIVA 2A -2024 – Caso Base.



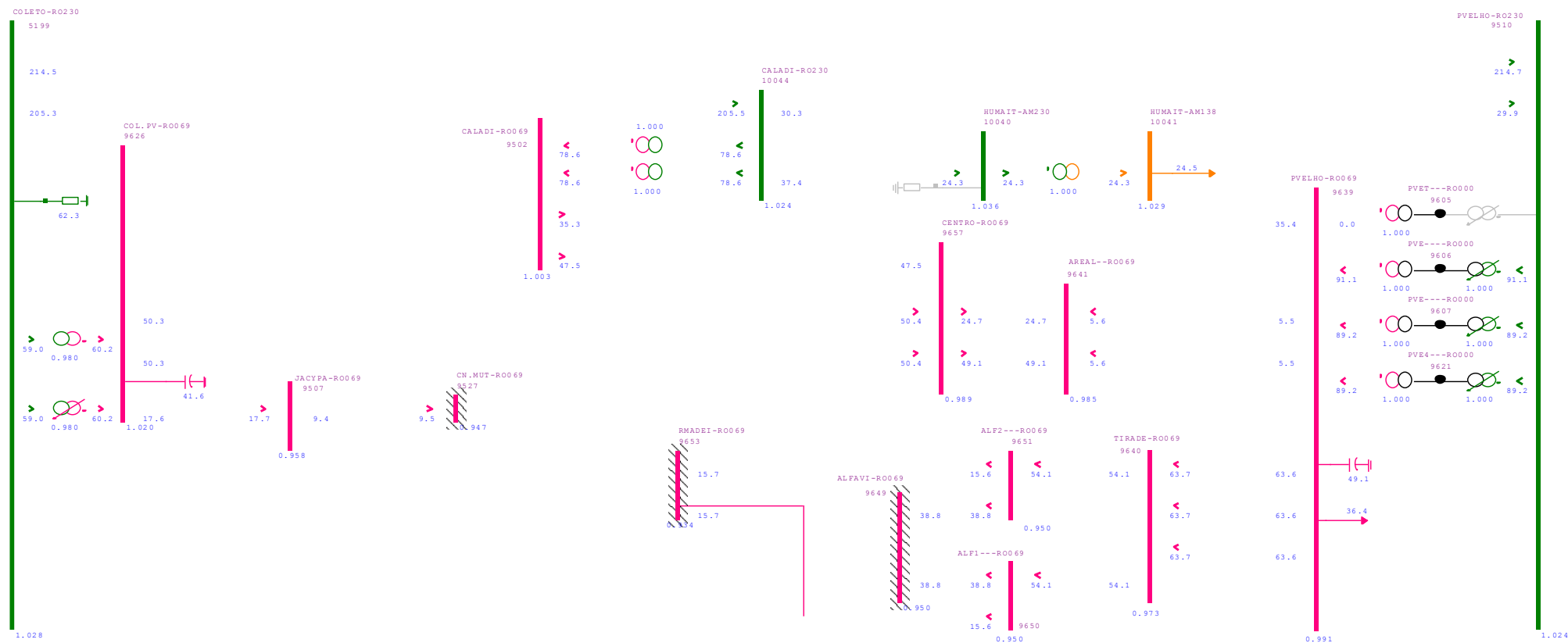
ALTERNATIVA 2A -2029 – Perda de transformador em Porto Velho com um transformador em Caladinho II 230/69 kV.



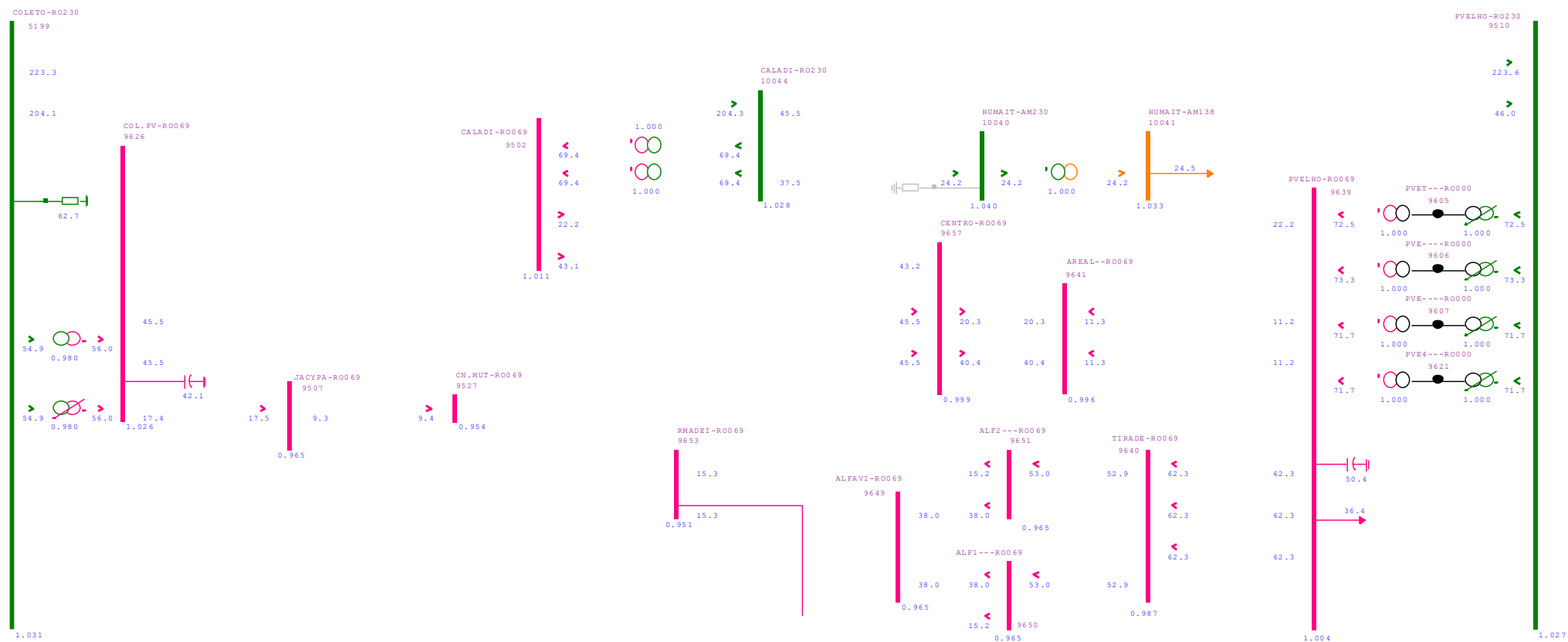
ALTERNATIVA 2A -2029 – Perda do transformador de Caladinho 230/69 kV.



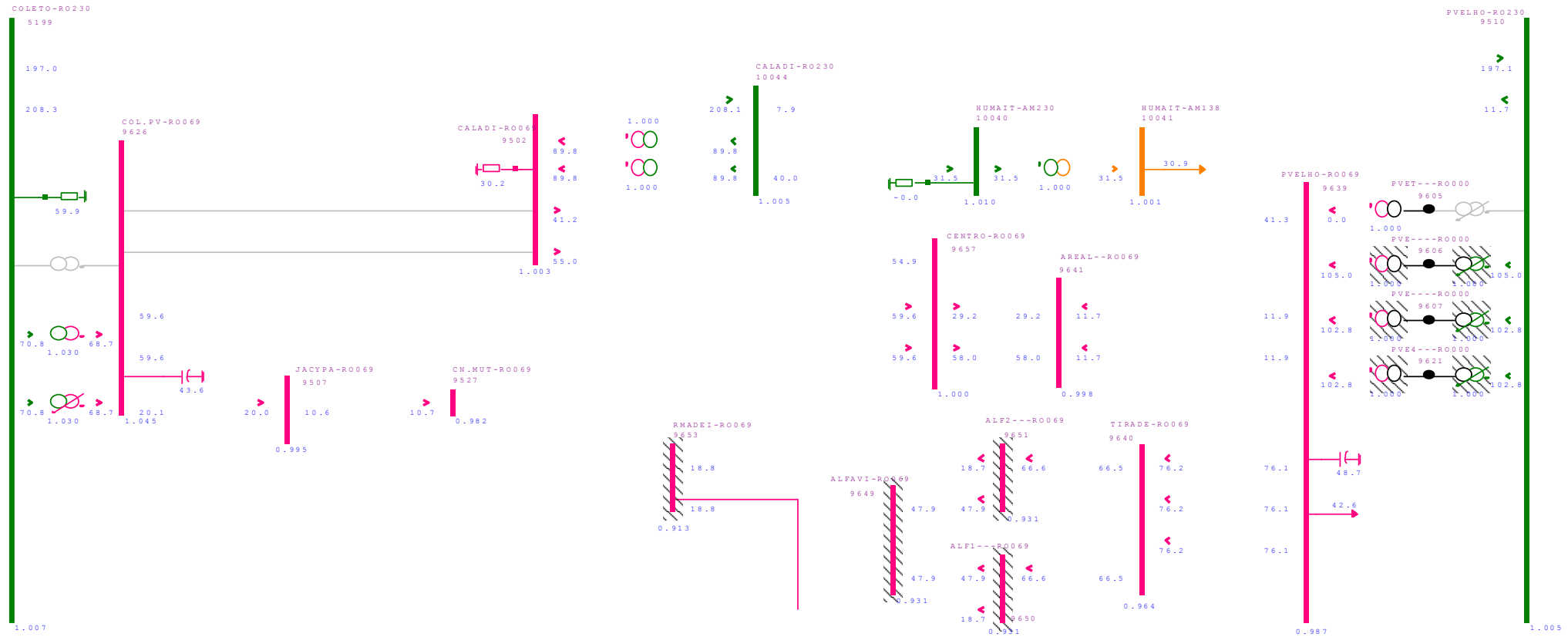
ALTERNATIVA 2A -2029 – Perda de transformador em Porto Velho com dois transformadores em Caladinho II 230/69 kV.



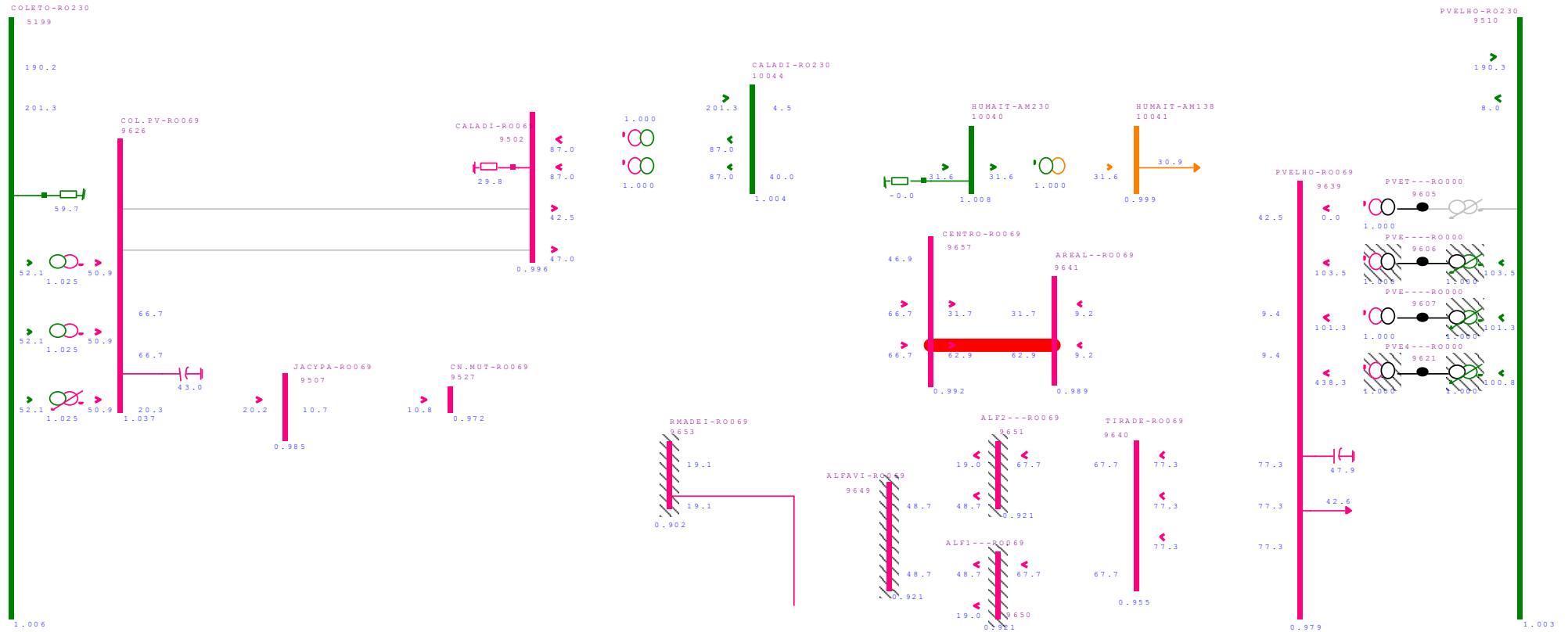
ALTERNATIVA 2A -2029 – Caso Base.



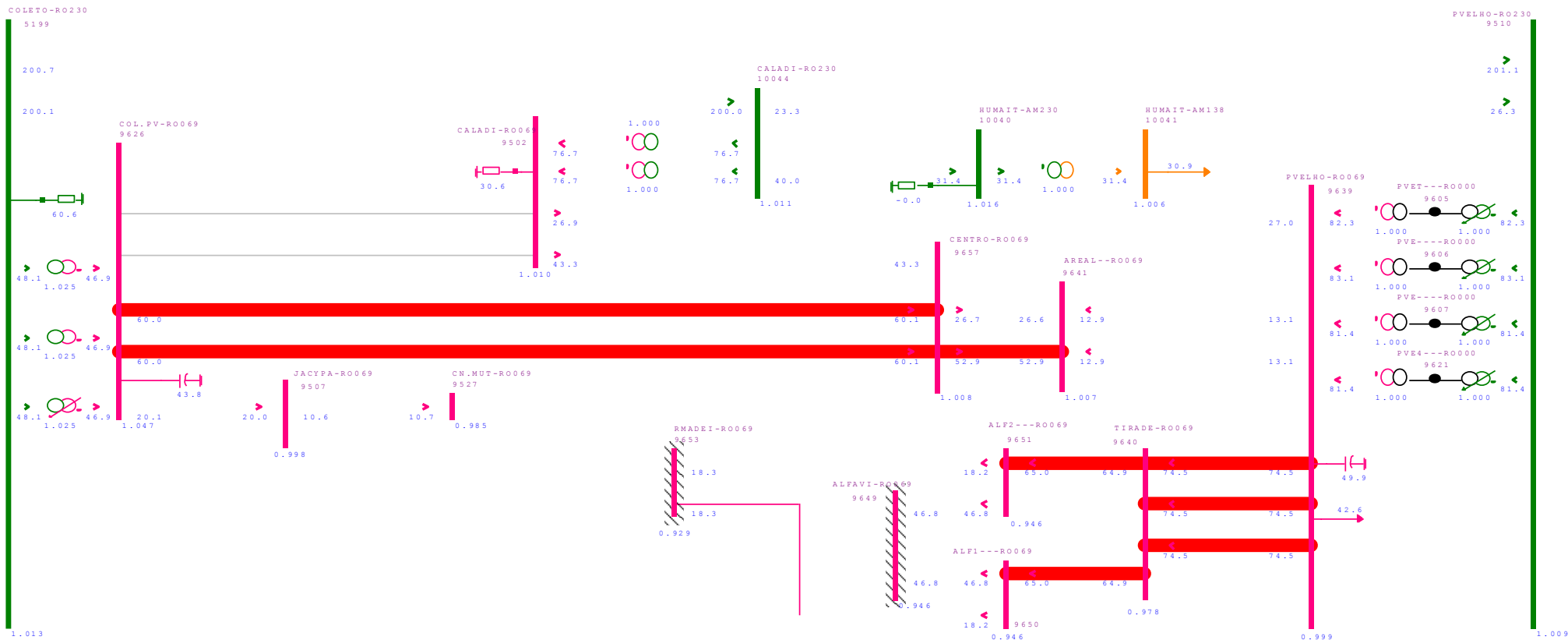
ALTERNATIVA 2A – 2033 - Perda de transformador em Porto Velho com duas unidades na SE Coletora.



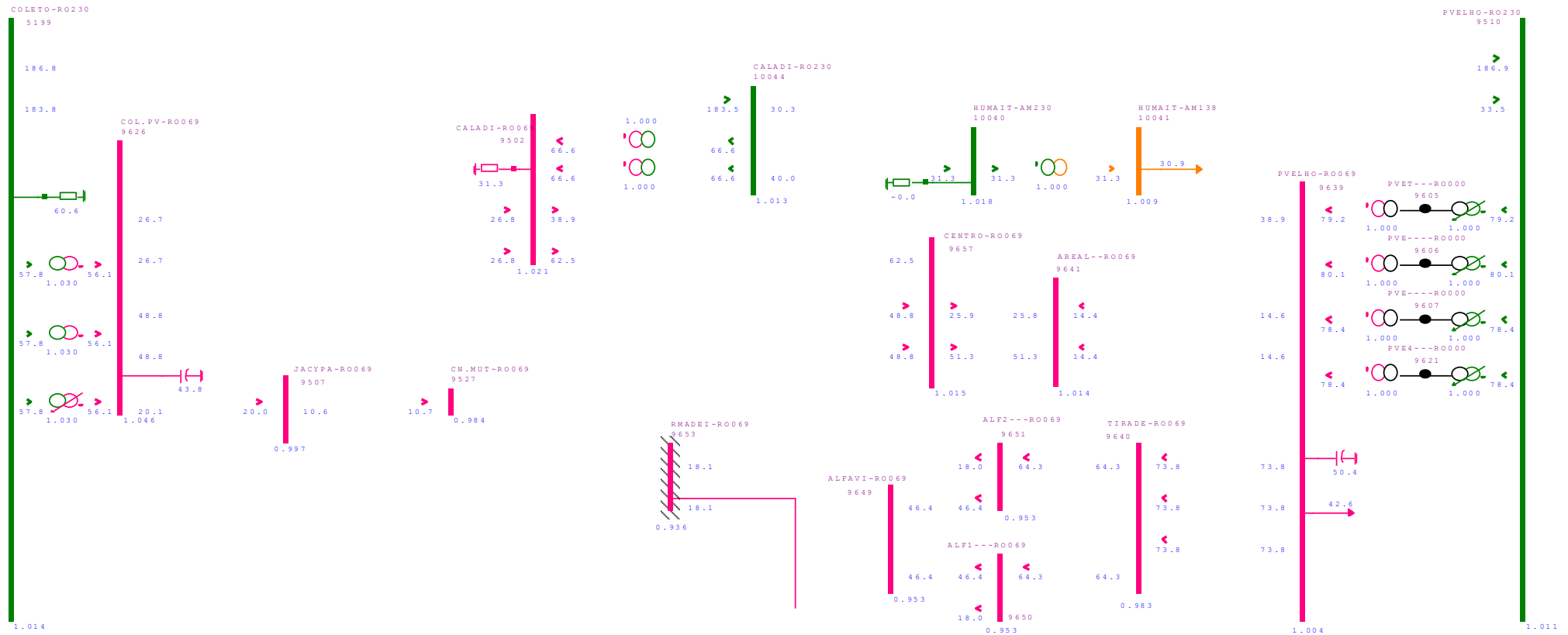
ALTERNATIVA 2A – 2033 - Perda de transformador em Porto Velho com três unidades na SE Coletora.



