



Estudos para expansão da transmissão Relatório R1

**Soluções para aumento da confiabilidade no
atendimento às cargas de Feijó e Cruzeiro do Sul**

DEZEMBRO DE 2025

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

Marcelo Luiz de Carvalho Moura Moreira

Tiago Veiga Madureira

epe

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 DO ESTADO DO ACRE VISANDO PROVER MAIOR CONFIABILIDADE PARA O ATENDIMENTO ÀS SUBESTAÇÕES DE FEIJÓ E CRUZEIRO DO SUL. 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
Gustavo Cerqueira Ataíde



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
Carlos Eduardo Cabral Carvalho

<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-021/2025 Soluções para aumento da confiabilidade no atendimento às cargas de Feijó e Cruzeiro do Sul					
<i>Revisões</i> rev0	<table> <tr> <th><i>Data</i></th> <th><i>Descrição sucinta</i></th> </tr> <tr> <td>12/12/2025</td> <td>Emissão Original</td> </tr> </table>	<i>Data</i>	<i>Descrição sucinta</i>	12/12/2025	Emissão Original
<i>Data</i>	<i>Descrição sucinta</i>				
12/12/2025	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	11
2 CONCLUSÕES	12
3 RECOMENDAÇÕES.....	14
3.1 Recomendações Gerais.....	14
3.2 Recomendações para relatórios R2	16
3.3 Recomendações para os relatórios R3 e R5.....	16
3.4 Recomendações para o relatório R4.....	16
4 PREMISSAS E CRITÉRIOS	17
4.1 Parâmetros Econômicos	17
4.2 Perdas Elétricas	17
4.3 Limites de Carregamento e Tensão	17
5 SOLUÇÕES PARA O PERÍODO CONJUNTURAL.....	19
5.1 Contextualização do sistema	19
5.2 Períodos de curto prazo e conjuntural	20
5.3 Metodologia para dimensionamento do sistema de armazenamento.....	21
5.4 Análise Econômica	23
5.4.1 Custos relativos às gerações termelétricas	24
5.4.2 Custos relativos às interrupções	25
5.4.3 Custos relativos ao sistema de armazenamento.....	27
5.4.4 Comparação econômica.....	27
5.5 Desempenho da solução conjuntural	29
6 SOLUÇÕES PARA O PERÍODO ESTRUTURAL.....	35
6.1 Considerações sobre os circuitos Rio Branco – Feijó e Feijó – Cruzeiro do Sul, C1.....	35
6.1.1 Aspectos socioambientais	36
6.1.2 Aspectos elétricos.....	37
6.2 Obras comuns	38
6.2.1 Adequação do arranjo da SE Rio Branco I	38
6.2.2 Terceiro transformador 230/69kV da SE Cruzeiro do Sul	39
6.3 Descrição das Alternativas	40
6.3.1 Alternativa 1 – Reforço via SE Rio Branco – Apenas estruturas CS.....	40
6.3.2 Alternativa 2 – Reforço via SE Rio Branco – Estruturas CS e D2.....	41
6.3.3 Alternativa 3 – Reforço via SE Tucumã – Apenas estruturas CS.....	42
6.3.4 Alternativa 4 – Reforço via SE Tucumã – Estruturas CS e D2	43
6.4 Análise Econômica	44
7 ANÁLISE DE SOBRETENSÕES À FREQUENCIA FUNDAMENTAL.....	46
7.1 Energização	46
7.2 Rejeição.....	47
8 ANÁLISE DE RESSONÂNCIA E EXTINÇÃO DE ARCO SECUNDÁRIO	48

8.1	Procedimentos e Critérios de Análise	48
8.2	LT 230 kV Tucumã – Feijó, C1.....	49
8.3	LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C2	52
8.3.1	Cenário 1: Reator manobrável desligado	52
8.3.2	Cenário 2: Reator manobrável ligado.....	55
9	AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS.....	57
9.1	Dados e Premissas.....	57
9.2	Critérios para Análises Elétricas e Comparações	59
9.3	Avaliações Econômicas	59
9.3.1	Seleção dos cabos condutores – LT1: LT Tucumã – Feijó, C1, CS.....	59
9.3.2	Seleção dos cabos condutores – LT2: LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C2, CS e CD	60
9.4	Características Técnicas da Solução de Referência	60
9.4.1	Características elétricas – LT1: LT 230 kV Tucumã – Feijó, C1, CS	60
9.4.2	Características construtivas – LT1: LT 230 kV Tucumã – Feijó, C1, CS	61
9.4.3	Características elétricas – LT2: LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C2, CS e CD.....	61
9.4.4	Características construtivas – LT2: LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C2, CS.....	63
9.4.5	Estimativas iniciais para faixa de segurança.....	63
10	ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO	64
11	ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL.....	66
12	REFERÊNCIAS	67
13	ANEXOS	69
13.1	Anexo I – Plano de Obras Detalhado - Soluções estruturais	70
13.1.1	Alternativa 1 – Reforço via SE Rio Branco – Apenas estruturas CS.....	70
13.1.2	Alternativa 2 – Reforço via SE Rio Branco – Estruturas CS e D2.....	71
13.1.3	Alternativa 3 – Reforço via SE Tucumã – Apenas estruturas CS.....	72
13.1.4	Alternativa 4 – Reforço via SE Tucumã – Estruturas CS e D2	73
13.2	Plano de Obras Completo – Alternativa Recomendada – Após Otimização e Obras comuns 74	
13.3	Anexo II –Viabilidade Técnica das Expansões	76
13.3.1	SE Tucumã	76
13.3.2	SE Feijó	78
13.3.3	SE Cruzeiro do Sul.....	79
13.4	Anexo III - Modelagem usada para o SAEB nas simulações.....	80
13.4.1	Visão Geral do Modelo	80
13.4.2	Variáveis e Parâmetros Chave	80
13.4.3	Lógica de Operação	81
13.5	Anexo IV – Fichas PET/ PELP	83
13.6	Anexo V – Projeções de carga das localidades	86
13.7	Anexo VI – Lista de desligamentos na rede Feijó – Cruzeiro do Sul	89
13.8	Anexo VII – Tabelas de Comparação R1 x R3.....	94
13.8.1	Tabela de recomendação para o corredor da LT 230 kV Tucumã – Feijó, C1	94
13.8.2	Tabela de recomendação para o corredor da LT 230 kV Cruzeiro do Sul – Feijó, C2.....	95

LISTA DE FIGURAS

Figura 3-1 - Representação esquemática da alternativa recomendada – Alternativa 4	14
Figura 5-1 - Projeção das demandas máximas noturnas e diurnas, atendidas pelas SEs Feijó e Cruzeiro do Sul.	21
Figura 5-2 - Capacidade do sistema de armazenamento e projeções de cargas das localidades	23
Figura 5-3 - Síntese dos resultados da comparação econômica BESS x UTEs para atendimento ao critério N-1 no período 2027-2032.....	28
Figura 5-4 - Diagrama eletro geográfico da rede de interesse.	29
Figura 5-5 - Sistema íntegro, em condição normal, com BESS plenamente carregado e disponível.....	30
Figura 5-6 - Sistema com indisponibilidade da LT Feijó – Rio Branco, C1, em condição de contingência, com BESS fornecendo potência para a rede local.....	31
Figura 5-7 - Comportamento da rede em modo interligado e isolado, com ciclos de carga e descarga.....	32
Figura 5-8 - Atuação do BESS com suporte de potência ativa em ciclos de descarga e contribuição reativa para controle do perfil de tensão em 69 kV.....	33
Figura 5-9 - Fluxos de potência com destaque às curvas de cargas locais (curvas azul, verde e vermelha) e do BESS (curva roxa).....	34
Figura 6-1 - Aspectos socioambientais do corredor Feijó - Cruzeiro do Sul.	35
Figura 6-2 - Representação esquemática da SE Rio Branco, com destaque para os vãos a serem adequados para arranjo BD4.	38
Figura 6-3 - Carregamentos previstos para a transformação 230/69kV da SE Cruzeiro do Sul, em condição normal e contingências.....	39
Figura 6-4 - Representação esquemática da alternativa 1.	40
Figura 6-5 - Representação esquemática da alternativa 2.	41
Figura 6-6 - Representação esquemática da alternativa 3.	42
Figura 6-7 - Representação esquemática da alternativa 4.	43
Figura 6-8 - Comparação econômica entre as alternativas estudadas, rendimento necessários e perdas elétricas.	45
Figura 7-1 - Energização da LT 230 kV Tucumã– Feijó, C1 com reator de linha fixo, iniciando pelo terminal de Tucumã.	46
Figura 7-2 - Energização da LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C2 com reator de linha fixo, iniciando pelo terminal de Feijó.	47
Figura 7-3 - Rejeição da LT 230kV Tucumã – Feijó, C1, terminal de Feijó aberto.....	47
Figura 7-4 - Rejeição da LT 230 kV Feijó– Cruzeiro do Sul, C2, terminal de Cruzeiro do Sul aberto.....	47
Figura 8-1 - Correntes de arco secundário na LT 230 kV Tucumã – Feijó, C1, valor de pico, considerando a LT 230 kV Rio Branco – Feijó, C1, em operação.	50
Figura 8-2 - Tensões induzidas de fase aberta na LT 230 kV Tucumã – Feijó, C1, valor de pico, considerando a LT 230 kV Rio Branco – Feijó, C1, em operação.	50
Figura 8-3 - Tensões induzidas de fase aberta na LT 230 kV Tucumã – Feijó, C1, valor de pico, considerando a LT 230 kV Rio Branco – Feijó, C1, com os terminais abertos e não aterrados.	51
Figura 8-4 - Tensões induzidas na LT 230 kV Rio Branco – Feijó, C1, valor de pico, com os terminais abertos e não aterrados, devido ao religamento monopolar na fase A na LT 230 kV Tucumã – Feijó, C1.	51
Figura 8-5 - Correntes de arco secundário na LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C2, valor de pico, considerando a Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, em operação.....	53
Figura 8-6 - Tensões induzidas de fase aberta na LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C2, valor de pico, considerando a Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, em operação.....	53
Figura 8-7 - Tensões induzidas de fase aberta na LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C2, valor de pico, considerando a Feijó – Cruzeiro do Sul C1, com os terminais abertos e não aterrados.....	54
Figura 8-8 - Tensões induzidas na LT 230 Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, valor de pico, com os terminais abertos e não aterrados, devido ao religamento monopolar na fase A na LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C2.	54
Figura 8-9 - Correntes nos reatores de neutro na LT 230 Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, valor de pico, com os terminais abertos e não aterrados, devido ao religamento monopolar na LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C2.	55
Figura 8-10 - Tensões induzidas de fase aberta na LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, valor de pico, com o reator manobrável em operação, antes da entrada do C2.	55
Figura 8-11 - Tensões induzidas de fase aberta na LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul C1, valor de pico, com o reator manobrável em operação, considerando C2 em operação.	56

Figura 8-12 - Tensões induzidas de fase aberta na LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, valor de pico, com o reator manobrável em operação, considerando C2 com os terminais abertos e não aterrados.....	56
Figura 9-1 - Dados técnicos básicos da LT 230 kV Tucumã – Feijó, C1, CS.....	61
Figura 9-2 - Dados técnicos básicos da LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C2, CS.	62
Figura 9-3 - Dados técnicos básicos da LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C2, CD.....	63

LISTA DE TABELAS

Tabela 3-1 - Plano de Obras – Subestações – Solução Conjuntural.....	14
Tabela 3-2 - Plano de Obras – Subestações – Solução Estrutural.....	15
Tabela 3-3 - Plano de Obras – Linhas de Transmissão – Solução Estrutural.....	15
Tabela 5-1 - Histórico de ocorrências nas LT 230 kV Rio Branco I – Feijó – Cruzeiro do Sul. Fonte: Adaptado de [11]. ..	19
Tabela 5-2 - Desligamentos programados nas LT 230 kV Rio Branco I – Feijó – Cruzeiro do Sul.	19
Tabela 5-3 - Montante de cargas críticas previstas para cada uma das localidades. Fonte: Adaptado de [13].	22
Tabela 5-7 - Manutenção da geração atual por 3 anos (2026-2028) - Considerando a usina já amortizada sem a necessidade de remuneração dos custos fixos, Cenário 1.	25
Tabela 5-8 - Manutenção da geração atual por 3 anos com nova contratação ¹ para entrar em operação em 2029 com prazo contratual até o final de 2032, Cenário 2.	25
Tabela 5-6 - Capacidade contratada das usinas nas localidades sob análise	25
Tabela 5-4 – Custos de Energia Não Suprida nas contingências das LT 230 kV Rio Branco I – Feijó – Cruzeiro do Sul. ...	26
Tabela 5-5 - Desligamentos programados nas LT 230 kV Rio Branco I – Feijó – Cruzeiro do Sul.	27
Tabela 6-1 - Custos de investimentos das alternativas.....	44
Tabela 6-2 - Composição dos custos totais das alternativas analisadas.....	44
Tabela 6-3 - Custos totais (Rendimentos Necessários e Perdas Elétricas) das alternativas	45
Tabela 8-1 - Valor de pico da corrente de arco secundário a 60 Hz na LT 230 kV Tucumã – Feijó, C1, considerando a LT 230 kV Rio Branco – Feijó, C1, em operação.	49
Tabela 8-2 - Valor de pico da corrente de arco secundário a 60 Hz na LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C2, considerando a LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, em operação.	52
Tabela 9-1 - Novas Linhas de Transmissão aéreas.....	57
Tabela 9-2 - Dados do ambiente.....	57
Tabela 9-3 - Dados para avaliação econômica.....	58
Tabela 9-4 - Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas – LT1.	58
Tabela 9-5 - Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas – LT2.	58
Tabela 9-6 - Dados do sistema – Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação.	58
Tabela 9-7 - Configurações com menor custo total – LT1.	59
Tabela 9-8 - Configurações com menor custo total – LT2.	60
Tabela 9-9 - Características elétricas básicas da LT 230 kV Tucumã – Feijó, C1, CS.	60
Tabela 9-10 - Coordenadas da silhueta típica da LT 230 kV em CS.....	61
Tabela 9-11 Características elétricas básicas da LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C2, CS	62
Tabela 9-12 Características elétricas básicas da LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C2, CD	62
Tabela 9-13 Coordenadas da silhueta típica da LT 230 kV em CS.....	63
Tabela 9-14 Estimativas iniciais para faixa de segurança	63
Tabela 10-1 - Comparativo dos níveis de curto-circuito mínimos com e sem os reforços propostos.....	64
Tabela 10-2 - Comparativo dos níveis de curto-circuito máximos com e sem os reforços propostos	64
Tabela 13-1 - Projeção de potência instalada de MMDG nos barramentos da distribuidora Energisa Acre, em destaque os barramentos da região de análise do estudo.....	86
Tabela 13-2 - Projeção da carga líquida máxima noturna nos barramentos da distribuidora Energisa Acre, em destaque os barramentos da região de análise do estudo.....	86
Tabela 13-3 - Projeção da carga líquida máxima diurna nos barramentos da distribuidora Energisa Acre, em destaque os barramentos da região de análise do estudo.	87
Tabela 13-4 - Projeção da carga líquida mínima noturna nos barramentos da distribuidora Energisa Acre, em destaque os barramentos da região de análise do estudo.....	87
Tabela 13-5 - Projeção da carga líquida mínima diurna nos barramentos da distribuidora Energisa Acre, em destaque os barramentos da região de análise do estudo.	88

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

A integração das regiões de Cruzeiro do Sul e Feijó ao Sistema Interligado Nacional (SIN) tem sido um tema recorrente no planejamento da transmissão de energia no Brasil, dado o seu impacto na confiabilidade e na redução dos custos operacionais. Com a entrada em operação da SE Feijó 230/69 kV em junho de 2023, houve a interligação dos sistemas isolados de Feijó e Tarauacá ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Posteriormente, as cargas da região de Cruzeiro do Sul, integradas ao SIN através da SE Cruzeiro do Sul 230/69 kV, interligada pela LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, em dezembro de 2024.

Atualmente, em casos de contingência de circuitos do eixo 230 kV Rio Branco - Feijó – Cruzeiro do Sul, são esperados cortes de carga, tendo em vista o atendimento realizado com critério de confiabilidade N às localidades. Com isso, surgem desafios para garantir a confiabilidade necessária ao atendimento dessas regiões, especialmente em relação ao critério “N-1”, na indisponibilidade das LT 230 kV Rio Branco - Feijó e Feijó - Cruzeiro do Sul, que formarão um radial singelo. Em resposta aos desafios iminentes, o MME solicitou à EPE e ONS, por meio do Ofício-Circular [1], a realização de estudos para garantir o suprimento de energia as localidades de Cruzeiro do Sul e Feijó após o término dos contratos das termelétricas.

A solução foi solicitada para ser desenhada em dois períodos:

Período 1 - Conjuntural: Planejamento de medidas de curto prazo para manter o suprimento de energia entre o término dos contratos das termelétricas e a implementação de soluções estruturais.

Período 2 - Estrutural: Expansão das redes de transmissão/distribuição para cumprir o critério N-1, eliminando a necessidade de recursos da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) para garantir a confiabilidade do fornecimento de energia.

1.2 Objetivos Gerais

A presente análise tem como foco a revisão das soluções propostas anteriormente, com ênfase na ampliação da confiabilidade do suprimento energético às regiões de Cruzeiro do Sul e Feijó. Esse estudo está em consonância com a solicitação formalizada pelo Ministério de Minas e Energia (MME) no Ofício-Circular nº 29/2023/DPOTI/SNTEP-MME [2], o qual destaca a necessidade de avaliação de critérios de planejamento mais robustos para a linha de transmissão de 230 kV Rio Branco - Feijó - Cruzeiro do Sul.

O estudo considera os aspectos técnicos e econômicos para garantir a segurança operacional do sistema, minimizando os riscos de interrupção do suprimento e otimizando a infraestrutura planejada. Este documento busca apresentar uma solução que atenda às diretrizes do MME e aos Procedimentos de Rede do ONS, assegurando um suprimento elétrico confiável e alinhado às metas de eficiência e modicidade tarifária do setor elétrico brasileiro.

2 CONCLUSÕES

Através das análises realizadas foi possível concluir a necessidade de aumento de confiabilidade no atendimento às subestações de Feijó e Cruzeiro do Sul, no Acre. Para o período conjuntural, conforme detalhado no Capítulo 5, foram avaliadas alternativas envolvendo a nova contratação de UTEs nos municípios de Cruzeiro do Sul, Tarauacá e Feijó ou soluções de armazenamento via baterias.

A implantação de um Sistema de Armazenamento de Energia via Baterias (SAEB) de 100 MW/200 MWh, *grid-forming* (formador de rede), na SE Cruzeiro do Sul 69kV se mostrou a alternativa de melhor desempenho. São a seguir feitas algumas observações que quantificam, em termos aproximados, as vantagens da implantação desse novo sistema sob o aspecto técnico-econômico-financeiro:

- As UTEs responsáveis pelo suprimento às localidades não possuem capacidade de operação sincronizada com a rede, conforme item 5.4.1. De tal forma que sua operação com despacho prévio, para evitar interrupções momentâneas como as verificadas desde a entrada em operação da rede, não se torna eficaz, ao passo que o SAEB tem capacidade de resposta rápida para o atendimento às contingências, como exemplificado no item 5.5;
- A solução de armazenamento poderá prover respostas rápidas às contingências de curto prazo, estará harmonizada com a solução de longo prazo, ao poder suprir às cargas em contingências duplas, bem como prover demais serviços à rede, provendo uma maior flexibilidade operativa ao ONS, especialmente benéfica para a rede local do Acre, que atualmente não possui recursos de geração centralizada instalada.

As análises para o horizonte estrutural contemplaram quatro alternativas de reforço em 230 kV, combinando diferentes arranjos de circuitos entre Rio Branco ou Tucumã, Feijó e Cruzeiro do Sul, variando quanto à utilização ou não das estruturas de circuito duplo já existentes em alguns trechos da LT 230kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, conforme detalhado no Capítulo 6. As opções estudadas buscam garantir a confiabilidade no suprimento às localidades, equilibrando aspectos de robustez técnica, viabilidade de implantação e aproveitamento da infraestrutura disponível.

A Alternativa 4 apresentou mínimo custo global e sagrou-se a alternativa vencedora. Nesta alternativa é prevista a implantação das linhas de transmissão em LT 230kV Tucumã – Feijó, C1 e Feijó – Cruzeiro do Sul, C2. Em face das complexidades socioambientais do corredor Feijó – Cruzeiro do Sul, é contemplada a utilização das estruturas de circuito duplo já existentes em alguns trechos da LT Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, que conforme abordado no item 6.1, foram concebidos com requisitos de projetos especiais para minimizar quedas de torres e desligamentos simultâneos, ao mesmo tempo que visam minimizar os impactos na terra indígena Campinas/Katukina e riscos de atrasos na implantação do novo circuito.

O valor total de investimentos associados à solução recomendada perfaz aproximadamente R\$ 925,22 milhões¹ em novas instalações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, sendo R\$ 230,48 milhões correspondem à solução de armazenamento de energia, recomendada para o período conjuntural, e cerca de R\$ 694,74 milhões referem-se às obras na rede de transmissão para o período estrutural. As novas linhas de transmissão totalizam 640 km de linhas em 230 kV.

¹ Valores orçados considerando o empreendimento como pertencente ao REIDI e descontado de impostos IPI, ICMS, PIS/COFINS. Os custos de engenharia e montagem seguiram a metodologia do banco de preços ANEEL. Caso uma tributação integral no ativo, estima-se que os custos totais sejam da ordem de R\$ 397,6 milhões.

3 RECOMENDAÇÕES

3.1 Recomendações Gerais

Iniciar o processo de outorga do plano de obras da Alternativa 4, representada de maneira esquemática na Figura 3-1 e detalhada na

1) Tabela 3-1, Tabela 3-2 e Tabela 3-3.

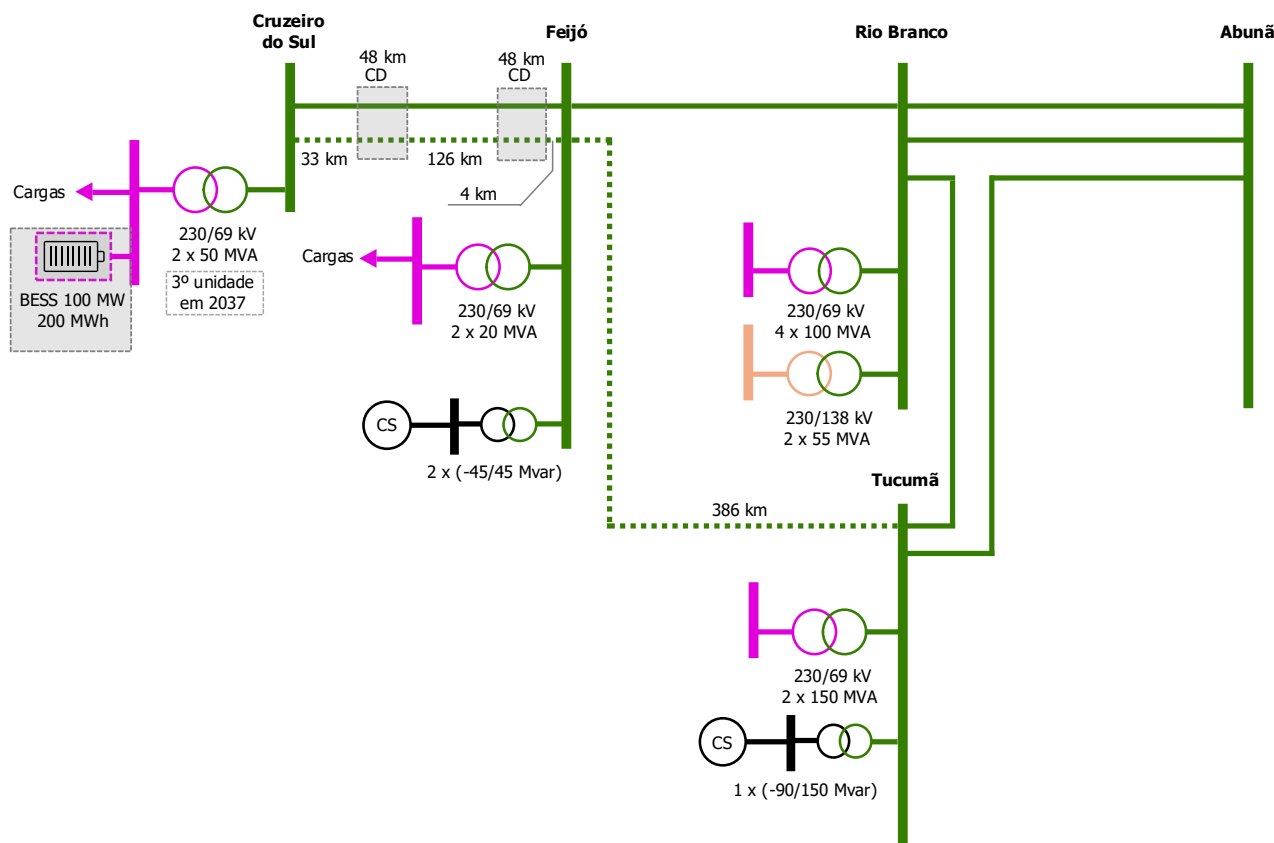


Figura 3-1 - Representação esquemática da alternativa recomendada – Alternativa 4

Tabela 3-1 - Plano de Obras – Subestações – Solução Conjuntural

Instalação	Descrição	Ano
SE Cruzeiro do Sul 230/69kV	Implantação de um SAEB ⁽²⁾ ⁽³⁾ <i>grid-forming</i> de 100 MW / 200 MWh, conectado ao barramento de 69 kV.	2028

- (1) O sistema de armazenamento deve ser capaz de detectar contingências nas LTs que suprem ambas as localidades (Rio Branco – Feijó, Tucumã – Feijó, Feijó – Cruzeiro do Sul, C1 e C2) e assumir o modo de operação de suprimento de Cruzeiro do Sul e/ou Feijó, considerando a configuração da rede 230kV.
- (2) Os sistemas deverão ter vida útil mínima de 15 anos, com pelo menos 8.000 ciclos a 60% de profundidade de descarga e eficiência *round-trip* superior a 85%².

² Foram considerados valores típicos conforme [31] e [17].

Tabela 3-2 - Plano de Obras – Subestações – Solução Estrutural

Instalação	Descrição	Ano
Rio Branco	Adequação do arranjo do associado ao vão do TR02 230/138 kV, de BPT para BD4.	2027
	Adequação do arranjo do associado ao vão do CE01	2027
	Adequação do arranjo do associado ao vão da LT 230kV Rio Branco – Tucumã, C1, de BPT para BD4.	2027
	Adequação do arranjo do associado ao vão da LT 230kV Rio Branco – Abunã, C3, de BPT para BD4.	2027
	Adequação do arranjo do associado ao vão da LT 230kV Rio Branco – Feijó, C1, de BPT para BD4.	2032
Cruzeiro do Sul	Remanejamento do RT2, reator manobrável da LT 230kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, para o barramento 230 kV da subestação.	2032
	3º ATF 230/69/13,8 kV, 1 x 50 MVA 3Φ e conexões	2037

Tabela 3-3 - Plano de Obras – Linhas de Transmissão – Solução Estrutural

Linha de Transmissão	Descrição	Ano
LT 230 kV Tucumã – Feijó, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 386 km Reator de Linha Fixo 230 kV, 3 +1R x 6,67 Mvar 1Φ Reator de Linha Fixo 230 kV, 3 +1R x 6,67 Mvar 1Φ	2032
LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 158 km Circuito Duplo ⁽¹⁾ 230 kV, instalação do segundo circuito, 1 x 795 MCM (TERN), 96 km Reator de Linha Fixo 230 kV, 3 +1R x 4,33 Mvar 1Φ – Terminal Feijó Reator de Linha Fixo 230 kV, 3 +1R x 4,33 Mvar 1Φ – Cruzeiro do Sul	2032

(1) A LT Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, recomendada no relatório [3], foi implantada com parte das estruturas autoportantes em circuito duplo, já preparadas para a instalação do segundo circuito.

- 2) Dada a longa extensão das linhas de transmissão, recomenda-se que durante a fase de projeto básico as distâncias finais, bem como os parâmetros e compensações de linha sejam cuidadosamente avaliados, a fim de evitar problemas de ressonância e permitir o religamento monopolar das LTs.
- 3) Visando evitar que uma eventual queda de torre de um circuito provoque dano/desligamento no remanescente, recomenda-se um afastamento mínimo de 70 m entre os novos circuitos e os existentes, tomando-se como referência os eixos das LT. Esse afastamento poderá ser flexibilizado na chegada das subestações, em pontos de “estrangulamento” e/ou nos cruzamentos entre circuitos, os quais devem ser minimizados. O afastamento mínimo também fica flexibilizado nos trechos onde os dois circuitos da LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul irão compartilhar estruturas de circuito duplo.
- 4) Quando da elaboração dos Relatórios R3 e R5, sejam observadas as recomendações da análise socioambiental documentada na Nota Técnica EPE-DEA-SMA 004/2025 [4]. 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.

3.2 Recomendações para relatórios R2

- 5) Tendo em vista as análises já realizadas neste relatório R1, a entrada em operação dos compensadores síncronos nas SE Tucumã e Feijó e da LT 230 kV Rio Branco – Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, entende-se que os relatórios R2 relativos aos novos circuitos de 230 kV Tucumã – Feijó, C1, e Feijó – Cruzeiro do Sul, C2, podem ser dispensados. Entretanto, sugere-se que, caso sejam identificadas nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores elevadas sobretensões, correntes e/ou energias nos para-raios de óxido metálico, bem como algum fenômeno de interação relevante entre o elemento objeto dos estudos e a rede elétrica adjacente e/ou equipamentos, seja considerada a adoção de medidas mitigatórias para redução dos impactos dos Transitórios Eletromagnéticos de Manobra.

3.3 Recomendações para os relatórios R3 e R5

- 6) Conforme detalhado na Nota Técnica [4], recomenda-se a elaboração dos relatórios R3 e R5 para as LTs 230kV Tucumã – Feijó, C1 e Feijó – Cruzeiro do Sul, C2.

3.4 Recomendações para o relatório R4

- 7) Recomenda-se a elaboração dos relatórios para as subestações de Tucumã, Feijó e Cruzeiro do Sul. Durante a elaboração, devem ser observadas as orientações das saídas de linhas previstas, conforme [4], de modo a minimizar os cruzamentos de linhas de transmissão ou “anzóis” nas subestações acessadas.

4 PREMISSAS E CRITÉRIOS

De forma a definir o comportamento de longo prazo do sistema para cada alternativa analisada foi estabelecido como período de estudo os anos de 2027 a 2039.

Para elaboração da documentação necessária para se recomendar à ANEEL uma nova instalação de transmissão integrante da Rede Básica foram consideradas as diretrizes constantes no documento “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica” [2], da EPE.

Os critérios e procedimentos adotados neste estudo também estão de acordo com o documento “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão - CCPE/CTET” [3].

4.1 Parâmetros Econômicos

Os custos foram calculados conforme [5], 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 [6].

4.2 Perdas Elétricas

A valoração das perdas elétricas foi realizada com base no custo marginal de expansão médio calculado em [7], cujo valor foi de 199,96 R\$/MWh.

Foram utilizados para o cálculo das perdas seis casos de fluxo de potência, sendo a combinação dos patamares de carga de cargas Máximas Noturnas e Diurnas e Mínima Noturna, e dos cenários Norte Úmido e Norte Seco. A ponderação da permanência dos cenários foi a seguinte:

- Carga Máxima Diurna – Período Seco: 29,17%;
- Carga Máxima Diurna – Período Úmido: 20,83%;
- Carga Máxima Noturna – Período Seco: 7,29%;
- Carga Máxima Noturna – Período Úmido: 5,21%;
- Carga Mínima Noturna – Período Seco: 21,88%;
- Carga Mínima Noturna – Período Úmido: 15,63%;

4.3 Limites de Carregamento e Tensão

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 [8], 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 [9].

