



Empresa de Pesquisa Energética

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

**Avaliação do controle de tensão no sistema
elétrico do estado do Acre**

Setembro de 2021

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA





GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Júnior

Secretário-Executivo do MME

Marisete Fátima Dadald Pereira

**Secretário de Planejamento e Desenvolvimento
Energético**

Paulo César Magalhães Domingues

Secretário de Energia Elétrica

Christiano Vieira da Silva

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis
Renováveis**

José Mauro Ferreira Coelho

**Secretário de Geologia, Mineração e Transformação
Mineral**

Alexandre Vidigal de Oliveira

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Avaliação do controle de tensão
no sistema elétrico do estado do
Acre



Empresa de Pesquisa Energética

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

Presidente

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

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

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

**Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e
Biocombustíveis**

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Ângela Regina Livino de Carvalho

Coordenação Geral

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira
Erik Eduardo Rego

Coordenação Executiva

José Marcos Bressane

Coordenação Técnica

Maxwell Cury Júnior

Equipe Técnica

Lucas Simões de Oliveira

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

Sede

Esplanada dos Ministérios, Bloco "U", sala 744
70065-900 - Brasília - DF

Escritório Central

Praça Pio X, nº 54
20091-040 - Rio de Janeiro - RJ

Nº EPE-DEE-NT-103/2021-rev0

Data: 21/09/2021

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

 epe Empresa de Pesquisa Energética	Contrato Data de assinatura	
Projeto ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO		
Área de estudo Estudos do Sistema de Transmissão		
Sub-área de estudo GET Centro-Oeste		
Produto (Nota Técnica ou Relatório) EPE-DEE-NT-103/2021-rev0 Avaliação do controle de tensão no sistema elétrico do estado do Acre		
Revisões rev0	Data 21/09/2021	Descrição sucinta Emissão Original

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

APRESENTAÇÃO

Esta nota técnica tem como objetivo analisar os benefícios da recomendação de reforços que garantam maior confiabilidade e flexibilidade operativa em cenários de indisponibilidade prolongada de equipamentos de controle de tensão no Acre, visando prover uma maior segurança operativa para o controle de tensão nos sistemas de transmissão do estado.

Sumário

Apresentação.....	7
Sumário	8
Índice de Figuras.....	9
Índice de Tabelas	10
1 Introdução	11
2 Conclusões.....	13
3 Recomendações.....	14
4 Premissas.....	16
4.1 Horizonte e Critérios.....	16
4.2 Parâmetros Econômicos.....	16
4.3 Limites de Carregamento	16
4.4 Topologia e Mercado	16
4.5 Descrição dos Cenários Críticos Analisados.....	17
5 Diagnóstico	19
6 Descrição das Alternativas	25
7 Análise de Curto-Circuito.....	31
8 Referências	32
9 Fichas PET/PELP	33
10 Anexos	36
10.1 Anexo 1 – Diagramas Unifilares	36
10.2 Anexo 2 – Plano de Obras e estimativa de custos	40

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 – Sistema elétrico de atendimento ao estado do Acre.....	11
Figura 3-1 - Representação esquemática das obras recomendadas.	14
Figura 5-1 - Representação unifilar do sistema de transmissão responsável pelo suprimento às cargas do Acre, topologia prevista para o ano de 2025, patamar de carga leve.....	19
Figura 5-2 - Representação unifilar do sistema de transmissão responsável pelo suprimento às cargas do Acre, topologia prevista para o ano de 2031, patamar de carga média.....	19
Figura 5-3 - Carregamento do Transformador 230/69 kV da SE Rio Branco I em condição normal e durante contingências críticas na Rede Básica.	20
Figura 5-4 - Carregamento no circuito Abunã - Rio Branco, C1, em condição normal e durante contingências na Rede Básica.	20
Figura 5-5 - Curvas QV da SE Rio Branco 230kV - 2024 a 2031	21
Figura 5-6 - Tensão na SE Rio Branco 230kV na contingência da LT 230kV Abunã – Rio Branco, C2, com o CER em operação.....	22
Figura 5-7 - Tensão na SE Rio Branco 230kV durante a contingência do circuito Abunã - Rio Branco, C1, com o CER de Rio Branco fora de operação	22
Figura 5-8 - Sistema pós-rejeição de um único terminal da LT Rio Branco - Feijó 230 kV, sistema sem reforços e com rede degradada, ano 2025.....	23
Figura 5-9 - Sistema pós-rejeição de um único terminal da LT Feijó – Cruzeiro do Sul 230 kV, sistema sem reforços e com rede degradada, ano 2025.....	24
Figura 6-1 - Sistema pré-rejeição de um único terminal da LT Rio Branco - Feijó 230 kV, com reforços	26
Figura 6-2 – Sistema pós-rejeição de um único terminal da LT Rio Branco - Feijó 230 kV, com reforços.	26
Figura 6-3 - Sistema pré-rejeição de um único terminal da LT Rio Branco - Feijó 230 kV, com reforços e rede degradada , ano 2033.	27
Figura 6-4 - Sistema pós-rejeição de um único terminal da LT Rio Branco - Feijó 230 kV, com reforços e rede degradada , ano 2033.	27
Figura 6-5 - Sistema pré-rejeição de um único terminal da LT Feijó – Cruzeiro do Sul 230 kV, com reforços e rede degradada, ano 2033.....	28
Figura 6-6 - Sistema pós-rejeição de um único terminal da LT Feijó – Cruzeiro do Sul 230 kV, com reforços e rede degradada, ano 2033.....	28
Figura 6-7 – Sistema pré-energização da LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, com reator manobrável mas sem compensadores síncronos, ano 2025.	29
Figura 6-8 – Energização da LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, com reator manobrável mas sem compensadores síncronos, ano 2025.	29
Figura 6-9 - Tensão nas subestações 230kV que suprem cargas do Acre, em situações de curto-circuito seguido de abertura da LT 230kV Abunã – Rio Branco, C2, em 2033, com os reforços propostos em operação.	30
Figura 6-10 - Tensão nas subestações 230kV que suprem cargas do Acre, em situações de curto-circuito seguido de abertura da LT 230kV Abunã – Rio Branco, C2, em 2033, com os reforços propostos em operação e em rede degradada.....	30

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3-1 – Plano de obras simplificado recomendado	14
Tabela 4-1 – Percentuais de geração hidráulica no patamar de carga leve, norte úmido	17
Tabela 4-2 – Percentuais de geração hidráulica no patamar de carga média, norte seco.....	18
Tabela 5-1 - Tensões operativas para energização da LT Rio Branco - Feijó em rede íntegra e degradada	23
Tabela 5-2 - Tensões operativas para rejeição da LT Rio Branco - Feijó em rede íntegra e degradada	23
Tabela 5-3 - Tensões operativas para energização da LT Feijó – Cruzeiro do Sul.....	24
Tabela 5-4 - Tensões operativas para rejeição da LT Feijó – Cruzeiro do Sul.....	24
Tabela 6-1 - Tensões operativas para energização da LT Rio Branco - Feijó em rede degradada para diferentes alocações do CS (-90/+150 Mvar)	25
Tabela 6-2 - Tensões operativas para rejeição da LT Rio Branco - Feijó em rede degradada para diferentes alocações do CS (-90/+150 Mvar)	25
Tabela 7-1 – Evolução e comparativo dos níveis de curto-circuito com e sem os reforços propostos.....	31

1 INTRODUÇÃO

A integração do estado do Acre ao Sistema Interligado Nacional (SIN) teve início no ano de 2002, por meio do primeiro circuito simples da LT 230kV Porto Velho – Abunã – Rio Branco, sem garantia de atendimento ao critério de confiabilidade N-1 da Rede Básica. Em 2008, a EPE emitiu o relatório EPE-DEE-RE-147/2008 [1], que, dentre outras obras, recomendou reforços no para aumentar a robustez e confiabilidade do sistema elétrico do atendimento ao Acre. Já em 2011 foi publicado então o relatório EPE-DEE-RE-116/2011 [2], posteriormente revisado em [3], com a recomendação de integração dos sistemas isolados de Cruzeiro do Sul e Feijó. Tais obras foram objeto de processo de caducidade e relicitadas em 2019 e, em agosto de 2021, contam com previsão de entrada em operação comercial para março de 2025 [4]. Por fim, o estudo EPE-DEE-RE-074/2019 [5] recomendou um novo ponto de suprimento para as cargas da capital, visando reduzir a dependência do então único ponto de suprimento do estado, a SE Rio Branco 230/138/69 kV.