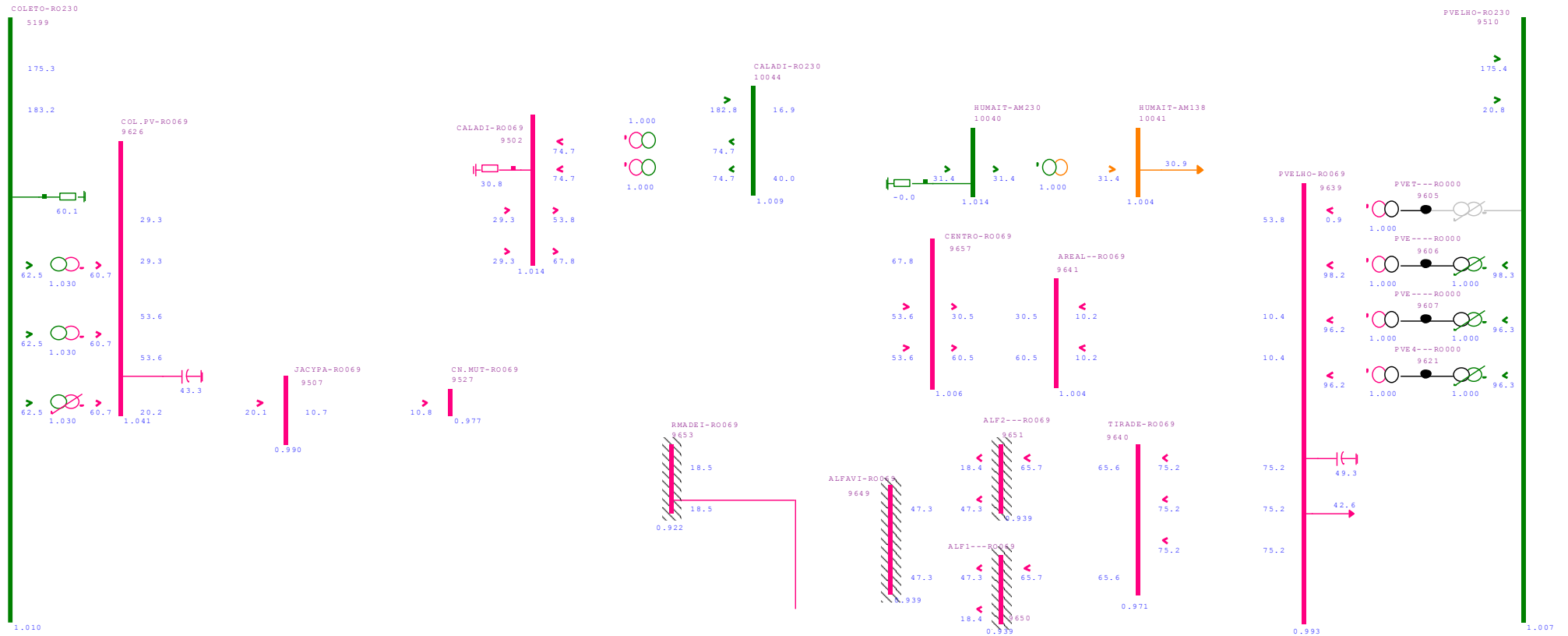
ALTERNATIVA 2A – 2033 – Caso Base sem reforço na Distribuição.



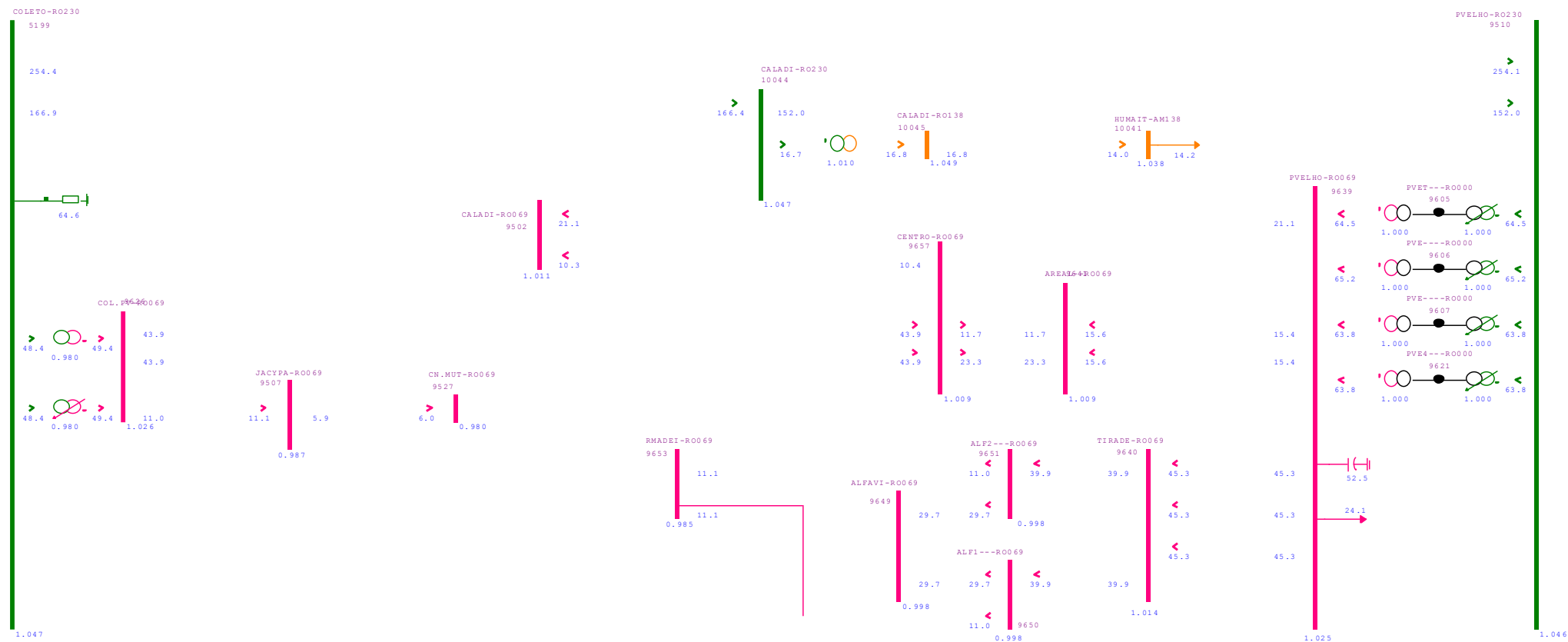
ALTERNATIVA 2A – 2033 - Caso Base com reforço na Distribuição.



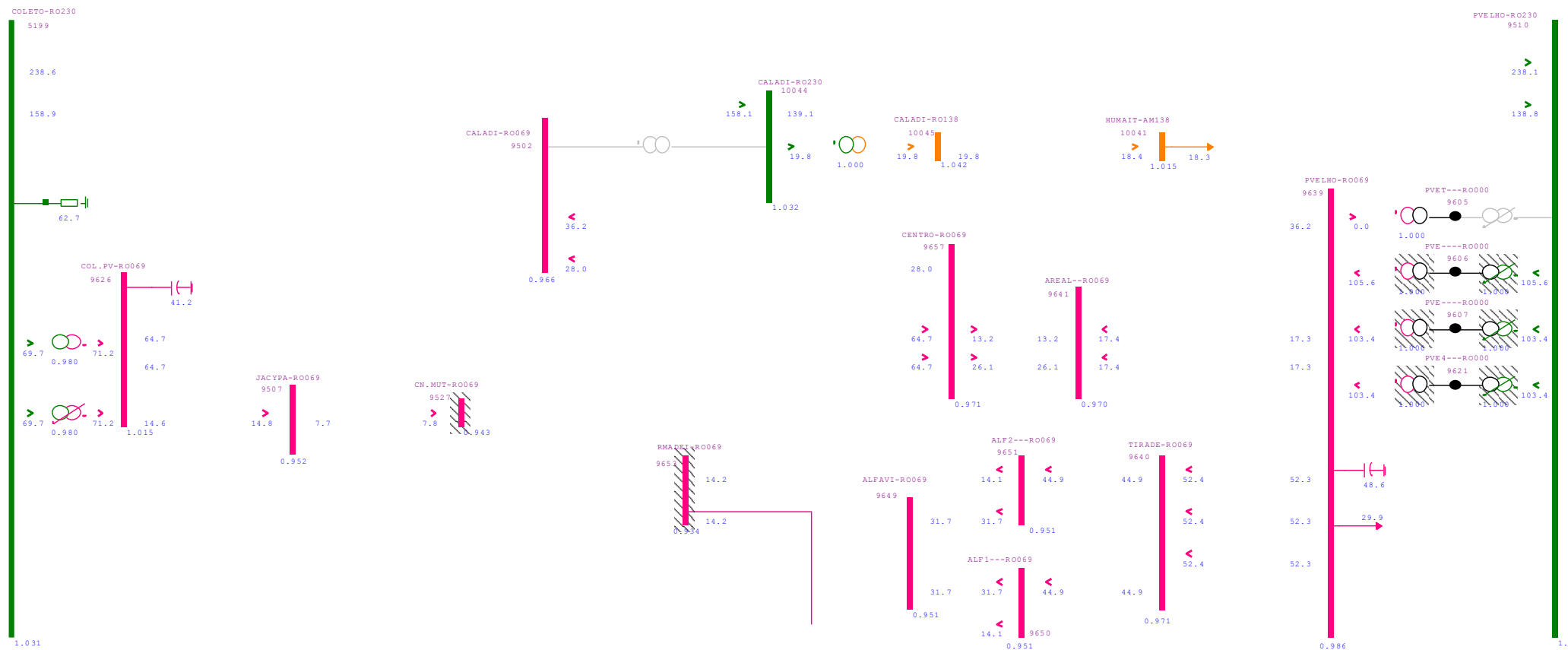
ALTERNATIVA 2A – 2033 - Perda de transformador em Porto Velho com três unidades na SE Coletora e reforço na Distribuição.



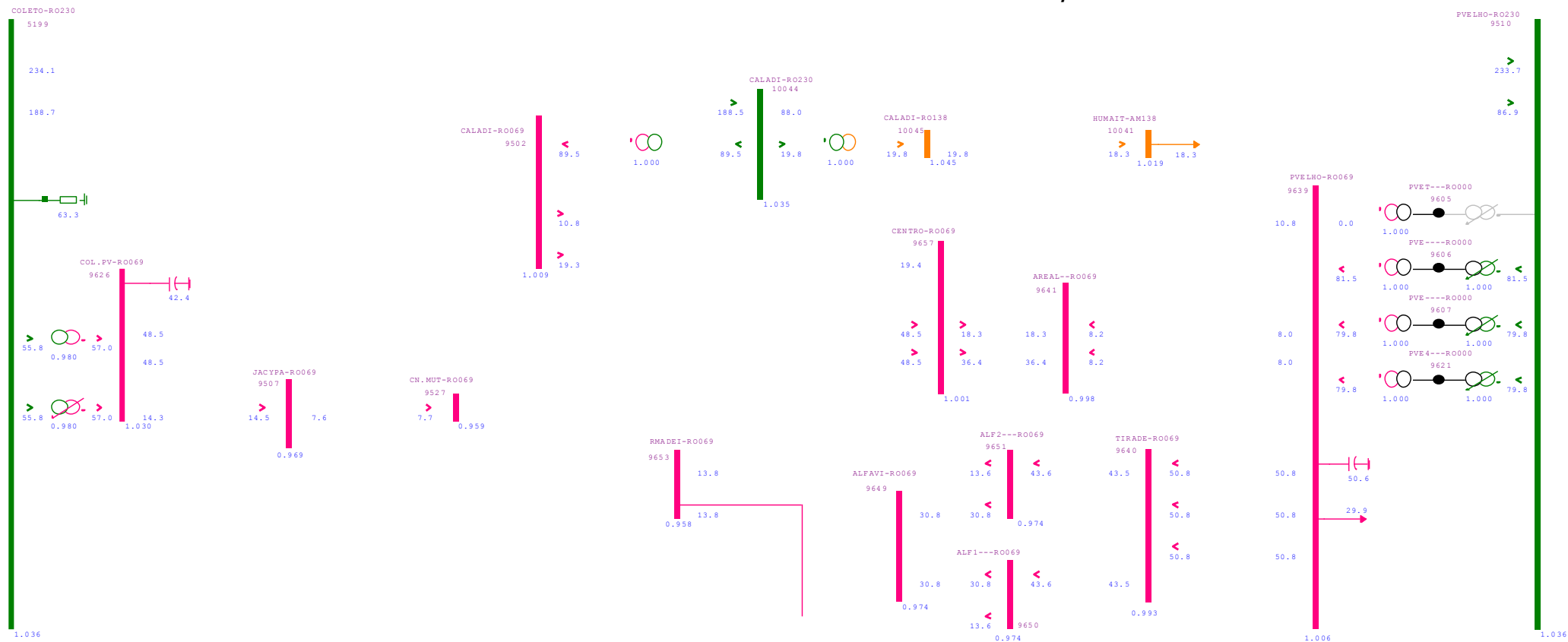
21.1.3 Alternativa 2B – Caladinho II – Humaitá 138 kV

ALTERNATIVA 2B -2020 – Caso Base.

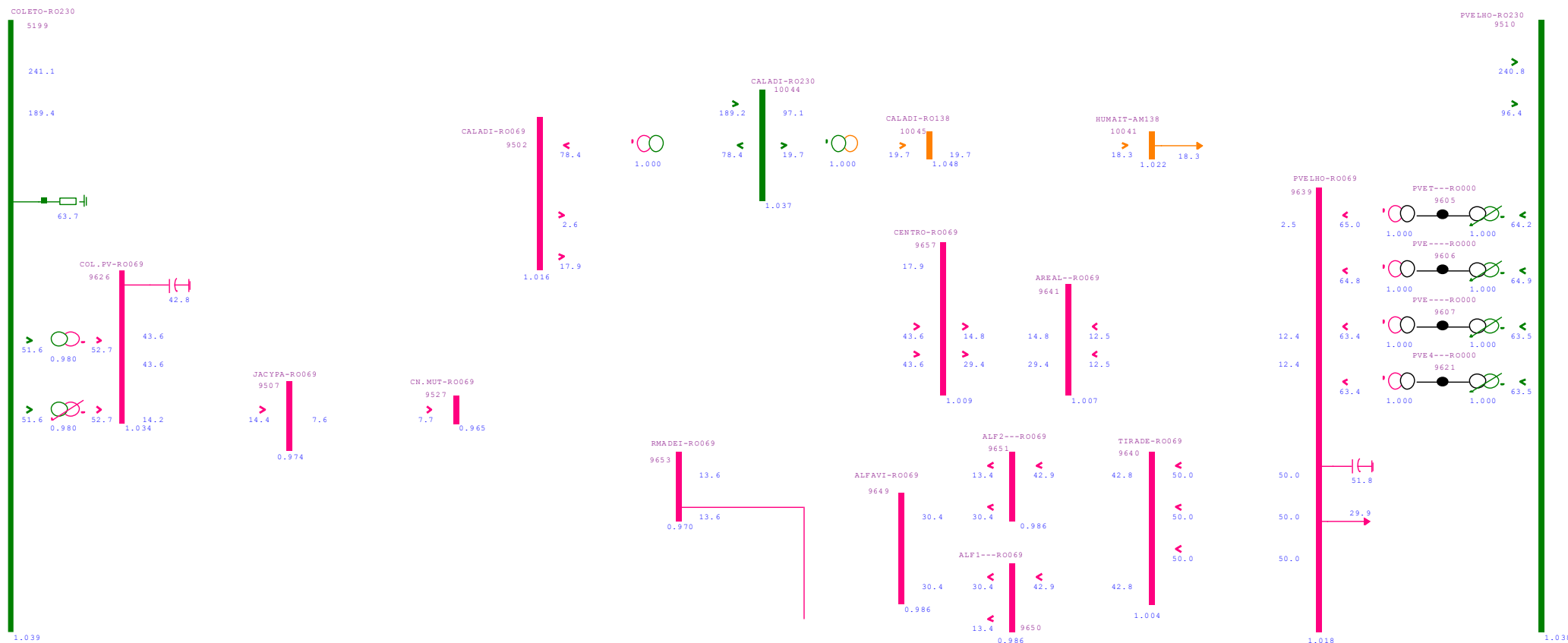
ALTERNATIVA 2B -2024 – Perda de transformador em Porto Velho sem Caladinho II 230/69 kV.