Os limites de tensão considerados para avaliação do desempenho das alternativas estão em conformidade com [10].

5 SOLUÇÕES PARA O PERÍODO CONJUNTURAL

5.1 Contextualização do sistema

As regiões de Feijó e Cruzeiro do Sul, no Acre, eram atendidas exclusivamente por geração térmica local até a recente integração ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa integração ocorreu em duas etapas: em junho de 2023, com a energização da LT 230 kV Rio Branco – Feijó C1 e da SE Feijó 230/69 kV, e em dezembro de 2024, com a entrada em operação da LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul C1 e da SE Cruzeiro do Sul 230/69 kV.

Embora a solução adotada tenha priorizado o menor custo e a mitigação de impactos socioambientais, optando inicialmente por linhas em circuito simples, essa configuração deixou a região dependente de um único eixo de suprimento, sem redundância plena em caso de contingências. Nesse contexto, as usinas termelétricas locais passaram a operar apenas como backup, enquanto ainda vigentes seus contratos.

O curto intervalo entre a energização de Cruzeiro do Sul (dezembro de 2024) e o término contratual da geração local (setembro de 2025) coincidiu com um histórico significativo de ocorrências na rede: onze interrupções entre outubro de 2024 e fevereiro de 2025, além de quatro desligamentos programados em 2025 que demandaram acionamento das térmicas por até sete horas.

Tabela 5-1 - Histórico de ocorrências nas LT 230 kV Rio Branco I – Feijó – Cruzeiro do Sul. Fonte: Adaptado de [11].

Data	Causa	Corte de Carga [MW]	Duração da Interrupção	Geração Térmica [MW]
04/10/2024	Indeterminada	9,22	31min	0
08/10/2024	Descarga atmosférica	9,98	25min	0
13/10/2024	Descarga atmosférica	8,27	34min	0
19/10/2024	Acidental durante intervenção	7,86	1h16min	0
29/11/2024	Descarga atmosférica	7,55	31min	0
22/01/2025	Ninho de pássaros	19,97	59min	0
28/01/2025	Acidental durante intervenção	8,90	8min	0
16/02/2025	Acidental durante intervenção	33,08	1h20min	0
16/02/2025	Acidental durante intervenção	33,16	1h13min	0
20/02/2025	Incêndio no reator	34,32	42min	0
20/02/2025	Acidental durante intervenção	22,40	44min	0

Tabela 5-2 - Desligamentos programados nas LT 230 kV Rio Branco I – Feijó – Cruzeiro do Sul.

Data	Causa	Corte de Carga [MW]	Duração da Intervenção	Geração Térmica [MW]	Duração do Despacho ⁽¹⁾
16/04/2025	Desconexão do reator 1 fixo da SE Feijó	0	53min	32,5	5h32min
26/04/2025	Conexão do reator 1 fixo da SE Feijó	0	35min	32,5	6h40min
05/06/2025	Desconexão do reator 2 fixo da SE Feijó	0	7min	30,0	5h46min
16/06/2025	Conexão do reator 2 fixo da SE Feijó	0	6min	24,4	5h38min

(1) Informações encaminhadas pela distribuidora Energisa Acre

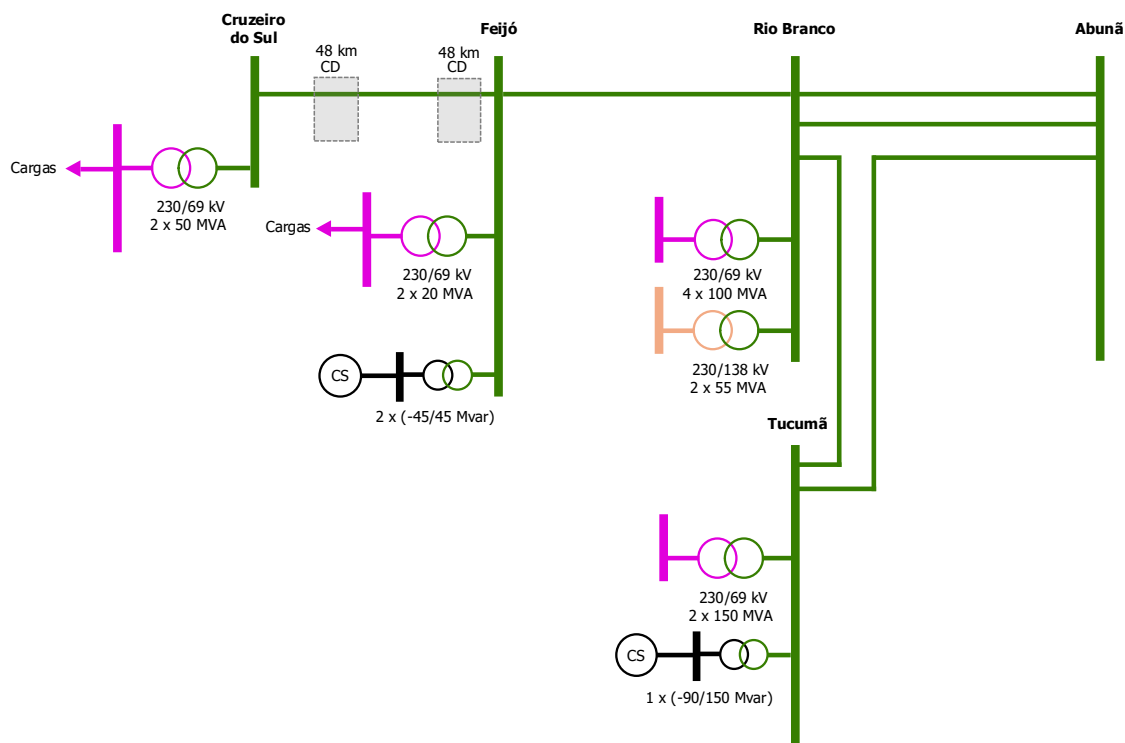
5.2 Períodos de curto prazo e conjuntural

Considerando as características das interrupções recentes e a limitação operacional das usinas termelétricas locais, que não possuem capacidade de operação sincronizada com o SIN, foram desenvolvidos estudos para o dimensionamento de soluções de armazenamento de energia no atendimento às localidades de Feijó e Cruzeiro do Sul.

Embora os sistemas de armazenamento apresentem prazos de implantação relativamente curtos, com experiências demonstrando viabilidade em até 18 meses [12], é oportuno que o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) avalie oportunidade de extensão temporária dos parques térmicos locais existentes, seja por meio de um aditamento dos contratos e/ou a nova realização de um leilão para sistemas. Tal medida permitiria manter uma camada adicional de segurança operacional durante o período de implantação das soluções de armazenamento descritas nas seções seguintes.

Adicionalmente, cabe à transmissora responsável intensificar ações de treinamento das equipes de operação e de manutenção preventiva, de modo a reduzir o risco de desligamentos acidentais ou evitáveis, como alguns dos registros observados na Tabela 5-1. Essas medidas complementares são fundamentais para assegurar maior confiabilidade no curto prazo, enquanto se avança na implementação das alternativas conjunturais de armazenamento.

Figure 5-1 - Representação esquemática do sistema de suprimento atual para as localidades.

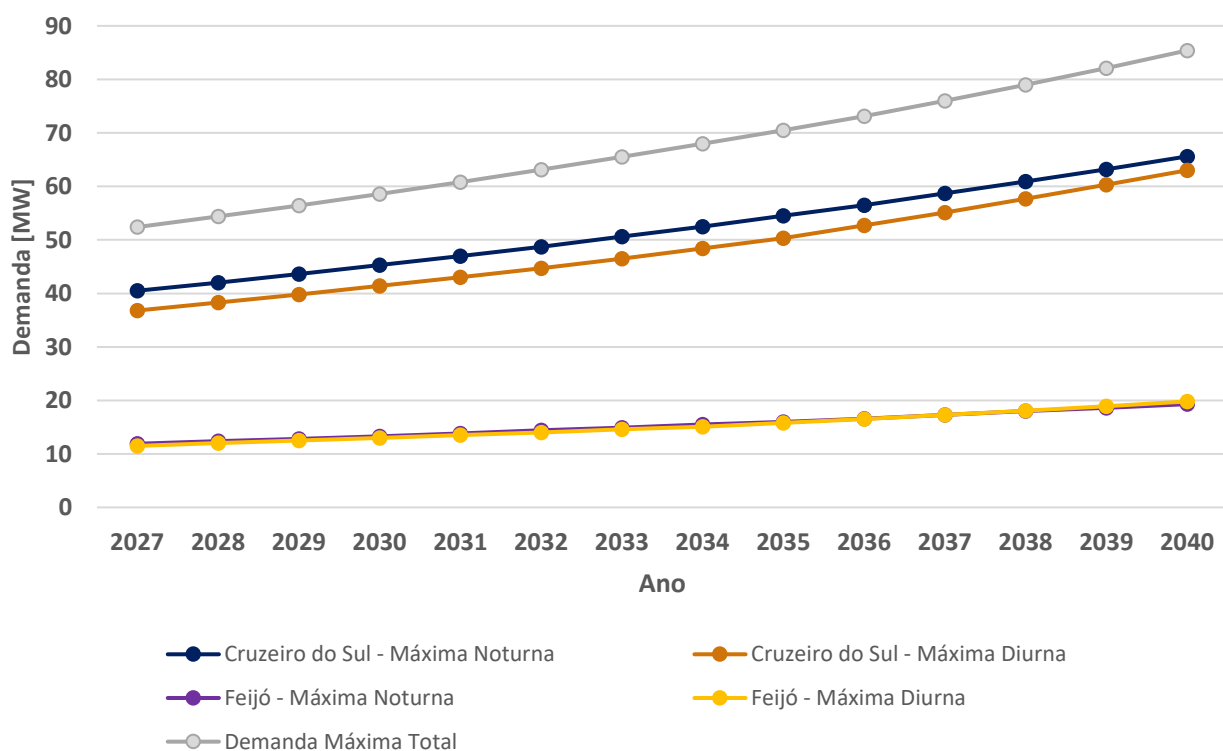


5.3 Metodologia para dimensionamento do sistema de armazenamento

A continuidade e a qualidade do fornecimento de energia elétrica são fatores críticos para o desenvolvimento econômico e social. As interrupções no sistema elétrico, mesmo que breves, podem resultar em custos significativos para a sociedade, impactando consumidores residenciais, comerciais e industriais. Considerando o contexto relativo ao suprimento de energia elétrica vivenciado pelo estado do Amapá no mês de novembro de 2020, optou-se pela reavaliação para a adoção de critérios diferenciados de confiabilidade para o atendimento das cargas das regiões de Cruzeiro do Sul e Feijó, tendo em vista sua localização geográfica e a característica singela do sistema elétrico que atende toda essa região.

Assim, foi realizado o dimensionamento de uma solução conjuntural para agregar confiabilidade para as cargas das SE Feijó e Cruzeiro do Sul, que não atendem ao critério “N-1” do sistema de transmissão, propondo a integração de um sistema de armazenamento, de implementação mais rápida, que em conjunto com a solução estrutural, de novas Linhas de Transmissão para as localidades irão prover uma maior confiabilidade e continuidade do fornecimento de energia elétrica nas regiões de Feijó e Cruzeiro do Sul. A Figura 5-1 ilustra os montantes totais de projeção da demanda máxima noturna e diurna para as localidades.

Figura 5-1 - Projeção das demandas máximas noturnas e diurnas, atendidas pelas SEs Feijó e Cruzeiro do Sul.



A análise realizada adotou premissas determinísticas para dimensionar uma solução conjuntural assegure a confiabilidade das cargas na região até a implementação de uma solução estrutural. Para isso, de maneira conservadora, considerou-se o pico de carga líquida informada pela distribuidora para as localidades até o ano de 2040, data limite do último ciclo de planejamento. Cumpre-se destacar que, com base nos prazos típicos de implantação, para a entrada em operação comercial

da solução estrutural, detalhada no Capítulo 6, é esperada para uma entrada em operação comercial em 2032. A projeção de carga completa da região encontra-se disponível no Item 13.6 Anexo V – Projeções de carga das localidades.

Essas premissas foram adotadas para garantir que o sistema proposto permaneça capaz de atender às demandas das cargas, em sua totalidade, em caso de faltas ou manutenção no sistema de transmissão por um período de duas horas, mesmo na situação de demanda máxima local, durante um período após a entrada da solução estrutural. A duração de duas horas foi estabelecida a partir dos valores típicos de interrupções observadas na

Tabela 3-1.

$$Cap_{bateria} = \frac{D_{1h} \cdot \tau_{autonomia}}{DoD \cdot \eta_{bateria}} \quad (5.1)$$

Considerando:

$Cap_{bateria}$ – capacidade da bateria, em MWh;
 D_{1h} – energia média demandada em 1h, em MWh;
 $\tau_{autonomia}$ – autonomia, em horas;
 $\eta_{bateria}$ – eficiência da bateria, considerada 98%
 DoD – profundidade de descarga, considerada 90%

Para o dimensionamento da capacidade instalada, a partir da equação (1) acima e premissas de eficiência e profundidade de descarga, para uma demanda máxima de 85,4 MW, extraída da Figura 5-1, chega-se a uma capacidade de 193,65 MWh. Considerando as incertezas de valores típicos, e uma margem operativa, bem como valores usuais de projeto, optou-se por um sistema de armazenamento de energia por baterias de capacidade de 100 MW/200MWh, com requisito de *grid-forming*, tendo em vista que, durante as contingências das linhas de transmissão 230kV Rio Branco – Feijó, C1 e Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, no período conjuntural, o sistema de armazenamento será a fonte de suprimento e referência de frequência local.

É importante ressaltar que a expectativa é que o sistema de armazenamento possa suportar uma maior duração de interrupção de carga, já que, para o dimensionamento, foi suposto a demanda máxima local de ambas as localidades durante todo o período de interrupção, e a interrupção pode acontecer em outros momentos do dia e ano, e a curva de carga naturalmente tem um consumo variável ao longo do período, especialmente em momentos de contingências.

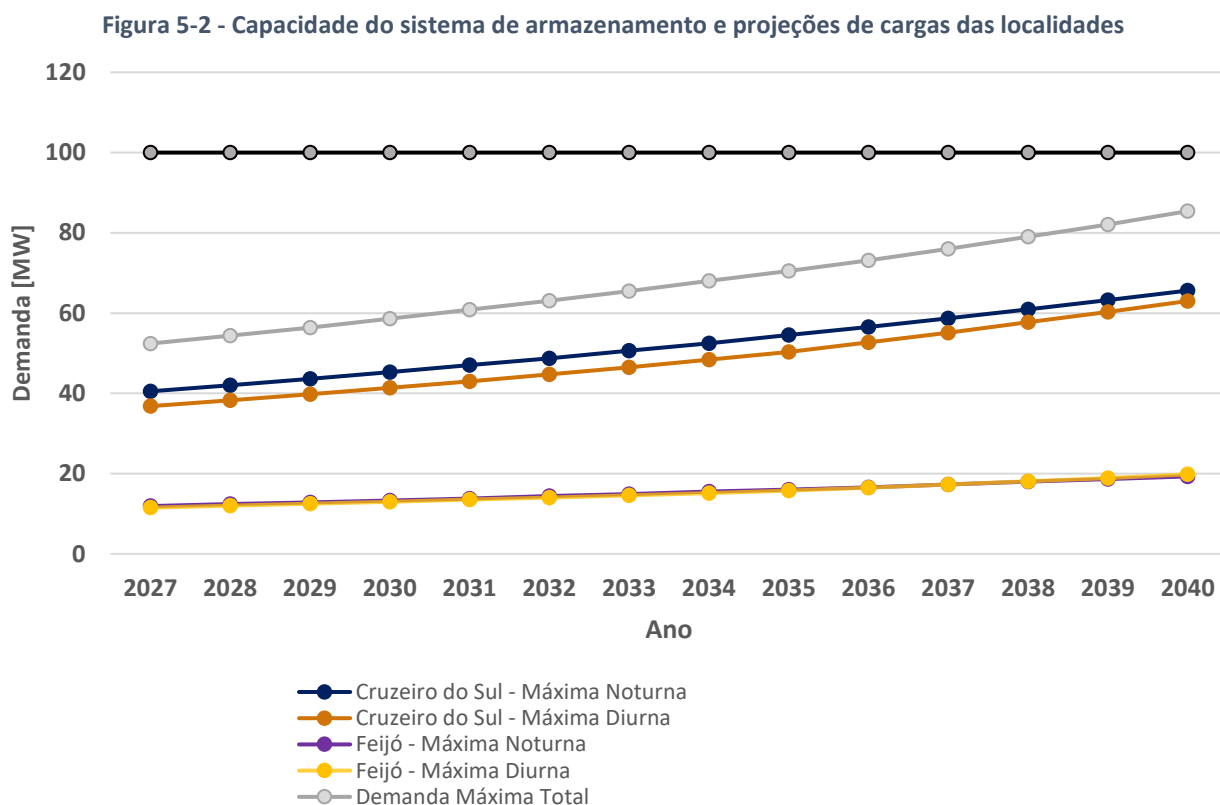
Considerando a demanda máxima prevista para 2032, a autonomia passa a ser de cerca de 2 horas e 50 minutos, e, ao considerar um montante de cargas críticas, conforme Tabela 5-3, no ano de tendência limite para a entrada em operação da solução estrutural, o sistema de armazenamento de 100 MW / 200 MWh, aplicando a equação (5.1), estima-se uma autonomia de 44 horas, mesmo supondo uma demanda flat máxima das cargas críticas.

Tabela 5-3 - Montante de cargas críticas previstas para cada uma das localidades. Fonte: Adaptado de [13].

Subestação	Demanda Anual Prevista [MW]						
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Cruzeiro do Sul	2,38	2,46	2,53	2,60	2,68	2,76	2,84
Feijó	0,94	0,97	1,00	1,03	1,07	1,1	1,14

Total	3,32	3,43	3,53	3,63	3,75	3,86	3,98
-------	------	------	------	------	------	------	------

É importante destacar, porém, que as cargas prioritárias nesses municípios, não se encontram concentradas em uma única região, estando dispersas pelas redes de média tensão existentes. Assim, entende-se também ser salutar que a distribuidora local crie planos de contingências e realize investimentos para ter possibilidade algum grau de segregação das cargas críticas.



5.4 Análise Econômica

Para a avaliação econômica das alternativas de atendimento às localidades foi considerada a comparação entre os custos associados à geração termelétrica local, às interrupções verificadas, às soluções de armazenamento para elaborar uma análise comparativa entre o suprimento via usinas termelétricas (UTE) e sistemas de armazenamento em baterias (BESS).

O objetivo é fornecer uma visão integrada que contemple não apenas os custos diretos de operação e expansão, mas também os impactos socioambientais, os riscos de implantação e a confiabilidade do suprimento. A análise foi organizada em quatro blocos principais:

- Custos da geração termelétrica local: levantamento detalhado dos custos de operação das UTEs atualmente contratadas, considerando carga, preços de combustível e limitações de contratação.
- Interrupções verificadas: avaliação dos impactos econômicos e sociais das falhas de suprimento registradas na região.
- Sistema de armazenamento: análise dos custos de soluções de armazenamento eletroquímico como solução conjuntural.

- Comparação entre soluções UTE e BESS para o período conjuntural: síntese comparativa, destacando custos relativos, benefícios de confiabilidade e implicações socioambientais.

5.4.1 Custos relativos às gerações termelétricas

Com o objetivo de subsidiar a avaliação da nova solução a ser adotada para o atendimento de Cruzeiro do Sul, Feijó e Tarauacá até a entrada em operação do segundo circuito, foi realizada a análise dos custos de geração termelétrica nas localidades.

A avaliação utilizou como referência os valores de contratação estabelecidos no Leilão de 2021, atualizados para data-base de junho de 2025. Os resultados evidenciam que os custos observados decorrem, principalmente, da elevada carga em Cruzeiro do Sul e dos altos preços dos combustíveis praticados na região Norte.

A demanda foi estimada a partir de valores verificados e informados pela distribuidora nos ciclos anteriores, tendo em vista que a Energisa Acre não disponibiliza projeções de mercado. Cabe destacar, entretanto, que a demanda contratada no leilão de 2021 pode não ser suficiente para garantir o atendimento integral das localidades a partir de 2026, o que demandaria investimentos ainda maiores com a necessidade de soluções complementares de suprimento.

A análise contemplou dois cenários distintos, considerando diferentes possibilidades de despacho das usinas ao longo do horizonte estudado. Esses cenários permitem avaliar tanto a variação nos custos de operação quanto os riscos de atendimento associados ao suprimento exclusivamente termelétrico.

Importa ressaltar, entretanto, que as termelétricas locais não possuem capacidade de operar de maneira sincronizada com o Sistema Interligado Nacional (SIN). Isso significa que as mesmas permanecem desconectadas da rede e só podem ser acionadas após a ocorrência de uma contingência no sistema de transmissão, quando há interrupção total do suprimento. Dessa forma, ainda que apresentem custos elevados, tais usinas, conforme relatado pelo próprio Agente de Geração [14], não têm a capacidade de evitar interrupções momentâneas de curta duração — aspecto que será detalhado no próximo item, relativo aos custos associados às interrupções.

Adicionalmente, cabe registrar alguns pontos de atenção: i) é necessária a verificação junto ao Produtor Independente de Energia (PIE) quanto à viabilidade de manutenção da usina após o término do contrato vigente; ii) pode ser necessário o aditamento da capacidade contratada, com consequente ajuste nos valores de contratação; e iii) eventual ampliação do prazo contratual de uma nova usina a ser instalada na região tende a reduzir o custo médio de geração, sendo, portanto, um aspecto a ser considerado nos estudos de viabilidade.

Tabela 5-4 - Manutenção da geração atual por 3 anos (2026-2028) - Considerando a usina já amortizada sem a necessidade de remuneração dos custos fixos, Cenário 1.

Localidade	Sem que haja necessidade de gerar durante o período	Gerando 10% do tempo	Gerando 25% do tempo	Gerando 100% do tempo
Cruzeiro do Sul	-	62.950.107,00	157.375.267,00	629.501.067,00
Feijó	-	8.642.737,00	21.606.844,00	86.427.375,00
Tarauacá	-	11.003.455,00	27.508.638,00	110.034.551,00
Custo Total (R\$)	-	82.596.299,00	206.490.748,00	825.962.993,00

Tabela 5-5 - Manutenção da geração atual por 3 anos com nova contratação¹ para entrar em operação em 2029 com prazo contratual até o final de 2032, Cenário 2.

Localidade	Sem que haja necessidade de gerar durante o período	Gerando 10% do tempo	Gerando 25% do tempo	Gerando 100% do tempo
Cruzeiro do Sul	27.712.806,00	166.277.703,00	374.125.048,00	1.413.361.776
Feijó	3.525.565,00	22.560.745,00	51.113.516,00	193.877.366
Tarauacá	4.696.378,00	28.993.346,00	65.438.799,00	247.666.065
Custo Total (R\$)	R\$ 35.934.749,00	217.831.794,00	490.677.363,00	1.854.905.207

¹ considerado que a nova usina contratada é similar à existente

Tabela 5-6 - Capacidade contratada das usinas nas localidades sob análise

Localidade	Capacidade Contratada Leilão 2021 kW
Cruzeiro do Sul	38.795
Feijó	5.026
Tarauacá	6.800

5.4.2 Custos relativos às interrupções

Após a interligação das localidades, têm sido registradas ocorrências de desligamentos associados a contingências no sistema de transmissão, conforme sintetizado na Tabela 5-1 e Tabela 5-2. Essas interrupções, naturais de um processo de integração de novos ativos à rede, embora de curta duração, impactam a percepção de qualidade do serviço, especialmente em localidades isoladas e de maior porte como Cruzeiro do Sul, tendo em vista que o atendimento às mesmas se encontra realizado em critério N, como já detalhado anteriormente.

Além do impacto direto sobre os consumidores, as interrupções acarretam custos econômicos relevantes, relacionados tanto a perdas de produção e serviços quanto ao acionamento emergencial das termelétricas locais. Esses custos se somam ao já elevado custo de geração, ampliando o peso econômico do atual arranjo de suprimento.

Mesmo em cenários de maior despacho, as termelétricas só entram em operação após a perda total do suprimento, não sendo capazes de mitigar desligamentos instantâneos ou transitórios. Essa característica limita a efetividade do modelo atual no atendimento a eventos de curta duração. E, em caso de operação sincronizada das máquinas com a rede, por se tratarem de usinas a Diesel, possuem CVU elevado, sendo onerosas para suprimir o N-1 integralmente.

Após o levantamento do histórico de desligamentos das subestações Feijó e Cruzeiro do Sul, a Energia Não Suprida (ENS) foi estimada para cada evento com corte de carga a partir da multiplicação entre a carga interrompida e a duração do corte, considerando-se a suposição de demanda constante registrada no momento da interrupção. Por fim, foi feita a valoração financeira do impacto, obtida pela multiplicação da ENS total pelo valor do Custo do Déficit de energia divulgado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), estabelecido em R\$ 8.327,76/MWh para o ano de 2025, conforme [15].

Tabela 5-7 – Custos de Energia Não Suprida nas contingências das LT 230 kV Rio Branco I – Feijó – Cruzeiro do Sul.

Data	Corte de Carga [MW]	Duração da Interrupção	Energia Interrompida Equivalente [MWh]	Custo Total [R\$]
04/10/2024	9,22	31min	4,76	39.670,67
08/10/2024	9,98	25min	4,16	34.629,60
13/10/2024	8,27	34min	4,69	39.026,66
19/10/2024	7,86	1h16min	9,96	82.911,18
29/11/2024	7,55	31min	3,90	32.485,20
22/01/2025	19,97	59min	19,64	163.533,61
28/01/2025	8,90	8min	1,19	9.882,28
16/02/2025	33,08	1h20min	44,11	367.309,73
16/02/2025	33,16	1h13min	42,78	356.244,92
20/02/2025	34,32	42min	24,02	200.066,11
20/02/2025	22,40	44min	16,43	136.797,34
Total				1.462.557,30

É importante destacar que como as cargas supridas pela SE Cruzeiro do Sul só foram interconectadas ao SIN em dezembro de 2024, as interrupções da Tabela 5-1 até essa data afetaram apenas as cargas supridas pela SE Feijó. Por sua vez, as ocorrências após 16 de dezembro passaram a afetar ambas as localidades, e por consequência, os montantes de energia interrompida aumentaram de maneira substancial.

Tendo em vista a existência das UTEs locais, em caso de desligamentos programados, como os ilustrados na Tabela 5-2, é possível o despacho prévio das UTEs para evitar interrupções nas cargas. Assim, embora não tenham ocorrido um desligamento efeito das cargas tendo em vista o suprimento pelas usinas locais, seu despacho leva a custos para a rede, e, caso não estivessem disponíveis, haveria o corte de carga pela duração da intervenção. E, considerando a partida das máquinas, há um tempo de partida e parada das máquinas, que faz com que as mesmas tenham durações mais longas que a intervenção propriamente dita.

Tabela 5-8 - Desligamentos programados nas LT 230 kV Rio Branco I – Feijó – Cruzeiro do Sul.

Data	Corte de Carga [MW]	Duração da Intervenção	Geração Térmica [MW]	Duração do Despacho ⁽¹⁾	Custo Total [R\$] Considerando Intervenção ⁽²⁾	Custo Total [R\$] Considerando Despacho UTE e CVU ⁽³⁾
16/04/2025	0	53min	32,5	5h32min	239.076,11	221.396,41
26/04/2025	0	35min	32,5	6h40min	157.880,45	266.742,67
05/06/2025	0	7min	30,0	5h46min	29.147,16	212.983,76
16/06/2025	0	6min	24,4	5h38min	20.319,73	169.221,55
Total					446.423,45	870.344,39

(1) Informações encaminhadas pela distribuidora Energisa Acre

(2) Custo da energia não suprida teórica valorado conforme [15]

(3) Considerado CVU de 1.231,12 R\$/MWh

5.4.3 Custos relativos ao sistema de armazenamento

A estimativa de custos do BESS proposto (100 MW / 200 MWh) foi realizada a partir de benchmarks internacionais [16], [17] e ajustada ao contexto brasileiro por meio de documentos oficiais e estudos locais. Além dessas referências, destaca-se o projeto de P&D “Análise Técnico-Econômica da Inserção de Sistemas de Armazenamento por Baterias na Rede Básica”, que representa uma das primeiras iniciativas nacionais dedicadas a construir uma metodologia estruturada de avaliação técnico-econômica de SAEBS.

O estudo adota parâmetros médios de CAPEX da ordem de R\$ 230,5 milhões em 2025, com tendência de redução gradual de custos até 2033, refletindo ganhos tecnológicos e maturidade de mercado. O cálculo inclui engenharia, montagem e contingências, conforme estrutura de custos do banco de preços da ANEEL.

5.4.4 Comparação econômica

Com o objetivo de avaliar a viabilidade econômica da adoção de sistemas de armazenamento por baterias (BESS) em substituição ou complemento a soluções térmicas locais, foi conduzida uma análise comparativa entre uma UTE convencional e um BESS de 100 MW / 200 MWh, considerando o horizonte de 2027 a 2032, com valores expressos em termos reais para 2025.

A análise buscou identificar o Custo Variável Unitário (CVU) ou o Fator de Despacho (FD) que tornaria o custo total da UTE equivalente ao custo total do sistema de armazenamento, em dois cenários:

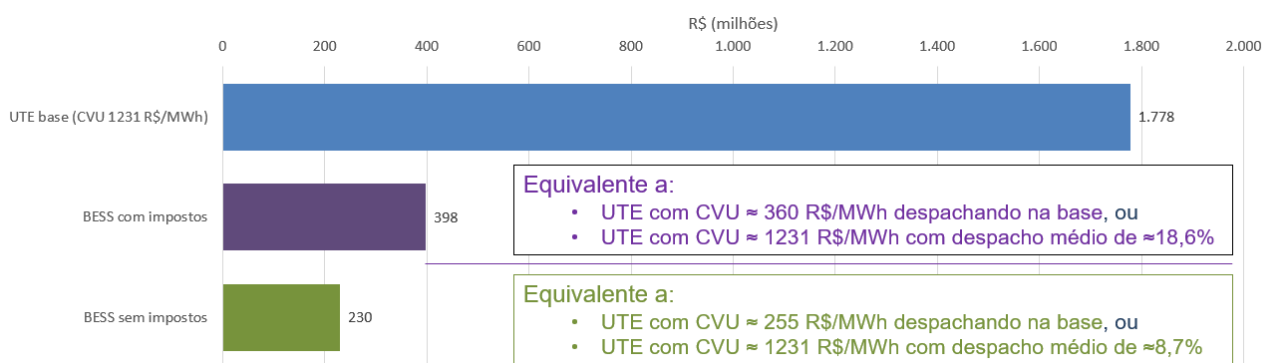
- Sem impostos, considerando a aplicação de incentivos fiscais e enquadramento no REIDI;
- Com impostos (cenário crítico), simulando ausência de isenções e incidência integral de Impostos de Importação (18%), ICMS (20%), IPI (11,25%) e PIS/COFINS (11,75%).

Os custos totais considerados para o BESS englobam CAPEX, O&M e substituições, quando aplicável, baseando-se em dados de P&D e banco de preços de referência da ANEEL.

Para fins de referência, o custo total da UTE na base foi estimado em R\$ 1.778,1 milhões, considerando operação plena (100% de despacho).

Os resultados indicam que, sem impostos, o custo total do sistema BESS atinge aproximadamente R\$ 230,5 milhões, equivalendo a uma UTE com CVU de 255 R\$/MWh operando na base ou, alternativamente, a uma UTE com CVU de 1.231 R\$/MWh despachando em média 8,7% do tempo. No cenário com impostos o custo total sobe para R\$ 397,6 milhões, equivalente a uma UTE com CVU de 360 R\$/MWh operando na base ou UTE com CVU de 1.231 R\$/MWh e FD médio de 18,6%. A figura

Figura 5-3 - Síntese dos resultados da comparação econômica BESS x UTEs para atendimento ao critério N-1 no período 2027-2032.