É possível observar na Figura 1-1 o sistema transmissão existente e previsto para o atendimento elétrico ao estado do Acre, também é possível notar as elevadas distâncias entre os principais centros urbanos do estado, Rio Branco, Feijó e Cruzeiro do Sul, bem como a complexidade socioambiental da região.

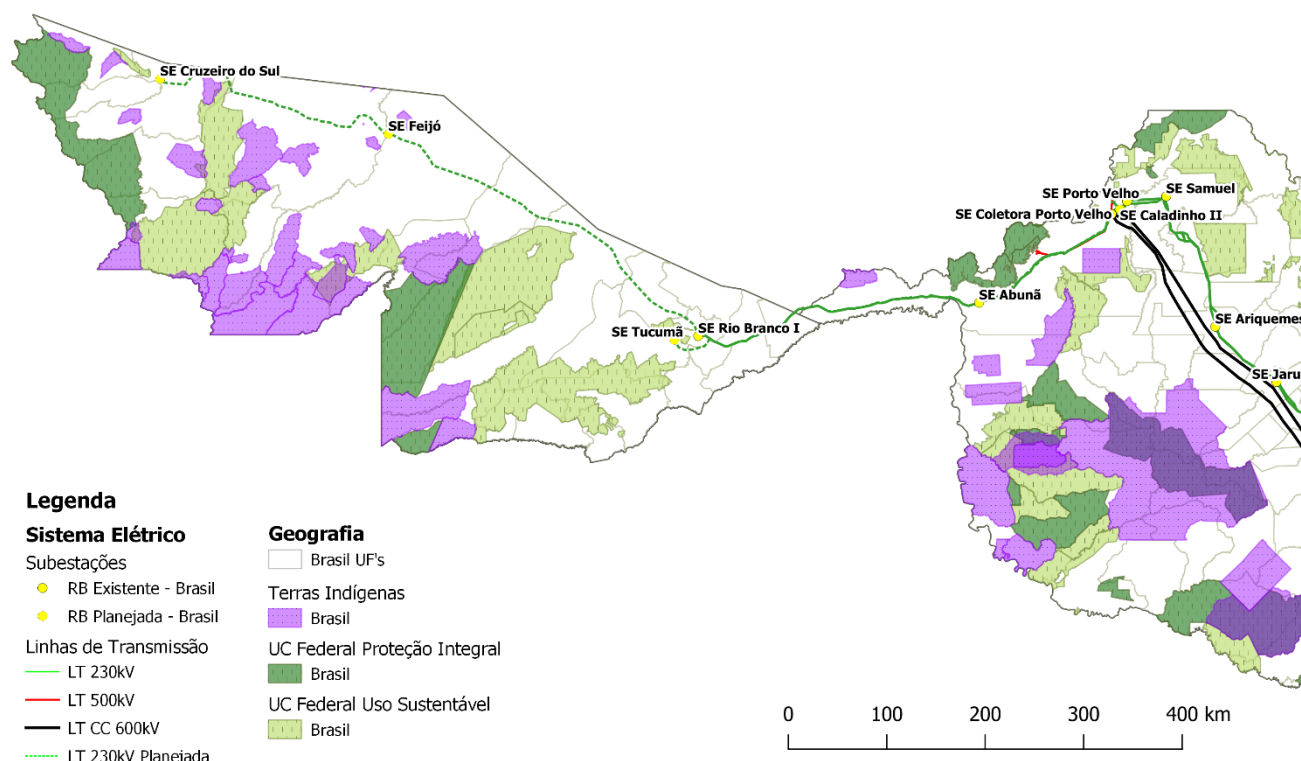


Figura 1-1 – Sistema elétrico de atendimento ao estado do Acre.

O incidente que afetou o suprimento de energia no Amapá em novembro de 2020 ressaltou as complexidades logísticas para o transporte de equipamentos e reestabelecimento da confiabilidade de rede em longos sistemas de transmissão com características radiais. Tal ocorrência suscitou a análise de requisitos mais severos de dimensionamento para dimensionamento de alguns equipamentos desses

sistemas radiais, como por exemplo a consideração de rede degradada para energização, rejeição e susceptibilidade a novas ocorrências em contingências simples (N-1-1).

Considerando que o sistema transmissão do Acre passa por uma relevante expansão através da construção do Lote 11 do Leilão 002/2019 (Integração de Cruzeiro do Sul e Feijó ao SIN) e do Lote 1 do Leilão 001/2021 (Estudo de atendimento à Rio Branco), fez-se oportuno uma reavaliação da flexibilidade operativa nas condições de indisponibilidade prolongada de equipamentos de controle de tensão, para garantir avaliar a rapidez da recomposição da rede após desligamentos e ilhamentos das redes isoladas.

2 CONCLUSÕES

Considerando os desafios operativos inerentes aos longos sistemas de transmissão radiais, com baixa disponibilidade de geração local, como é o caso da rede elétrica que atende o estado Acre, bem como o contexto relativo ao suprimento de energia elétrica vivenciado pelo estado do Amapá no final do ano 2020, julgou-se oportuno reavaliar o sistema de transmissão com critérios diferenciados de confiabilidade para o atendimento das cargas da região de Rio Branco, Feijó e Cruzeiro do Sul, tendo em vista sua localização geográfica e a característica singela do sistema elétrico que atende toda essa região.

Durante as avaliações desenvolvidas nesta Nota Técnica constatou-se uma forte dependência do *statcom* (*static synchronous compensator*) da SE Rio Branco I para o controle de tensão e estabilidade do sistema de transmissão do Acre. Em cenários de indisponibilidade prolongada de equipamentos de controle de tensão haveria necessidade de adoção de diversas medidas operativas para garantir a segurança sistêmica, de tal forma que se entendeu oportuno avaliar reforços estruturantes para prover uma maior flexibilidade operativa para o controle de tensão nos sistemas de transmissão do estado.

As análises técnicas concluíram pela recomendação das obras ilustradas na Figura 3-1, referentes a duas unidades de Compensação Síncrona na SE Feijó, a antecipação do Compensador Síncrono originalmente recomendado em [5], bem como reatores monofásicos manobráveis na extremidade de Cruzeiro do Sul, da LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul. Esses reforços garantirão um desempenho adequado da rede no longo prazo, até o ano de 2033, mesmo em situações críticas de indisponibilidade prolongada de equipamentos, e correspondem a investimentos totais da ordem de R\$ 230 milhões na Rede Básica.

3 RECOMENDAÇÕES

Com base nas análises efetuadas, recomenda-se:

- 1) Implantação do plano de obras ilustrado na Figura 3-1 e descrito na Tabela 3-1 para prover maior confiabilidade e controle de tensão nas subestações de Rede Básica de Fronteira do estado do Acre.