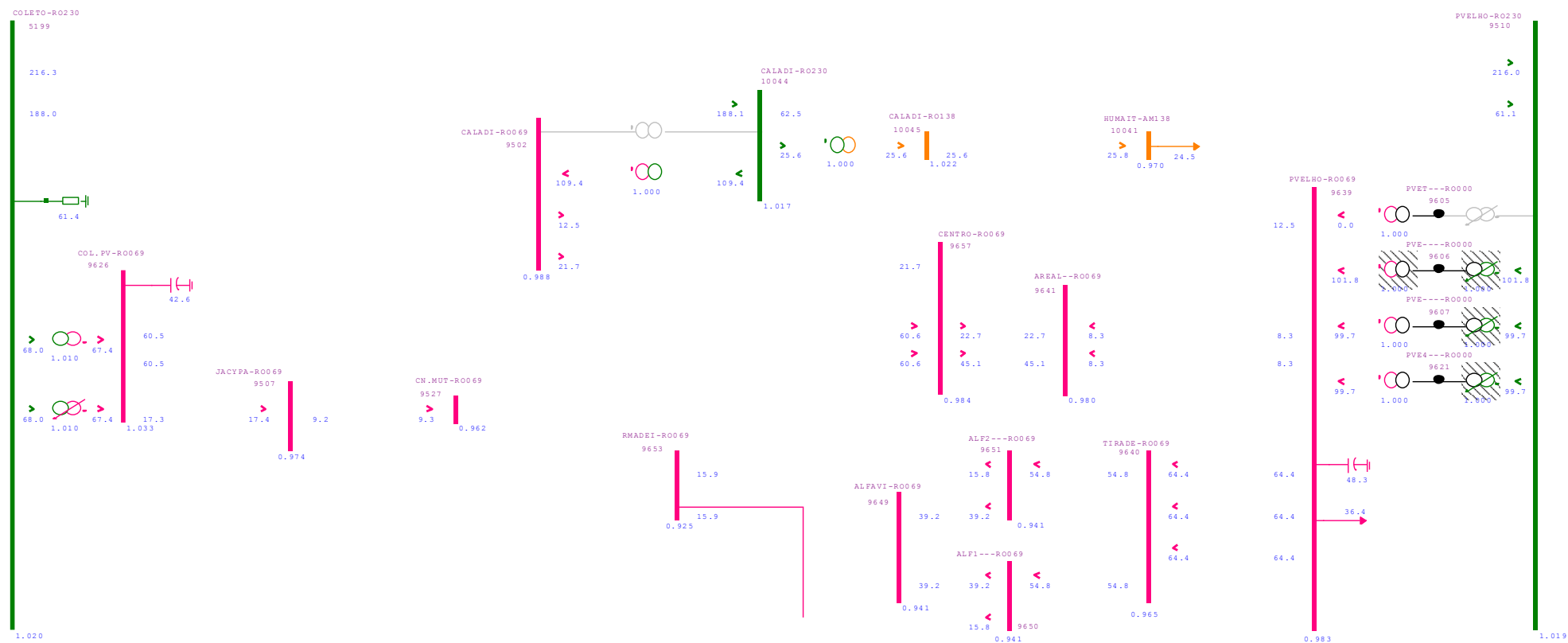


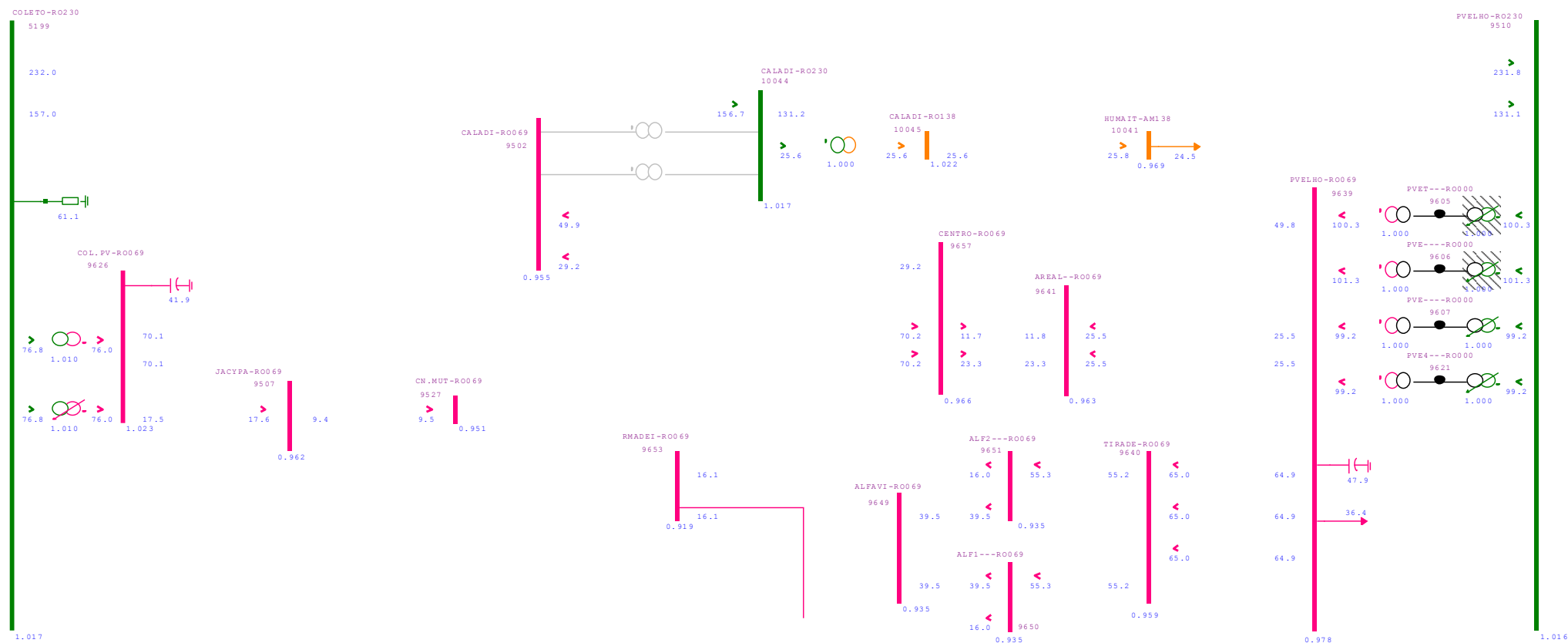
ALTERNATIVA 2B -2024 – Perda de transformador em Porto Velho com Caladinho II 230/69 kV.

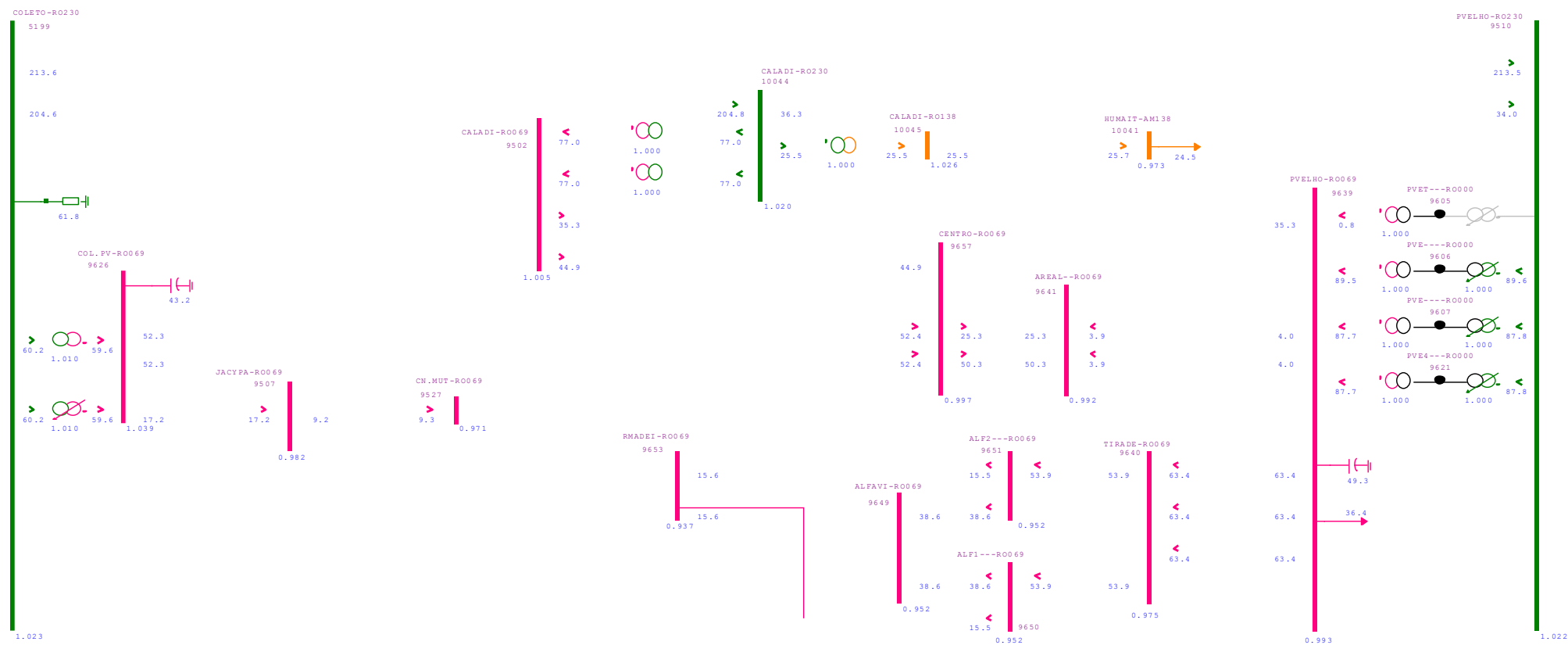


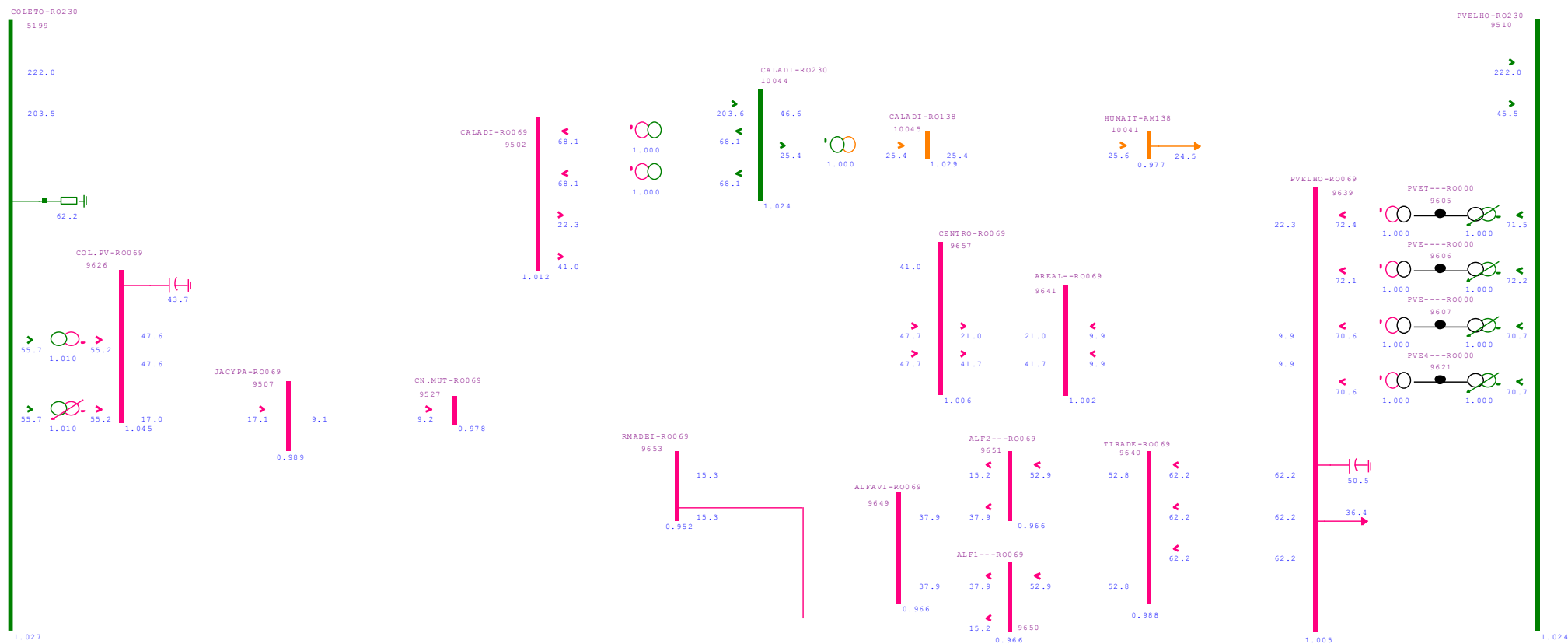
ALTERNATIVA 2B -2024 – Caso Base

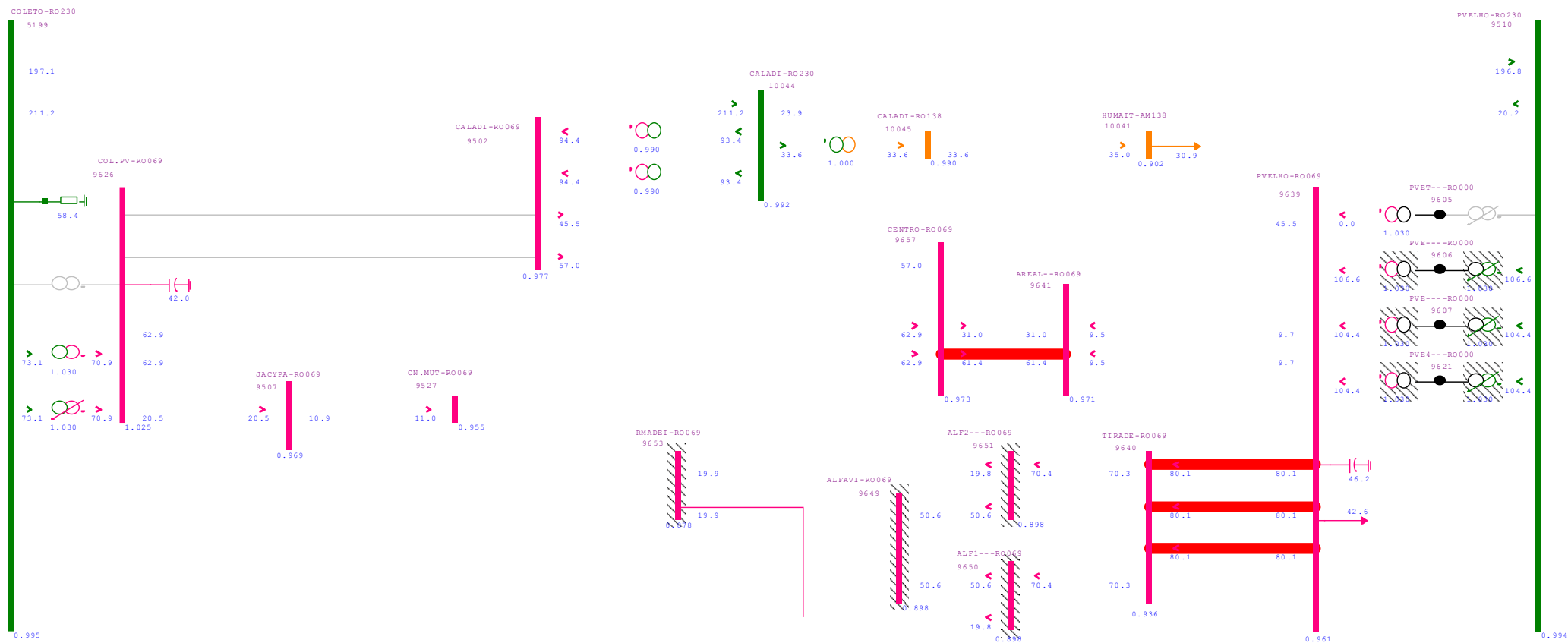


ALTERNATIVA 2B -2029 – Perda de transformador em Porto Velho com um transformador em Caladinho II 230/69 kV.


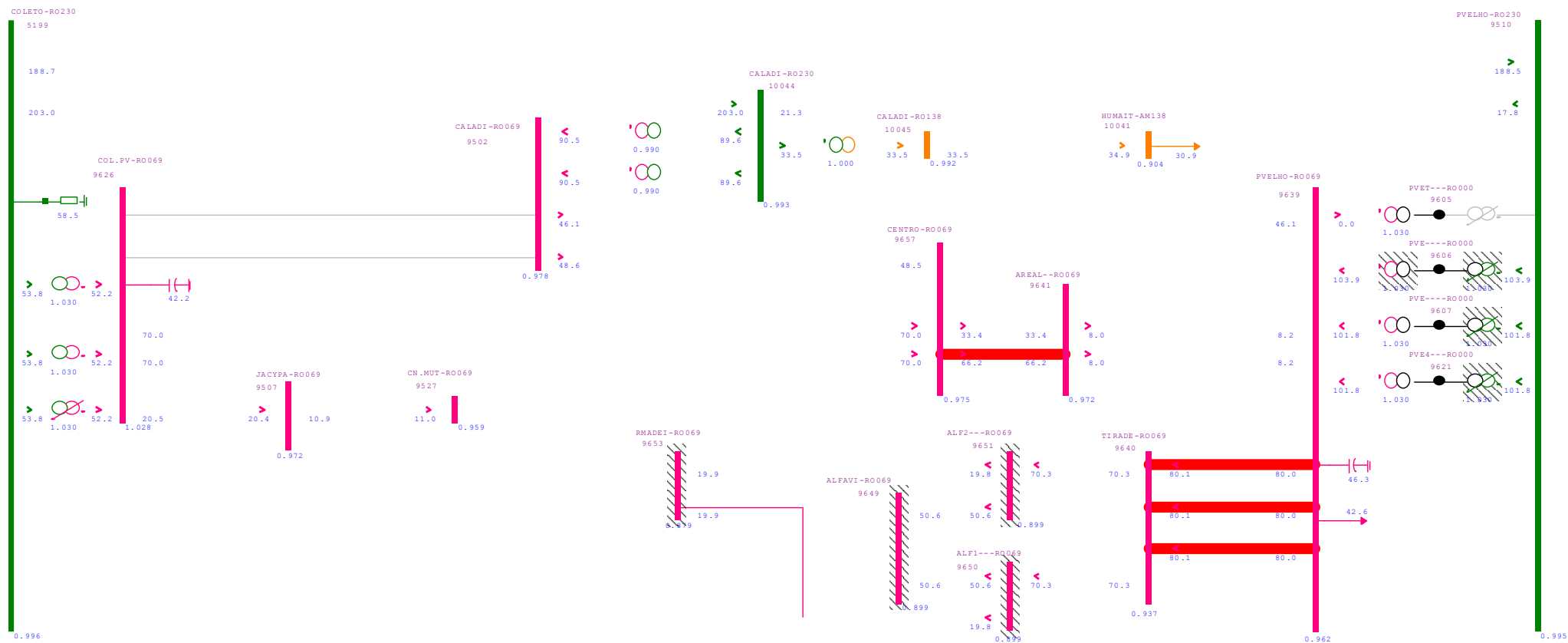
ALTERNATIVA 2B -2029 – Perda do transformador de Caladinho II 230/69 kV


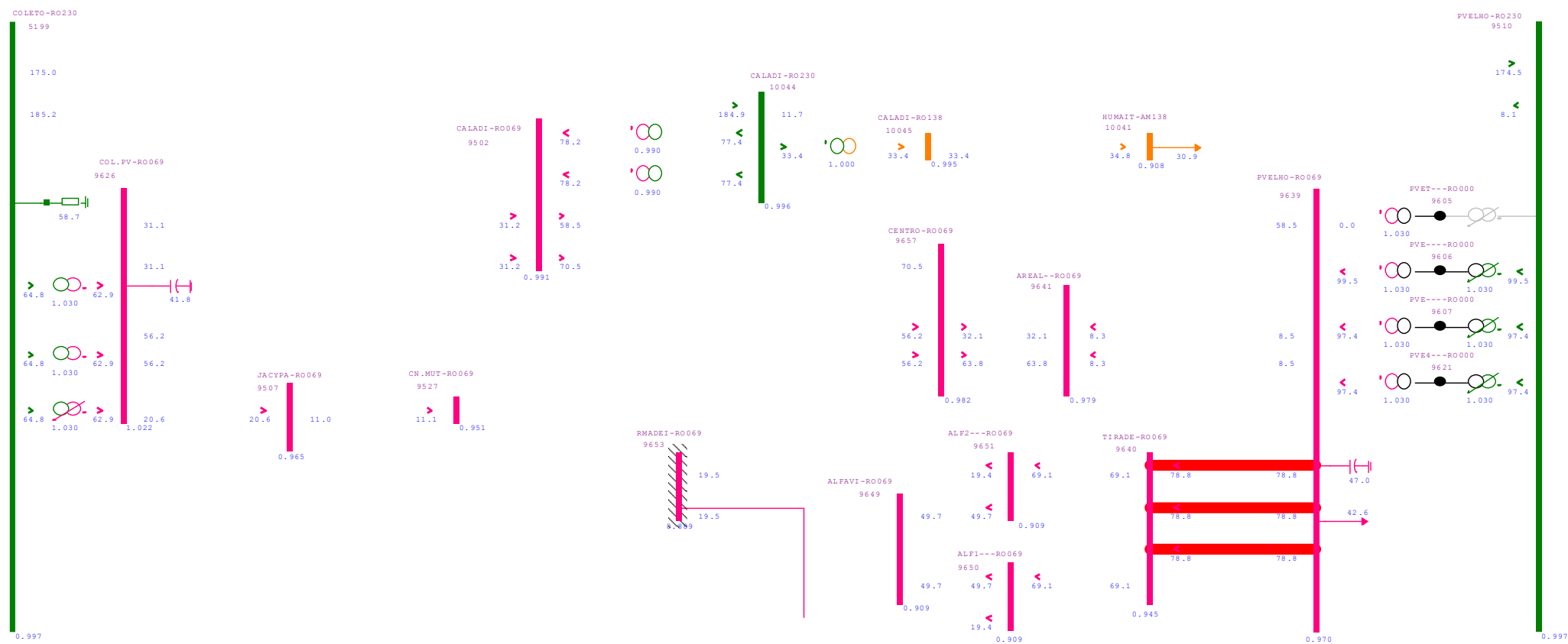
ALTERNATIVA 2B -2029 – Perda de transformador em Porto Velho com dois transformadores em Caladinho II 230/69 kV.