Esses resultados evidenciam uma diferença de aproximadamente 4 a 8 vezes no custo total da UTE em relação à solução de armazenamento, reforçando o potencial econômico do BESS como alternativa para o aumento da confiabilidade, do atual critério N, para o critério N-1, sobretudo em regiões isoladas ou com restrições estruturais. E, mesmo no pior cenário tributário, o sistema de armazenamento demonstra competitividade econômica.

Além do aspecto econômico, a implantação do sistema BESS traz benefícios estruturantes e estratégicos para o sistema elétrico do Acre, atualmente sem nenhuma usina despachável pelo ONS. O armazenamento amplia a gama de recursos operativos disponíveis, viabilizando o atendimento ao critério N-1 de forma ágil e eficiente além de pode ser utilizada para serviços ancilares como, regulação de frequência e tensão, ou realizando *peak-shaving*, atributos esses que não foram valorados nesta análise, mas que são inerentes à solução.

Por fim, mesmo após a entrada em operação comercial das soluções estruturais, descritas no próximo capítulo, o sistema de armazenamento continua desempenhando papel sistêmico relevante podendo prestar os serviços descritos anteriormente e prover uma melhoria da confiabilidade sob condições N-2 de um longo sistema radial em região amazônica, provendo maior resiliência à rede.

5.5 Desempenho da solução conjuntural

O sistema de transmissão responsável pelo atendimento às cargas do Acre está ilustrado na Figura 5-4, conectando Jauru (MT) a Cruzeiro do Sul (AC), passando por Vilhena, Pimenta Bueno, Jaru, Caladinho II, Abunã, Rio Branco I e Feijó.

Figura 5-4 - Diagrama eletro geográfico da rede de interesse.

A Figura 5-5 apresenta o diagrama unifilar simplificado das subestações de interesse, destacando a inserção do sistema de armazenamento (BESS) no barramento de 69 kV da SE Cruzeiro do Sul, de forma a interagir diretamente com os transformadores 230/69 kV (TR1 e TR2) que suprem a subestação. Essa posição estratégica permite que o armazenamento apoie tanto as cargas locais de Cruzeiro do Sul e Juruá quanto as transferências de potência para Feijó.

Dessa forma, a conexão do BESS em Cruzeiro do Sul reforça a confiabilidade do atendimento local, alivia os fluxos nos corredores 230 kV em situações normais e atua de forma determinante em contingências, podendo assumir comportamento de formador de rede e sustentar o suprimento regional até a recomposição do sistema.

Figura 5-5 - Sistema íntegro, em condição normal, com BESS plenamente carregado e disponível.

Na condição ilustrada na Figura 5-6, observa-se a atuação do BESS, conectado em Cruzeiro do Sul, após a perda do circuito Feijó – Rio Branco C1. Nessa configuração, o sistema de armazenamento passa a suprir as cargas locais da rede 69 kV e a fornecer energia para as cargas supridas pela SE Feijó através da LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul.

Figura 5-6 - Sistema com indisponibilidade da LT Feijó – Rio Branco, C1, em condição de contingência, com BESS fornecendo potência para a rede local.

A Figura 5-7 apresenta o comportamento do sistema, evidenciando os ciclos de carga e descarga e a interação com os fluxos de potência das linhas de transmissão Rio Branco – Feijó e Feijó – Cruzeiro do Sul. No início do dia, foi suposto que a bateria parte de um estado de carga em torno de 50% e segue um ciclo inicial de carregamento. O *setpoint* de potência é ajustado dinamicamente de modo a limitar o fluxo total na LT Rio Branco – Feijó a aproximadamente 60 MW, aproveitando a capacidade ociosa da rede e reduzindo gradualmente a taxa de carregamento conforme aumenta a demanda local.

Por volta das 08h00 às 08h30, ocorre uma contingência na rede, momento em que o sistema de armazenamento assume o papel de formador de rede (*grid forming*), ficando responsável pelo atendimento às localidades. Após a normalização, inicia-se um novo ciclo de carga do sistema. Entre 12h00 e 14h00 é simulada uma segunda contingência, que leva a um ciclo de descarga mais profundo da bateria. Na sequência, o sistema volta ao regime de recarga, estabilizando-se e alcançando novamente níveis próximos à plena carga ao final do dia.

Figura 5-7 - Comportamento da rede em modo interligado e isolado, com ciclos de carga e descarga.

A Figura 5-8 apresenta o desempenho do sistema de armazenamento, com destaque para a resposta de potência ativa e reativa. No gráfico superior, observa-se o perfil de tensão em 69 kV nas barras de Cruzeiro do Sul e Juruá, mantendo-se dentro da faixa aceitável. No gráfico inferior, é possível observar a atuação do BESS tanto em potência ativa — com ciclos de descarga e suporte durante o dia — quanto em potência reativa, contribuindo continuamente de forma capacitiva para controlar o perfil de tensão local.

Figura 5-8 - Atuação do BESS com suporte de potência ativa em ciclos de descarga e contribuição reativa para controle do perfil de tensão em 69 kV.

A Figura 5-9 apresenta o comportamento dos fluxos na rede local ao longo de um dia. Observa-se que o sistema de armazenamento (curva roxa) assume papel relevante no balanço de potência, realizando ciclos de descarga durante os períodos de contingência, sendo responsável pelo suprimento regional.

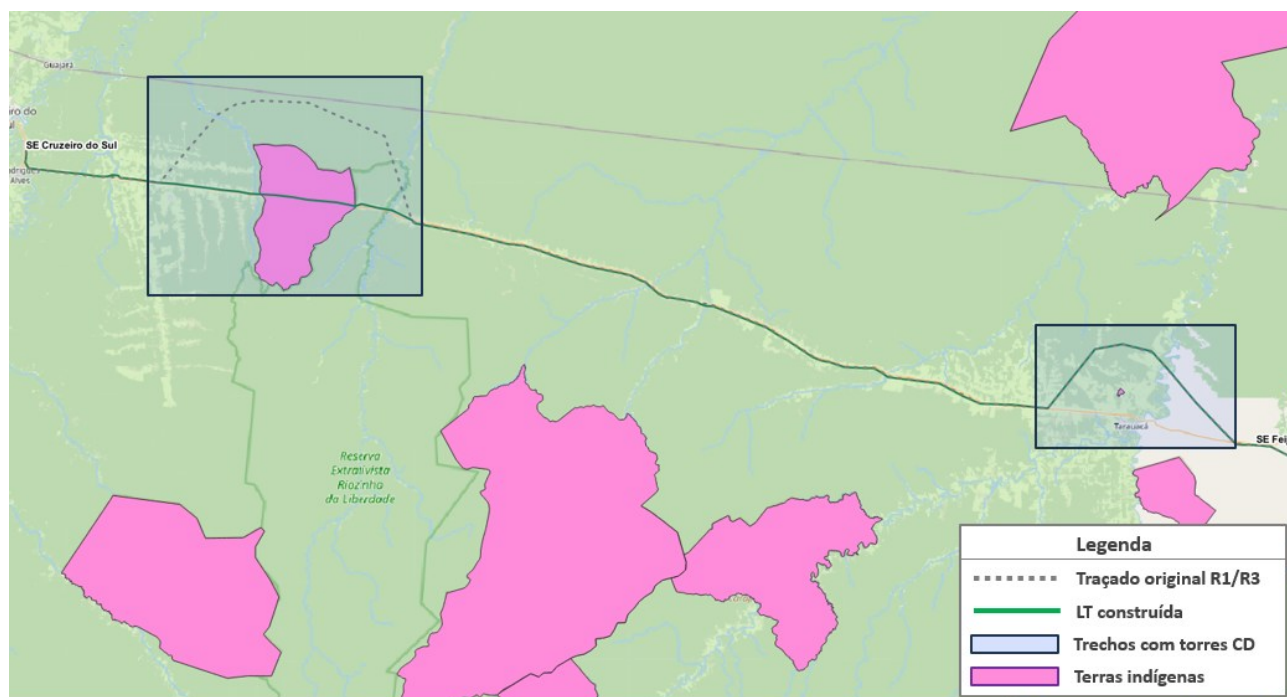
Figura 5-9 - Fluxos de potência com destaque às curvas de cargas locais (curvas azul, verde e vermelha) e do BESS (curva roxa).

6 SOLUÇÕES PARA O PERÍODO ESTRUTURAL

6.1 Considerações sobre os circuitos Rio Branco – Feijó e Feijó – Cruzeiro do Sul, C1

Em 2019, no processo de definição da solução de atendimento ao Acre, foi discutida a adoção de estruturas de circuito duplo ao longo dos trechos Rio Branco – Feijó e Feijó – Cruzeiro do Sul. Essa alternativa buscou conciliar aspectos técnicos e socioambientais, ao prever a utilização de torres de circuito duplo, ainda que em parte da extensão, especialmente nos trechos mais sensíveis próximos a terras indígenas e unidades de conservação, presentes em trechos do circuito Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, conforme ilustrado na Figura 6-1. Essa solução permitiu mitigar impactos ambientais, reduzir riscos de implantação e assegurar flexibilidade para futuras ampliações do sistema elétrico da região.

Figura 6-1 - Aspectos socioambientais do corredor Feijó - Cruzeiro do Sul.



Na Nota Técnica [18], o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) destacou que a solução inicial não atendia plenamente ao critério de confiabilidade “N-1” previsto nos Procedimentos de Rede, porém que, quanto ao critério “N-2”, a solução estrutural de atendimento às regiões de Feijó e Cruzeiro do Sul não precisa atender ao critério “N-2”, uma vez que tais localidades não são capitais.

Assim, foi recomendada a implantação em circuito duplo para os trechos de maior complexidade socioambiental da LT Feijó – Cruzeiro do Sul, bem como a adoção de critérios de projeto mais robustos que os usualmente aplicados em linhas de transmissão de 230 kV para todo o eixo Rio Branco – Feijó – Cruzeiro do Sul. O objetivo foi elevar a confiabilidade das estruturas, reduzindo a probabilidade de desligamentos forçados e reforçando a segurança operativa do sistema.

Com o mesmo propósito, buscou-se proporcionar maior segurança às linhas de transmissão e aumentar a confiabilidade do projeto eletromecânico das estruturas de circuito duplo da futura LT

230 kV Rio Branco – Feijó – Cruzeiro do Sul (C1 e C2). Evitando, contudo, incorrer em superdimensionamento que pudesse gerar custos desproporcionais, foram propostos critérios e premissas de projeto mais robustos que os usualmente empregados em linhas de 230 kV da rede básica. Esses critérios foram organizados de acordo com os diferentes tipos de dimensionamento, visando minimizar desligamentos por falhas elétricas (no isolamento) ou mecânicas (nos elementos estruturais), em especial aqueles que poderiam afetar mais de um circuito simultaneamente. A íntegra das especificações encontra-se detalhada na Nota Técnica [18] e no Anexo Técnico [19].

Como resultado, as instalações LT 230 kV Rio Branco – Feijó C1, LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul C1, SE Feijó 230/69 kV e SE Cruzeiro do Sul 230/69 kV foram incluídas no Lote 11 do Leilão nº 002/2019-ANEEL, arrematado em dezembro de 2019 pela Transmissora Acre SPE. As especificidades do projeto eletromecânico, incluindo o reforço das estruturas de circuito duplo, foram detalhadas no Anexo Técnico do certame. Posteriormente, em novembro de 2022, o ONS emitiu o Certificado de Conformidade do Projeto Básico (CCPB DPL 0018/2022), atestando que as instalações estavam em conformidade com os requisitos técnicos estabelecidos tanto nos Procedimentos de Rede quanto no Anexo Técnico do leilão.

6.1.1 Aspectos socioambientais

Com vistas ao planejamento da futura LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul C2, a EPE promoveu discussões com o IBAMA, de modo a incorporar aprendizados do processo de licenciamento do primeiro circuito (C1) e obter subsídios sobre os encaminhamentos mais adequados para a expansão do sistema.

Na ocasião, foram apresentadas as premissas em curso sobre o empreendimento e registradas contribuições do Ibama, baseadas na experiência recente com o licenciamento do C1. Entre os pontos destacados, o órgão se comprometeu a encaminhar à EPE cópia do Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) firmado no âmbito do C1, bem como registros de reuniões e pareceres técnicos referentes às discussões com comunidades indígenas e às ações e programas implementados pelo empreendedor. O Ibama também ressaltou a prioridade, nos estudos de planejamento, de que o segundo circuito seja instalado nas mesmas estruturas já existentes do C1, em linha com o que foi considerado no processo de licenciamento ambiental anterior. Na eventual necessidade de novas estruturas, devem ser analisadas alternativas locais que acompanhem o traçado já consolidado do empreendimento, na terra indígena, aproveitando estudos e análises realizados no licenciamento do C1.

Assim, observa-se que as decisões técnicas e estruturais adotadas para os novos circuitos de atendimento a Feijó e Cruzeiro do Sul estão intimamente relacionadas às considerações socioambientais. A utilização de estruturas de circuito duplo em áreas sensíveis, já incorporada no C1, e a priorização de soluções que aproveitem a infraestrutura existente no planejamento do C2 demonstram a convergência entre a busca por maior confiabilidade elétrica e a mitigação de impactos ambientais e sociais.

6.1.2 Aspectos elétricos

Do ponto de vista elétrico, a solução para os circuitos Rio Branco – Feijó e Feijó – Cruzeiro do Sul, desde sua concepção inicial foi pensada buscando equilibrar confiabilidade, custos financeiros e socioambientais, bem como os riscos de implantação. Nesse contexto, destaca-se que o critério N-1 corresponde a uma situação de desligamento consideravelmente mais frequente do que o N-2, sendo este último aplicável, na redação vigente dos Procedimentos de Rede, de forma direta apenas a regiões, estados ou capitais.

A adoção de alguns trechos em circuito duplo na LT Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, conforme ilustrado na Figura 6-1, e não de toda a linha de transmissão, reflete justamente essa lógica desse equilíbrio, ao priorizar reforços nas áreas de maior complexidade socioambiental. Além de terem sido incorporados diversos requisitos especiais de projeto ao longo de toda a extensão da LT, como a utilização exclusiva de torres autoportantes, que reduzem os riscos de queda por eventos estruturais ou atos de vandalismo, nos trechos que possuem estruturas de Circuito Duplo, foram adotados requisitos que minimizem os desligamentos simultâneos na mesma torre.

Adicionalmente, a solução conjuntural de armazenamento em estudo proporciona suporte local em caso de contingências envolvendo desligamentos simultâneos não relacionados à queda de torres. Essa capacidade permite atender às cargas por uma duração limitada, porém adequada, em consonância com o disposto nos Procedimentos de Rede, mesmo tratando-se de um sistema que não atende diretamente a uma capital. Ressalte-se, ainda, que medidas de projeto já foram incorporadas para minimizar a probabilidade de desligamentos decorrentes da perda física de estruturas.

Complementarmente, a adoção de planos de contingência, manutenção e reposição pode reduzir o tempo esperado de restabelecimento em caso de queda efetiva de torres. Também é possível considerar estratégias específicas para atendimento de cargas prioritárias, de forma a estender a autonomia do sistema de armazenamento, caso seja confirmada a indisponibilidade física de estruturas. Em conjunto, essas medidas técnicas visam não apenas assegurar o cumprimento dos critérios de confiabilidade, mas também promover soluções economicamente viáveis e socioambientalmente equilibradas, ajustadas às características particulares do sistema elétrico do Acre.

6.2 Obras comuns

6.2.1 Adequação do arranjo da SE Rio Branco I

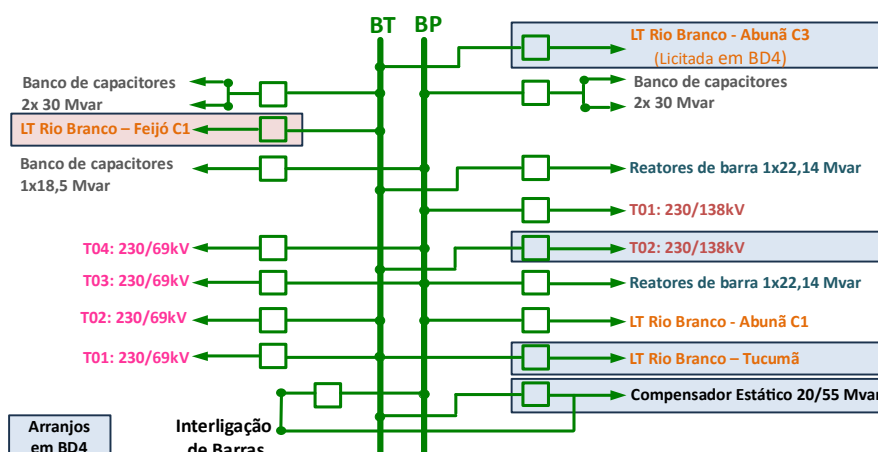
A Subestação Rio Branco I 230 kV foi originalmente construída em arranjo de barra principal e transferência (BPT), à época, não havia requisitos específicos quanto à configuração de barramentos no Sistema Interligado Nacional. Contudo, atualmente, o arranjo existente não atende aos requisitos de confiabilidade estabelecidos nos Procedimentos de Rede [20]. O arranjo BPT implica que, a perda ou falha do barramento em 230 kV, embora um evento raro, poderia resultar na indisponibilidade total da SE Rio Branco I, ocasionando blecaute em todo o Estado do Acre.

Ainda que a entrada em operação da SE Tucumã 230/69 kV – 2x150 MVA, juntamente com o 3º circuito 230 kV Abunã – Rio Branco, viabilize um novo ponto de suprimento para as cargas da capital Rio Branco, alguns vãos da SE permanecem mais vulneráveis, como o setor em 138 kV da própria SE Rio Branco I, responsável pelo atendimento à região de Epitaciolândia, quanto as cargas de Feijó e Cruzeiro do Sul.

Esse diagnóstico vem sendo tratado no âmbito do GT-AC/RO/MT [21] e já foi mapeado também nos relatórios do PAR/PEL [22], de forma a agregar confiabilidade ao sistema e garantir a continuidade do suprimento às cargas críticas da região. Assim, a EPE, Eletrobras, Energisa Acre, ONS buscaram definir uma solução para o aumento da confiabilidade para o barramento 230 kV da SE Rio Branco I. Tendo em vista os custos elevados dos módulos híbridos, foi consolidado que a solução para a SE Rio Branco I é reconfigurar o setor de 230 kV para um arranjo misto de barra principal e transferência (BPT) e barra dupla com quatro disjuntores (BD4), conforme indicado na Figura 6-2.

A viabilidade da solução proposta foi discutida consolidada entre EPE, ONS e Eletrobras e é similar à já consolidada para a SE Abunã, que também passou recomendação similar de adequação de arranjo, conforme recomendação do relatório [23]. Sendo elencados os vãos de maior relevância sistêmica da SE conforme Figura 6-2.

Figura 6-2 - Representação esquemática da SE Rio Branco, com destaque para os vãos a serem adequados para arranjo BD4.



6.2.2 Terceiro transformador 230/69kV da SE Cruzeiro do Sul

Conforme indicado nas projeções atualizadas de mercado, disponíveis no item 13.6, observa-se a ultrapassagem do limite de carregamento das atuais transformações da SE Cruzeiro do Sul a partir de 2036, em condições de regime normal e especialmente sob contingência. Para mitigar essa restrição, propõe-se a instalação de uma terceira unidade transformadora 230/69 kV no ano de 2037, garantido o atendimento aos limites dos equipamentos mesmo em situações de contingência, conforme ilustrado na Figura 6-3.

Essa solução está alinhada ao estudo que recomendou a integração das cargas, elaborado em 2019 [3], no qual as transformações foram dimensionadas para assegurar o atendimento pleno às cargas de Feijó e Cruzeiro do Sul, mesmo em situações de contingências de longa duração, considerando os elevados tempos de reparo de transformadores em caso de sinistros severos. A nova unidade permitirá a manutenção dessa premissa no horizonte estrutural, incorporando os ciclos de projeções de mercado mais recentes.

Cabe destacar que, para fins de dimensionamento das transformações, não foi considerado o alívio proveniente do sistema de armazenamento em baterias conectado ao setor de 69 kV. Dessa forma, o BESS permanece como recurso de flexibilidade operativa, podendo ser utilizado pelo Operador para ações de controle de fluxo ou redução temporária de carregamento das transformações, sem comprometer a robustez do planejamento estrutural.

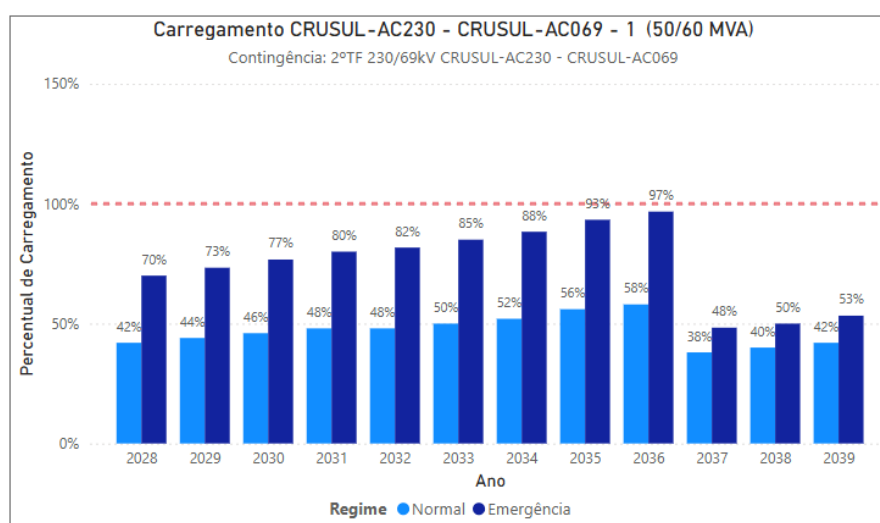


Figura 6-3 - Carregamentos previstos para a transformação 230/69kV da SE Cruzeiro do Sul, em condição normal e contingências.

6.3 Descrição das Alternativas

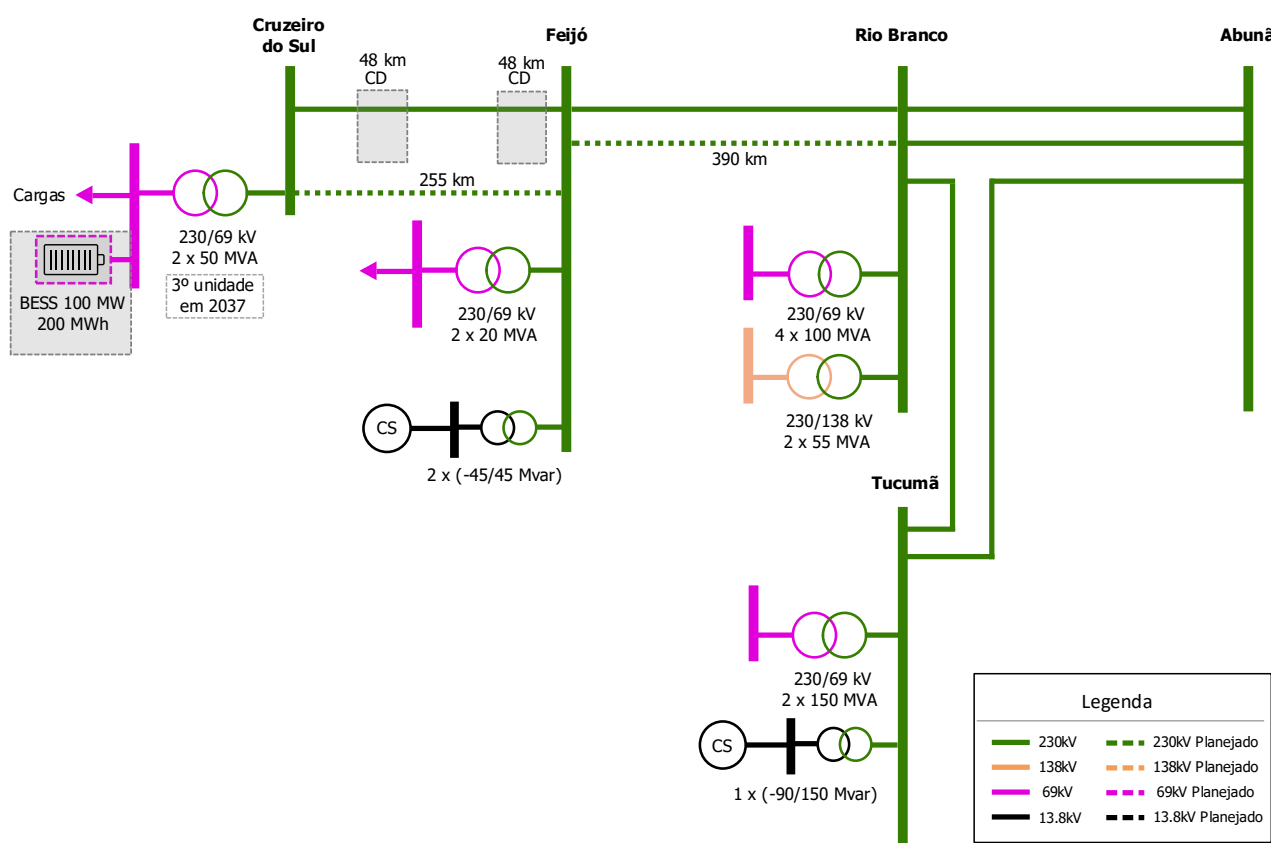
As soluções estruturais analisadas nesta seção se harmonizam com a solução para o período conjuntural, indicada no Capítulo 5, e têm por objetivo garantir o atendimento pleno às cargas de Feijó e Cruzeiro do Sul em situações de contingência de longa duração, em conformidade com o critério N-1.

Por se tratar de reforços em linhas de transmissão de maior porte, essas alternativas demandam prazos mais longos para implantação, mas constituem a solução definitiva para a confiabilidade do suprimento regional.

6.3.1 Alternativa 1 – Reforço via SE Rio Branco – Apenas estruturas CS

A alternativa 1 contempla o aumento da confiabilidade às cargas de Feijó e Cruzeiro do Sul através de um novo circuito 230kV Rio Branco – Feijó – Cruzeiro do Sul, reforçando o atual eixo de suprimento às localidades e sem fazer uso dos trechos com estruturas de circuito duplo disponíveis entre a SE Feijó e a SE Cruzeiro do Sul, de aproximadamente 43 km e 49km.

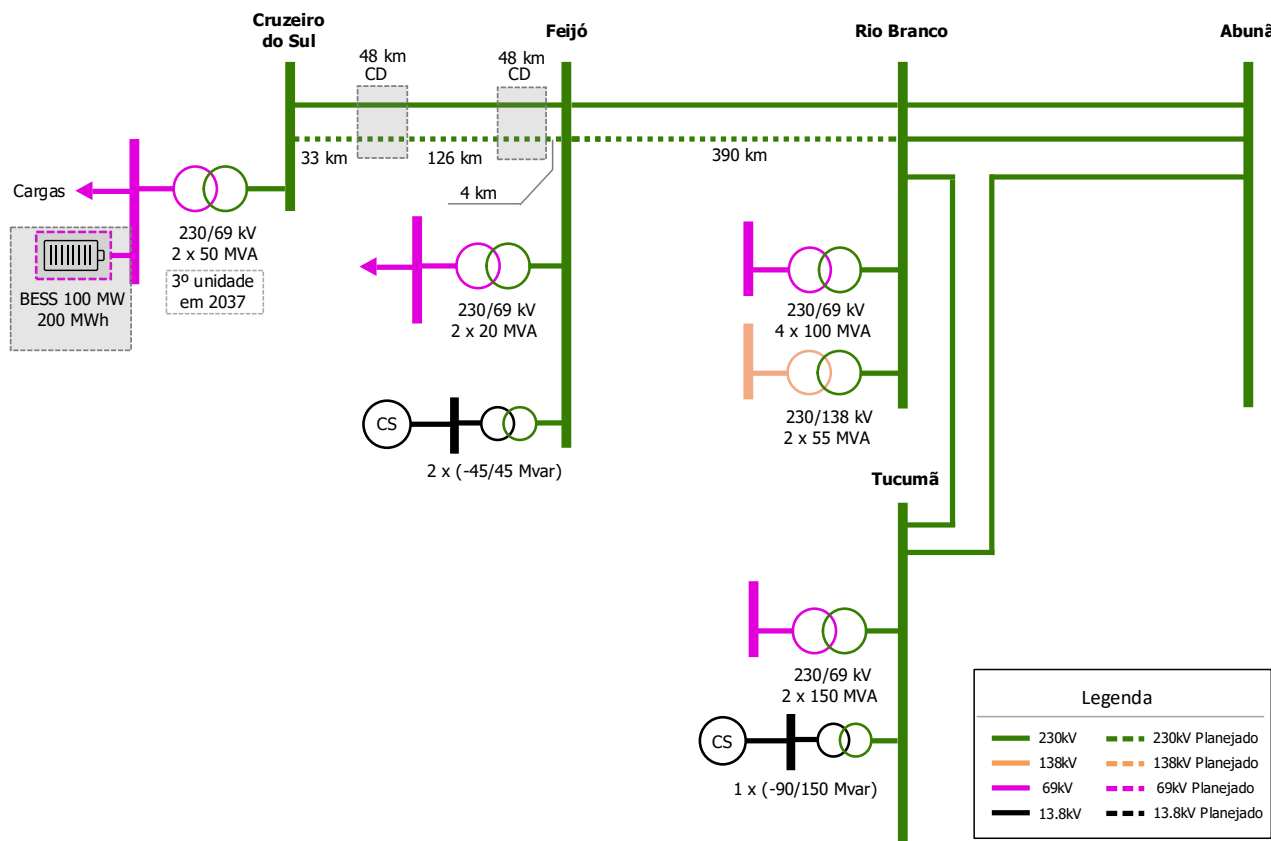
Figura 6-4 - Representação esquemática da alternativa 1.



6.3.2 Alternativa 2 – Reforço via SE Rio Branco – Estruturas CS e D2

A alternativa 1 contempla o aumento da confiabilidade às cargas de Feijó e Cruzeiro do Sul através de um novo circuito 230kV Rio Branco – Feijó – Cruzeiro do Sul, reforçando o atual eixo de suprimento às localidades e fazendo uso dos trechos com estruturas de circuito duplo disponíveis entre a SE Feijó e a SE Cruzeiro do Sul, de aproximadamente 48 km cada.

Figura 6-5 - Representação esquemática da alternativa 2.

