



Empresa de Pesquisa Energética

Estudos para expansão da transmissão Relatório R1

**Reforços para resiliência no sistema de transmissão
Acre e Rondônia em resposta às mudanças climáticas**

OUTUBRO DE 2024

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Coordenação Geral

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Reinaldo da Cruz Garcia

Coordenação Executiva

Thiago Dourado Martins

Marcos Vinícius Farinha

Coordenação Técnica

Lucas Simões de Oliveira

Equipe Técnica

André Makishi

Bruno Scarpa Alves

Caio Monteiro Leocádio

Daniel José Tavares

Davi José Alvarez Magalhães

Davi José Marques Vieira

Dourival Carvalho Junior

Fabiano Schmidt

João Alves Neto

João Maurício Caruso

Rafael Rigamonti

Renata de Azevedo Moreira da Silva

Roney Nakano Vitorino

VALOR PÚBLICO

DE ACORDO COM O ART. 4º - ALÍNEA VII DA LEI 10.847/2004, COMPETE À EPE A ELABORAÇÃO DE ESTUDOS NECESSÁRIOS PARA O DESENVOLVIMENTO DOS PLANOS DE EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE CURTO, MÉDIO E LONGO PRAZOS. A PORTARIA MME Nº 215/2020 INSTITUIU QUE ESTES ESTUDOS DEVEM SER REALIZADOS NO ÂMBITO DOS GRUPOS DE ESTUDOS DE TRANSMISSÃO (GET), SOB COORDENAÇÃO DA EPE E DEFINIDOS CONFORME ÁREAS DE ABRANGÊNCIA GEOGRÁFICA.

O PROCESSO DE OUTORGA DAS EXPANSÕES DA REDE SE INICIA COM A ELABORAÇÃO DOS ESTUDOS DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA E SOCIOAMBIENTAL DE ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO, DENOMINADOS ESTUDOS R1, QUE SÃO ELABORADOS NO ÂMBITO DOS GET. NESSES ESTUDOS, A EPE RECOMENDA AS AMPLIAÇÕES E REFORÇOS QUE COMPÕEM A ALTERNATIVA MAIS ATRATIVA PARA ATENDER ÀS NECESSIDADES SISTÊMICAS.

O PRESENTE RELATÓRIO R1 APRESENTA O ESTUDO DE ALTERNATIVAS PARA REFORÇOS NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO ACRE E RONDÔNIA EM RESPOSTA ÀS MUDANÇAS CLIMÁTICAS. A ANÁLISE CONTEMPLA OS ASPECTOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS, COM RECOMENDAÇÃO DA ALTERNATIVA DE EXPANSÃO MAIS ADEQUADA PARA ESTA REGIÃO.

**MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA**



Ministro de Estado
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo
Arthur Cerqueira Valerio

Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira



Presidente
Thiago Guilherme Ferreira Prado

**Diretor de Estudos Econômico-
Energéticos e Ambientais**
Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Reinaldo da Cruz Garcia

**Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e
Biocombustíveis**
Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

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

<i>Área de estudo</i> ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO	
<i>Estudo</i> Análise técnico-econômica-socioambiental	
<i>Produto (Nota Técnica ou Relatório)</i> EPE-DEE-RE-057/2024 Reforços para resiliência no sistema de transmissão Acre e Rondônia em resposta às mudanças climáticas	
<i>Revisões</i> rev0	<i>Data</i> <i>Descrição sucinta</i> 07/10/2024 Emissão Original

SUMÁRIO

SUMÁRIO	6
LISTA DE FIGURAS	8
LISTA DE TABELAS	10
1 INTRODUÇÃO	11
1.1 Considerações Iniciais	11
1.2 Objetivos Gerais	13
1.3 Metodologia	13
2 CONCLUSÕES	14
3 RECOMENDAÇÕES	16
3.1 Recomendações Gerais	16
3.2 Recomendações para relatórios R2	18
3.3 Recomendações para os relatórios R3 e R5	18
3.4 Recomendações para o relatório R4	18
4 PREMISSAS E CRITÉRIOS	19
4.1 Classificação das Obras	19
4.2 Topologia e Mercado	20
4.3 Plano de Geração	20
4.4 Limites e Condições Operativas	20
4.4.1 Tensão	20
4.4.2 Carregamento	20
4.4.3 Intercâmbio	21
4.4.4 Parâmetros Econômicos	21
4.5 Modelos utilizados e premissas de simulação	21
5 CARACTERIZAÇÃO DOS CENÁRIOS	22
5.1 Características locais	22
5.2 Definição dos cenários energéticos críticos	23
5.3 Definição dos cenários elétricos críticos	27
6 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA	29
6.1 Sistema Elétrico de Interesse	29
6.2 Desempenho Elétrico da Rede	31
7 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS	35
7.1 Alternativa CA	35
7.2 Alternativa Híbrida	37
8 ANÁLISE ECONÔMICA	40
8.1 Comparação Econômica	40
8.2 Discussão dos Resultados	41
9 AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS	43
9.1 Dados e Premissas	43
9.2 Critérios Para Análises Elétricas e Comparações Econômicas	45
9.3 Avaliações Econômicas	45
9.3.1 Seleção dos cabos condutores - LT1: LT 500 kV Jauru – Vilhena 2, C1, CS	45
9.3.2 Seleção dos cabos condutores – LT2: LT 230 kV Vilhena – Vilhena 2, C1 e C2, CS	46
9.4 Características Técnicas da Solução de Referência	46

9.4.1	Características elétricas – LT1: LT 500 kV Jauru – Vilhena 2, C1, CS	46
9.4.2	Características construtivas – LT1: LT 500 kV Jauru – Vilhena 2, C1, CS	47
9.4.3	Características elétricas – LT2: LT 230 kV Vilhena – Vilhena 2, C1 e C2, CS	47
9.4.4	Características construtivas – LT2: LT 230 kV Vilhena – Vilhena 2, C1 e C2, CS	48
9.4.5	Características elétricas – LT3: Novo trecho de seccionamento da LT 230 kV Porto Velho – Abunã, C1, em CD	49
9.4.6	Características construtivas – LT3: Novo trecho de seccionamento da LT 230 kV Porto Velho – Abunã, C1, em CD	50
9.4.7	Características elétricas – LT4: Novos trechos de seccionamento da LT 230 kV Porto Velho – Abunã, C2, em CS	50
9.4.8	Características construtivas – LT4: Novos trechos de seccionamento da LT 230 kV Porto Velho – Abunã, C2, em CS	51
9.4.9	Estimativas iniciais para faixa de segurança	52
10	DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE	53
11	DESEMPENHO DINÂMICO	55
11.1	Premissas	55
11.2	Bipolos Madeira em Transmissão Reversa e LT 500 kV	56
11.2.1	Nível de curto-circuito na SE Coletora Porto Velho	56
11.2.2	Cenário 2028 – Demanda AC/RO 1170 MW	57
11.2.3	Cenário 2037 – Demanda AC/RO 1620 MW	61
11.2.4	Benefícios da expansão Jauru – Vilhena 2 500 kV	65
11.3	Conclusões sobre o desempenho da alternativa	67
12	ANÁLISE DE SOBRETENSÕES À FREQUENCIA FUNDAMENTAL	68
12.1	Energização	68
12.2	Rejeição	69
13	ANÁLISE DE RESSONÂNCIA E EXTINÇÃO DE ARCO SECUNDÁRIO	71
13.1	Procedimentos e Critérios de Análise	71
13.2	Seccionamento da LT 230 kV Abunã – Porto Velho, C1, em CD, na SE Coletora Porto Velho 72	
13.3	Seccionamento da LT 230 kV Abunã – Porto Velho, C2, em CS, na SE Coletora Porto Velho 74	
13.4	LT 500 kV Jauru – Vilhena 2, em CS	76
14	ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO	78
14.1	Curto Mínimo	79
14.2	Curto Máximo	80
15	ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL.....	81
16	REFERÊNCIAS	82
17	ANEXOS	84
17.1	Anexo I – Plano de obras das alternativas	85
17.1.1	Alternativa CA.....	85
17.1.2	Alternativa Híbrida	89
17.2	Anexo II – Resumo das soluções identificadas.....	91
17.3	Anexo III – Fichas de Consulta de Viabilidade Técnica	95
17.3.1	SE Jauru	95
17.3.2	SE Vilhena	100
17.3.3	SE Cuiabá	105
17.4	Anexo IV – Fichas PET/ PELP	110
17.5	Anexo V – Diagramas Unifilares das Subestações	118

LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1 - Topologia elétrica da rede básica no Acre e Rondônia (Adaptado de ONS PAR-PEL).	12
Figura 1-2 - Síntese das opções abordadas nas discussões e modelagens do trabalho de resiliência climática para o Acre e Rondônia, destaque em azul para o foco do presente relatório.	13
Figura 2-1 - Soluções avaliadas para aumento da resiliência no subsistema Acre e Rondônia.	14
Figura 3-1 - Representação esquemática da alternativa recomendada	17
Figura 5-1 - Representação dos subsistemas considerados nas análises energéticas do PDE 2034	23
Figura 5-2 - Carga líquida do subsistema AC/RO no patamar de Ponta no horizonte 2024-2028.....	24
Figura 5-3 - Percentual de séries com déficit no AC/RO no horizonte de 2024 a 2028.....	24
Figura 5-4 - Profundidade dos déficits para o horizonte de 2024 a 2028.....	25
Figura 5-5 - Variabilidade das ENAs geradas pelo modelo Newave.	25
Figura 5-6 - Permanência do Intercâmbio, Geração e Déficits no AC/RO em setembro de 2024.	26
Figura 5-7 - Séries sintéticas para os meses críticos do período seco no subsistema Acre e Rondônia, agosto setembro e outubro, com as respectivas potências hídricas disponíveis	27
Figura 5-8 – Caracterização de número de máquinas disponíveis e potência disponível das UHEs da região sob estudo para quatro cenários críticos mapeados.	28
Figura 6-1 – Representação esquemática do sistema de transmissão dos estados de Rondônia e Acre. Fonte: Adaptado de	29
Figura 6-2 - Representação da rede Acre e Rondônia. Fonte: Adaptado de [21].	30
Figura 6-3 - Curva PXV Vilhena 230 kV – MNS – ΔP Incremental na Barra de Vilhena 230 kV. Fonte: [22].	31
Figura 6-4 - Curva QxV Vilhena 230 kV – MNS – Regime Normal e Perda LT Jauru / Vilhena 230 kV. Fonte: [22].	32
Figura 6-5 - Vazão natural UHE Jirau. Fonte: Adaptado de [11].	33
Figura 6-6 – Representação simplificada da rede Acre e Rondônia durante a operação da crise hídrica de 2023. Fonte: Adaptado de [23].	34
Figura 7-1 - Diagrama esquemático da alternativa CA.	35
Figura 7-2 - Diagrama esquemático da alternativa Híbrida.	37
Figura 7-3 - Traçados referenciais dos seccionamentos das LTs. Fonte [12].	39
Figura 8-1 - Comparação econômica entre as alternativas estudadas, rendimento necessários e perdas elétricas.	41
Figura 9-1 - Dados técnicos básicos da LT 500 kV Jauru – Vilhena 2, C1, CS.	47
Figura 9-2 - Dados técnicos básicos da LT 230 kV Vilhena – Vilhena 2, C1 e C2, CS	48
Figura 9-3 - Dados técnicos básicos do novo trecho de seccionamento da LT 230 kV Porto Velho – Abunã, C1, em CD 50	
Figura 9-4 - Dados técnicos básicos dos novos trechos de seccionamento da LT 230 kV Porto Velho – Abunã, C2, em CS	51
Figura 11-1 – Cenário dimensionador do sistema AC/RO – Ano 2028	57
Figura 11-2 – Ano 2028 – Potência nos Elos CCAT do Madeira – Bloqueio de Bipolo	58
Figura 11-3 – Ano 2028 – Tensões no 230 kV de Rondônia – Bloqueio de Bipolo	58
Figura 11-4 – Ano 2028 – Potência nos Elos CCAT do Madeira e no Back-to-Back – Falha de Comutação Simultânea ...	59
Figura 11-5 – Ano 2028 – Tensões no 230 kV de Rondônia – Falha de Comutação Simultânea	60
Figura 11-6 – Cenário dimensionador do sistema AC/RO – Ano 2037	61
Figura 11-7 – Ano 2037 – Potência nos Elos CCAT do Madeira – Bloqueio de Bipolo	62
Figura 11-8 – Ano 2037 – Tensões no 230 kV de Rondônia – Bloqueio de Bipolo	62
Figura 11-9 – Ano 2037 – Potência nos Elos CCAT do Madeira e no Back-to-Back – Falha de Comutação Simultânea ...	63
Figura 11-10 – Ano 2037 – Tensões no 230 kV de Rondônia – Curto monofásico na SE Coletora Porto Velho 230 kV considerado falha de comutação de 150 ms nos Bipolos do Madeira e no Back-to-Back	64
Figura 11-11 – Ano 2037 – Tensões no 230 kV de Rondônia – Curto monofásico na SE Coletora Porto Velho 230 kV considerado falha de comutação de 120 ms nos Bipolos do Madeira e 150 ms no Back-to-Back.....	64
Figura 11-12 – Ano 2028 – Tensão na SE Vilhena 230 kV – RACRO 950 MW - Curto monofásico na SE Vilhena 2 500 kV seguido da abertura da LT 500 kV Jauru – Vilhena 2	65
Figura 11-13 – Cenário dimensionador do sistema AC/RO – Ano 2028	66

Figura 11-14 - Potência não suprida para o subsistema AC/RO no horizonte 2024-2034. (a) CVaR 5%, critério oficial vigente, (b) CVaR 1%, critério diferenciado.	67
Figura 12-1 - Energização da LT 500 kV Jauru – Vilhena 2, C1 com reator de linha fixo, iniciando pelo terminal de Jauru	68
Figura 12-2 - Energização da LT 500 kV Jauru – Vilhena 2, C1 com reator de linha fixo, iniciando pelo terminal de Vilhena 2, com manobra de reator de barra de 180 Mvar em Vilhena 2, pré energização.	69
Figura 12-3 - Rejeição da LT 500 kV Jauru – Vilhena 2, terminal de Vilhena 2 aberto.....	70
Figura 12-4 - Rejeição da LT 500 kV Jauru – Vilhena 2, terminal de Jauru aberto.....	70
Figura 13-1 - LT 230 kV Abunã – Coletora Porto Velho, C1. Prospecção da tensão induzida no C1, valor eficaz. C1 aberto e não aterrado e C2 com uma fase aberta. Sem reator de neutro no C1. Terminal Abunã.	73
Figura 13-2 - LT 230 kV Abunã – Coletora Porto Velho, C1. Prospecção da tensão induzida no C1, valor eficaz. C1 aberto e não aterrado e C2 com uma fase aberta. Reator de neutro de 340 Ω no C1. Terminal Abunã.	73
Figura 13-3 - LT 230 kV Abunã – Coletora Porto Velho, C1. Prospecção da tensão no reator de neutro de 340 Ω do C1. C1 aberto e não aterrado e C2 com uma fase aberta. Terminal Abunã.	74
Figura 13-4 - LT 230 kV Abunã – Coletora Porto Velho, C2. Prospecção da tensão induzida no C2, valor eficaz. C2 aberto e não aterrado e C1 com uma fase aberta. Reator de neutro de 617 Ω no C2 e 340 Ω no C1. Terminal Abunã.	75
Figura 13-5 - LT 230 kV Abunã – Coletora Porto Velho, C2. Prospecção da tensão no reator de neutro de 617 Ω do C2. C2 aberto e não aterrado e C1 com uma fase aberta. Terminal Abunã.	76
Figura 13-6 - LT 500 kV Jauru– Vilhena 2, C1. Prospecção da corrente de arco secundário, valor eficaz. Sensibilidade no reator de neutro. Terminal Vilhena 2.	77
Figura 13-7 - LT 500 kV Jauru– Vilhena 2, C1. Prospecção da tensão de fase aberta, em p.u.. Sensibilidade no comprimento. Sem reator de neutro. Terminal Vilhena 2	77

LISTA DE TABELAS

Tabela 3-1 – Plano de Obras - Subestações de Rede Básica	16
Tabela 3-2 - Plano de Obras – Linhas de Transmissão	16
Tabela 4-1 - Definição dos limites da área Acre-Rondônia	21
Tabela 5-1 - UHEs em operação no subsistema AC/RO	22
Tabela 7-1 – Plano de Obras – Alternativa CA - Subestações de Rede Básica	36
Tabela 7-2 - Plano de Obras – Alternativa CA - Linhas de Transmissão	36
Tabela 7-3 – Plano de Obras – Alternativa Híbrida - Subestações de Rede Básica	38
Tabela 7-4 - Plano de Obras – Alternativa Híbrida - Linhas de Transmissão	38
Tabela 8-1 - Custos de investimentos das alternativas	40
Tabela 8-2 - Composição dos custos totais das alternativas analisadas	40
Tabela 8-3 - Custos totais (Rendimentos Necessários e Perdas Elétricas) das alternativas	41
Tabela 9-1 - Novas Linhas de Transmissão aéreas	43
Tabela 9-2 - Dados do ambiente	43
Tabela 9-3 - Dados para avaliação econômica	44
Tabela 9-4 - Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas – LT1	44
Tabela 9-5 - Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas – LT2	44
Tabela 9-6 - Dados do sistema – Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação	45
Tabela 9-7 - Configurações com menor custo total – LT1	45
Tabela 9-8 - Configurações com menor custo total – LT2	46
Tabela 9-9 - Características elétricas básicas da LT 500 kV Jauru – Vilhena 2, C1, CS	46
Tabela 9-10 - Coordenadas da silhueta típica da LT 230 kV em CS	47
Tabela 9-11 - Características elétricas básicas da LT 230 kV Vilhena – Vilhena 2, C1 e C2, CS	48
Tabela 9-12 - Coordenadas da silhueta típica da LT 230 kV, C1 e C2	49
Tabela 9-13 - Características elétricas básicas do novo trecho de seccionamento da LT 230 kV Porto Velho – Abunã, C1, em CD	49
Tabela 9-14 - Coordenadas da silhueta típica do trecho de LT 230 kV em CD	50
Tabela 9-15 - Características elétricas básicas dos novos trechos de seccionamento da LT 230 kV Porto Velho – Abunã, C2, em CS	51
Tabela 9-16 - Coordenadas da silhueta típica dos trechos de LT 230 kV em CS	52
Tabela 9-17 - Estimativas iniciais para faixa de segurança	52
Tabela 10-1 – Desempenho em regime permanente da alternativa híbrida	53
Tabela 11-1 – Relação de curto-circuito na SE Coletora Porto Velho em função do número de compensadores síncronos de 300 MVA	56
Tabela 13-1 - LT 230 kV Abunã –Coletora Porto Velho, C2. Corrente de arco secundário a 60 Hz, valor eficaz. C1 aberto e não aterrado. Reator de neutro de 617 Ω no C2.	73
Tabela 13-2 - LT 230 kV Abunã –Coletora Porto Velho, C2. Corrente de arco secundário a 60 Hz, valor eficaz. C1 aberto e não aterrado. Reator de neutro de 617 Ω no C2.	75
Tabela 13-3 - LT 500 kV Jauru –Vilhena 2, C1. Corrente de arco secundário a 60 Hz, valor eficaz. Sem reator de neutro.	76

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

Resiliência é a capacidade dos sistemas de lidar com uma perturbação, respondendo ou reorganizando-se para manter sua funcionalidade, estrutura e identidade, mantendo sua capacidade de adaptação, aprendizagem e transformação [1]. Em sistemas de energia, conforme [2], resiliência pode ser definida como a capacidade de antecipar, absorver, acomodar e se recuperar dos impactos climáticos adversos, associando a três dimensões principais: robustez; desenvoltura e recuperação.

A EPE, em [3], realizou uma ampla pesquisa bibliográfica acerca de resiliência, mudanças climáticas e adaptação, com o intuito de sistematizar as principais referências identificadas (instituições, estudos, base de dados e ferramentas) e construir um panorama do conhecimento sobre a resiliência climática em sistemas elétricos em um contexto de adaptação das mudanças climáticas.

Devido às dimensões continentais do Brasil, os riscos associados às mudanças climáticas são distintos entre as regiões. Ao mesmo tempo, a distribuição do parque gerador também não é uniforme, tanto em termos espaciais quanto em capacidade instalada e características de cada uma das fontes, fatores estes que afetam a resiliência dos estados Rondônia e Acre.

No ano de 2023 a região Norte do país passou por uma condição de estiagem severa, que impactou fortemente as vazões do rio Madeira. Essa crise hídrica levou ao desligamento completo da usina de Santo Antônio, fato inédito desde a sua motorização e a uma operação da UHE Jirau com número de máquinas extremamente reduzido, com apenas 7 unidades geradoras sincronizadas.

Os estados de Rondônia e Acre têm suas cargas atualmente supridas através de um eixo de linhas de transmissão 230 kV que partem da subestação Jauru, no estado do Mato Grosso, e atravessam o estado de Rondônia até o Acre, conforme ilustrado na Figura 1-1. Por sua vez, as UHEs Jirau e Santo Antônio, 5ª e 6ª maiores usinas de energia elétrica do Brasil respectivamente, se conectam à subestação Coletora Porto Velho, e têm o escoamento da maior parte da sua energia através de dois bipolos em corrente contínua para Araraquara, em São Paulo, de maneira expressa.

Esse sistema de escoamento foi licitado no leilão de transmissão 007/2008 e, apesar de operar historicamente com transmissão de potência no sentido de Rondônia para São Paulo, foi contratado com a capacidade de transmissão de potência em sentido reverso, ou seja, de São Paulo para Rondônia, partindo do pressuposto de que o sistema receptor dispõe de nível de curto-circuito e compensação reativa suficientes para esta operação, [4] e [5].

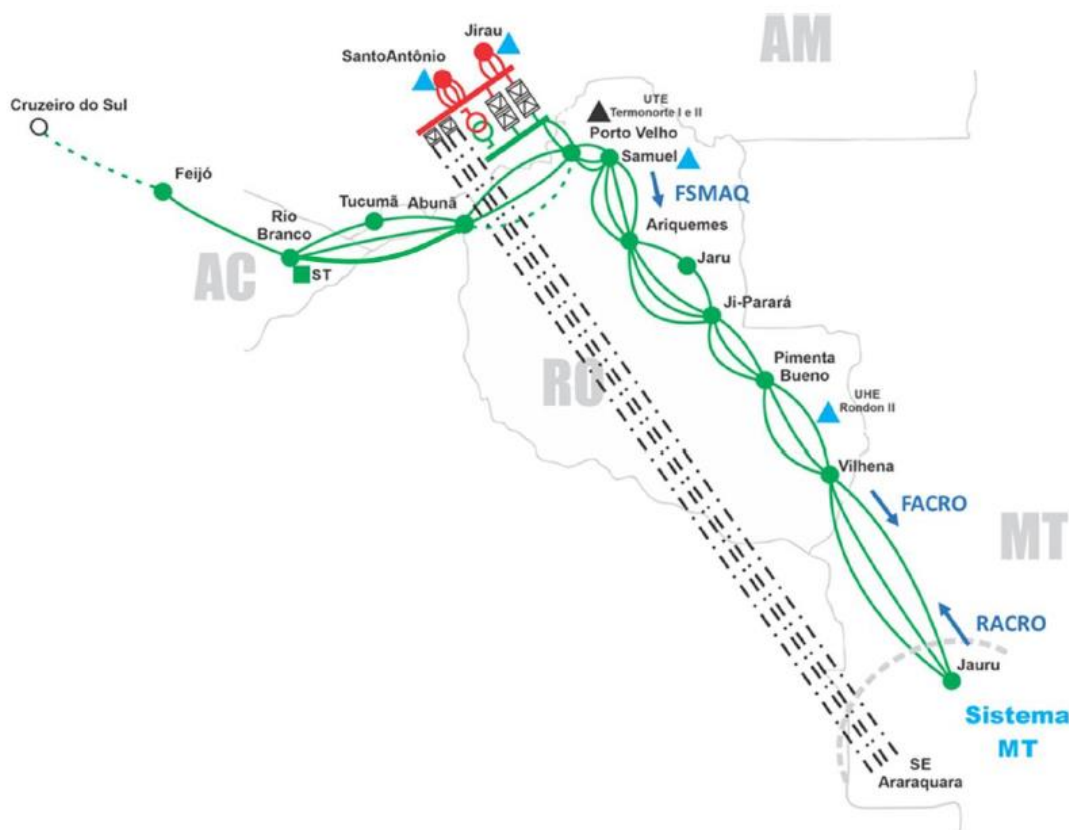


Figura 1-1 - Topologia elétrica da rede básica no Acre e Rondônia (Adaptado de ONS PAR-PEL).

Segundo [6], quaisquer sistemas ou infraestruturas devem ser simultaneamente resilientes e confiáveis. Enquanto a resiliência trata de eventos de ruptura imprevisíveis, a confiabilidade está calcada para suportar as falhas conhecidas ou prováveis. A ideia é reforçada em [7], esclarecendo que a confiabilidade está ligada a capacidade de manter a entrega de energia diante da incerteza rotineira nas condições operacionais, como em casos de flutuações da demanda e de variabilidade sazonal dos recursos. A resiliência, por sua vez, se concentra na preparação, absorção, adaptação e recuperação de eventos disruptivos de baixa probabilidade e alta consequência.

Dessa forma, a resiliência do sistema elétrico brasileiro deve ser enxergada de maneira integrada, considerando suas potencialidades e suas diversas estruturas e componentes relacionados à produção, geração, transmissão e ao consumo, de modo a atender o objetivo de fornecimento de energia elétrica de maneira segura e confiável.

Diante de tal cenário, avaliou-se alternativas para mitigar o risco de suprimento às cargas da região Acre-Rondônia, hoje abastecidas por usinas com fortes características de sazonalidade e de dependência do regime de chuvas locais, conectadas ao Sistema Interligado Nacional por um extenso e singelo corredor de transmissão em 230 kV. A Figura 1-2 apresenta a síntese das opções abordadas no trabalho de resiliência climática para o Acre e Rondônia, com destaque para o foco do presente relatório, que apresenta a recomendação para a solução estrutural de aumento da capacidade de transmissão do sistema.

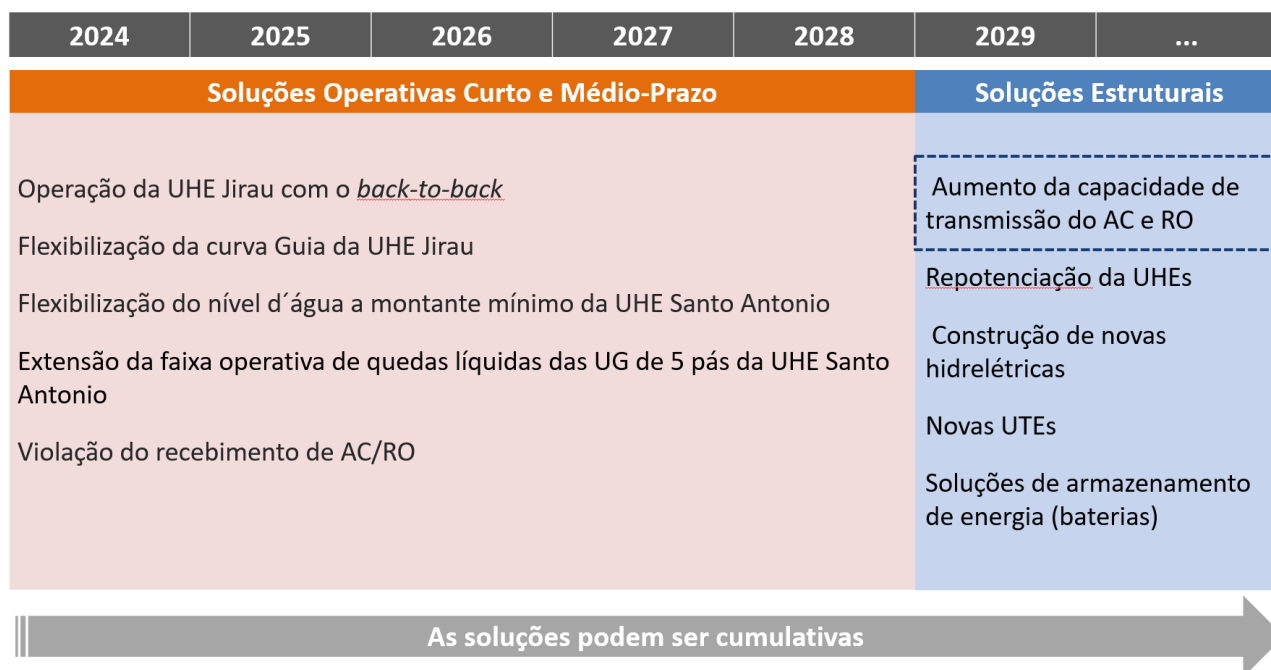


Figura 1-2 - Síntese das opções abordadas nas discussões e modelagens do trabalho de resiliência climática para o Acre e Rondônia, destaque em azul para o foco do presente relatório.

1.2 Objetivos Gerais

O presente estudo visa a identificar o desempenho do sistema de transmissão que supre os estados de Rondônia e Acre em cenários energéticos caracterizados por situações climáticas críticas. Nos cenários mapeados, buscou-se avaliar possíveis flexibilizações operativas, riscos associados, reforços e ampliações na rede de transmissão para suportar os cenários energéticos extremos e mitigar os riscos mapeados.

1.3 Metodologia

O estudo obedeceu a seguinte metodologia:

1. Caracterização junto à área de geração da EPE e equipes técnicas do ONS do cenário crítico vivenciado, considerados no âmbito do projeto básico dos ativos do Madeira, e cenários simulados com um enfoque em cenários extremos;
2. Contato com os agentes de transmissão e geração dos principais empreendimentos que afetam a região sob análise;
3. Composição de alternativas estruturais para o cenário extremo vivenciado em 2023, avaliando desempenho da rede;
4. Análises técnicas e econômicas das alternativas viáveis para a região baseadas em simulações de regime permanente e estabilidade eletromecânica;
5. Apresentação das alternativas vencedoras às equipes técnicas participantes do estudo e discussão dos resultados;
6. Publicação.

2 CONCLUSÕES

Este estudo avaliou e propôs as obras de transmissão necessárias para possibilitar o aumento da capacidade de transmissão do sistema Acre e Rondônia, buscando o plano de obras com o melhor desempenho técnico-econômico e socioambiental.

O trabalho buscou, em conjunto com a nota técnica [8], identificar e definir os cenários energéticos caracterizados por situações climáticas críticas. A partir do cenário definido, foi possível avaliar condições de atendimento do sistema de transmissão, considerando inclusive eventos de contingências na rede e as possíveis flexibilizações operativas viáveis para mitigar os riscos no atendimento ao mercado consumidor. Após mapeados os riscos, foram avaliados os reforços na rede de transmissão, sob a ótica técnico-econômica e socioambiental, para mitigar o risco remanescente. Na Figura 1-1 são ilustradas as soluções identificadas para aumento da segurança de suprimento energético no subsistema AC/RO; mais detalhes sobre vantagens e desvantagens são descritos no Anexo II – Resumo das soluções identificadas.

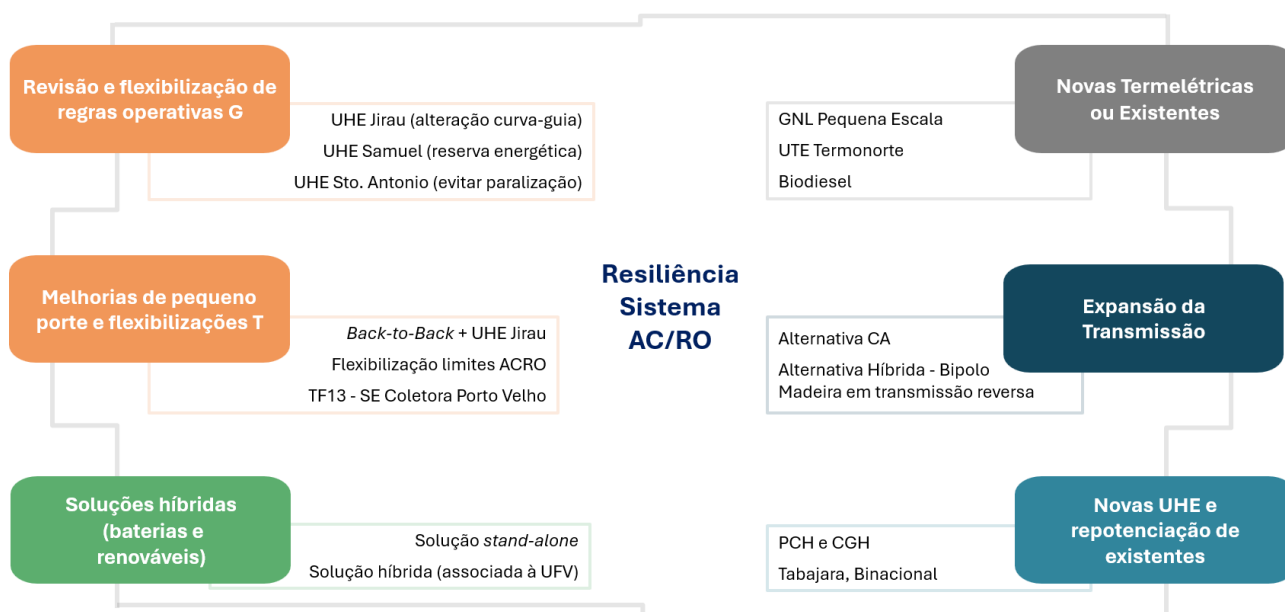


Figura 2-1 - Soluções avaliadas para aumento da resiliência no subsistema Acre e Rondônia.

Foram estudadas duas alternativas de expansão da Rede Básica para possibilitar o aumento da capacidade de transmissão da região. Todas as alternativas analisadas permitem o aumento dos limites de importação de energia do conjunto de estados do AC/RO em cenários extremos de escassez hídrica até o ano de 2037, conforme detalhado nos capítulos 4 e 5.

A análise técnico-econômica apontou a Alternativa Híbrida como vencedora, com diferença de 112,5% em custo global em relação à segunda colocada. O plano de obras está apresentado na Tabela 3-1 e na Tabela 3-2, e o detalhamento econômico é mostrado no item 17.1.2. A Figura 3-1 ilustra esquematicamente a configuração recomendada, onde as obras determinativas já possibilitam aproximadamente dobrar a capacidade de importação e exportação de energia do subsistema, para um montante da ordem de 900 MW. As instalações recomendadas nesta primeira etapa têm um custo de investimento total da ordem de R\$ 1,29 bilhão, referentes a

aproximadamente 350 km de novas linhas de transmissão, uma nova subestação de rede básica e ampliações em instalações existentes.

A expansão de transmissão detalhada e proposta neste relatório contempla duas etapas de implantação, a primeira, de necessidade imediata e caráter determinativo, visa possibilitar uma expansão CA e adequações no sistema existente para prover maior confiabilidade às instalações e ampliar os limites e importação e exportação de energia dos estados do Acre e de Rondônia, que passaram por desafios de suprimento nos anos de 2023 e 2024 dados os cenários hídricos extremamente desfavoráveis vivenciados, conforme [9], [10] e [11].

A segunda etapa, de caráter indicativo e passível de revisão, fica atrelada aos estudos de detalhamento do desempenho do sistema de corrente contínua do complexo do Madeira. Por se tratar de ativos já em operação, é necessária uma avaliação por parte dos concessionários Eletronorte e IE Madeira das adequações e ajustes em malhas de controle, filtros e demais requisitos para que os Bipolos 1 e 2 possam operar em modo de transmissão reversa, conforme [4] e [5]. Uma vez verificada a conformidade e capacidade da operação dos ativos já existentes com os novos empreendimentos recomendados para reforçar a SE Coletora Porto Velho, deverá ser dado início o processo de outorga dos reforços condicionados, indicados na Tabela 3-1 e Tabela 3-2.

A segunda etapa da solução contempla a instalação de até três compensadores síncronos na SE Coletora Porto Velho, novas transformações e seccionamentos de linhas de transmissão de rede básica, totalizando cerca de R\$ 500 milhões de reais. A segunda etapa permitirá atender os cenários de escassez hídrica mais extremos na distribuição de probabilidade dos cenários simulados, trazendo ganhos para os limites de importação do estado e uma rota alternativa para a importação de energia, reduzindo a dependência do eixo CA Jauru – Vilhena e aumentando a resiliência para o suprimento dos dois estados.

Através das análises integradas realizadas foi possível aplicar avaliações diferenciadas para o subsistema Acre e Rondônia, visando prover uma abordagem mais robusta e flexível para a rede elétrica local. Foram consideradas variações climáticas severas nos cenários de diagnóstico, o que permitiu caracterizar obras com benefícios sistêmicos em múltiplos cenários e com reduzido custo de arrependimento. Também foi observada a oportunidade de diversificação de corredores de linhas de transmissão, que podem ser afetadas por eventos climáticos extremos, e a oportunidade de gestão diferenciada dos reservatórios das UHEs locais.

3 RECOMENDAÇÕES

3.1 Recomendações Gerais

- 1) Recomenda-se que seja seguido o plano de investimentos da Alternativa Híbrida, que contempla as obras descritas na Tabela 3-1 e na Tabela 3-2 a seguir. A representação esquemática da alternativa encontra-se representada na Figura 3-1.

Tabela 3-1 – Plano de Obras - Subestações de Rede Básica

Subestação	Tensão (kV)	Descrição	Ano
Coletora Porto Velho (Ampliação)	500 230	1º ATF 500/230, (3+1R) x 200 MVA 1Φ, em substituição ao TF-13 500/230kV, e novas conexões	2028
Vilhena 2 (Nova)	500 230	1º ATF 500/230 kV, (3+1R) x 200 MVA 1Φ 1º Compensador Síncrono -90/+150 Mvar e conexões 230 kV 1º Reator de Barra 500 kV, 3 x 55 Mvar 1Φ ⁽¹⁾	2028
Coletora Porto Velho (Ampliação)	500 230	1º, 2º e 3º Compensadores Síncronos -180/300 Mvar e conexões 500kV	2028 ⁽²⁾
Coletora Porto Velho (Ampliação)	500 230	2º ATF 500/230, 3 x 200 MVA 1Φ e novas conexões	2028 ⁽²⁾

(1) O reator deverá ser posicionado de forma a fazer uso compartilhado da fase reserva do reator em derivação da LT 500 kV Jauru - Vilhena 2

(2) Obra condicionada aos estudos de detalhamento a serem executados por parte da transmissora

Tabela 3-2 - Plano de Obras – Linhas de Transmissão

Linha de Transmissão	Descrição	Ano
LT 500 kV Jauru – Vilhena 2, C1 ⁽¹⁾	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 342 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ	2028
LT 230 kV Vilhena 2 – Vilhena, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 5,5 km	2028
LT 230 kV Vilhena 2 – Vilhena, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 5,5 km	2028
SECC LT 230 kV Porto Velho – Abunã C1, na SE Coletora Porto Velho ⁽²⁾	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 1 km	2028 ⁽³⁾
SECC LT 230 kV Porto Velho – Abunã C2, na SE Coletora Porto Velho ⁽²⁾	Circuito Simples 230 kV, 2 x 850 MCM ACAR, 1 km Circuito Simples 230 kV, 2 x 850 MCM ACAR, 1 km	2028 ⁽³⁾

(1) Os reatores devem ser posicionados de forma a possibilitar o compartilhamento da fase reserva com outras instalações;

(2) Não deverá haver cruzamento com as demais LTs 230kV locais.