ALTERNATIVA 2B -2029 – Caso Base.

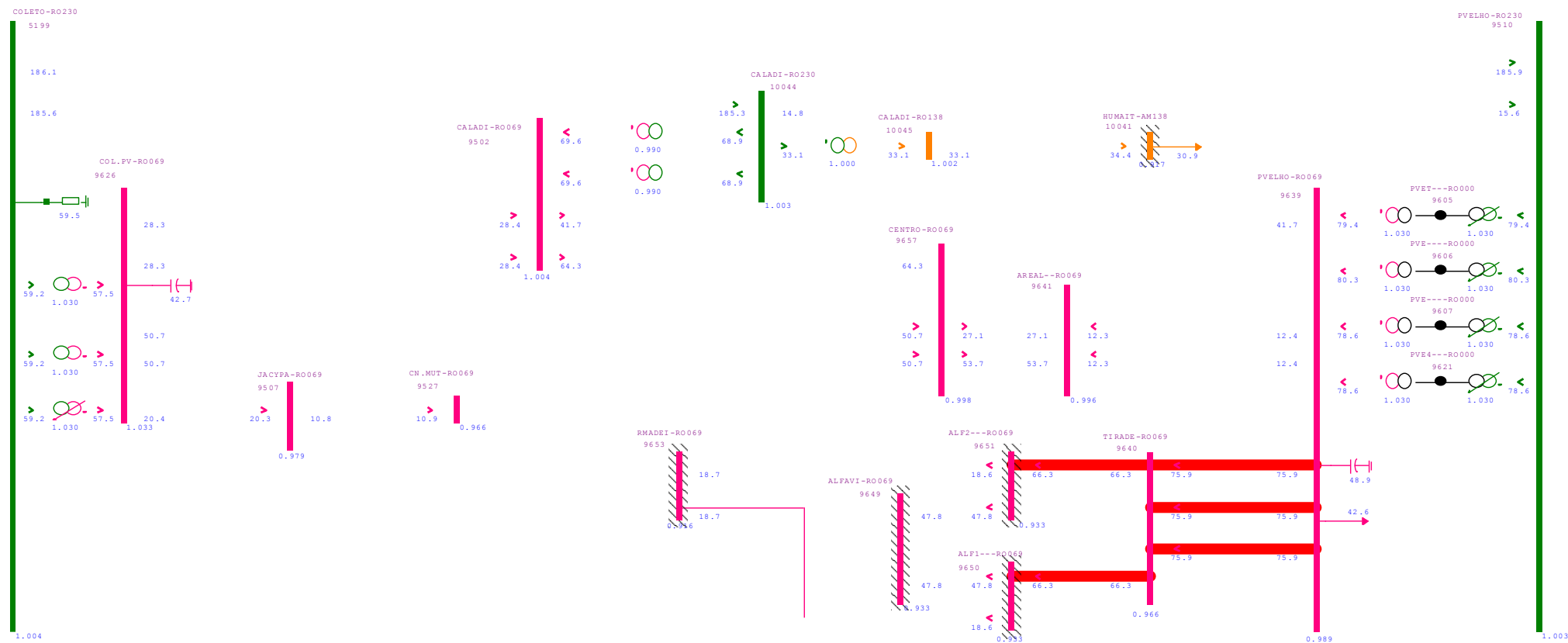
ALTERNATIVA 2B – 2033 - Perda de transformador em Porto Velho com duas unidades na SE Coletora.


ALTERNATIVA 2B – 2033 - Perda de transformador em Porto Velho com três unidades na SE Coletora.

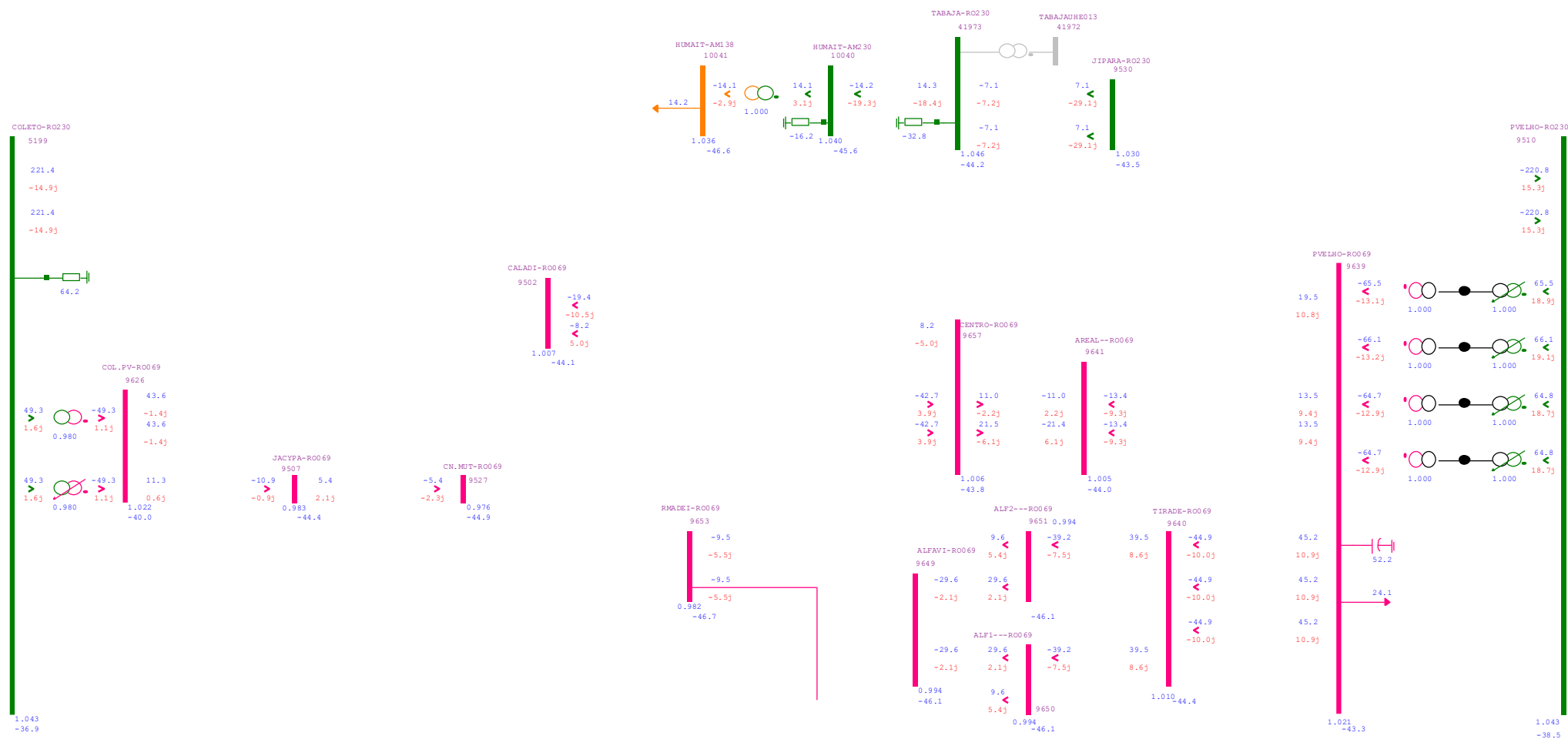


ALTERNATIVA 2B – 2033 - Perda de transformador em Porto Velho com três unidades na SE Coletora e reforço na Distribuição.


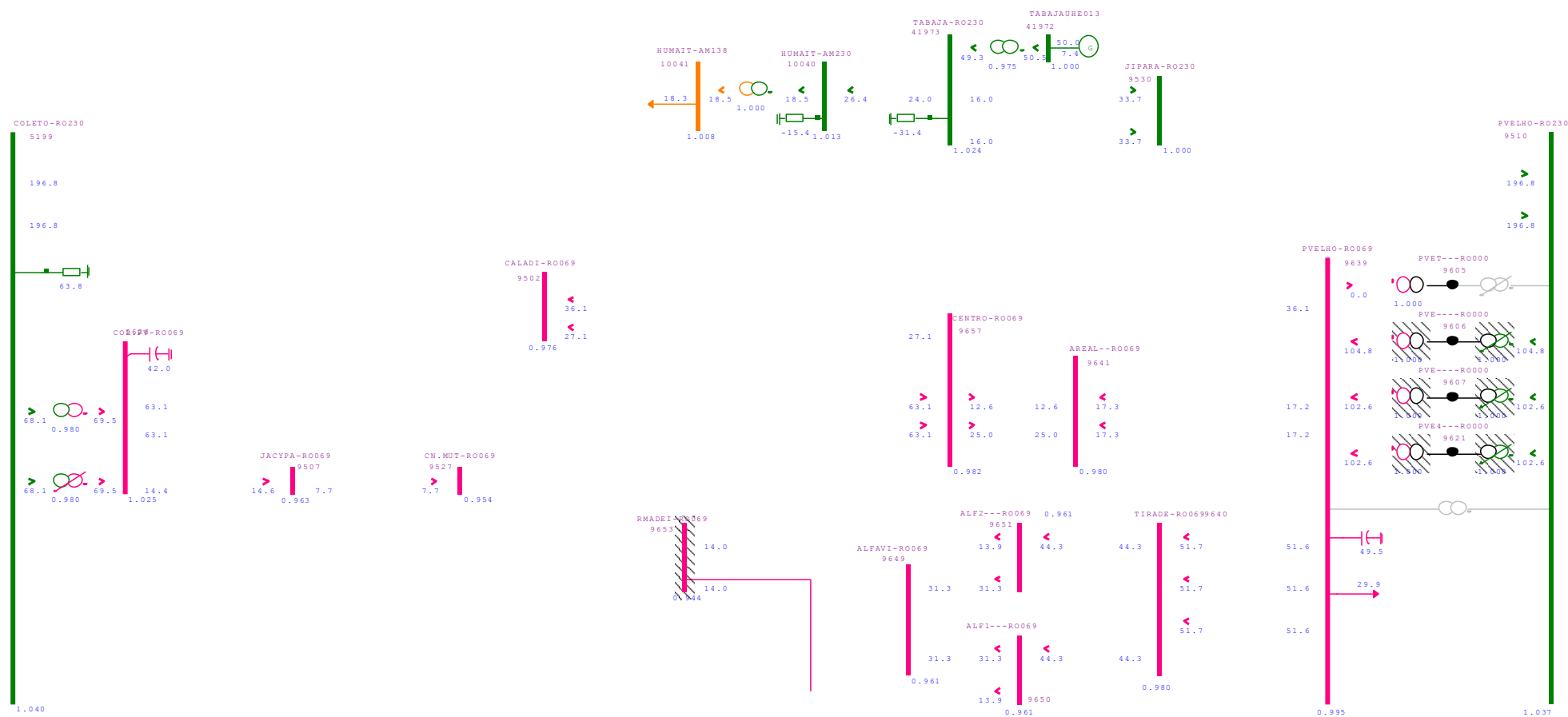
ALTERNATIVA 2B – 2033 – Caso Base com três unidades na SE Coletora reforço na Distribuição.