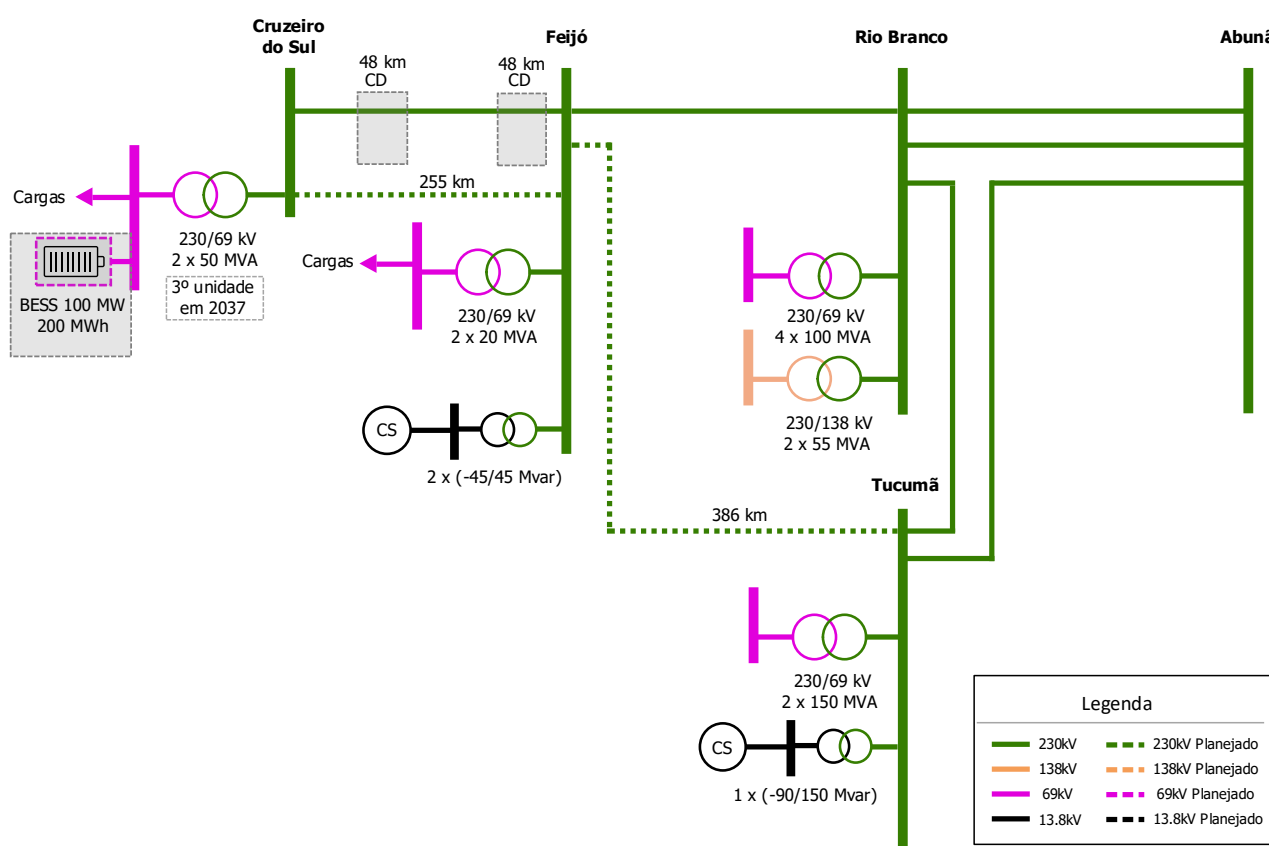


6.3.3 Alternativa 3 – Reforço via SE Tucumã – Apenas estruturas CS

A Alternativa 3 propõe o aumento da confiabilidade do atendimento às cargas de Feijó e Cruzeiro do Sul por meio da implantação de um novo circuito 230 kV Tucumã–Feijó (C1). Essa solução aproveita a nova SE Tucumã, licitada no Leilão de Transmissão nº 001/2021 e em operação comercial desde 2024, de forma a prover uma fonte alternativa de suprimento às localidades e reduzir a dependência da SE Rio Branco I.

Adicionalmente, contempla-se o reforço do eixo de suprimento Feijó–Cruzeiro do Sul por meio da LT entre essas duas localidades, sem, contudo, utilizar os trechos com estruturas de circuito duplo já disponíveis, correspondentes a aproximadamente 43 km e 49 km.

Figura 6-6 - Representação esquemática da alternativa 3.

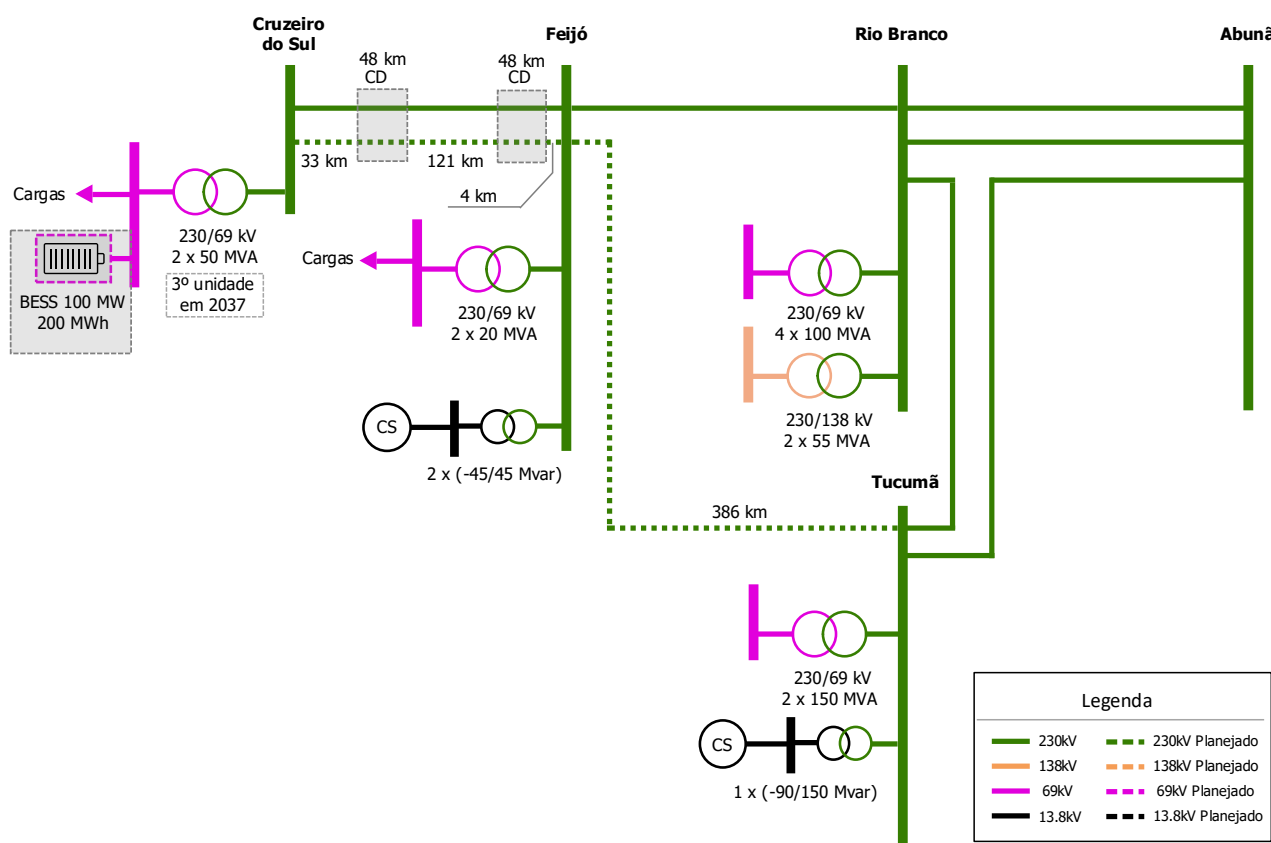


6.3.4 Alternativa 4 – Reforço via SE Tucumã – Estruturas CS e D2

A Alternativa 4 também prevê o aumento da confiabilidade do atendimento às cargas de Feijó e Cruzeiro do Sul mediante a implantação de um novo circuito 230 kV Tucumã–Feijó (C1), utilizando a infraestrutura da SE Tucumã, licitada no Leilão de Transmissão nº 001/2021 e em operação comercial desde 2024. Essa configuração igualmente proporciona uma fonte alternativa de suprimento para as localidades, reduzindo a dependência da SE Rio Branco I.

Diferentemente da Alternativa 3, esta opção contempla o reforço do eixo Feijó–Cruzeiro do Sul com aproveitamento das estruturas de circuito duplo já disponíveis em dois trechos do percurso, de aproximadamente 48 km cada, otimizando o uso da infraestrutura existente e evitando a necessidade de implantação de novas estruturas na terra indígena Campinas/Katukina, nas proximidades de Cruzeiro do Sul.

Figura 6-7 - Representação esquemática da alternativa 4.



6.4 Análise 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 4.1. O detalhamento do plano de obras e investimentos de cada alternativa está apresentado nas tabelas do Anexo I – Plano de Obras Detalhado - Soluções estruturais.

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\$ 199,96.

A Tabela 6-1 apresenta a composição dos valores de investimentos totais das alternativas analisadas, já a

Tabela 6-2 e a Tabela 6-3 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 6-1 - Custos de investimentos das alternativas

Alternativa	VP do total de investimentos		
	Custos (R\$ x 1.000)	(%)	Ordem
Rio Branco CS	465.935,29	111,2%	4º
Rio Branco CD	428.080,11	102,2%	2º
Tucumã CS	456.858,76	109,0%	3º
Tucumã CD	419.003,59	100,0%	1º

Tabela 6-2 - Composição dos custos totais das alternativas analisadas

Alternativa	Rendimentos Necessários			Perdas		
	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem
Rio Branco CS	237.840,95	111,2%	4º	57.471.100,29	140,52	2º
Rio Branco CD	218.517,43	102,2%	2º	57.471.100,29	140,52	2º
Tucumã CS	233.207,75	109,0%	3º	57.470.959,77	0,00	1º
Tucumã CD	213.884,23	100,0%	1º	57.470.959,77	0,00	1º

Tabela 6-3 - Custos totais (Rendimentos Necessários e Perdas Elétricas) das alternativas

Alternativa	Rendimentos Necessários + Perdas		
	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
Rio Branco CS	237.981,47	111,3%	4º
Rio Branco CD	218.657,95	102,2%	2º
Tucumã CS	233.207,75	109,0%	3º
Tucumã CD	213.884,23	100,0%	1º

Os dados da Tabela 6-2 e Tabela 6-3 foram sumarizados na Figura 6-8.

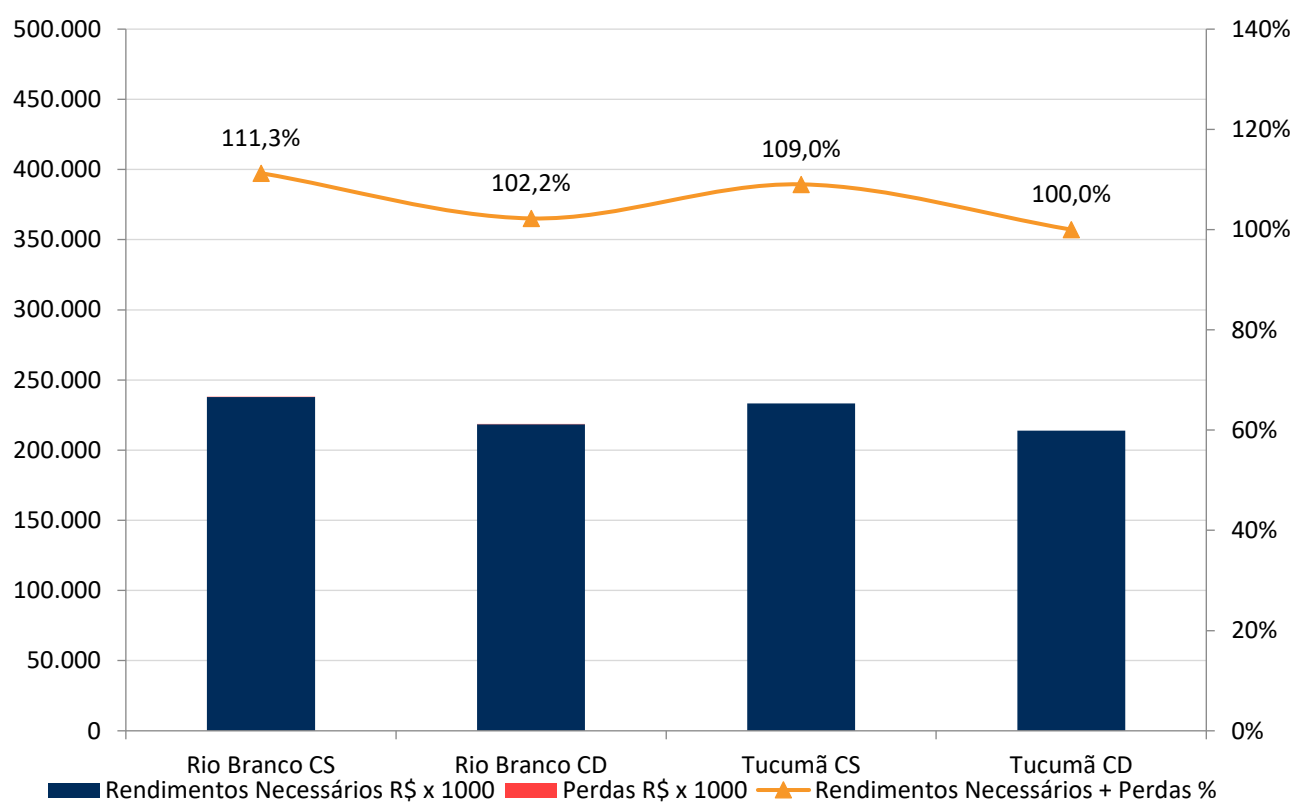


Figura 6-8 - Comparação econômica entre as alternativas estudadas, rendimento necessários e perdas elétricas.

7 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 as longas extensões das linhas de transmissão, 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 58 % da susceptância dos circuitos Tucumã – Feijó, C1 e Feijó – Cruzeiro do Sul, C2.

O processo de energização e rejeição dos circuitos ilustrado a seguir considerou os compensadores síncronos da SE Feijó e Tucumã em operação, mas mesmo com a indisponibilidade de um dos equipamentos, não foram verificadas situações impeditivas para as manobras. Embora o SAEB recomendado para a SE Cruzeiro do Sul possa auxiliar no controle de tensão e/ou fluxo nas LTs durante as manobras, sua contribuição foi desconsiderada nas análises a seguir, buscando resultados mais conservadores e críticos.

7.1 Energização

Nas simulações de energização, utilizou-se o patamar de Carga Mínima Noturna com reduzidos valores de carregamento nos circuitos, configurando-se condição mais adversa para controle de tensão e para energização.

As análises indicaram a viabilidade de energização da LT 230 kV Tucumã – Feijó, C1, com a necessidade de implantação de bancos de reatores de linha fixos de 20 Mvar em ambos os terminais. E a viabilidade de energização da LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C2, com a necessidade de implantação de bancos de reatores de linha fixos de 13 Mvar em ambos os terminais.

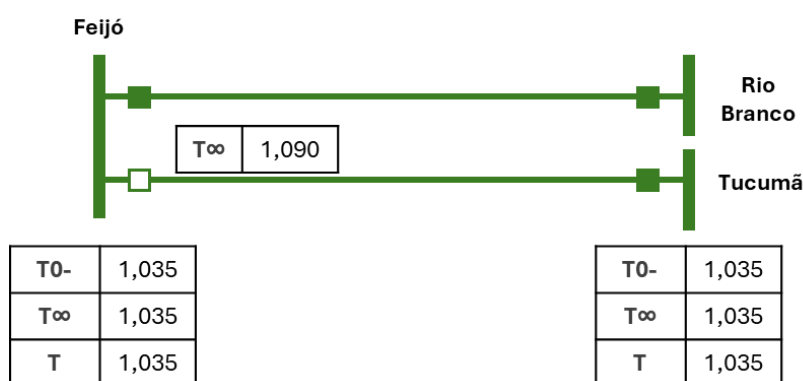


Figura 7-1 - Energização da LT 230 kV Tucumã– Feijó, C1 com reator de linha fixo, iniciando pelo terminal de Tucumã.

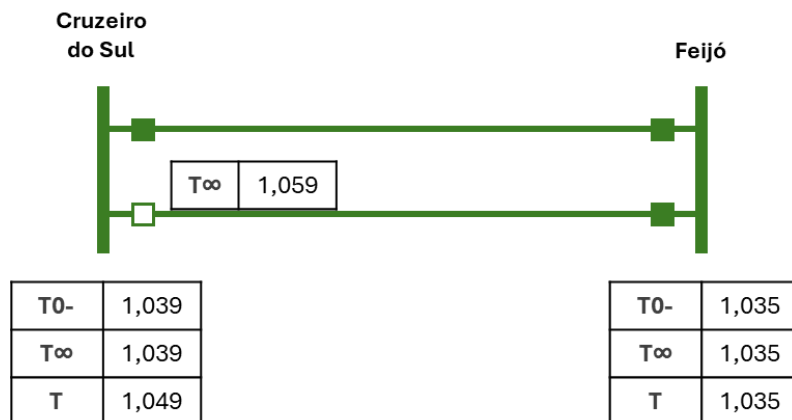


Figura 7-2 - Energização da LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C2 com reator de linha fixo, iniciando pelo terminal de Feijó.

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

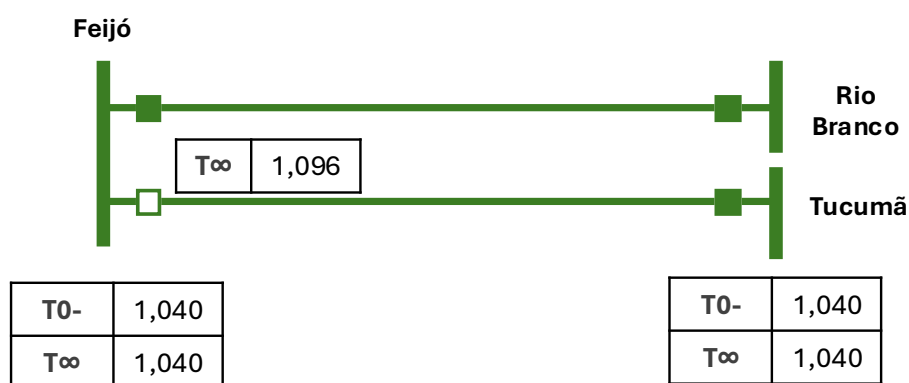


Figura 7-3 - Rejeição da LT 230kV Tucumã – Feijó, C1, terminal de Feijó aberto.

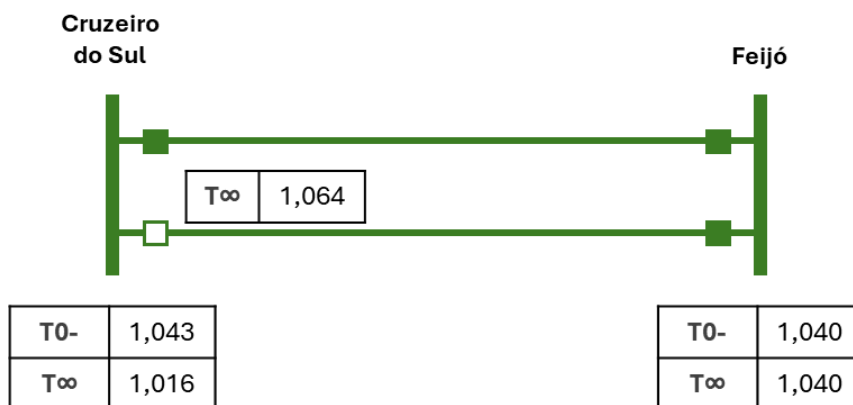


Figura 7-4 - Rejeição da LT 230 kV Feijó– Cruzeiro do Sul, C2, terminal de Cruzeiro do Sul aberto.

8 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 listadas abaixo:

- LT 230 kV Tucumã – Feijó, C1, em circuito simples (CS);
- LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C2, em circuito simples (CS), com trechos lançados em torres de circuito duplo (CD).

Não obstante as análises preliminares realizadas, ressalta-se que as situações deverão ser investigadas novamente no relatório R2, se aplicável, e no âmbito do Projeto Básico. 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, considerando-se uma modelagem trifásica em regime permanente.

8.1 Procedimentos e Critérios de Análise

Diz-se que o religamento monopolar é viável se houver alta probabilidade de autoextinção 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 [10, 25]. 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 o maior valor entre o SIL (*Surge Impedance Loading*) e 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 50 A_{ef} [25] [26];

- Tensão induzida na fase aberta não superior à tensão máxima de operação;
- Tensão no reator de neutro não superior a menor tensão suportável de curta duração entre o terminal de neutro do reator em derivação e o próprio reator de neutro, no caso de equipamento(s) existente(s);
- Corrente no reator de neutro não superior à sua corrente nominal de curta duração, no caso de equipamento existente.

8.2 LT 230 kV Tucumã – Feijó, C1

Atualmente a LT 230 kV Rio Branco – Feijó, C1, tem aproximadamente 386 km, com reatores *shunt* de 20 Mvar fixos (sem reator de neutro) em ambos os terminais, resultando em um grau de compensação de aproximadamente 58%. O novo circuito a ser instalado entre a SE Tucumã e a SE Feijó terá uma extensão de aproximadamente 386 km, coincidindo com a extensão da LT 230 kV Rio Branco – Feijó, C1.

Nas simulações, o ponto de operação foi ajustado de modo a apresentar um fluxo de cerca de 140 MW em cada circuito, que corresponde ao SIL da nova LT 230 kV Tucumã – Feijó, C1. Os circuitos de 230 kV foram modelados considerando o acoplamento eletromagnético por aproximadamente 300 km a partir da SE Feijó, com 70 m de afastamento entre os eixos.

A análise dos resultados indicou que a inserção do novo circuito não resultou em correntes de arco secundário acima dos limites especificados, tampouco em sobretensões significativas nas condições simuladas. Portanto, neste relatório serão apresentados somente alguns pontos que foram considerados de interesse. Os resultados, apresentados na Tabela 8-1 e na Figura 8-1, indicam que não há a necessidade de medidas mitigatórias, uma vez que a corrente de arco secundário permaneceu abaixo do limite de 50 A_{ef} em toda a faixa de frequência de análise. Além disso, a tensão induzida na fase aberta se manteve inferior à máxima tensão operativa de referência para 230 kV (1,05 p.u.), conforme apresentado na Figura 8-2.

Tabela 8-1 - Valor de pico da corrente de arco secundário a 60 Hz na LT 230 kV Tucumã – Feijó, C1, considerando a LT 230 kV Rio Branco – Feijó, C1, em operação.

Fase em falta	Local da falta		
	Feijó	½ LT	Tucumã
A	29,4 A	29,7 A	31,9 A
B	30,1 A	28,9 A	30,6 A
C	23,1 A	22,6 A	25,2 A

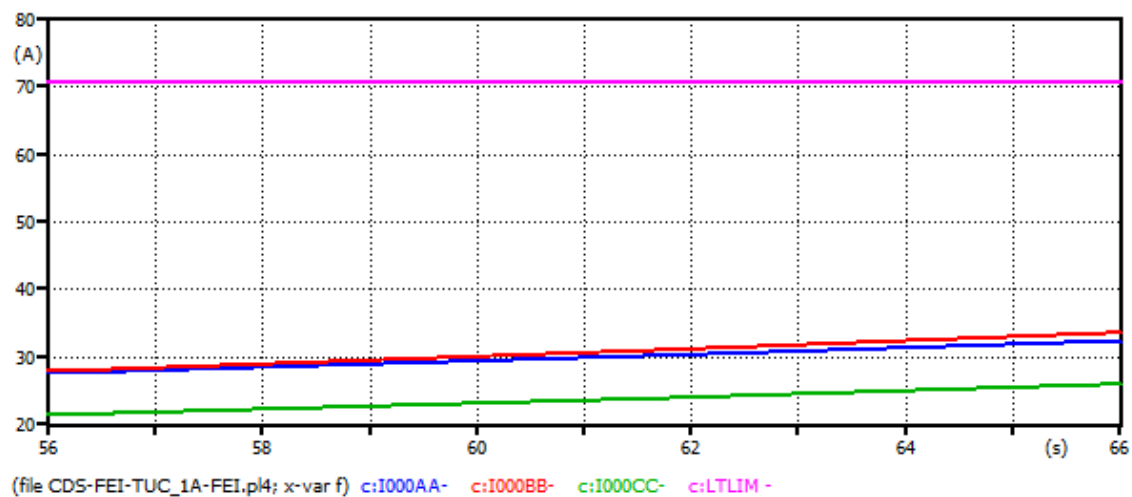


Figura 8-1 - Correntes de arco secundário na LT 230 kV Tucumã – Feijó, C1, valor de pico, considerando a LT 230 kV Rio Branco – Feijó, C1, em operação.

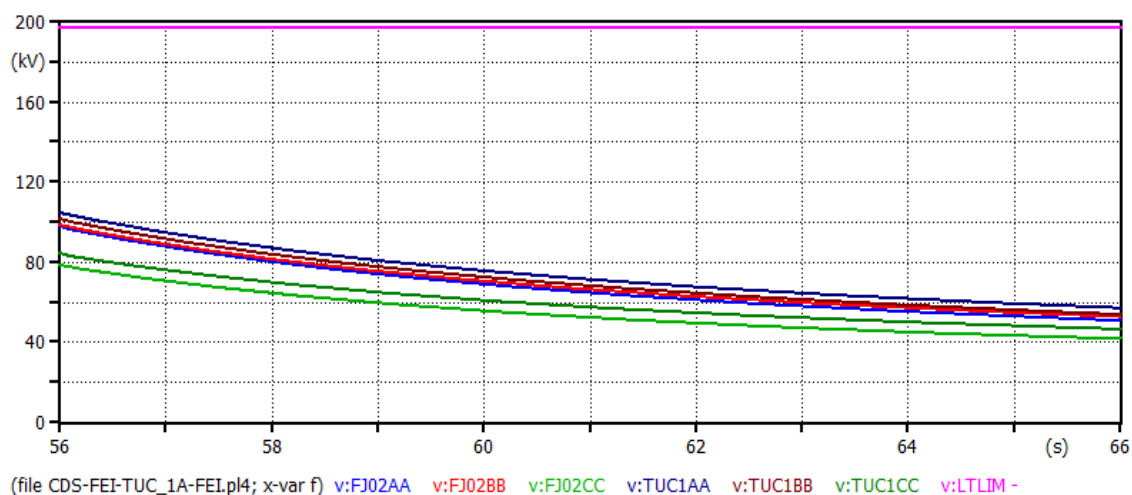


Figura 8-2 - Tensões induzidas de fase aberta na LT 230 kV Tucumã – Feijó, C1, valor de pico, considerando a LT 230 kV Rio Branco – Feijó, C1, em operação.

Adicionalmente, avaliou-se a condição operativa em que a LT 230 kV Rio Branco – Feijó, C1, encontra-se com as três fases abertas e não aterradas, a fim de verificar possíveis condições ressonantes no circuito paralelo. Conforme a Figura 8-3 e a Figura 8-4, pôde-se observar que, durante a abertura monopolar de qualquer fase da LT 230 kV Tucumã – Feijó, C1, tanto as fases desta linha quanto as da LT 230 kV Rio Branco – Feijó, C1, se mantiveram com tensões inferiores ao limite de 1,05 p.u. Cabe destacar que as análises também contemplaram a manobra de religamento monopolar a partir da LT 230 kV Rio Branco – Feijó, C1, não sendo identificados impedimentos à sua aplicação.

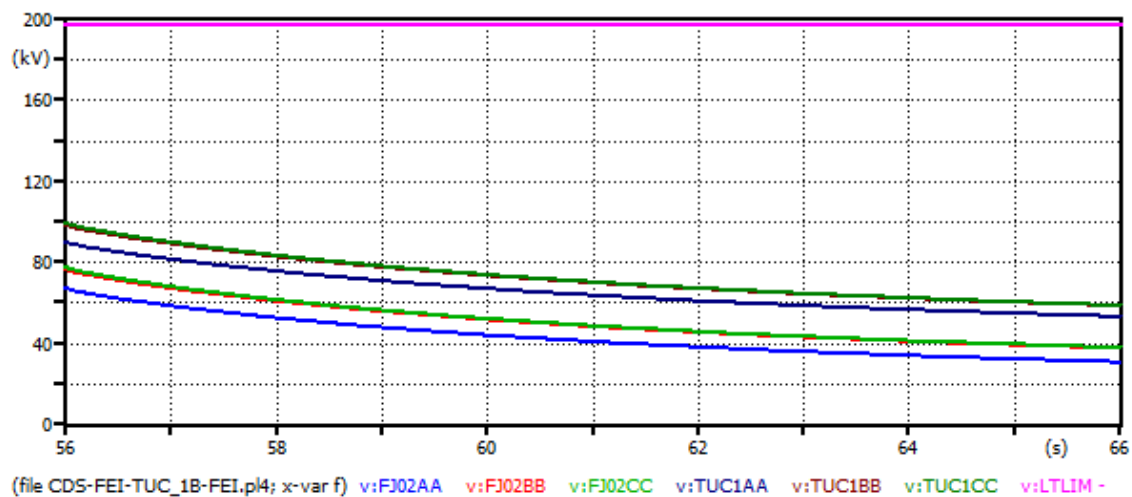


Figura 8-3 - Tensões induzidas de fase aberta na LT 230 kV Tucumã – Feijó, C1, valor de pico, considerando a LT 230 kV Rio Branco – Feijó, C1, com os terminais abertos e não aterrados.

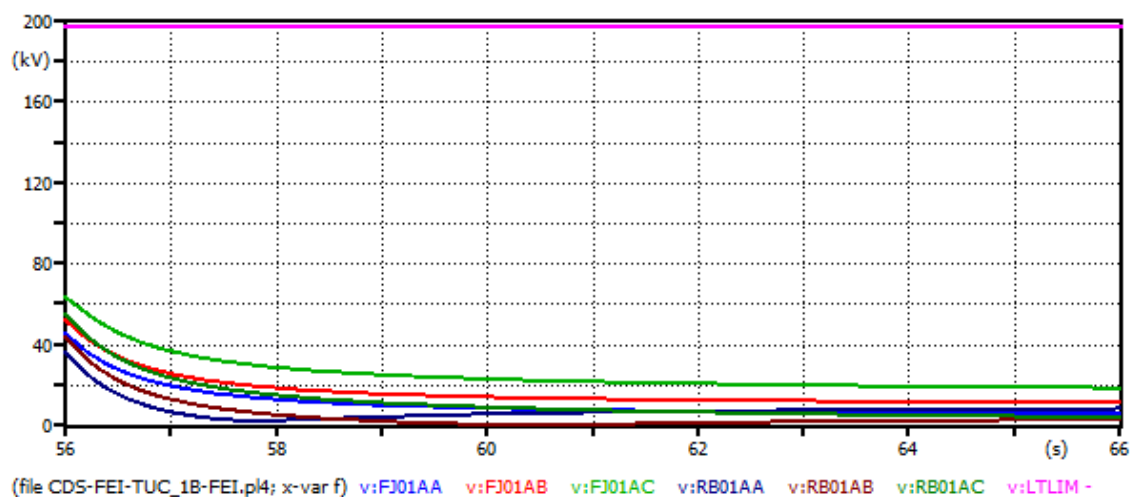


Figura 8-4 - Tensões induzidas na LT 230 kV Rio Branco – Feijó, C1, valor de pico, com os terminais abertos e não aterrados, devido ao religamento monopolar na fase A na LT 230 kV Tucumã – Feijó, C1.

8.3 LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C2

Atualmente a LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, tem aproximadamente 254 km, com reatores *shunt* de 13 Mvar fixos (com reator de neutro de 100 Ω) em ambos os terminais, resultando em um grau de compensação de aproximadamente 58%. Cabe ressaltar a existência de um reator manobrável de 13 Mvar (reator de neutro de 100 Ω) no terminal de Cruzeiro do Sul, que quando em operação eleva o grau de compensação da linha para cerca de 87%. O novo circuito possui aproximadamente a mesma extensão do existente.

Nas simulações, o ponto de operação foi ajustado de modo a apresentar um fluxo de cerca de 140 MW em cada circuito, que corresponde ao SIL da nova LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C2. Os circuitos de 230 kV foram modelados considerando acoplamento eletromagnético ao longo de aproximadamente 157 km em arranjo de circuito simples, com 70 m de afastamento entre os eixos. Esse traçado é intercalado por dois trechos que totalizam cerca de 97 km em torres de circuito duplo, com espaçamento entre circuitos de 9,20 m. Como premissa, considerou-se que o novo circuito contará com reatores *shunt* fixos de 13 Mvar em ambos os terminais, bem como reator de neutro de 100 Ω . Foram analisados dois cenários operativos com relação ao reator de linha manobrável da LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1:

- Cenário 1: Reator manobrável desligado;
- Cenário 2: Reator manobrável ligado.