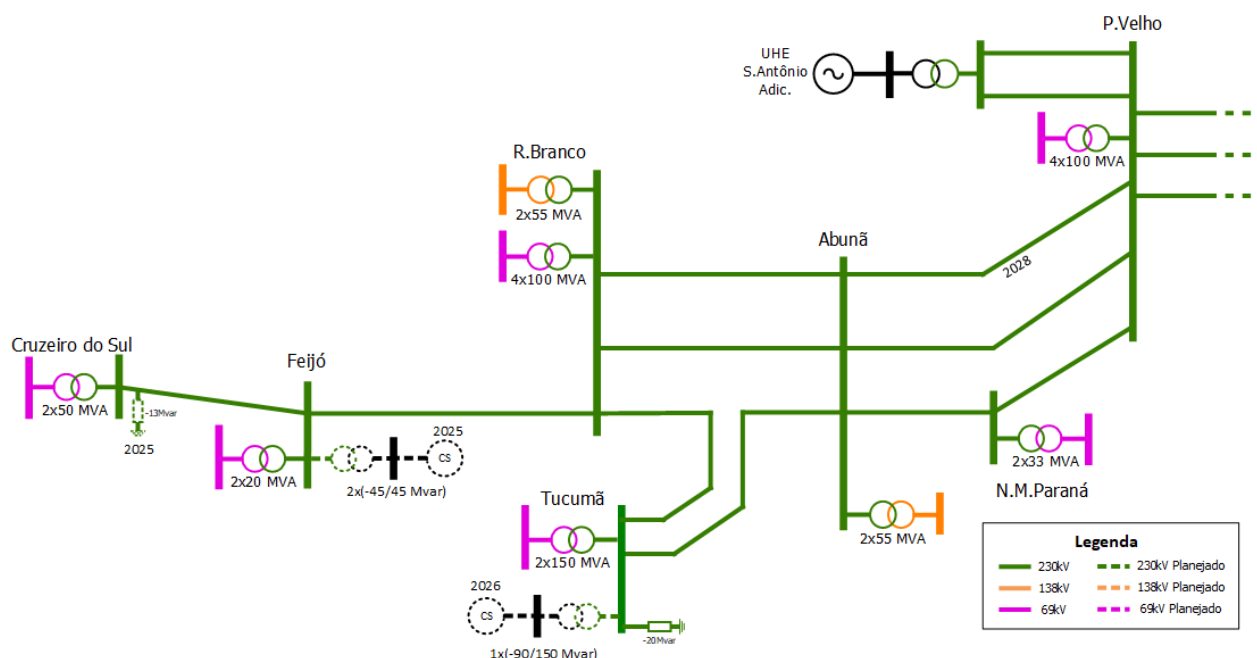


Figura 3-1 - Representação esquemática das obras recomendadas.

Tabela 3-1 – Plano de obras simplificado recomendado

Obra	Ano	Descrição
LT 230 Feijó – Cruzeiro do Sul (Ampliação/Adequação)	2025 ¹	1º Reator de linha manobrável 3x1Φ, 4,33 Mvar, na extremidade de Cruzeiro do Sul (*)
SE 230/69 kV Feijó (Ampliação/Adequação)	2025 ¹	1º e 2º Compensadores Síncronos de -45/+45 Mvar
SE 230/69 kV Tucumã (Ampliação/Adequação)	2026 ²	1º Compensador Síncrono de -90/+150 Mvar

¹ Data associada à entrada em operação da LT Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, 230 kV

² Data associada à entrada em operação da SE Tucumã 230/69 kV

(*) Inerentemente vinculado à instalação da LT Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, 230 kV

- 2) Que os transformadores elevadores dos compensadores síncronos sejam especificados com potência aparente compatível com a potência máxima do compensador síncrono e sua capacidade de sobrecarga de curta duração. Os equipamentos devem ser equipados com OLTC, com faixa de tapes suficiente para atender toda a excursão de potência reativa do compensador síncrono, medidos na alta tensão (230 kV), para qualquer condição de carga, com rede completa

ou alterada e considerando a faixa de tensão operativa de condição normal e de emergência definida nos Procedimentos de Rede do ONS vigentes;

- 3) Recomenda-se a dispensa de elaboração de estudos de transitórios eletromagnéticos de manobra, previstos em Relatório R2, para as instalações de transmissão em questão. Destaca-se que para equipamentos como os compensadores síncronos, com as características técnicas indicadas, não se recomenda estudos de transitórios eletromagnéticos de manobra (TEM) nessa fase de estudos.
- 4) Recomenda-se a dispensa de elaboração dos Relatórios R3 e R5, tendo em vista que o escopo de reforços recomendados no presente estudo é composto essencialmente por obras cujas áreas consideradas para a instalação já foram definidas no relatório R1, [3] e [5], que recomendou originalmente essas subestações, quais sejam, Feijó, Cruzeiro do Sul e Tucumã, as quais serão devidamente licenciadas para a construção.
- 5) Recomenda-se a dispensa de elaboração do Relatório R4, tendo em vista os equipamentos propostos estão alocados em subestações em fase de construção, mas com espaço físico já previsto em sua área, conforme diagramas unifilares de [3] e [5], atualizados no item 10.1 desta Nota Técnica.

4 PREMISSAS

4.1 Horizonte e Critérios

De forma a definir o comportamento de longo prazo do sistema foi estabelecido como período de estudo os anos de 2025 a 2033. 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 [6], da EPE. Os critérios e procedimentos adotados neste estudo também estão de acordo com [7].

4.2 Parâmetros Econômicos

Os custos dos equipamentos das alternativas analisadas foram atualizados com base nos Custos Modulares da ANEEL [8], atualizados à data base de março de 2021 [9]. Para comparação econômica, foi considerada uma taxa de desconto de 8% a.a., ano base de referência 2025, ano horizonte 2036 e tempo de concessão das instalações de 30 anos.

4.3 Limites de Carregamento

Para os limites de carregamento das linhas e transformadores existentes, para as condições de operação normal e de emergência de curta duração, são os valores informados nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST) e/ou Manual de Procedimentos da Operação (MPO).

Para as linhas de transmissão futuras, foram utilizados valores definidos no processo de licitação/autorização, informados pelos proprietários dos ativos, ou valores típicos definidos pela EPE. Novos transformadores foram considerados com capacidade de emergência de limite de longa duração de 120% por 4 horas, conforme o estabelecido na NBR 5356-7 [10] e no submódulo 2.6 dos Procedimentos de Rede [11].

4.4 Topologia e Mercado

Os estudos foram realizados tomando como base os em casos de fluxo de potência do Plano Decenal de Energia (PDE) 2030, disponibilizados em [12], do Plano de Ampliações e Reforços (PAR), e foram atualizados com dados de mercado, topologia de rede e plano de geração de acordo com as informações mais recentes disponíveis.

4.5 Descrição dos Cenários Críticos Analisados

Para a realização do diagnóstico e avaliação do controle de tensão no estado do Acre, tomou-se como base os cenários específicos preparados para a região Centro-Oeste no relatório “Diagnóstico Regional Da Rede Elétrica – PDE 2030 - Volume III – GET Centro-Oeste - EPE-DEE-RE-032/2021-rev0” [13], realizando as atualizações pertinentes de mercado e topologia descritas no item 4.4.

4.5.1 Leve Norte Seco

Este cenário tem por objetivo analisar o desempenho dos níveis de tensão da rede de transmissão no período de carga leve, quando a rede apresenta carregamentos mais baixos.

Os intercâmbios entre as regiões foram ajustados em níveis próximos a zero, diminuindo as transferências de potência por longas distâncias e contribuindo para um carregamento geral mais baixo de todo o SIN. Para tal, foram utilizadas a capacidade de modularização das UHEs regionais para fazer o balanço e atingir intercâmbios líquidos baixos ou próximos de zero.

O objetivo é verificar se a rede possui equipamentos de controle de tensão suficientes para manter as tensões dentro limites superiores sem a necessidade de desligamento de circuitos.

4.5.2 Caso Leve Norte Úmido

Este cenário tem por objetivo analisar o comportamento da rede no período úmido da região Norte e das bacias hidrográficas que compõem a maior parte dos estados de Mato Grosso, Acre e Rondônia. O período de carga selecionado foi o de carga leve, no qual a região tem a menor capacidade de absorver o excesso de geração das UHE, PCH e CGH, e no qual se verifica uma exportação líquida de potência para a região Sudeste. Num recorte mais regional, se vislumbra também simular os altos carregamentos nas transformações de fronteira, no sentido da distribuição para a Rede Básica, como efeito da sobreoferta das PCH e CGH conectadas nos sistemas distribuidores locais.