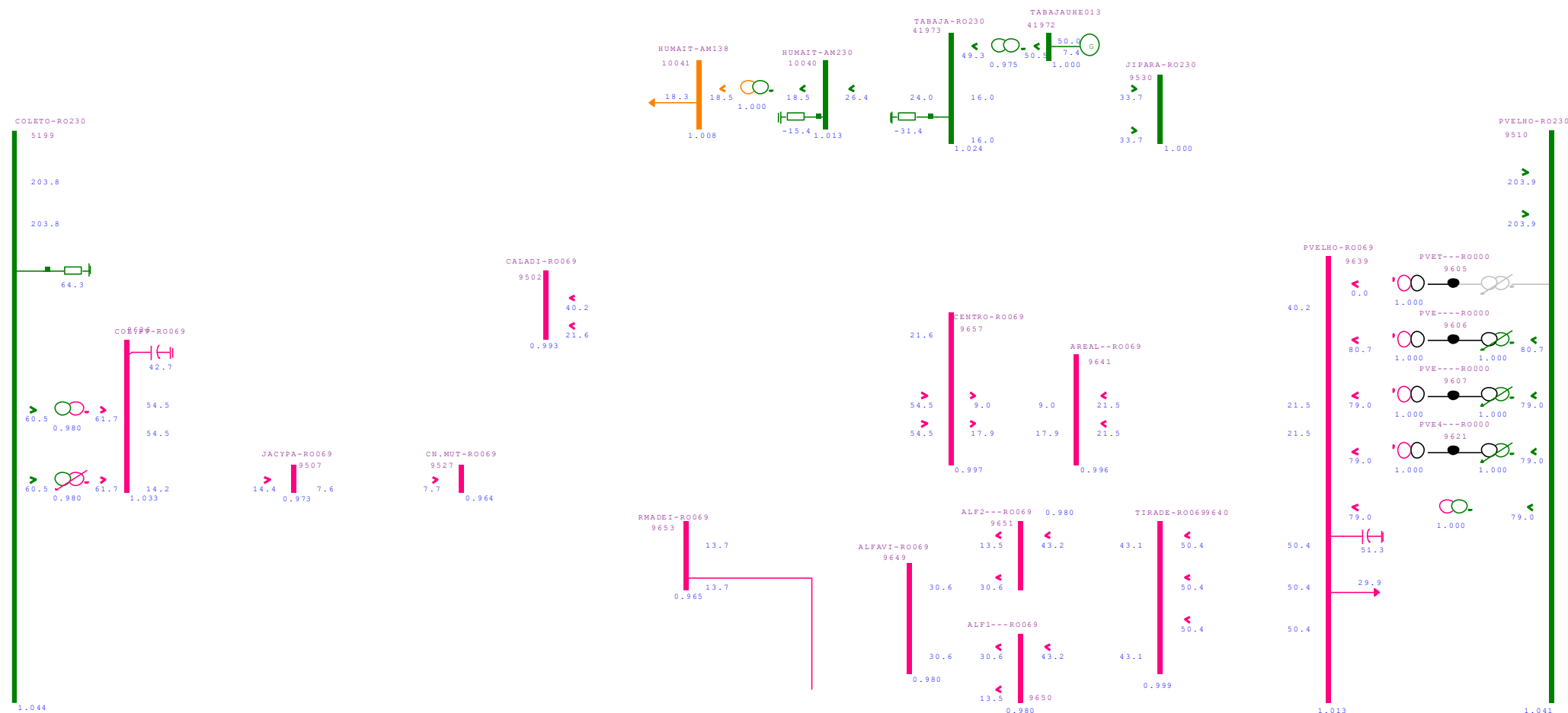


21.1.4 Alternativa 3 – Tabajara – Humaitá 230 kV

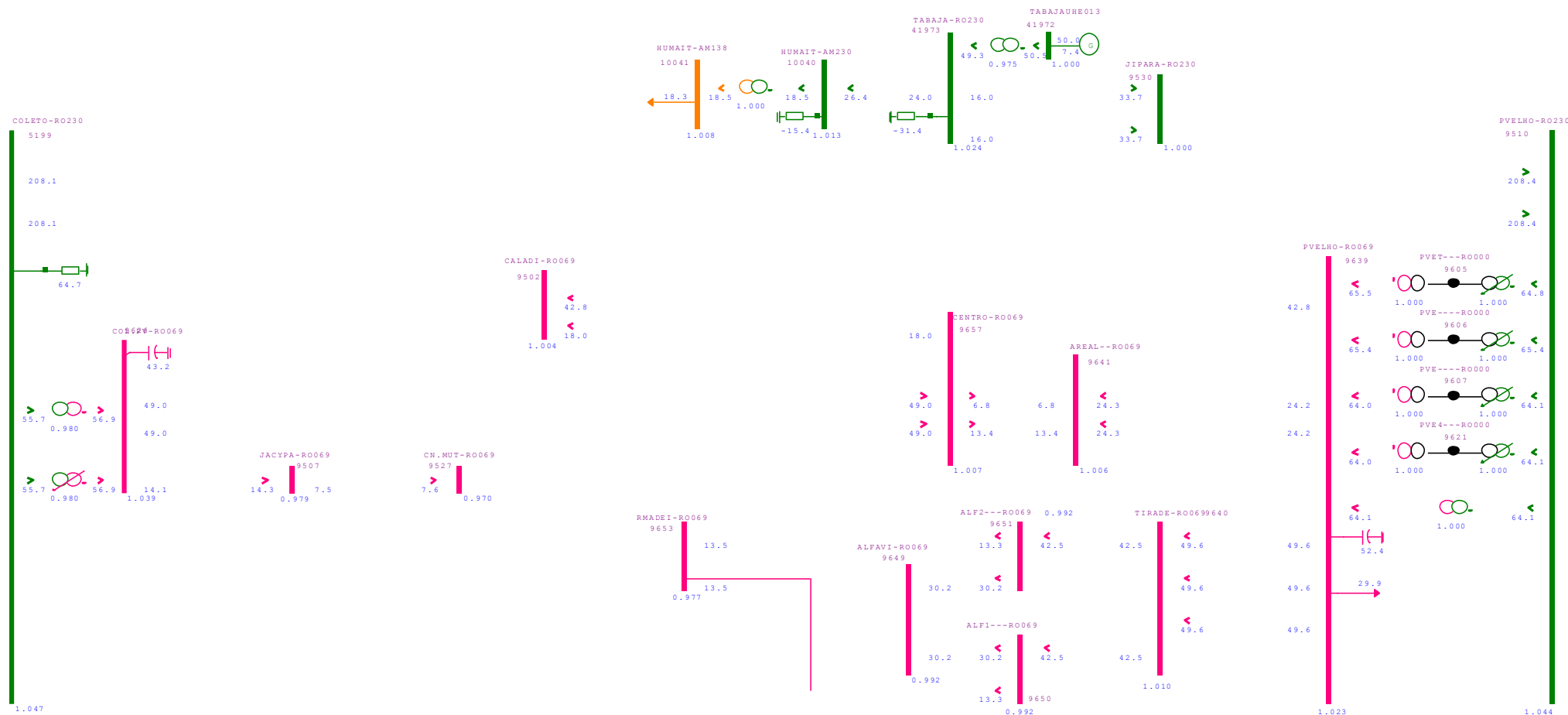


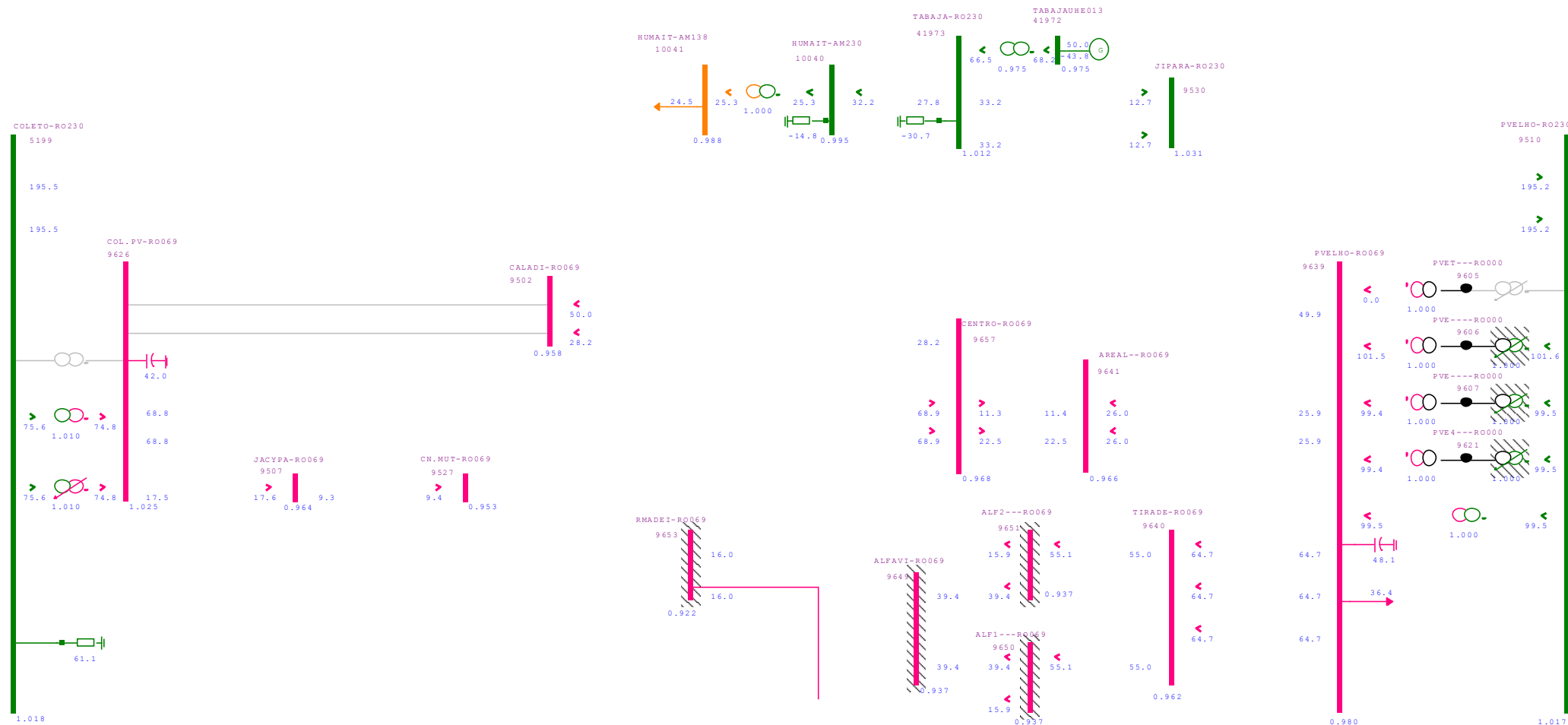
ALTERNATIVA 3 – 2024 - Perda de transformador em Porto Velho com 4 unidades.

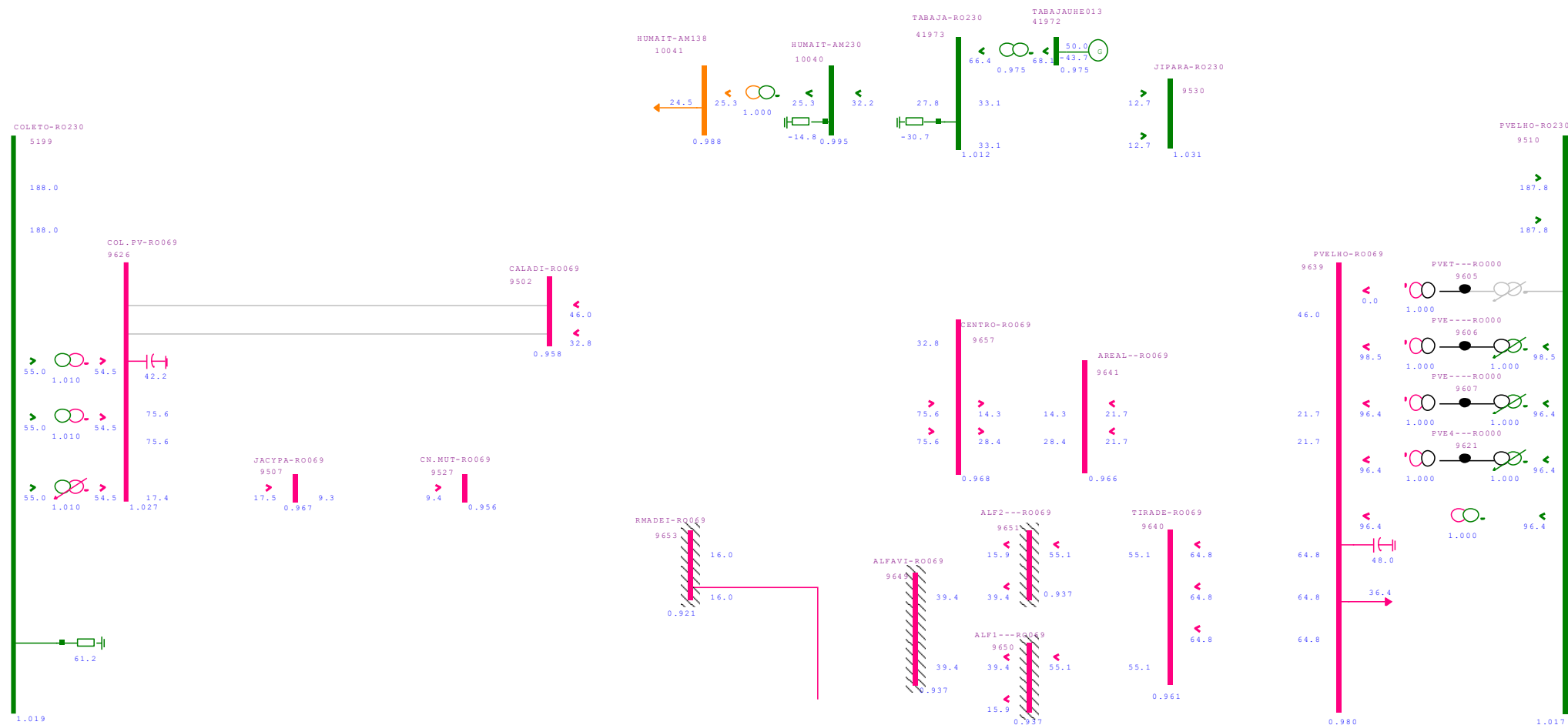


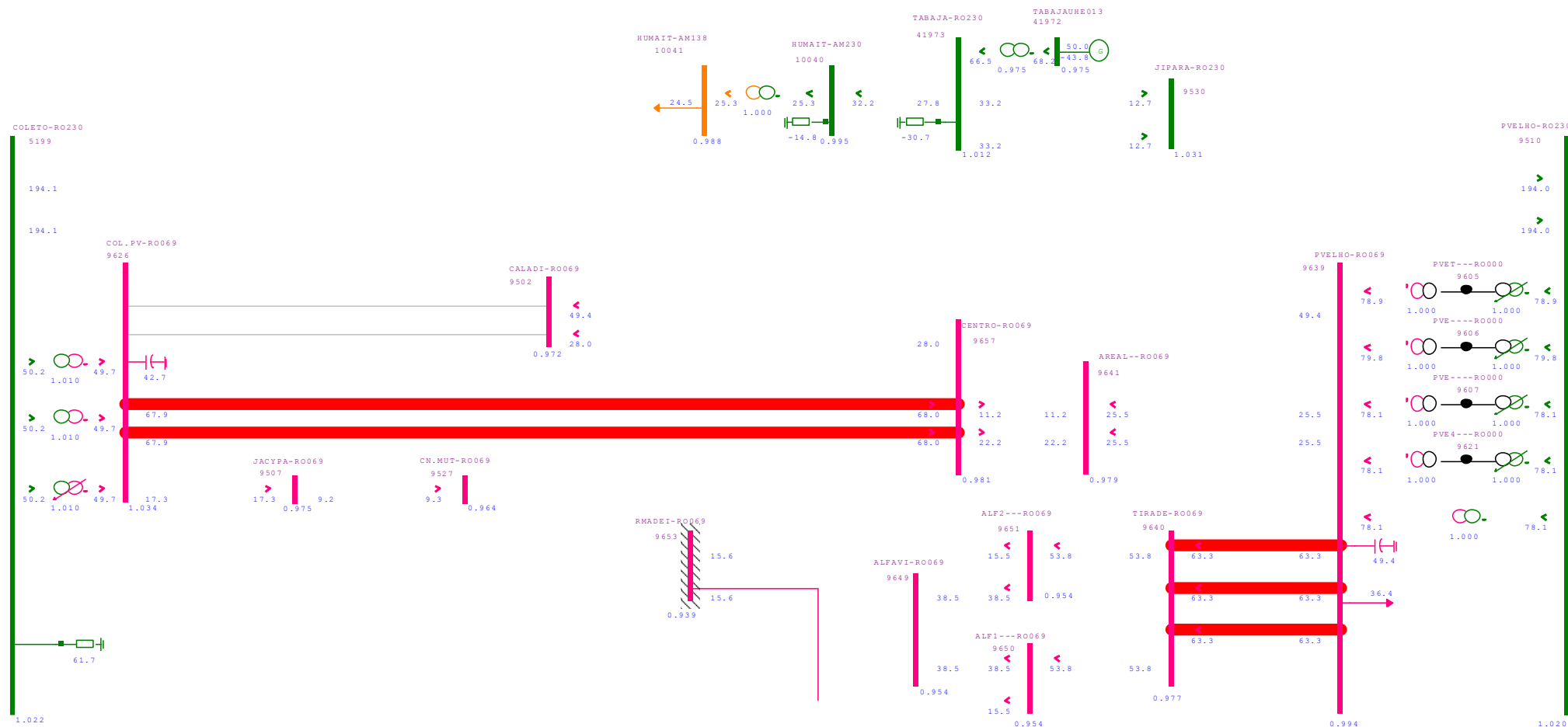


ALTERNATIVA 3 – 2024 – Caso Base.