8.3.1 Cenário 1: Reator manobrável desligado

A análise dos resultados indicou que a inserção do novo circuito não resultou em correntes de arco secundário acima dos limites especificados, tampouco em sobretensões significativas nas condições simuladas. Portanto, neste relatório serão apresentados somente alguns pontos que foram considerados de interesse. Os resultados, apresentados na Figura 8-2 e na Figura 8-5, indicam que não há a necessidade de medidas mitigatórias, uma vez que a corrente de arco secundário permaneceu abaixo do limite de 50 A_{ef} em toda a faixa de frequência de análise. Além disso, a tensão induzida na fase aberta se manteve inferior à máxima tensão operativa de referência para 230 kV (1,05 p.u.), conforme apresentado na Figura 8-6.

Tabela 8-2 - Valor de pico da corrente de arco secundário a 60 Hz na LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C2, considerando a LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, em operação.

Fase em falta	Local da falta		
	Feijó	½ LT	Cruzeiro do Sul
A	19,2 A	18,8 A	19,1 A
B	15,4 A	15,8 A	15,9 A
C	13,6 A	12,9 A	13,2 A

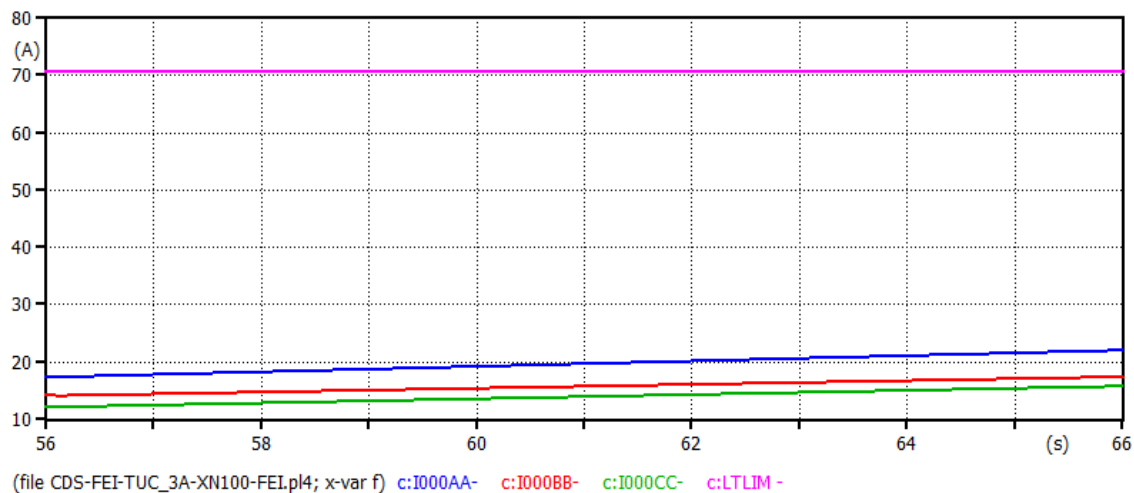


Figura 8-5 - Correntes de arco secundário na LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C2, valor de pico, considerando a Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, em operação.

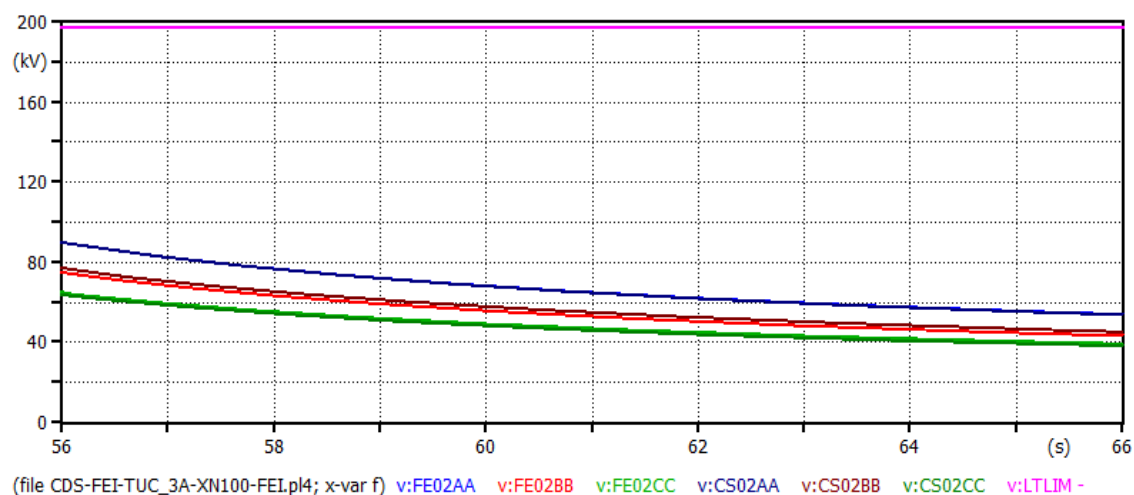


Figura 8-6 - Tensões induzidas de fase aberta na LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C2, valor de pico, considerando a Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, em operação.

Adicionalmente, avaliou-se a condição operativa em que a LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, encontra-se com as três fases abertas e não aterradas, a fim de verificar possíveis condições ressonantes nos circuitos paralelos. Conforme a Figura 8-7 e a Figura 8-8, pôde-se observar que, durante a abertura monopolar de qualquer fase da LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C2, tanto as fases desta linha quanto as do C1 se mantiveram com tensões inferiores ao limite de 1,05 p.u. Cabe destacar que as análises também contemplaram a manobra de religamento monopolar a partir da LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, não sendo identificados impedimentos à sua aplicação.

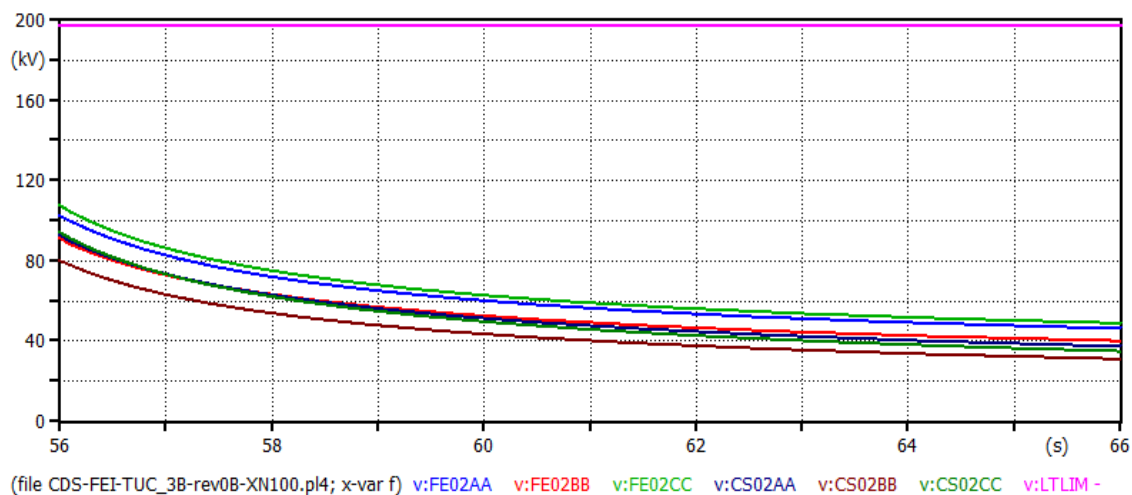


Figura 8-7 - Tensões induzidas de fase aberta na LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C2, valor de pico, considerando a Feijó – Cruzeiro do Sul C1, com os terminais abertos e não aterrados.

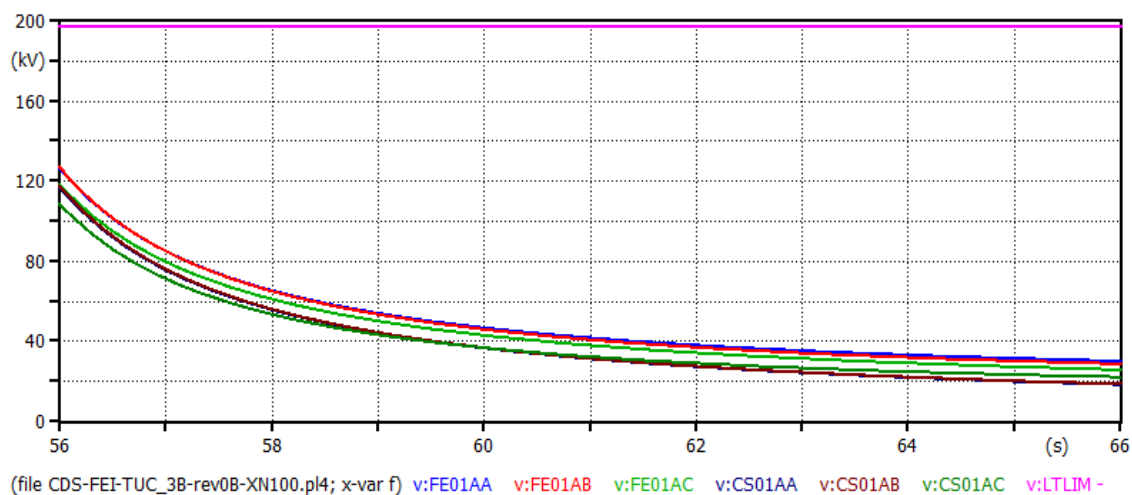


Figura 8-8 - Tensões induzidas na LT 230 Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, valor de pico, com os terminais abertos e não aterrados, devido ao religamento monopolar na fase A na LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C2.

Durante essa avaliação, identificou-se a possibilidade de superação da corrente de curta duração ($32 A_{ef}/10 s$) nos reatores de neutro de 100Ω da LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, conforme ilustrado na Figura 8-9. Assim, na etapa de Projeto Básico, torna-se imprescindível a especificação adequada dos reatores de neutro do novo circuito, bem como a verificação da adequabilidade dos equipamentos já instalados no circuito existente.

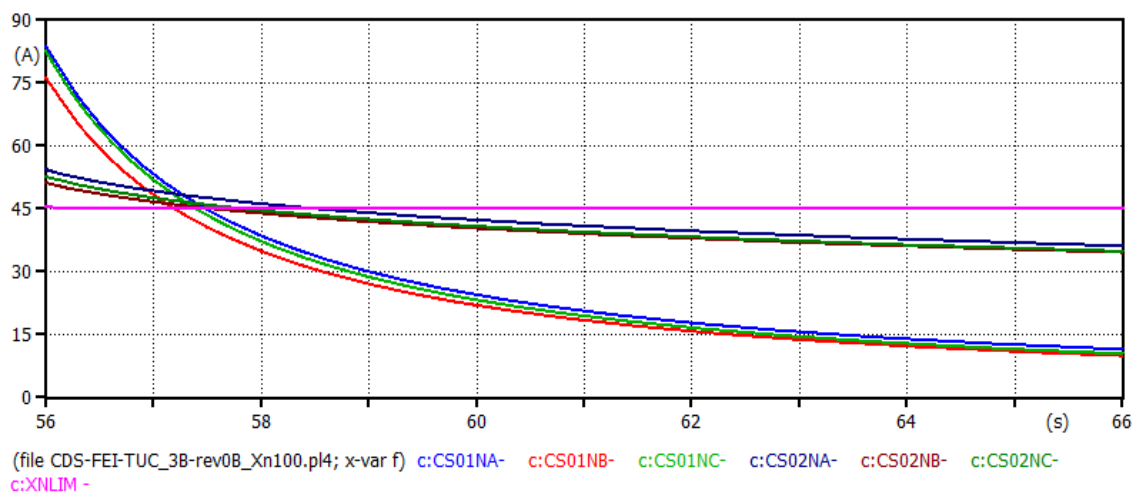


Figura 8-9 - Correntes nos reatores de neutro na LT 230 Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, valor de pico, com os terminais abertos e não aterrados, devido ao religamento monopolar na LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C2.

8.3.2 Cenário 2: Reator manobrável ligado

A análise dos resultados indicou a possível inviabilidade do religamento monopolar quando o reator manobrável da LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, encontra-se em operação. Observou-se que, antes mesmo da entrada dos novos empreendimentos, essa condição operativa apresenta comportamento ressonante com pico no entorno de 59 Hz, com sobretensões na fase aberta superiores a máxima tensão operativa de referência para 230 kV (1,05 p.u.), conforme apresentado na Figura 8-10. Após a entrada do circuito C2, a condição ressonante se mantém, conforme Figura 8-11 e Figura 8-12. Diante disso, foi avaliado o efeito do faseamento e do esquema de transposição do C2, porém isso não se mostrou efetivo. Adicionalmente foi avaliada a possibilidade de substituir os reatores de neutro existentes, contudo essa tentativa também não foi efetiva. Portanto, recomenda-se que o reator manobrável seja remanejado da linha.

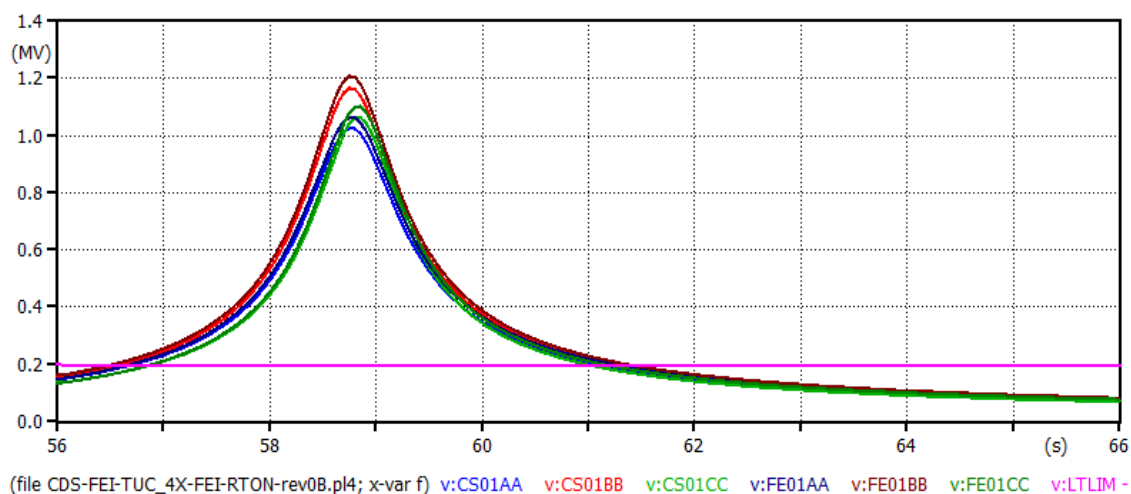


Figura 8-10 - Tensões induzidas de fase aberta na LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, valor de pico, com o reator manobrável em operação, antes da entrada do C2.

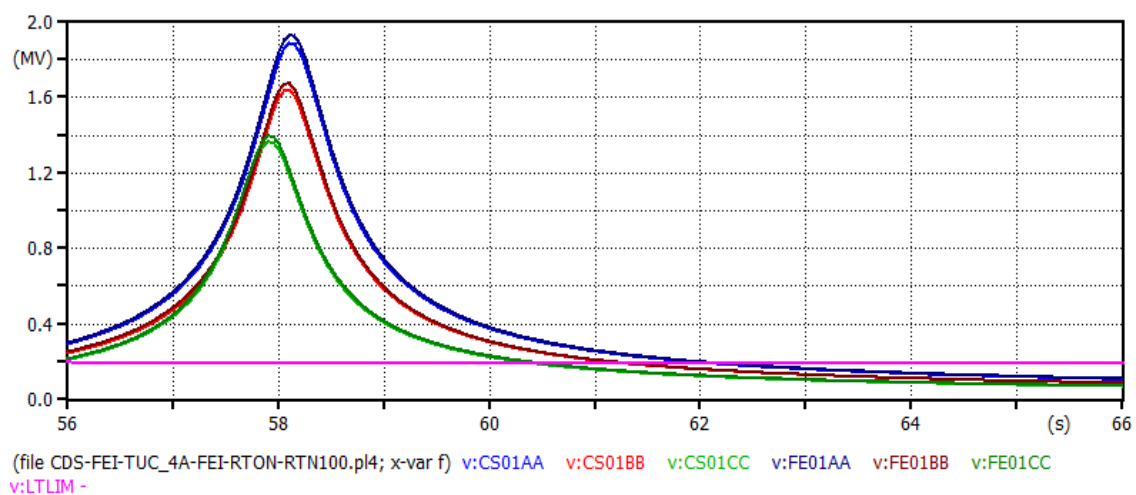


Figura 8-11 - Tensões induzidas de fase aberta na LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul C1, valor de pico, com o reator manobrável em operação, considerando C2 em operação.

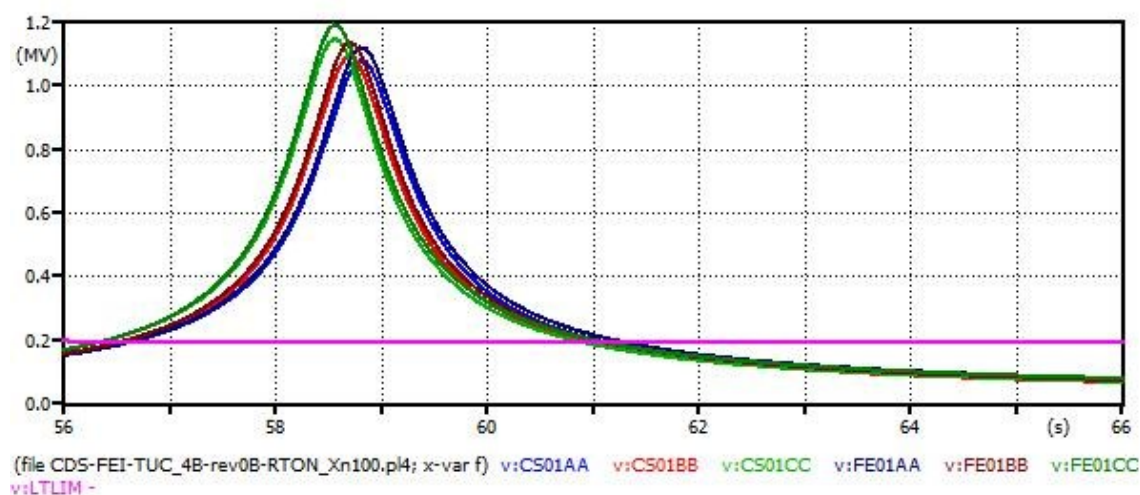


Figura 8-12 - Tensões induzidas de fase aberta na LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, valor de pico, com o reator manobrável em operação, considerando C2 com os terminais abertos e não aterrados.

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 Linhas de Transmissão (LT) aéreas, 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 Tucumã – Feijó, C1	230 kV	CS	386
LT2	LT Feijó – Cruzeiro do Sul, C2	230 kV	CS	158
	LT Feijó – Cruzeiro do Sul, C2	230 kV	CD	96

Os resultados obtidos nas análises foram extraídos diretamente do programa ELEKTRA, desenvolvido pelo CEPEL [27].

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 medições localizadas em Rio Branco/AC (LT1) e Cruzeiro do Sul/AC (LT2) [28].

Tabela 9-2 - Dados do ambiente.

	LT1	LT2
Temperatura do ar [°C]	33	33
Vento p/ cálculo de temperatura [m/s]	1	1
Radiação solar [W/m ²]	1000	1000
Altitude média [m]	209	225
Altitude máxima [m]	259	322
DRA ¹ [p.u.]	0,95	0,94
Vento p/ balanço [km/h] (50 anos, 30 s, 10 m)	115	115

¹ Densidade Relativa do Ar adotada para verificação de efeito corona visual.

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 na 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 6 e 7.

Tabela 9-3 - Dados para avaliação econômica

Custo das perdas de energia [R\$/MWh]	199,96
Período [anos]	30
Taxa de desconto anual [%]	8
Banco de preços	Ref. ANEEL – 2025/01 ³

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

Duração [Anos]	LT1	
	Fluxo¹ [MVA]	Fator de Perdas
1	32,1	0,64
1	33,1	0,63
1	34,8	0,60
1	36,8	0,57
1	37,0	0,61
1	38,6	0,59
1	40,3	0,62
1	40,6	0,64
1	42,0	0,64
1	44,0	0,62
20	44,6	0,55

¹ Fluxos verificados à tensão nominal.

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

Duração [Anos]	LT2	
	Fluxo¹ [MVA]	Fator de Perdas
1	28,0	0,67
1	28,4	0,68
1	28,7	0,67
1	30,7	0,63
1	31,0	0,62
1	32,5	0,58
1	31,9	0,61
1	33,4	0,57
1	35,1	0,57
1	35,7	0,56
20	36,3	0,52

¹ Fluxos verificados à tensão nominal.

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

Fluxo¹ [MVA]	Normal	LT1	LT2
		44,6	36,3
	Emergência	86,7	62,9

¹ Fluxos verificados à tensão nominal.

³ Atualizado pela EPE conforme [24].

Nessas análises, adotou-se estruturas com geometria de fases triangular para o CS e configuração vertical para o CD. Na Seção 9.4 constam as coordenadas finais, após a otimização, dos cabos na torre e flechas para a silhueta típica. Por fim, 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

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 [29]. 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 Tucumã – Feijó, C1, CS

Inicialmente, cumpre destacar que foram avaliadas configurações possuindo apenas um cabo 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 9-7.

Como pode se verificar, a configuração de menor custo total é a 1 x TERN (795 MCM). Portanto, 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	
TERN	1	720,3	86,0	806,3	100,0%
DOVE	1	687,7	131,1	818,8	101,6%
SQUAB	1	705,2	116,2	821,4	101,9%
GROSBEAK	1	715,3	108,3	823,5	102,1%
GANNET	1	725,8	101,1	826,9	102,6%
RUDDY	1	756,5	72,1	828,6	102,8%

9.3.2 Seleção dos cabos condutores – LT2: LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C2, CS e CD

Para a LT2, destaca-se que o novo C2 possui trechos em CS e compartilhamento de torres com o C1 (existente) em CD. Desse modo, a análise econômica para essa LT consiste no somatório dessas duas configurações. Quanto aos cabos considerados, salienta-se que foi considerado uma ampla gama de possibilidades de condutores CAA (com distintas bitolas e formações) e um cabo por fase

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 1 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	
TERN	1	567,2	73,5	640,8	100,0
DOVE	1	533,5	113,0	646,5	100,9
SQUAB	1	551,5	99,8	651,3	101,6
GROSBEAK	1	562,2	92,8	655,0	102,2
GANNET	1	573,3	86,5	659,7	103,0
RUDDY	1	602,4	61,2	663,6	103,6

9.4 Características Técnicas da Solução de Referência

9.4.1 Características elétricas – LT1: LT 230 kV Tucumã – Feijó, 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 230 kV Tucumã – Feijó, 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 1 x TERN (795 MCM)	780	1025	+	0,0821	0,4855	3,4126
				0	0,4253	1,4292	2,2210
				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 450 m utilizado na análise referencial.

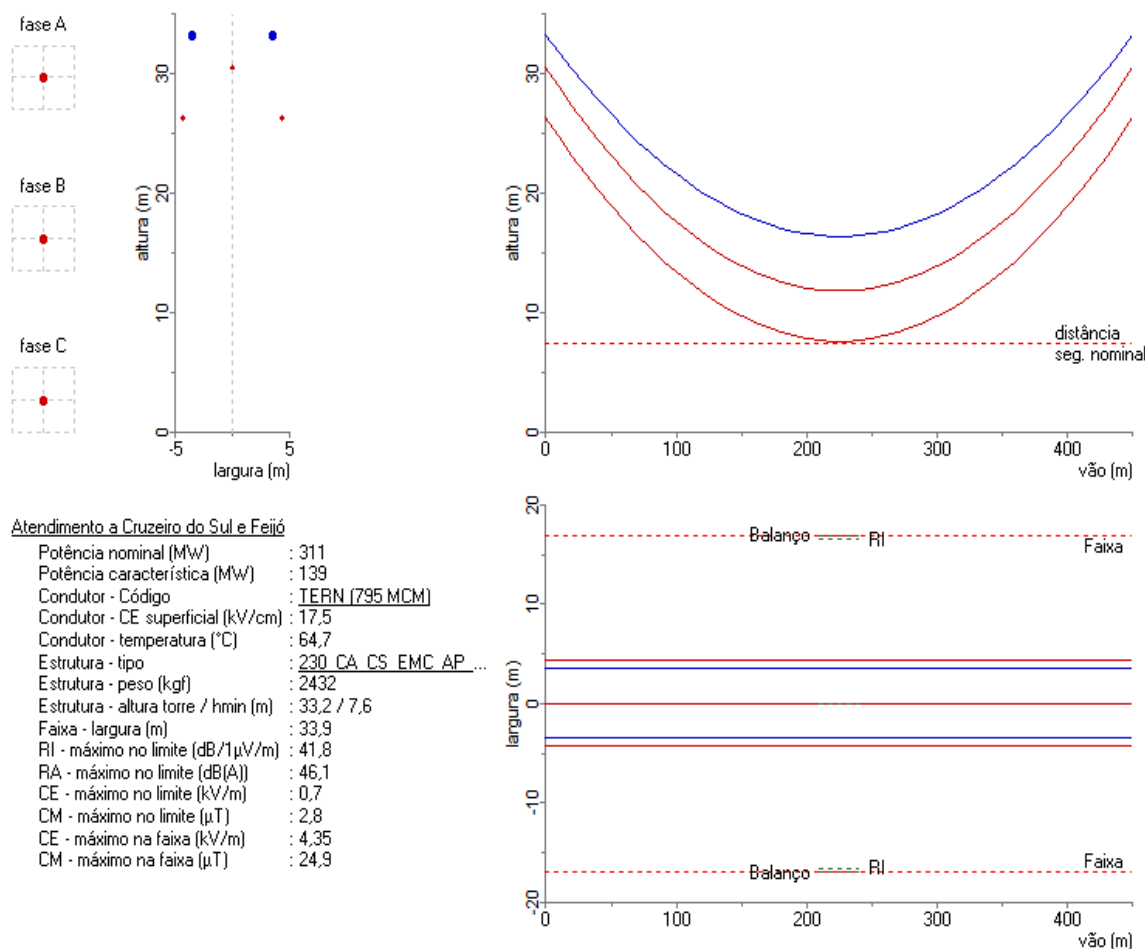


Figura 9-1 - Dados técnicos básicos da LT 230 kV Tucumã – Feijó, C1, CS.

9.4.2 Características construtivas – LT1: LT 230 kV Tucumã – Feijó, C1, CS

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas da silhueta típica e as respectivas flechas estão apresentadas na Tabela 9-10.

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

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Fase A	-4,30	26,3	18,7
Fase B	0,00	30,5	18,7
Fase C	4,30	26,3	18,7
Para-raios 1	-3,50	33,2	16,8
Para-raios 2	3,50	33,2	16,8

9.4.3 Características elétricas – LT2: LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C2, CS e CD

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas para os trechos de CS e CD para esta LT estão sumarizados na Tabela 9-11 e Tabela 9-12, respectivamente.

Tabela 9-11 Características elétricas básicas da LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, 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 1 x TERN (795 MCM)	780	1025	+	0,0821	0,4855	3,4126
				0	0,4253	1,4292	2,2210
				mut.0	-	-	-

Tabela 9-12 Características elétricas básicas da LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C2, 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 Simples	CAA 1 x TERN (795 MCM)	780	1025	+	0,0821	0,4997	3,3285
				0	0,3772	1,4854	2,1729
				mut.0	0,2932	0,8934	-0,5777

A Figura 9-2 e a Figura 9-3, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da nova LT em CS e em CD, respectivamente, incluindo o vão médio de 450 m utilizado na análise referencial.

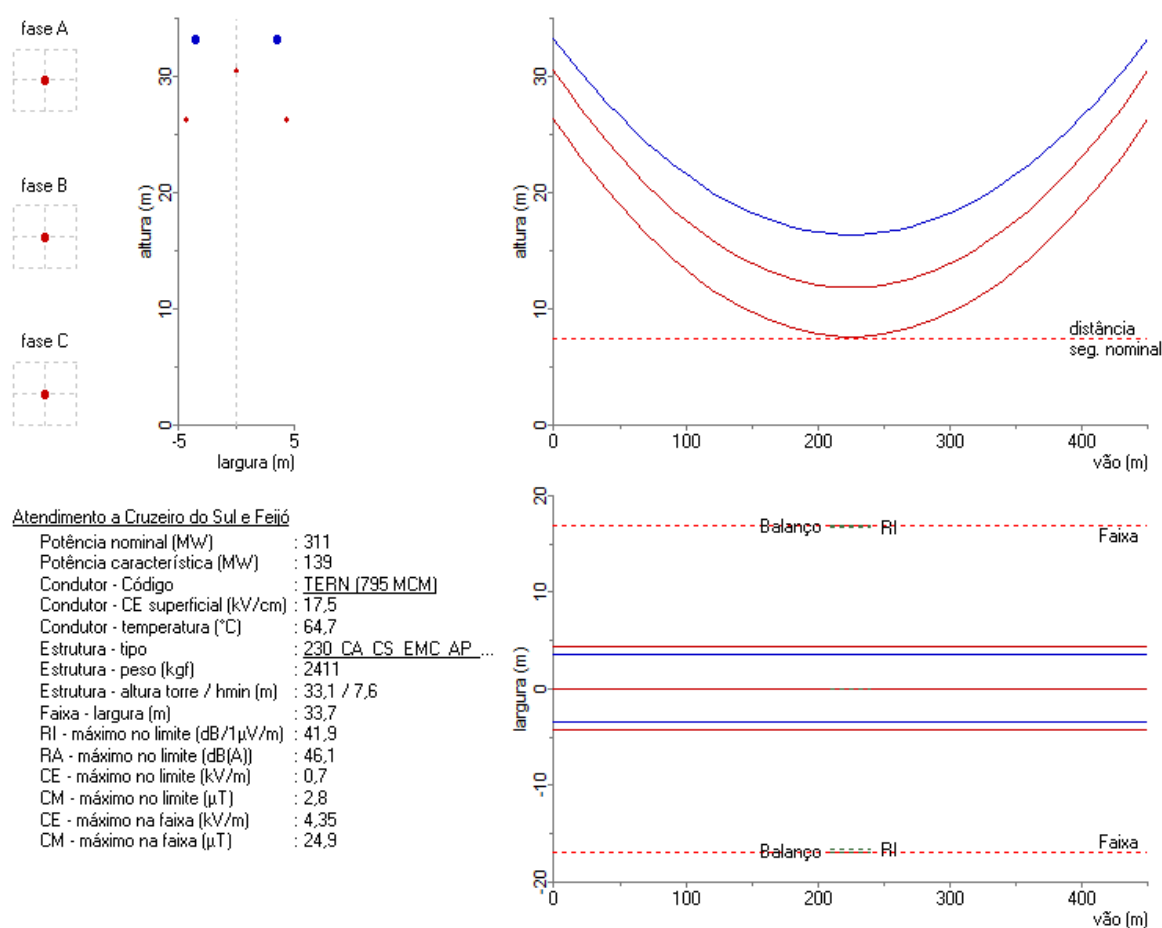


Figura 9-2 - Dados técnicos básicos da LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C2, CS.