(3) Obra condicionada aos estudos de detalhamento a serem executados por parte da transmissora

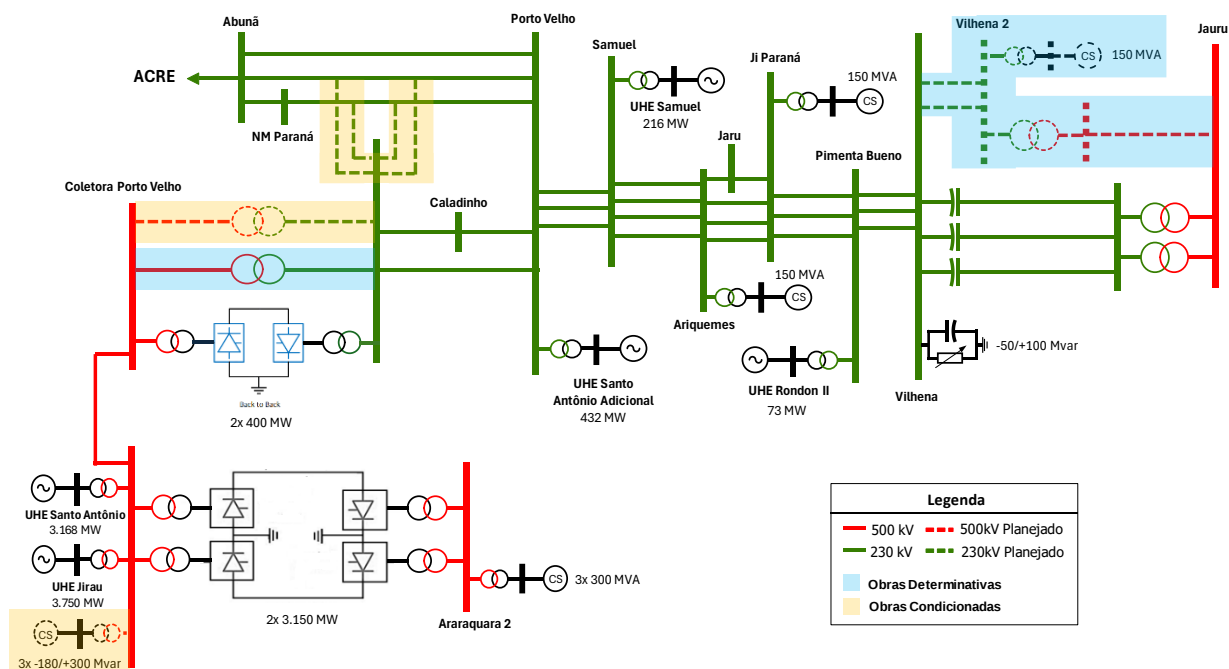


Figura 3-1 - Representação esquemática da alternativa recomendada

- 2) Sejam executados os estudos detalhados de comportamento da rede para avaliar a adequabilidade da potência e configuração dos filtros da rede do Madeira considerando as alterações topologias previstas, que incluem a possibilidade de operação síncrona com o sistema AC/RO a operação do(s) bipolo(s) do Madeira em modo de transmissão reversa.
- 3) Após os estudos de detalhamento a serem executados por parte das transmissoras, o número e/ ou dimensionamento dos compensadores síncronos deverá ser reavaliado conforme os requisitos mínimos para o correto funcionamento das conversoras CC-CA, podendo a solução ser modificada para redimensionamento e/ou substituição de alguma das unidades dos compensadores síncronos por reatores em derivação, conforme detalhado no item 11.2.1.
- 4) Sejam realizados estudos para verificar a necessidade de ajustes em campo e modelos matemáticos dos reguladores das máquinas da Ilha do Madeira de modo a aprimorar o desempenho para operação de forma sincronizada das UHE Jirau e UHE Santo Antônio com o SIN, em períodos críticos de reduzida disponibilidade hídrica local.
- 5) Os equipamentos instalados nos terminais das novas linhas de transmissão (Tabela 3-2) tenham capacidade de corrente nominal compatível com as capacidades de projeto de curta duração dessas linhas de transmissão, exceto para a LT 500 kV Jauru – Vilhena 2, C1, que poderão ser de no mínimo 4.000 A.
- 6) Seja realizado contínuo diagnóstico do sistema de transmissão, com acompanhamento da evolução dos cenários hidrológicos locais, a fim de que as expansões continuem sendo avaliadas de forma aderente às futuras demandas e eventuais alterações de padrões históricos e, sempre que viável, sejam antecipados os reforços recomendados no horizonte indicativo de planejamento.

- 7) Quando da elaboração dos Relatórios R3 e R5, sejam observadas as recomendações da análise socioambiental documentada na Nota Técnica EPE-DEA-SMA 003/2024 [12]. Ressalta-se que as equipes responsáveis pela elaboração desses relatórios também deverão considerar as informações contidas nas tabelas comparativas R1xR3 apresentadas ao final da referida Nota Técnica.
- 8) Que a Eletrobras Eletronorte verifique as capacidades dos equipamentos terminais da LT 230 kV Vilhena – Pimenta Bueno – Ji-Paraná, C1. Caso seja confirmada a existência de limitações causadas pelos TCs, conforme indicado no MPO, recomenda-se que sejam realizadas as substituições dos equipamentos, visando eliminar os fatores que impedem as instalações de atingir o limite operacional das linhas de transmissão estabelecido em projeto.

3.2 Recomendações para relatórios R2

- 9) Recomenda-se a elaboração dos relatórios R2 para a LT 500 kV Jauru – Vilhena 2, C1, bem como a transformação 500/230kV da SE Vilhena 2. Seja dispensada a elaboração do R2 da LT 230 kV Vilhena 2 – Vilhena, C1 e C2.
- 10) Considerando as particularidades do sistema de corrente contínua do Madeira, que já encontra-se em operação, e a presença de obras condicionadas ao efetivo desempenho dos ativos implantados, recomenda-se que sejam solicitados estudos de detalhamento às transmissoras IE Madeira e Eletronorte, concessionárias do Bipolo 1 e 2.

3.3 Recomendações para os relatórios R3 e R5

- 11) Conforme detalhado na Nota Técnica [12], recomenda-se a elaboração dos relatórios R3 e R5 para as LTs 230 kV Vilhena 2 – Vilhena, C1 e C2 (2xCS), para a LT 500 kV Jauru – Vilhena 2, C1, e para a subestação Vilhena 2 500/230 kV.
- 12) Tendo em vista a curta extensão dos seccionamentos de linha e ausência de aspectos socioambientais relevantes que impliquem restrições, anuências, permissões, complexidade construtiva ou alto custo fundiário para a implantação dos seccionamentos, recomenda-se a dispensa de elaboração dos Relatórios R3 e R5 para os seccionamentos das LTs 230 kV Porto Velho - Abunã, C1 e C2 na SE Coletora Porto Velho.

3.4 Recomendações para o relatório R4

- 13) Recomenda-se a elaboração dos relatórios para as subestações de Vilhena e Jauru. Durante a elaboração devem ser observadas as orientações das saídas de linhas previstas, conforme [12], de modo a minimizar os cruzamentos de linhas de transmissão ou “anzóis” nas subestações acessadas.

4 PREMISSAS E CRITÉRIOS

O sistema Acre e Rondônia é majoritariamente radial, com interfaces com o SIN bem definidas, as quais são a interligação Jauru – Vilhena e o sistema Madeira; em virtude dessas características definiu-se o escopo das análises propostas para o trabalho, envolvendo verificações de cenários operativos extremos dos ativos operacionais de corrente contínua, caracterizando que as análises devem ser realizadas por equipes especializadas da EPE e ONS.

Adotou-se como premissa que as análises de dimensionamento fossem feitas com utilizando uma base de dados única, do ONS, com as adaptações necessárias para simulação de cenários de longo prazo, de planejamento, pela EPE.

Para a definição de plano de obras das alternativas foram considerados e respeitados todos os critérios de estudos de elétricos e planejamento da EPE, Procedimentos de Rede do ONS, tanto sob aspectos de regime permanente e de estabilidade eletromecânica.

O critério N-1 foi atendido para os elementos de Rede Básica da região sob análise; adicionalmente, tendo em vista a magnitude do impacto, foram simuladas e avaliadas perdas duplas (N-2) para circuitos que estejam em uma mesma torre. Na região em análise, elementos que se enquadram nesse critério são as LTs 600 kV Porto Velho – Araraquara 2 C1 e C2 ou C3 e C4, LTs 230 kV Jauru – Vilhena C1 e C2, LTs 230 kV Porto Velho – Samuel C1 e C2, e LTs 230 kV Abunã – Tucumã C1 e Tucumã – Rio Branco C1.

4.1 Classificação das Obras

Para o presente estudo, as obras de cada uma das alternativas foram classificadas conforme a seguinte distinção:

- Obras determinativas: têm necessidade e benefícios sistêmicos já bem definidos e em um horizonte compatível com os prazos típicos de outorga e construção, de tal forma que devem ter o processo de consolidação iniciado de maneira imediata.
- Obras indicativas: têm necessidade e benefícios sistêmicos já bem definidos, porém em datas posteriores aos prazos típicos de outorga e construção, de tal forma que devem permanecer na cesta de obras do planejamento, aguardando o momento adequado para a consolidação e processo de outorga.
- Obra condicionada: têm benefícios sistêmicos atrelados a fatores externos aos que podem ser definidos no âmbito do estudo de planejamento, como concretização de potenciais de geração, grandes variações de cargas, ou estudos de detalhamento que precisam ser executados posteriormente. Para tais obras, o processo de consolidação só deve ser iniciado após a concretização do fator condicionante.

4.2 Topologia e Mercado

Foram consideradas as previsões de carga máxima por barramento informadas pelas distribuidoras locais, notadamente Energisa Rondônia e Energia Acre, à EPE para o PDE 2033.

Tendo em vista a utilização de um caso único de análise, tendo como partida a base de dados do ONS, as informações de carga foram adaptadas e inseridas para os anos 2028 e 2037. Também foram inseridas na base de simulação todas as obras futuras de transmissão já previstas pelo Planejamento para a região de análise, mas que ainda não estão no horizonte de análise do Operador.

4.3 Plano de Geração

Considerando que não há previsão de crescimento relevante de novas usinas de médio e grande porte para a região de análise, seja no ambiente de contratação regulado (ACR), ou no ambiente de contratação livre (ACL), a configuração de referência para as usinas da região é, basicamente, a configuração já existente. Mais detalhes sobre as usinas da região envolvida e cenários considerações são descritos no item 5.

4.4 Limites e Condições Operativas

4.4.1 Tensão

Os limites de tensão considerados para avaliação do desempenho das alternativas estão em conformidade com [13]. Para fins de planejamento, e de modo a ter uma solução mais robusta, nas avaliações de resposta dinâmica do sistema considerou-se como limite inferior de tensão após a ocorrência de um distúrbio, o valor de 80% das tensões nominais de operação em qualquer oscilação, independentemente do nível de tensão.

Durante a avaliação do desempenho de controle de tensão no modo de operação em transmissão reversa dos bipolos do Madeira, foram consideradas as informações de *Min Filter* e *Abs Min Filter* normalizadas em [14], buscando respeitar como limite inferior a operação na configuração de *Min Filter*. Os requisitos finais de filtros e desempenho da rede deverão ser revistos no âmbito dos estudos de detalhamento posteriores ao relatório R1.

4.4.2 Carregamento

Os limites dos equipamentos existentes da Rede Básica estão de acordo com o Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST) e dados de limites operacionais do MPO.

Para novas linhas de transmissão, buscou-se seguir os parâmetros e abordagens recomendadas em [15], que, em síntese, estabelecem para cada alternativa de expansão com linhas de transmissão aéreas, parâmetros elétricos e capacidades de transmissão a serem utilizados nos estudos. Posteriormente, as escolhas correspondentes à alternativa final recomendada estarão sujeitas à otimização e outros detalhamentos, considerando os resultados das análises desta alternativa, conforme [16].

4.4.3 Intercâmbio

A capacidade de importação e exportação de energia da região Acre-Rondônia é influenciada pelo sistema de transmissão, pelo número de unidades geradoras disponíveis e pelos equipamentos de compensação reativa nessa região. Na Tabela 4-1 são apresentadas as grandezas e as respectivas definições para área Acre-Rondônia.

Tabela 4-1 - Definição dos limites da área Acre-Rondônia.

Grandeza	Definição	Composição da Medição	Valor considerado
RACRO	Recebimento da área Acre e Rondônia a partir do Mato Grosso	Somatório dos fluxos da LT 230 kV Jauru - Vilhena C1, C2 e C3, no terminal de Jauru	430 MW
FACRO	Fornecimento da área Acre e Rondônia para o Mato Grosso	Somatório dos fluxos da LT 230 kV Jauru - Vilhena C1, C2 e C3, no terminal de Vilhena	450 MW

Ambos os limites têm seus valores controlados para evitar que não ocorra sobrecarga inadmissível no BCS da LT 230 kV Jauru – Vilhena C3, caso ocorra a perda dupla dos circuitos C1 e C2 da LT.

4.4.4 Parâmetros Econômicos

Os custos foram calculados conforme [17], o ano de referência para cálculos do valor presente do custo de obras foi adotado como 2024, com uma taxa de desconto de 8% a.a. Para as instalações projetadas adotou-se vida útil econômica de 30 anos, ao passo que, para os dados sobre vida útil regulatória dos ativos, foram considerados os padrões adotados no MCPSE [18].

4.5 Modelos utilizados e premissas de simulação

Para elaboração das simulações que definiram o conjunto de obras e as características básicas das instalações, foi utilizado o modelo *built-in* do Anatem baseado no bipolo da Eletronorte para representar os bipolos do Madeira em operação com potência reversa, dado que com os modelos atualmente presentes nas bases oficiais da EPE e ONS não é possível operar nesse modo.

Para simulações envolvendo falhas de comutação, considerou-se o tempo da falha nas barras conversoras dos sistemas CC como tendo duração igual à perturbação local (100 ms no sistema de 500 kV e 150 ms no sistema de 230 kV). Por sua vez, para a atuação das lógicas de *run-up* e *run-back* dos elos CC foi considerado um tempo de 250 ms.

Em relação aos filtros das conversoras, foram considerados conectados o mesmo número que seriam necessários, em função da potência transmitida, para operação em sentido convencional dos bipolos do Madeira. Além disso, foi considerado um tempo de 200 ms para desconexão dos filtros após o bloqueio das conversoras associadas. É importante destacar que tal operação deverá ser detalhada pelos fabricantes e a filtragem para o modo reverso poderá ser otimizada após estudos detalhados de comportamento harmônico da rede.

A PPS instalada nas LT 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno foi considerada desabilitada, enquanto nos cenários em que as usinas de Jirau e Santo Antônio operam de forma sincronizada com a rede CA, o PSS dessas máquinas foi habilitado.

5 CARACTERIZAÇÃO DOS CENÁRIOS

5.1 Características locais

O subsistema Acre-Rondônia foi interligado ao SIN a partir de 2010, sendo anteriormente abastecido pelo parque gerador da Eletronorte, composto principalmente por termelétricas e pela UHE Samuel.

Com a interligação e construção das usinas do rio Madeira, o estado de RO passou a desempenhar um importante papel como exportador de energia para o restante do país durante os períodos de maior afluência, permitindo ainda a redução da geração termelétrica local. A geração dessas usinas, predominantemente a fio d'água, apresenta forte sazonalidade associada ao regime hidrológico dos rios da região, com valores mais baixos entre setembro e outubro. Atualmente o estado de Rondônia conta com quatro UHEs que totalizam 7,6 GW, como indica a Tabela 2.1.

Tabela 5-1 - UHEs em operação no subsistema AC/RO

UHE	Curso d'água	Entrada em Operação	Potência [kW]	Volume útil [hm³] / tipo
Jirau	Madeira	2013-09-06	3.750.000	1.511,14 / Fio d'água
Santo Antônio	Madeira	2012-03-30	3.568.000	273,82 / Fio d'água
Samuel	Jamari	1989-07-17	216.750	2.550,21 / Regularização
Rondon II	Comemoração	2011-03-31	73.500	286,12 / Fio d'água

O estado de Rondônia conta também com um conjunto de PCH e CGH que totalizam uma capacidade instalada de cerca de 170 MW.

Em termos de parque termelétrico o subsistema Acre-Rondônia possui as usinas Termo Norte I e Termo Norte II localizadas no município de Porto Velho. Termo Norte I é composta por 4 motores a diesel de 16 MW cada (UG1 a UG4), totalizando 64 MW. Já a Termo Norte II é composta por 3 turbinas a gás com 76 MW cada (UG1 a UG3), caldeira de recuperação de calor e turbina a vapor com 121 MW (UG4), resultando em 349 MW. Cabe destacar que esta última possui como combustível principal o gás natural, mas que pode, de forma alternativa, operar a óleo combustível.

Cabe destacar um breve histórico das usinas:

- Termo Norte I – Em 2000 a Termo Norte Energia Ltda. foi autorizada a explorar sob o regime PIE a UTE Termo Norte I e em janeiro de 2013 teve sua autorização revogada a pedido. Também devido a situação hidro energética de 2021 e 2022, em agosto de 2021 a Termo Norte Energia Ltda. foi autorizada a explorar sob o regime PIE a UTE Termo Norte I, mas em fevereiro de 2023, a referida UTE teve sua autorização para exploração revogada a pedido.
- Termo Norte II – Em 2000 a Termo Norte Energia Ltda. foi autorizada a explorar sob o regime PIE a UTE Termo Norte II. Em 1º de dezembro de 2020 a UTE teve sua suspensão comercial, em caráter temporário, até 30 de agosto de 2023, pois havia sido constatado que a geradora

não possuía garantia de fornecimento de combustível. Entretanto, diante da situação hidro energética enfrentada 2021, a retomada da sua operação comercial foi viabilizada a partir de outubro de 2021 e por um prazo de até seis meses.

Entretanto, em outubro de 2023, o CMSE reconheceu a importância dessas usinas ao levar em consideração a severidade hidrológica da bacia hidrográfica do Rio Madeira, onde foi sinalizada a necessidade de retomada da disponibilidade dessas usinas. Com isso, o despacho ANEEL nº 3.879, de 13 de outubro de 2023, aprovou em caráter excepcional a aprovação de CVU para as usinas Termo Norte I e Termo Norte II nos valores de R\$ 2.721,54/MWh e R\$ 2.997,89/MWh. Entretanto, foi verificado que durante o período que o CVU esteve vigente, essas usinas não foram acionadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

5.2 Definição dos cenários energéticos críticos

Com o objetivo de identificar/definir os cenários energéticos que caracterizem situações climáticas críticas no subsistema Acre-Rondônia, utilizou-se o Caso Base do PDE 2034, cuja configuração do SIN abrange o horizonte de 2024 a 2034 e considera as usinas existentes em 2024, as usinas futuras contratadas no ambiente regulado (ACR) e a expectativa de expansão do mercado livre (ACL) até o ano de 2029, sem oferta indicativa no horizonte de 2030 a 2034.

A figura abaixo mostra os subsistemas considerados no PDE 2034 e destaca o subsistema de número 6 “AC/RO/Madeira”, que será o foco das análises subsequentes.

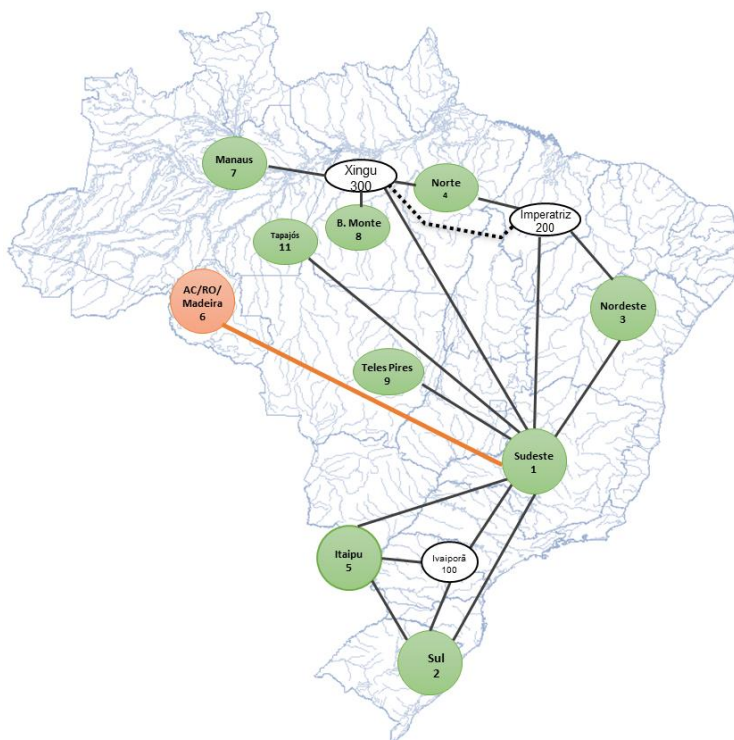


Figura 5-1 - Representação dos subsistemas considerados nas análises energéticas do PDE 2034

A carga líquida do subsistema AC/RO, resultado da subtração da geração solar (centralizada + MMGD) da demanda de energia do subsistema, é apresentada na figura abaixo. Observa-se que a

carga líquida é crescente ao longo dos anos do horizonte avaliado e apresenta, tipicamente, um patamar elevado no período de agosto a novembro, com seu pico ocorrendo no mês de setembro.

Para as análises subsequentes, as avaliações foram direcionadas ao patamar de ponta do sistema, por este representar o cenário mais crítico de atendimento do subsistema AC/RO. Ao se garantir o atendimento de potência no patamar de ponta, garante-se o atendimento aos demais patamares de energia.

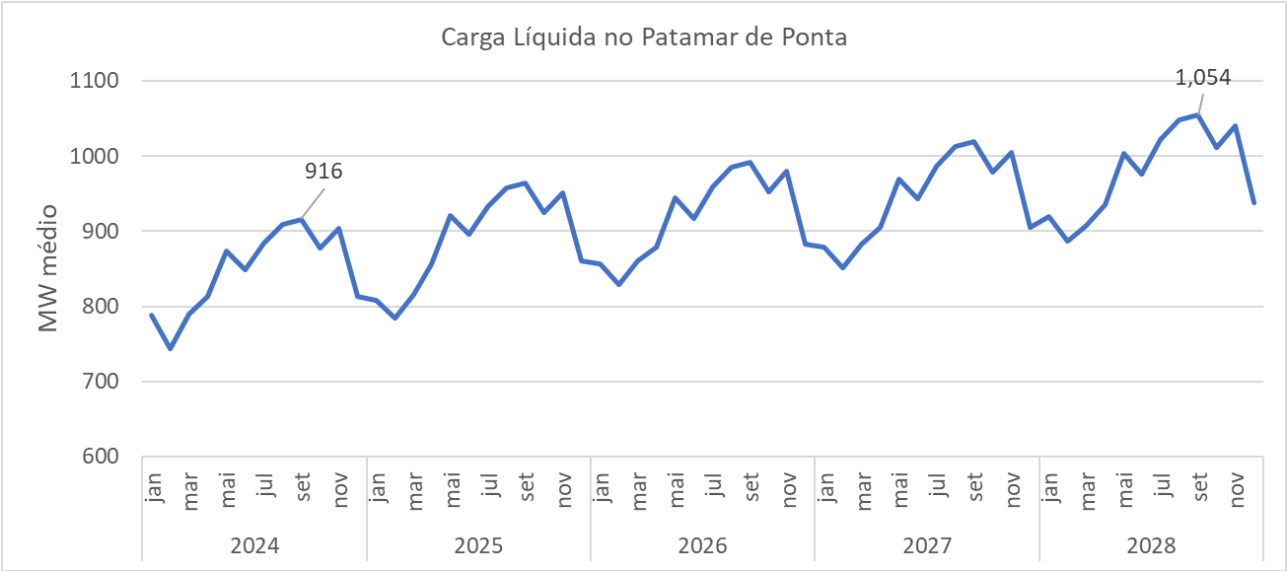


Figura 5-2 - Carga líquida do subsistema AC/RO no patamar de Ponta no horizonte 2024-2028.

Buscou-se identificar o percentual de séries com déficit no subsistema AC/RO. Observa-se que os déficits ocorrem no segundo semestre do ano, no período hidrológico seco, sendo mais crítico no mês de setembro, seguido por agosto e outubro. A figura abaixo mostra os valores percentuais de séries com déficit de energia no AC/RO, de um total de 2.000, para o horizonte de 2024 a 2028.

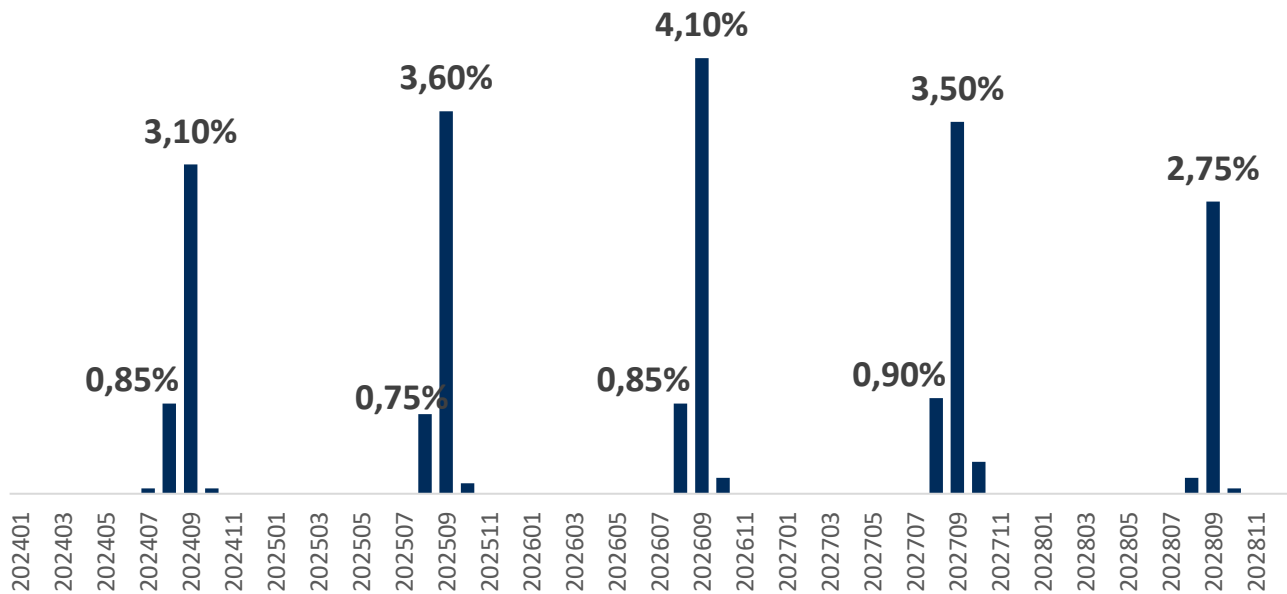


Figura 5-3 - Percentual de séries com déficit no AC/RO no horizonte de 2024 a 2028.

Adicionalmente, buscou-se verificar a profundidade desses déficits, para isso calculou-se a média dos 100 piores déficits (CVaR 5%) em cada mês e dividiu-se esse valor pela demanda do mês. Dessa forma obtém-se a profundidade dos déficits em relação a demanda. Observa-se que, mesmo tendo uma baixa ocorrência de cenários com déficit de energia (abaixo de 5%), a profundidade desses déficits é elevada, chegando a 10% da demanda do mês de setembro de 2026. A Figura 5-4 apresenta os resultados dessa profundidade para o horizonte de 2024 a 2028.

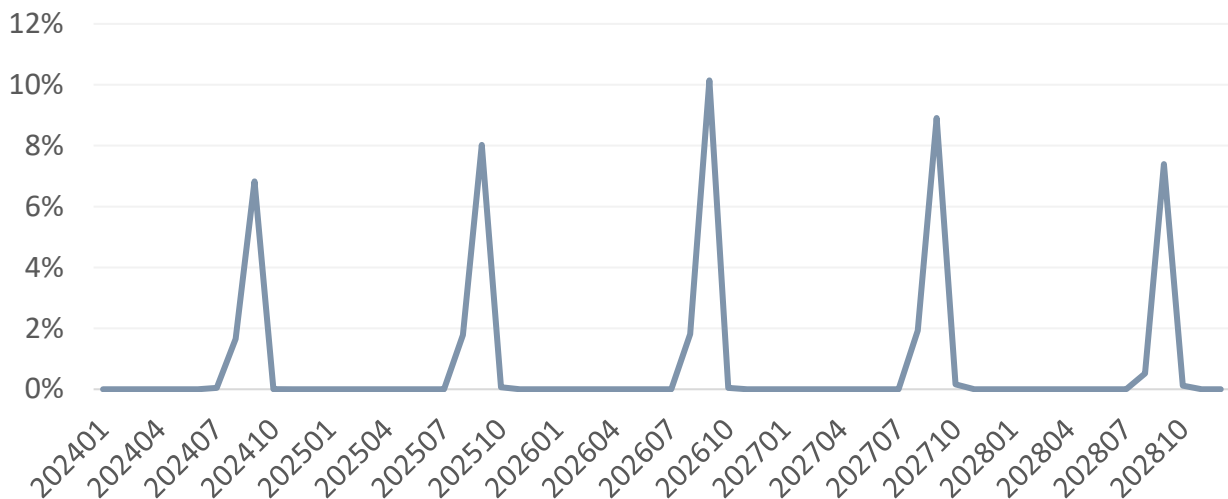


Figura 5-4 - Profundidade dos déficits para o horizonte de 2024 a 2028.

Na sequência buscou-se analisar o comportamento das séries de Energias Naturais Afluentes – ENAs geradas pelo modelo Newave. Analisando o gráfico abaixo, nota-se que as ENAs no período úmido apresentam uma maior variabilidade comparada ao período seco. Essa variabilidade insere uma incerteza na previsibilidade das vazões no período seco, dada uma certa ocorrência de vazões no período úmido. Ou seja, uma vazão acima da média no período úmido, não garante uma vazão acima da média no período seco.

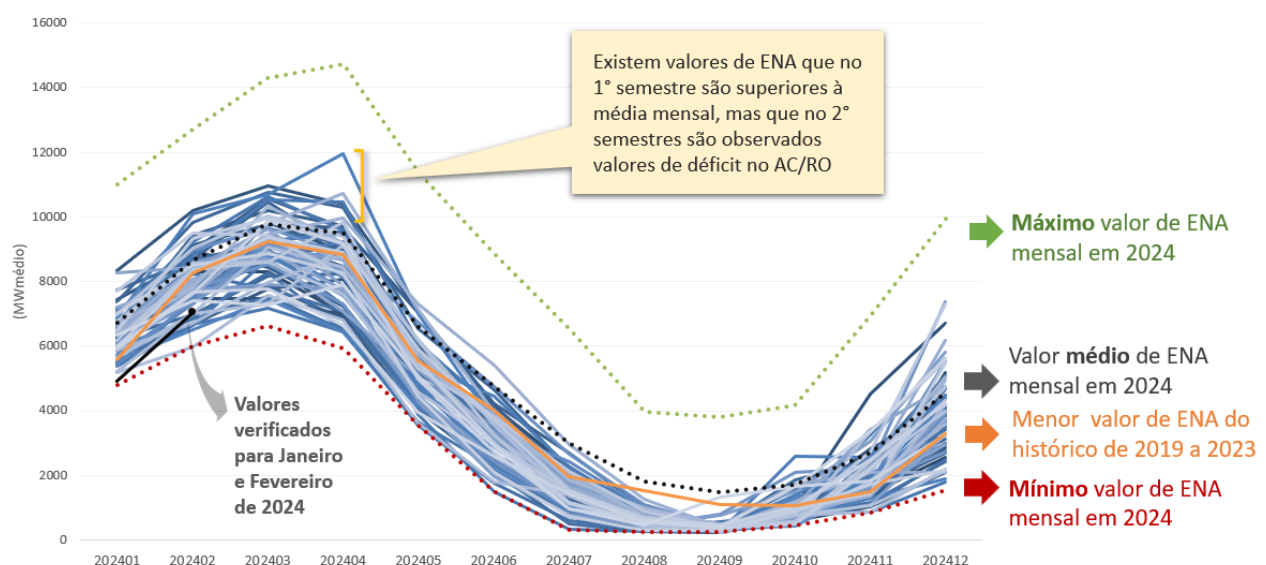


Figura 5-5 - Variabilidade das ENAs geradas pelo modelo Newave.

Com o objetivo de identificar as causas dessa ocorrência de déficit no subsistema AC/RO, construiu-se o gráfico de permanência apresentado abaixo, onde se tem a fotografia do mês de setembro de

2024 e observa-se a geração hidráulica (curva vermelha), o intercâmbio de energia (curva azul) e os déficits (curva verde). Observa-se que o subsistema AC/RO é exportador em torno de 80% do tempo e é importador de energia durante 20% do tempo. O limite de importação atual do AC/RO é de 430 MW, atendendo-se assim o critério de contingência N-2. Observa-se que ao atingir este limite de intercâmbio, na ocorrência de baixa produção hidráulica obtém-se os déficits de energia no subsistema.

Destaca-se no gráfico também, o menor valor de geração hidráulica registrada na história do subsistema Acre-Rondônia, ocorrido em outubro de 2023, quando a usina de Santo Antônio teve sua operação interrompida devido ao baixo volume de vazão afluente, o que acarretou a diminuição do seu canal de fuga e consequentemente o aumento da queda líquida, atingindo um nível fora da curva de operação segura das unidades geradoras.

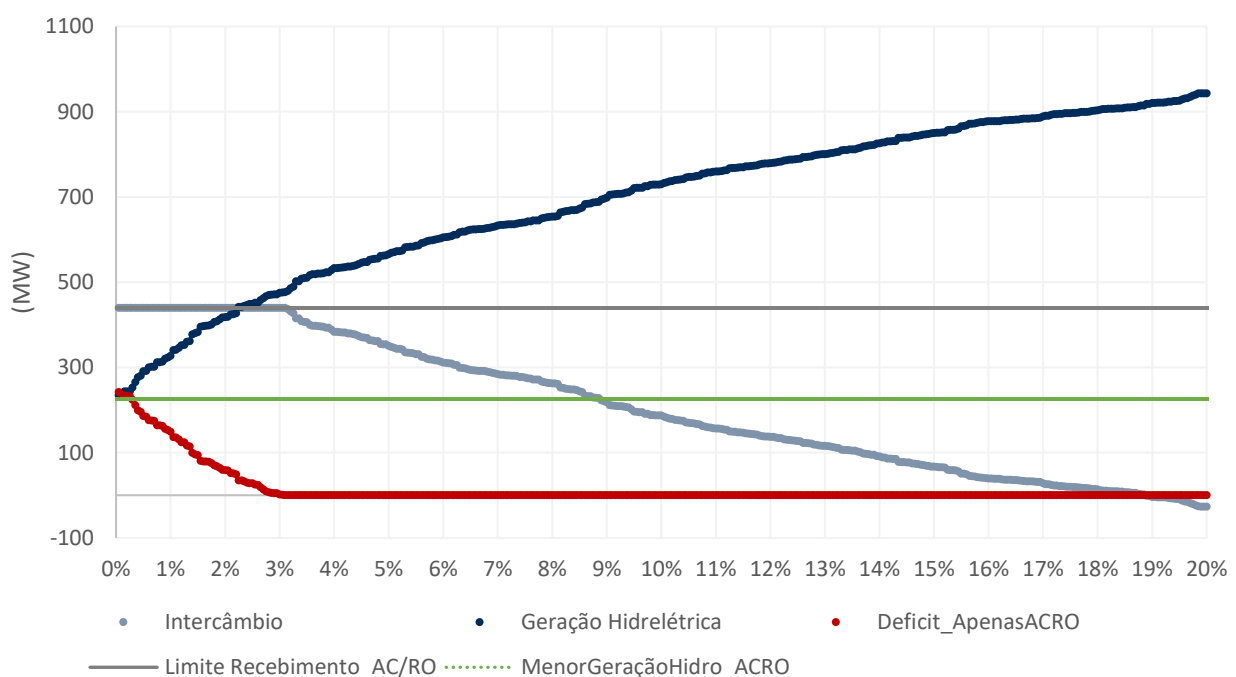


Figura 5-6 - Permanência do Intercâmbio, Geração e Déficits no AC/RO em setembro de 2024.

5.3 Definição dos cenários elétricos críticos

A partir dos cenários de disponibilidade hídrica e déficits mapeados nas análises energéticas, sintetizadas no item 5.2, as informações foram usadas como insumos para a representação mais detalhada das questões elétricas associadas às usinas e máquinas da região.

Tal complementariedade das análises Geração e Transmissão é importante, tendo em vista que a modelagem do Sistema Interligado Nacional em 11 subsistemas, ilustrada Figura 5-1 é insuficiente para simulações do desempenho do sistema de transmissão que, nas modelagens elétricas, contém cerca de 12.000 barras, 11.000 linhas e 6.500 transformadores.

Conforme a Figura 5-4, é possível constatar que os cenários de hidrologia crítica e riscos no atendimento às cargas possui uma sazonalidade bem caracterizada nos meses de agosto, setembro e outubro, períodos críticos da temporada de seca dos rios da região. Assim, foram mapeadas as séries sintéticas de vazões para os estes três meses críticos, resultando em 6.000 cenários de possibilidades. Na Figura 5-7 é possível notar que, mesmo considerando um recorte dos piores meses do período seco, potências totais disponíveis inferiores a 1.000 MW no subsistema em análise possuem uma probabilidade de ocorrência inferior a 10%.

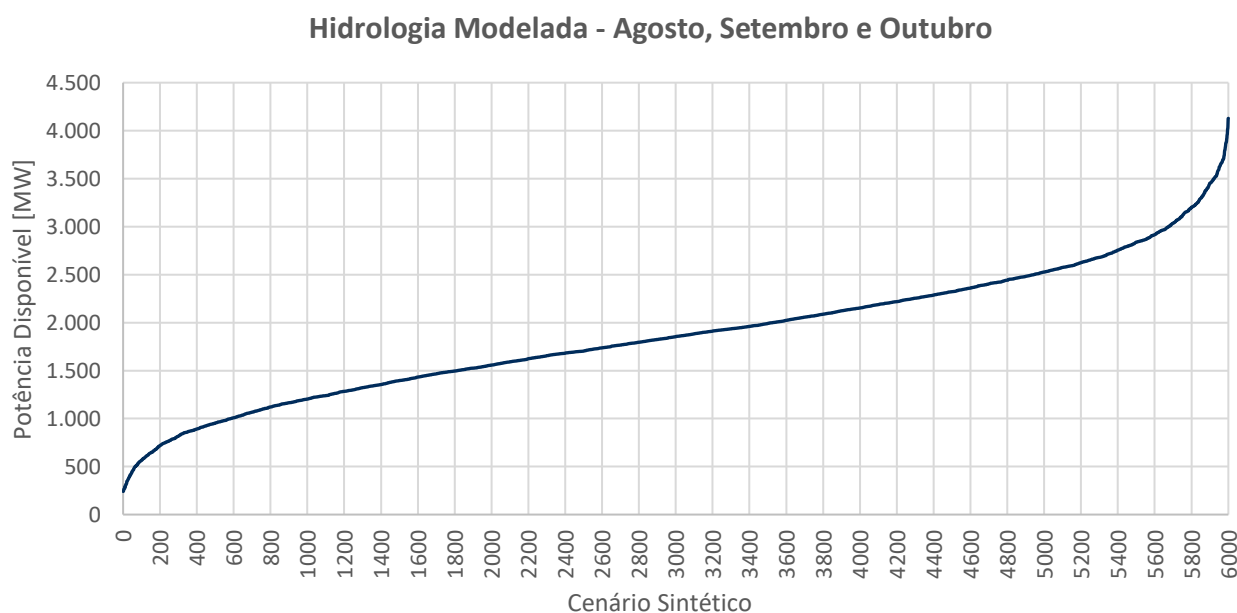
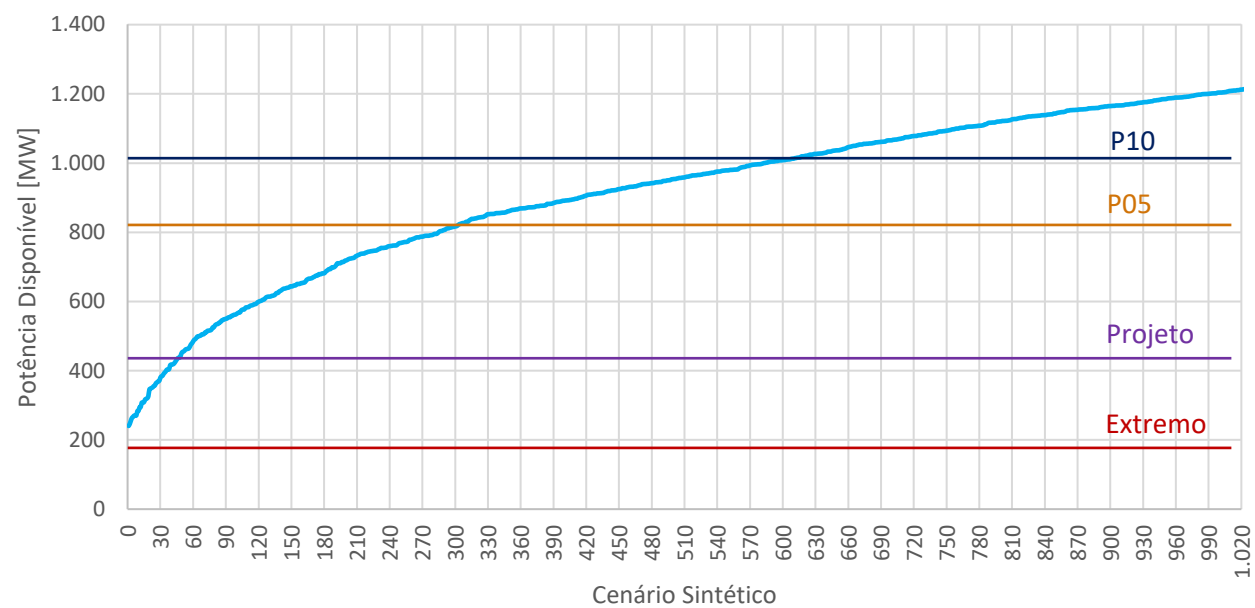


Figura 5-7 - Séries sintéticas para os meses críticos do período seco no subsistema Acre e Rondônia, agosto setembro e outubro, com as respectivas potências hídricas disponíveis

Considerando a abordagem de resiliência conforme [3], em sistemas de energia a resiliência pode ser entendida como a capacidade de antecipar, absorver, acomodar e se recuperar dos impactos climáticos adversos, associando a três dimensões principais: robustez; desenvoltura e recuperação [2]. Para tal, dada a característica sazonal e de baixa controlabilidade das UHEs da região, para o presente estudo, buscou-se um enfoque na capacidade de absorção e acomodação dos impactos, associando-as à robustez e desenvoltura da rede.