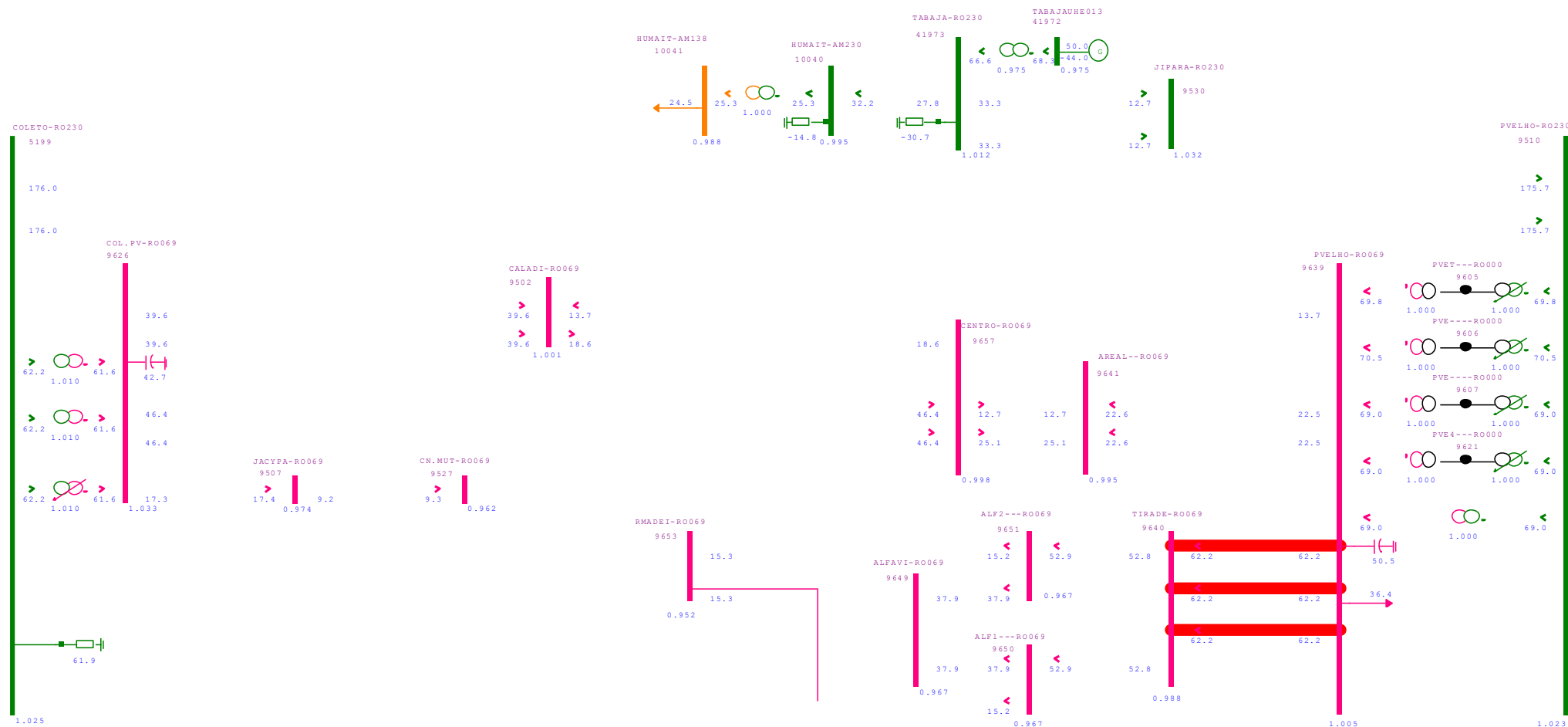




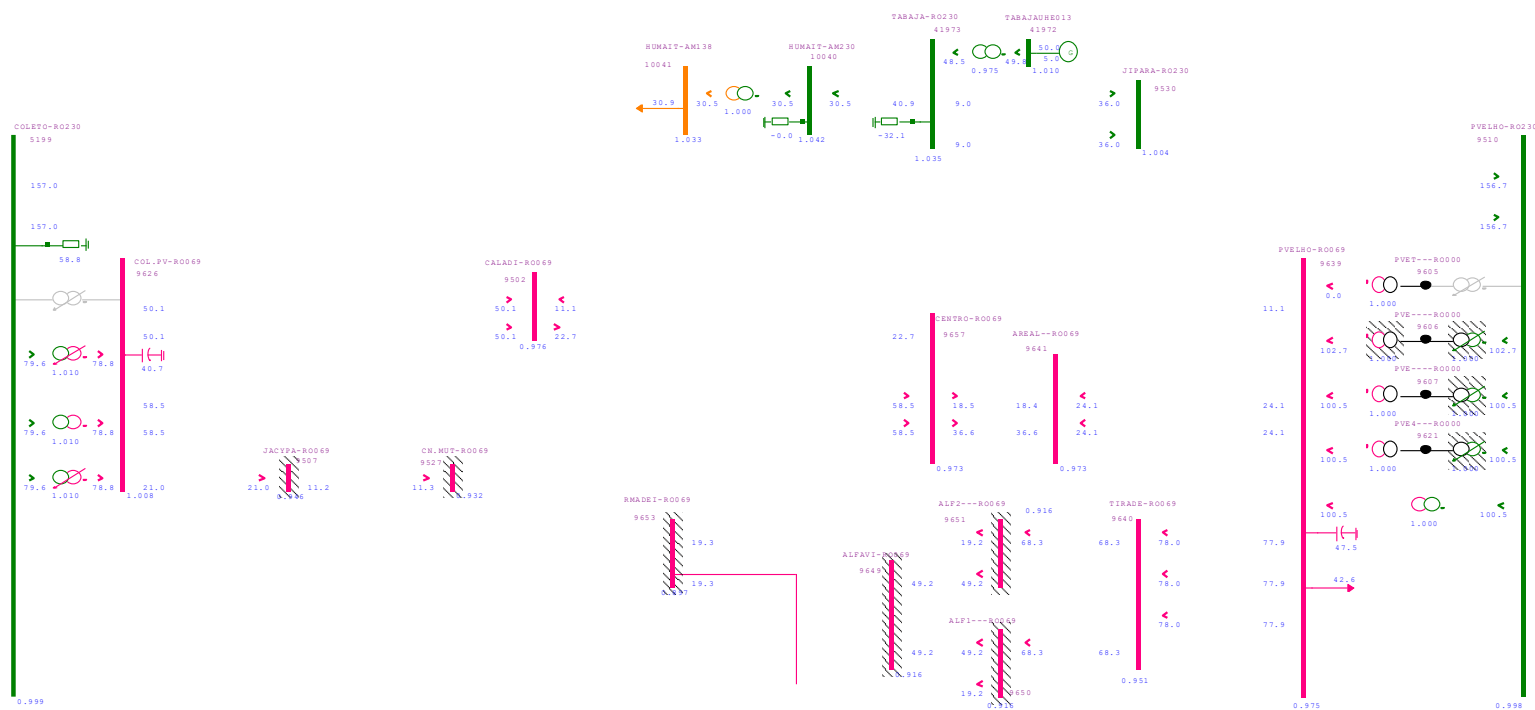




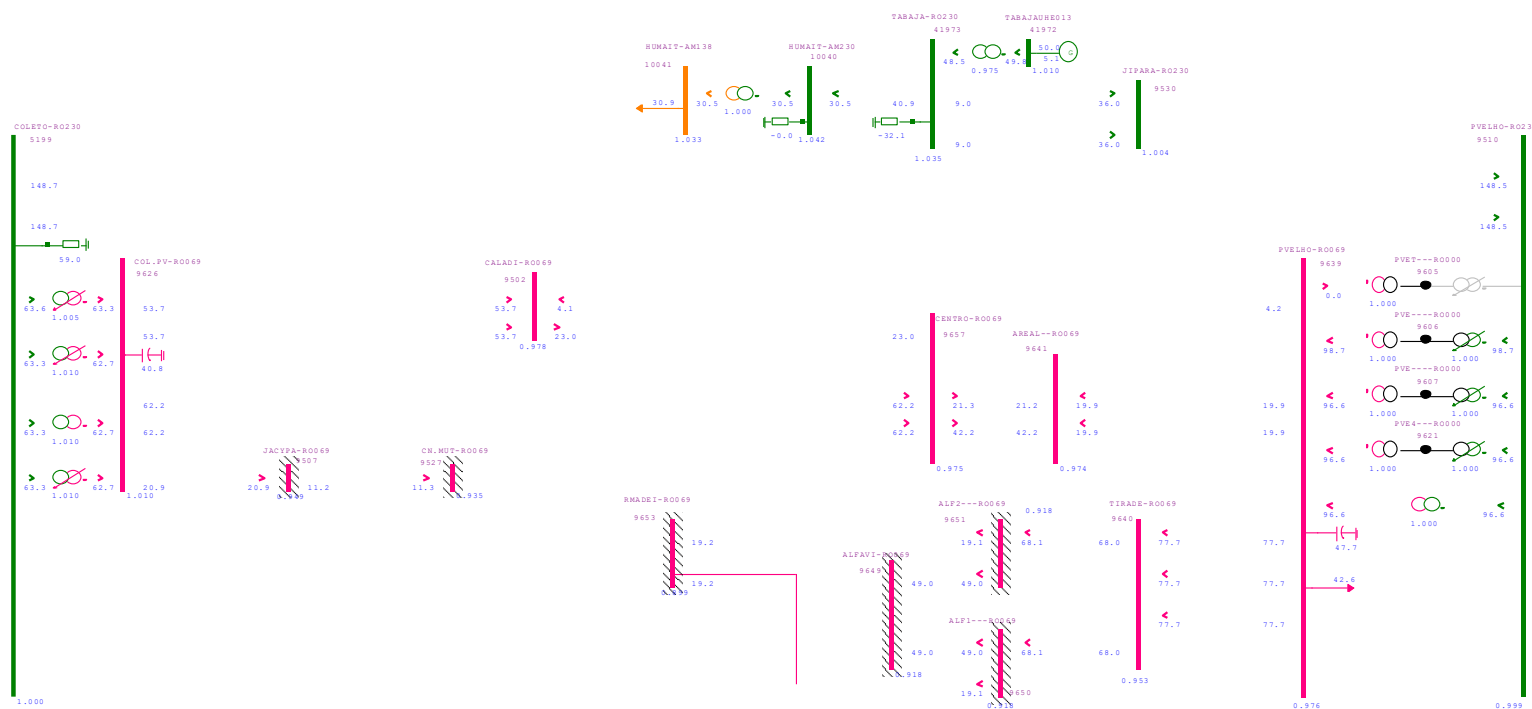
ALTERNATIVA 3 – 2029 – Caso Base – com reforço na Distribuição.



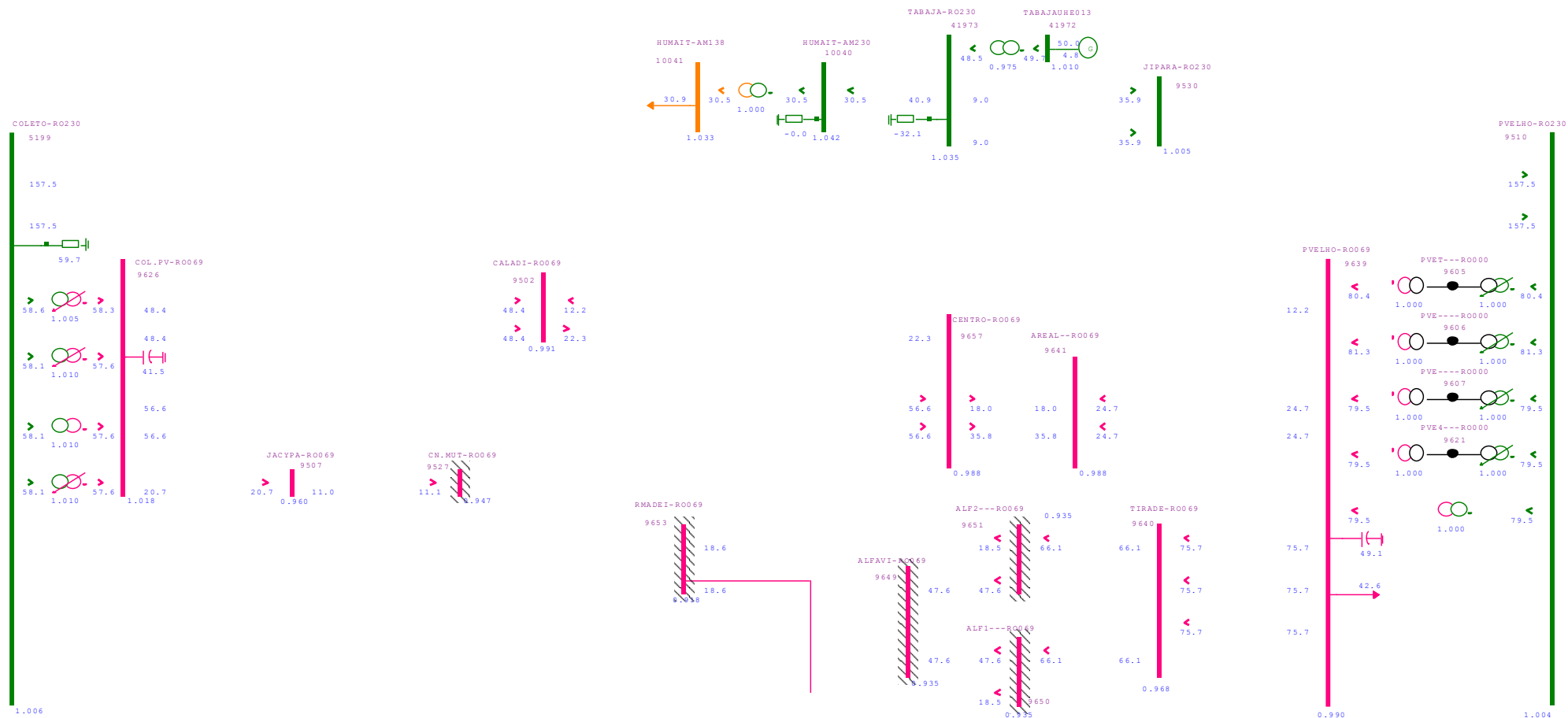
ALTERNATIVA 3 – 2033 – Perda de transformador na SE Porto Velho com 3 unidades na SE Coletora



ALTERNATIVA 3 – 2033 – Perda de transformador na SE Porto Velho com 4 unidades na SE Coletora



ALTERNATIVA 3 – 2033 – Caso Base.



21.2 Diagramas Unifilares

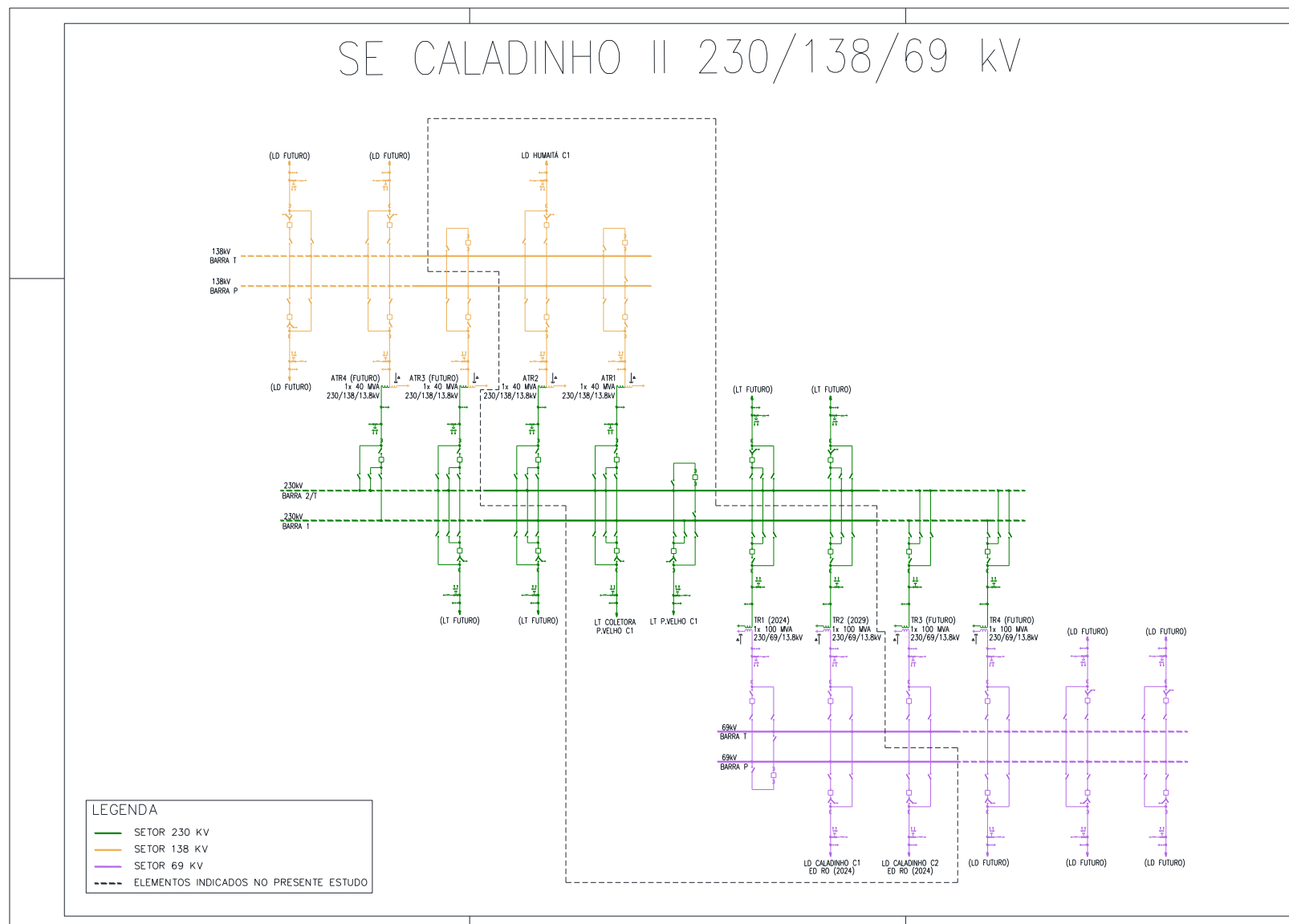


Figura 21-1 - Diagrama Unifilar da Subestação Caladinho II

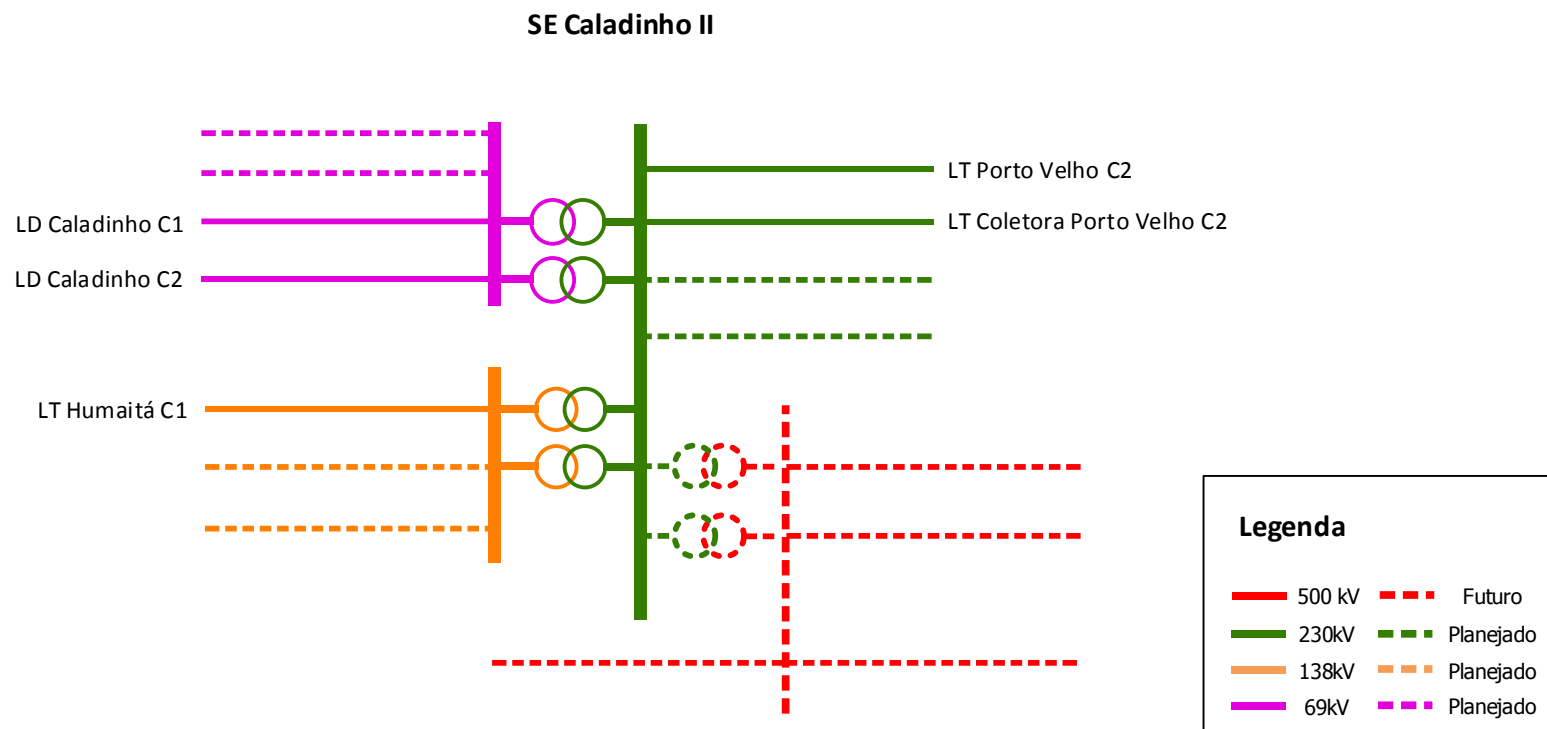
21.3 Fichas para Acompanhamento do relatório R4

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4							
Empreendimento (Tipo A): SE Caladinho II 230/138/69 kV							
Característica da Instalação	Recomendações R1					Considerações do R4	Justificativas em Caso de Alterações no R4
Área mínima do terreno da subestação na fase planejada(m²)	65.000						
Quantitativo de bays planejados por nível de tensão	Tensão	EL	IB	CT	CRB		
	230 kV	2	1	4	0		
	138 kV	1	1	2	0		
	69 kV	2	1	2	0		
Área mínima do terreno da subestação na fase futura(m²)	110.000						
Quantitativo de bays futuros por nível de tensão	Tensão	EL	IB	CT	CRB		
	500 kV	4	3	2	0		
	230 kV	4	0	4	0		
	138 kV	3	0	2	0		
69 kV	5	0	2	0			
Capacidade de interrupção simétrica nominal dos disjuntores (kA)	230 kV – 40 kA 138 kV - 31,5 kA 69 kV – 31,5 kA						
OBSERVAÇÕES							

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4

Empreendimento (Tipo A): SE Caladinho II 230/138/69 kV

Diagrama Unifilar Simplificado



22 NOTA TÉCNICA DEA 02/16

Série
MEIO AMBIENTE: TRANSMISSÃO

NOTA TÉCNICA DEA 02/16

Análise socioambiental para o
estudo de integração de **Humaitá** ao SIN e
reavaliação do atendimento a **Porto Velho**
(Relatório R1)

Rio de Janeiro
Fevereiro de 2016
EPE-DEA-NT-02/2016-R1



Ministério de
Minas e Energia

GOVERNO FEDERAL
BRASIL
PÁTRIA EDUCADORA

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



Governo Federal

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Carlos Eduardo de Souza Braga

Secretário Executivo

Luiz Eduardo Barata

**Secretário Adjunto de Planejamento e
Desenvolvimento Energético**

Moacir Bertol

Série MEIO AMBIENTE: TRANSMISSÃO

NOTA TÉCNICA DEA 02/16

**Análise socioambiental para o estudo
de integração de Humaitá ao SIN e
reavaliação do atendimento a
Porto Velho
(Relatório R1)**



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

Presidente

Mauricio Tiomno Tolmasquim

**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e
Ambientais**

Ricardo Gorini de Oliveira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amílcar Guerreiro

**Diretoria de Estudos de Petróleo, Gás e
Biocombustível**

Gelson Baptista Serva

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

Coordenação Geral

Mauricio Tiomno Tolmasquim

Ricardo Gorini de Oliveira

Coordenação Executiva

Isaura Maria Ferreira Frega

Equipe Técnica

Carolina Fiorillo Mariani

Hermani de Moraes Vieira

Luciana Álvares da Silva

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

Sede

SCN – Quadra 1 – Bloco C Nº 85 – Salas 1712/1714

Edifício Brasília Trade Center

70711-902 – Brasília – DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, nº 01 – 11º Andar

20090-003 – Rio de Janeiro – RJ

Rio de Janeiro
Fevereiro de 2016
EPE-DEA-NT-02/2016-R1

Série
MEIO AMBIENTE: TRANSMISSÃO

NOTA TÉCNICA DEA 02/16

Análise socioambiental para o estudo de integração de
Humaitá ao SIN e reavaliação do atendimento a Porto Velho
(Relatório R1)

SUMÁRIO

SIGLÁRIO	6
1 INTRODUÇÃO	7
2 PROCEDIMENTOS ADOTADOS	8
2.1. PROCEDIMENTOS PARA DELIMITAÇÃO DOS CORREDORES DE TRANSMISSÃO	8
2.2. BASE DE DADOS UTILIZADA	8
3 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL	10
3.1 LOCALIZAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES	10
3.2 DESCRIÇÃO DAS SUBESTAÇÕES PLANEJADAS	10
3.2.1 Subestação Caladinho II (230/138/69 kV) e conexão com a Subestação Caladinho (69 kV)	10
3.2.2 Subestação Humaitá (138 kV)	12
3.3 DESCRIÇÃO DO CORREDOR SE CALADINHO II - SE HUMAITÁ E SECCIONAMENTO DA LT 230 KV COLETORA PORTO VELHO – PORTO VELHO C1	13
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	21
APÊNDICE A – TABELA DE COMPARAÇÃO DA DIRETRIZ DA LT 138 KV CALADINHO II – HUMAITÁ E SECCIONAMENTO DA LT 230 KV COLETORA PORTO VELHO – PORTO VELHO C1	23
APÊNDICE B – TABELA DE COMPARAÇÃO DA SE CALADINHO II (230/138/69 KV) E CONEXÃO COM A SE CALADINHO (69 KV)	25
APÊNDICE C – TABELA DE COMPARAÇÃO DA SE HUMAITÁ (138 KV)	26