Neste sentido, consideraram-se os valores percentuais de geração hidráulica mostrados na Tabela 4-1, para cada uma das bacias hidrográficas da região.

Tabela 4-1 – Percentuais de geração hidráulica no patamar de carga leve, norte úmido

Bacia Hidrográfica	UHE [%]	PCH/CGH [%]
Teles Pires/Juruena	80	90
Madeira	80	90
Paraguai	80	90
Amazonas	80	90
Paranaíba	70	90
Tocantins-Araguaia	70	90

4.5.3 Caso Média Norte Seco

Este cenário tem por objetivo analisar o comportamento da rede no período seco da região Norte e das bacias hidrográficas que compõem a maior parte dos estados de Mato Grosso, Acre e Rondônia. O período de carga selecionado foi o de carga média, que é o patamar de maior valor para todas as unidades federativas da região. Nessas circunstâncias se verifica geração local muito baixa, com consequente importação líquida de potência da região Sudeste. Num recorte mais regional, se vislumbra também simular os altos carregamentos nas transformações de fronteira, no sentido da Rede Básica para a distribuição, como efeito da carga alta e da baixa geração das PCH e CGH conectadas nos sistemas distribuidores locais.

Neste sentido, consideraram-se os valores percentuais de geração hidráulica mostrados na Tabela 4-2, para cada uma das bacias hidrográficas da região.

Tabela 4-2 – Percentuais de geração hidráulica no patamar de carga média, norte seco

Bacia Hidrográfica	UHE [%]	PCH/CGH [%]
Teles Pires/Juruena	15	10
Madeira	15	10
Paraguai	20	10
Amazonas	15	10

5 DIAGNÓSTICO

Por ter uma característica predominantemente radial e sem significativa geração local, o sistema de atendimento ao Acre sofre influência reduzida do despacho de usinas próximas da bacia do Rio Madeira conectadas à rede de 230kV do estado de Rondônia.

A Figura 5-1 ilustra a topologia prevista para a rede de transmissão em 2025, com a interligação das cargas de Cruzeiro do Sul e Feijó à Subestação Rio Branco, recomendada em [2] e [3]. Já a Figura 5-2 ilustra a topologia e fluxos previstos para o ano de 2030, com destaque para a nova subestação Tucumã, recomendada em [5], e prevista para entrar em operação comercial no ano de 2026.

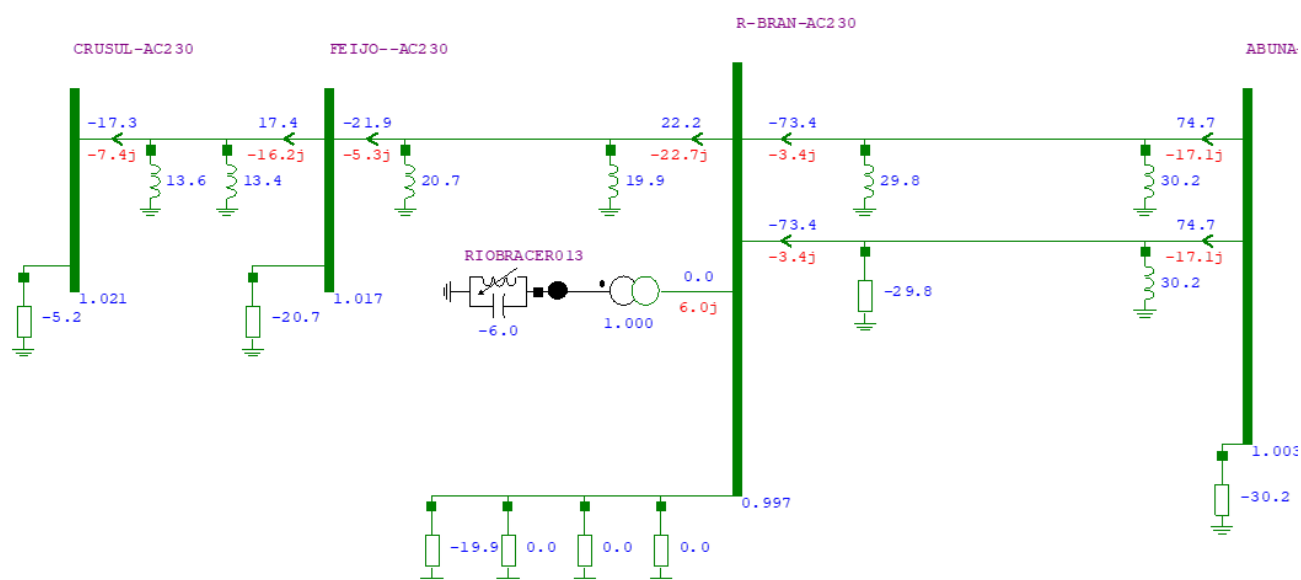


Figura 5-1 - Representação unifilar do sistema de transmissão responsável pelo suprimento às cargas do Acre, topologia prevista para o ano de 2025, patamar de carga leve.

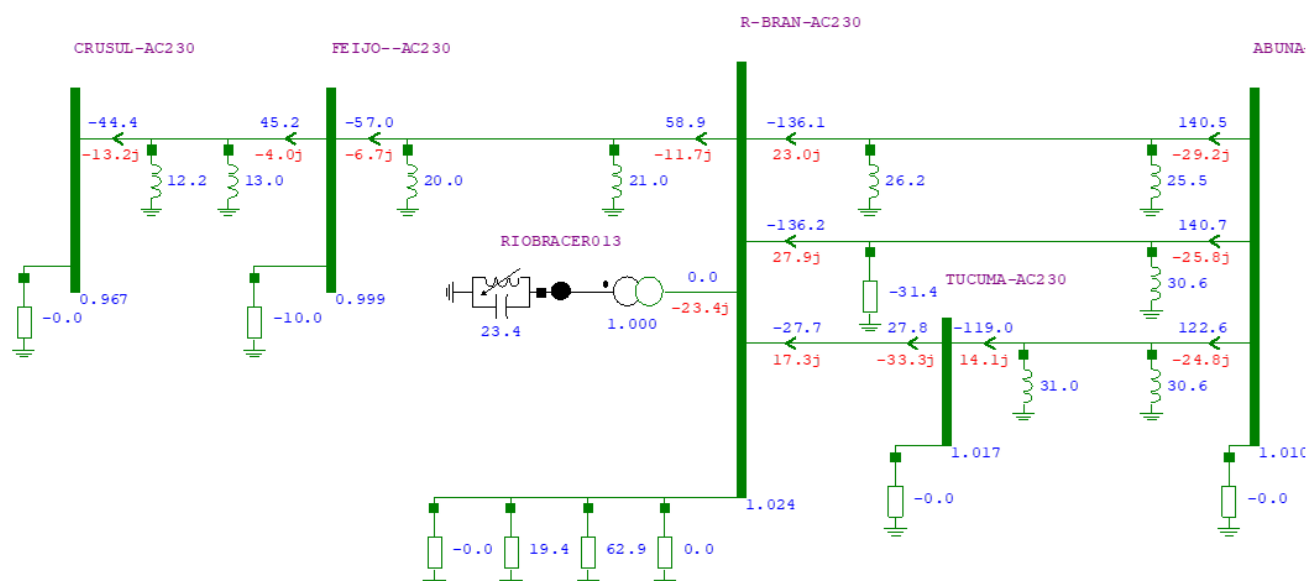


Figura 5-2 - Representação unifilar do sistema de transmissão responsável pelo suprimento às cargas do Acre, topologia prevista para o ano de 2031, patamar de carga média.