Assim, foi feito um recorte com base em cenários de menor potência total disponível da Figura 5-7, e foram estabelecidas características elétricas para cada um deles, conforme Figura 5-8.



Os cenários escolhidos foram baseados em permanências para os meses críticos (P5%, P10%), em referência ao número mínimo de máquinas sincronizadas consideradas no âmbito do projeto básico (19 unidades, das quais 11 na UHE Santo Antônio e 8 na UHE Jirau), conforme [19] e [20], e, por fim, em referência ao pior cenário simulado nos modelos energéticos e que se configurou como próximo verificado em Outubro de 2023. A Figura 5-8 sintetiza as características elétricas de cada um deles.

	Extremo	Referência PB	P05	P10
Jirau 500 kV	7 máq. (154 MW)	8 máq. (176 MW)	8 máq. (390 MW)	9 máq. (390 MW)
Santo Antônio 500 kV	0 máq. (0 MW)	11 máq. (231 MW)	11 máq. (330 MW)	11 máq. (410 MW)
Santo Antônio 230 kV	0 máq. (0 MW)	0 máq. (0 MW)	1 máq. (60 MW)	4 máq. (160 MW)
Samuel 230 kV	2 máq. (40 MW)	2 máq. (40 MW)	2 máq. (40 MW)	2 máq. (40 MW)
Rondon 138 kV	0 máq. (0 MW)	0 máq. (0 MW)	0 máq. (0 MW)	1 máq. (20 MW)
Geração Total	194 MW	447 MW	820 MW	1020 MW

Figura 5-8 – Caracterização de número de máquinas disponíveis e potência disponível das UHEs da região sob estudo para quatro cenários críticos mapeados.

As análises elétricas foram desenvolvidas buscando soluções para prover, de maneira estrutural, o atendimento aos critérios de planejamento e operação no cenário Extremo e sensibilidades foram feitas de desempenho da solução em cenários mais amenos.

6 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA

6.1 Sistema Elétrico de Interesse

A conexão elétrica dos sistemas do Acre e Rondônia segue ao longo da rodovia BR 364, e apresenta uma característica radial, ao longo como pode ser observado na Figura 6-1. Uma representação mais detalhada da rede elétrica e principais limites, conforme definidos na seção 4.4.3, estão ilustrados na Figura 6-2.

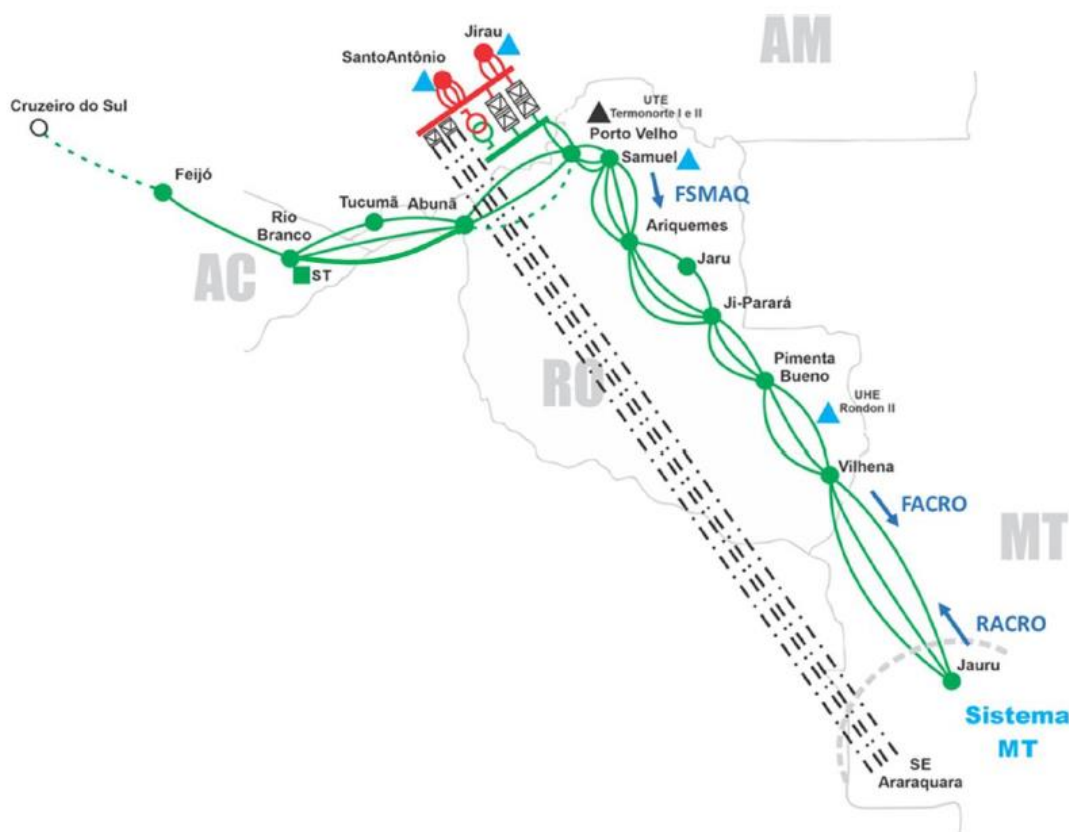


Figura 6-1 – Representação esquemática do sistema de transmissão dos estados de Rondônia e Acre. Fonte: Adaptado de

A contingência dupla da LT 230 kV Jauru – Vilhena, C1 e C2, é o evento crítico para a definição dos limites de exportação (FACRO) e importação (RACRO) da região. No período úmido, essa contingência pode provocar perda de sincronismo das máquinas de Rondônia em relação às do SIN e atuação da PPS entre as SEs 230 kV Ji-Paraná e Pimenta Bueno. No período seco, essa contingência pode provocar ou uma tensão sustentada pós-contingência no terminal da compensação série da LT 230 kV Jauru – Vilhena C3 na extremidade de Vilhena em valores que façam atuar a proteção de sobretensão temporizada, desligando a LT 230 kV Jauru – Vilhena C3, ou um aumento no carregamento da compensação série da LT 230 kV Jauru – Vilhena C3 na extremidade de Vilhena que viole a capacidade de curta duração desse equipamento.

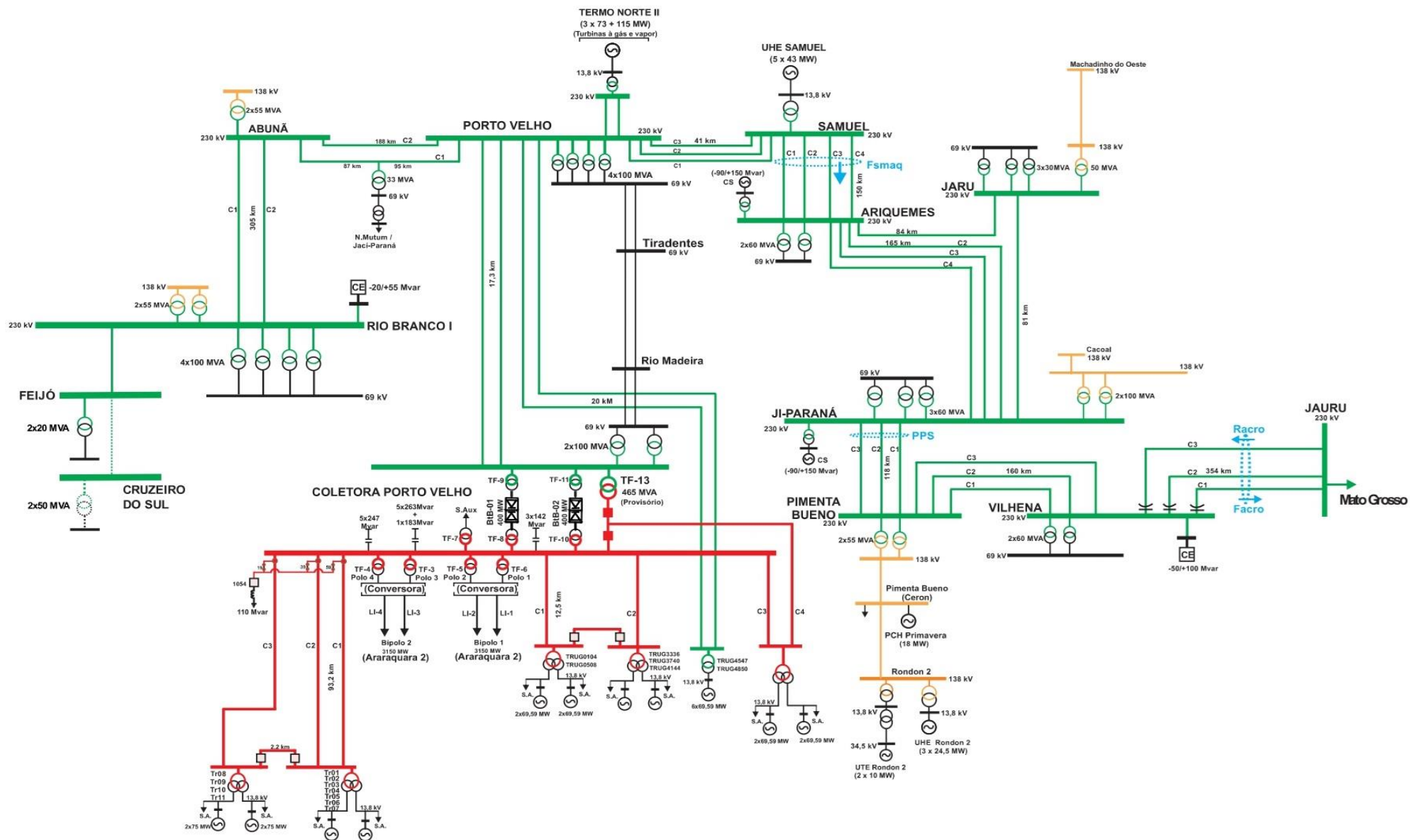


Figura 6-2 - Representação da rede Acre e Rondônia. Fonte: Adaptado de [21].

6.2 Desempenho Elétrico da Rede

Conforme apresentado na seção anterior, o eixo em 230 kV Jauru – Vilhena, é o principal gargalo de do subsistema AC/RO. As curvas da Figura 6-3 e Figura 6-4 a seguir, elaboradas no âmbito do diagnóstico regional do PDE 2032 [21], [22], ilustram o esgotamento do tronco em 230 kV, verificando-se a degradação do perfil de tensões para acréscimos nos fluxos.

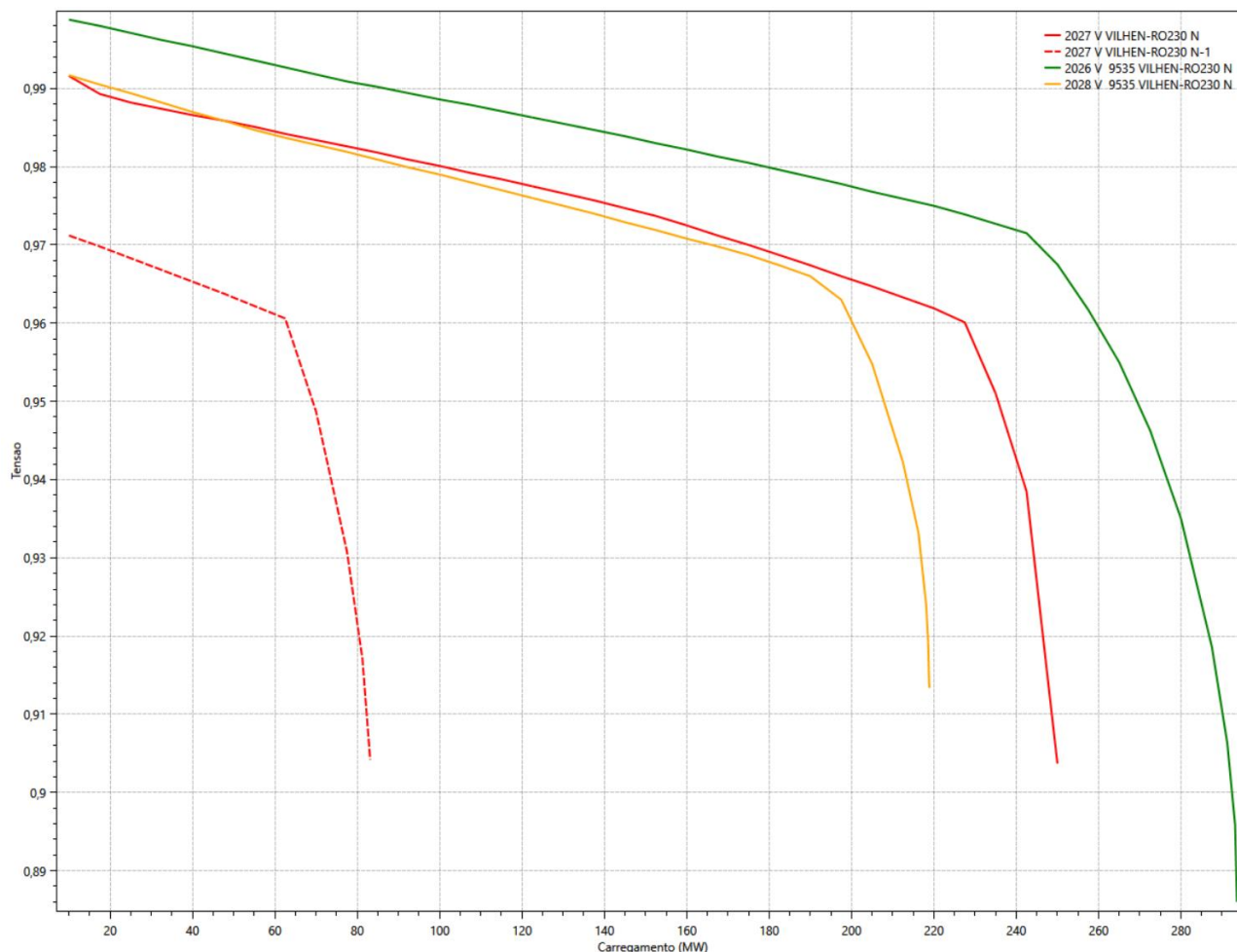


Figura 6-3 - Curva PXV Vilhena 230 kV – MNS – ΔP Incremental na Barra de Vilhena 230 kV. Fonte: [22].

A Figura 6-4 ilustra aproximadamente o montante de compensação reativa variável necessário para evitar a degradação do perfil de tensões do sistema, na perda da linha de transmissão em 230 kV Jauru - Vilhena, de 2026 a 2030, constatando-se que tal montante está situado entre os valores de 100 e 200 Mvar.

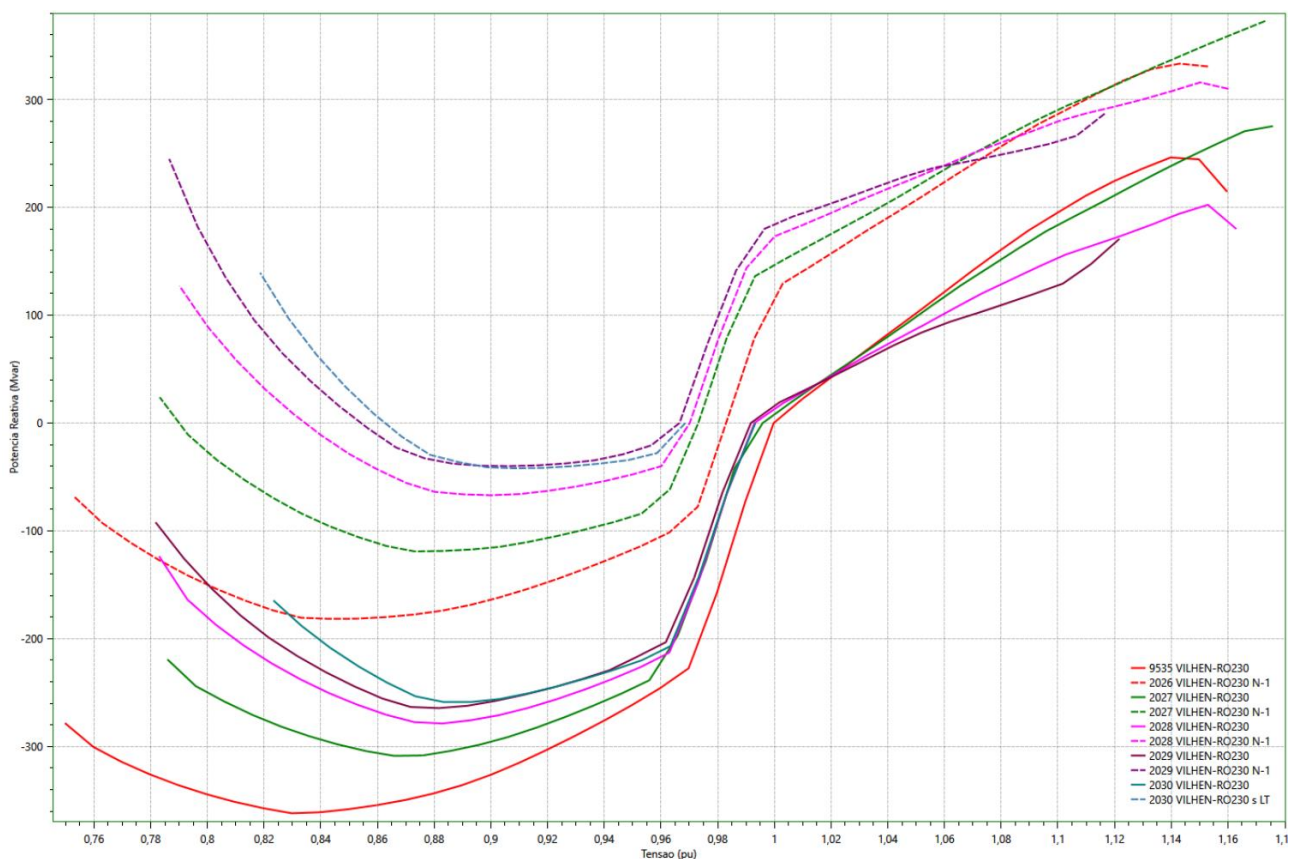


Figura 6-4 - Curva QxV Vilhena 230 kV – MNS – Regime Normal e Perda LT Jauru / Vilhena 230 kV. Fonte: [22].

Cabe ressaltar que as análises em questão, embora considerassem cenários para o período seco, ainda eram consideravelmente mais amenos que o observado no ano de 2023.

Conforme mapeado em [23], em função das baixas afluências verificadas na bacia do rio Madeira no período seco, entre os meses de agosto a outubro de cada ano, existe o risco da parada total das máquinas da UHE Santo Antônio, devido à restrição de queda bruta máxima para as máquinas de 4 e 5 pás da usina.

Com a indisponibilidade da geração da UHE Santo Antônio em 2023, houve perda da geração conectada diretamente ao sistema Acre/Rondônia, contemplada por seis máquinas da usina conectadas ao tronco de 230 kV (432 MW) e pela geração proveniente da conversora *back-to-back*. Assim, de forma a atender a carga do Sistema Acre/Rondônia, considerando a indisponibilidade de Santo Antônio, no ano de 2023, a usina de Jirau foi operada diretamente conectada ao TF-13 500/230 kV da SE Coletora Porto Velho, e a conversora *back-to-back* e demais instalações HVDC foram mantidas desligadas, conforme mostrado na Figura 6-6.

A configuração, com os recursos disponíveis a época agregou confiabilidade à operação da área AC/RO quando comparada à alternativa de suprimento via conversora *back-to-back*. Entretanto, ressalta-se que, historicamente, este transformador opera desligado e é utilizado somente para fins de recomposição da área, enquanto a UHE Jirau normalmente opera de forma assíncrona.

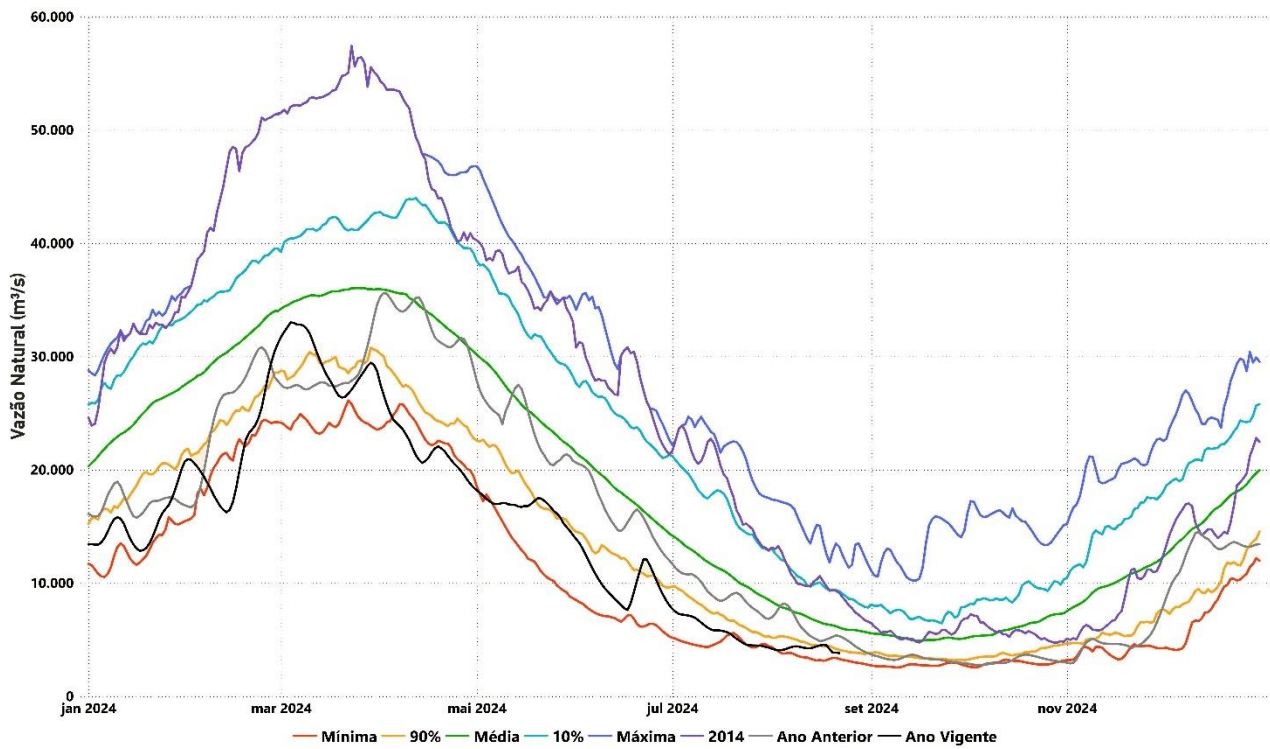


Figura 6-5 - Vazão natural UHE Jirau. Fonte: Adaptado de [11].

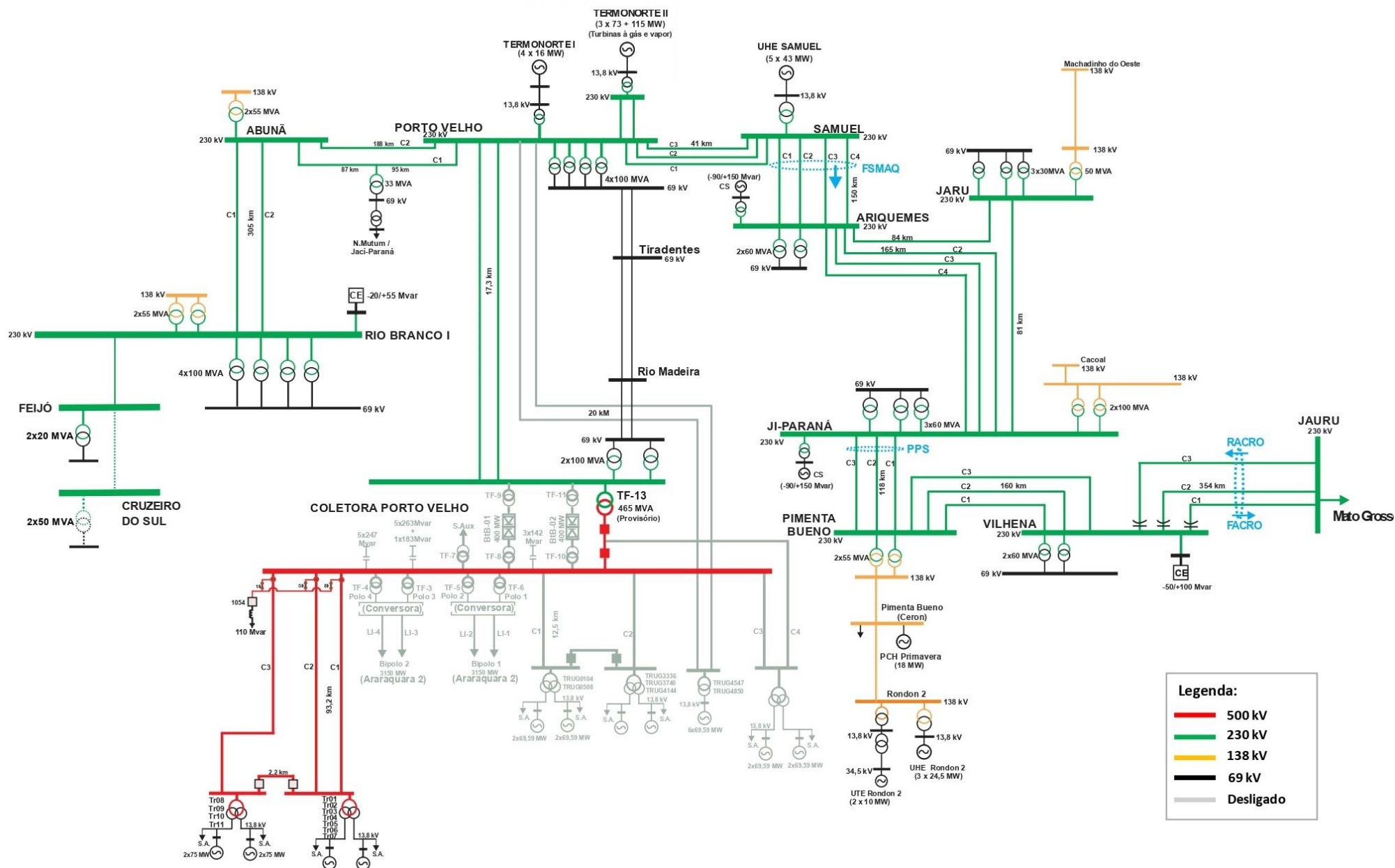


Figura 6-6 – Representação simplificada da rede Acre e Rondônia durante a operação da crise hídrica de 2023. Fonte: Adaptado de [23].

7 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS

7.1 Alternativa CA

A alternativa CA consiste em expandir a interligação Jauru – Vilhena através de expansão 500 kV, como vetor de atendimento às cargas do estado de Rondônia, no qual o troco é expandido a medida da necessidade sistêmica. Para tanto, considerando o cenário extremo vivenciado em 2023 e 2024, é necessário, desde o ano inicial do estudo, duas novas subestações 500/230 kV, Vilhena 2 e Pimenta Bueno 2, bem como circuitos interligando-as à rede 500kV do Mato Grosso.

Com a evolução das cargas, ambas subestações são expandidas com novas unidades transformadoras e é feita uma nova ampliação para Ji-Paraná, com a nova SE Ji-Paraná 2, indicada para o ano de 2037. A Figura 7-1 ilustra a configuração completa da solução, a Tabela 7-1 e Tabela 7-2 indicam o plano de obras com as expansões previstas a cada ano.

Nesta alternativa, em cenários de extrema escassez hídrica, o complexo do Madeira escoaria sua geração restante prioritariamente pelo sistema CA de Rondônia, fazendo com que os bipolos de corrente contínua que interligam Rondônia a São Paulo fossem desligados temporariamente.

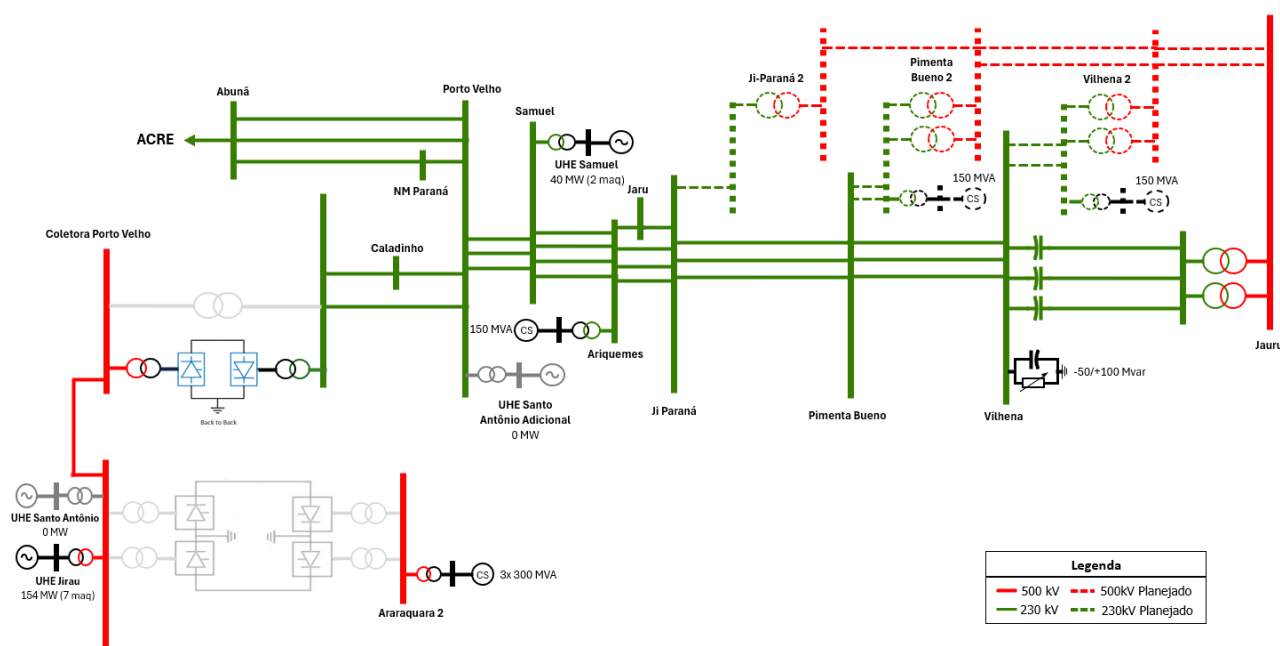


Figura 7-1 - Diagrama esquemático da alternativa CA.

Tabela 7-1 – Plano de Obras – Alternativa CA - Subestações de Rede Básica

Subestação	Tensão (kV)	Descrição	Ano
Coletora Porto Velho (Ampliação)	500 230	1º ATF 500/230, 3 x 200 MVA, em substituição ao TF-13 500/230kV, e novas conexões	2030
Vilhena 2 (Nova)	500 230	1º ATF 500/230, (3+1R) x 200 MVA 1º Compensador Síncrono -90/+150 Mvar e conexões 230 kV 1º Reator de Barra 500kV, (3+1R) x 60 Mvar	2028
Pimenta Bueno 2 (Nova)	500 230	1º ATF 500/230 kV, (3+1R) x 200 MVA 1Φ 1º Compensador Síncrono -90/+150 Mvar e conexões 230 kV 1º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	2028
Cuiabá (Expansão)	500	1º Compensador Síncrono -180/300 Mvar e conexões 500kV	2030
Vilhena 2 (Nova)	500 230	2º ATF 500/230, 3 x 200 MVA	2037
Pimenta Bueno 2 (Nova)	500 230	2º ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	2037
Ji-Paraná 2 (Nova)	500 230	1º ATF 500/230 kV, (3+1R) x 200 MVA 1Φ 1º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	2037

(1) Obra condicionada aos estudos de detalhamento a serem executados por parte da transmissora

Tabela 7-2 - Plano de Obras – Alternativa CA - Linhas de Transmissão

Linha de Transmissão	Descrição	Ano
LT 500 kV JAURU – VILHENA 2, C1 ⁽¹⁾	Circuito Simples 500 kV, 4 x 795 MCM (TERN), 347 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 51,7 Mvar 1Φ Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 51,7 Mvar 1Φ	2028
LT 500 kV JAURU – VILHENA 2, C2 ⁽¹⁾	Circuito Simples 500 kV, 4 x 795 MCM (TERN), 347 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3) x 51,7 Mvar 1Φ Reator de Linha Fixo 500 kV, (3) x 51,7 Mvar 1Φ	2028
LT 230 kV VILHENA 2 – VILHENA, C1	Circuito Simples 230 kV, 4 x 795 MCM (TERN), 5 km	2028
LT 230 kV VILHENA 2 – VILHENA, C2	Circuito Simples 230 kV, 4 x 795 MCM (TERN), 5 km	2028
LT 500 kV VILHENA 2 – PIMENTA BUENO 2, C1 ⁽¹⁾	Circuito Simples 500 kV, 4 x 795 MCM (TERN), 188 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 51,7 Mvar 1Φ Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 51,7 Mvar 1Φ	2028
LT 230 kV CALADINHO - SAMUEL, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (DRAKE), 55 km	2028
LT 230 kV PIMENTA BUENO 2 – PIMENTA BUENO, C1	Circuito Simples 230 kV, 4 x 795 MCM (TERN), 5 km	2028
LT 230 kV PIMENTA BUENO 2 – PIMENTA BUENO, C2	Circuito Simples 230 kV, 4 x 795 MCM (TERN), 5 km	2028
LT 500 kV RIBEIRÃOZINHO – CUIABÁ, C1 ⁽¹⁾	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 367 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 1 x 53,3 Mvar 1Φ Reator de Linha Fixo 500 kV, 1 x 53,3 Mvar 1Φ	2028
LT 500 kV VILHENA 2 – PIMENTA BUENO 2, C2 ⁽¹⁾	Circuito Simples 500 kV, 4 x 795 MCM (TERN), 188 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3) x 24,5 Mvar 1Φ Reator de Linha Fixo 500 kV, (3) x 24,5 Mvar 1Φ	2037
LT 500 kV PIMENTA BUENO 2 – JI-PARANÁ, C1 ⁽¹⁾	Circuito Simples 500 kV, 4 x 795 MCM (TERN), 120 km	2037
LT 230 kV JI-PARANÁ 2 – JI-PARANÁ, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (DRAKE), 5 km	2028

(1) Os retores devem ser posicionados de forma a possibilitar futuros compartilhamentos da fase reserva com outras instalações;

7.2 Alternativa Híbrida

A alternativa híbrida tem como princípio prover recursos e expansões para possibilitar a operação dos bipolos de corrente contínua do Madeira até mesmo durante os períodos de extrema escassez hídrica das usinas de Santo Antônio e Jirau, enviando energia de São Paulo para Rondônia.

Para viabilizar essa reversão, é necessário a instalação de compensadores síncronos para aumentar o nível de curto-circuito na subestação de Coletora Porto Velho 500 kV, e o seccionamento da linha de transmissão (LT) 230 kV Porto Velho – Abunã C1 e C2 na Coletora Porto Velho 230 kV, permitindo o escoamento da potência recebida pelo sistema de corrente contínua. Além disso, para melhorar o desempenho dinâmico sob contingências e aumentar o limite de exportação do Acre e Rondônia, também é necessária a construção de uma nova linha de 500 kV, com cerca de 350 km, de Vilhena (RO) até Jauru (MT).

Essa alternativa, apresentada esquematicamente na Figura 7-2, necessita de menos obras e, portanto, de investimentos menores. Ressalta-se que a especificação final dos reforços e viabilidade técnica da reversão dos bipolos de corrente contínua do Madeira ainda depende de estudos de detalhamento, que serão realizados pelas transmissoras que detêm os equipamentos já em operação comercial.

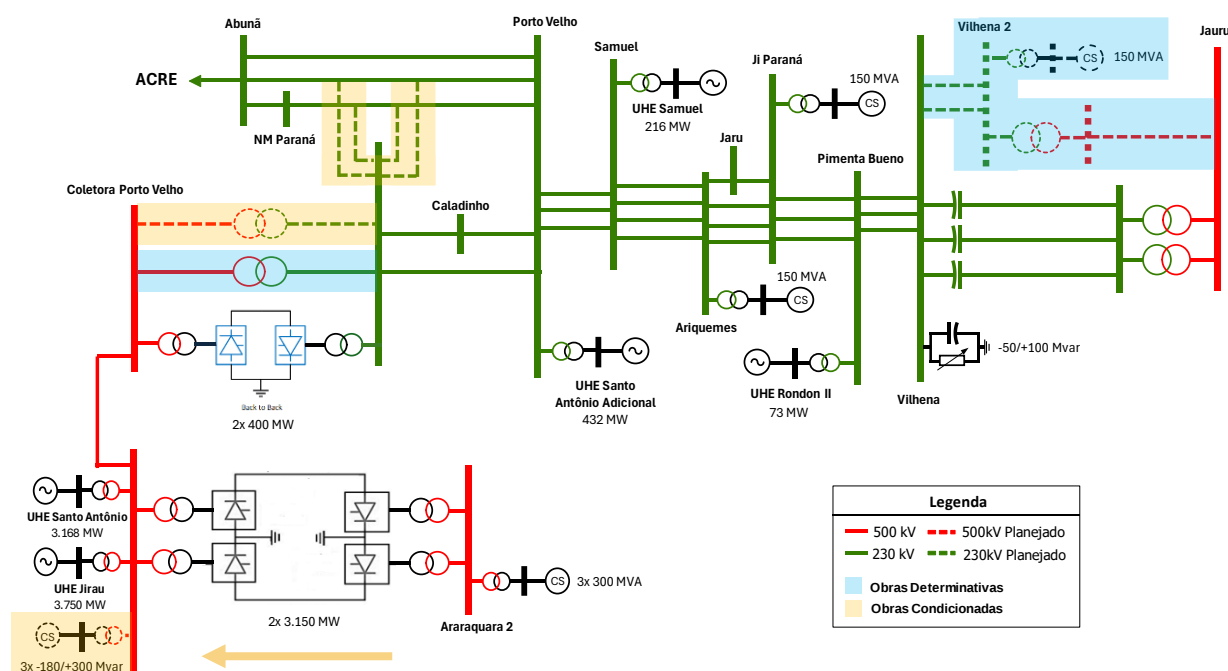


Figura 7-2 - Diagrama esquemático da alternativa Híbrida.