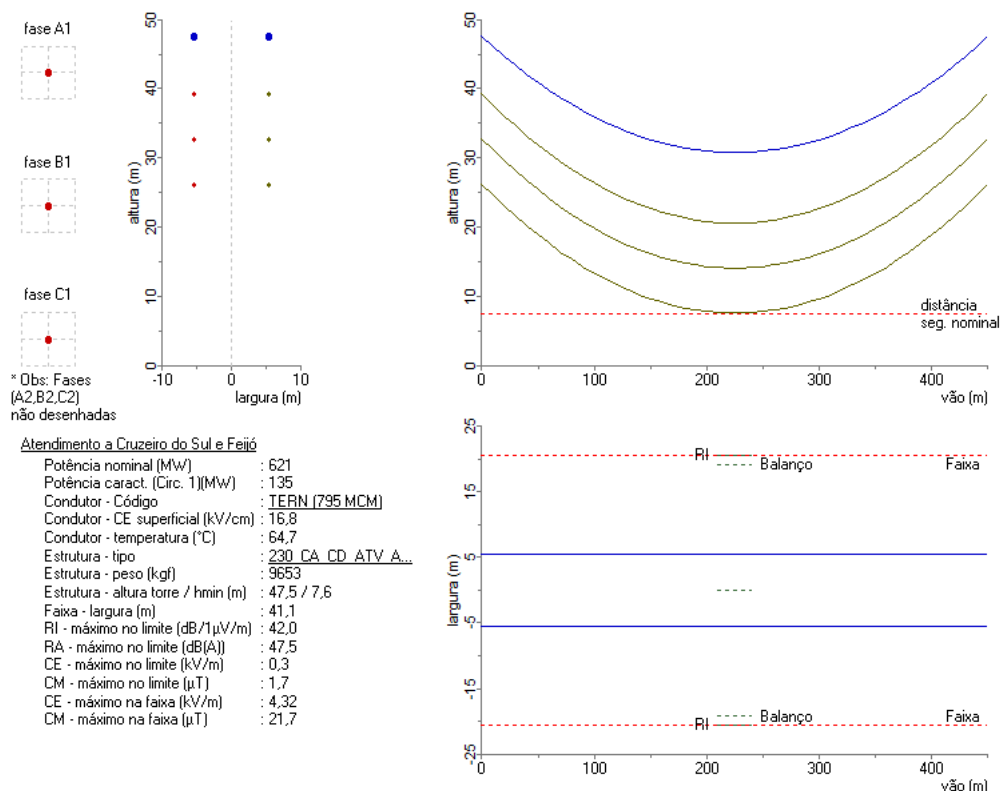


Figura 9-3 - Dados técnicos básicos da LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C2, CD.

9.4.4 Características construtivas – LT2: LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C2, CS

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas da silhueta típica e as respectivas flechas do CS estão apresentadas na Tabela 9-13.

Tabela 9-13 Coordenadas da silhueta típica da LT 230 kV em CS

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Fase A	-4,3	26,2	18,7
Fase B	0,0	30,4	18,7
Fase C	4,3	26,2	18,7
Para-raios 1	-3,5	33,1	16,8
Para-raios 2	3,5	33,1	16,8

9.4.5 Estimativas iniciais para faixa de segurança

Com relação à faixa de segurança, a Tabela 9-14 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 9-14 Estimativas iniciais para faixa de segurança

	Faixa calculada [m]	Restrição	Faixa Adotada [m]
LT1	33,9	Balanco de Condutores	35,0
LT2 (CS)	33,7	Balanco de Condutores	35,0

10 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

Os níveis de curto-circuito foram calculados para diferentes anos do sistema de transmissão do Acre visando mensurar os efeitos da expansão de novas linhas de transmissão na região, notadamente a integração de Cruzeiro do Sul, Feijó e Tucumã, bem como a verificação do efeito locacional da operação dos compensadores síncronos. Para o cálculo do curto-circuito máximo, foi considerado o sistema do Acre com todas as linhas de transmissão e elementos shunt energizados. Para o cálculo do curto-circuito mínimo, foram considerados os dois compensadores síncronos da SE Feijó fora de operação.

Os valores referentes às correntes de curto-circuito máximo para as subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira da região de interesse são apresentados na Tabela 10-1 e na Tabela 10-2, na qual também é mostrada a variação ($\Delta\%$) do nível de curto em relação ao caso sem reforços.

Dos resultados mostrados, conclui-se que o nível de curto-circuito é elevado consideravelmente, mas sem violações das capacidades de interrupção existentes, com a instalação dos equipamentos recomendados. Nos cenários mínimos, observa-se uma melhoria significativa da robustez elétrica, com aumentos de até 82% em Cruzeiro do Sul (230 kV) e 76% em Feijó (230 kV).

Tabela 10-1 - Comparativo dos níveis de curto-circuito mínimos com e sem os reforços propostos

Subestação	Tensão	CC _{max} Sem Obras (kA)	CC _{max} Com Obras (kA)	Δ (%)	CC _{max} Sem Obras (X/R)	CC _{max} Com Obras (X/R)
Cruzeiro do Sul	69	1,04	1,67	61%	7,78	8,99
Cruzeiro do Sul	230	0,38	0,69	82%	6,70	7,00
Feijó	69	1,08	1,42	31%	10,28	12,63
Feijó	230	0,59	1,04	76%	6,95	7,41
Rio Branco I	69	8,95	8,96	0%	14,38	14,41
Rio Branco I	138	3,30	3,31	0%	21,70	21,75
Rio Branco I	230	3,65	3,66	0%	11,75	11,77
Tucumã	69	8,66	8,66	0%	14,52	14,52
Tucumã	230	3,89	3,90	0%	13,47	13,46

Tabela 10-2 - Comparativo dos níveis de curto-circuito máximos com e sem os reforços propostos

Subestação	Tensão	CC _{max} Sem Obras (kA)	CC _{max} Com Obras (kA)	Δ (%)	CC _{max} Sem Obras (X/R)	CC _{max} Com Obras (X/R)
Cruzeiro do Sul	69	1,58	2,22	41%	10,14	11,63
Cruzeiro do Sul	230	0,64	1,06	66%	8,10	8,40
Feijó	69	1,68	1,80	7%	20,63	19,88
Feijó	230	1,69	2,14	27%	15,10	12,78
Rio Branco I	69	9,66	9,85	2%	14,43	14,61
Rio Branco I	138	3,50	3,55	1%	22,35	22,95
Rio Branco I	230	4,08	4,18	2%	11,48	11,65
Tucumã	69	9,19	9,46	3%	14,19	14,51
Tucumã	230	4,23	4,45	5%	13,05	13,28

O BESS de 100 MW/200 MWh recomendado para o barramento de 69 kV de Cruzeiro do Sul, será operado em modo *grid-forming*. Considerando limites típicos de 1,2–1,5 pu (RMS) — com possibilidade de até ~2,0 pu por curtos intervalos — a contribuição de falta permanece na faixa de 1,0–1,7 kA. Mesmo quando somada aos níveis máximos calculados para a subestação, são esperados valores consideravelmente inferiores à capacidade de interrupção dos disjuntores. A operação *grid-forming* tende a elevar os patamares mínimos e a sustentar tensão durante faltas favorecendo a sensibilidade das proteções, sem comprometer a suportabilidade dos equipamentos frente aos níveis máximos.

11 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-004/2025-rev0 [4], que complementa e acompanha este documento.

12 REFERÊNCIAS

- [1] MME, “Ofício-Circular nº 29/2023/DPOTI/SNTEP-MME de 21/07/2023,” 2023.
- [2] MME, “Ofício-Circular nº 29/2023/DPOTI/SNTEP-MME,” Brasília, 2023.
- [3] EPE, “EPE-DEE-RE-009/2019-rev3 - Integração de Cruzeiro do Sul e Feijó ao Sistema Interligado Nacional,” 2019.
- [4] EPE, “EPE-DEA-SMA-NT-004/2025-rev0 - Análise Socioambiental - Soluções para aumento da confiabilidade no atendimento às cargas de Feijó e Cruzeiro do Sul,” 2025.
- [5] ANEEL, “Base de Preços de Referência ANEEL 03/2024”.
- [6] ANEEL, “Manual De Controle Patrimonial Do Setor Elétrico MCPSE,” 2015.
- [7] EPE, “EPE-DEE-IT-030/2025 - Atualização dos Parâmetros Econômicos de Referência para os Estudos de Expansão da Transmissão do Ciclo de Planejamento 2025,” 2025.
- [8] EPE, “EPE-DEE-NT-012/2018-rev1 – Definição de Parâmetros Iniciais Para o Planejamento de Linhas de Transmissão Aéreas,” 2022.
- [9] 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.
- [10] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrica, “Procedimentos de Rede - Submódulo 2.3 -] Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos,” 2022.
- [11] ONS, “CTA-ONS DPL 1181/2025 - Atendimento às cargas das localidades de Feijó e Cruzeiro do] Sul,” 2025.
- [12] ABSAE, “Potência para 2028: só o leilão de BESS em 2026 evita o apagão,” Associação Brasileira] de Soluções de Armazenamento de Energia, 08 2025. [Online]. Available: <https://www.absae.org.br/post/pot%C3%Aancia-para-2028-s%C3%B3-o-leil%C3%A3o-de-bess-em-2026-evita-o-apag%C3%A3o>.
- [13] Energisa Acre, “Ofício N° 0026/2023/ENERGISA AC - Levantamento das cargas críticas das] localidades de Feijó e Cruzeiro do Sul,” 2023.
- [14] ONS, “RT-ONS DPL 0280/2023 - rev1, “Estudos Pré-Operacionais para Integração,” 2023.]
- [15] CCEE, “Divulgação do Custo de Déficit e memória de cálculo referente ao ano 2025,” 20 12] 2024. [Online]. Available: <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/co-divulgacao-do-custo-de-deficit-e-memoria-de-calculo-referente-ao-ano-2025>.
- [16] Lazard, “Levelized Cost of Energy+ / Storage v10,” 2025. [Online]. Available:] <https://www.lazard.com/media/uoounhon4/lazards-lcoeplus-june-2025.pdf>.
- [17] NREL, “Annual Technology Baseline - Utility-Scale Battery Storage,” 2025. [Online]. Available:] https://atb.nrel.gov/electricity/2024/utility-scale_battery_storage.
- [18] ONS, “ONS NT 0065/2019 - SOLUÇÃO ESTRUTURAL DE ATENDIMENTO ÀS CARGAS DAS] REGIÕES DE FEIJÓ E CRUZEIRO DO SUL,” 2019.

- [19 ANEEL, “EDITAL DE LEILÃO Nº 02/2019-ANEEL ANEXO 2-11 – LOTE 11,” 2019.
]
- [20 ONS, “Submódulo 2.6 – Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos),” 2025.
]
- [21 ONS, “Ata de Reunião - 5ª Reunião do Grupo de Trabalho de Atendimento aos Estados do Acre, Rondônia e Mato Grosso - GT AC/RO/MT,” 2025.
]
- [22 ONS, “PAR/PEL 2023 - CICLO 2024-2028 - VOLUME III - TOMO 10 – ACRE/RONDÔNIA,” 2024.
]
- [23 EPE, “ATENDIMENTO ÀS REGIÕES DE PORTO VELHO E ABUNÃ,” 07 2024. [Online]. Available:
] <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-276/topico-708/EPE-DEE-RE-019-2024-rev0%20-%20Atendimento%20a%20Porto%20Velho%20e%20Abun%C3%A3.pdf>.
- [24 EPE, “EPE-DEE-IT-030/2025 - Informe Técnico - Parâmetros Econômicos de Referência para os
] Estudos de Expansão da Transmissão do Ciclo de Planejamento 2025”.
- [25 ONS, “Detrizes para a Elaboração de Projetos Básicos para Empreendimentos de Transmissão:
] Estudos elétricos, especificação das instalações, de equipamentos e de linhas de transmissão - Revisão 2,” 2024.
- [26 H.-J. H. G. T. R. Haubrich, “Single-phase auto-reclosing in EHV Systems,” *CIGRÉ paper 31-09*,
] 1974.
- [27 CEPEL, “ELEKTRA,” [Online]. Available: <https://www.cepel.br/produtos/elektra/>.
]
- [28 INMET. , “Normal Climatológico do Brasil 1981-2010: Temperatura Máxima,” [Online].
] Available: <http://www.inmet.gov.br/portal/>.
- [29 ONS, “Procedimentos de Rede – Submódulo 2.7 – Requisitos Mínimos Para Linhas de
] Transmissão,” 2022.
- [30 DlgSILENT Power System Solutions, “Can you provide a quasi-dynamic simulation case where
] QDSL Battery models are integrated?,” [Online]. Available: <https://www.digsilent.de/en/faq-reader-powerfactory/can-you-provide-a-quasi-dynamic-simulation-case-with-qdsl-battery-model-integrated.html>.
- [31 U.S. Department of Energy, “Energy Storage Grand Challenge Cost and Performance
] Assessment 2022,” 2022. [Online]. Available: <https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/ESGC%20Cost%20Performance%20Report%202022%20PNNL-33283.pdf>.

13.1 Anexo I – Plano de Obras Detalhado - Soluções estruturais

13.1.1 Alternativa 1 – Reforço via SE Rio Branco – Apenas estruturas CS

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						738.909,27	586.570,00	65.635,41	371.965,08
LT 230 kV RIO BRANCO - FEIJÓ, C2 (Nova)						434.540,55	344.952,30	38.599,12	218.746,63
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 390 km		2029	390,00	1,00	960,22	374.485,80	297.278,90	33.264,61	188.515,22
Reator de Linha Manobrável 230 kV, (3+1R) x 6,67 Mvar 1Φ	Rio Branco	2029	4,00	1,00	2.706,19	10.824,76	8.593,04	961,54	5.449,16
Reator de Linha Manobrável 230 kV, (3+1R) x 6,67 Mvar 1Φ	Feijó	2029	4,00	1,00	2.706,19	10.824,76	8.593,04	961,54	5.449,16
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT	Rio Branco	2029	1,00	1,00	10.454,96	10.454,96	8.299,48	928,69	5.263,00
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2029	1,00	1,00	10.926,43	10.926,43	8.673,75	970,57	5.500,34
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BPT	Rio Branco	2029	1,00	1,00	4.073,18	4.073,18	3.233,42	361,81	2.050,43
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2029	1,00	1,00	4.073,18	4.073,18	3.233,42	361,81	2.050,43
MIM - 230 kV	Rio Branco	2029	1,00	1,00	1.178,10	1.178,10	935,21	104,65	593,05
MIM - 230 kV	Feijó	2029	1,00	1,00	1.178,10	1.178,10	935,21	104,65	593,05
MIG-A	Rio Branco	2029	1,00	1,00	3.260,64	3.260,64	2.588,40	289,63	1.641,40
MIG-A	Feijó	2029	1,00	1,00	3.260,64	3.260,64	2.588,40	289,63	1.641,40
LT 230 kV FEIJÓ - CRUZEIRO DO SUL, C2 (Nova)						304.368,72	241.617,70	27.036,29	153.218,45
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 255 km		2029	255,00	1,00	960,22	244.856,10	194.374,67	21.749,94	123.259,95
Reator de Linha Manobrável 230 kV, (3+1R) x 4,33 Mvar 1Φ	Feijó	2029	4,00	1,00	2.579,49	10.317,96	8.190,73	916,52	5.194,04
Reator de Linha Manobrável 230 kV, (3+1R) x 4,33 Mvar 1Φ	Cruzeiro do Sul	2029	4,00	1,00	2.579,49	10.317,96	8.190,73	916,52	5.194,04
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2029	1,00	1,00	10.926,43	10.926,43	8.673,75	970,57	5.500,34
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Cruzeiro do Sul	2029	1,00	1,00	10.926,43	10.926,43	8.673,75	970,57	5.500,34
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2029	1,00	1,00	4.073,18	4.073,18	3.233,42	361,81	2.050,43
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Cruzeiro do Sul	2029	1,00	1,00	4.073,18	4.073,18	3.233,42	361,81	2.050,43
MIM - 230 kV	Feijó	2029	1,00	1,00	1.178,10	1.178,10	935,21	104,65	593,05
MIM - 230 kV	Cruzeiro do Sul	2029	1,00	1,00	1.178,10	1.178,10	935,21	104,65	593,05
MIG-A	Feijó	2029	1,00	1,00	3.260,64	3.260,64	2.588,40	289,63	1.641,40
MIG-A	Cruzeiro do Sul	2029	1,00	1,00	3.260,64	3.260,64	2.588,40	289,63	1.641,40

13.1.2 Alternativa 2 – Reforço via SE Rio Branco – Estruturas CS e D2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						678.837,87	538.883,39	60.299,43	341.725,29
LT 230 kV RIO BRANCO - FEIJÓ, C2 (Nova)						434.540,55	344.952,30	38.599,12	218.746,63
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 390 km		2029	390,00	1,00	960,22	374.485,80	297.278,90	33.264,61	188.515,22
Reator de Linha Manobrável 230 kV, (3+1R) x 6,67 Mvar 1Φ	Rio Branco	2029	4,00	1,00	2.706,19	10.824,76	8.593,04	961,54	5.449,16
Reator de Linha Manobrável 230 kV, (3+1R) x 6,67 Mvar 1Φ	Feijó	2029	4,00	1,00	2.706,19	10.824,76	8.593,04	961,54	5.449,16
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT	Rio Branco	2029	1,00	1,00	10.454,96	10.454,96	8.299,48	928,69	5.263,00
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2029	1,00	1,00	10.926,43	10.926,43	8.673,75	970,57	5.500,34
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BPT	Rio Branco	2029	1,00	1,00	4.073,18	4.073,18	3.233,42	361,81	2.050,43
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2029	1,00	1,00	4.073,18	4.073,18	3.233,42	361,81	2.050,43
MIM - 230 kV	Rio Branco	2029	1,00	1,00	1.178,10	1.178,10	935,21	104,65	593,05
MIM - 230 kV	Feijó	2029	1,00	1,00	1.178,10	1.178,10	935,21	104,65	593,05
MIG-A	Rio Branco	2029	1,00	1,00	3.260,64	3.260,64	2.588,40	289,63	1.641,40
MIG-A	Feijó	2029	1,00	1,00	3.260,64	3.260,64	2.588,40	289,63	1.641,40
LT 230 kV FEIJÓ - CRUZEIRO DO SUL, C2 (Nova)						244.297,32	193.931,09	21.700,30	122.978,66
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 163 km		2029	163,00	1,00	R\$ 960,22	156.515,86	124.247,34	13.902,90	78.789,69
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 92 km		2029	92,00	0,32	R\$ 960,22	28.268,84	22.440,72	2.511,05	14.230,46
Reator de Linha Manobrável 230 kV, (3+1R) x 4,33 Mvar 1Φ	Feijó	2029	4,00	1,00	2.579,49	10.317,96	8.190,73	916,52	5.194,04
Reator de Linha Manobrável 230 kV, (3+1R) x 4,33 Mvar 1Φ	Cruzeiro do Sul	2029	4,00	1,00	2.579,49	10.317,96	8.190,73	916,52	5.194,04
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2029	1,00	1,00	10.926,43	10.926,43	8.673,75	970,57	5.500,34
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Cruzeiro do Sul	2029	1,00	1,00	10.926,43	10.926,43	8.673,75	970,57	5.500,34
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2029	1,00	1,00	4.073,18	4.073,18	3.233,42	361,81	2.050,43
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Cruzeiro do Sul	2029	1,00	1,00	4.073,18	4.073,18	3.233,42	361,81	2.050,43
MIM - 230 kV	Feijó	2029	1,00	1,00	1.178,10	1.178,10	935,21	104,65	593,05
MIM - 230 kV	Cruzeiro do Sul	2029	1,00	1,00	1.178,10	1.178,10	935,21	104,65	593,05
MIG-A	Feijó	2029	1,00	1,00	3.260,64	3.260,64	2.588,40	289,63	1.641,40
MIG-A	Cruzeiro do Sul	2029	1,00	1,00	3.260,64	3.260,64	2.588,40	289,63	1.641,40

13.1.3 Alternativa 3 – Reforço via SE Tucumã – Apenas estruturas CS

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						724.977,44	575.510,47	64.397,89	364.951,83
LT 230 kV TUCUMÃ - FEIJÓ, C1 (Nova)						420.608,72	333.892,76	37.361,59	211.733,38
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 375 km		2029	375,00	1,00	R\$ 960,22	360.082,50	285.845,10	31.985,20	181.264,63
Reator de Linha Manobrável 230 kV, (3+1R) x 6,67 Mvar 1Φ	Tucumã	2029	4,00	1,00	R\$ 2.706,19	10.824,76	8.593,04	961,54	5.449,16
Reator de Linha Manobrável 230 kV, (3+1R) x 6,67 Mvar 1Φ	Feijó	2029	4,00	1,00	R\$ 2.706,19	10.824,76	8.593,04	961,54	5.449,16
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Tucumã	2029	1,00	1,00	R\$ 10.926,43	10.926,43	8.673,75	970,57	5.500,34
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2029	1,00	1,00	R\$ 10.926,43	10.926,43	8.673,75	970,57	5.500,34
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Tucumã	2029	1,00	1,00	R\$ 4.073,18	4.073,18	3.233,42	361,81	2.050,43
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2029	1,00	1,00	R\$ 4.073,18	4.073,18	3.233,42	361,81	2.050,43
MIM - 230 kV	Tucumã	2029	1,00	1,00	R\$ 1.178,10	1.178,10	935,21	104,65	593,05
MIM - 230 kV	Feijó	2029	1,00	1,00	R\$ 1.178,10	1.178,10	935,21	104,65	593,05
MIG-A	Tucumã	2029	1,00	1,00	R\$ 3.260,64	3.260,64	2.588,40	289,63	1.641,40
MIG-A	Feijó	2029	1,00	1,00	R\$ 3.260,64	3.260,64	2.588,40	289,63	1.641,40
LT 230 kV FEIJÓ - CRUZEIRO DO SUL, C2 (Nova)						304.368,72	241.617,70	27.036,29	153.218,45
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 255 km		2029	255,00	1,00	960,22	244.856,10	194.374,67	21.749,94	123.259,95
Reator de Linha Manobrável 230 kV, (3+1R) x 4,33 Mvar 1Φ	Feijó	2029	4,00	1,00	R\$ 2.579,49	10.317,96	8.190,73	916,52	5.194,04
Reator de Linha Manobrável 230 kV, (3+1R) x 4,33 Mvar 1Φ	Cruzeiro do Sul	2029	4,00	1,00	R\$ 2.579,49	10.317,96	8.190,73	916,52	5.194,04
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2029	1,00	1,00	R\$ 10.926,43	10.926,43	8.673,75	970,57	5.500,34
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Cruzeiro do Sul	2029	1,00	1,00	R\$ 10.926,43	10.926,43	8.673,75	970,57	5.500,34
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2029	1,00	1,00	R\$ 4.073,18	4.073,18	3.233,42	361,81	2.050,43
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Cruzeiro do Sul	2029	1,00	1,00	R\$ 4.073,18	4.073,18	3.233,42	361,81	2.050,43
MIM - 230 kV	Feijó	2029	1,00	1,00	R\$ 1.178,10	1.178,10	935,21	104,65	593,05
MIM - 230 kV	Cruzeiro do Sul	2029	1,00	1,00	R\$ 1.178,10	1.178,10	935,21	104,65	593,05
MIG-A	Feijó	2029	1,00	1,00	R\$ 3.260,64	3.260,64	2.588,40	289,63	1.641,40
MIG-A	Cruzeiro do Sul	2029	1,00	1,00	R\$ 3.260,64	3.260,64	2.588,40	289,63	1.641,40

13.1.4 Alternativa 4 – Reforço via SE Tucumã – Estruturas CS e D2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						664.906,04	527.823,85	59.061,90	334.712,04
LT 230 kV TUCUMÃ - FEIJÓ, C1 (Nova)						420.608,72	333.892,76	37.361,59	211.733,38
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 375 km		2029	375,00	1,00	R\$ 960,22	360.082,50	285.845,10	31.985,20	181.264,63
Reator de Linha Manobrável 230 kV, (3+1R) x 6,67 Mvar 1Φ	Tucumã	2029	4,00	1,00	R\$ 2.706,19	10.824,76	8.593,04	961,54	5.449,16
Reator de Linha Manobrável 230 kV, (3+1R) x 6,67 Mvar 1Φ	Feijó	2029	4,00	1,00	R\$ 2.706,19	10.824,76	8.593,04	961,54	5.449,16
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Tucumã	2029	1,00	1,00	R\$ 10.926,43	10.926,43	8.673,75	970,57	5.500,34
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2029	1,00	1,00	R\$ 10.926,43	10.926,43	8.673,75	970,57	5.500,34
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Tucumã	2029	1,00	1,00	R\$ 4.073,18	4.073,18	3.233,42	361,81	2.050,43
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2029	1,00	1,00	R\$ 4.073,18	4.073,18	3.233,42	361,81	2.050,43
MIM - 230 kV	Tucumã	2029	1,00	1,00	R\$ 1.178,10	1.178,10	935,21	104,65	593,05
MIM - 230 kV	Feijó	2029	1,00	1,00	R\$ 1.178,10	1.178,10	935,21	104,65	593,05
MIG-A	Tucumã	2029	1,00	1,00	R\$ 3.260,64	3.260,64	2.588,40	289,63	1.641,40
MIG-A	Feijó	2029	1,00	1,00	R\$ 3.260,64	3.260,64	2.588,40	289,63	1.641,40
LT 230 kV FEIJÓ - CRUZEIRO DO SUL, C2 (Nova)						244.297,32	193.931,09	21.700,30	122.978,66
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 163 km		2029	163,00	1,00	R\$ 960,22	156.515,86	124.247,34	13.902,90	78.789,69
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 92 km		2029	92,00	0,32	R\$ 960,22	28.268,84	22.440,72	2.511,05	14.230,46
Reator de Linha Manobrável 230 kV, (3+1R) x 4,33 Mvar 1Φ	Feijó	2029	4,00	1,00	R\$ 2.579,49	10.317,96	8.190,73	916,52	5.194,04
Reator de Linha Manobrável 230 kV, (3+1R) x 4,33 Mvar 1Φ	Cruzeiro do Sul	2029	4,00	1,00	R\$ 2.579,49	10.317,96	8.190,73	916,52	5.194,04
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2029	1,00	1,00	R\$ 10.926,43	10.926,43	8.673,75	970,57	5.500,34
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Cruzeiro do Sul	2029	1,00	1,00	R\$ 10.926,43	10.926,43	8.673,75	970,57	5.500,34
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2029	1,00	1,00	R\$ 4.073,18	4.073,18	3.233,42	361,81	2.050,43
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Cruzeiro do Sul	2029	1,00	1,00	R\$ 4.073,18	4.073,18	3.233,42	361,81	2.050,43
MIM - 230 kV	Feijó	2029	1,00	1,00	R\$ 1.178,10	1.178,10	935,21	104,65	593,05
MIM - 230 kV	Cruzeiro do Sul	2029	1,00	1,00	R\$ 1.178,10	1.178,10	935,21	104,65	593,05
MIG-A	Feijó	2029	1,00	1,00	R\$ 3.260,64	3.260,64	2.588,40	289,63	1.641,40
MIG-A	Cruzeiro do Sul	2029	1,00	1,00	R\$ 3.260,64	3.260,64	2.588,40	289,63	1.641,40

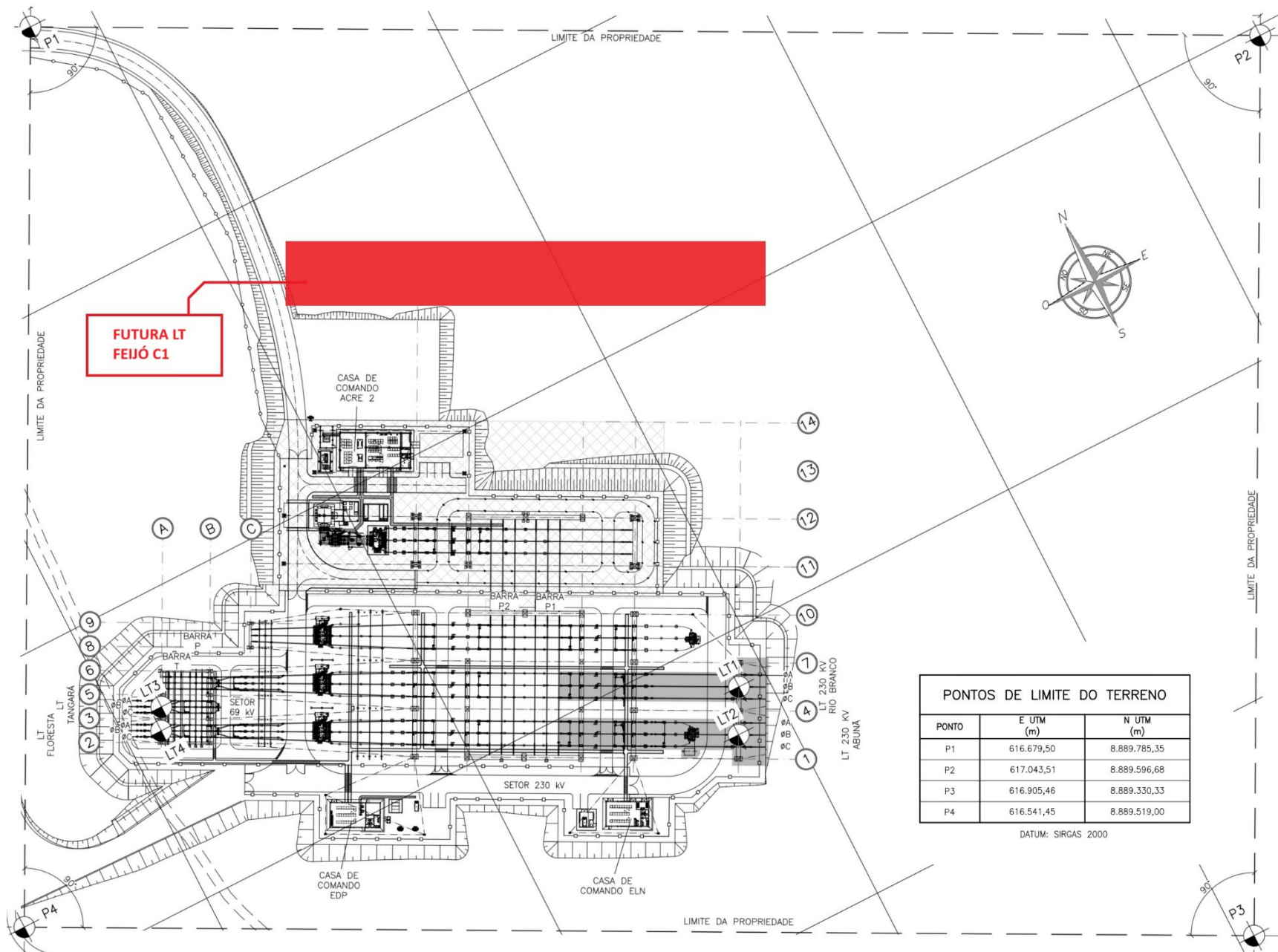
13.2 Plano de Obras Completo – Alternativa Recomendada – Após Otimização e Obras comuns