Como pode ser observado na Figura 5-3 e Figura 5-4, as transformações de fronteira e linhas de Rede Básica do estado apresentam carregamentos adequados durante o horizonte de análise, sem previsões de sobrecargas mesmo em situações de contingência de algum elemento da rede de transmissão.

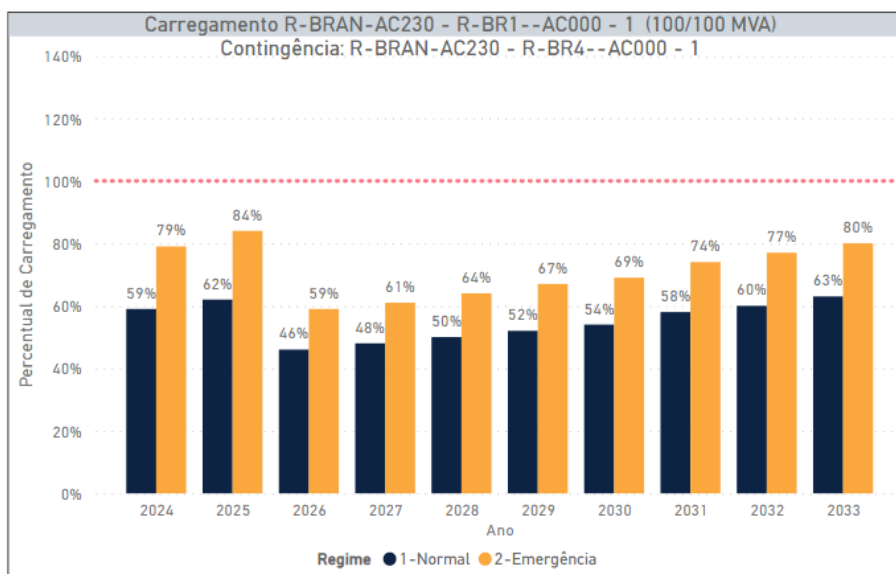


Figura 5-3 - Carregamento do Transformador 230/69 kV da SE Rio Branco I em condição normal e durante contingências críticas na Rede Básica.

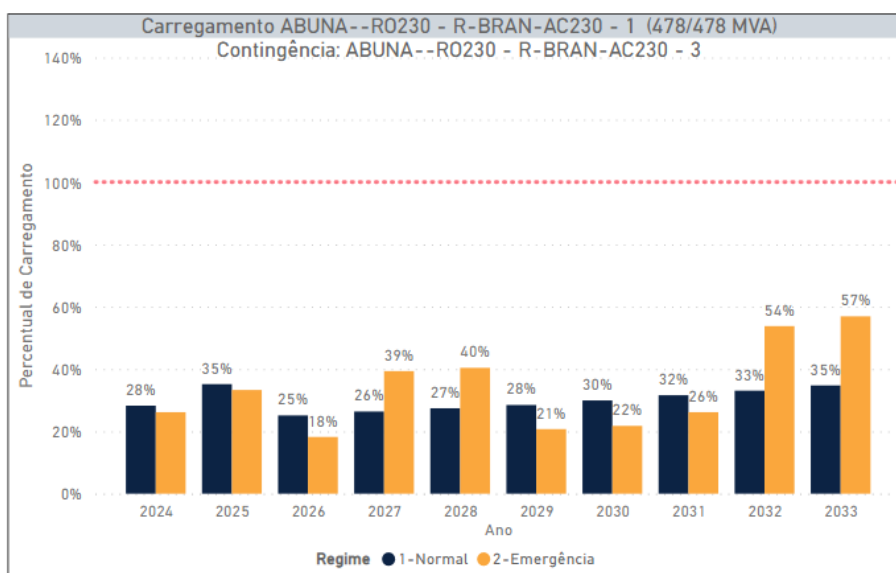


Figura 5-4 - Carregamento no circuito Abunã - Rio Branco, C1, em condição normal e durante contingências na Rede Básica.

Entretanto, devido ao comprimento do sistema de transmissão que supre o Acre, bem como sua característica radial, ausência de usinas de médio/grande porte no estado, é possível perceber uma grande sensibilidade da tensão para pequenas variações da compensação de potência reativa. Esse fenômeno também está ligado ao baixo nível de curto-circuito e reduzida capacidade de manutenção do nível de tensão para aumento do carregamento da fonte.

A Figura 5-5 mostra a evolução das curvas QV do sistema de atendimento a Rio Branco, do ano 2024 até o ano de 2031. Nessa figura é possível perceber uma característica vertical na forma das curvas QV nas imediações dos pontos iniciais de operação. Isso se dá devido à operação do Statcom (+55/-

20 Mvar) que atua no controle da tensão do barramento de 230kV da SE Rio Branco, dentro de seus limites de fornecimento de potência reativa. Fica evidente também que quando sua contribuição chega ao limite inferior ou superior a tensão passa a sofrer grandes variações para pequenos incrementos de injeção de potência reativa.

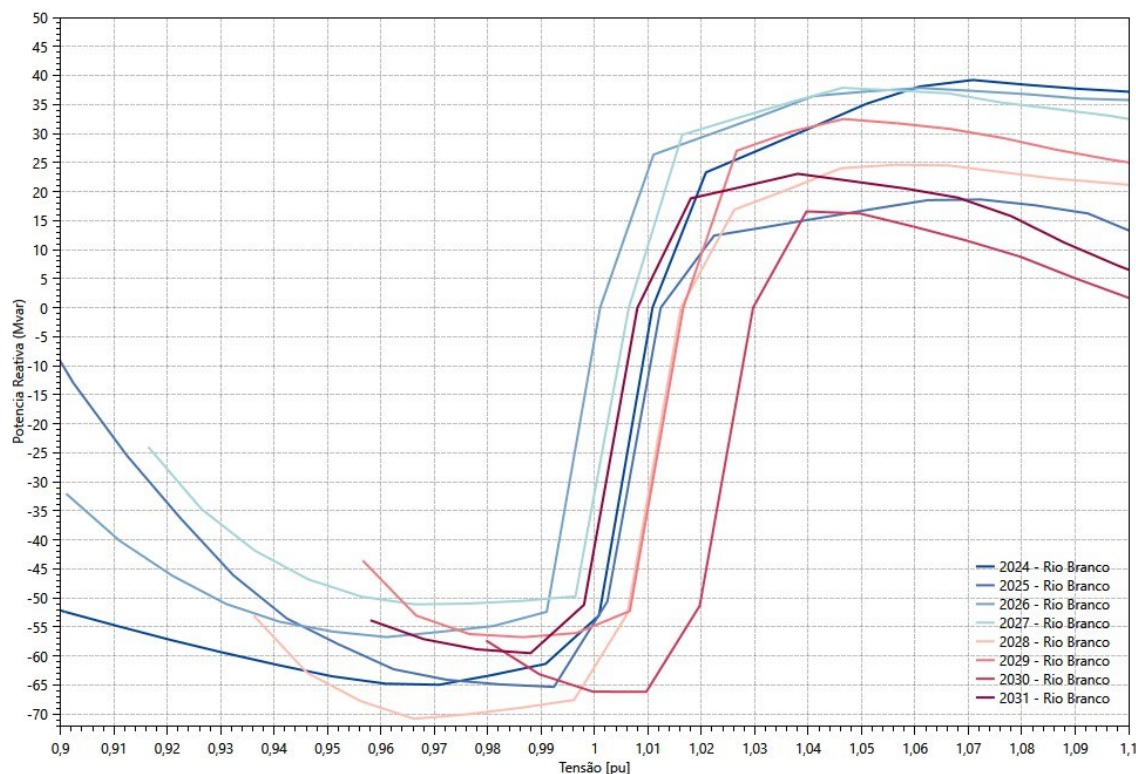


Figura 5-5 - Curvas QV da SE Rio Branco 230kV - 2024 a 2031

As curvas QV da Figura 5-5 ressaltam a importância do Statcom da SE Rio Branco para operação do sistema de transmissão do Acre. Para avaliar o desempenho da rede em situações de contingência, foram desenvolvidas simulações para fins de identificação da severidade de perturbações e manobras na rede do estado considerando a indisponibilidade de equipamentos de controle reativos.