Tabela 7-3 – Plano de Obras – Alternativa Híbrida - Subestações de Rede Básica

Subestação	Tensão (kV)	Descrição	Ano
Coletora Porto Velho (Ampliação)	500 230	1º ATF 500/230, (3+1R) x 200 MVA 1Φ, em substituição ao TF-13 500/230kV, e novas conexões	2028
Vilhena 2 (Nova)	500 230	1º ATF 500/230 kV, (3+1R) x 200 MVA 1Φ 1º Compensador Síncrono -90/+150 Mvar e conexões 230 kV 1º Reator de Barra 500 kV, 3 x 55 Mvar 1Φ ⁽¹⁾	2028
Coletora Porto Velho (Ampliação)	500 230	1º, 2º e 3º Compensadores Síncronos -180/300 Mvar e conexões 500kV	2028 ⁽²⁾
Coletora Porto Velho (Ampliação)	500 230	2º ATF 500/230, 3 x 200 MVA 1Φ e novas conexões	2028 ⁽²⁾

(1) O reator deverá ser posicionado de forma a fazer uso compartilhado da fase reserva do reator em derivação da LT 500 kV Jauru - Vilhena 2

(2) Obra condicionada aos estudos de detalhamento a serem executados por parte da transmissora

Tabela 7-4 - Plano de Obras – Alternativa Híbrida - Linhas de Transmissão

Linha de Transmissão	Descrição	Ano
LT 500 kV JAURU – VILHENA 2, C1 ⁽¹⁾	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 342 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ	2028
LT 230 kV VILHENA 2 – VILHENA, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 5,5 km	2028
LT 230 kV VILHENA 2 – VILHENA, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 5,5 km	2028
SECC LT 230 kV PORTO VELHO – ABUNÃ C1, NA SE COLETORA PORTO VELHO ⁽²⁾	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 1 km	2028 ⁽³⁾
SECC LT 230 kV PORTO VELHO – ABUNÃ C2, NA SE COLETORA PORTO VELHO ⁽²⁾	Circuito Simples 230 kV, 2 x 850 MCM ACAR, 1 km Circuito Simples 230 kV, 2 x 850 MCM ACAR, 1 km	2028 ⁽³⁾

(2) Os retores devem ser posicionados de forma a possibilitar futuros compartilhamentos da fase reserva com outras instalações;

(3) Não deverá haver cruzamento com as demais LTs 230kV locais.

(4) Obra condicionada aos estudos de detalhamento a serem executados por parte da transmissora

O seccionamento das LTs 230 kV Porto Velho - Abunã, C1 e C2 na SE Coletora Porto Velho possui extensão estimada de 1 km. Conforme ilustrado na Figura 7-3, o seccionamento do C1 será realizado em torre de CD e do C2 em duas torres de CS, visando evitar o cruzamento entre os circuitos.

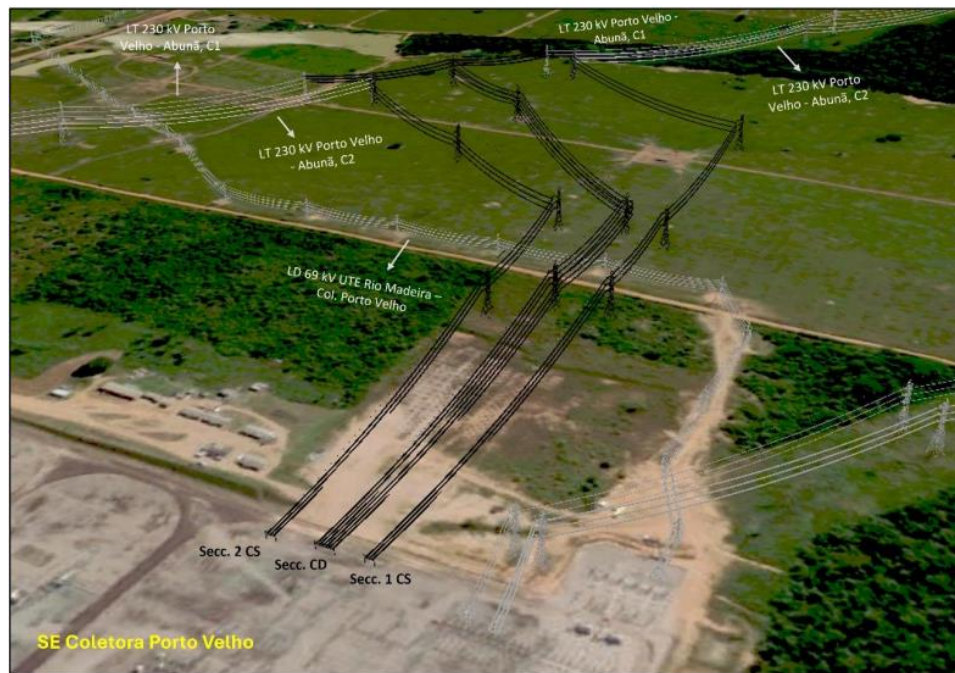


Figura 7-3 - Traçados referenciais dos seccionamentos das LTs. Fonte [12].

8 ANÁLISE ECONÔMICA

O detalhamento do plano de obras e investimentos de cada alternativa está apresentado nas tabelas do Anexo I – Plano de obras das alternativas. Ressalta-se que estes valores foram utilizados apenas para comparação de alternativas, não servindo como base para orçamentos.

8.1 Comparação Econômica

Após a definição das alternativas de expansão de transmissão com desempenho técnico equivalente para os casos dimensionadores, o plano de obras de cada uma das alternativas foi custeado tomando-se como referência, para os investimentos, os parâmetros econômicos descritos no item 4.4.4.

Para a quantificação das perdas elétricas das alternativas, foram adotados seis cenários médios, representando os dois períodos de hidrologia da região e os três patamares de carga, com as ponderações pelas respectivas permanências, nos quais foram inseridas as obras de cada uma das alternativas, de forma a quantificar o diferencial, em MW, de perdas elétricas na rede. Para a valoração, em R\$, foi adotado o custo marginal de expansão mais recentemente considerado nos estudos de planejamento da expansão, conforme [24], valorado para esse estudo em R\$ 218,31.

A Tabela 8-1 apresenta a composição dos valores de investimentos totais das alternativas analisadas, já a Tabela 8-2 e a Tabela 8-3 apresentam a composição e o custo total levando-se em consideração os investimentos (rendimentos necessários) e o diferencial de perdas. Utilizou-se a margem percentual de 5% no custo total para configurar o empate econômico entre alternativas.

Tabela 8-1 - Custos de investimentos das alternativas

Alternativa	VP do total de investimentos		
	Custos (R\$ x 1.000)	(%)	Ordem
1 – Expansão CA	3.433.568,17	260,4%	2º
2 - Híbrida	1.318.756,10	100,0%	1º

Tabela 8-2 - Composição dos custos totais das alternativas analisadas

Alternativa	Rendimentos Necessários			Perdas		
	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem
1 – Expansão CA	2.635.789,00	246,7%	2º	8.442,17	0,00	1º
2 - Híbrida	1.068.524,37	100,0%	1º	180.351,79	171.909,62	2º

Tabela 8-3 - Custos totais (Rendimentos Necessários e Perdas Elétricas) das alternativas

Alternativa	Rendimentos Necessários + Perdas		
	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
1 – Expansão CA	2.635.789,00	212,5%	2º
2 - Híbrida	1.240.433,99	100,0%	1º

Os dados da Tabela 8-2 e Tabela 8-3 foram sumarizados na Figura 8-1.

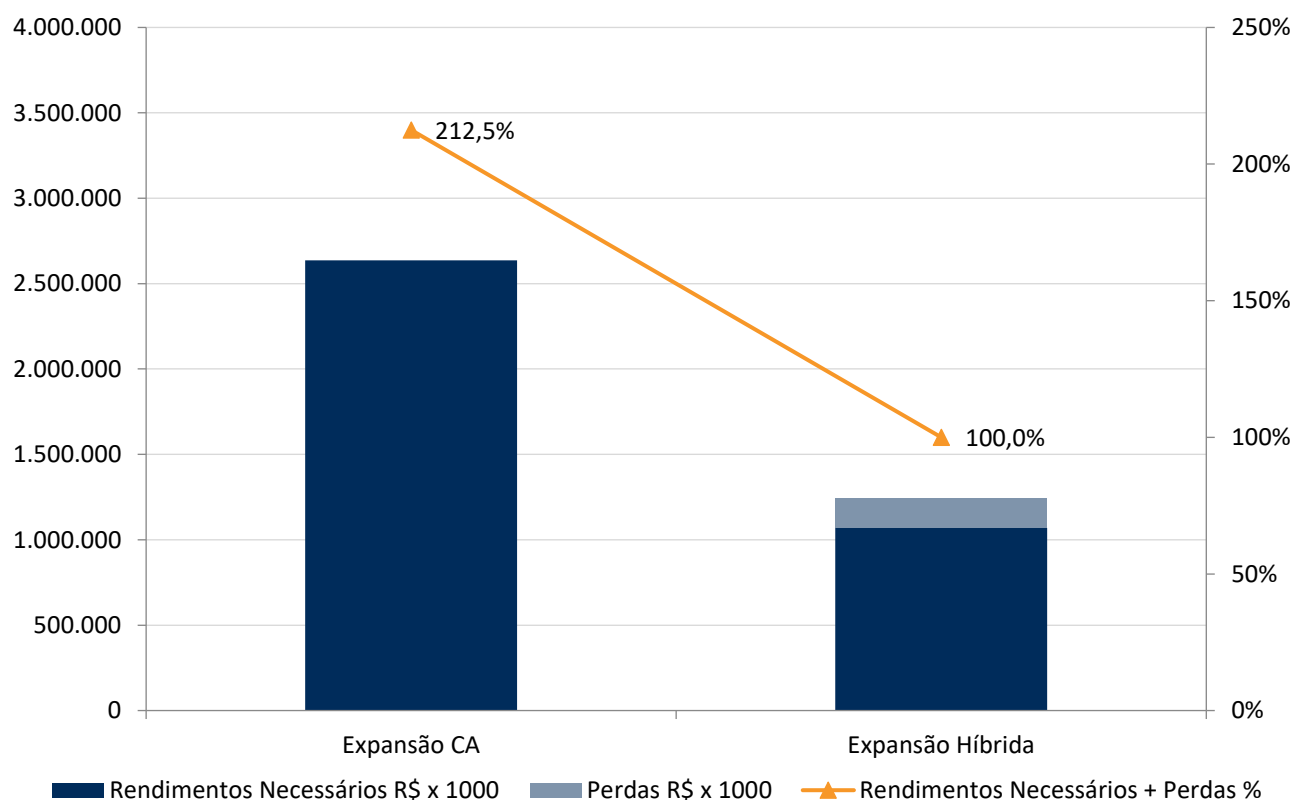


Figura 8-1 - Comparação econômica entre as alternativas estudadas, rendimento necessários e perdas elétricas.

8.2 Discussão dos Resultados

Para ambas as alternativas de expansão da rede de transmissão elencadas acima, os estudos indicam que seria possível aumentar o limite total de recebimento do subsistema Acre-Rondônia de 430 MW para cerca de 1.500 MW.

A alternativa de ampliação da interligação puramente com soluções em corrente alternada com novas linhas de transmissão de 500 kV de Jauru até Ji-Paraná, detalhada no item 7.1, para atender o cenário extremo leva a um plano de obras mais extenso, com maior a complexidade ambiental e custos totais que são estimados na ordem R\$ 5,33 Bilhões e de cerca de 3,01 Bilhões em valor presente.

A alternativa com a possibilidade de reversão do sentido convencional de transmissão de potência dos bipolos de corrente contínua do Madeira aliada reforços mais pontuais na rede e uma única LT 500 kV de Jauru (MT) até Vilhena (RO). Essa alternativa, detalhada no item 7.2, necessita de menos obras e, portanto, de investimentos menores, estimados na ordem R\$ 1,14 bilhão.

9 AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS

Neste capítulo são apresentadas as análises técnicas e de otimização visando definir as especificações básicas das novas Linha de Transmissão (LT) aéreas, em Circuito Simples (CS), e para novos trechos de seccionamentos, em Circuito Simples (CS) e em Circuito Duplo (CD), conforme descrito na Tabela 9-1.

Tabela 9-1 - Novas Linhas de Transmissão aéreas.

	Linha	Tensão	Tipo	Comprimento [km]
LT1	LT Jauru – Vilhena 2, C1	500 kV	CS	342
LT2	LT Vilhena – Vilhena 2, C1 e C2	230 kV	CS	2 x 5,5
LT3	Trecho entre o ponto de seccionamento da LT Porto Velho – Abunã, C1, e a SE Coletora Porto Velho	230 kV	CD	1
LT4	Trechos entre os pontos de seccionamento da LT Porto Velho – Abunã, C2, e a SE Coletora Porto Velho	230 kV	CS	2 x 1

Os resultados obtidos nas análises foram extraídos diretamente do programa ELEKTRA, desenvolvido pelo CEPEL [25].

9.1 Dados e Premissas

Os dados ambientais predominantes e preliminares para as análises técnicas e definição das capacidades de corrente estão dispostos na Tabela 9-2. Nota-se que a temperatura do ar corresponde à maior máxima média mensal registrada nas estações de medição localizadas em São José do Rio Claro/MT (LT1 e LT2) e em Porto Velho/RO (LT3 e LT4) [26].

Tabela 9-2 - Dados do ambiente.

	LT1	LT2	LT3	LT4
Temperatura do ar [°C]	32,7	32,7	32,4	32,4
Vento p/ cálculo de temperatura [m/s]	1	1	1	1
Radiação solar [W/m ²]	1000	1000	1000	1000
Altitude média [m]	612	615	90	90
Altitude máxima [m]	753	622	93	93
DRA1 [p.u.]	0,89	0,90	0,96	0,96
Vento p/ balanço [km/h] (50 anos, 30 s, 10 m)	115	110	105	105

Na Tabela 9-3 estão apresentados os parâmetros econômicos considerados na otimização. Os fluxos e fator de perdas utilizados estão apresentados na Tabela 9-4 para a LT1 e Tabela 9-5 para a LT2. Já a Tabela 9-6 apresenta os carregamentos máximos verificados nos estudos de fluxo de potência em condição normal de operação e em emergência, decorrente de contingência no sistema, conforme resultados apresentados nos capítulos 10 e 11.

Tabela 9-3 - Dados para avaliação econômica.

Custo das perdas de energia [R\$/MWh]	218,31
Período [anos]	30
Taxa de desconto anual [%]	8
Banco de preços	Ref. ANEEL – 2024/04 ¹

Tabela 9-4 - Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas – LT1

Duração [Anos]	LT1	
	Fluxo¹ [MVA]	Fator de Perdas
1	355,8	0,58
1	346,9	0,50
1	341,9	0,59
1	334,2	0,57
1	324,6	0,60
1	321,6	0,67
1	316,0	0,71
1	331,4	0,72
1	353,3	0,53
21	374,3	0,65

Tabela 9-5 - Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas – LT2

Duração [Anos]	LT2	
	Fluxo¹ [MVA]	Fator de Perdas
1	184,9	0,24
1	175,4	0,32
1	168,0	0,34
1	164,1	0,37
1	164,2	0,36
1	158,5	0,38
1	152,9	0,43
1	163,9	0,41
1	181,4	0,30
21	190,7	0,30

¹ Atualizado pela EPE conforme [32].

Tabela 9-6 - Dados do sistema – Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação

Fluxo ¹ [MVA]		LT1	LT2
		412,9	230,8
	Normal		
	Emergência	644,0	400,9

Nessas análises, adotou-se estruturas com geometria de fases triangular para a LT1 e para a LT2. Na seção 9.4 constam as coordenadas finais, após a otimização, dos cabos na torre e flechas para a silhueta típica. Por fim, para LT1 e LT2, considerou-se apenas cabos condutores tipo CAA, com diferentes bitolas e formações, e cabos para-raios EAR 3/8” e OPGW 13,3 mm.

9.2 Critérios Para Análises Elétricas e Comparações Econômicas

Na definição das capacidades de corrente, os valores a serem especificados devem atender minimamente aos fluxos observados no estudo, em condição normal e emergência. Adicionalmente, para as novas LT, deve-se buscar adotar 65 °C como limite superior de temperatura nos cabos condutores em condição normal de operação e 90 °C em condição de emergência. Com relação aos níveis de emissão eletromagnética, esses devem observar os requisitos mínimos definidos em [27]. Essas restrições, juntamente com o balanço dos cabos, devem ser observadas de forma a definir uma estimativa inicial para a faixa de segurança e o conjunto de cabos condutores tecnicamente viáveis.

As configurações com custos totais, de instalação e perdas, com diferenças de até 3% são consideradas economicamente equivalentes. Como critérios de desempate, pode-se considerar, por exemplo, os custos de instalação, a padronização com soluções existentes e a robustez da solução.

9.3 Avaliações Econômicas

9.3.1 Seleção dos cabos condutores - LT1: LT 500 kV Jauru – Vilhena 2, C1, CS

Inicialmente, cumpre destacar que foi avaliada a configuração possuindo quatro cabos por fase para a LT1. Quanto aos cabos considerados, salienta-se que foi considerada uma ampla gama de possibilidades de condutores CAA, com distintas bitolas e formações.

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que a única solução economicamente equivalente, dentre as soluções candidatas, é a configuração 4 x RAIL (954 MCM), como apresentada na Tabela 9-7. Desse modo, essa será a configuração recomendada para utilização nesta LT.

Tabela 9-7 - Configurações com menor custo total – LT1

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
RAIL	4	1994,6	210,3	2204,9	100,0
ORTOLAN	4	2089,2	187,9	2277,1	103,3
BLUEJAY	4	2189,5	169,6	2359,1	107,0

9.3.2 Seleção dos cabos condutores – LT2: LT 230 kV Vilhena – Vilhena 2, C1 e C2, CS

Para a LT2, foi avaliada a configuração possuindo dois cabos por fase. Quanto aos cabos considerados, salienta-se que foi considerada uma ampla gama de possibilidades de condutores CAA, com distintas bitolas e formações.

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções economicamente equivalentes, dentre as soluções candidatas, são aquelas apresentadas na Tabela 9-8.

Como pode se verificar, a configuração de menor custo total é a 2 x HAWK (477 MCM). No entanto, por estar inserida no limite do critério de 3 % e por apresentar uma capacidade de corrente maior, fez-se a escolha da solução 2 x TERN (795 MCM). Desse modo, essa será a configuração recomendada para utilização nesta LT.

Tabela 9-8 - Configurações com menor custo total – LT2

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
HAWK	2	773,0	308,2	1081,2	100,0
IBIS	2	712,5	378,7	1091,2	100,9
DOVE	2	833,9	259,0	1092,9	101,1
TERN	2	916,3	178,1	1094,4	101,2
SQUAB	2	872,3	236,2	1108,5	102,5

9.4 Características Técnicas da Solução de Referência

9.4.1 Características elétricas – LT1: LT 500 kV Jauru – Vilhena 2, C1, CS

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas para esta LT estão sumarizados na Tabela 9-9.

Tabela 9-9 - Características elétricas básicas da LT 500 kV Jauru – Vilhena 2, C1, CS

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]
Circuito Simples	CAA 4 x RAIL (954 MCM)	3170	4260	+	0,0176	0,2661	6,1863
				0	0,3295	1,1451	3,2470
				mut.0	-	-	-

A Figura 9-1, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da nova LT em CS, incluindo o vão médio de 500 m utilizado na análise referencial.

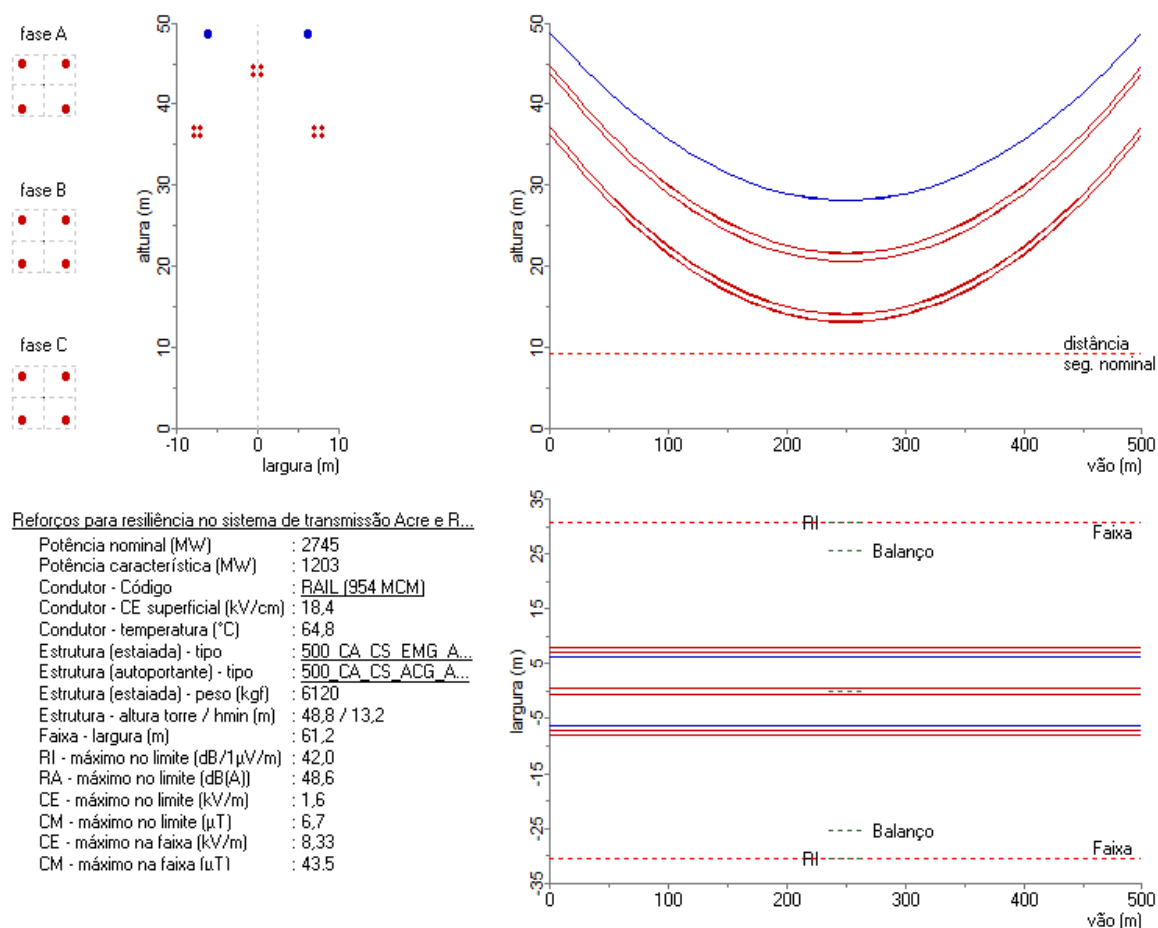


Figura 9-1 - Dados técnicos básicos da LT 500 kV Jauru – Vilhena 2, C1, CS.

9.4.2 Características construtivas – LT1: LT 500 kV Jauru – Vilhena 2, C1, CS

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos centros dos feixes de condutores e dos cabos para-raios da silhueta típica, bem como as respectivas flechas, estão apresentadas na Tabela 9-10. Ressalta-se que o espaçamento entre os subcondutores dos feixes é de 95,00 cm.

Tabela 9-10 - Coordenadas da silhueta típica da LT 230 kV em CS.

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A	-7,5	36,8	23,1
Feixe B	0,0	44,3	23,1
Feixe C	7,5	36,8	23,1
Para-raios 1	-6,2	48,8	20,7
Para-raios 2	6,2	48,8	20,7

9.4.3 Características elétricas – LT2: LT 230 kV Vilhena – Vilhena 2, C1 e C2, CS

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas para esta LT estão sumarizados na Tabela 9-11.

Tabela 9-11 - Características elétricas básicas da LT 230 kV Vilhena – Vilhena 2, C1 e C2, CS

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]
Circuito Simples	CAA 2 x TERN (795 MCM)	1450	1960	+	0,0413	0,3440	4,7927
				0	0,3883	1,2811	2,7606
				mut.0	-	-	-

A Figura 9-2, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da nova LT em CS, incluindo o vão médio de 450 m utilizado na análise referencial.

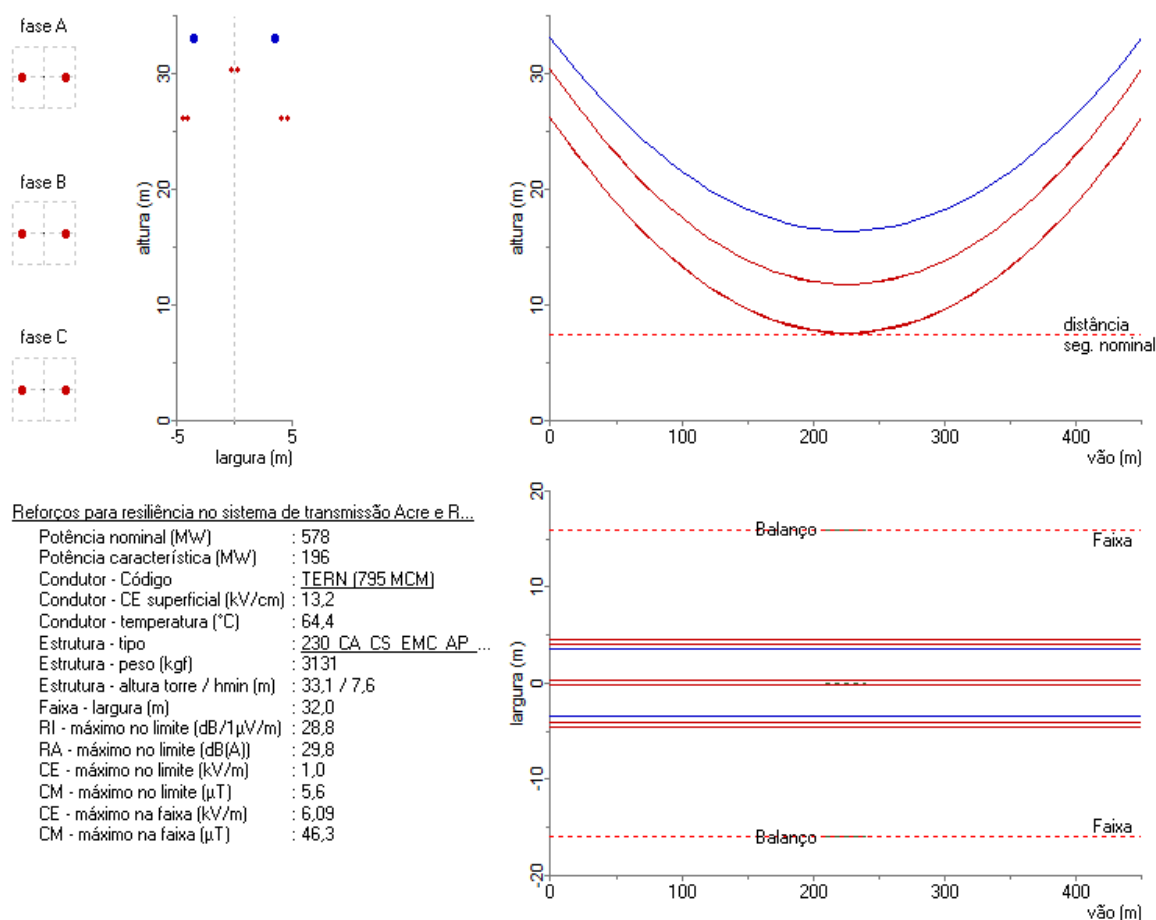


Figura 9-2 - Dados técnicos básicos da LT 230 kV Vilhena – Vilhena 2, C1 e C2, CS

9.4.4 Características construtivas – LT2: LT 230 kV Vilhena – Vilhena 2, C1 e C2, CS

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas da silhueta típica e as respectivas flechas estão apresentadas na Tabela 9-12. Foram considerados feixes com espaçamento de 45,72 cm entre os cabos condutores, em disposição horizontal.

Tabela 9-12 - Coordenadas da silhueta típica da LT 230 kV, C1 e C2

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A	-4,3	26,2	18,6
Feixe B	0,0	30,4	18,6
Feixe C	4,3	26,2	18,6
Para-raios 1	-3,5	33,1	16,7
Para-raios 2	3,5	33,1	16,7

9.4.5 Características elétricas – LT3: Novo trecho de seccionamento da LT 230 kV Porto Velho – Abunã, C1, em CD

Para esse novo trecho de 230 kV, adotou-se o mesmo cabo condutor do circuito existente a ser seccionado. Portanto, os parâmetros elétricos e as capacidades de corrente especificadas (iguais às da LT existente) estão sumarizados na Tabela 9-13.

Tabela 9-13 - Características elétricas básicas do novo trecho de seccionamento da LT 230 kV Porto Velho – Abunã, C1, em CD

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]
Circuito Duplo	CAA 2 x TERN (795 MCM)	1240	1562	+	0,0415	0,3521	4,7333
				0	0,3546	1,3195	2,8290
				mut.0	-	-	-

A Figura 9-3, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da nova LT em CD, incluindo o vão médio de 450 m utilizado na análise referencial.

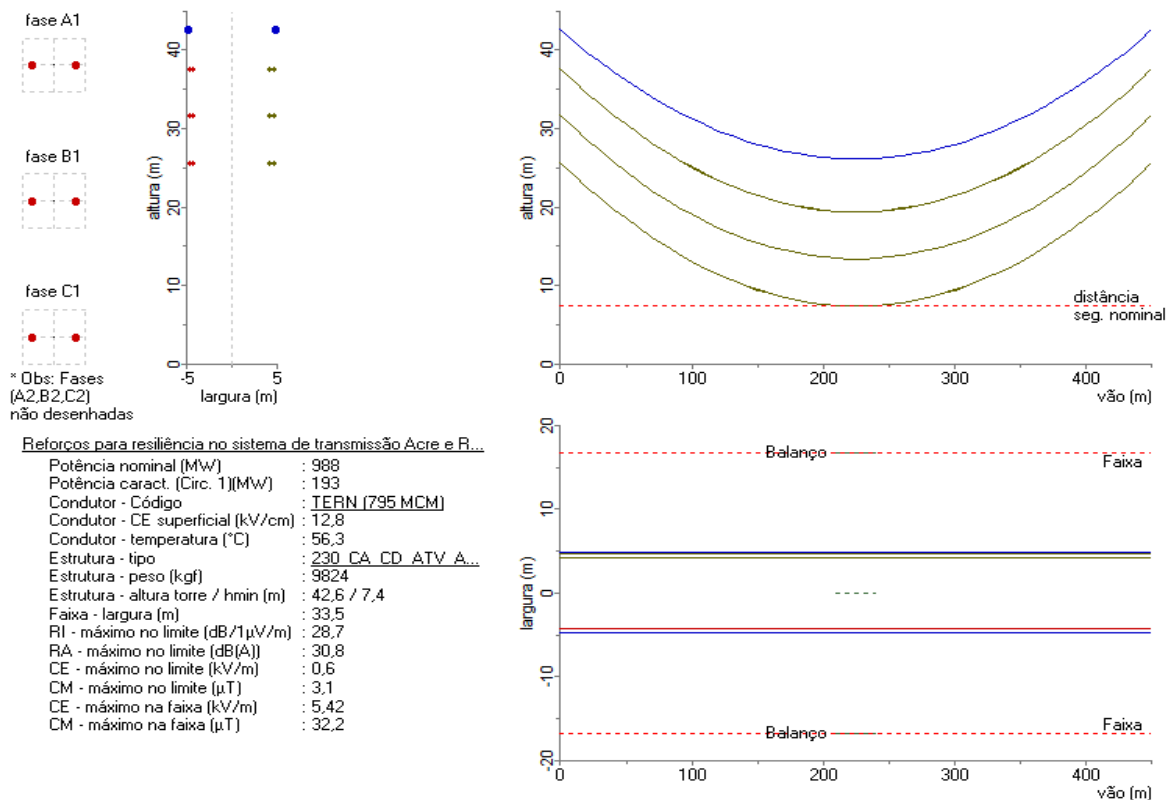


Figura 9-3 - Dados técnicos básicos do novo trecho de seccionamento da LT 230 kV Porto Velho – Abunã, C1, em CD

9.4.6 Características construtivas – LT3: Novo trecho de seccionamento da LT 230 kV Porto Velho – Abunã, C1, em CD

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas da silhueta típica e as respectivas flechas estão apresentadas na Tabela 9-14. Foram considerados feixes com espaçamento de 45,72 cm entre os cabos condutores, em disposição horizontal.

Tabela 9-14 - Coordenadas da silhueta típica do trecho de LT 230 kV em CD

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A1	-4,5	37,7	18,3
Feixe B1	-4,5	31,7	18,3
Feixe C1	-4,5	25,7	18,3
Feixe A2	4,5	25,7	18,3
Feixe B2	4,5	31,7	18,3
Feixe C2	4,5	37,7	18,3
Para-raios 1	-4,8	42,6	16,5
Para-raios 2	4,8	42,6	16,5

9.4.7 Características elétricas – LT4: Novos trechos de seccionamento da LT 230 kV Porto Velho – Abunã, C2, em CS

Para este novo trecho de 230 kV, adotou-se o mesmo cabo condutor do circuito existente a ser seccionado. Portanto, os parâmetros elétricos e as capacidades de corrente especificadas (iguais às da LT existente) para esse novo trecho estão sumarizados na Tabela 9-15.

Tabela 9-15 - Características elétricas básicas dos novos trechos de seccionamento da LT 230 kV Porto Velho – Abunã, C2, em CS

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]
Circuito Simples	ACAR 18/19 2 x 850 MCM	1400	1750	+	0,0412	0,3040	5,4465
				0	0,3815	1,2605	2,8766
				mut.0	-	-	-

A Figura 9-4, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da nova LT em CS, incluindo o vão médio de 450 m utilizado na análise referencial.

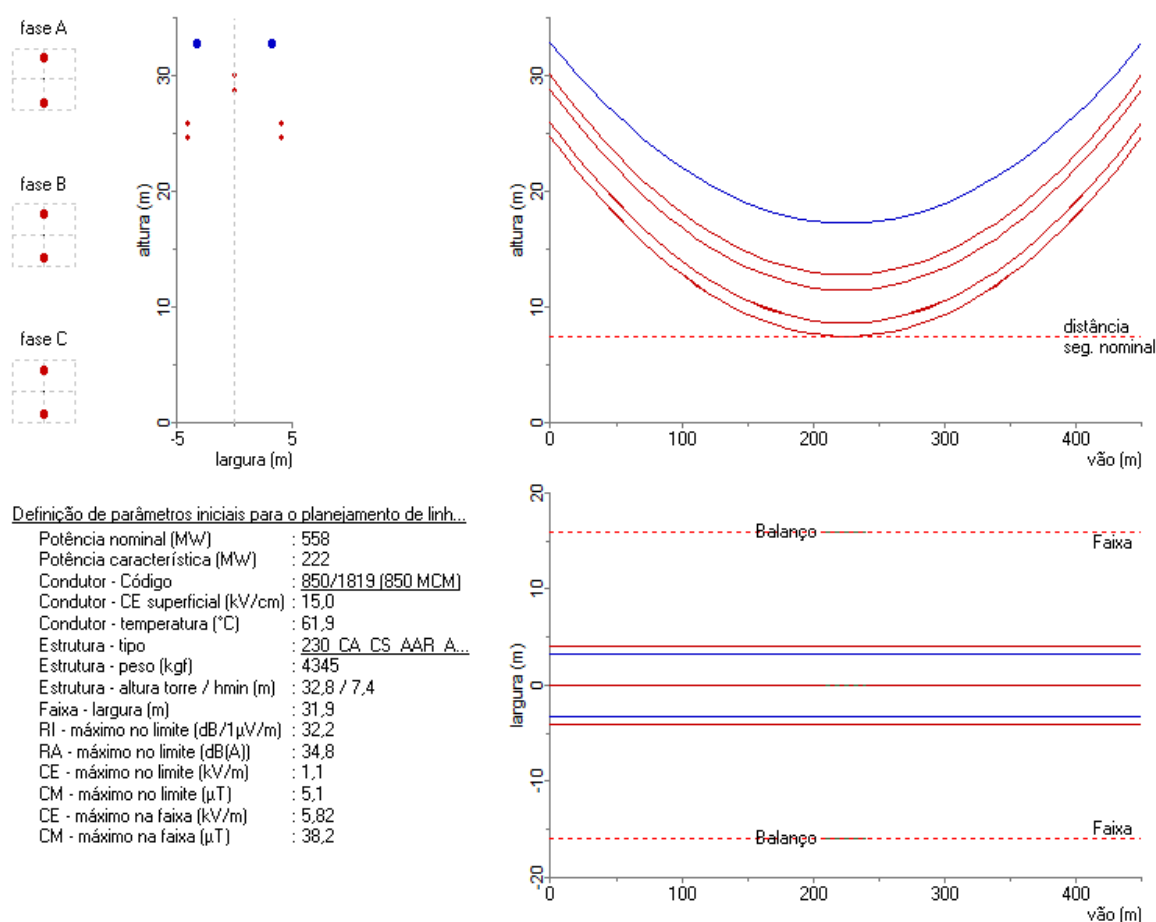


Figura 9-4 - Dados técnicos básicos dos novos trechos de seccionamento da LT 230 kV Porto Velho – Abunã, C2, em CS

9.4.8 Características construtivas – LT4: Novos trechos de seccionamento da LT 230 kV Porto Velho – Abunã, C2, em CS

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas da silhueta típica e as respectivas flechas estão apresentadas na Tabela 9-16. Foram considerados feixes com espaçamento de 1,23 cm entre os cabos condutores, em disposição vertical.

Tabela 9-16 - Coordenadas da silhueta típica dos trechos de LT 230 kV em CS

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A	-4,10	25,31	17,30
Feixe B	0,00	29,41	17,30
Feixe C	4,10	25,31	17,30
Para-raios 1	-3,25	32,75	15,50
Para-raios 2	3,25	32,75	15,50

9.4.9 Estimativas iniciais para faixa de segurança

Com relação à faixa de segurança, a Tabela 9-17 apresenta o valor calculado pelo ELEKTRA, juntamente com a restrição técnica que a definiu. Não obstante, tendo em vista as incertezas nas premissas e metodologias de cálculo, foram realizadas análises de sensibilidade, variando-se alguns parâmetros e, por segurança, nesta fase, recomenda-se a adoção referencial do valor conforme coluna “Faixa Adotada”.

Tabela 9-17 - Estimativas iniciais para faixa de segurança.

	Faixa calculada [m]	Restrição	Faixa Adotada [m]
LT1	61,2	Radiointerferência	64,0
LT2	32,0	Balanço de Condutores	34,0
LT3	33,5	Balanço de Condutores	36,0
LT4	31,9	Balanço de Condutores	34,0

10 DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE

Ambas as alternativas tiveram seu desempenho em regime permanente avaliado considerando-se os cenários dimensionadores deste estudo detalhados no capítulo 5. Foram simuladas todas as contingências simples (N-1) de Rede Básica da região sob análise. Adicionalmente, também foram simuladas e avaliadas perdas duplas (N-2) para circuitos que estejam em uma mesma torre. Na região em análise, os elementos que se enquadram nesse critério são as LTs 600 kV Porto Velho – Araraquara 2 C1 e C2 ou C3 e C4, LTs 230 kV Jauru – Vilhena C1 e C2, LTs 230 kV Porto Velho – Samuel C1 e C2, e LTs 230 kV Abunã – Tucumã C1 e Tucumã – Rio Branco C1. Os resultados para perda dupla das LTs 600 kV Porto Velho – Araraquara 2 C1 e C2 ou C3 e C4 são apresentados no Capítulo 11, referente ao desempenho dinâmico do sistema AC/RO.

Visando a objetividade, ao longo dessa seção serão apresentados apenas os resultados e conclusões da alternativa híbrida, tida como a de menor custo global. A Tabela 10-1 apresenta os principais circuitos monitorados, suas capacidades de curta e longa duração, a identificação das contingências em que os fluxos são observados e os seus valores percentuais considerando o caso de referência 2028 e 2037.