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)					OBSERVAÇÃO
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN	
						925.223,29	587.532,80	82.185,21	328.510,31	
SE 230 kV RIO BRANCO I (Ampliação/Adequação)						5.000,00	4.286,69	444,14	3.009,57	
Módulo BD4 Híbrido em substituição à conexão BPT existente - Vão do T02 230/138kV		2027	1,00	1,00	5.000,00	5.000,00	4.286,69	444,14	3.009,57	
SE 230 kV RIO BRANCO I (Ampliação/Adequação)						5.000,00	4.286,69	444,14	3.009,57	
Módulo BD4 Híbrido em substituição à conexão BPT existente - Vão do CE01		2027	1,00	1,00	5.000,00	5.000,00	4.286,69	444,14	3.009,57	
SE 230 kV RIO BRANCO I (Ampliação/Adequação)						5.000,00	4.286,69	444,14	3.009,57	
Módulo BD4 Híbrido em substituição à conexão BPT existente - Vão da LT Rio Branco I - Tucumã		2027	1,00	1,00	5.000,00	5.000,00	4.286,69	444,14	3.009,57	
SE 230 kV RIO BRANCO I (Ampliação/Adequação)										
Adequação do vão da LT Rio Branco I - Abunã C3, atualmente em BPT, mas licitada como BD4.		2028	1,00	1,00						Desconsiderados novos custos tendo em vista que o ativo já foi outorgado com a previsão de conversão.
SE 230/69 kV CRUZEIRO DO SUL (Ampliação/Adequação)						230.477,29	182.960,30	20.472,71	122.475,54	
SAEB 100 MW/200MWh - 2 horas de duração		2028	1,00	1,00	230.477,29	230.477,29	182.960,30	20.472,71	122.475,54	Valores orçados considerando o empreendimento como pertente ao REIDI e descontado de impostos IPI, ICMS, PIS/COFINS. Os custos de engenharia e montagem seguiram a metodologia do banco de preços ANEEL
LT 230 kV TUCUMÃ - FEIJÓ, C1 (Nova)						409.123,84	238.719,83	36.341,42	121.856,73	
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 386 km		2032	386,00	1,00	902,47	348.353,42	203.260,87	30.943,34	103.756,38	
Reator de Linha Manobrável 230 kV, (3+1R) x 6,67 Mvar 1Φ	Tucumã	2032	4,00	1,00	2.706,19	10.824,76	6.316,14	961,54	3.224,13	
Reator de Linha Manobrável 230 kV, (3+1R) x 6,67 Mvar 1Φ	Feijó	2032	4,00	1,00	2.706,19	10.824,76	6.316,14	961,54	3.224,13	
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Tucumã	2032	1,00	1,00	10.926,43	10.926,43	6.375,47	970,57	3.254,42	
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2032	1,00	1,00	10.926,43	10.926,43	6.375,47	970,57	3.254,42	
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Tucumã	2032	1,00	1,00	4.073,18	4.073,18	2.376,66	361,81	1.213,19	
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2032	1,00	1,00	4.073,18	4.073,18	2.376,66	361,81	1.213,19	
MIM - 230 kV	Tucumã	2032	1,00	1,00	1.241,83	1.241,83	724,60	110,31	369,88	
MIM - 230 kV	Feijó	2032	1,00	1,00	1.241,83	1.241,83	724,60	110,31	369,88	
MIG-A	Tucumã	2032	1,00	1,00	3.319,01	3.319,01	1.936,61	294,82	988,56	
MIG-A	Feijó	2032	1,00	1,00	3.319,01	3.319,01	1.936,61	294,82	988,56	
LT 230 kV FEIJÓ - CRUZEIRO DO SUL, C2 (Nova)						230.070,92	134.244,17	20.436,61	68.526,17	
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 158 km		2032	158,00	1,00	902,47	142.590,26	83.200,05	12.665,93	42.470,23	
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 96 km		2032	96,00	0,32	902,47	27.723,84	16.176,59	2.462,64	8.257,49	

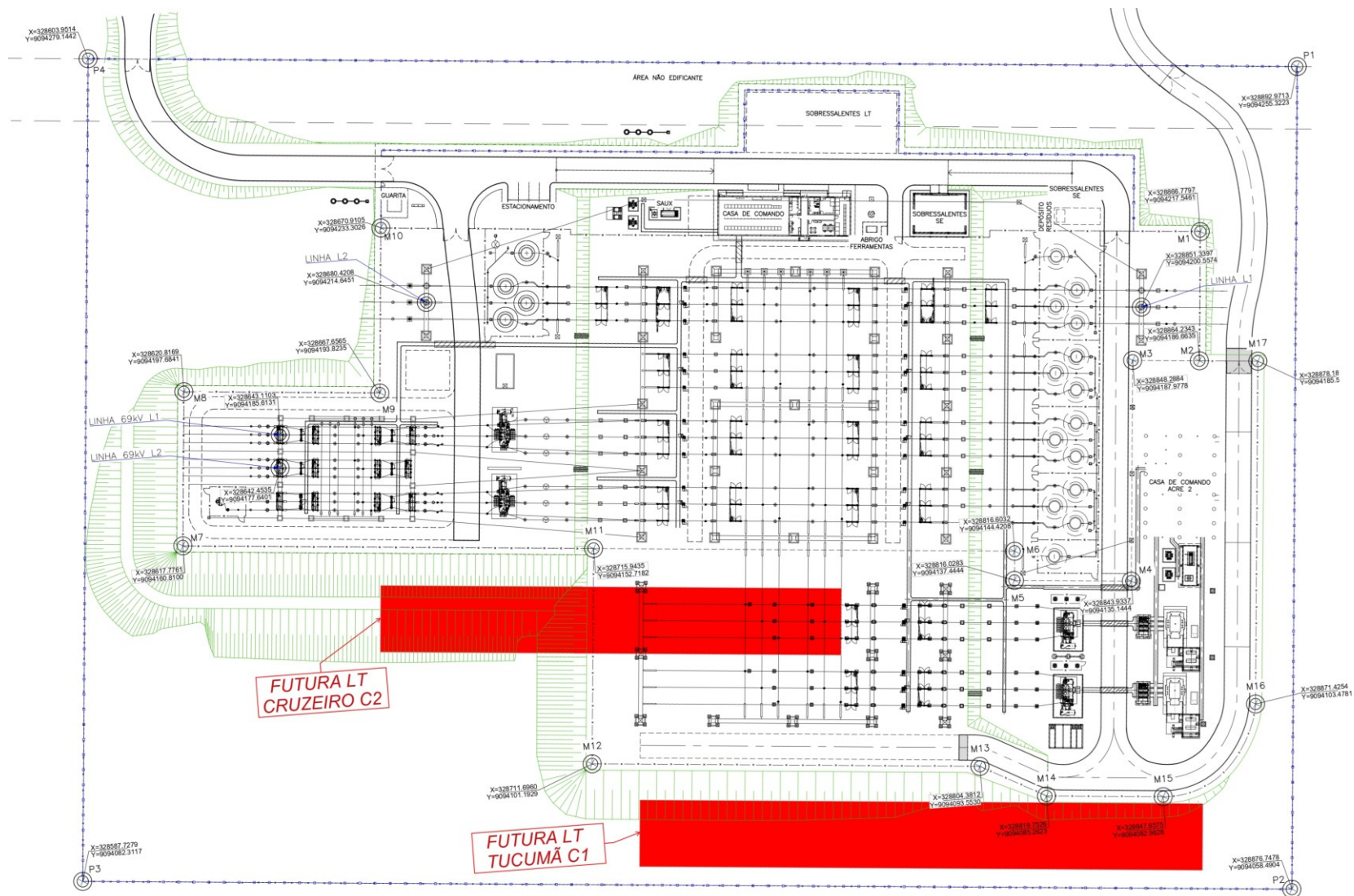
Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)					OBSERVAÇÃO
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN	
Reator de Linha Manobrável 230 kV, (3+1R) x 4,33 Mvar 1Φ	Feijó	2032	4,00	1,00	2.579,49	10.317,96	6.020,43	916,52	3.073,18	
Reator de Linha Manobrável 230 kV, (3+1R) x 4,33 Mvar 1Φ	Cruzeiro do Sul	2032	4,00	1,00	2.579,49	10.317,96	6.020,43	916,52	3.073,18	
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2032	1,00	1,00	10.926,43	10.926,43	6.375,47	970,57	3.254,42	
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Cruzeiro do Sul	2032	1,00	1,00	10.926,43	10.926,43	6.375,47	970,57	3.254,42	
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2032	1,00	1,00	4.073,18	4.073,18	2.376,66	361,81	1.213,19	
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Cruzeiro do Sul	2032	1,00	1,00	4.073,18	4.073,18	2.376,66	361,81	1.213,19	
MIM - 230 kV	Feijó	2032	1,00	1,00	1.241,83	1.241,83	724,60	110,31	369,88	
MIM - 230 kV	Cruzeiro do Sul	2032	1,00	1,00	1.241,83	1.241,83	724,60	110,31	369,88	
MIG-A	Feijó	2032	1,00	1,00	3.319,01	3.319,01	1.936,61	294,82	988,56	
MIG-A	Cruzeiro do Sul	2032	1,00	1,00	3.319,01	3.319,01	1.936,61	294,82	988,56	
SE 230 kV CRUZEIRO DO SUL (Ampliação/Adequação)						9.191,44	5.363,12	816,45	2.737,65	
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,00	1,00	7.949,61	7.949,61	4.638,52	706,14	2.367,78	
MIM - 230 kV		2032	1,00	1,00	1.241,83	1.241,83	724,60	110,31	369,88	
SE 230 kV RIO BRANCO I (Ampliação/Adequação)						5.000,00	2.917,45	444,14	1.489,24	
Módulo BD4 Híbrido em substituição à conexão BPT existente - Vão da LT Rio Branco I - Feijó		2032	1,00	1,00	5.000,00	5.000,00	2.917,45	444,14	1.489,24	
SE 230/69 kV CRUZEIRO DO SUL (Ampliação/Adequação)						26.359,80	10.467,84	2.341,47	2.396,27	
3° TF 230/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ		2037	1,00	1,00	10.983,24	10.983,24	4.361,60	975,61	998,44	
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2037	1,00	1,00	10.059,37	10.059,37	3.994,71	893,55	914,46	
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2037	1,00	1,00	3.717,76	3.717,76	1.476,37	330,24	337,97	
MIM - 230 kV		2037	1,00	1,00	1.241,83	1.241,83	493,15	110,31	112,89	
MIM - 69 kV		2037	1,00	1,00	357,60	357,60	142,01	31,76	32,51	

13.3 Anexo II –Viabilidade Técnica das Expansões

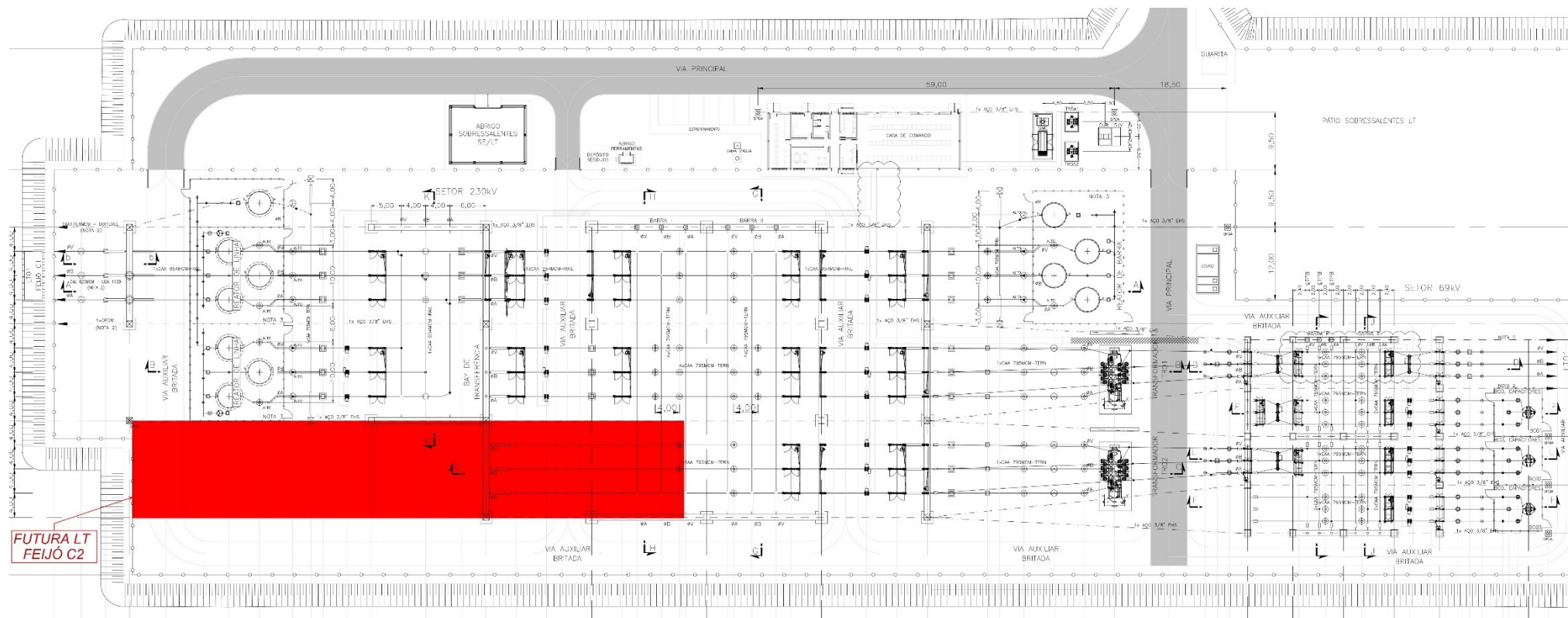
13.3.1 SE Tucumã



13.3.2 SE Feijó



13.3.3 SE Cruzeiro do Sul



13.4 Anexo III - Modelagem usada para o SAEB nas simulações

13.4.1 Visão Geral do Modelo

A para as análises de simulação *Quasi-Dynamic*, que consistem em uma série de cálculos de fluxo de carga realizados em intervalos de tempo definidos, com o objetivo de avaliar o estado da rede ao longo de um período, foi desenvolvido um modelo de controle para um Sistema de Armazenamento de Energia por Bateria (SAEB) na linguagem QDSL (Quasi-Dynamic Simulation Language) do software DigSILENT PowerFactory.

O objetivo principal do modelo é controlar a carga e descarga de uma bateria com base no fluxo de potência medido em um ponto específico da rede elétrica. O sistema atua (carregar) ou para injetar potência e suprir a demanda (descarregar), operando dentro de uma faixa de potência pré-definida e respeitando os limites de Estado de Carga (SOC) da bateria.

O modelo em questão foi desenvolvido para uma representação do comportamento dos ciclos de carga e descarga para a rede de Cruzeiro do Sul e Feijó, com base nas documentações disponíveis em [30].

O modelo tem sua operação baseada em um sistema de estados que avalia tanto as condições da rede (chargeP) quanto as da bateria (chargeE). A utilização de um controle proporcional (redFac) permite uma resposta de carregamento suave compatível com o limite de carregamento desejado na LT que supre as localidades

13.4.2 Variáveis e Parâmetros Chave

A lógica de controle é governada por um conjunto de variáveis de estado e parâmetros de entrada:

- Pmeas: Potência ativa medida que serve como sinal de controle primário.
- SOC: O Estado de Carga (State of Charge) atual da bateria, em porcentagem (%).
- SOCmin / SOCmax: Os limites mínimo e máximo de operação para o SOC.
- chargeP: Uma variável de estado que indica a **condição de potência** da rede:
 - 1: Condição de **carga**.
 - 2: Zona morta.
 - 3: Condição de **descarga**.
- chargeE: Uma variável de estado que indica a **condição de energia** da bateria:
 - 1: Bateria **vazia** ($SOC \leq SOCmin$), não sendo mais possível descarregar.
 - 2: Bateria em faixa operacional normal, apta a atuar em qualquer um dos sentidos de carga ou descarga.
 - 3: Bateria **cheia** ($SOC \geq SOCmax$), não sendo mais possível carregar.

- **redFac:** Fator de redução (de 0.0 a 1.0) que implementa um controle proporcional (droop), ajustando a potência de carga/descarga de forma suave à medida que p_{meas} se aproxima do limite de margem de carregamento na LT observada.
- **Eini:** Capacidade nominal de energia da bateria (ex: em MWh).

13.4.3 Lógica de Operação

Parte 1: Inicialização

- **Execução:** Apenas uma vez, no início da simulação ($t=0$).
- **Função:** Define o estado inicial do sistema.
 1. O SOC é inicializado com o valor SOC_{ini} .
 2. As variáveis de estado (p_{meas} , $limitP$, etc.) são zeradas.
 3. Realiza uma verificação de sanidade dos parâmetros. Por exemplo, se SOC_{min} não for menor que SOC_{max} , um erro é sinalizado.
 4. Define os estados iniciais $chargeP$ e $chargeE$ com base nas condições de partida da simulação.

Parte 2: Fluxo de Potência - Equações

- **Execução:** A cada iteração do cálculo de fluxo de potência.
- **Função:** Define o comportamento elétrico do SAEB para o solver do PowerFactory.
 1. Calcula a potência medida (P_{meas}) que orienta o controle.
 2. Com base nas flags $chargeP$ (condição de potência) e $chargeE$ (condição de energia), decide se deve carregar, descarregar ou permanecer inativo.
 3. **Lógica de Descarga:** Se a rede precisa de potência ($chargeP = 3$) e a bateria tem energia ($chargeE \geq 2$), ele define uma potência de geração (P_{gen}) positiva.
 4. **Lógica de Carga:** Se a rede está conectada e disponível para carga ($chargeP = 1$) e a bateria tem capacidade de carga ($chargeE \leq 2$), ele define uma P_{gen} negativa (atua como carga). A magnitude é $-P_{store}$ multiplicada por $redFac$.
 5. As funções $SetEquation$ informam ao solver os setpoints de potência ativa (P_{gen}) e reativa (Q_{gen}) do SAEB.

Parte 3: Fluxo de Potência - Controle

- **Execução:** Após a convergência de um cálculo de fluxo de potência.
- **Função:** Atualiza o estado interno do modelo com base nos resultados convergidos.
 1. Atualiza as flags $chargeP$ e $chargeE$ com base nos novos valores de fluxo de potência e SOC. Isso prepara o modelo para o próximo passo de simulação.

Parte 4: Simulação Quase-Dinâmica - Equações

- **Execução:** Durante cada passo de tempo de uma simulação ao longo do tempo (QDS).
- **Função:** Define a dinâmica do Estado de Carga.

1. A linha SOC. = $-P_{set} * 100. / (E_{ini} * 3600.)$; é a equação diferencial que governa o SOC. Ela estabelece que a taxa de variação do SOC (SOC.) é diretamente proporcional à potência de carga/descarga (P_{set}) e inversamente proporcional à capacidade de energia da bateria (E_{ini}).

Parte 5: Simulação Quase-Dinâmica - Controle

- **Execução:** Ao final de cada passo de tempo de uma simulação QDS.
- **Função:** Implementa o controle preditivo.
 1. Primeiro, atualiza o estado de energia chargeE com base no SOC recém-calculado para o tempo atual.
 2. Em seguida, **prevê** qual será o SOC no **próximo passo de tempo** (SOCnext), assumindo que a potência atual (P_{set}) permanecerá constante.
 3. Com base nesta previsão, ele define a flag limitP. Se SOCnext for maior que SOCmax, limitP se torna 1. Se for menor que SOCmin, limitP se torna -1.
 4. Esta flag limitP será então utilizada pela **Aba 2** no cálculo do *próximo* passo de tempo para limitar a potência de forma proativa, garantindo uma operação suave e segura.

13.5 Anexo IV – Fichas PET/ PELP

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento:	UF: AC
SE 230/69 kV CRUZEIRO DO SUL (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2027
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 meses

Justificativa:

Aumento da confiabilidade e atendimento ao critério N-1

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

SAEB 100 MW/200MWh - 2 horas de duração	230.477,29
---	------------

Total de Investimentos Previstos:	230.477,29
--	-------------------

Situação atual:

Observações:

Valores orçados considerando o empreendimento como pertente ao REIDI e descontado de impostos IPI, ICMS, PIS/COFINS.

Os custos de engenharia e montagem seguiram a metodologia do banco de preços ANEEL

Documentos de referência:

- [1] P&D ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DA INSERÇÃO DE SISTEMA DE ARMAZENAMENTO POR BATERIAS NA REDE BÁSICA BANCO DE PREÇO SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO A ÍON DE LÍTIO.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento:	UF: AC
LT 230 kV TUCUMÃ - FEIJÓ, C1 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2029
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Aumento da confiabilidade e atendimento ao critério N-1

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

Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 375 km	360.082,50
Reator de Linha Manobrável 230 kV, (3+1R) x 6,67 Mvar 1Φ // Tucumã	10.824,76
Reator de Linha Manobrável 230 kV, (3+1R) x 6,67 Mvar 1Φ // Feijó	10.824,76
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Tucumã	10.926,43
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Feijó	10.926,43
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4 // Tucumã	4.073,18
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4 // Feijó	4.073,18
MIM - 230 kV // Tucumã	1.178,10
MIM - 230 kV // Feijó	1.178,10
MIG-A // Tucumã	3.260,64
MIG-A // Feijó	3.260,64

Total de Investimentos Previstos:	420.608,72
--	-------------------

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento:	UF: AC
LT 230 kV FEIJÓ - CRUZEIRO DO SUL, C2 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2029
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Aumento da confiabilidade e atendimento ao critério N-1

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

Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 163 km	156.515,86
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 92 km	28.268,88
Reator de Linha Manobrável 230 kV, (3+1R) x 4,33 Mvar 1Φ // Feijó	10.317,96
Reator de Linha Manobrável 230 kV, (3+1R) x 4,33 Mvar 1Φ // Cruzeiro do Sul	10.317,96
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Feijó	10.926,43
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Cruzeiro do Sul	10.926,43
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4 // Feijó	4.073,18
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4 // Cruzeiro do Sul	4.073,18
MIM - 230 kV // Feijó	1.178,10
MIM - 230 kV // Cruzeiro do Sul	1.178,10
MIG-A // Feijó	3.260,64
MIG-A // Cruzeiro do Sul	3.260,64

Total de Investimentos Previstos:	244.297,36
--	-------------------

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.

13.6 Anexo V – Projeções de carga das localidades

Tabela 13-1 - Projeção de potência instalada de MMGD nos barramentos da distribuidora Energisa Acre, em destaque os barramentos da região de análise do estudo.

NÚMERO	NOME	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
		Pinst [MW]	Pinst [MW]	Pinst [MW]	Pinst [MW]	Pinst [MW]	Pinst [MW]	Pinst [MW]	Pinst [MW]	Pinst [MW]	Pinst [MW]	Pinst [MW]	Pinst [MW]	Pinst [MW]	Pinst [MW]
9551	S-MADU-AC069	3,37	3,48	3,59	3,70	3,80	3,91	4,02	4,14	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26
9559	TAQUAR-AC069	50,67	52,34	53,96	55,54	57,14	58,78	60,47	62,21	63,99	63,99	63,99	63,99	63,99	63,99
9659	S-FRAN-AC069	13,07	13,50	13,91	14,32	14,73	15,16	15,59	16,04	16,50	16,50	16,50	16,50	16,50	16,50
9660	TANGAR-AC069	20,12	20,79	21,43	22,06	22,69	23,35	24,02	24,71	25,42	25,42	25,42	25,42	25,42	25,42
42151	ALTOAL-AC069	18,79	19,41	20,01	20,60	21,19	21,80	22,42	23,07	23,73	23,73	23,73	23,73	23,73	23,73
42154	ACRELA-AC069	6,66	6,88	7,09	7,30	7,51	7,72	7,94	8,17	8,41	8,41	8,41	8,41	8,41	8,41
42156	ASSISB-AC069	0,40	0,41	0,43	0,44	0,45	0,46	0,48	0,49	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
42157	MANOEL-AC069	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
42158	ENVIRA-AC069	2,77	2,86	2,95	3,04	3,13	3,22	3,31	3,41	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
42159	TARAUUA-AC069	3,13	3,23	3,33	3,43	3,53	3,63	3,73	3,84	3,95	3,95	3,95	3,95	3,95	3,95
42160	JURUA--AC069	17,99	18,58	19,15	19,72	20,28	20,86	21,46	22,08	22,71	22,71	22,71	22,71	22,71	22,71
42163	EPITAC-AC069	6,26	6,47	6,67	6,87	7,06	7,27	7,47	7,69	7,91	7,91	7,91	7,91	7,91	7,91
42164	FLORES-AC069	14,10	14,57	15,02	15,46	15,90	16,36	16,83	17,32	17,81	17,81	17,81	17,81	17,81	17,81

Tabela 13-2 - Projeção da carga líquida máxima noturna nos barramentos da distribuidora Energisa Acre, em destaque os barramentos da região de análise do estudo.

NÚMERO	NOME	2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037		2038		2039		2040	
		P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]
9551	S-MADU-AC069	9,2	3,1	9,5	3,2	9,9	3,3	10,3	3,4	10,6	3,5	11,0	3,7	11,5	3,8	11,9	4,0	12,3	4,1	12,8	4,3	13,3	4,4	13,8	4,6	14,3	4,8	14,9	5,0
9559	TAQUAR-AC069	36,8	7,4	38,2	7,7	39,7	8,0	41,2	8,3	42,7	8,6	44,3	8,9	46,0	9,2	47,7	9,6	49,6	9,9	51,4	10,3	53,4	10,7	55,4	11,1	57,5	11,5	59,7	12,0
9659	S-FRAN-AC069	42,4	12,8	44,0	13,3	45,7	13,8	47,4	14,3	49,2	14,9	51,0	15,4	52,9	16,0	54,9	16,6	57,0	17,2	59,2	17,9	61,4	18,6	63,7	19,3	66,1	20,0	68,6	20,8
9660	TANGAR-AC069	49,5	13,4	51,4	13,9	53,4	14,4	55,4	15,0	57,5	15,5	59,6	16,1	61,9	16,7	64,2	17,3	66,6	18,0	69,2	18,7	71,8	19,4	74,5	20,1	77,3	20,9	80,2	21,7
42151	ALTOAL-AC069	24,9	9,4	25,9	9,8	26,9	10,2	27,9	10,5	28,9	10,9	30,0	11,3	31,2	11,8	32,3	12,2	33,6	12,7	34,8	13,2	36,1	13,7	37,5	14,2	38,9	14,7	40,4	15,3
42154	ACRELA-AC069	5,0	1,4	5,2	1,5	5,4	1,5	5,6	1,6	5,8	1,7	6,0	1,7	6,2	1,8	6,5	1,8	6,7	1,9	7,0	2,0	7,2	2,1	7,5	2,1	7,8	2,2	8,1	2,3
42156	ASSISB-AC069	1,6	1,1	1,7	1,2	1,8	1,2	1,8	1,3	1,9	1,3	2,0	1,4	2,1	1,4	2,1	1,5	2,2	1,5	2,3	1,6	2,4	1,6	2,5	1,7	2,6	1,8	2,7	1,8
42157	MANOEL-AC069	2,1	1,0	2,1	1,0	2,2	1,1	2,3	1,1	2,4	1,1	2,5	1,2	2,6	1,2	2,7	1,3	2,8	1,3	2,9	1,4	3,0	1,4	3,1	1,5	3,2	1,5	3,3	1,6
42158	ENVIRA-AC069	5,3	0,6	5,5	0,7	5,7	0,7	5,9	0,7	6,1	0,7	6,4	0,8	6,6	0,8	6,9	0,8	7,1	0,9	7,4	0,9	7,7	0,9	8,0	1,0	8,3	1,0	8,6	1,0
42159	TARAUUA-AC069	6,6	2,3	6,9	2,4	7,1	2,5	7,4	2,6	7,7	2,7	8,0	2,8	8,3	2,9	8,6	3,0	8,9	3,1	9,2	3,2	9,6	3,3	10,0	3,5	10,3	3,6	10,7	3,7
42160	JURUA--AC069	40,5	13,5	42,0	14,0	43,6	14,5	45,3	15,1	47,0	15,6	48,7	16,2	50,6	16,8	52,5	17,4	54,5	18,1	56,5	18,8	58,7	19,5	60,9	20,2	63,2	21,0	65,6	21,8
42163	EPITAC-AC069	21,6	0,5	22,4	0,5	23,2	0,5	24,1	0,6	25,0	0,6	26,0	0,6	26,9	0,6	28,0	0,7	29,0	0,7	30,1	0,7	31,2	0,7	32,4	0,8	33,7	0,8	34,9	0,8
42164	FLORES-AC069	23,0	6,6	23,9	6,9	24,8	7,1	25,7	7,4	26,7	7,7	27,7	8,0	28,7	8,3	29,8	8,6	30,9	8,9	32,1	9,3	33,3	9,6	34,6	10,0	35,9	10,4	37,2	10,7

Tabela 13-3 - Projeção da carga líquida máxima diurna nos barramentos da distribuidora Energisa Acre, em destaque os barramentos da região de análise do estudo.

NÚMERO	NOME	2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037		2038		2039		2040	
		P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]
9551	S-MADU-AC069	6,9	4,1	7,1	4,2	7,4	4,4	7,7	4,5	8,0	4,7	8,3	4,9	8,7	5,1	9,0	5,3	9,4	5,5	9,8	5,7	10,3	5,9	10,7	6,1	11,2	6,3	11,7	6,6
9559	TAQUAR-AC069	26,3	13,9	27,5	14,4	28,7	15,0	30,1	15,5	31,5	16,1	32,9	16,7	34,4	17,4	36,0	18,0	37,7	18,7	40,4	19,4	43,2	20,1	46,1	20,9	49,2	21,7	52,3	22,5
9659	S-FRAN-AC069	47,1	18,1	49,0	18,8	50,9	19,5	52,9	20,3	54,9	21,0	57,0	21,8	59,3	22,6	61,6	23,5	64,0	24,4	66,7	25,3	69,6	26,3	72,6	27,3	75,6	28,3	78,8	29,4
9660	TANGAR-AC069	36,5	18,4	38,0	19,1	39,5	19,8	41,1	20,5	42,8	21,3	44,5	22,1	46,3	22,9	48,1	23,8	50,1	24,7	52,5	25,6	55,0	26,6	57,6	27,6	60,2	28,7	63,0	29,7
42151	ALTOAL-AC069	14,8	5,4	15,4	5,6	16,1	5,8	16,8	6,1	17,5	6,3	18,2	6,5	19,0	6,8	19,9	7,0	20,7	7,3	22,0	7,6	23,3	7,8	24,7	8,1	26,1	8,5	27,5	8,8
42154	ACRELA-AC069	4,8	5,0	5,0	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,7	5,8	6,0	6,0	6,2	6,2	6,5	6,5	6,8	6,7	7,2	7,0	7,7	7,2	8,1	7,5	8,6	7,8	9,1	8,1
42156	ASSISB-AC069	1,5	1,2	1,6	1,2	1,7	1,3	1,7	1,3	1,8	1,4	1,9	1,4	1,9	1,5	2,0	1,5	2,1	1,6	2,2	1,7	2,3	1,7	2,4	1,8	2,5	1,9	2,6	1,9
42157	MANOEL-AC069	2,2	0,9	2,3	1,0	2,4	1,0	2,5	1,0	2,6	1,1	2,6	1,1	2,7	1,2	2,9	1,2	3,0	1,2	3,1	1,3	3,2	1,3	3,3	1,4	3,4	1,4	3,6	1,5
42158	ENVIRA-AC069	4,7	0,1	4,9	0,1	5,1	0,1	5,3	0,1	5,5	0,1	5,7	0,1	6,0	0,1	6,2	0,1	6,5	0,1	6,8	0,1	7,1	0,1	7,5	0,1	7,8	0,1	8,2	0,1
42159	TARAUUA-AC069	6,8	4,0	7,1	4,2	7,4	4,3	7,7	4,5	8,0	4,7	8,3	4,9	8,6	5,0	8,9	5,2	9,3	5,4	9,7	5,6	10,2	5,8	10,6	6,1	11,1	6,3	11,6	6,5
42160	JURUA--AC069	36,8	18,9	38,3	19,6	39,8	20,3	41,4	21,1	43,0	21,9	44,7	22,7	46,5	23,6	48,4	24,5	50,3	25,4	52,7	26,4	55,1	27,4	57,7	28,4	60,3	29,5	63,0	30,6
42163	EPITAC-AC069	24,2	13,9	25,2	14,4	26,2	15,0	27,2	15,6	28,2	16,1	29,3	16,8	30,5	17,4	31,6	18,0	32,9	18,7	34,3	19,4	35,7	20,2	37,3	20,9	38,8	21,7	40,4	22,5
42164	FLORES-AC069	15,5	9,8	16,1	10,2	16,8	10,5	17,5	10,9	18,2	11,4	18,9	11,8	19,7	12,2	20,6	12,7	21,4	13,2	22,6	13,7	23,8	14,2	25,1	14,7	26,4	15,3	27,7	15,9

Tabela 13-4 - Projeção da carga líquida mínima noturna nos barramentos da distribuidora Energisa Acre, em destaque os barramentos da região de análise do estudo.