Na Figura 5-6 e Figura 5-7 é apresentado o perfil de tensão no barramento em 230 kV da SE Rio Branco após aplicação de curto-circuito na LT Abunã – Rio Branco, C2, seguido de abertura simples da LT. O evento simulado é considerado de alta severidade, em virtude da forte dependência da SE Rio Branco para a atendimento às cargas da capital, bem como a com conexão para diversas outras subestações no interior do estado. A contingência de um dos circuitos da LT 230kV Abunã - Rio Branco I se mostrou a mais severa para o perfil de tensão regional, de tal forma que pode-se concluir que o sistema em sua concepção atual apresenta uma elevada dependência do equipamento SVC PLUS® (Statcom) para a manutenção dos níveis de tensão na ocasião de contingências simples. Fato agravado com a integração das cargas de Feijó e Cruzeiro do Sul por um sistema radial de cerca de 680km.

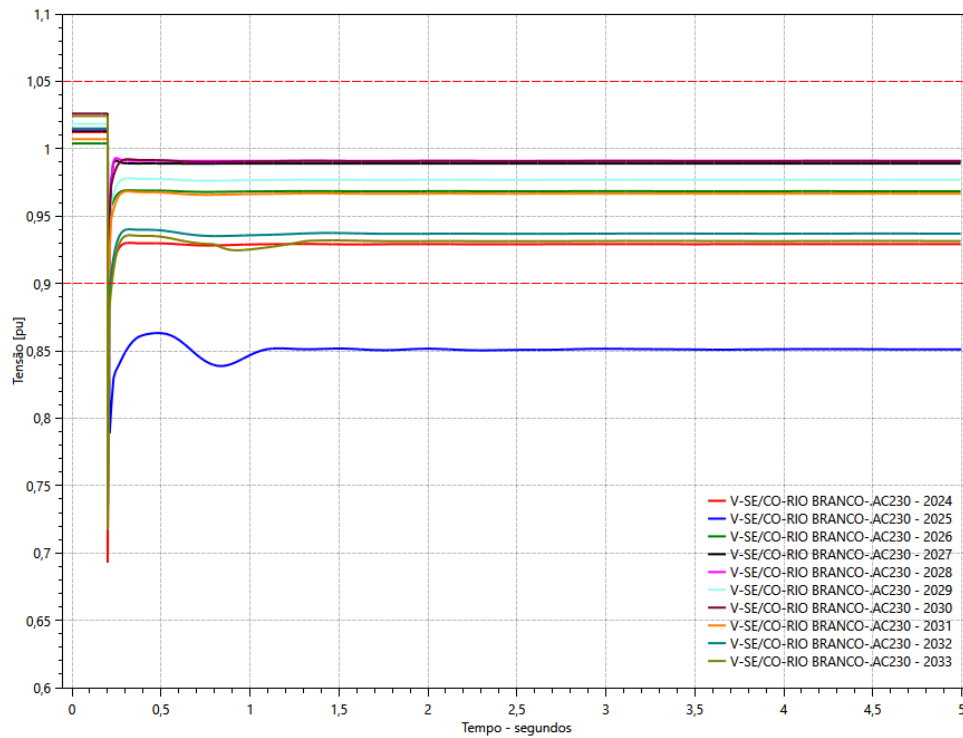


Figura 5-6 - Tensão na SE Rio Branco 230kV na contingência da LT 230kV Abunã – Rio Branco, C2, com o CER em operação

Já as curvas da Figura 5-7 ilustram situações contingências com indisponibilidade do Statcom da SE Rio Branco e demonstram subtensões severas no sistema do Acre, ratificando a elevada dependência de elementos de compensação de reativos para a manutenção da estabilidade de tensão da rede.

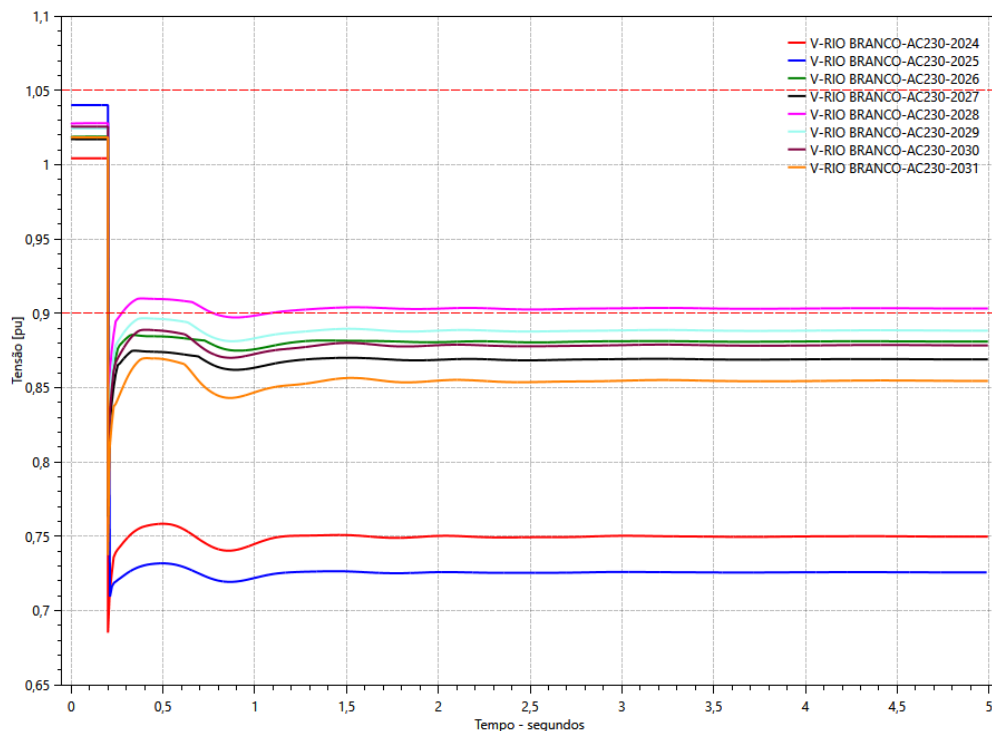


Figura 5-7 - Tensão na SE Rio Branco 230kV durante a contingência do circuito Abunã - Rio Branco, C1, com o CER de Rio Branco fora de operação

Apesar do déficit de potência reativa crescente do sistema, até o fim do horizonte não são identificadas sobrecargas na ocorrência da contingência nesse sistema.

Em casos de indisponibilidade de equipamentos de controle de tensão, o sistema de transmissão responsável pela integração de Cruzeiro do Sul e Feijó ao SIN também pode passar a impor restrições operativas, tornando as manobras de recomposição, energização e rejeição de carga mais complexas e, eventualmente, com a necessidade de adoção de medidas operativas adicionais, como a abertura simultânea dos terminais da LT (*transfer-trip*) em situações de rejeição de carga, bem como o uso de compensações de barra para reduzir a variação de tensão em manobras de energização.

Tabela 5-1 - Tensões operativas para energização da LT Rio Branco - Feijó em rede íntegra e degradada

Topologia	Tensão Partida Energização	Tensão no terminal emissor em T ∞	Tensão na ponta aberta em T ∞
Sistema completo	RBO=1,033	RBO=1,043	FEI=1,100
Sistema sem CER Rio Branco	RBO=1,000	RBO=1,044	FEI=1,100

Tabela 5-2 - Tensões operativas para rejeição da LT Rio Branco - Feijó em rede íntegra e degradada

Topologia	Tensão Máxima Pré-Rejeição	Tensão no terminal emissor em T_{∞}	Tensão na ponta aberta em T_{∞}
Sistema completo	RBO=1,034	RBO=1,043	FEI=1,099
Sistema sem CER Rio Branco	RBO=0,973	RBO=1,043	FEI=1,099

A Figura 5-8 ilustra a situação rejeição de carga com abertura intempestiva de um único terminal da LT Rio Branco – Feijó, no terminal de Feijó, com o Statcom da SE Rio Branco fora de operação. Na figura é possível notar sobretensões tanto na SE Rio Branco quando no terminal da linha de transmissão. Nessa situação, seria necessário a adoção de lógica de abertura simultânea de ambos os terminais da LT para evitar danos a equipamentos pelas elevadas tensões.