Tabela 10-1 – Desempenho em regime permanente da alternativa híbrida

Circuito Monitorado	C_{Norm}/C_{Emer} (MVA)	Pior Contingência	C_{Norm} (%) 2028	C_{Emer} (%) 2028	C_{Norm} (%) 2037	C_{Emer} (%) 2037
LT 230 kV Jauru – Vilhena C3	343/462	LT 230 kV Jauru – Vilhena C1 e C2	19%	44%	23%	31%
LT 230 kV Vilhena – Pimenta Bueno C1	478/478	LT 230 kV Vilhena – Pimenta Bueno C2 ou C3	11%	15%	32%	32%
LT 230 kV Pimenta Bueno – Ji Paraná C1	478/478	LT 230 kV Pimenta Bueno - Ji Paraná C2 ou C3	7%	9%	13%	18%
LT 230 kV Jaru - Ariquemes	247/311	LT 230 kV Jaru – Ariquemes C3 ou C4	26%	26%	25%	25%
LT 230 kV Ariquemes – Samuel C2	247/311	LT 230 kV Ariquemes – Samuel C3 ou C4	24%	27%	25%	29%
LT 230 kV Samuel – Porto Velho C3	558/697	LT 230 kV Samuel – Porto Velho C1 e C2	20%	37%	22%	39%
LT 230 kV Porto Velho – Coletora Porto Velho C3 (*)	478/478	LT 230 kV Porto Velho – Coletora Porto Velho C4 (**)	36%	49%	44%	61%
LT 230 kV Coletora Porto Velho – NM Paraná (*)	478/478	LT 230 kV Coletora Porto Velho – Abunã (**)	24%	36%	34%	52%
TR1 500/230 kV Coletora Porto Velho	600/720	Conversora Back-to-Back Bloco 1 ou 2	44%	72%	36%	54%
LT 500 kV Jauru – Vilhena 2	2706/3659	LT 230 kV Jauru – Vilhena C1 e C2	-	-	8%	8%
TR 500/230 kV Vilhena 2	600/720	LT 230 kV Jauru – Vilhena C1 e C2	-	-	26%	35%
LT 230 kV Vilhena 2 – Vilhena C1	641/870	LT 230 kV Vilhena 2 – Vilhena C2	-	-	15%	22%

(*) LT originada do seccionamento da LT Porto Velho – Abunã C1 na SE Coletora Porto Velho

(**) LT originada do seccionamento da LT Porto Velho – Abunã C2 na SE Coletora Porto Velho

Observa-se que não foram identificados carregamentos elevados em condições normais ou de emergência no sistema AC/RO nos casos dimensionadores. Isso ocorre devido à limitação do Recebimento do Acre e Rondônia (RACRO) por critérios dinâmicos, conforme será detalhado no próximo item.

11 DESEMPENHO DINÂMICO

Apresenta-se, neste capítulo, o desempenho dinâmico do Sistema Acre e Rondônia para a Alternativa Híbrida, que apresenta o menor custo global. Nesta avaliação, foi considerado o cenário crítico de despacho, detalhado no item 5.2, que busca reproduzir a crise hídrica na bacia do rio Madeira verificada no 2º semestre de 2023.

11.1 Premissas

Para elaboração das simulações que definiram o conjunto de obras e as características básicas das instalações, consideram-se os seguintes dados, critérios e premissas.

- Foi utilizado o modelo *built-in* do Anatem baseado no Bipolo da Eletronorte para representar os Bipolos do Madeira em operação com potência reversa;
- Foram consideradas falhas de comutação com duração igual à perturbação local (100 ms no sistema de 500 kV e 150 ms no sistema de 230 kV) nas barras conversoras dos sistemas de corrente contínua;
- Foi considerado um tempo de 250 ms para atuação das lógicas de *run-up* e *run-back* dos elos de corrente contínua;
- Em relação aos filtros das conversoras, foram considerados conectados o mesmo número que seriam necessários, em função da potência transmitida, para operação em sentido convencional dos Bipolos do Madeira. Além disso, foi considerado um tempo de 200 ms para desconexão dos filtros após o bloqueio das conversoras associadas;
- A PPS instalada nas LT 230 kV Ji-Paraná – Pimento Bueno foi considerada desabilitada;
- Nas simulações em que as usinas de Jirau e Santo Antônio operam de forma sincronizada com a rede CA, o PSS dessas máquinas foi habilitado;
- Para as oscilações de tensão em emergência, admitem-se valores mínimos de 80% dos valores nominais;
- Foram realizados ajustes pontuais nos modelos dos reguladores de velocidade e tensão da UHE Jirau para reduzir oscilações de tensão no sistema AC/RO.

11.2 Bipolos Madeira em Transmissão Reversa e LT 500 kV

11.2.1 Nível de curto-circuito na SE Coletora Porto Velho

O índice SCR apresenta um indicativo da robustez do sistema CA, frente ao montante de potência injetado por um elo CCAT. Ele pode ser calculado a partir da Equação 1, onde “ P_{cc_i} ” corresponde à potência de curto-circuito trifásico na barra de conexão da conversora e “ P_{dc_i} ” corresponde a potência CC do elo CCAT que nela se conecta.

$$SCR = \frac{P_{cc_i}}{P_{dc_i}} \quad (1)$$

Segundo referência do CIGRÉ [28], sistemas com SCR acima de 3 (três) podem ser considerados robustos enquanto sistemas com SCR inferiores a 2 (dois) podem ser considerados fracos, para a conexão de elos CCAT.

A Tabela 11-1 apresenta a potência de curto-circuito (S_{cc}) e relação de curto-circuito (SCR) na SE Coletora Porto Velho 500 kV em função do número de compensadores síncronos e da potência CC transmitida. Os índices foram obtidos por meio de simulações no programa Anatem [29] considerando as condições críticas de geração descritas no item 5.2.

Tabela 11-1 – Relação de curto-circuito na SE Coletora Porto Velho em função do número de compensadores síncronos de 300 MVA

nº CS 300 MVA	S_{cc} [MVA]	SCR [Pdc 600 MW]	SCR [Pdc 1.100 MW]
0	2.413	4,02	2,19
1	3.530	5,88	3,21
2	4.492	7,49	4,08
3	5.482	9,14	4,98

Observa-se que, em conjunto com os reforços descritos no item 7.2, com apenas 1 compensador síncrono de 300 MVA já seria possível obter um índice SCR acima de 3 para potência CC transmitida de 1.100 MW, valor que foi considerado nas simulações no final do horizonte de análise.

No entanto, por questões de confiabilidade e auxílio no controle de tensão em condição normal e de emergência, serão considerados três compensadores síncronos -180/+300 Mvar em todas as simulações a seguir.

Após os estudos de detalhamento a serem executados por parte das transmissoras o número e/ ou dimensionamento dos compensadores síncronos poderá ser reavaliado.

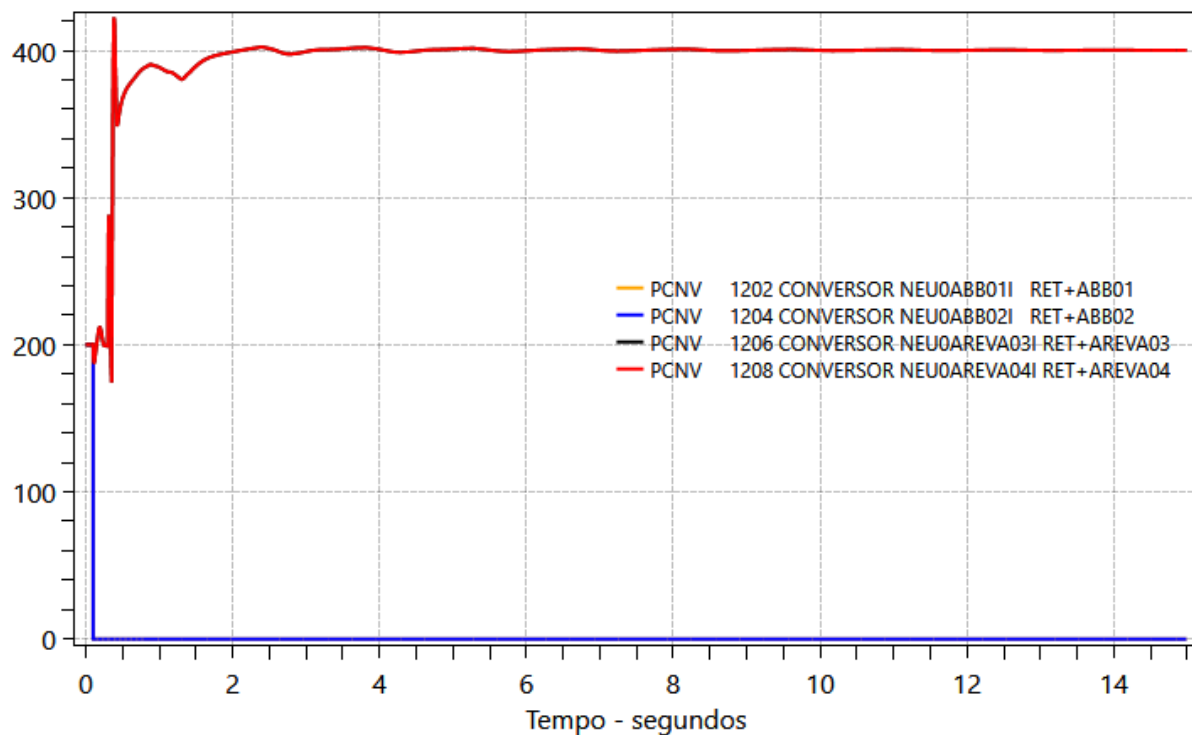


Figura 11-2 – Ano 2028 – Potência nos Elos CCAT do Madeira – Bloqueio de Bipolo

Observa-se, na Figura 11-3, que o perfil de tensão no tronco 230 kV de Rondônia após o bloqueio de um dos bipolos também atende aos critérios de segurança operativa.

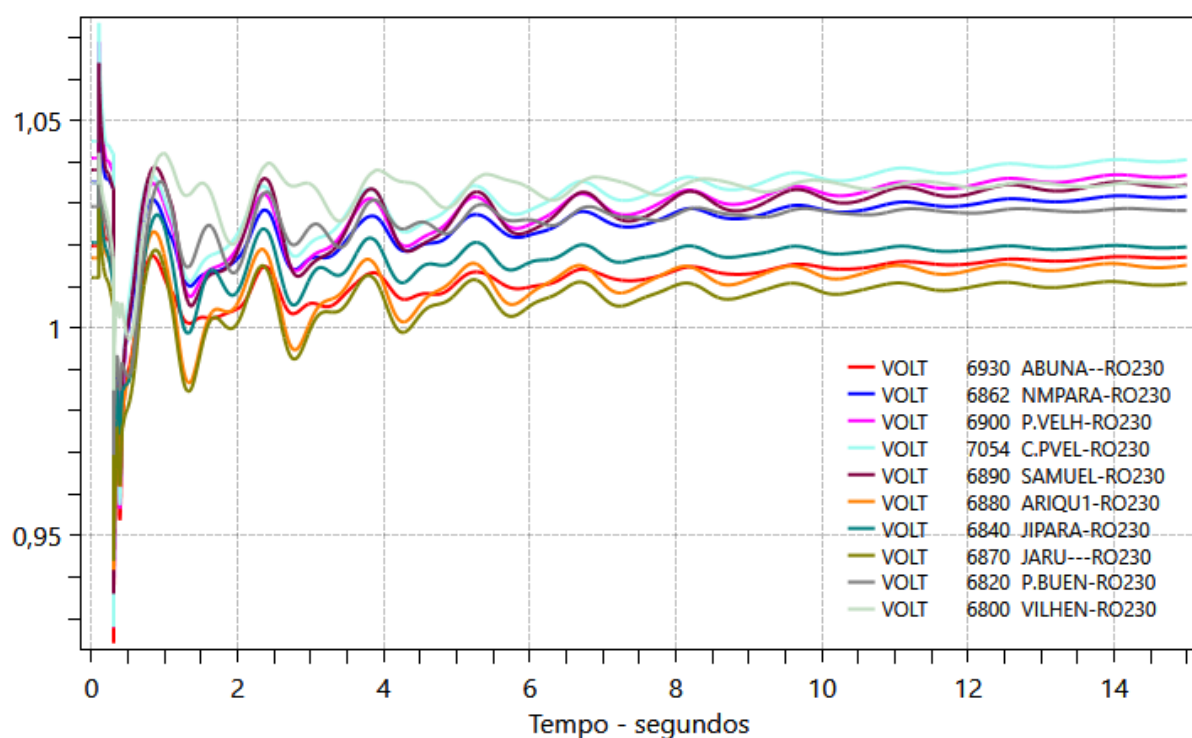


Figura 11-3 – Ano 2028 – Tensões no 230 kV de Rondônia – Bloqueio de Bipolo

11.2.2.2 Falha de Comutação Simultânea

Nas análises de desempenho dinâmico realizadas antes dos estudos de detalhamento em programas de transitórios eletromagnéticos, foi considerado, de forma conservadora, que curtos-

circuitos no barramento de 500 kV ou de 230 kV da SE Coletora Porto Velho provocam falha de comutação simultânea, e de mesma duração, em ambos os bipolos do Madeira e no *back-to-back*.

De acordo com os critérios operativos [13], simulações de estabilidade eletromecânica devem considerar tempos de eliminação do defeito de 100 ms para faltas aplicadas em sistemas de 500 kV e 150 ms em sistemas de 230 kV. Por conta disso, curtos-circuitos aplicados ao barramento de 230 kV da SE Coletora Porto Velho são extremamente críticos para o desempenho do sistema AC/RO, pois há interrupção da injeção de potência pelos bipolos do Madeira e do *back-to-back* por uma duração 50% maior que a usualmente considerada para faltas locais nas subestações inversoras dos outros elos CC do SIN.

Apesar da criticidade do evento, o sistema AC/RO suportou essa perturbação. A Figura 11-4 e a Figura 11-5 apresentam, respectivamente, a potência nos conversores dos Bipolos do Madeira e no *back-to-back* e as tensões no tronco 230 kV de Rondônia, para um curto-circuito monofásico de 15 ms na SE Coletora Porto Velho 230 kV, seguido da abertura da LT 230 kV Coletora Porto Velho – Porto Velho C1.

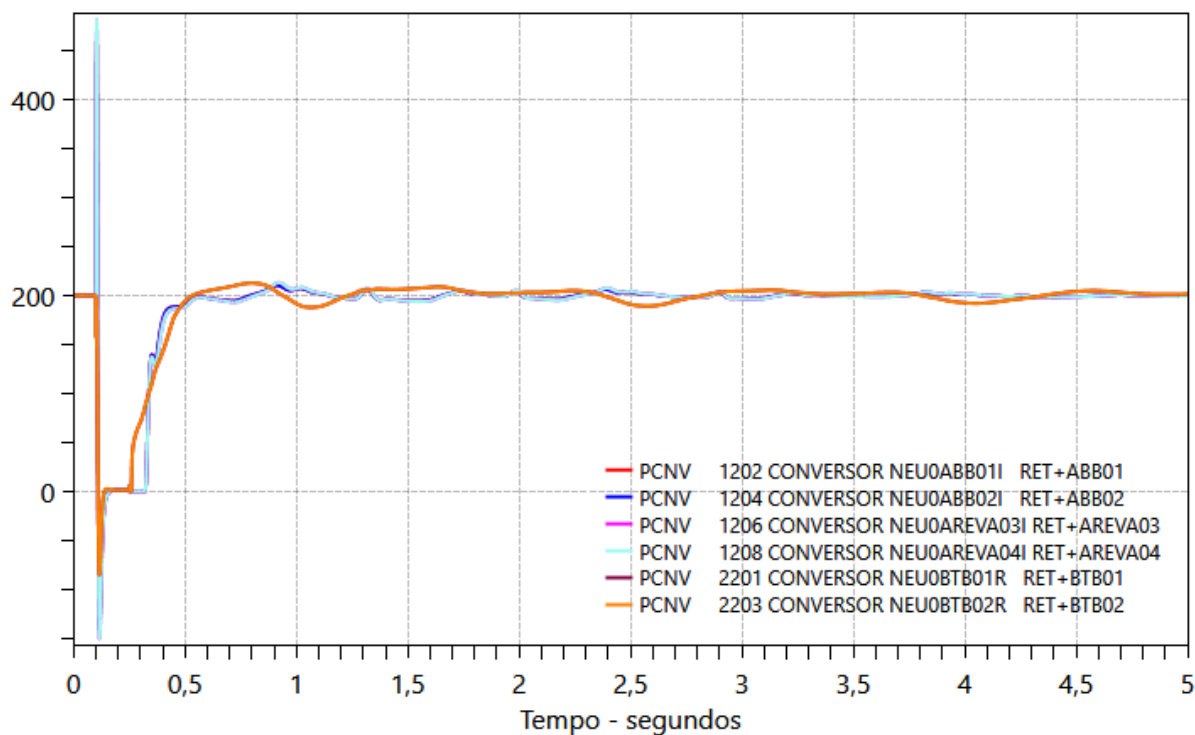


Figura 11-4 – Ano 2028 – Potência nos Elos CCAT do Madeira e no Back-to-Back – Falha de Comutação Simultânea

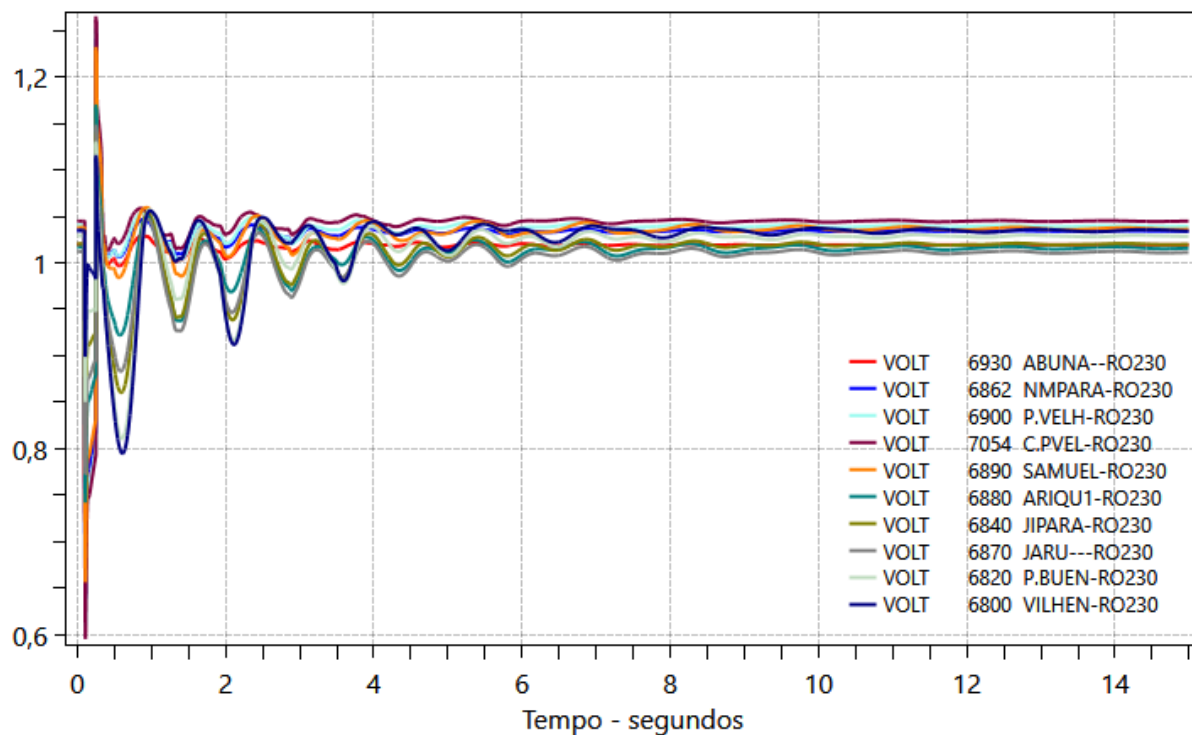


Figura 11-5 – Ano 2028 – Tensões no 230 kV de Rondônia – Falha de Comutação Simultânea

Outras contingências críticas como bloqueio de um bloco do *back-to-back* ou a perda de um dos transformadores 500/230 kV da SE Coletora Porto Velho, além das perdas duplas da LT 230 kV Jauru – Vilhena C1 e C2 e Porto Velho - Samuel C1 e C2 também foram avaliadas, mas não se mostraram tão críticas quanto as apresentadas.

Dessa forma, fica evidente que, com os reforços associados, é possível atender as cargas da região Acre e Rondônia durante os períodos de cenários hidrológicos extremamente críticos como os vivenciados em 2023, a partir da reversão do sentido convencional de transmissão dos bipolos do Madeira, enviando energia de São Paulo para Porto Velho.

11.2.3 Cenário 2037 – Demanda AC/RO 1620 MW

A análise do desempenho dinâmico do ano 2037 tem como fator favorável uma rede mais robusta, pois conta com a LT 500 kV Jauru – Vilhena 2 e com o CS 150 MVA na SE Vilhena 230 kV. Nessa seção apresenta-se o resultado das simulações realizadas para verificar se a rede opera de forma segura com a potência reversa de até 1.100 MW nos Bipolos do Madeira.

A Figura 11-6 apresenta um diagrama unifilar do sistema AC/RO planejado, e com os fluxos de potência no cenário dimensionador para o ano de 2037.

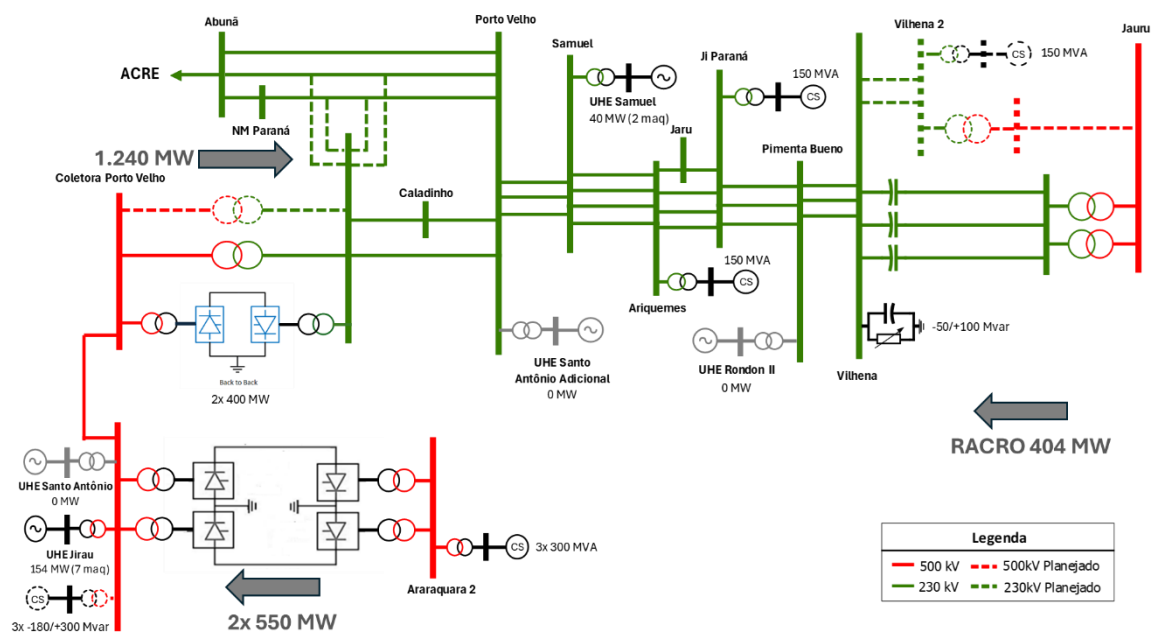


Figura 11-6 – Cenário dimensionador do sistema AC/RO – Ano 2037

11.2.3.1 Bloqueio de Bipolo

Após o bloqueio de um dos Bipolos do Madeira, o Bipolo remanescente assume a potência perdida sem consequências para o sistema AC/RO. A Figura 11-7 apresenta a potência CC dos elos CCAT do Madeira.

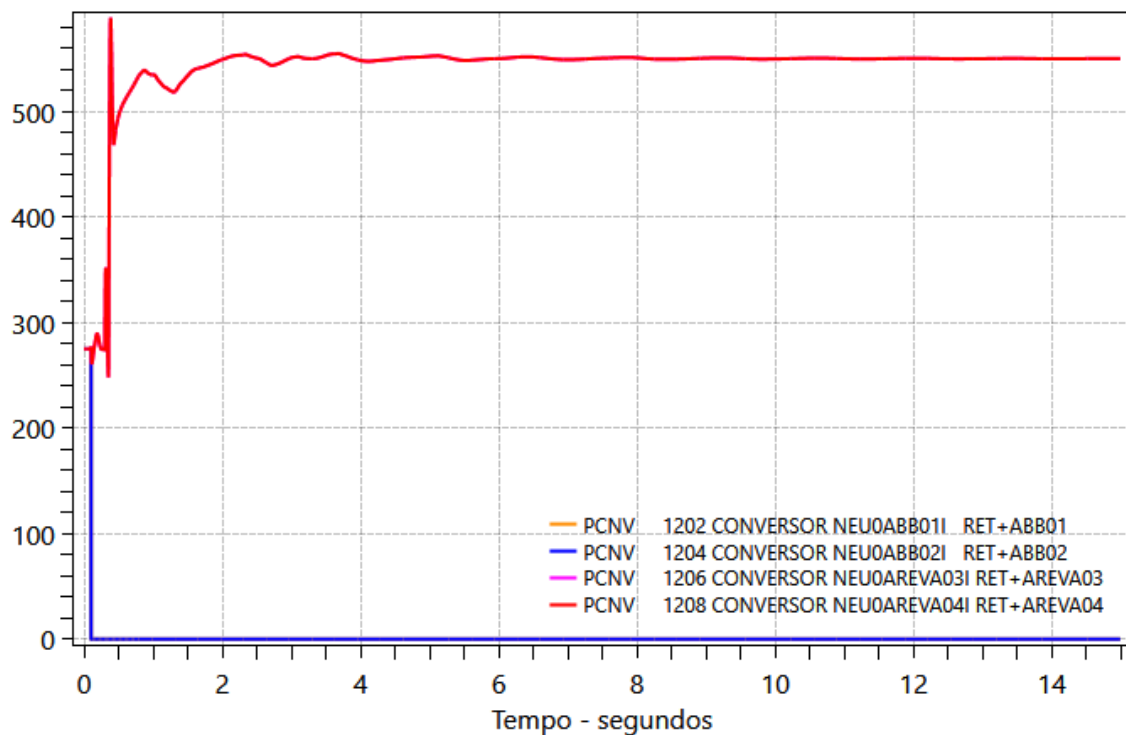


Figura 11-7 – Ano 2037 – Potência nos Elos CCAT do Madeira – Bloqueio de Bipolo

Observa-se, na Figura 11-8, que o perfil de tensão no tronco 230 kV de Rondônia após o bloqueio de um dos Bipolos também atende aos critérios de segurança operativa.

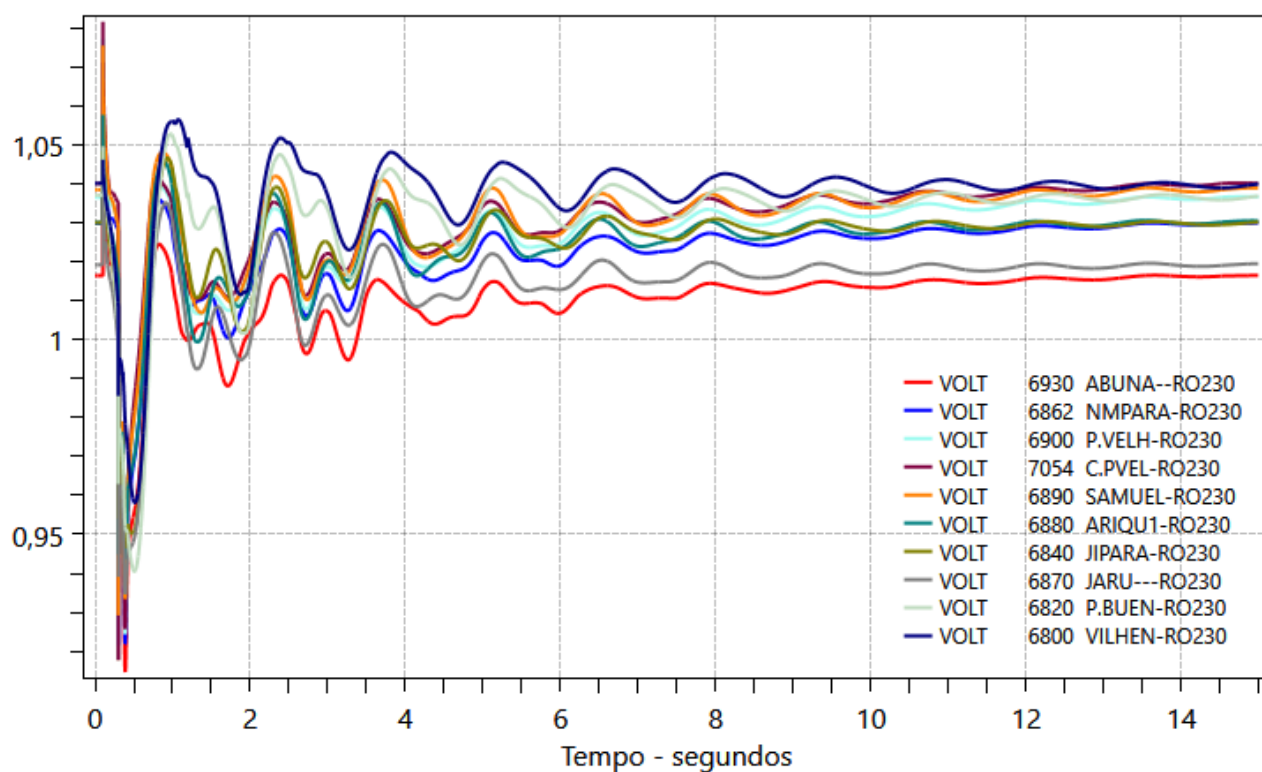


Figura 11-8 – Ano 2037 – Tensões no 230 kV de Rondônia – Bloqueio de Bipolo

11.2.3.2 Falha de Comutação Simultânea

No ano de 2037, eventos com curto-circuito na SE Coletora Porto Velho 230 kV, considerando falhas de comutação com duração de 150 ms nos bipolos do Madeira e no *back-to-back*, também foram as faltas mais críticas.

Apesar da severidade dos eventos, o sistema AC/RO suportou essa perturbação, permitindo que os conversores recuperassem sua potência ao mesmo nível anterior ao defeito, conforme se observa na Figura 11-9 para um curto-circuito monofásico de 150 ms na SE Coletora Porto Velho 230 kV, seguido da abertura da LT 230 kV Coletora Porto Velho – Porto Velho C1.

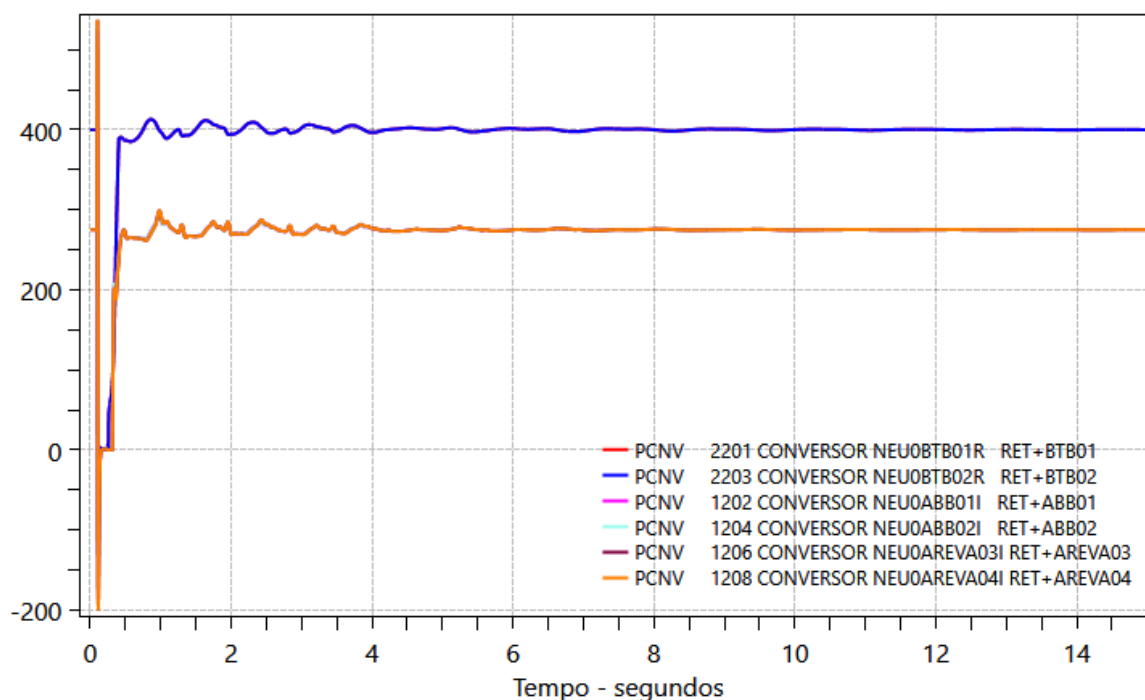


Figura 11-9 – Ano 2037 – Potência nos Elos CCAT do Madeira e no Back-to-Back – Falha de Comutação Simultânea

Na Figura 11-10 é apresentado o perfil de tensão nas subestações do tronco 230 kV de Rondônia. Pode-se verificar que a tensão na SE Pimenta Bueno 230 kV fica abaixo de 0,8 pu na 1ª oscilação, mas o resultado foi considerado aceitável devido a criticidade do evento simulado, que possui um certo grau de conservadorismo. Além disso, os tempos de falha de comutação previstos para cada local de aplicação do curto-circuito serão posteriormente reavaliados em estudos de detalhamento em programa de transitórios eletromagnéticos, e a expectativa é que o tempo de interrupção de potência dos Bipolos do Madeira sejam menores que os considerados nesse evento.

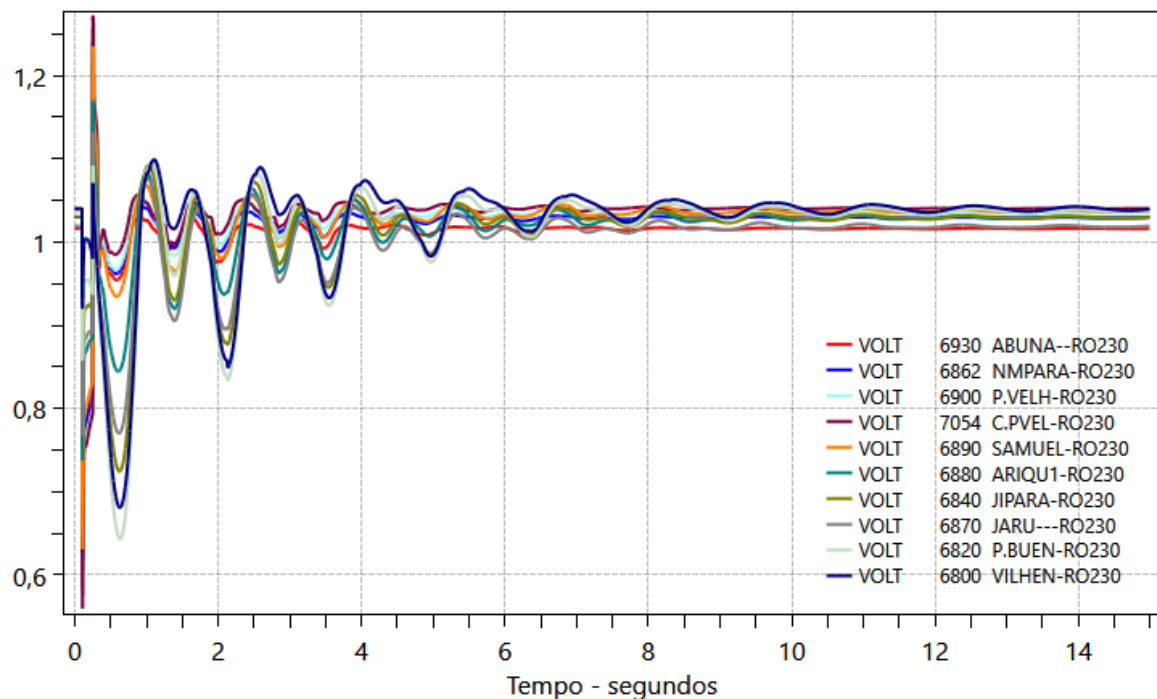


Figura 11-10 – Ano 2037 – Tensões no 230 kV de Rondônia – Curto monofásico na SE Coletora Porto Velho 230 kV considerado falha de comutação de 150 ms nos Bipolos do Madeira e no Back-to-Back

Para fins de comparação, a Figura 11-11 apresenta o perfil de tensão nas subestações do tronco 230 kV de Rondônia para o mesmo evento, mas ao se considerar uma duração de 120 ms para falha de comutação nos bipolos do Madeira, e mantendo os 150 ms de falha de comutação nas conversas do *Back-to-Back*. Pode-se observar que, mesmo ainda sendo uma simulação extremamente crítica, as tensões do sistema Acre e Rondônia permanecem dentro dos critérios de segurança operativa.

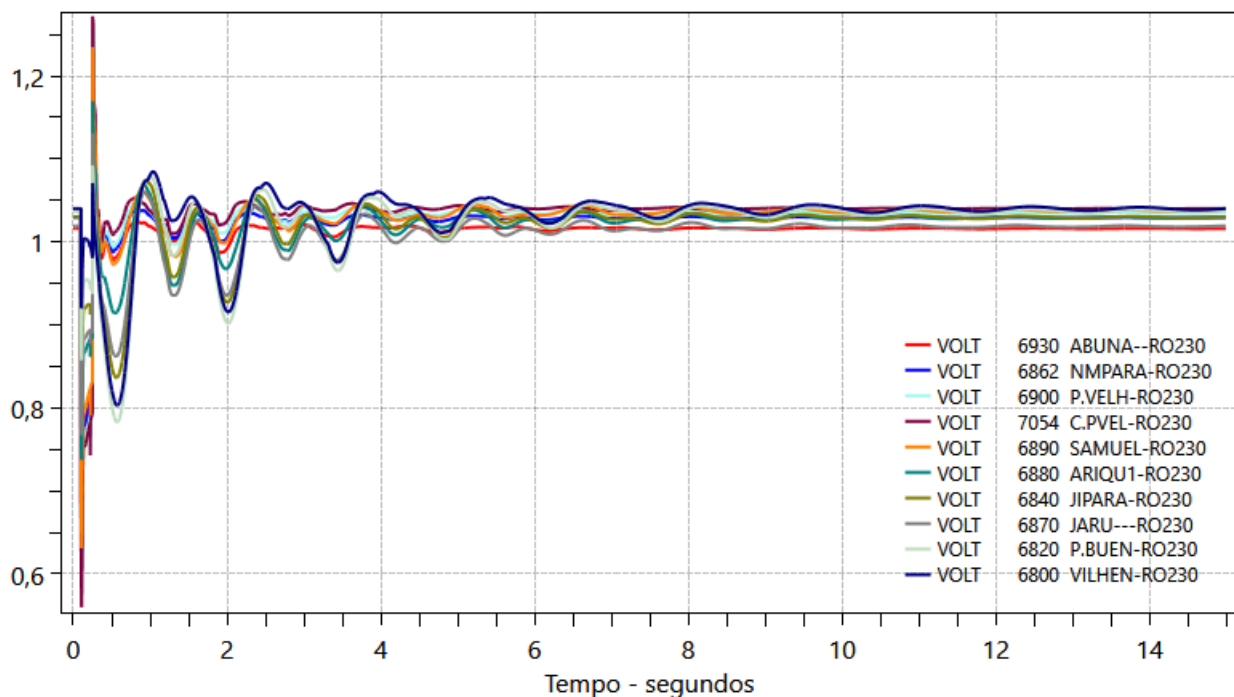


Figura 11-11 – Ano 2037 – Tensões no 230 kV de Rondônia – Curto monofásico na SE Coletora Porto Velho 230 kV considerado falha de comutação de 120 ms nos Bipolos do Madeira e 150 ms no Back-to-Back

11.2.4 Benefícios da expansão Jauru – Vilhena 2 500 kV

A LT 500 kV Jauru – Vilhena 2, a nova SE 500/230 kV Vilhena 2, as linhas 230 kV Vilhena 2 – Vilhena C1 e C2 e o compensador síncrono de 150 MVA na SE Vilhena 2 230 kV são obras comuns em ambas as alternativas de expansão da transmissão estudadas.