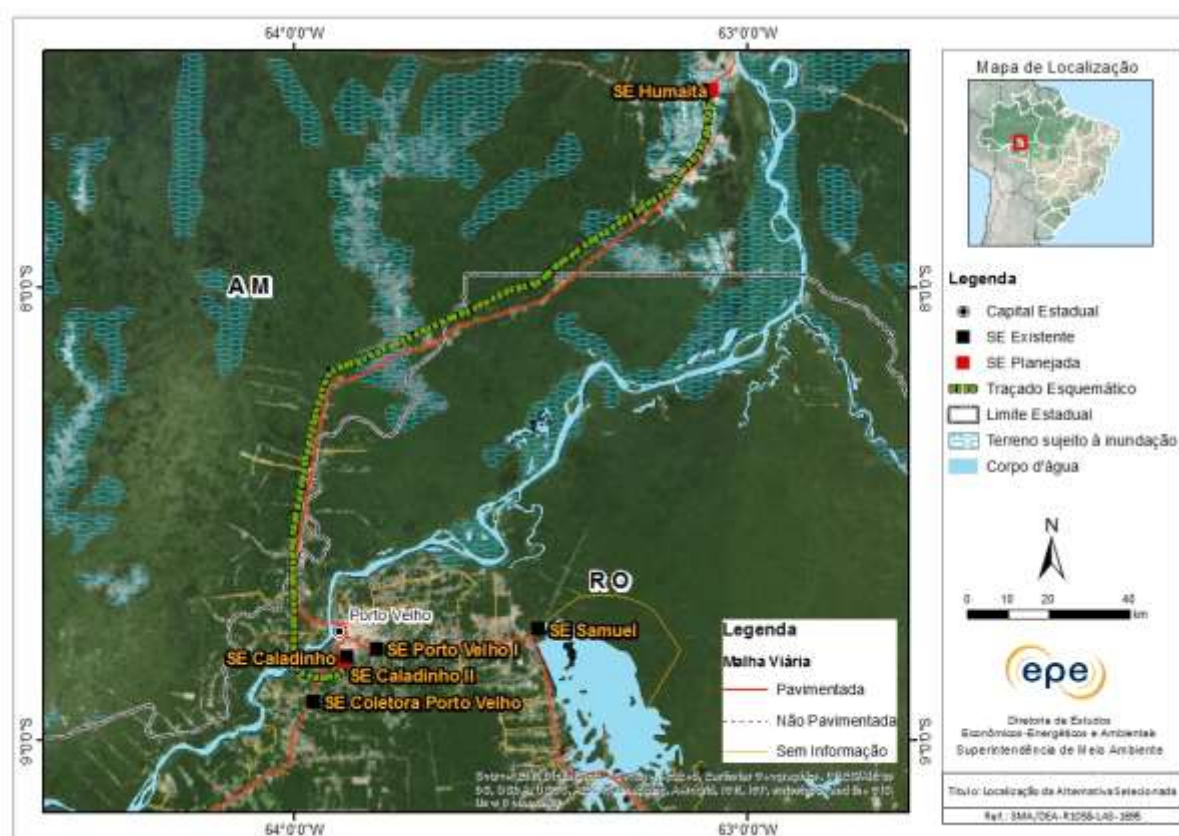
SIGLÁRIO

APA	Área de Proteção Ambiental
APCB	Área Prioritária para Conservação da Biodiversidade
C1	Primeiro Circuito
C2	Segundo Circuito
CD	Circuito Duplo
Cecav	Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas
CPRM	Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais
DNPM	Departamento Nacional de Produção Mineral
ECI	Estudo do Componente Indígena
Eletrobras	Centrais Elétricas Brasileiras
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
Esec	Estação Ecológica
Florest	Floresta Estadual
Funai	Fundação Nacional do Índio
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMBio	Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade
Incra	Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária
Iphan	Instituto de Patrimônio Histórico e Artístico Nacional
LT	Linha de Transmissão
MMA	Ministério do Meio Ambiente
PA	Projeto de Assentamento
Probio	Projeto de Conservação e Utilização Sustentável da Diversidade Biológica
R1	Estudos de Viabilidade Técnico-Econômica e Socioambiental
R3	Caracterização e Análise Socioambiental
SE	Subestação
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMA	Superintendência de Meio Ambiente
STE	Superintendência de Transmissão de Energia
TI	Terra Indígena
TQ	Terra Quilombola
UC	Unidade de Conservação
UHE	Usina Hidrelétrica
USGS	United States Geological Survey

1 INTRODUÇÃO

A presente Nota Técnica apresenta a análise socioambiental da integração da região de Humaitá, no sul do Amazonas, ao Sistema Interligado Nacional – SIN (Figura 1). Essa alternativa é composta por:

- LT 138 kV Caladinho II – Humaitá
- Seccionamento da LT 230 kV Coletora Porto Velho – Porto Velho C1 na SE Caladinho II
- SE 230/138/69 kV Caladinho II
- SE 138 kV Humaitá



(Fonte: IBGE, 2015; US National Park Service, 2012)

Figura 1 – Localização da Alternativa

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

2 PROCEDIMENTOS ADOTADOS

2.1. Procedimentos para delimitação dos corredores de transmissão

Para a delimitação dos corredores, primeiramente foram localizadas as subestações em estudo, por meio de bases cartográficas e imagens de satélite disponíveis no aplicativo Google Earth Pro. Na sequência, foi delineado o traçado entre as subestações, utilizando-se imagens de satélites e bases cartográficas dos temas mais relevantes do ponto de vista socioambiental, por meio do software ArcGIS 10.3. A partir desse traçado, o corredor foi obtido acrescentando-se uma faixa de 5 km para cada lado, resultando em 10 km de largura.

Ao delimitar o corredor, procurou-se desviá-lo, quando possível, das áreas com sensibilidade socioambiental, tais como unidade de conservação (UC), terra indígena (TI), terra quilombola (TQ), cavernas, vegetação nativa, assentamento rural e área urbana. Ao mesmo tempo, buscou-se proximidade com a rodovia Porto Velho – Manaus (BR-319), visando evitar interferência em unidades de conservação e reduzir a abertura de vias de acesso.

A descrição do corredor foi feita na sequência de seu percurso, apontando suas principais características. Posteriormente são apresentados os mapas de infraestrutura do corredor, com os principais núcleos urbanos e as malhas viária e ferroviária; de processos minerários; e das áreas de interesse socioambiental, que engloba UC, TI, áreas prioritárias para conservação da biodiversidade (APCB), assentamento rural e caverna. Por fim, as conclusões e recomendações para o Relatório R3.

2.2. Base de Dados Utilizada

Para delimitação dos corredores e das áreas propostas para as subestações planejadas, e para elaboração das figuras e tabelas, foram consultadas e/ou utilizadas as seguintes bases de dados:

- Base Cartográfica Integrada do Brasil ao Milionésimo Digital, incluindo hidrografia divisão territorial e sistema viário (IBGE, 2015)
- Banco de Dados do Sistema de Gerenciamento do Patrimônio Arqueológico (Site do Iphan, 2016)
- Mapa das Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira (MMA, 2007b)
- Mapa de Ocorrência de Cavernas (Cecav, 2015)
- Mapa de Processos Minerários (DNPM, 2015)

- Mapa de Projetos de Assentamento (Incra, 2015)
- Mapa de Reserva Particular do Patrimônio Natural (ICMBio, 2015)
- Mapa de Terras Indígenas (Funai, 2015)
- Mapa de Territórios Quilombolas (Incra, 2016)
- Mapa de Unidades de Conservação Federais e Estaduais (MMA, 2015; Eletrobrás, 2015)
- Mapeamento da Cobertura Vegetal e Uso do Solo dos Biomas Brasileiros (MMA, 2007a)
- Traçado georreferenciado de linhas de transmissão existentes e subestações (SMA/EPE, 2016)

3 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

Os itens seguintes apresentam a localização das subestações, a descrição dos principais aspectos socioambientais a serem considerados na escolha dos locais para implantação das subestações planejadas e a descrição do corredor proposto para interligação da SE Caladinho II à SE Humaitá e seccionamento do 1º circuito da LT 230 kV Coletora Porto Velho - Porto Velho.

3.1 Localização das subestações

O presente estudo envolve três subestações, que compõem a alternativa selecionada, sendo uma existente e duas planejadas. A Tabela 1 apresenta as coordenadas das subestações estudadas.

Tabela 1 – Coordenadas das subestações estudadas

Subestação	Tensão (kV)	Status	Coordenadas ¹		Município	Estado
			Latitude	Longitude		
Caladinho ²	69	Existente	8° 48' 56.10" S	63° 53' 3.56" O	Porto Velho	RO
Caladinho II	230/138/69	Planejada	8° 49' 23.89" S	63° 53' 23.76" O	Porto Velho	RO
Humaitá	138	Planejada	7° 33' 44.61" S	63° 4' 37.68" O	Humaitá	AM

1. As coordenadas das subestações planejadas referem-se ao ponto central de uma área com 5 km de raio indicada para aprofundamento dos estudos no Relatório R3.
2. A SE Caladinho foi considerada como existente, tendo em vista que se encontra em processo de implantação.

3.2 Descrição das subestações planejadas

A seguir são apresentadas as descrições das áreas sugeridas para implantação das subestações planejadas Caladinho II e Humaitá. Os estudos e as inspeções de campo nessas áreas deverão ser aprofundados, na etapa do Relatório R3, objetivando a escolha do local mais favorável para essas subestações.

3.2.1 Subestação Caladinho II (230/138/69 kV) e conexão com a Subestação Caladinho (69 kV)

Ao analisar as imagens de satélite disponíveis para localização da SE Caladinho II, buscou-se proximidade com a SE Caladinho, já existente e com a qual haverá interligação, além de proximidade com estradas e áreas antropizadas, distanciamento de áreas urbanas e áreas protegidas, e espaço para ampliação visando conexão com outras subestações. Essa subestação está planejada para seccionar o 1º circuito da LT 230 kV Coletora Porto Velho – Porto Velho e interligar com a SE Humaitá e, também, se conectar à SE Caladinho por meio de uma LT em 69 kV.

Assim, para implantação da SE Caladinho II, sugere-se avaliar *in loco*, quando da elaboração do Relatório R3, uma área com raio de 5 km no entorno do ponto de coordenadas 8° 49' 23.89" S e 63° 53' 23.76" O (Figura 2).



(Fonte: EPE, 2016; Google Earth Pro; IBGE, 2014; MMA, 2015)

Figura 2- Área sugerida para a SE Caladinho II

A área sugerida para implantação da SE Caladinho II localiza-se ao sul da cidade de Porto Velho. Essa área abrange parte da mancha urbana de Porto Velho e da comunidade de Santo Antônio. A região é antropizada, com alguns fragmentos pequenos de mata secundária. A região é cortada pela rodovia BR-364 e pela LT 230 kV Porto Velho – Abunã C1 e C2.

A cobertura vegetal, de acordo com a base de dados do Probio, é de vegetação secundária. A imagem de satélite mais recente disponibilizada pelo Google Earth na região é de julho de 2015. Nela é possível identificar, dentro da área escolhida para implantação da SE Caladinho II, alguns fragmentos de mata, em especial na porção oeste e sudoeste. Além das áreas urbanas mencionadas, é possível identificar alguns conjuntos habitacionais e infraestruturas esparsas.

Em consulta à base de dados do DNPM, existe um total de 25 processos minerários na área sugerida para implantação da SE Caladinho II. A maioria desses processos está em fase de autorização e requerimento de pesquisa para extração de ouro, laterita, cassiterita, argila, areia e água mineral.

Importante destacar que, pelas imagens analisadas, não haverá interferência no trecho de trilhos tombado pelo IPHAN da Estrada de Ferro Madeira Mamoré, que vai do pátio da Estrada de Ferro, na área urbana de Porto Velho, até a igreja de Santo Antônio, na vila de mesmo nome. Também estão fora do perímetro delimitado as demais estruturas relacionadas a esse complexo, como o Cemitério da Candelária.

3.2.2 Subestação Humaitá (138 kV)

Ao analisar as imagens de satélite disponíveis para localização da SE Humaitá, buscou-se proximidade com estradas e áreas antropizadas, distanciamento de áreas urbanas e áreas protegidas, e espaço para ampliação visando conexão com outras subestações.

Assim, para implantação da SE Humaitá, sugere-se avaliar *in loco*, quando da elaboração do Relatório R3, uma área com raio de 5 km no entorno do ponto de coordenadas 7°33'44.61"S e 63°4'37.68"O (Figura 3).



(Fonte: Google Earth Pro; IBGE, 2014)

Figura 3- Área sugerida para a SE Humaitá

A área sugerida para implantação da SE Humaitá está localizada no município de Humaitá, no Amazonas, ao lado da rodovia BR-319, que liga a capital do estado de Rondônia, Porto Velho, à BR-230 (Transamazônica). Esta, por sua vez, oferece acesso até a cidade de Humaitá. A área urbana de Humaitá está localizada a nordeste, fora do perímetro estabelecido.

A área indicada é antropizada, com predomínio provável de uso agropecuário, com vegetação esparsa associada às margens de rios. Na porção sudeste, essa área contempla parte de uma região com Floresta Ombrófila aparentemente conservada, que se estende até as margens do rio Madeira. Partes de outros dois fragmentos menores de Floresta Ombrófila, um a oeste e outro a sudoeste, estão contidos na área proposta para implantação da SE Humaitá. Os fragmentos possuem formato alongado e são seccionados pela BR-230 (Transamazônica).

Dentro do perímetro apontado para instalação da SE Humaitá existe, ao norte, o aeródromo da cidade de Humaitá e o 54º Batalhão de Infantaria de Selva do Exército Brasileiro. Como mencionado, duas rodovias federais cortam a área, a saber, BR-319, na direção norte-sul, e a BR-230 (Transamazônica), na direção sudoeste-nordeste. Às margens da BR-230, a nordeste da área selecionada, já próximo ao perímetro e vizinho ao aeródromo, existem três conjuntos de tanques escavados, provavelmente usados para piscicultura. Outras construções identificadas foram três conjuntos de galpões às margens das rodovias, uma sede de fazenda e algumas benfeitorias esparsas.

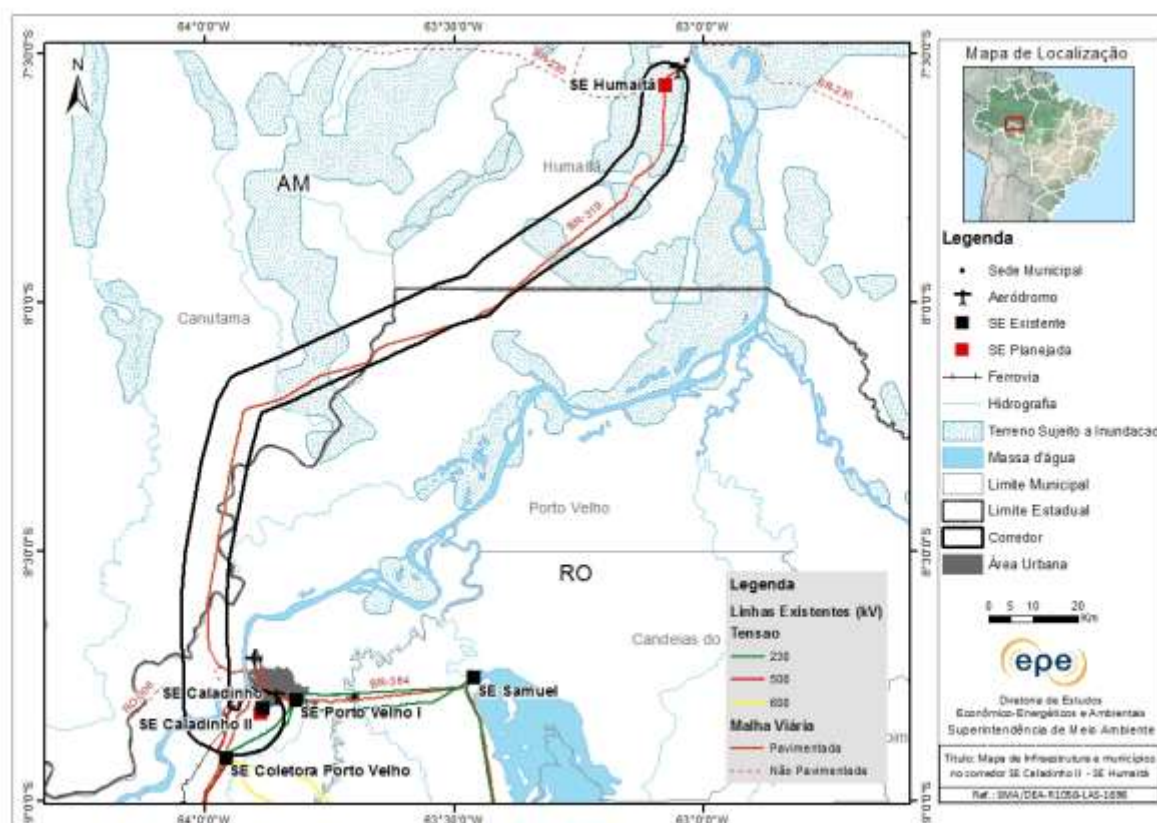
A cobertura vegetal, de acordo com a base de dados do Probio, é de Savana Parque. A imagem de satélite mais recente disponibilizada pelo Google Earth na região é de julho de 2013.

A área como um todo está contida para autorização de pesquisa de lavra de minério de ouro, em favor de uma única empresa, com validade de 2009 a 2012. Em consulta feita na base de dados do DNPM, a situação do título consta como outorgada, sendo o último evento desse processo referente à homologação de renúncia do alvará de pesquisa, publicado em 26/01/2012.

3.3 Descrição do corredor SE Caladinho II - SE Humaitá e seccionamento da LT 230 kV Coletora Porto Velho – Porto Velho C1

O corredor SE Caladinho II - SE Humaitá, com 10 km de largura e eixo de aproximadamente 211 km de extensão, localiza-se entre as mesorregiões Madeira Guaporé, em Rondônia, e Sul Amazonense, no Amazonas (Figura 4). Nos primeiros 30 km, o corredor fez inflexões para evitar interferência na área urbana de Porto Velho. No restante, as inflexões foram para seguir em paralelo à rodovia Porto Velho – Manaus (BR-319) e, dessa forma, evitar interferência em unidades de conservação, principalmente na Esec de Cuniã. A interligação SE Caladinho II – SE Humaitá está prevista para ser realizada em circuito duplo de 138 kV.