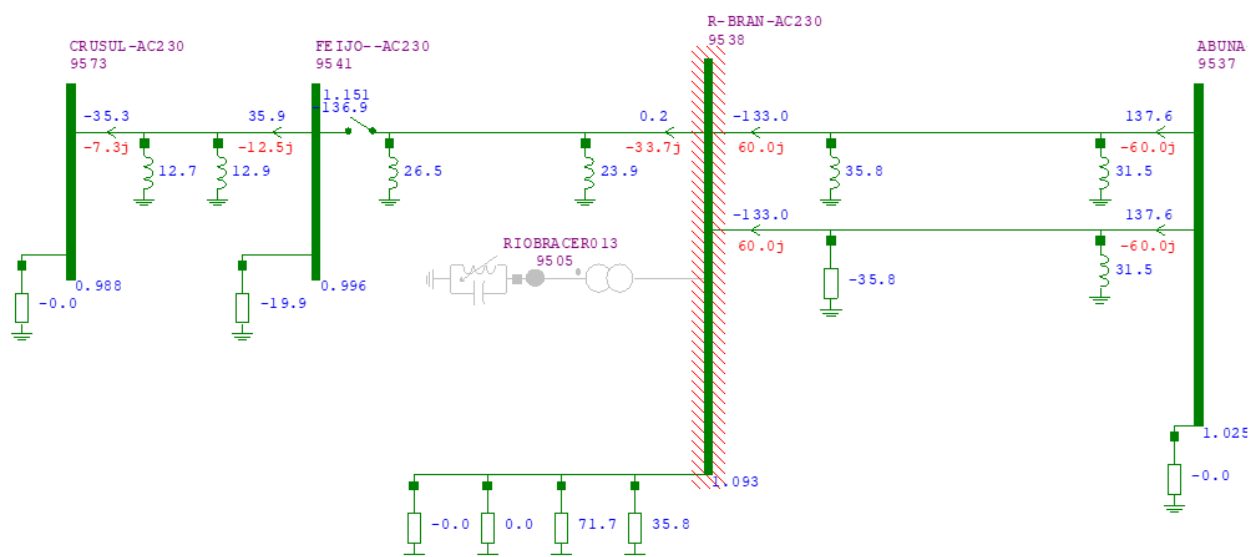


Figura 5-8 - Sistema pós-rejeição de um único terminal da LT Rio Branco - Feijó 230 kV, sistema sem reforços e com rede degradada, ano 2025.

A Tabela 5-3 e Tabela 5-4 resumem as manobras de energização e rejeição para a LT Feijó – Cruzeiro do Sul. Como originalmente descrito em [3], situações de rejeição de carga iniciada pela abertura da LT no lado da SE Cruzeiro do Sul, implicariam na necessidade de operação permanente de reatores de barra em Feijó, mesmo nos patamares de maior carregamento. Assim, havia sido recomendado a implantação do esquema de abertura simultânea dos disjuntores das extremidades de Feijó e Cruzeiro do Sul da LT. Dada a reavaliação do desempenho de controle de tensão propostas nessa nota técnica, entendeu-se oportuno prover uma solução estrutural para contornar tal situação operativa, haja vista a característica do sistema de transmissão descrita nos itens anteriores.

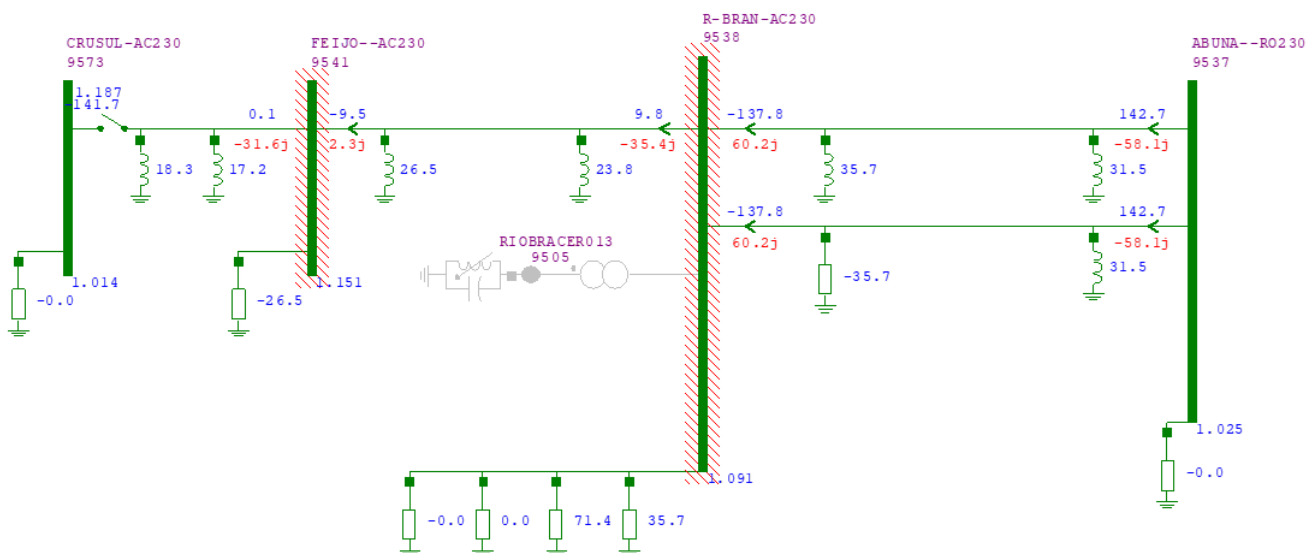


Figura 5-9 - Sistema pós-rejeição de um único terminal da LT Feijó – Cruzeiro do Sul 230 kV, sistema sem reforços e com rede degradada, ano 2025.

Tabela 5-3 - Tensões operativas para energização da LT Feijó – Cruzeiro do Sul

Topologia	Tensão Partida Energização	Tensão no terminal emissor em T ∞	Tensão na ponta aberta em T ∞
Sistema completo	FEI=0,977 RBO=1,036	FEI=1,062 RBO=1,043	CZS=1,093

Tabela 5-4 - Tensões operativas para rejeição da LT Feijó – Cruzeiro do Sul

Topologia	Tensão Máxima Pré-Rejeição	Tensão no terminal emissor em T ∞	Tensão na ponta aberta em T ∞
Sistema completo	Transfer-trip originalmente recomendado em [3]		

Assim, considerando a elevada dependência do Statcom de Rio Branco, bem como a complexidade operativa para recomposições de rede no sistema de transmissão Acre, entendeu-se oportuna a avaliação reforços de compensação reativa no estado a fim de se estabelecer uma maior confiabilidade e flexibilidade operativa em cenários de indisponibilidade prolongada de equipamentos.

6 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS

Tendo identificado que o desempenho da rede de transmissão do Acre pode ser aprimorado com a inclusão de equipamentos de controle de reativos, foi iniciado o processo de dimensionamento do montante de potência reativa necessário.

Durante o desenvolvimento das análises de [5], estudo no qual a nova SE Tucumã foi recomendada, destacou-se que parte considerável da carga da cidade de Rio Branco é atendida pelas subestações Tangará, Taquari e pela futura SE Floresta. Estas subestações se encontram na porção sul e sudoeste da cidade e que a integração dessas subestações com um novo ponto de rede básica favorecerá a distribuição de fluxos na região. Assim, a SE Tucumã encontra-se em posição privilegiada para o atendimento às cargas da capital no longo prazo.