Na alternativa híbrida, essas obras são importantes para o desempenho dinâmico da rede no caso de bloqueio ou falhas de comutação nos Bipolos do Madeira. Ademais, a expansão desse eixo em 500 kV também traz ganhos previstos para os limites CA de recebimento (RACRO) e fornecimento (FACRO) do sistema Acre e Rondônia, mesmo sem a reversão de potência dos Bipolos do Madeira.

Conforme descrito no item 6, o limite vigente do RACRO é 430 MW para que não ocorra sobrecarga inadmissível no BCS da LT 230 kV Jauru – Vilhena C2, na perda dupla dos circuitos C1 e C2 da LT 230 kV Jauru – Vilhena, que compartilham a mesma torre.

Com os reforços associados à expansão Jauru – Vilhena 2 500 kV o limite de RACRO poderá ser elevado até cerca de 950 MW, tendo como fator limitante a variação de tensão igual a 10% na SE Vilhena 230 kV após a contingência da LT 500 kV Jauru – Vilhena 2, conforme apresentado na Figura 11-12.

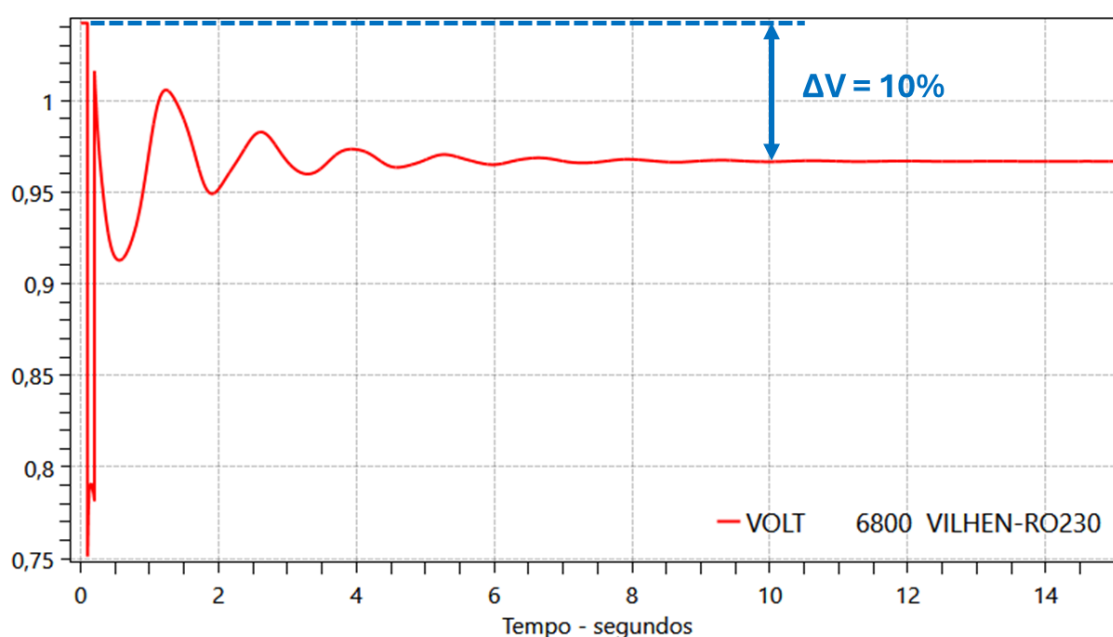


Figura 11-12 – Ano 2028 – Tensão na SE Vilhena 230 kV – RACRO 950 MW - Curto monofásico na SE Vilhena 2 500 kV seguido da abertura da LT 500 kV Jauru – Vilhena 2

De forma similar, o limite vigente de FACRO é 450 MW, para que não ocorra sobrecarga inadmissível no BCS da LT 230 kV Jauru – Vilhena C2, na perda dupla dos circuitos C1 e C2 da LT 230 kV Jauru – Vilhena, que compartilham a mesma torre.

Com os reforços associados à expansão Jauru – Vilhena 2 500 kV o limite de FACRO poderá ser elevado até cerca de 900 MW, tendo como fator limitante sobrecargas no C1 do trecho 230 kV Ji

Paraná – Pimenta Bueno – Vilhena na contingência no C2 do mesmo trecho 230 kV. Essa limitação é apresentada na Figura 11-13.

Cabe ressaltar que a capacidade das linhas 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno C1 e Pimenta Bueno – Vilhena C1 são limitadas pelo TC em ambos os terminais. A troca desses equipamentos permitiria aumentar os limites de FACRO para cerca de 1.000 MW, quando a contingência da LT 500 kV Jauru – Vilhena 2 leva a perda de sincronismo do sistema Acre e Rondônia do SIN.

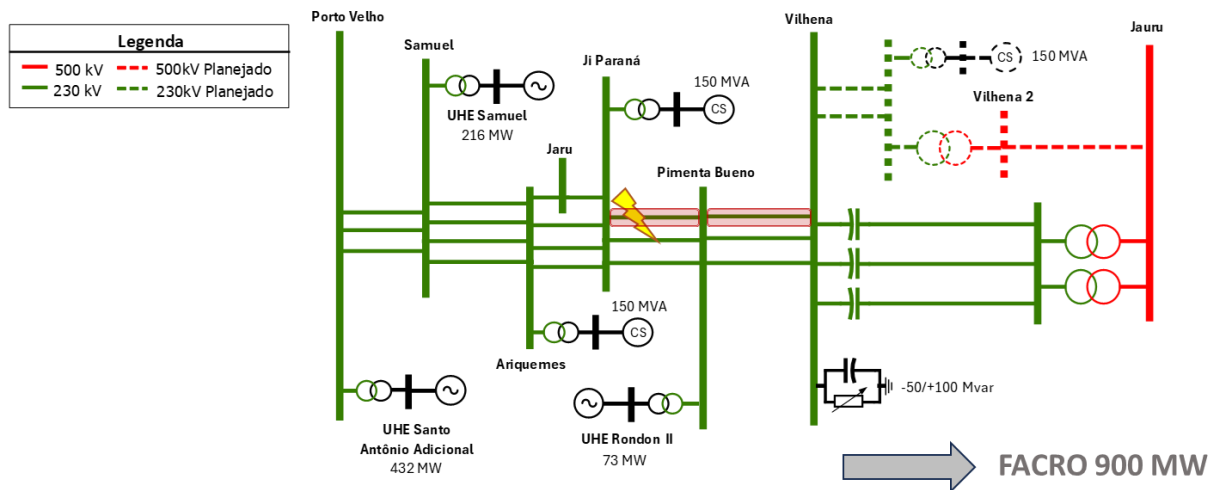


Figura 11-13 – Cenário dimensionador do sistema AC/RO – Ano 2028

Destaca-se que esses aumentos nos limites da rede CA são relevantes, pois também reduzem o número de cenários hidrológicos nos quais será necessário a reversão no sentido da potência transmitida nos Bipolos do Madeira.

11.3 Conclusões sobre o desempenho da alternativa

Os estudos indicam que seria possível aumentar o limite total de recebimento do subsistema Acre-Rondônia de 430 MW para cerca de 1.500 MW, no final do horizonte analisado. Para fins de comparação com as demais soluções analisadas será adotado este novo limite a partir do ano de 2029, embora seja provável que novas obras de transmissão só entrem em operação a partir de 2031.

Ao considerar a disponibilidade de recebimento do subsistema Acre-Rondônia de 1.500 MW foi possível calcular um novo balanço², no caso base das simulações energéticas. É possível notar na Figura 11-14 que para o período de 2024 a 2028 não houve modificação dos déficits, dado que nesse período não há alteração dos limites. A partir de 2029 o novo limite de recebimento do subsistema Acre-Rondônia é capaz de eliminar os riscos de déficit ao longo de todo horizonte.

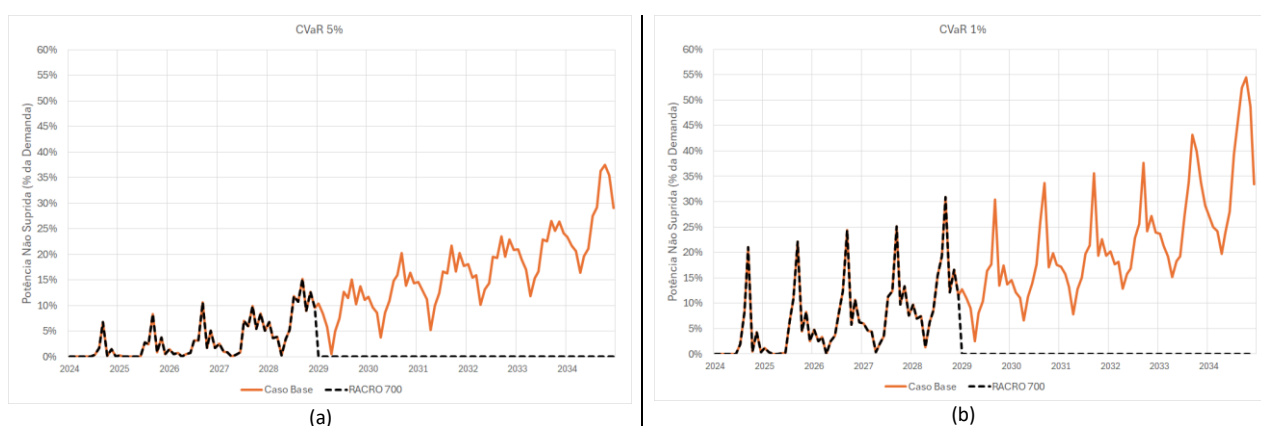


Figura 11-14 - Potência não suprida para o subsistema AC/RO no horizonte 2024-2034. (a) CVaR 5%, critério oficial vigente, (b) CVaR 1%, critério diferenciado.

² Adotou-se a premissa de que, aliado à expansão dos limites de transmissão, haverá oferta disponível no SE/CO para suprir esta capacidade de recebimento.

12 ANÁLISE DE SOBRETENSÕES À FREQUENCIA FUNDAMENTAL

A seguir estão resumidos os resultados das simulações de energização e rejeição das novas linhas de transmissão indicadas neste relatório, referentes à alternativa vencedora. Considerando a longa extensão da linha de transmissão, superior a 340 km, fez-se necessário o uso de reatores de linha fixos, com potência necessária para respeitar os limites de energização e rejeição.

Buscou-se otimizar a compensação para garantir um adequado desempenho da rede nos diversos cenários e fluxos aos quais a instalação estará sujeita, chegando a um grau de compensação de cerca de 62 % da susceptância do circuito.

12.1 Energização

Nas simulações de energização, utilizou-se o patamar de Carga Leve com reduzidos valores de RACRO, uma vez que este cenário possui os menores carregamentos nas linhas de transmissão da região, além de pouca disponibilidade hídrica na região para controle de reativos, configurando-se condição mais adversa para controle de tensão e para energização.

As análises indicaram a viabilidade de energização da LT 500 kV Jauru – Vilhena 2, C1, com a necessidade de implantação de bancos de reatores de linha fixo de 165 Mvar em ambos os terminais. Para a energização da LT no sentido Vilhena 2 – Jauru, constatou-se a necessidade de um banco de reatores de barra manobrável de 165 Mvar.

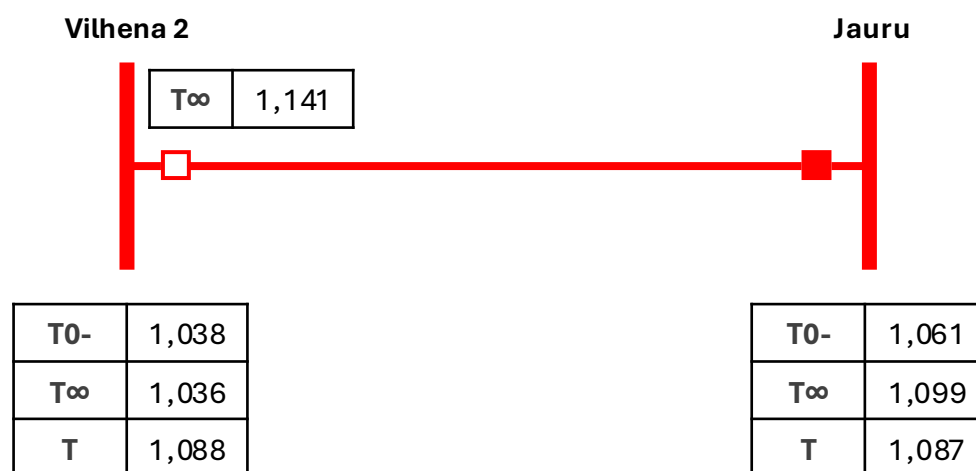


Figura 12-1 - Energização da LT 500 kV Jauru – Vilhena 2, C1 com reator de linha fixo, iniciando pelo terminal de Jauru

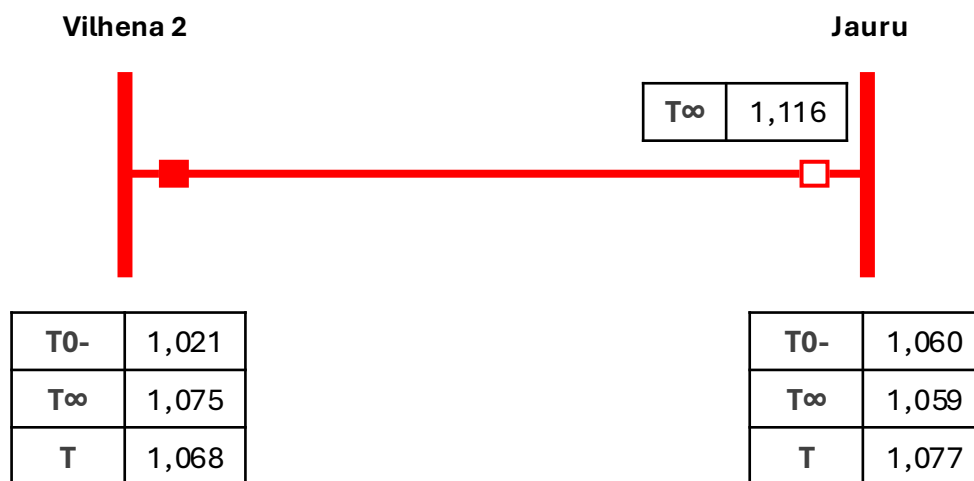


Figura 12-2 - Energização da LT 500 kV Jauru – Vilhena 2, C1 com reator de linha fixo, iniciando pelo terminal de Vilhena 2, com manobra de reator de barra de 165 Mvar em Vilhena 2, pré energização.

Cabe destacar que, na Figura 12-2, observa-se uma violação marginal do limite de variação de tensão de 5% na barra de 500 kV de Vilhena 2. No entanto, trata-se de um barramento sem cargas diretamente conectadas, em que essa variação pode ser corrigida por meio de ajustes prévios no tap do transformador 500/230 kV e/ou utilizando o controle dos equipamentos de compensação reativa variável locais para atingir *setpoints* específicos. Esses ajustes poderão ser otimizados na etapa de projeto básico das instalações.

12.2 Rejeição

A análise de rejeição de carga tem o objetivo de verificar os reflexos da abertura intempestiva das linhas de transmissão previstas. Dessa forma, estas análises buscam verificar a existência de sobretensões acima da suportabilidade dos equipamentos associados quando de aberturas intempestivas em um dos terminais das linhas de transmissão devido a uma atuação da proteção ou falha humana.

Foi realizada a análise de rejeição no patamar de carga pesada, em cenários de elevados valores de RACRO, uma vez que esta é a situação na qual o carregamento nas linhas de transmissão é mais elevado e o mínimo de reatores de barra desligados nos terminais, contando também com pouca disponibilidade hídrica na região para controle de reativos, configurando-se condição mais adversa sob o ponto de vista de sobretensão.

As análises indicaram a suportabilidade de rejeição com a necessidade de banco de reatores de linha fixo já recomendados.

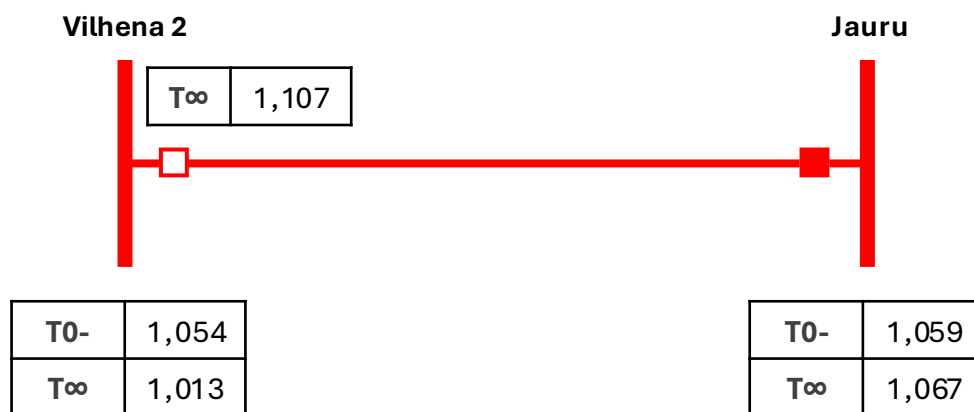


Figura 12-3 - Rejeição da LT 500 kV Jauru – Vilhena 2, terminal de Vilhena 2 aberto.

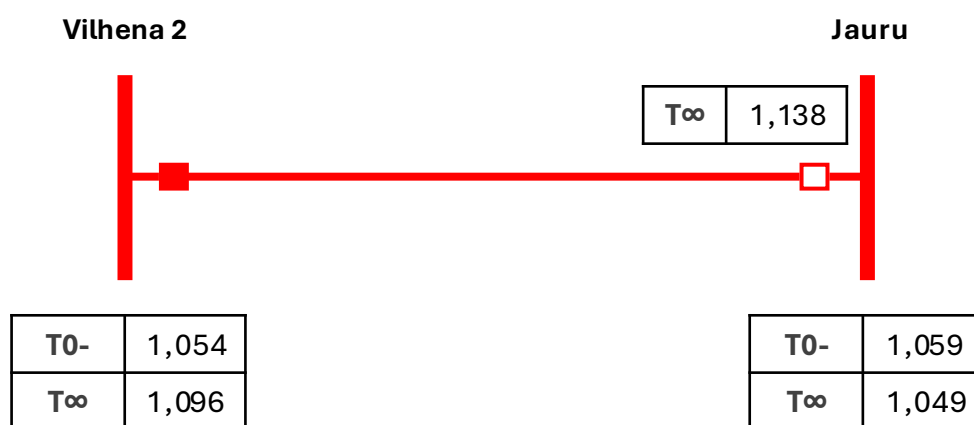


Figura 12-4 - Rejeição da LT 500 kV Jauru – Vilhena 2, terminal de Jauru aberto.

13 ANÁLISE DE RESSONÂNCIA E EXTINÇÃO DE ARCO SECUNDÁRIO

Neste capítulo são apresentados os principais resultados das análises preliminares de ressonância e extinção de arco secundário com vistas a verificar, em regime permanente no domínio da frequência, a viabilidade de implantação do religamento monopolar nas Linhas de Transmissão (LT) aéreas – novas e resultantes de seccionamentos - listadas abaixo:

- Seccionamento da LT 230 kV Abunã – Porto Velho, C1, em Circuito Duplo (CD), na SE Coletora Porto Velho;
- Seccionamento da LT 230 kV Abunã – Porto Velho, C2, em Circuito Simples (CS), na SE Coletora Porto Velho;
- LT 500 kV Jauru – Vilhena 2, C1, em Circuito Simples (CS).

Para as demais LT recomendadas neste relatório julgou-se desnecessária a documentação das análises devido a alguma combinação dos seguintes fatores: (i) comprimento não elevado; (ii) silhueta convencional e (iii) ausência de compensação. Nestes casos, a princípio, também não se vislumbra grandes dificuldades na implantação do religamento monopolar. Não obstante as análises preliminares realizadas, ressalta-se que as situações deverão ser investigadas novamente nos relatórios R2 e no âmbito do Projeto Básico, para todas as linhas e seccionamentos recomendados, quando aplicável. Nestas análises deverão ser consideradas as soluções que de fato serão adotadas, com simulações nos domínios do tempo e da frequência, com uma modelagem mais acurada da rede adjacente, incluindo a reavaliação das especificações de eventuais reatores de neutro, caso seja identificada a necessidade nestes estudos.

Destaca-se que todas as simulações foram realizadas com o programa ATP/ATPDraw e uma ferramenta computacional dedicada para simulação paramétrica, desenvolvida pela Superintendência de Transmissão de Energia (STE) da EPE, considerando-se uma modelagem trifásica em regime permanente.

13.1 Procedimentos e Critérios de Análise

Diz-se que o religamento monopolar é viável se houver alta probabilidade de auto-extinção do arco secundário em um tempo morto predefinido. Essa probabilidade deve ser verificada através do par de valores de tensão e corrente, no ponto de falta, tanto em regime permanente como em regime transitório. Não obstante, considerando um tempo morto acima de 500 ms, as análises em regime permanente possibilitam conclusões preliminares sobre a viabilidade da manobra. Essas análises têm como objetivo investigar a corrente de arco secundário e a tensão sustentada, sob abertura monopolar, para a faixa de frequência de 56 Hz a 66 Hz [13] [30]. A verificação da tensão de fase aberta é importante não só para a questão da extinção do arco secundário, mas também para assegurar que durante a manobra os equipamentos terminais da LT não ficarão expostos a sobretensões acima de seus limites de suportabilidade.

De forma conservativa, as tensões nas barras terminais devem ser ajustadas para valores próximos aos máximos operativos. Além disso, para maximizar a corrente de arco secundário, o fluxo de

potência na LT deve ser ajustado, no mínimo, para a condição de maior carregamento vislumbrada no estudo. Nas simulações, considera-se que a silhueta típica é usada em toda a extensão da LT, com a devida representação das transposições e eventuais paralelismos. Por fim, deve-se adotar os seguintes limites para as variáveis avaliadas:

- Corrente de arco secundário não superior a 80 A_{ef} [30] [31]
- Tensão induzida na fase aberta não superior à tensão máxima de operação

13.2 Seccionamento da LT 230 kV Abunã – Porto Velho, C1, em CD, na SE Coletora Porto Velho

Atualmente a LT existente possui um comprimento de cerca de 188 km, com reator *shunt* de 30 Mvar (neutro solidamente aterrado) no terminal Abunã, resultando em um grau de compensação de aproximadamente 55 %. Após o seccionamento o trecho Abunã – Coletora Porto Velho, C1, ficará com aproximadamente 170 km, 61 % compensado. Já o trecho Coletora Porto Velho – Porto Velho, C1, ficará com aproximadamente 21 km, sem compensação.

Na sequência serão apresentados os resultados apenas para o trecho Abunã – Coletora Porto Velho, uma vez que para o trecho menor não são vislumbrados problemas. Nas simulações, o ponto de operação foi ajustado considerando-se um fluxo de cerca 220 MW na LT. Como atualmente os circuitos 1 e 2 da LT 230 kV Abunã – Porto Velho possuem significativo acoplamento eletromagnético – foi considerado um afastamento de 40 metros entre eixos – diferentes combinações precisaram ser avaliadas. No entanto, somente as condições que provocaram os piores resultados serão apresentadas neste relatório. É importante ressaltar que não foi possível confirmar qual a real característica construtiva (3 ou 5 colunas) do núcleo ferromagnético do reator *shunt* do C2. Portanto, assumiu-se uma relação $X_0/X_1 = 0,5$ (3 colunas) para este equipamento especificamente, uma vez que produz os piores resultados. Nas etapas subsequentes é fundamental que seja identificada qual a característica real do equipamento para uma análise mais acurada.

Os resultados da Tabela 13-1 não indicam a necessidade de adoção de medida para mitigar a corrente de arco secundário. Por outro lado, pode-se verificar na Figura 13-1 que durante a abertura monopolar de qualquer fase do C2, as fases do C1 ficam sujeitas a sobretensões, com valores acima do limite de 1,05 p.u. (139,4 kV_{ef}) quando ele estiver com as três fases abertas e não aterradas em seus terminais. Na Figura 13-2 pode-se notar que um reator de neutro da ordem de 340 Ω é suficiente para limitar as tensões induzidas no C1 nessa condição. Já a Figura 13-3 apresenta a tensão nesse reator de neutro para a condição de simulação apresentada. O maior valor encontrado foi de 46,7 kV_{ef}. Como o terminal de neutro do reator *shunt* do C1, assim como a unidade reserva, suportam 140 kV_{ef} por 1 minuto, entende-se que essa proposta é viável. Ressalta-se, no entanto, que o dimensionamento final do novo reator de neutro – inclusive do seu para-raios ZnO - deverá ser feita com estudos mais detalhados, considerando outras condições, incluindo manobras e aplicação de faltas.

Tabela 13-1 - LT 230 kV Abunã –Coletora Porto Velho, C2. Corrente de arco secundário a 60 Hz, valor eficaz. C1 aberto e não aterrado. Reator de neutro de 617 Ω no C2.

Fase em falta	Local da falta		
	Abunã	½ LT	Coletora PV
A	27,7 A	24,7 A	23,3 A
B	26,0 A	23,4 A	21,8 A
C	26,2 A	23,6 A	22,2 A

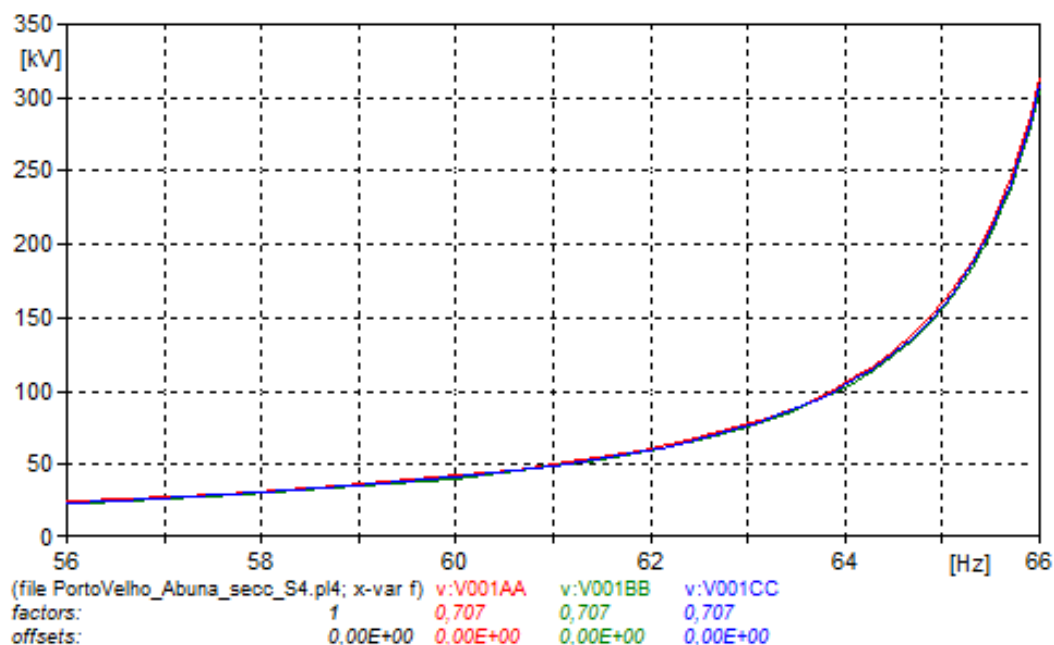


Figura 13-1 - LT 230 kV Abunã – Coletora Porto Velho, C1. Prospecção da tensão induzida no C1, valor eficaz. C1 aberto e não aterrado e C2 com uma fase aberta. Sem reator de neutro no C1. Terminal Abunã.

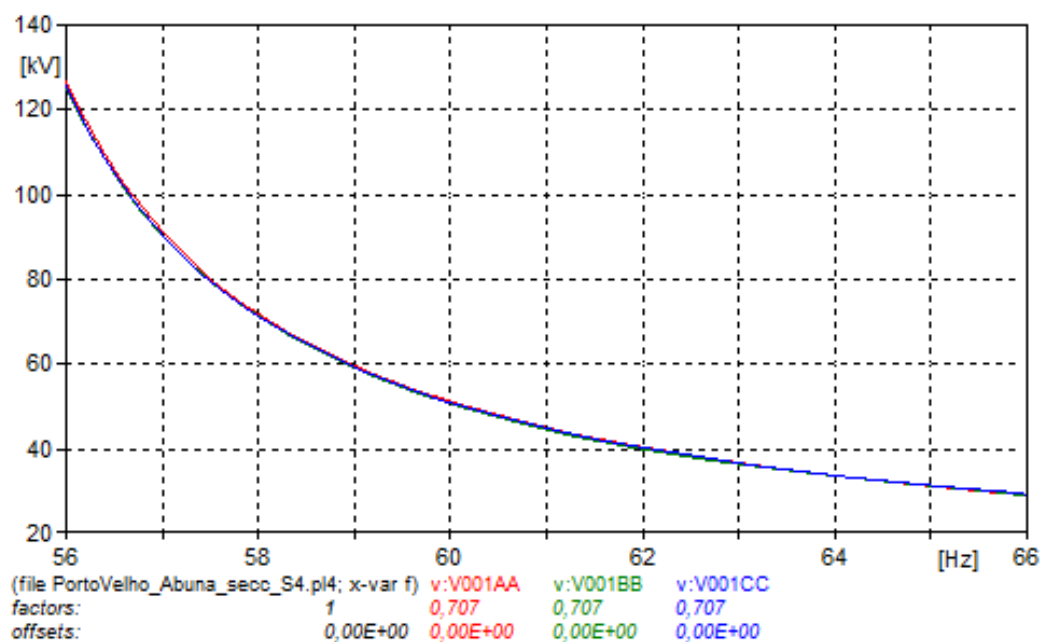


Figura 13-2 - LT 230 kV Abunã – Coletora Porto Velho, C1. Prospecção da tensão induzida no C1, valor eficaz. C1 aberto e não aterrado e C2 com uma fase aberta. Reator de neutro de 340 Ω no C1. Terminal Abunã.

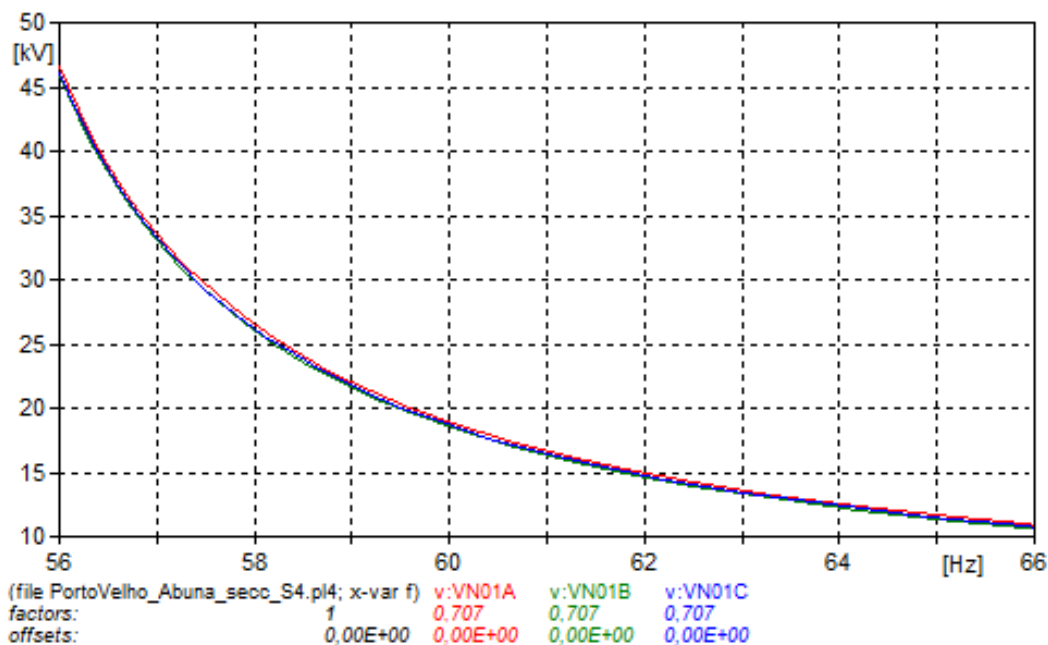


Figura 13-3 - LT 230 kV Abunã – Coletora Porto Velho, C1. Prospeção da tensão no reator de neutro de 340 Ω do C1. C1 aberto e não aterrado e C2 com uma fase aberta. Terminal Abunã.

13.3 Seccionamento da LT 230 kV Abunã – Porto Velho, C2, em CS, na SE Coletora Porto Velho

Atualmente a LT existente possui um comprimento de cerca de 188 km, com reator *shunt* de 30 Mvar (reator de neutro de 617 Ω) no terminal Abunã, resultando em um grau de compensação de aproximadamente 55 %. Após o seccionamento o trecho Abunã – Coletora Porto Velho ficará com aproximadamente 170 km, 61 % compensado. Já o trecho Coletora Porto Velho – Porto Velho ficará com aproximadamente 21 km, sem compensação.

Na sequência serão apresentados os resultados apenas para o trecho Abunã – Coletora Porto Velho, uma vez que para o trecho menor não são vislumbrados problemas. Nas simulações, o ponto de operação foi ajustado considerando-se um fluxo de cerca 220 MW na LT. Como atualmente os circuitos 1 e 2 da LT 230 kV Abunã – Porto Velho possuem significativo acoplamento eletromagnético – foi considerado um afastamento de 40 metros entre eixos – diferentes combinações precisam ser avaliadas. No entanto, somente as condições que provocaram os piores resultados serão apresentadas neste relatório. É importante ressaltar que não foi possível confirmar qual a real característica construtiva (3 ou 5 colunas) do núcleo ferromagnético do reator *shunt* do C2. Portanto, assumiu-se uma relação $X0/X1 = 0,5$ (3 colunas) para este equipamento especificamente, uma vez que produz os piores resultados. Nas etapas subsequentes é fundamental que seja identificada qual a característica real do equipamento para uma análise mais acurada. Nas simulações seguintes foi considerado o reator de neutro de 340 Ω estudado anteriormente para o C1.

Os resultados da Tabela 13-2 indicam que o reator de neutro existente é suficiente para mitigar a corrente de arco secundário. Além disso, pode-se verificar na Figura 13-4 que durante a abertura monopolar de qualquer fase do C1, as fases do C2 não ficam sujeitas a sobretensões, com valores

abaixo do limite de 1,05 p.u. (139,4 kV_{ef}) quando ele estiver com as três fases abertas e não aterradas em seus terminais. Já a Figura 13-5 apresenta a tensão no reator de neutro do C2 para a condição de simulação apresentada. O maior valor encontrado foi de 47,8 kV_{ef}. Como o terminal de neutro do reator *shunt* do C2, assim como o reator de neutro, suportam 95 kV_{ef} por 1 minuto, entende-se que o reator de neutro existente está adequado para o seccionamento. Adicionalmente, pelos valores de tensão, espera-se que a sua corrente de curta duração (170 A / 10 s) não seja superada. Ressalta-se, no entanto, que a adequabilidade do reator de neutro existente – e de seu para-raios ZnO - precisa ser confirmada com estudos mais detalhados, considerando outras condições, incluindo manobras e aplicação de faltas.

Tabela 13-2 - LT 230 kV Abunã –Coletora Porto Velho, C2. Corrente de arco secundário a 60 Hz, valor eficaz. C1 aberto e não aterrado. Reator de neutro de 617 Ω no C2.

Fase em falta	Local da falta		
	Abunã	½ LT	Coletora PV
A	12,9 A	7,8 A	7,4 A
B	11,3 A	6,3 A	5,8 A
C	10,8 A	6,7 A	7,4 A

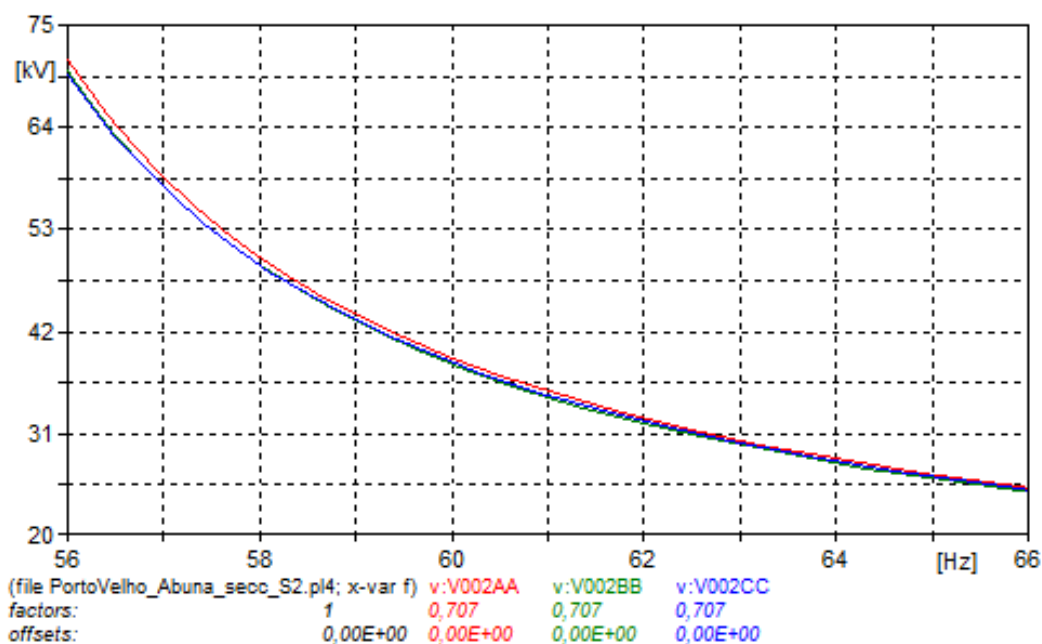


Figura 13-4 - LT 230 kV Abunã – Coletora Porto Velho, C2. Prospeção da tensão induzida no C2, valor eficaz. C2 aberto e não aterrado e C1 com uma fase aberta. Reator de neutro de 617 Ω no C2 e 340 Ω no C1. Terminal Abunã.

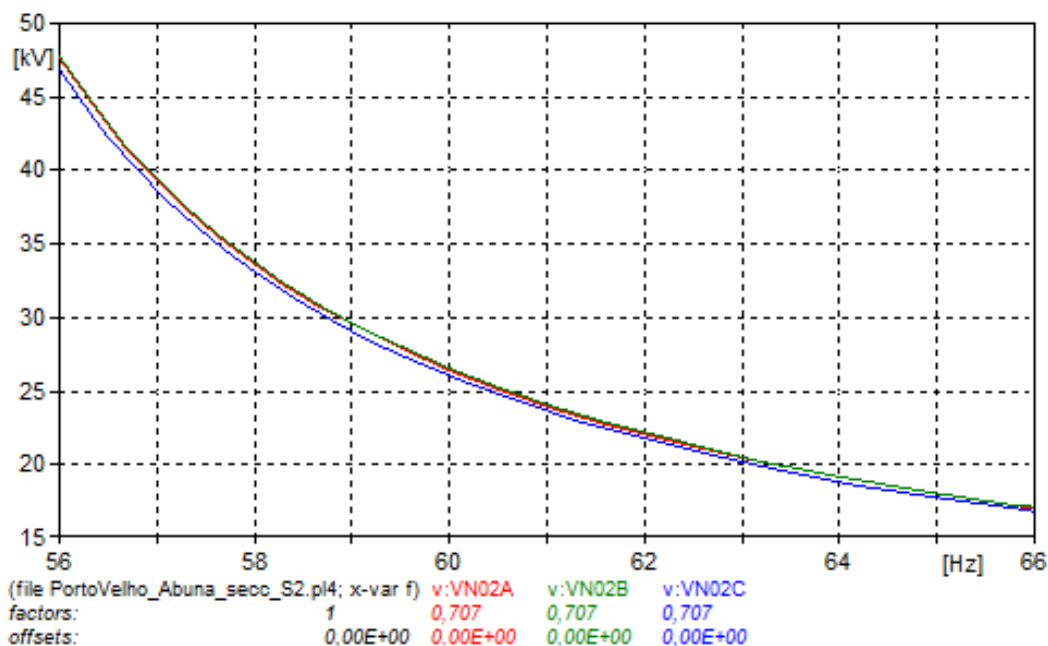


Figura 13-5 - LT 230 kV Abunã – Coletora Porto Velho, C2. Prospeção da tensão no reator de neutro de 617 Ω do C2. C2 aberto e não aterrado e C1 com uma fase aberta. Terminal Abunã.