Ressalta-se que, além da interligação com a SE Humaitá, a SE Caladinho II seccionará o 1º circuito da LT 230 kV Coletora Porto Velho - Porto Velho. Portanto, a extensão e o traçado do seccionamento deverão ser definidos após a escolha do local de implantação da SE Caladinho II.



(Fonte: EPE, 2016; IBGE, 2014)

Figura 4 – Infraestrutura e municípios no corredor SE Caladinho II – SE Humaitá

A partir da área sugerida para implantação da SE Caladinho II (planejada), em Porto Velho, o corredor segue no sentido sul para evitar a travessia na área urbana de Porto Velho, deflete à direita e cruza a rodovia BR-364, a LT 500 kV UHE Santo Antonio - Coletora Porto Velho e a Estrada de Ferro Madeira-Mamoré. Em seguida, deflete novamente à direita, cruza o rio Madeira (cerca de 1,3 km de largura considerando o afastamento entre as margens) e parte do reservatório da UHE Santo Antônio, e segue no sentido norte (Figura 5).



(Fonte: EPE, 2016; Google Earth Pro; IBGE, 2014; Incra, 2015; MMA, 2015)

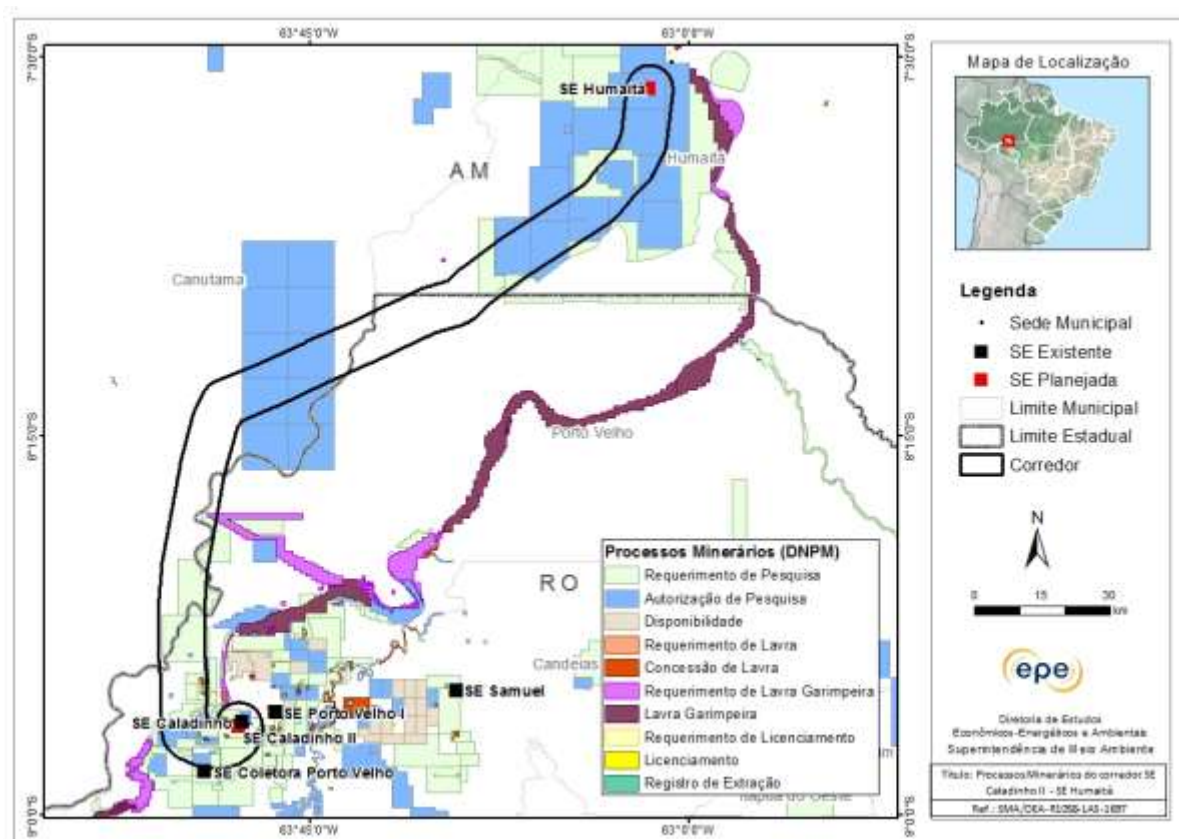
Figura 5 – Detalhe do trecho inicial do corredor SE Caladinho II – SE Humaitá

Nesse trecho, o corredor abrange parte da área urbana de Porto Velho, o aeroclube, a 3ª Cia de Fuzileiros de Selva 54 BIS, o campus da Universidade Federal de Rondônia – UNIR, parte da APA do Rio Madeira e as instalações da UHE Santo Antônio. Além disso, o corredor abrange as linhas existentes LT 230 kV Porto Velho - Abunã C1 e C2 e LT 230 kV Coletora Porto Velho - Porto Velho C1 e C2, sendo que o 1º circuito dessa última será seccionado e interligado na SE Caladinho II.

Após cruzar o rio Madeira, o corredor continua no sentido norte, atravessa a rodovia RO-006 e, na divisa dos municípios de Porto Velho - RO e Canutama - AM, segue em paralelo à rodovia Porto Velho – Manaus (BR-319) por aproximadamente 54 km. Nesse trecho, o corredor abrange parte da Floresta do Rio Vermelho, da APA do Rio Madeira e do PA São Francisco. O uso do solo ao longo da rodovia BR-319 é predominantemente composto de áreas de pecuária e de vegetação secundária. Os remanescentes de vegetação nativa nesse trecho do corredor são típicos de áreas de tensão ecológica savana/floresta ombrófila.

Destaca-se a oeste do corredor a TI Jacareúba/Katauixi, localizada a aproximadamente 8,5 km. No entanto, no corredor há espaço para a futura LT manter a distância de 8 km conforme definido no Anexo I da Portaria Interministerial nº 60, de 24/03/2015, que estabelece procedimentos administrativos que disciplinam a atuação dos órgãos e entidades da administração pública federal envolvidos no licenciamento ambiental federal. Tais distâncias são consideradas como referência para a realização de estudo específico sobre as comunidades indígenas em questão, que inclui diagnóstico, avaliação de impactos, medidas e programas (Estudo do Componente Indígena – ECI).

Em seguida, o corredor deflete à direita e continua em paralelo à rodovia Porto Velho – Manaus (BR-319) por aproximadamente 56 km. Nesse trecho, o corredor tangencia os limites da UC de proteção integral Esec de Cuniã e abrange uma estreita faixa da Floresta do Rio Madeira e dos PAs Rio A e Novo



(Fonte: DNPM, 2015; IBGE, 2014)

Figura 7 – Processos minerários no corredor SE Caladinho II – SE Humaitá

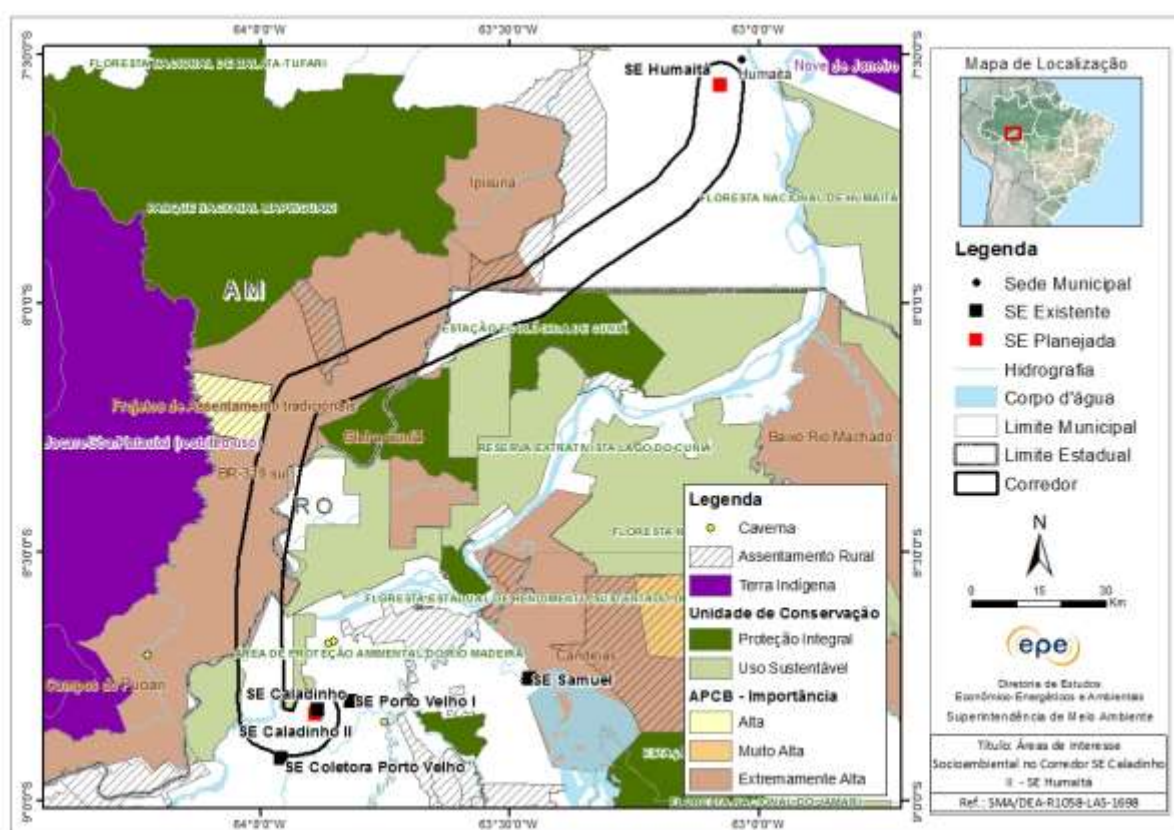
O corredor atravessa três municípios, sendo dois no Amazonas e um em Rondônia. Nas proximidades da área sugerida para implantação da SE Caladinho II, o corredor abrange parte da área urbana de Porto Velho, mas com possibilidade da futura LT desviar (Tabela 2). O apoio rodoviário ao longo do corredor se dá principalmente pela rodovia Porto Velho – Manaus (BR-319).

Tabela 2 - Municípios atravessados pelo corredor SE Caladinho II – SE Humaitá

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
AM	Sul Amazonense	Madeira	Humaitá
		Purus	Canutama
RO	Madeira Guaporé	Porto Velho	Porto Velho

Áreas com restrição legal e Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade

De acordo com a base de dados consultada, na área do corredor não há registro de terra quilombola, terra indígena ou caverna. No entanto, o corredor abrange uma estreita faixa das unidades de conservação Florest do Rio Vermelho, APA do Rio Madeira e Florest do Rio Madeira, mas há espaço para a futura LT não interferir nessas UCs (Figura 8; Tabela 3).



(Fonte: Cecav, 2015; Eletrobrás, 2015; Funai, 2015; IBGE, 2014; ICMBio, 2015; Incra, 2015; MMA, 2007b; MMA, 2015)

Figura 8 – Áreas de interesse socioambiental no corredor SE Caladinho II – SE Humaitá

Tabela 3 – Unidades de conservação no corredor SE Caladinho II – SE Humaitá

Nome	Grupo	Categoria	Jurisdição
APA do Rio Madeira		Área de Proteção Ambiental	
FLOREST do Rio Vermelho	Uso Sustentável		Estadual
FLOREST do Rio Madeira		Floresta Estadual	

O corredor SE Caladinho II – SE Humaitá abrange três APCBs, com possibilidades do traçado da futura LT desviar somente da Gleba Cuniã e Projetos de Assentamento Tradicionais (Figura 8; Tabela 4).

Tabela 4 – APCBs no corredor SE Caladinho II – SE Humaitá

Nome	Importância	Ação Prioritária
BR-319 sul		Recuperação
Gleba Cuniã	Extremamente Alta	Criação de UC – categoria indefinida
Projetos de Assentamento Tradicionais	Alta	Recuperação

Entre Canutama e Humaitá, o corredor abrange parte de três projetos de assentamento rural, mas com possibilidade da futura LT desviar (Figura 8; Tabela 5).

Tabela 5 – Projetos de assentamento no corredor SE Caladinho II – SE Humaitá

Projeto de Assentamento	Nome do Município
Novo Oriente	Humaitá
Rio A	
São Francisco	Canutama

Vale destacar, também, a presença de sítios arqueológicos¹ cadastrados no Iphan no município de Porto Velho - RO. Ressalta-se que tais sítios arqueológicos podem estar localizados dentro da área do corredor. Além disso, o corredor abrange parte da Estrada de Ferro Madeira-Mamoré, cujo tombamento foi homologado em 2006 pelo Iphan (Portaria nº 108). Faz parte do complexo tombado o pátio ferroviário, 8 km de linha férrea que vai da estação central em Porto Velho até a estação em Santo Antônio, as três caixas d'água e o cemitério da Candelária, ambos localizados na cidade de Porto Velho (Alencar, 2012).

Conclusão e Recomendações para o Relatório R3

O corredor SE Caladinho II – SE Humaitá não apresenta sensibilidades socioambientais significativas, exceto pela proximidade com a área urbana de Porto Velho, além da travessia do rio Madeira e de terrenos sujeitos a inundação. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para definição da diretriz da linha de transmissão planejada:

- Verificar o melhor ponto de passagem, no trecho inicial do corredor, tendo em vista a proximidade com a área urbana de Porto Velho, a APA do Rio Madeira, a Floresta do Rio Vermelho e a UHE Santo Antônio;
- Manter a distância mínima de 8 km da TI Jacareúba/Katauixi, no município de Canutama, conforme definido na Portaria Interministerial nº 60, de 24/03/2015, que estabelece procedimentos administrativos que disciplinam a atuação dos órgãos e entidades da administração pública federal envolvidos no licenciamento ambiental federal;
- Entrar em contato com o Iphan para a localização exata dos bens arqueológicos tombados no município de Porto Velho, para que a diretriz da LT planejada não tenha qualquer interferência nesses sítios;
- Estudar criteriosamente a travessia do rio Madeira (mais de 1 km);
- Atentar para a travessia de terrenos sujeitos a inundação entre Canutama e Humaitá;

¹ Devido à ausência de informações sobre a localização dos sítios arqueológicos cadastrados pelo Iphan, esses não foram indicados no mapa de Áreas de Relevância Socioambiental.

- Atentar para a presença de processos minerários, principalmente em Porto Velho, em fases mais avançadas de concessão de lavra de granito e argila e requerimento de lavra garimpeira para extração de ouro;
- Atentar para a presença do aeroclube de Rondônia e do Aeroporto Internacional Governador Jorge Teixeira de Oliveira, em Porto Velho - RO; e do aeródromo de Humaitá, em Humaitá – AM, cujos cones de aproximação deverão ser observados ao se definir a diretriz da LT;
- Verificar o melhor ponto para o seccionamento do 1º circuito da LT 230 kV Coletora Porto Velho - Porto Velho para interligação com a SE Humaitá.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALENCAR, C.P., 2012. Trilhando memórias: reflexões acerca das identidades dos trabalhadores da Estrada de Ferro Madeira-Mamoré. Iphan. Disponível em: <http://portal.iphan.gov.br/uploads/ckfinder/arquivos/Disserta%2B%C2%BA%2B%C3%BAo%20Lucas%20Neves%20Prochnow.pdf>. Acesso em: Janeiro de 2016.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2014. Terras Quilombolas - SIGEL. Disponível em: <http://sigel.aneel.gov.br/>. Acesso em: Janeiro de 2014.

BRASIL. Ministério da Defesa, 2015. Dispõe sobre as restrições aos objetos projetados no espaço aéreo que possam afetar adversamente a segurança ou a regularidade das operações aéreas, e dá outras providências. Portaria N° 957/GC3, de 09 de julho de 2015. Diário Oficial da União. Brasília, DF, N° 135, de 17 de julho de 2015, Seção 1, pág. 6.

_____, 2011. Portaria Interministerial nº 419, de 26 de outubro de 2011. Regulamenta a atuação dos órgãos e entidades da Administração Pública Federal envolvidos no licenciamento ambiental, de que trata o art. 14 da Lei nº 11.516, de 28 de agosto de 2007.

CECAV. Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas, 2015. Mapa de Ocorrências de Cavernas – ICMBio. Disponível em: <http://www.icmbio.gov.br/cecav/>. Acesso em: Fevereiro de 2015.

CPRM. Serviço Geológico do Brasil, 2008. Mapa de Geodiversidade do Brasil. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/cgi/cgilua.exe/sys/start.htm?infoid=623&sid=9>. Acesso em: Setembro de 2013.

DNPM. Departamento Nacional de Produção Mineral, 2015. Processos Minerários (arquivos vetoriais). Disponível em: <http://sigmine.dnpm.gov.br>. Acesso em: Fevereiro de 2015.

ELETOBRAS. Centrais Elétricas Brasileiras, 2015. Base cartográfica dos limites das UCs Estaduais e Municipais.

FCP. Fundação Cultural Palmares, 2014. Base Cartográfica da Distribuição Municipal de Quilombos Titulados. Disponível em: <http://www.palmares.gov.br/>. Acesso em: Setembro de 2014.

FUNAI. Fundação Nacional do Índio, 2015. Base Cartográfica Delimitação das Terras Indígenas do Brasil. Disponível em: <http://mapas.funai.gov.br>. Acesso em: Junho de 2015.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2006. Mapa de Unidades de Relevo do Brasil 1:5.000.000. Disponível em: ftp://geofp.ibge.gov.br/mapas/tematicos/mapas_murais/. Acesso em: Julho de 2011.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2007. Mapa de Vegetação do Brasil – IBGE. Disponível em: www.ibge.gov.br Acesso em: Agosto de 2012.

_____. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2009. Base Cartográfica Integrada ao Milionésimo. Disponível em: www.ibge.gov.br Acesso em: Junho de 2012.

INCRA. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2015. Mapa de Projetos de Assentamento – SIGEL. Disponível em: <http://sigel.aneel.gov.br>. Acesso em: Julho de 2015.

_____. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2015. Mapa de Território Quilombola. Disponível em: <http://acervofundiario.incra.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso em: Janeiro de 2015.

MMA. Ministério de Meio Ambiente - Secretaria de Biodiversidade de Florestas. Projeto de Conservação e Utilização Sustentável da Diversidade Biológica Brasileira, 2007a. Mapa de Cobertura Vegetal e Uso do Solo em Biomas – escala 1: 250.000. Disponível em: www.mma.gov.br. Acesso em: Junho de 2012.

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

_____. Ministério do Meio Ambiente, 2015. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade. Mapa de Unidades de Conservação Federais e Estaduais. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso em: Fevereiro de 2015.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN – SINDAT. Disponível em: http://www.ons.org.br/conheca_sistema/dados_tecnicos.aspx. Acesso em: Janeiro de 2016.

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