NÚMERO	NOME	2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037		2038		2039		2040	
		P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]
9551	S-MADU-AC069	3,4	1,4	3,6	1,4	3,7	1,5	3,8	1,5	4,0	1,6	4,1	1,6	4,3	1,7	4,5	1,8	4,6	1,8	4,8	1,9	5,0	2,0	5,2	2,0	5,4	2,1	5,6	2,2
9559	TAQUAR-AC069	11,4	5,2	11,9	5,4	12,3	5,6	12,8	5,8	13,2	6,0	13,7	6,3	14,3	6,5	14,8	6,7	15,4	7,0	15,9	7,2	16,5	7,5	17,2	7,8	17,8	8,1	18,5	8,4
9659	S-FRAN-AC069	22,7	6,5	23,5	6,7	24,4	7,0	25,3	7,2	26,3	7,5	27,3	7,8	28,3	8,1	29,4	8,4	30,5	8,7	31,7	9,0	32,8	9,3	34,1	9,7	35,4	10,1	36,7	10,5
9660	TANGAR-AC069	25,8	8,9	26,8	9,3	27,8	9,6	28,9	10,0	29,9	10,4	31,1	10,7	32,2	11,1	33,4	11,6	34,7	12,0	36,0	12,5	37,4	12,9	38,8	13,4	40,3	13,9	41,8	14,5
42151	ALTOAL-AC069	7,7	0,5	8,0	0,6	8,3	0,6	8,6	0,6	8,9	0,6	9,2	0,7	9,6	0,7	9,9	0,7	10,3	0,7	10,7	0,8	11,1	0,8	11,5	0,8	12,0	0,9	12,4	0,9
42154	ACRELA-AC069	2,7	1,3	2,8	1,4	2,9	1,4	3,0	1,5	3,1	1,5	3,2	1,6	3,3	1,7	3,5	1,7	3,6	1,8	3,7	1,9	3,9	1,9	4,0	2,0	4,2	2,1	4,3	2,2
42156	ASSISB-AC069	0,7	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,0
42157	MANOEL-AC069	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	0,9	1,0	1,0	1,1	1,0	1,1	1,0	1,1	1,1	1,2	1,1	1,2	1,2	1,3	1,2	1,3	1,3	1,4	1,3	1,4	1,4	1,5
42158	ENVIRA-AC069	2,1	1,7	2,2	1,7	2,3	1,8	2,3	1,9	2,4	1,9	2,5	2,0	2,6	2,1	2,7	2,2	2,8	2,3	2,9	2,3	3,0	2,4	3,1	2,5	3,3	2,6	3,4	2,7
42159	TARAUUA-AC069	2,4	1,0	2,5	1,1	2,6	1,1	2,7	1,1	2,8	1,2	2,9	1,2	3,0	1,3	3,1	1,3	3,2	1,4	3,3	1,4	3,5	1,5	3,6	1,5	3,7	1,6	3,9	1,7
42160	JURUA--AC069	16,7	7,8	17,4	8,1	18,0	8,4	18,7	8,7	19,4	9,0	20,1	9,4	20,9	9,7	21,7	10,1	22,5	10,5	23,3	10,9	24,2	11,3	25,1	11,7	26,1	12,2	27,1	12,6
42163	EPITAC-AC069	7,9	1,4	8,2	1,5	8,5	1,5	8,9	1,6	9,2	1,6	9,5	1,7	9,9	1,8	10,3	1,8	10,7	1,9	11,1	2,0	11,5	2,1	11,9	2,1	12,4	2,2	12,8	2,3
42164	FLORES-AC069	7,6	3,1	7,9	3,2	8,2	3,3	8,5	3,4	8,8	3,6	9,2	3,7	9,5	3,8	9,9	4,0	10,2	4,1	10,6	4,3	11,0	4,5	11,4	4,6	11,9	4,8	12,3	5,0

Tabela 13-5 - Projeção da carga líquida mínima diurna nos barramentos da distribuidora Energisa Acre, em destaque os barramentos da região de análise do estudo.

NÚMERO	NOME	2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037		2038		2039		2040	
		P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]
9551	S-MADU-AC069	2,1	3,3	2,2	3,4	2,3	3,6	2,4	3,7	2,5	3,8	2,6	4,0	2,7	4,1	2,8	4,3	3,0	4,5	3,2	4,6	3,4	4,8	3,7	5,0	3,9	5,2	4,2	5,4
9559	TAQUAR-AC069	-6,6	16,1	-6,7	16,7	-6,7	17,3	-6,6	18,0	-6,5	18,7	-6,4	19,4	-6,3	20,1	-6,2	20,9	-6,0	21,6	-4,6	22,5	-3,1	23,3	-1,5	24,2	0,1	25,1	1,8	26,1
9659	S-FRAN-AC069	19,8	11,8	20,6	12,3	21,5	12,7	22,4	13,2	23,3	13,7	24,3	14,2	25,3	14,8	26,3	15,3	27,4	15,9	28,9	16,5	30,4	17,1	32,0	17,8	33,6	18,4	35,3	19,1
9660	TANGAR-AC069	17,9	20,6	18,6	21,4	19,4	22,2	20,3	23,0	21,2	23,9	22,1	24,8	23,1	25,7	24,1	26,7	25,2	27,7	26,8	28,8	28,5	29,8	30,2	31,0	32,0	32,1	33,9	33,4
42151	ALTOAL-AC069	-1,0	3,2	-1,0	3,3	-0,9	3,5	-0,8	3,6	-0,7	3,7	-0,6	3,9	-0,5	4,0	-0,4	4,2	-0,3	4,3	0,3	4,5	1,0	4,6	1,6	4,8	2,3	5,0	3,0	5,2
42154	ACRELA-AC069	-0,4	6,2	-0,4	6,5	-0,4	6,7	-0,4	7,0	-0,4	7,2	-0,3	7,5	-0,3	7,8	-0,3	8,1	-0,2	8,4	0,0	8,7	0,2	9,0	0,4	9,4	0,7	9,7	0,9	10,1
42156	ASSISB-AC069	0,7	0,9	0,7	1,0	0,8	1,0	0,8	1,1	0,8	1,1	0,9	1,1	0,9	1,2	0,9	1,2	1,0	1,3	1,0	1,3	1,1	1,4	1,1	1,4	1,2	1,5	1,2	1,5
42157	MANOEL-AC069	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,9
42158	ENVIRA-AC069	1,1	1,8	1,2	1,9	1,2	1,9	1,3	2,0	1,4	2,1	1,4	2,2	1,5	2,2	1,6	2,3	1,7	2,4	1,8	2,5	2,0	2,6	2,1	2,7	2,3	2,8	2,5	2,9
42159	TARAUUA-AC069	1,6	2,6	1,7	2,7	1,8	2,8	1,9	2,9	2,0	3,0	2,1	3,1	2,2	3,2	2,3	3,3	2,4	3,4	2,6	3,6	2,8	3,7	3,0	3,8	3,2	4,0	3,4	4,1
42160	JURUA--AC069	13,2	15,3	13,8	15,9	14,4	16,5	15,1	17,1	15,7	17,7	16,5	18,4	17,2	19,1	18,0	19,8	18,8	20,5	20,1	21,3	21,5	22,1	22,9	23,0	24,3	23,8	25,8	24,7
42163	EPITAC-AC069	6,4	2,4	6,7	2,5	6,9	2,6	7,2	2,7	7,6	2,8	7,9	2,9	8,2	3,0	8,6	3,1	9,0	3,2	9,5	3,3	10,1	3,5	10,7	3,6	11,3	3,7	11,9	3,9
42164	FLORES-AC069	2,5	8,0	2,7	8,4	2,8	8,7	3,0	9,0	3,2	9,3	3,5	9,7	3,7	10,1	3,9	10,4	4,2	10,8	4,8	11,2	5,5	11,7	6,1	12,1	6,8	12,6	7,5	13,0

13.7 Anexo VI – Lista de desligamentos na rede Feijó – Cruzeiro do Sul

Nº SIPER	Ativo	Data	Horário Início	Duração (min)	Desligamento Programado?	Acionamento das Térmicas?	Tipo de Falha	Teve corte?	Carga (MW) Interrompida	Duração (min)	Descrição da Perturbação
7308/2024	LT 230kV RBR/FEJ	04/10/2024	04 h 45 min	26	NÃO	NÃO	Curto-Circuito na LT	Sim	9,22	31	A perturbação consistiu no desligamento simultâneo da LT 230 kV Rio Branco 1 / Feijó C1 e do TR-2 230/69kV Feijó. Devido à LT ser a única fonte de alimentação para a SE Feijó, ocorreu falta total de tensão nos barramentos de 230 kV e 69 kV dessa subestação. A perturbação foi iniciada com o desligamento monopolar da LT Rio Branco / Feijó, devido a uma falta monofásica envolvendo a Fase A, por causa não informada. A falta foi eliminada em 43 ms pela atuação da proteção de distância 21, em primeira zona, em ambas as cadeias de proteção e ambos os terminais. Após a abertura da Fase A da LT Rio Branco 1 / Feijó, as Fases B e V do reator associado à LT permaneceram fechadas, aguardando o ciclo de religamento. Esse desbalanceamento entre as três fases gerou uma corrente de neutro, o que resultou na atuação da proteção 51G do reator após 500 ms, causando a abertura tripolar da LT Rio Branco 1 / Feijó. O religamento da LT foi bloqueado pela proteção 51G do reator. Simultaneamente ao desligamento da LT, ocorreu o desligamento do TR-2 230/69 kV pela atuação da proteção diferencial de terra restrita (87R) na proteção alternada UPD2_2PA_DX. A proteção 87R deveria ter considerado o defeito como fora da zona de proteção do transformador, mas isso não ocorreu devido a uma inversão de polaridade na corrente do H0. A proteção interpretou a corrente como entrando no TR-2, o que causou um desligamento indevido. Não foi informado se houve atuação de proteção do TR-1, ou apenas desenergização.
7465/2024	LT 230kV RBR/FEJ	08/10/2024	15 h 24 min	25	NÃO	NÃO	Curto-Circuito na LT	Sim	9,98	25	A perturbação consistiu no desligamento automático da LT 230 kV Feijó/ Rio Branco C1 devido a uma curto-circuito monofásico, com envolvimento da fase Vermelha, provocado por descargas atmosféricas. A falta foi eliminada pela proteção de distância (21 Z1) no terminal de Rio Branco e envio TDD para o terminal da SE Feijó. Ocorreu também a atuação da função Open Pole, realizando a abertura tripolar. O religamento automático foi iniciado normalmente no terminal da SE Rio Branco, porém foi bloqueado em função de desligamento tripolar (recebendo sinal de TDD mantido). Nesta mesma perturbação também ocorreu o desligamento automático do TR 230/ 69 kV Feijó 2 pela atuação incorreta da proteção alternada UPD2_2PA_DX, pela função 87N devido a uma inversão de polaridade no canal de corrente do H0. O agente realizou as ações corretivas em relação à inversão de polaridade do TC e desabilitou a função Open Pole.
7720/2024	LT 230kV RBR/FEJ	13/10/2024	23 h 32 min	34	NÃO	NÃO	Curto-Circuito na LT	Sim	8,27	34	A perturbação consistiu no desligamento automático da LT 230 kV Feijó/ Rio Branco C1 devido a uma curto-circuito monofásico, com envolvimento da fase Azul, provocado por descargas atmosféricas. A falta foi eliminada em 73 ms pela proteção de distância (21 Z1). Ocorreu também a atuação da função Open Pole, realizando a abertura tripolar. O religamento automático foi iniciado normalmente no terminal da SE Rio Branco, porém foi bloqueado em função de desligamento tripolar. Nesta mesma perturbação também ocorreu o desligamento automático do TR 230/ 69 kV Feijó 2 pela atuação incorreta da proteção alternada UPD2_2PA_DX, pela função 87N devido a uma inversão de polaridade no canal de corrente do H0. O agente realizou as ações corretivas em relação à inversão de polaridade do TC e desabilitou a função Open Pole.
7876/2024	SE 230kV FEJ	16/10/2024 19/10/2024	06 h 53 min	76	NÃO	NÃO	Falha Humana	Sim	7,86	76	A perturbação consistiu nos desligamentos automáticos dos equipamentos conectados ao barramento de 69 kV da SE Feijó durante testes da proteção principal do barramento nas intervenções 55.766-24 e 55.759-24. No momento de teste, o vão AX estava com todas as cavilhas de TRIP abertas, e quando o agente executou a macro do teste de Retrip, houve a atuação da proteção diferencial da barra B e consequentemente o 50BF (falha de disjuntor) dos disjuntores dos transformadores ATR1 e ATR2. abrindo os disjuntores do setor de

Nº SIPER	Ativo	Data	Horário Início	Duração (min)	Desligamento Programado?	Acionamento das Térmicas?	Tipo de Falha	Teve corte?	Carga (MW) Interrompida	Duração (min)	Descrição da Perturbação
											69 kV dos mesmos. O agente informou que todas as cavilhas de Trip estavam abertas para os disjuntores de 230 kV, porém as do 69 kV não foram abertas. Este problema foi identificado imediatamente e foram realizadas abertura de cavilhas necessárias.
9054/2024	LT 230kV RBR/FEJ	26/11/2024 29/11/2024	13 h 35 min	31	NÃO	NÃO	Curto-Circuito na LT	Sim	7,55	31	A perturbação consistiu nos desligamentos automáticos da LT 230 kV Feijó/ Rio Branco I C 1 AC e dos transformadores TR 230/ 69 kV Feijó 1 e 2. O agente não informou as causas dos desligamentos e os desempenhos das proteções atuadas.
0546/2025	SE 230kV CZS	22/01/2025	15 h 05 min	56	NÃO	NÃO	Pássaro	Sim	19,97	59	A perturbação consistiu no desligamento automático do TR1 e TR2 230 / 69 kV na SE Cruzeiro do Sul, causando a interrupção de cargas da SE 69 kV. Não foram fornecidas informações para permitir a análise.
-	LT 230kV FEJ/CZS	28/01/2025	04 h 52 min	8	NÃO	NÃO	Testes Compensador Síncrono 01	Avaliar	?	8	Foi pesquisado no RelatorioSinteseGerencial_2025-02-14-10072979.pdf - 27/01/2025 a 02/02/2025 e não há indicação desse desligamento.
1213/2025	LT 230kV FEJ/CZS	16/02/2025	04 h 24 min	68	NÃO	NÃO	Não informado	Sim	33,08	80	A perturbação consistiu nos desligamentos automáticos da LT 230 kV Cruzeiro Sul/ Feijó, no terminal da SE Feijó, e dos transformadores TR 230/ 69 kV Feijó 1 e 2 durante os ensaios da proteção alternada da Barra B 230 kV na SE Feijó, suportada por SGI autorizada pelo ONS para os equipamentos energizados e topologia de operação adequada para os testes, com relação as proteções dos compensadores síncronos 1 e 2 futuros. Por um descuido da equipe e uma falta de identificação clara no painel, não foram bloqueadas as proteções da LT 230 kV Cruzeiro Sul/ Feijó e dos transformadores TR 230/ 69 kV Feijó 1 e 2, o que causou os desligamentos dos referidos equipamentos pela atuação da função 87/50BF. O agente realizou reunião com os envolvidos discorrendo sobre a necessidade de conferir com o diagrama funcional ponto a ponto, todos os bornes de passagem de TRIP a serem ensaiados. Para continuidade dos serviços foi definido e executado todas as conferências necessárias dos bloqueios das proteções via blocos de testes, após realização, comparando com o funcional e checado por 2 funcionários distintos e ainda pela equipe do projeto pela terceira vez.
1233/2025	LT 230kV FEJ/CZS	16/02/2025	20 h 22 min	73	NÃO	NÃO	Não informado	Sim	35,16	73	A perturbação consistiu no desligamento automático da LT 230 kV Feijó/ Rio Branco I C1 em função de um falta bifásica, com envolvimento das fases Branca e Vermelha, que sensibilizou, de acordo com o agente, as proteção de distância 21Z1 no terminal Feijó e de distância em Z2 no terminal da SE Rio Branco A falha foi eliminada em 53,6 ms. O esquema de religamento automático foi bloqueado, uma vez que está selecionado para atuação em religamento monopolar. O agente informou que a equipe de manutenção da LT está investigando a localização da falha e a equipe de SPCS está analisando o desempenho dos sistemas de proteção.
1322/2025	SE 230kV FEJ	20/02/2025	00 h 50 min	42	NÃO	NÃO	Incêndio Reator	Sim	34,32	42	A perturbação consistiu no desligamento forçado em emergência da LT Feijó - Rio Branco C1 devido a um princípio de incêndio no reator não manobrável RE2-01 localizado na SE Feijó. Como consequência do desligamento da linha, houve o desligamento de todas as subestações a montante, uma vez que as cargas são alimentadas de forma radial.
1335/2025	LT 230kV RBR/FEJ	20/02/2025	13 h 13 min	44	NÃO	NÃO	Falha Humana	Sim	22,40	44	A perturbação consistiu no desligamento automático da LT 230 kV Rio Branco / Feijó C1 pela função diferencial 87N dos reles de proteção do reator da linha (UPD3 e UPD4), eliminando a falta em 1,6 ms. A causa da perturbação foi a instalação de aterramento móvel temporário, em local equivocado, durante a preparação do Reator FJRE2-1 da LT 230 kV RB-I na SE Feijó para substituição de uma das fases pelo reserva, que provocou a atuação da proteção 87N, em função da contribuição das correntes do fechamento do neutro dos outros reatores. Não houve atuação do religamento automático da linha em função da função de proteção do reator atuada (87N). Como providência foi orientado as equipes de manutenção para não colocarem aterramentos móveis temporários em reatores com núcleo de ar quando de serviços similares. Foi efetuada uma conferência para explanação aos executantes dos serviços para esclarecimento do desligamento provocado pela instalação de aterramento móvel em reatores com núcleo de ar, devido a contribuição de corrente dos outros reatores em operação na subestação.

Nº SIPER	Ativo	Data	Horário Início	Duração (min)	Desligamento Programado?	Acionamento das Térmicas?	Tipo de Falha	Teve corte?	Carga (MW) Interrompida	Duração (min)	Descrição da Perturbação
-	SE 230kV FEJ	21/02/2025	02 h 08 min	52	NÃO	NÃO	Instalação Reator Reserva	Avaliar	?	52	Foi pesquisado no RelatorioSinteseGerencial_2025-03-13-16590709.pdf - 17/02/2025 a 23/02/2025 e não há indicação desse desligamento.
2532/2025	LT 230kV RBR/FEJ	11/04/2025	17 h 36 min	15	NÃO	NÃO	Curto-Circuito na LT	Sim	30,11		O desligamento automático envolvendo a LT 230 kV Rio Branco - Feijó C1, por sensibilização da função distancia 21 Z1 bifásico, envolvendo fases A e B, provocado por provável descarga atmosférica (Chuvas na região). A falta foi eliminada em 64,7ms por atuação das 2 cadeias de proteção. A distância da falta ocorreu a 186,91 km (calculado) a partir da SE Rio Branco. Equipe de manutenção inspecionou local da falta na LT e não encontrou nenhum sinal significativo de dano por descarga de curto-circuito. Os equipamentos abaixo não desligaram por atuação de proteção, foram desligados através de comandos manuais para acerto da topologia das subestações Feijó e Cruzeiro do Sul em cumprimento de instrução do ONS Procedimentos de Rede. Procedimento necessário quando de falta total de tensão nos Barramentos das subestações.
-	SE 230kV FEJ	16/04/2025	04 h 13 min	53	SIM	SIM	Intervenção Corretiva Reator	Não	0,00	53	Foi pesquisado no RelatorioSinteseGerencial_2025-05-13-11135473.pdf - 14/04/2025 a 20/04/2025 e não há indicação desse desligamento, possivelmente por não ter havido cortes.
2652/2025	LT 230kV RBR/FEJ	17/04/2025	16 h 22 min 19 h 22 min	16	NÃO	NÃO	Descarga Atmosférica	Sim	32,53	19	A perturbação teve início com o desligamento automático da LT 230kV RIO BRANCO - FEIJO C1, causado por descarga atmosférica, pela atuação da proteção 21Z1 fase AZUL no terminal de FEIJO e RIO BRANCO. Ambas cadeias de proteção atuaram. A falta foi eliminada em 82,1ms. Não ocorreu a indicação da distância da falta pelo relé. A equipe percorreu a Linha dentro do trecho Zona 1 do relé a fim de evidenciar prováveis danos materiais causados pela descarga atmosférica não sendo encontrada nenhuma evidência física.
-	SE 230kV FEJ	25/04/2025	05 h 05 min	35	SIM	SIM	Intervenção Corretiva Reator	Não	0,00	35	Foi pesquisado no RelatorioSinteseGerencial_2025-05-14-15101338.pdf - 21/04/2025 a 27/04/2025 e não há indicação desse desligamento, possivelmente por não ter havido cortes.
2860/2025	SE 230kV FEJ	26/04/2025 29/04/2025	07 h 03 min	25	NÃO	NÃO	Centelhamento Reator	Sim	23,42	25	A ocorrência consistiu no desligamento manual forçado de emergência da LT 230 kV Cruzeiro Sul - Feijó C1, causado por centelhamento no Reator não manobrável FJRE2-2 terminal da SE Feijó, informado pela equipe local e visto pelas câmeras operativas. Foi identificado que as espiras deste reator na SE Feijó estão perdendo a isolamento na última camada com a tinta RTV isolante, e segundo o fabricante Siemens, isso tem acontecido por contato das fezes dos pássaros que dormem no reator. Esta perda de isolamento está provocando centelhamento proporcional as condições climáticas. No momento estava com muita chuva propiciando uma visualização do centelhamento mais intensa, provavelmente em função da umidade. Após a inspeção técnica verificou-se que não havia danos físicos e optou-se pelo retorno do reator ao sistema. Com o reator em operação normal e com a parada da chuva, o centelhamento parou de ocorrer (ou diminuiu muito ao ponto de não ser mais visto a olho nu). O agente informou que a Siemens já refez a nova camada de isolamento em todos os demais reatores da SE Feijó, restando apenas este para ser feito após a entrada em operação do Compensador Síncrono da SE Feijó propriedade do agente ACRE 2 Como o desligamento forçado foi manual em caráter de emergência, não houve atuação de proteção, portanto, não houve disparo de oscilografia, bem como, partida de religamento automático. Os demais equipamentos da SE Cruzeiro Sul foram desligados manualmente devido à condição sistêmica, caracterizada por trecho radializado simples, e em atendimento à instrução do ONS diante da perda total de tensão nos barramentos da subestação ocasionado pelo desligamento da linha.
-	SE 230kV FEJ	05/05/2025	15 h 31 min	3	NÃO	NÃO	Testes Compensador Síncrono 01	Avaliar	?	3	Foi pesquisado no RelatorioSinteseGerencial_2025-05-23-15062452.pdf - 05/05/2025 a 11/05/2025 e não há indicação desse desligamento.
-	SE 230kV FEJ	06/05/2025	18 h 35 min	5	NÃO	NÃO	Testes Compensador Síncrono 01	Avaliar	?	5	Foi pesquisado no RelatorioSinteseGerencial_2025-05-23-15062452.pdf - 05/05/2025 a 11/05/2025 e não há indicação desse desligamento.

Nº SIPER	Ativo	Data	Horário Início	Duração (min)	Desligamento Programado?	Acionamento das Térmicas?	Tipo de Falha	Teve corte?	Carga (MW) Interrompida	Duração (min)	Descrição da Perturbação
-	SE 230kV FEJ	10/05/2025	18 h 05 min	5	NÃO	NÃO	Testes Compensador Síncrono 01	Avaliar	?	5	Foi pesquisado no RelatorioSinteseGerencial_2025-05-23-15062452.pdf - 05/05/2025 a 11/05/2025 e não há indicação desse desligamento.
3194/2025	SE 230kV FEJ	16/05/2025 19/05/2025	11 h 52 min	16	NÃO	NÃO	Testes Compensador Síncrono 01	Sim	22,17	16	A perturbação consistiu no desligamento automático da LT 230 kV Rio Branco I - Feijó C1, somente no terminal da SE Feijó (DJ-2-35), permanecendo a LT energizada pelo terminal da SE Rio Branco-I. Desligaram os disjuntores 72-1 e 72-2 de 125Vcc do Serviço Auxiliar da SE Rio Branco-I pela proteção de subtensão devido a uma falta por mistura de fontes 125 Vcc com 48 Vcc no momento dos testes do relé de proteção UPD1 que se encontrava liberado para a manutenção. A falta de alimentação para o relé UPD2 provocou a atuação da proteção END-FAULT enviando TDD para o terminal da LT na SE Feijó (DJ-2-35). Os sinais do OPLAT usam 48Vcc, mas como UPD1 estava isolada e desconectada de todas as BI's e BO's (menos do slot U que só tem recepção de envio do canal 4 do OPLAT), ao em vez de colocar a fiação de 48 Vcc nos canais de envio para OPLAT foi colocada na fiação de 125Vcc, por este motivo, nos testes de envio TDD onde envolvia canal 1, 2 ou 3 com canal 4, ocorreu a mistura de 125Vcc com o 48Vcc afundando a tensão 125Vcc do serviço auxiliar da subestação e desligando por sub tensão as duas fontes de alimentação. No momento da ocorrência, o relé UPD2 (que estava em operação normal, a UPD1 estava em teste no sistema de teleproteção) não conseguiu enxergar status do DJ como fechado e partiu função END-Fault (que estava com ajustes muito baixos) e enviou TDD para desligar o terminal da LT na SE Feijó disjuntor 2-35. Houve atuação somente da cadeia de proteção UPD2, a UPD1 encontrava-se fora de operação, em manutenção. A Função de END FAULT é feita através do IOC (sobre corrente instantânea), que estava com pick-up de 0,1 pu (50A), conforme o estudo de seletividade. A VO64 que realiza bloqueio desta função estava monitorando posição das fases fechadas, então no momento de ocorrência, na falta do CC, o relé não viu o DJ fechado, nem o 43 Normal e nenhuma outra condição que pudesse ter bloqueado esta função, ao invés disso, enxergou corrente maior de 50 A e atuou. Para se evitar reincidências, a ACRE II aumentou o pick-up de 0,1 pu (50A) para 0,4 pu (200A), uma vez que a carga é de aproximadamente 100A (0,2 pu). O tempo do desligamento do disjuntor no terminal da SE Feijó (DJ-2-35) foi de 18,8 ms e, neste caso, não há excitação do relé de religamento automático. As demais linhas de transmissão e equipamentos envolvidos conforme relacionado neste, pelo ONS, foram desligados manualmente por força de instrução do ONS responsável pela normalização sistêmica. Lembrando que a LT desligada é fonte única para alimentação de grande parte do estado do Acre.
3283/2025	SE 230kV FEJ	22/05/2025	20h17min	13	NÃO	NÃO	Desligamento Automático Compensador Síncrono 01	Não	0,00	13	A perturbação consistiu no desligamento automático do Compensador Síncrono 45 / -45 Mvar na SE Feijó (Acre 2) pela proteção 86M e 86E entrando em processo de parada. Houve oscilação de tensão na Barra 230 kV entre 203 e 240 kV desligando a fonte de CA 380V para os serviços auxiliares do compensador e não sendo suprida por uma falha no automatismo das fontes de alimentação (TRSA2 estava liberado para manutenção e o disjuntor do Gerador de Emergência sinalizou modo teste), desta forma atingiu o tempo de + ou - 2 minutos sem tensão para os serviços auxiliares e entrou em processo de parada. Simultaneamente, foram identificados envios recorrentes de comandos de "zerar potência reativa", seguidos da atuação do relé 86M por subtensão, que culminou na parada completa do CS1. Posteriormente, observou-se um tempo elevado, de aproximadamente 7,5 minutos até que o sistema reconhecesse a condição de potência reativa zerada. Durante esse período, foi registrada uma sequência de tentativas de fechamento do disjuntor 1Q0 (52-F1), que falhava ciclicamente a cada 6 segundos, além de uma série de alarmes sucessivos de subtensão na barra PDCA 1Q0 (52-F1). Será verificada a lógica de supervisão da condição de subtensão da barra PDCA 1Q0 (52-F1) que ocasionou a atuação do relé 86M e provavelmente bloqueou o sistema. Também, serão realizados testes operacionais com simulação de cenários de falha para garantir a segurança do sistema.
-	SE 230kV CZS	05/06/2025	05 h 02 min	38	SIM	SIM	Intervenção Corretiva Reator	Não	0,00	38	Foi pesquisado no RelatorioSinteseGerencial_2025-06-25-11452991.pdf - 02/06/2025 a 08/06/2025 e não há indicação desse desligamento, possivelmente por não ter havido cortes.

Nº SIPER	Ativo	Data	Horário Início	Duração (min)	Desligamento Programado?	Acionamento das Térmicas?	Tipo de Falha	Teve corte?	Carga (MW) Interrompida	Duração (min)	Descrição da Perturbação
-	SE 230kV CZS	15/06/2025	05 h 00 min	24	SIM	SIM	Intervenção Corretiva Reator	Não	0,00	24	Foi pesquisado no RelatorioSinteseGerencial_2025-07-02-10525802.pdf - 09/06/2025 a 15/06/2025 e não há indicação desse desligamento, possivelmente por não ter havido cortes.

13.8 Anexo VII – Tabelas de Comparação R1 x R3

13.8.1 Tabela de recomendação para o corredor da LT 230 kV Tucumã – Feijó, C1

Corredor da LT 230 kV Tucumã – Feijó C1	
Tabela 1 - Comparação da diretriz da LT (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da diretriz do seccionamento da linha de transmissão (R3) com o corredor estudado no R1	
Extensão do eixo do corredor (R1): 386 km	Extensão da diretriz do seccionamento da LT (R3):
Variação da extensão e principal (ais) motivos:	
A diretriz está inteiramente inserida no corredor?	
No caso de não inserção da diretriz do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e a diretriz proposta no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a diretriz. 2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML e <i>shapefile</i>).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
Considerar os arranjos da SE Tucumã e da SE Feijó de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.	
Avaliar a possibilidade de o traçado seguir em paralelo às linhas de transmissão existentes, de forma a aproveitar os acessos, minimizando a supressão de vegetação na fase de construção.	
Atentar para a travessia de áreas classificadas com potencial médio para a ocorrência de cavidades subterrâneas.	
Evitar interferência com os sítios arqueológicos sobrepostos pelo corredor.	
Verificar a localização dos sítios arqueológicos cadastrados nos municípios do corredor, para que a diretriz da LT planejada não tenha qualquer interferência nesses sítios.	
Minimizar as interferências com os assentamentos rurais existentes.	
Evitar que a diretriz da linha de transmissão planejada interfira com a vegetação nativa e com as áreas de preservação permanente – APP, priorizando-se as áreas já antropizadas.	
Minimizar as interferências com as unidades de conservação de uso sustentável.	
Evitar ou minimizar sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, desviando daqueles que se encontram em estágios mais avançados.	
Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.	

13.8.2 Tabela de recomendação para o corredor da LT 230 kV Cruzeiro do Sul – Feijó, C2

Corredor da LT 230 kV Cruzeiro do Sul – Feijó C2	
Tabela 1 - Comparação da diretriz da LT (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da diretriz do seccionamento da linha de transmissão (R3) com o corredor estudado no R1	
Extensão do eixo do corredor (R1): 254 km	Extensão da diretriz do seccionamento da LT (R3):
Variação da extensão e principal (ais) motivos:	
A diretriz está inteiramente inserida no corredor?	
No caso de não inserção da diretriz do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e a diretriz proposta no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a diretriz. 2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML e <i>shapefile</i>).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
Considerar os arranjos da SE Cruzeiro do Sul e da SE Feijó de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.	
Avaliar a possibilidade de o traçado seguir em paralelo às linhas de transmissão existentes, de forma a aproveitar os acessos, minimizando a supressão de vegetação e o número de cruzamentos entre as LTs na fase de construção.	
Atentar para a travessia de áreas classificadas com potencial médio para a ocorrência de cavidades subterrâneas.	
Verificar a localização dos sítios arqueológicos cadastrados nos municípios do corredor, para que a diretriz da LT planejada não tenha qualquer interferência nesses sítios.	
Minimizar as interferências com os assentamentos rurais existentes.	
Evitar que a diretriz da linha de transmissão planejada interfira com a vegetação nativa e com as áreas de preservação permanente – APP, priorizando-se as áreas já antropizadas.	
Minimizar as interferências com as unidades de conservação de uso sustentável.	
Evitar ou minimizar sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, desviando daqueles que se encontram em estágios mais avançados.	
Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.	
Minimizar as interferências na TI Campinas/Katukina.	