13.4 LT 500 kV Jauru – Vilhena 2, em CS

Esta LT possui um comprimento estimado em 342 km, com reatores shunt de 165 Mvar em ambos os terminais, resultando em um grau de compensação de aproximadamente 62 %. Nas simulações, o ponto de operação foi ajustado considerando-se um fluxo de cerca 1200 MW – igual ao SIL da LT.

Os resultados da Tabela 13-3 indicam a necessidade de adoção de alguma medida para mitigar a corrente de arco secundário. Conforme ilustrado na Figura 13-6 é possível obter um reator de neutro viável para limitar o arco secundário a níveis aceitáveis. Por outro lado, na Figura 13-7 está ilustrada a tensão induzida na fase aberta, sem reator de neutro. Como as violações são bastante reduzidas, e abaixo de 57 Hz, o reator de neutro que será escolhido para limitar a corrente de arco secundário certamente será suficiente para limitar as tensões de fase aberta a níveis aceitáveis.

Tabela 13-3 - LT 500 kV Jauru –Vilhena 2, C1. Corrente de arco secundário a 60 Hz, valor eficaz. Sem reator de neutro.

Fase em falta	Local da falta		
	Jauru	½ LT	Vilhena 2
A	102,1	103,3	110,0
B	106,6	106,6	114,9
C	102,2	103,1	110,7

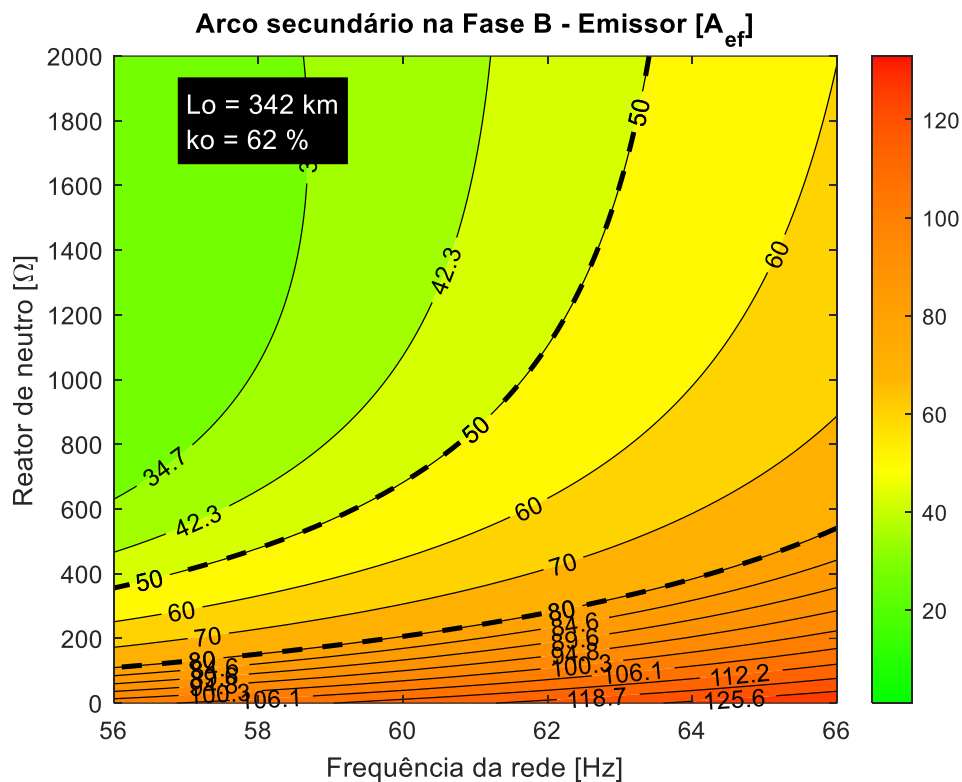


Figura 13-6 - LT 500 kV Jauru– Vilhena 2, C1. Prospecção da corrente de arco secundário, valor eficaz. Sensibilidade no reator de neutro. Terminal Vilhena 2.

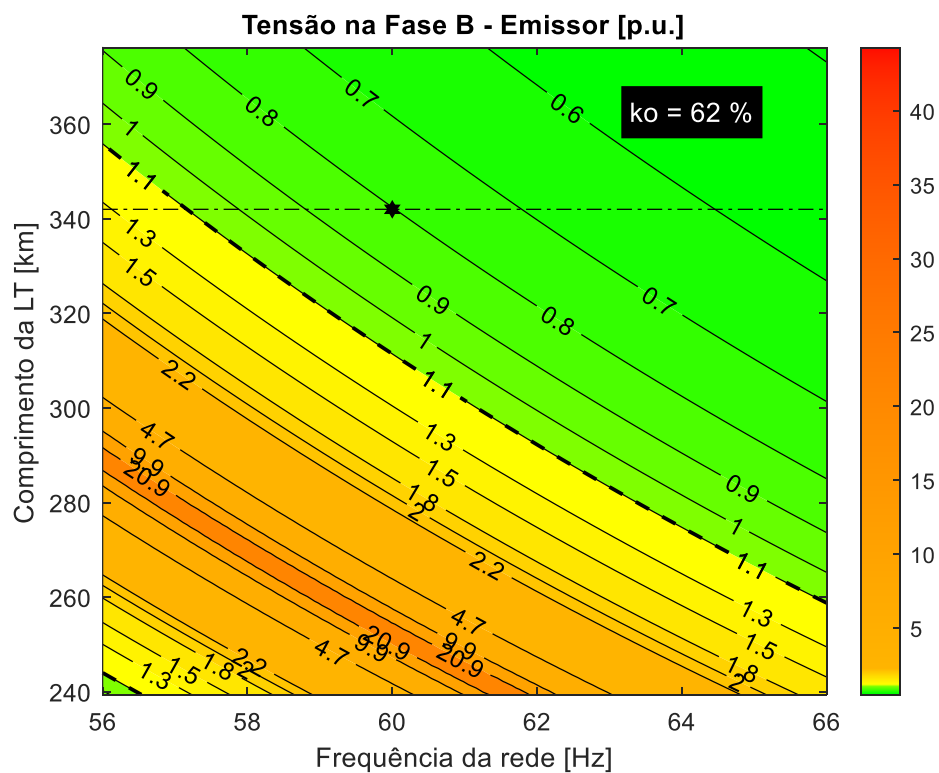


Figura 13-7 - LT 500 kV Jauru– Vilhena 2, C1. Prospecção da tensão de fase aberta, em p.u.. Sensibilidade no comprimento. Sem reator de neutro. Terminal Vilhena 2

14 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

As análises de curto-circuito têm o objetivo de verificar a adequabilidade dos disjuntores da área de influência do estudo quanto à sua capacidade de interrupção de corrente de curto-circuito simétrica e assimétrica, observando a constante de tempo ou relação X/R , e, quando for importante, identificar o nível de curto-circuito mínimo nas subestações de interesse.

Os níveis de curto-circuito foram calculados levando-se em conta o conjunto de obras da alternativa vencedora (Alternativa 2 – Híbrida), utilizando a base de dados referente ao PDE 2033 e as atualizações detalhadas nos capítulos 5, 6 e 7.

Tendo em vista que a operação dos bipolos com o modo de transmissão reversa é uma configuração que, a princípio, deve ser necessária apenas em cenários hidrológicos de período seco bastante desfavoráveis, existem duas configurações de rede possíveis, (i) operação assíncrona do sistema do Madeira com a rede CA do Acre e Rondônia, esperada para acontecer nos períodos úmidos e em períodos secos de hidraulicidade não-crítica; (ii) a operação síncrona do sistema do Madeira com a rede de Porto Velho, através da operação em paralelo dos novos transformadores 500/230 kV e *back-to-back*, em cenários de baixa disponibilidade hídrica da região.

14.1 Curto-Circuito Mínimo

Subestação	2028		2037	
	Sem Obras	Com Obras	Sem Obras	Com Obras
500				
Coletora Porto Velho	1,03	7,88	1,03	7,97
Jauru	4,84	5,22	5,69	6,03
Vilhena 2	-	-	3,66	3,95
230				
Abunã	1,87	4,08	2,04	4,12
Ariquemes	2,91	6,05	3,42	6,49
Caladinho	2,29	8,27	2,55	8,4
Coletora Porto Velho	2,33	11,79	2,6	12,01
Cruzeiro do Sul	0,41	0,47	0,42	0,47
Feijó	0,59	0,71	0,61	0,71
Jaru	2,14	3,08	2,41	3,22
Jauru	7,72	8,63	9,23	9,9
Ji-Paraná	3,47	5,69	4,31	6,47
Pimenta Bueno	3,61	4,91	4,55	5,86
Porto Velho	2,53	9,2	2,86	9,41
Rio Branco	1,49	2,61	1,59	2,63
Samuel	2,54	6,77	2,93	7,04
Tucumã	1,45	2,51	1,55	2,53
Vilhena	5,04	6,1	8,23	9,23
138				
Abunã	2,26	3,73	2,41	3,75
Caladinho	1,4	2,3	1,49	2,31
Jaru	2,12	2,59	2,27	2,65
Jauru	10,38	11,08	11,65	12,2
Ji-Paraná	4,32	6,01	5,66	7,61
Pimenta Bueno	4,78	6,02	5,67	6,64
Rio Branco	1,97	2,99	2,08	3
69				
Ariquemes	6,27	9,42	7,69	11,29
Coletora Porto Velho	4,25	10,93	4,65	11,02
Cruzeiro do Sul	0,85	0,96	0,87	0,96
Feijó	0,93	1,06	0,95	1,06
Jaru	4,79	6,03	5,18	6,19
Ji-Paraná	7,3	9,67	8,8	11,05
Porto Velho	6,98	18,01	7,7	18,23
Rio Branco	4,62	7,71	4,92	7,75
Tucumã	3,07	5,11	3,27	5,13
Vilhena	9,65	10,72	11,87	12,45

14.2 Curto-Circuito Máximo

Subestação	2028		2037	
	Sem Obras	Com Obras	Sem Obras	Com Obras
500				
Coletora Porto Velho	18,84	27,39	18,84	27,4
Jauru	6,75	6,76	7,55	7,57
Vilhena 2	-	-	4,58	4,6
230				
Abunã	4,77	6,08	4,78	6,09
Ariquemes	9,07	10,48	9,36	10,71
Caladinho	6,8	15,5	6,83	15,53
Coletora Porto Velho	7,13	23,23	7,16	23,26
Cruzeiro do Sul	0,78	0,79	0,78	0,79
Feijó	1,85	1,86	1,85	1,86
Jaru	4,01	4,21	4,09	4,29
Jauru	12,54	12,58	13,57	13,61
Ji-Paraná	9,02	9,43	9,72	10,13
Pimenta Bueno	7,46	7,7	8,52	8,76
Porto Velho	9,57	18,52	9,62	18,57
Rio Branco	4,04	4,38	4,03	4,37
Samuel	8,72	13,69	8,79	13,78
Tucumã	4,23	4,55	4,23	4,55
Vilhena	7,74	7,8	11,14	11,2
138				
Abunã	4,04	4,42	4,05	4,42
Caladinho	2,21	2,52	2,21	2,52
Jaru	2,88	2,92	2,89	2,93
Jauru	16,37	16,41	17,12	17,15
Ji-Paraná	8,16	8,34	10,23	10,48
Pimenta Bueno	8,03	8,12	8,38	8,46
Rio Branco	3,94	4,13	3,94	4,13
69				
Ariquemes	12,79	13,27	14,97	15,64
Coletora Porto Velho	9,52	13,6	9,55	13,61
Cruzeiro do Sul	1,53	1,53	1,53	1,53
Feijó	1,8	1,81	1,8	1,81
Jaru	6,74	6,85	6,79	6,89
Ji-Paraná	11,91	12,12	13,32	13,55
Porto Velho	17,7	24,13	17,75	24,14
Rio Branco	11,4	12,19	11,41	12,19
Tucumã	7,89	8,42	7,9	8,42
Vilhena	13,38	13,43	14,72	14,75

15 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

As avaliações socioambientais preliminares referentes às novas instalações de Rede Básica recomendadas neste estudo foram objeto da Nota Técnica EPE-DEA-SMA-NT-003/2024-rev0 [12], que complementa e acompanha este documento.

16 REFERÊNCIAS

- [1] IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change, “AR6 Synthesis Report: Climate Change 2023,” 2023.
- [2] IEA - International Energy Agency, “Electricity Security, Climate Resilience,” 2021.
- [3] EPE, “Fortalecimento da Resiliência do Setor Elétrico em Resposta às Mudanças Climáticas - Revisão Bibliográfica,” 2023.
- [4] ANEEL, EDITAL DE LEILÃO NO 007/2008-ANEEL - ANEXO 6C-CC – LOTE LC-CC – INTEGRAÇÃO DO MADEIRA - Item 1.3.1.6, 2008.
- [5] ANEEL, EDITAL DE LEILÃO NO 007/2008-ANEEL - ANEXO 6F-CC – LOTE LF-CC – INTEGRAÇÃO DO MADEIRA, 2008.
- [6] CIGRÉ Brasil, “Resiliência de Sistemas Eletroenergéticos,” 2019.
- [7] NREL - National Renewable Energy Laboratory, “Valuing Resilience in Electricity Systems,” 2022.
- [8] EPE, “EPE/DEE/043/2024-rev0 - Resiliência de sistemas energéticos no contexto de incertezas climáticas: Soluções para atendimento da região AC/RO,” 2024.
- [9] Empresa Brasil de Comunicação, “Rio Madeira tem menor nível em 56 anos, diz Agência Nacional de Águas,” 10 10 2023. [Online]. Available: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/geral/noticia/2023-10/rio-madeira-tem-menor-nivel-em-56-anos-diz-agencia-nacional-de-aguas?amp=1>.
- [10] Empresa Brasil de Comunicação, “ANA declara situação de escassez hídrica nos rios Madeira e Purus,” 30 07 2024. [Online]. Available: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/geral/noticia/2024-07/ana-declara-situacao-de-escassez-hidrica-nos-rios-madeira-e-purus>.
- [11] ANA, “Sala de Situação 2024 - Acompanhamento da Bacia do Rio Madeira,” [Online]. Available: https://www.gov.br/ana/pt-br/sala-de-situacao/rio-madeira/boletins/diario/boletim_05_madeira_publica-13-1.pdf/view. [Acesso em 02 08 2024].
- [12] EPE, “EPE-DEA-SMA-NT-003/2024-rev0 - Análise Socioambiental - Estudo de Reforços para Resiliência no Sistema de Transmissão Acre e Rondônia em Resposta às Mudanças Climáticas,” 2024.
- [13] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrica, “Procedimentos de Rede - Submódulo 2.3 - Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos,” 2022.
- [14] ONS, “IO-ON.6MD - Operação Normal da Interligação em Corrente Contínua do Madeira - rev70,” 2024. [Online]. Available: <https://www.ons.org.br/%2FMPPO%2FDocumento%20Normativo%2F3.%20Instru%C3%A7%C3%B5es%20de%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20-%20SM%205.12%2F3.1.%20Controle%20da%20Transmiss%C3%A3o%2F3.1.1.%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20Normal%2F3.1.1.1.%20Interliga%C3%A7%C3%A3o%20entre%20Regi.> [Acesso em 23 08 2024].

- [15] EPE, “EPE-DEE-NT-012/2018-rev1 – Definição de Parâmetros Iniciais Para o Planejamento de Linhas de Transmissão Aéreas,” 2022.
- [16] EPE, “EPE-DEE-DEA-NT-004/2020 - Diretrizes para a Elaboração dos Relatórios Técnicos para a Licitação de Novas Instalações da Rede Básica – Estrutura e Conteúdo dos Relatórios R1, R2, R3, R4 e R5,” 2020.
- [17] ANEEL, “Base de Preços de Referência ANEEL 03/2024”.
- [18] ANEEL, “Manual De Controle Patrimonial Do Setor Elétrico MCPSE,” 2015.
- [19] ANEEL, “Ofício 854/200&SCT-SRG/ANEEL - UHE Santo Antônio e UHE Jirau - número mínimo de unidades sincronizadas no sistema para o período seco,” 2009.
- [20] ONS, “CARTA ONS-1003/100/2009 e ONS NT-182/2009 - Definição do Número Mínimo De UGs Sincronizadas nas UHEs Jirau e Santo Antônio, sob o Enfoque Eletroenergético,” 2009.
- [21] EPE, “3ª reunião do GET Centro-Oeste – Abril 2023 – Apresentação Diagnóstico Regional e Estudos Regionais,” 2023.
- [22] EPE, “EPE-DEE-NT-030/2023-rev0 - Volume III – GET Centro-Oeste – Acre, Distrito Federal, Goiás, Mato Grosso e Rondônia,” 2023.
- [23] ONS, “ONS DPL 0678/2023 - AVALIAÇÃO DA OPERAÇÃO DO SISTEMA ACRE/RONDÔNIA CONSIDERANDO AINDISPONIBILIDADE DA UHE SANTO ANTÔNIO - Revisão 4,” 2023.
- [24] EPE, “Informe Técnico - Parâmetros Econômicos de Referência (Março/2024)”.
- [25] CEPEL, “ELEKTRA: Dimensionamento, Cálculo de Custos e Otimização das Linhas de Transmissão,” [Online]. Available: <https://www.cepel.br/produtos/elektra/>.
- [26] INMET, “Normal Climatológico do Brasil 1981-2010: Temperatura Máxima,” [Online]. Available: <http://www.inmet.gov.br/portal/>.
- [27] ONS, “Procedimentos de Rede – Submódulo 2.7 – Requisitos Mínimos Para Linhas de Transmissão,” 2022.
- [28] JWG-B2/B4/C1.17, Cigré, “Impacts of HVDC Lines on the Economics of HVDC Projects,” Junho/2008.
- [29] CEPEL, “Programa Anatem - Versão 12.5.1”.
- [30] ONS, “Diretrizes para a Elaboração de Projetos Básicos para Empreendimentos de Transmissão: Estudos elétricos, especificação das instalações, de equipamentos e de linhas de transmissão,” 2013.
- [31] H.-J. H. G. T. R. Haubrich, “Single-phase auto-reclosing in EHV Systems,” *CIGRE*, pp. Paper 31-09, 1974.
- [32] EPE, “EPE-DEE-IT-064/2024 – Atualização dos Parâmetros Econômicos de Referência para os Estudos de Expansão da Transmissão do Ciclo de Planejamento 2024,” 2024. [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes-de-transmissao/bases-de-dados>.

17.1 Anexo I – Plano de obras das alternativas

17.1.1 Alternativa CA

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						5.334.438,39	3.013.334,09	473.844,47	2.169.185,07
SE 500/230 kV COLETORA PORTO VELHO (Ampliação/Adequação)						90.888,61	57.275,24	8.073,40	43.547,31
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 200 MVA 1Φ		2030	4,0	1,0	13284,61	53.138,44	33.486,23	4.720,15	25.460,13
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	14564,54	14.564,54	9.178,13	1.293,73	6.978,28
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	9169,76	9.169,76	5.778,50	814,53	4.393,49
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	14015,87	14.015,87	8.832,38	1.244,99	6.715,40
SE 500/230 kV CUIABÁ (Ampliação/Adequação)						139.930,63	88.180,03	12.429,68	67.044,74
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	13937,51	13.937,51	8.783,00	1.238,03	6.677,86
Compensador Síncrono 69 kV, 1 x (-180/+300) Mvar		2030	1,0	1,0	103.567,22	103.567,22	65.264,92	9.199,61	49.621,99
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	15120,78	15.120,78	9.528,66	1.343,14	7.244,79
MIG-A		2030	1,0	1,0	3113,46	3.113,46	1.962,01	276,56	1.491,75
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	4191,66	4.191,66	2.641,46	372,33	2.008,34
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM				1,0					
SE 500/230 kV VILHENA 2 Ampliação 500kV (Nova)						264.626,44	166.759,54	23.506,09	126.790,04
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 250 MVA 1Φ		2030	4,0	1,0	16941,64	67.766,56	42.704,43	6.019,53	32.468,88
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	14295,63	14.295,63	9.008,67	1.269,84	6.849,44
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	8999,41	8.999,41	5.671,15	799,39	4.311,87
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	2,0	1,0	13740,73	27.481,46	17.317,98	2.441,11	13.167,15
Compensador Síncrono 69 kV, 1 x (-90/+150) Mvar		2030	1,0	1,0	67743,10	67.743,10	42.689,64	6.017,45	32.457,64
CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	8919,00	8.919,00	5.620,48	792,25	4.273,35
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ		2030	4,0	1,0	5939,01	23.756,04	14.970,33	2.110,19	11.382,19
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	11229,67	11.229,67	7.076,60	997,50	5.380,45
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM				4,0					
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4				6,0					
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	8264,95	8.264,95	5.208,32	734,15	3.959,97
MIM - 230 kV		2030	1,0	1,0	2226,56	2.226,56	1.403,11	197,78	1.066,81
MIG (Terreno Rural)		2030	1,0	1,0	23944,06	23.944,06	15.088,82	2.126,89	11.472,28
SE 500/230 kV PIMENTA BUENO 2 Ampliação 500kV (Nova)						264.626,44	166.759,54	23.506,09	126.790,04
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 250 MVA 1Φ		2030	4,0	1,0	16941,64	67.766,56	42.704,43	6.019,53	32.468,88
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	14295,63	14.295,63	9.008,67	1.269,84	6.849,44
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	8999,41	8.999,41	5.671,15	799,39	4.311,87
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2030	2,0	1,0	13740,73	27.481,46	17.317,98	2.441,11	13.167,15
Compensador Síncrono 69 kV, 1 x (-90/+150) Mvar		2030	1,0	1,0	67743,10	67.743,10	42.689,64	6.017,45	32.457,64
CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1,0	1,0	8919,00	8.919,00	5.620,48	792,25	4.273,35
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ		2030	4,0	1,0	5939,01	23.756,04	14.970,33	2.110,19	11.382,19
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2030	1,0	1,0	11229,67	11.229,67	7.076,60	997,50	5.380,45
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM				4,0					
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4				6,0					

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
MIM - 500 kV		2030	1,0	1,0	8264,95	8.264,95	5.208,32	734,15	3.959,97
MIM - 230 kV		2030	1,0	1,0	2226,56	2.226,56	1.403,11	197,78	1.066,81
MIG (Terreno Rural)		2030	1,0	1,0	23944,06	23.944,06	15.088,82	2.126,89	11.472,28
SE 500/230 kV VILHENA 2 Expansão 2037 (Ampliação/Adequação)						105.204,50	38.683,48	9.345,05	19.746,34
2° ATF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ		2037	3,0	1,0	14493,30	43.479,90	15.987,47	3.862,21	8.160,95
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2037	1,0	1,0	14564,54	14.564,54	5.355,35	1.293,73	2.733,69
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2037	1,0	1,0	9169,76	9.169,76	3.371,70	814,53	1.721,12
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2037	2,0	1,0	14015,87	28.031,74	10.307,21	2.489,99	5.261,41
MIM - 500 kV		2037	1,0	1,0	8785,05	8.785,05	3.230,24	780,35	1.648,91
MIM - 230 kV		2037	1,0	1,0	1173,51	1.173,51	431,50	104,24	220,26
SE 500/230 kV PIMENTA BUENO 2 Expansão 2037 (Ampliação/Adequação)						105.204,50	38.683,48	9.345,05	19.746,34
2° ATF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ		2037	3,0	1,0	14493,30	43.479,90	15.987,47	3.862,21	8.160,95
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2037	1,0	1,0	14564,54	14.564,54	5.355,35	1.293,73	2.733,69
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2037	1,0	1,0	9169,76	9.169,76	3.371,70	814,53	1.721,12
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2037	2,0	1,0	14015,87	28.031,74	10.307,21	2.489,99	5.261,41
MIM - 500 kV		2037	1,0	1,0	8785,05	8.785,05	3.230,24	780,35	1.648,91
MIM - 230 kV		2037	1,0	1,0	1173,51	1.173,51	431,50	104,24	220,26
SE 500/230 kV JI-PARANÁ 2 (Nova)						177.780,00	65.369,34	15.791,74	33.368,38
1° TF 500/230 kV, (3+1R) x 250 MVA 1Φ		2037	4,0	1,0	20659,89	82.639,56	30.386,39	7.340,66	15.511,01
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2037	1,0	1,0	14295,63	14.295,63	5.256,47	1.269,84	2.683,22
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2037	1,0	1,0	8999,41	8.999,41	3.309,06	799,39	1.689,14
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM				1,0					
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2037	2,0	1,0	13740,73	27.481,46	10.104,88	2.441,11	5.158,13
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ		2037	4,0	1,0	5939,01	23.756,04	8.735,05	2.110,19	4.458,88
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2037	1,0	1,0	11229,67	11.229,67	4.129,13	997,50	2.107,75
MIM - 500 kV		2037	1,0	1,0	8264,95	8.264,95	3.039,00	734,15	1.551,29
MIM - 230 kV		2037	1,0	1,0	1113,28	1.113,28	409,35	98,89	208,96
MIG (Terreno Rural)		2037	1,0	1,0	23845,22	23.845,22	8.767,84	2.118,11	4.475,62
LT 500 kV JAURU - VILHENA, C1 (Nova)						895.803,33	564.508,05	79.571,91	429.204,80
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 347 km		2030	347,0	1,0	2333,17	809.609,99	510.191,63	71.915,58	387.907,12
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 53,3 Mvar 1Φ	Jauru	2030	4,0	1,0	5928,52	23.714,08	14.943,89	2.106,46	11.362,09
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Jauru	2030	1,0	1,0	3528,41	3.528,41	2.223,50	313,42	1.690,56
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 53,3 Mvar 1Φ	Vilhena 2	2030	4,0	1,0	5928,52	23.714,08	14.943,89	2.106,46	11.362,09
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Vilhena 2	2030	1,0	1,0	3528,41	3.528,41	2.223,50	313,42	1.690,56
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Jauru	2030	1,0	1,0	12740,72	12.740,72	8.028,81	1.131,73	6.104,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Vilhena 2	2030	1,0	1,0	12740,72	12.740,72	8.028,81	1.131,73	6.104,44
MIG-A	Jauru	2030	1,0	1,0	3113,46	3.113,46	1.962,01	276,56	1.491,75
MIG-A	Vilhena 2	2030	1,0	1,0	3113,46	3.113,46	1.962,01	276,56	1.491,75
LT 500 kV JAURU - VILHENA, C2 (Nova)						883.946,29	557.036,10	78.518,68	423.523,75
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 347 km		2030	347,0	1,0	2333,17	809.609,99	510.191,63	71.915,58	387.907,12
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 53,3 Mvar 1Φ	Jauru	2030	3,0	1,0	5928,52	17.785,56	11.207,92	1.579,85	8.521,57
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 53,3 Mvar 1Φ	Vilhena 2	2030	3,0	1,0	5928,52	17.785,56	11.207,92	1.579,85	8.521,57

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Jauru	2030	1,0	1,0	3528,41	3.528,41	2.223,50	313,42	1.690,56
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Vilhena 2	2030	1,0	1,0	3528,41	3.528,41	2.223,50	313,42	1.690,56
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Jauru	2030	1,0	1,0	12740,72	12.740,72	8.028,81	1.131,73	6.104,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Vilhena 2	2030	1,0	1,0	12740,72	12.740,72	8.028,81	1.131,73	6.104,44
MIG-A	Jauru	2030	1,0	1,0	3113,46	3.113,46	1.962,01	276,56	1.491,75
MIG-A	Vilhena 2	2030	1,0	1,0	3113,46	3.113,46	1.962,01	276,56	1.491,75
LT 500 kV VILHENA 2 - PIMENTA BUENO 2, C1 (Nova)						501.402,26	315.968,48	44.538,28	240.236,05
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 188 km		2030	188,0	1,0	2239,62	421.048,56	265.332,01	37.400,66	201.736,31
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 24,5 Mvar 1Φ	Vilhena 2	2030	4,0	1,0	5266,98	21.067,92	13.276,36	1.871,41	10.094,24
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 24,5 Mvar 1Φ	Pimenta Bueno 2	2030	4,0	1,0	5266,98	21.067,92	13.276,36	1.871,41	10.094,24
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Vilhena 2	2030	1,0	1,0	3478,59	3.478,59	2.192,10	308,99	1.666,69
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Pimenta Bueno 2	2030	1,0	1,0	3478,59	3.478,59	2.192,10	308,99	1.666,69
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Vilhena 2	2030	1,0	1,0	12560,84	12.560,84	7.915,46	1.115,75	6.018,25
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Pimenta Bueno 2	2030	1,0	1,0	12560,84	12.560,84	7.915,46	1.115,75	6.018,25
MIG-A	Vilhena 2	2030	1,0	1,0	3069,50	3.069,50	1.934,31	272,66	1.470,68
MIG-A	Pimenta Bueno 2	2030	1,0	1,0	3069,50	3.069,50	1.934,31	272,66	1.470,68
LT 500 kV VILHENA 2 - PIMENTA BUENO 2, C2 (Nova)						490.868,30	180.491,26	43.602,57	92.133,42
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 188 km		2037	188,0	1,0	2239,62	421.048,56	154.818,68	37.400,66	79.028,62
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 24,5 Mvar 1Φ	Vilhena 2	2037	3,0	1,0	5266,98	15.800,94	5.809,97	1.403,56	2.965,75
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 24,5 Mvar 1Φ	Pimenta Bueno 2	2037	3,0	1,0	5266,98	15.800,94	5.809,97	1.403,56	2.965,75
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Vilhena 2	2037	1,0	1,0	3478,59	3.478,59	1.279,07	308,99	652,91
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Pimenta Bueno 2	2037	1,0	1,0	3478,59	3.478,59	1.279,07	308,99	652,91
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Vilhena 2	2037	1,0	1,0	12560,84	12.560,84	4.618,59	1.115,75	2.357,60
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Pimenta Bueno 2	2037	1,0	1,0	12560,84	12.560,84	4.618,59	1.115,75	2.357,60
MIG-A	Vilhena 2	2037	1,0	1,0	3069,50	3.069,50	1.128,65	272,66	576,13
MIG-A	Pimenta Bueno 2	2037	1,0	1,0	3069,50	3.069,50	1.128,65	272,66	576,13
LT 500 kV PIMENTA BUENO 2 - JI-PARANÁ 2, C1 (Nova)						296.945,58	109.186,27	26.376,91	55.735,14
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 120 km		2037	120,0	1,0	2239,62	268.754,40	98.820,44	23.872,76	50.443,80
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Pimenta Bueno 2	2037	1,0	1,0	12560,84	12.560,84	4.618,59	1.115,75	2.357,60
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ji-Paraná 2	2037	1,0	1,0	12560,84	12.560,84	4.618,59	1.115,75	2.357,60
MIG-A	Pimenta Bueno 2	2037	1,0	1,0	3069,50	3.069,50	1.128,65	272,66	576,13
LT 500 kV CUIABÁ - RIBEIRÃOZINHO, C3 (Nova)						906.895,61	571.498,07	80.557,21	434.519,42
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 367 km		2030	367,0	1,0	2333,17	856.273,39	539.597,48	76.060,57	410.264,88
Reator de Linha Fixo 500 kV, 1 x 53,3 Mvar 1Φ	Cuiabá	2030	1,0	1,0	5928,52	5.928,52	3.735,97	526,62	2.840,52
Reator de Linha Fixo 500 kV, 1 x 53,3 Mvar 1Φ	Ribeirãozinho	2030	1,0	1,0	5928,52	5.928,52	3.735,97	526,62	2.840,52
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Cuiabá	2030	1,0	1,0	3528,41	3.528,41	2.223,50	313,42	1.690,56
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirãozinho	2030	1,0	1,0	3528,41	3.528,41	2.223,50	313,42	1.690,56
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Cuiabá	2030	1,0	1,0	12740,72	12.740,72	8.028,81	1.131,73	6.104,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ribeirãozinho	2030	1,0	1,0	12740,72	12.740,72	8.028,81	1.131,73	6.104,44
MIG-A	Cuiabá	2030	1,0	1,0	3113,46	3.113,46	1.962,01	276,56	1.491,75
MIG-A	Ribeirãozinho	2030	1,0	1,0	3113,46	3.113,46	1.962,01	276,56	1.491,75
LT 230 kV CALADINHO - SAMUEL, C1 (Nova)						95.853,93	35.245,29	8.514,46	17.991,28

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (DRAKE), 55 km		2037	55,0	1,0	1234,97	67.923,35	24.975,27	6.033,46	12.748,86
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Caladinho	2037	1,0	1,0	9951,95	9.951,95	3.659,31	884,01	1.867,93
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Samuel	2037	1,0	1,0	9951,95	9.951,95	3.659,31	884,01	1.867,93
MIM - 230 kV	Caladinho	2037	1,0	1,0	1113,28	1.113,28	409,35	98,89	208,96
MIM - 230 kV	Samuel	2037	1,0	1,0	1113,28	1.113,28	409,35	98,89	208,96
MIG-A	Caladinho	2037	1,0	1,0	2900,06	2.900,06	1.066,35	257,60	544,33
MIG-A	Samuel	2037	1,0	1,0	2900,06	2.900,06	1.066,35	257,60	544,33
LT 230 kV PIMENTA BUENO 2 - PIMENTA BUENO, C1 e C2 (CS) (Nova)						59.444,48	37.460,11	5.280,30	28.481,54
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 5 km		2030	5,0	1,0	1228,35	6.141,75	3.870,34	545,56	2.942,69
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 5 km		2030	5,0	1,0	1228,35	6.141,75	3.870,34	545,56	2.942,69
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Pimenta Bueno 2	2030	2,0	1,0	9951,95	19.903,90	12.542,83	1.768,01	9.536,52
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Pimenta Bueno	2030	2,0	1,0	9951,95	19.903,90	12.542,83	1.768,01	9.536,52
MIM - 230 kV	Pimenta Bueno 2	2030	1,0	1,0	2226,56	2.226,56	1.403,11	197,78	1.066,81
MIM - 230 kV	Pimenta Bueno	2030	1,0	1,0	2226,56	2.226,56	1.403,11	197,78	1.066,81
MIG-A	Pimenta Bueno	2030	1,0	1,0	2900,06	2.900,06	1.827,53	257,60	1.389,50
LT 230 kV JI-PARANÁ 2 - JI-PARANÁ, C1 (Nova)						31.172,27	11.461,98	2.768,95	5.850,87
Circuito Simples 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 5 km		2037	5,0	1,0	1228,35	6.141,75	2.258,31	545,56	1.152,77
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Ji-Paraná	2037	2,0	1,0	9951,95	19.903,90	7.318,62	1.768,01	3.735,86
MIM - 230 kV	Ji-Paraná	2037	1,0	1,0	2226,56	2.226,56	818,70	197,78	417,91
MIG-A	Ji-Paraná	2037	1,0	1,0	2900,06	2.900,06	1.066,35	257,60	544,33

17.1.2 Alternativa Híbrida

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						1.794.153,11	1.318.756,10	159.370,02	1.068.524,37
SE 500/230 kV COLETORA PORTO VELHO Substituição TF-13 (Ampliação/Adequação)						90.888,61	66.805,84	8.073,40	54.129,55
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 200 MVA 1Φ		2028	4,0	1,0	13284,61	53.138,44	39.058,34	4.720,15	31.647,09
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	14564,54	14.564,54	10.705,37	1.293,73	8.674,05
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2028	1,0	1,0	9169,76	9.169,76	6.740,05	814,53	5.461,13
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	14015,87	14.015,87	10.302,08	1.244,99	8.347,28
SE 500/230 kV COLETORA PORTO VELHO Novo TF (Ampliação/Adequação)						77.604,00	57.041,26	6.893,36	46.217,78
2° ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ		2028	3,0	1,0	13284,61	39.853,83	29.293,75	3.540,11	23.735,31
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	14564,54	14.564,54	10.705,37	1.293,73	8.674,05
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2028	1,0	1,0	9169,76	9.169,76	6.740,05	814,53	5.461,13
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	14015,87	14.015,87	10.302,08	1.244,99	8.347,28
SE 500/230 kV COLETORA PORTO VELHO Síncronos (Ampliação/Adequação)						377.046,81	277.140,66	33.492,10	224.553,69
Compensador Síncrono 69 kV, 3 x (-180/+300) Mvar		2028	3,0	1,0	104.787,28	314.361,84	231.065,34	27.923,96	187.221,08
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	3,0	1,0	15.185,47	45.556,41	33.485,32	4.046,66	27.131,54
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	14015,87	14.015,87	10.302,08	1.244,99	8.347,28
MIG-A		2028	1,0	1,0	3112,69	3.112,69	2.287,92	276,49	1.853,79
SE 500/230 kV VILHENA 2 (Nova)						258.954,28	190.339,13	23.002,24	154.222,60
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 200 MVA 1Φ		2028	4,0	1,0	15523,60	62.094,40	45.641,24	5.515,69	36.980,89
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	14295,63	14.295,63	10.507,71	1.269,84	8.513,89
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2028	1,0	1,0	8999,41	8.999,41	6.614,84	799,39	5.359,68
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2028	2,0	1,0	13740,73	27.481,46	20.199,69	2.441,11	16.366,84
Compensador Síncrono 69 kV, 1 x (-90/+150) Mvar		2028	1,0	1,0	67743,10	67.743,10	49.793,20	6.017,45	40.345,03
CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4		2028	1,0	1,0	8919,00	8.919,00	6.555,73	792,25	5.311,79
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ		2028	4,0	1,0	5939,01	23.756,04	17.461,40	2.110,19	14.148,13
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2028	1,0	1,0	11229,67	11.229,67	8.254,14	997,50	6.687,93
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			4,0						
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			6,0						
MIG (Terreno Rural)		2028	1,0	1,0	23944,06	23.944,06	17.599,60	2.126,89	14.260,10
MIM - 500 kV		2028	1,0	1,0	8264,95	8.264,95	6.074,98	734,15	4.922,27
MIM - 230 kV		2028	1,0	1,0	2226,56	2.226,56	1.636,59	197,78	1.326,05
LT 500 kV JAURU - VILHENA 2, C1 (Nova)						886.761,35	651.796,06	78.768,73	528.118,87
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 347 km		2028	347,0	1,0	2333,17	809.609,99	595.087,51	71.915,58	482.170,67
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ	Jauru	2028	4,0	1,0	5928,52	23.714,08	17.430,56	2.106,46	14.123,14
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Jauru	2028	1,0	1,0	3528,41	3.528,41	2.593,49	313,42	2.101,38
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 55 Mvar 1Φ	Vilhena 2	2028	3,0	1,0	5928,52	17.785,56	13.072,92	1.579,85	10.592,35
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Vilhena 2	2028	1,0	1,0	3528,41	3.528,41	2.593,49	313,42	2.101,38

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Jauru	2028	1,0	1,0	12740,72	12.740,72	9.364,81	1.131,73	7.587,85
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Vilhena 2	2028	1,0	1,0	12740,72	12.740,72	9.364,81	1.131,73	7.587,85
MIG-A	Jauru	2028	1,0	1,0	3113,46	3.113,46	2.288,49	276,56	1.854,25
LT 230 kV VILHENA 2 - VILHENA, C1 e C2 (CS) (Nova)						58.531,78	43.022,61	5.199,23	34.859,14
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 5 km		2028	5,0	1,0	1137,08	5.685,40	4.178,94	505,02	3.385,99
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 5 km		2028	5,0	1,0	1137,08	5.685,40	4.178,94	505,02	3.385,99
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Vilhena 2	2028	2,0	1,0	9951,95	19.903,90	14.629,96	1.768,01	11.853,95
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Vilhena	2028	2,0	1,0	9951,95	19.903,90	14.629,96	1.768,01	11.853,95
MIM - 230 kV	Vilhena 2	2028	1,0	1,0	2226,56	2.226,56	1.636,59	197,78	1.326,05
MIM - 230 kV	Vilhena	2028	1,0	1,0	2226,56	2.226,56	1.636,59	197,78	1.326,05
MIG-A	Vilhena	2028	1,0	1,0	2900,06	2.900,06	2.131,63	257,60	1.727,16
SECC LT 230 kV ABUNÃ - PORTO VELHO, C1, NA SE COLETORA PORTO VELHO (Nova)						22.119,98	16.258,85	1.964,86	13.173,76
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 1 km		2028	1,0	1,0	1837,16	1.837,16	1.350,37	163,19	1.094,14
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2028	2,0	1,0	10141,41	20.282,82	14.908,48	1.801,67	12.079,62
SECC LT 230 kV ABUNÃ - PORTO VELHO, C2, NA SE COLETORA PV (Nova)						22.246,30	16.351,69	1.976,08	13.248,99
Circuito Simples 230kV, ACAR 18/19 2 x 850 MCM, 1 km		2028	1,0	1,0	981,74	981,74	721,61	87,21	584,68
Circuito Simples 230kV, ACAR 18/19 2 x 850 MCM, 1 km		2028	1,0	1,0	981,74	981,74	721,61	87,21	584,68
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2028	2,0	1,0	10141,41	20.282,82	14.908,48	1.801,67	12.079,62

17.2 Anexo II – Resumo das soluções identificadas

Alternativa	Benefícios	Limitações e desafios
Jirau operando com o nível d'água do reservatório de forma constante na cota de 90m	- Ganho médio de 250MW nos meses mais críticos da região. - Ganhos energéticos para o SIN em outros meses, podendo reduzir geração termelétrica. - Em situações críticas, o armazenamento entre a cota 82,5m e 90m pode ser utilizado para manutenção defluência mínima de forma a manter UHE Santo Antonio em operação. - Reduz custo da eclusa da UHE Ribeirão (binacional) - Aumento da arrecadação CFURH - Operação em quedas mais elevadas diminui o limite de engolimento mínimo das turbinas favorecendo manter mais máquinas sincronizadas para estabilidade da rede quando necessário.	- Pode impactar praias de Fortaleza Abunã - Remanso pode atingir territórios bolivianos demandando acordos e tratativas com o país vizinho. - Relevante reavaliar estudos de remanso a luz de dados mais recentes de topo batimetria.
Jirau operando com curva-guia alternativa do reservatório (posterga esvaziamento e antecipa enchimento)	- Nível d'água excursiona entre os valores já praticados, causando menores impactos que a solução da cota fixa de 90m. - Nível d'água mais elevado nos meses de junho, julho, novembro e dezembro, resultando em aumento de geração, beneficiando o SIN.	- Não traz ganhos para período mais crítico da escassez (agosto a outubro) - Viola a curva-guia atual nos meses de junho, julho, novembro e dezembro e o remanso pode atingir territórios bolivianos demandando acordos e tratativas com o país vizinho.
Alteração da cota mínima para 87m	Menores impactos que a solução cota 90m nos meses de junho a janeiro.	- Reservatório não atinge cotas abaixo de 87m, podendo impactar atividades como as praias de Fortaleza do Abunã. - Nos meses de junho a janeiro, haveria maior efeito do remanso sobre territórios bolivianos, demandando acordos e tratativas com o país vizinho.

Alternativa	Benefícios	Limitações e desafios
Uso do reservatório da UHE Jirau para manutenção da defluência mínima	• Mantem nível d'água em cotas mais elevadas entre os meses de junho a outubro, aumentando a queda e a geração da UHE Jirau. • Volume útil permitiria manter defluência mínima de forma a evitar a paralização da UHE Santo Antônio. • O nível d'água do reservatório atinge a cota mínima em novembro e fica idêntico a operação com a curva guia atual até junho, causando menores impactos que a solução com a cota fixa de 90m. • Evita ou diminui violação da defluência mínima estabelecida pela outorga da ANA para UHE Jirau • Aumenta arrecadação CFURH • Favorece condições de transporte fluvial • Pode ser adotada de forma combinada com outras medidas para a UHE Santo Antônio, de forma a equilibrar os impactos.	• Viola a curva guia nos meses de junho a outubro, demandando acordos e tratativas com o país vizinho.
Violação extraordinária da curva-guia para situações de escassez hídrica	• Mantem curva-guia de operação vigente com violação apenas em situações críticas, como medida emergencial, reduzindo desta forma o impacto. • Ganhos energéticos similares a alternativa de uso do reservatório para manutenção de defluência mínima.	• Necessita previsibilidade para decisão de manter ou recuperar o reservatório até cotas mais elevadas devido ao regime hidrológico do rio madeira. • Maior imprevisibilidade dos impactos uma vez que depende de quando a situação crítica irá ocorrer.
Estabelecer curva-guia para operação do reservatório de Santo Antônio de forma a manter as quedas operativas abaixo da máxima	• Evita ou posterga a paralização da UHE Santo Antonio em cenários de escassez hídrica. • Pequeno aumento das quedas operativas na UHE Jirau • Operação (até cota de 70,0m) já realizada de forma temporária e emergencial em 2023, indicando a viabilidade. O nível mínimo sugerido não influencia o funcionamento da escada de peixes. • Maior previsibilidade da operação e velocidade de resposta, uma vez que não seria necessária autorização para operação em cotas abaixo de 70,5m. • Pode ser combinada com outras soluções visando manter o funcionamento da UHE Santo Antônio.	• Como solução única, pode não ser efetiva para condições mais críticas de escassez. • Requer atenção para submergência da tomada d'água para evitar formação de vórtices prejudiciais a operação. • Requer monitoramento das condições do reservatório relacionadas a formação de lagos e aprisionamento de peixes. • Requer atenção para limites de potência unitária na UHE Jirau devido a redução do nível de jusante • A definição final da curva-guia requer reavaliação da curva-chave do canal de fuga da UHE Santo Antônio.

Alternativa	Benefícios	Limitações e desafios
Aumento da faixa operativa das turbinas 5 pás UHE Santo Antônio	• Evita ou posterga a paralização da UHE Santo Antônio • Pode ser combinada com outras soluções visando manter o funcionamento da UHE Santo Antônio • Sem impacto ambiental	• Requer análise técnica de engenharia para identificar limitantes, soluções possíveis e investimentos necessários. • Implantação pode impor necessidade de paralização e indisponibilidade das UG • A depender das limitações, pode necessitar de reforços ou troca de componentes, demandando investimentos e indisponibilidade temporária para execução das modificações.
Estruturas de controle hidráulico canal de fuga da UHE Santo Antônio	• Garante a cota mínima de jusante, evitando ou postergando a paralização da UHE Santo Antônio. • Pode ser combinada com outras soluções visando manter o funcionamento da UHE Santo Antônio.	• Requer estudos hidráulicos mais aprofundados para definição da geometria e dos custos associados. • Causa indisponibilidade temporária para execução das obras. • Pode causar redução de quedas em outras condições operativas, resultando em perda energética.
Utilização do reservatório da UHE Samuel como reserva energética	• Uso do recurso existente, sem necessidade de obras e investimentos. • Potencializa os ganhos de uma eventual repotenciação no período mais crítico na região.	• “Desotimização” da operação do ponto de vista sistêmico, com possíveis impactos no MRE.
Violação limite de recebimento intercâmbio AC/RO	• Uso do recurso existente, sem necessidade de obras e investimentos e sem impacto ambiental. • Medida já foi adotada pela operação no período seco de 2023.	• Reduz confiabilidade no atendimento ao subsistema AC/RO
Construção da UHE Tabajara	• Usina já prevista no planejamento da expansão da geração, não dependendo de comandos específicos relacionados a Resiliência do subsistema AC/RO. • Aumento da geração local e outros benefícios associados a novas hidrelétricas.	• Usina sem regularização. Pouca contribuição para períodos mais críticos de escassez. • Ainda não possui diplomas ambientais e tem início de operação previsto posterior a 2032.
Construção UHE Ribeirão (binacional)	• A construção da usina não depende de comandos específicos relacionados a Resiliência do subsistema AC/RO. • Aumento da geração local e outros benefícios associados a novas hidrelétricas.	• Ainda em fase preliminar (não possui estudos de viabilidade técnica-econômica e ambiental), como início da operação poster a 2035. • Depende de tratativas e acordos com a Bolívia.
Construção novas PCH/CGH	• A construção das usinas não depende de comandos específicos relacionados a Resiliência do subsistema AC/RO. • Aumento da geração local e outros benefícios associados a novas hidrelétricas.	• Devido a pequena ou inexistente capacidade de armazenamento, traz pouca contribuição para o período de escassez. • Não é possível prever a expansão de CGH

Alternativa	Benefícios	Limitações e desafios
Construção de novas termelétricas a gás natural e biocombustíveis / soluções de termelétricas locais	- Baixas emissões de GEE - Confiabilidade na operação	- Necessidade de investimentos em infraestrutura (gasodutos ou rodovias e terminais de gaseificação e liquefação) - Altíssimo custo de operação
Expansão da oferta com soluções híbridas de geração fotovoltaica e sistemas de armazenamento de energia (bateria)	- Ganhos energéticos para a região e para o SIN - Baixas emissões de GEE - Baixo custo de operação	- Risco associado à baixa irradiação - Altíssimo custo de investimento
Expansão da rede de transmissão	- Aumento dos limites de intercâmbio do subsistema AC/RO - Solução estrutural para os riscos de déficit no atendimento ao subsistema AC/RO - Grande sinergia com soluções estruturais de geração	- Elevados custos de investimento - Longo tempo para conclusão das obras

17.3 Anexo III – Fichas de Consulta de Viabilidade Técnica

17.3.1 SE Jauru

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 27/12/2016
		Revisão:
		Página 1 de 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Reforço à Interligação AC-RO e Integração de novas UHEs

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Jauru 500/230/138 kV

Concessionária Proprietária: TME – Transmissora Matogrossense de Energia

1. Módulos de Manobra

☒	EL	Quantidade:	3	Tensão (kV):	500	Arranjo:	DJM
☐	CT	Quantidade:		Tensão Prim./Sec./Ter. (kV):		Arranjo Prim.:	Sec.: Ter.:
☒	IB	Quantidade:	2	Tensão (kV):	500	Arranjo:	DJM
☐	CCP	Quantidade:		Tensão (kV):		Arranjo:	
☐	CRL	Quantidade:		Tensão (kV):		Arranjo:	
☐	CRB	Quantidade:		Tensão (kV):		Arranjo:	
☐	CTA	Quantidade:		Tensão (kV):		Arranjo:	
☐	CC	Quantidade:		Tensão (kV):		Arranjo:	

2. Módulos de Equipamentos

☐	Transformadores	Quantidade:		Potência (MVA):		Tensão Prim./Sec. (kV)	Fase:
☐	Transformadores	Quantidade:		Potência (MVA):		Tensão Prim./Sec. (kV)	Fase:
☒	Reator	Quantidade:	8	Potência (Mvar):	60	Tensão (kV):	500 Fase: 1Ø
☒	Reator	Quantidade:	4	Potência (Mvar):	45,3	Tensão (kV):	500 Fase: 1Ø
☐	Capacitor Shunt	Quantidade:		Potência (Mvar):		Tensão (kV):	Fase:
☐	Compensador Estático	Quantidade:		Potência (Mvar):		Tensão (kV):	Fase:

3. Diagrama Unifilar

O diagrama unifilar da alternativa proposta encontra-se anexado no final deste formulário.

4. Observações:

(1) O segundo transformador 500/230 kV de Jauru, com previsão de entrada em operação em 2017 já foi considerado como existente no diagrama unifilar e na contabilização das interligações de barra.

(2)

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





Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 27/12/2016

Revisão:

Página 2 de 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

1. Módulos de Manobra

- | | | | | | | | |
|-------------------------------------|-----|---------------|-----------------------------|----------------|-------|-------|--|
| ☒ | EL | Quantidade: 3 | Tensão (kV): 500 | Arranjo: DJM | | | |
| ☐ | CT | Quantidade: | Tensão Prim./Sec./Ter. (kV) | Arranjo Prim.: | Sec.: | Ter.: | |
| ☒ | IB | Quantidade: 2 | Tensão (kV): 500 | Arranjo: DJM | | | |
| ☐ | CCP | Quantidade: | Tensão (kV): | Arranjo: | | | |
| ☐ | CRL | Quantidade: | Tensão (kV): | Arranjo: | | | |
| ☐ | CRB | Quantidade: | Tensão (kV): | Arranjo: | | | |
| ☐ | CTA | Quantidade: | Tensão (kV): | Arranjo: | | | |
| ☐ | CC | Quantidade: | Tensão (kV): | Arranjo: | | | |

2. Módulos de Equipamentos

- | | | | | | |
|-------------------------------------|----------------------|---------------|-----------------------|-------------------------|----------|
| ☐ | Transformadores | Quantidade: | Potência (MVA): | Tensão Prim./Sec. (kV): | Fase: |
| ☐ | Transformadores | Quantidade: | Potência (MVA): | Tensão Prim./Sec. (kV): | Fase: |
| ☒ | Reator | Quantidade: 8 | Potência (Mvar): 60 | Tensão (kV): 500 | Fase: 16 |
| ☒ | Reator | Quantidade: 4 | Potência (Mvar): 45,3 | Tensão (kV): 500 | Fase: 16 |
| ☐ | Capacitor Shunt | Quantidade: | Potência (Mvar): | Tensão (kV): | Fase: |
| ☐ | Compensador Estático | Quantidade: | Potência (Mvar): | Tensão (kV): | Fase: |

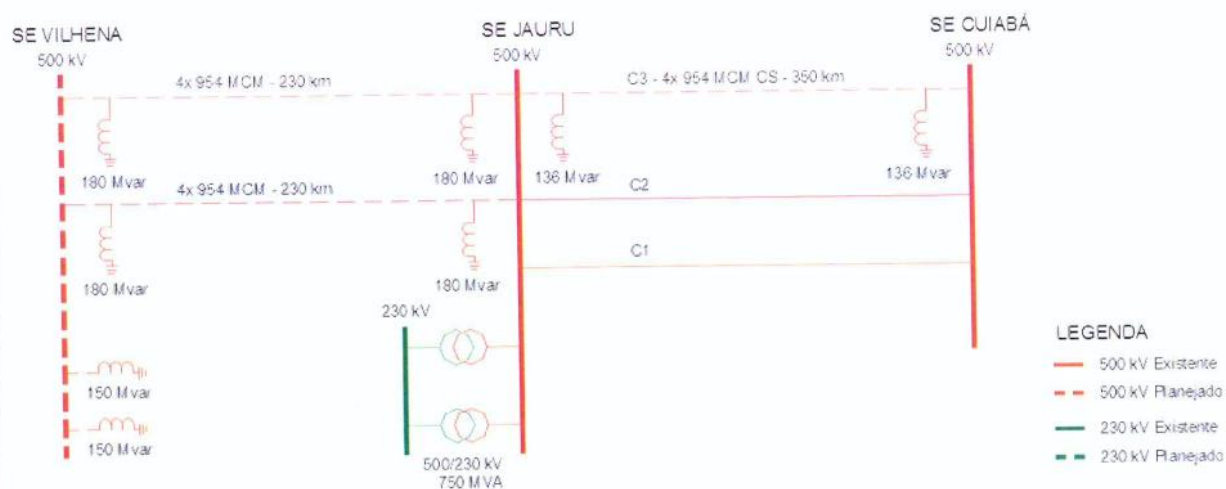
3. Módulo de Infraestrutura Geral

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

4. Outros

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

ANEXO - DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA



[Handwritten signature]

1 Introdução

A Empresa de Pesquisa Energética – EPE vem desenvolvendo estudos de expansão da transmissão de energia elétrica para o Estado de Rondônia. Para subsidiar a comparação das alternativas a serem analisadas, encaminhou os formulários de consulta que tratam da viabilidade de expansão das subestações Porto Velho I, Ji-Paraná e Vilhena, de propriedade da Eletrobras Eletronorte.

Os formulários solicitam um levantamento de informações pelas áreas de Engenharia e Projetos da Eletrobras Eletronorte quanto à viabilidade de inclusão de novos equipamentos e linhas nas subestações supracitadas.

É importante mencionar que os dados informados serão levados ao conhecimento do MME e ANEEL com o objetivo de tornar o processo da expansão da transmissão mais célere, consistente e transparente em todas as suas etapas.

2 Objetivo

O objetivo deste trabalho é subsidiar a EPE através de um levantamento de informações pelas áreas de Engenharia e Projetos da Eletrobras Eletronorte, referentes às expansões de um novo pátio em 500 kV nas subestações de Porto Velho I, Ji-Paraná e Vilhena.

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

3 Conclusão e Recomendações

- a) Com as análises das áreas da Eletrobras Eletronorte podemos concluir **que há a possibilidade de implantação das expansões previstas somente para a SE Vilhena.**
- b) Já para a SE Ji-Paraná, **não há viabilidade da implantação das expansões previstas e a recomendação da Eletrobras Eletronorte é que seja avaliada pela EPE uma nova subestação em outro ponto próximo a SE Ji-Paraná e a interligação entre as duas subestações seja através de duas Linhas de Transmissão em 230 kV.**
- c) Com relação a SE Porto Velho I **não há a possibilidade de implantação das expansões previstas.**

Adicionalmente, a Eletrobras Eletronorte informa que as análises supracitadas foram realizadas com as informações disponíveis na sede da empresa, por técnicos da regional de Ji-paraná e a partir da análise de imagens de satélite disponibilizadas pelo Google Earth. Uma análise mais aprimorada deverá ser realizada através de uma visita técnica a campo, **em momento oportuno. Ou seja, durante a elaboração dos relatórios técnicos.**

4 Análise das expansões

As informações da área de meio ambiente e fundiário da Eletrobras Eletronorte – EEMT e EEMF - foram obtidas a partir da análise de imagens de satélite disponibilizadas pelo Google Earth e informações fornecidas por técnicos da regional de Ji-Paraná.

SE Vilhena:

De acordo com a área de projeto de subestações da Eletrobras Eletronorte - EETS - a implantação somente será possível com a aquisição de terreno indicado na **figura 1**.



Figura 1 – Terreno indicado para expansão da SE Vilhena.

A EEMT informa que área para a expansão da SE Vilhena não apresenta nenhuma limitação relacionada a áreas protegidas (unidades de conservação, terras indígenas, APPs, etc). Contudo, a maior parte da área apresenta vegetação em grau intermediário de conservação.

As imagens de satélite disponibilizadas pelo Google Earth mostram as áreas vizinhas a SE Vilhena como desocupadas, com utilização mais provável para pasto ou agricultura. Além disto, a área localiza-se a mais de 10 km do centro urbano da cidade de Vilhena/RO. Estes fatores levam a EEMF a indicar a valorização de terra como possivelmente compatível com área rural. Todavia a defasagem das imagens utilizadas (datadas de setembro/2015) torna importante a averiguação das atuais condições de ocupação e preço da região.

A Secretaria de Estado do Desenvolvimento de Rondônia é mais criteriosa na concessão de licenças ambientais. Em situações similares, foi exigido inventário florestal 100% e a elaboração de Relatório

de Acompanhamento da Construção, além de comprovações relacionadas à regularização fundiária do terreno, como parte do processo de licenciamento ambiental de novas áreas.

SE Ji-Paraná:

De acordo com a área EETS a implantação somente será possível com a aquisição de terreno indicado na **Figura 2**.



Figura 2 – Terreno indicado para expansão da SE Ji-Paraná.

Na análise da EEMF, com relação às características fundiárias da região, as imagens de satélite do Google Earth mostram as áreas vizinhas a SE Ji-Paraná como desocupadas. Todavia, devido à proximidade da cidade e do crescimento urbano na região em direção à área da subestação (na **figura 3** é perceptível que houve, entre 2005 e 2013, um crescimento de loteamentos na região), são indicativos de valorização de terra como urbana ou de expansão urbana. Todavia a defasagem das imagens utilizadas (datadas de abril/2013) torna importante a averiguação das atuais condições de ocupação e preço da região.

Todavia, a EEMT informa que a área escolhida para a expansão da SE Ji-Paraná localiza-se próxima ao Igarapé Nazaré, afluente do Rio Ji-Paraná (Rio Machado). Este igarapé apresenta área de preservação permanente variável, conforme largura do curso d'água. Mesmo no trecho de maior proximidade a referida APP não é atingida pela área da expansão da SE.

No interior da área da expansão é observada área desmatada, área de extração de areia e uma nascente.



Figura 3 – Comparativo de imagens das áreas próximas à SE Ji-Paraná em 2005 (esq.) e 2013 (dir.)

Segundo o Código Florestal, Lei nº 12.651/2012, são consideradas áreas de preservação permanente o entorno das nascentes e dos olhos d'água perenes, qualquer que seja sua situação topográfica, no raio mínimo de 50 (cinquenta) metros.

Dessa forma, o licenciamento ambiental da área é inviável.

SE Porto Velho I:

De acordo com a EETS não é possível à ampliação, pois no local onde seria possível a expansão existe a TERMONORTE, conforme **Figura 4**.



Figura 4 – Terreno indicado para expansão da SE Porto Velho I.

5 Referências

- [1] – Ofício nº1528/EPE/2016 de 27 de dezembro de 2016 da EPE – Empresa de Pesquisa energética.
[2] – Comunicação Interna – CI-EETS-006/2017.

6 Equipe Técnica

Coordenação Geral:

Luiz Cláudio de Oliveira Coutinho - Superintendência de Planejamento - EPP

Coordenação Técnica:

Jader Fernandes de Jesus - **Gerência de Planejamento da Expansão da Transmissão - EPPT**

Carlos Magno Camargo - **Gerência de Subestação - EETS**

Marcos César de Araújo - **Gerência de Linha de Transmissão - EETL**

Arielton Dias dos Santos - **Gerência de Ações Fundiárias - EEMF**

Emerson Guimarães Pereira - **Gerência de Meio Ambiente de Empr. de Transmissão - EEMT**

Equipe técnica:

Mauricio Regos Ransolim - EPPT

Pedro Aleixo Ferreira Brandini - EPPT

Isa Helena Castro Carramaschi - EETL

Raoni Silva Carneiro - EEMT

Sergio A. Souza - EEMT

Paulo Sergio Santos Cassis - EEMF

Gustavo Nunes Pereira - EEMF

Lucio Sinicio - EETS

Mario Augusto Bucchianeri – EETS

Hh envolvido na elaboração do presente documento: 140

17.3.3 SE Cuiabá

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 27/12/2016
		Revisão:
		Página 1 de 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Reforço à Interligação AC-RO e Integração de novas UHEs

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Cuiabá 500/230 kV

Concessionária Proprietária: TME – Transmissora Matogrossense de Energia

1. Módulos de Manobra

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

2. Módulos de Equipamentos

☐	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV)	Fase:
☐	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV)	Fase:
☒	Reator	Quantidade: 4	Potência (Mvar): 45,3	Tensão (kV): 500	Fase: 1Ø
☒	Reator	Quantidade: 4	Potência (Mvar): 53,3	Tensão (kV): 500	Fase: 1Ø
☐	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
☐	Compensador Estático	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:

3. Diagrama Unifilar

O diagrama unifilar da alternativa proposta encontra-se anexado no final deste formulário.

4. Observações:

(1) O segundo circuito Jauru – Cuiabá 500 kV com previsão de entrada em operação em 2019 já foi considerado como existente no diagrama unifilar e na contabilização das interligações de barra.

(2)

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





Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 27/12/2016

Revisão:

Página 2 de 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

1. Módulos de Manobra

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

2. Módulos de Equipamentos

☐	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV):	Fase:	
☐	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV):	Fase:	
☒	Reator	Quantidade: 4	Potência (Mvar): 53,3	Tensão (kV): 500	Fase: 1φ	
☐	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Compensador Estático	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? ☒ Sim Área Prevista: 34 ha
☐ Não

4. Outros

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

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

Data: 27/12/2016

Revisão:

Página 3 de 4

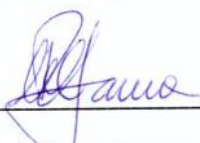
INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

Informamos que a TME não é proprietária da SE Cuiabá, e que portanto as informações aqui colocadas foram repassadas pela AETE proprietária desta subestação.

Rio de Janeiro, 27 de dezembro de 2016

Data da Solicitação



p/ José Marcos Bressane

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

17.01.17

Data da Entrega do Formulário



Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Raul Fernando Ferreira
Diretor Técnico

Cargo: Transmissora Matogrossense de Energia



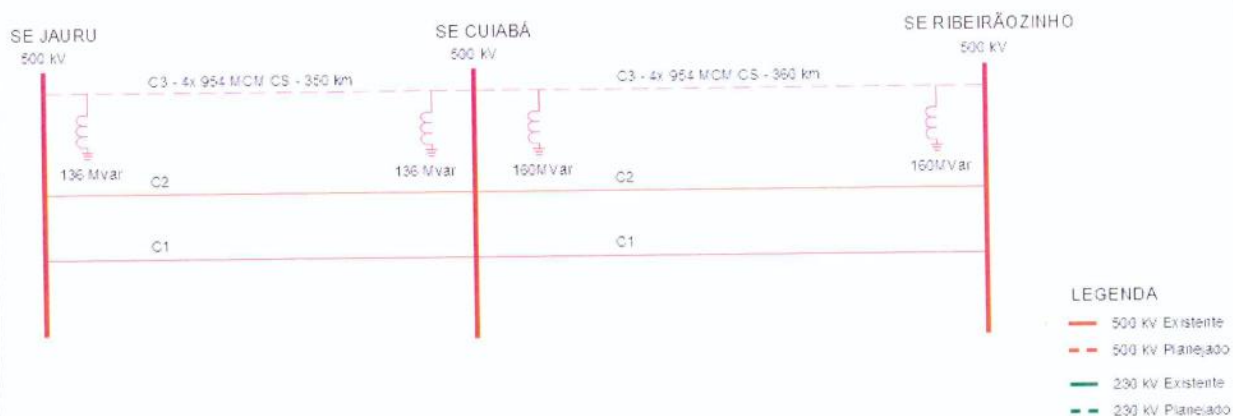
Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 27/12/2016

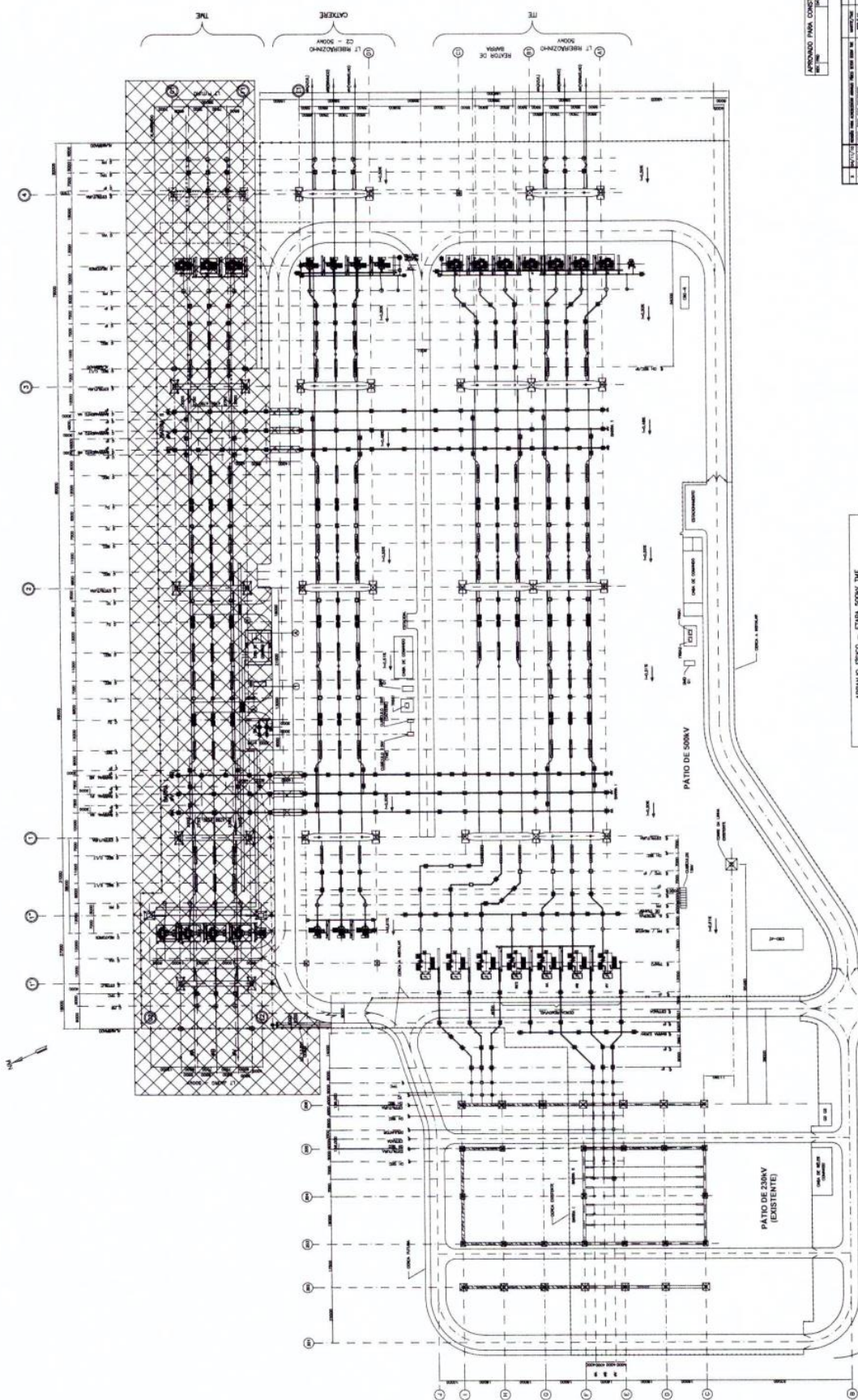
Revisão:

Página 4 de 4

ANEXO - DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA



09

APPROVED PARA CONSTRUÇÃO
15/10/2015[illegible][illegible]

ACQUISITION OF SPANISH

20794	-	1833	6528	-	SOUTHWESTERN CO. CHRYSLER	-	724-4-1-80-145
20795	-	1833	6528	-	SOUTHWESTERN CO. CHRYSLER	-	724-4-1-80-145
20796	-	1833	6528	-	SOUTHWESTERN CO. CHRYSLER	-	724-4-1-80-145

PROGRAMA FISICO - ETAPA 500KV TME

STUDY

1

17.4 Anexo IV – Fichas PET/ PELP

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento:	UF: RO
SE 500/230 kV COLETORA PORTO VELHO (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2028
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Adequação de equipamento e conexões aos padrões vigentes e aumento da confiabilidade do subsistema AC-RO

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

1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 200 MVA 1Φ	53.138,44
1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	14.564,54
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	9.169,76
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	14.015,87

Total de Investimentos Previstos:	90.888,61
--	------------------

Situação atual:

Observações:

Novo transformador e conexões, em substituição ao antigo TF-13

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: SE 500/230 kV COLETORA PORTO VELHO (Ampliação/Adequação)	UF: RO
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2028
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Ampliação da capacidade de transmissão do subsistema AC-RO

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

2° ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	39.853,83
1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	14.564,54
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	9.169,76
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	14.015,87

Total de Investimentos Previstos:	77.604,00
--	------------------

Situação atual:

Observações:

Novo transformador TF-16, condicionado à efetiva operação dos bipolos em modo de transmissão reversa.

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: SE 500/230 kV COLETORA PORTO VELHO (Ampliação/Adequação)	UF: RO
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2028
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Ampliação da capacidade de transmissão do subsistema AC-RO

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

Compensador Síncrono 69 kV, 3 x (-180/+300) Mvar	314.361,84
3 CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	45.556,41
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	14.015,87
MIG-A	3.112,69

Total de Investimentos Previstos: **377.046,81**

Situação atual:

Observações:

Condicionado à efetiva operação dos bipolos em modo de transmissão reversa.

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento:	UF: RO
SE 500/230 kV VILHENA 2 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2028
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Ampliação da capacidade de transmissão do subsistema AC-RO

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

1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 200 MVA 1Φ	62.094,40
1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	14.295,63
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	8.999,41
2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	27.481,46
Compensador Síncrono 69 kV, 1 x (-90/+150) Mvar	67.743,10
1 CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4	8.919,00
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ	23.756,04
1 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	11.229,67
MIG (Terreno Rural)	23.944,06
MIM - 500 kV	8.264,95
MIM - 230 kV	2.226,56

Total de Investimentos Previstos: 258.954,28

Situação atual:

Observações:

O reator de barra da subestação deve compartilhar sua fase reserva com os reatores da LT 500kV Jauru - Vilhena, C1

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.

Sistema Interligado da Região CENTRO-OESTE

Empreendimento:	UF: MT
LT 500 kV JAURU - VILHENA 2, C1 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2028
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Ampliação da capacidade de transmissão do subsistema AC-RO

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

Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 347 km	809.609,99
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ // Jauru	23.714,08
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Jauru	3.528,41
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 55 Mvar 1Φ // Vilhena 2	17.785,56
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Vilhena 2	3.528,41
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Jauru	12.740,72
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Vilhena 2	12.740,72
MIG-A // Jauru	3.113,46

Total de Investimentos Previstos: **886.761,35**

Situação atual:

Observações:

Os reatores de linha do terminal Vilhena 2 devem compartilhar a fase reserva com o reator de barra da subestação

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento:	UF: RO
LT 230 kV VILHENA 2 - VILHENA, C1 e C2 (CS) (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2028
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses
Justificativa:	
Ampliação da capacidade de transmissão do subsistema AC-RO	

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

Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 5 km	5.685,40
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 5 km	5.685,40
2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Vilhena 2	19.903,90
2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Vilhena	19.903,90
MIM - 230 kV // Vilhena 2	2.226,56
MIM - 230 kV // Vilhena	2.226,56
MIG-A // Vilhena	2.900,06

Total de Investimentos Previstos: 58.531,78

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: SECC LT 230 kV ABUNÃ - PORTO VELHO, C1, NA SE COLETORA PORTO VELHO (Nova)	UF: RO
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2028
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Ampliação da capacidade de transmissão do subsistema AC-RO

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

Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 1 km	1.837,16
2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	20.282,82

Total de Investimentos Previstos:	22.119,98
--	------------------

Situação atual:

Observações:

Condicionado à efetiva operação dos bipolos em modo de transmissão reversa.

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: SECC LT 230 kV ABUNÃ - PORTO VELHO, C2, NA SE COLETORA PV (Nova)	UF: RO
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2028
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Ampliação da capacidade de transmissão do subsistema AC-RO

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

Circuito Simples 230kV, ACAR 18/19 2 x 850 MCM, 1 km	981,74
Circuito Simples 230kV, ACAR 18/19 2 x 850 MCM, 1 km	981,74
2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	20.282,82

Total de Investimentos Previstos: **22.246,30**

Situação atual:

Observações:

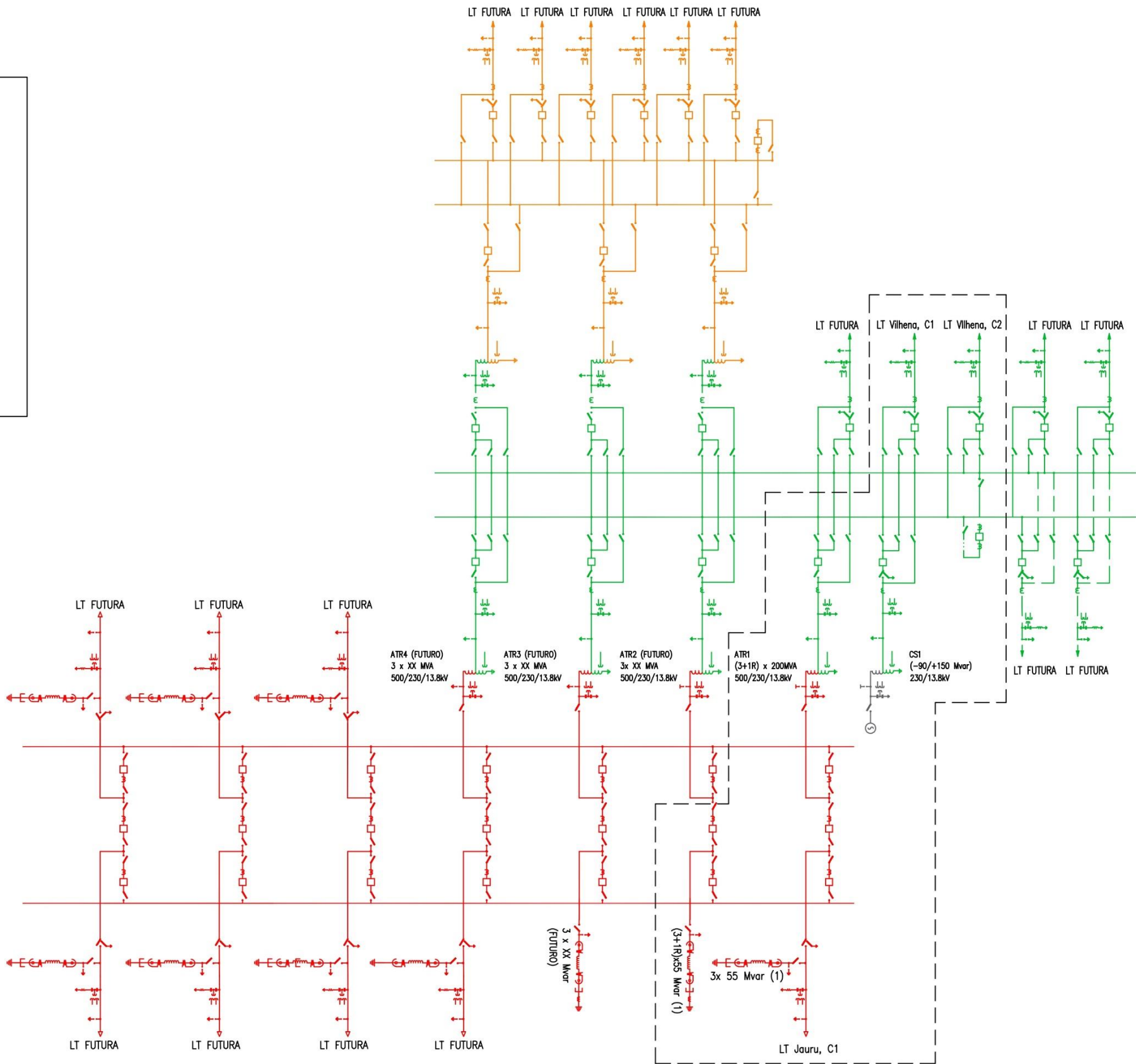
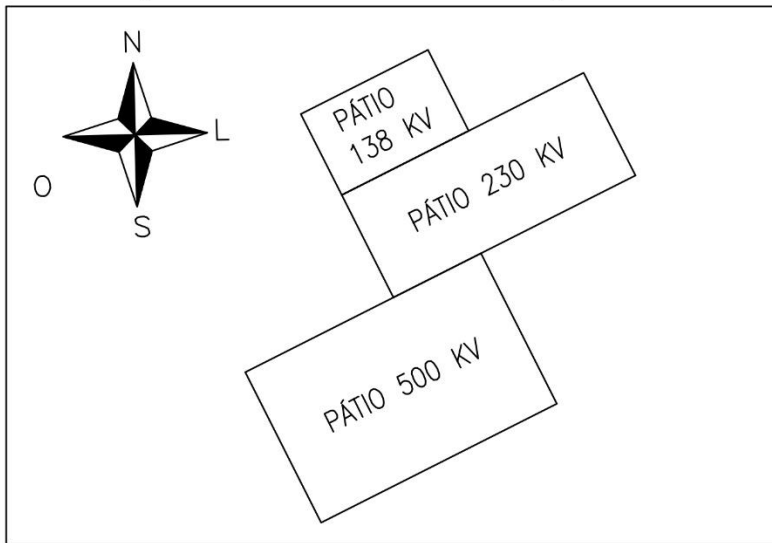
Condicionado à efetiva operação dos bipolos em modo de transmissão reversa.

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.

SE 500/230/138 kV VILHENA 2
CONFIGURAÇÃO FINAL (373.375 m²)

CONFIGURAÇÃO PROPOSTA PARA A SUBESTAÇÃO



LEGENDA

- SETOR 500 KV
- SETOR 230 KV
- SETOR 138 KV
- - - ELEMENTOS INDICADOS PARA LICITAÇÃO IMEDIATA

(1) CONSIDERAR UMA ÚNICA FASE RESERVA PARA O REATOR DE BARRA E PARA OS REATORES DE LINHA DA LT 500 KV JAURU – VILHENA 2, C1