Cumprir notar que a SE Tucumã foi licitada com sucesso no leilão 001/2021, e que será construída de acordo com os requisitos vigentes dos procedimentos de rede, notadamente com o arranjo de barramentos 230kV a Barra Dupla Quatro Chaves, o que permitirá uma maior confiabilidade e flexibilidade da subestação, ao passo que a SE Rio Branco possui um arranjo de barramentos 230 kV em desacordo com o preconizado atualmente nos procedimentos de rede, como descrito em [5].

Assim, considerando a evolução prevista para a rede do Acre no longo prazo, a maior confiabilidade em termos de arranjos de barramento e o desempenho elétrico semelhante entre as duas subestações, optou-se por alocar a compensação reativa variável da região de Rio Branco na nova SE Tucumã, antecipando para 2026 a implantação do compensador síncrono de (-90/+150 Mvar), originalmente recomendado em [5] no ano de 2032. Na Tabela 6-1 e Tabela 6-2 são resumidos as tensões operativas para os cenários críticos, de rede degradada sem o CER da SE Rio Branco, e para diferentes alocações do Compensador Síncrono, na SE Tucumã ou na SE Rio Branco I.

Tabela 6-1 - Tensões operativas para energização da LT Rio Branco - Feijó em rede degradada para diferentes alocações do CS (-90/+150 Mvar)

Topologia	Tensão Partida Energização	Tensão no terminal emissor em T ∞	Tensão na ponta aberta em T ∞
Sistema sem o CER de Rio Branco, com CS em Tucumã	RBO=1,027	RBO=1,044	FEI=1,100
Sistema sem o CER de Rio Branco, com CS em Rio Branco	RBO=1,043	RBO=1,043	FEI=1,100

Tabela 6-2 - Tensões operativas para rejeição da LT Rio Branco - Feijó em rede degradada para diferentes alocações do CS (-90/+150 Mvar)

Topologia	Tensão Máxima Pré-Rejeição	Tensão no terminal emissor em T ∞	Tensão na ponta aberta em T ∞
Sistema sem o CER de Rio Branco, com CS em Tucumã	RBO=1,020	RBO=1,047	FEI=1,103
Sistema sem o CER de Rio Branco, com CS em Rio Branco	RBO=1,044	RBO=1,044	FEI=1,100

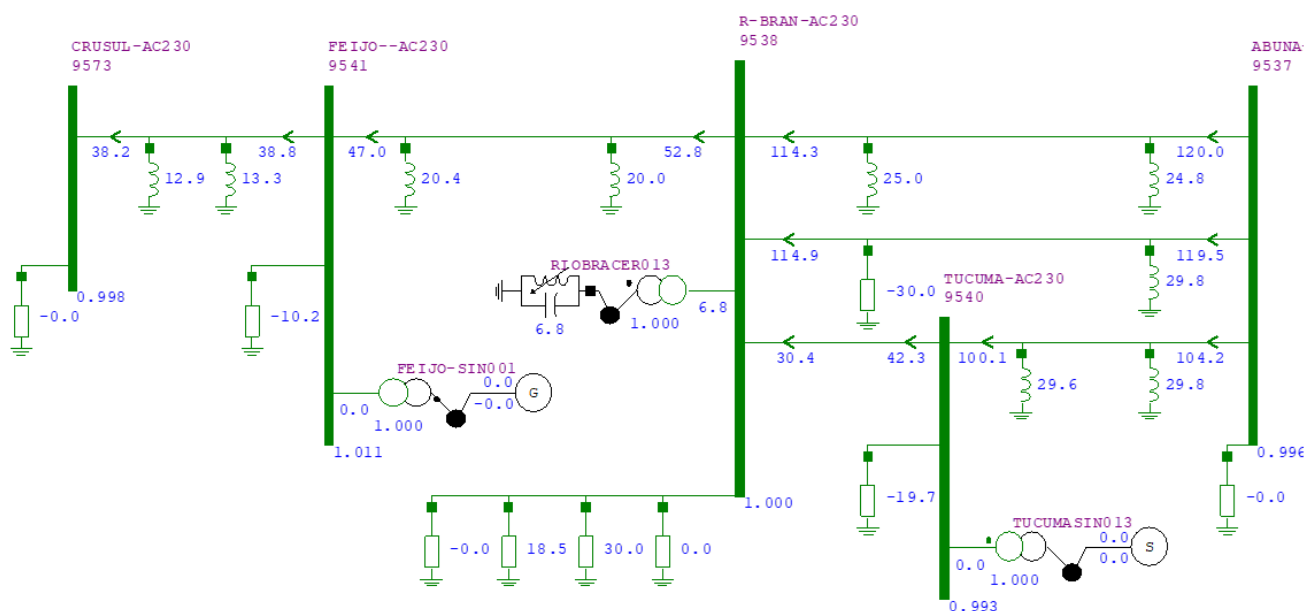


Figura 6-1 - Sistema pré-rejeição de um único terminal da LT Rio Branco - Feijó 230 kV, com reforços

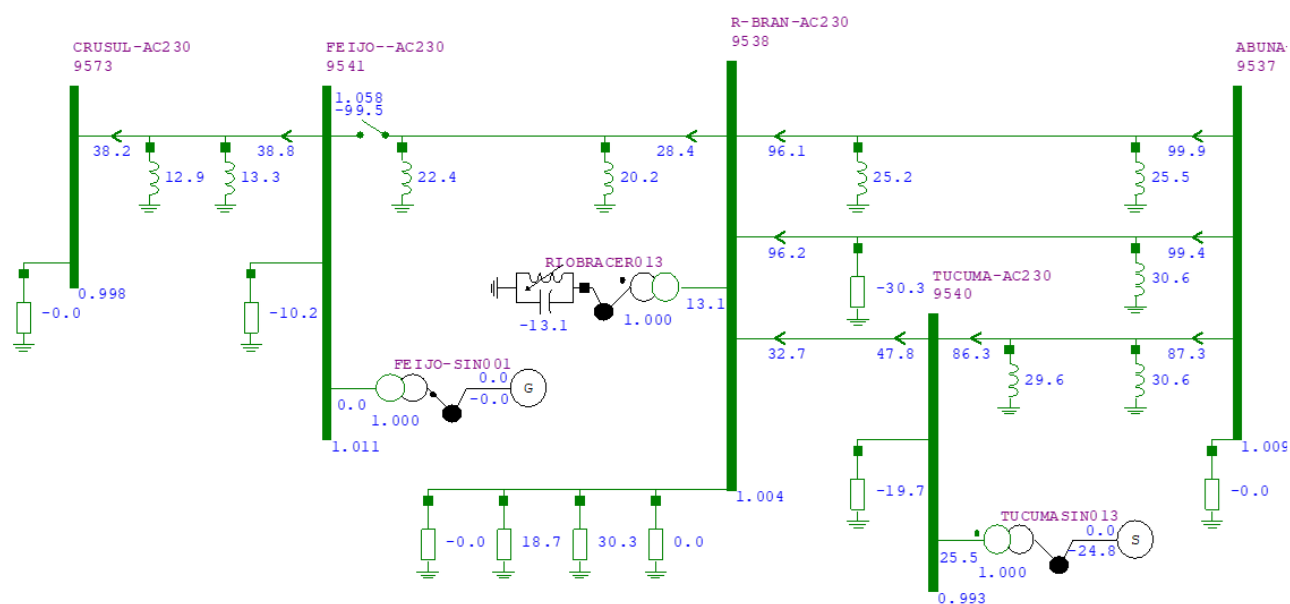


Figura 6-2 – Sistema pós-rejeição de um único terminal da LT Rio Branco - Feijó 230 kV, com reforços.

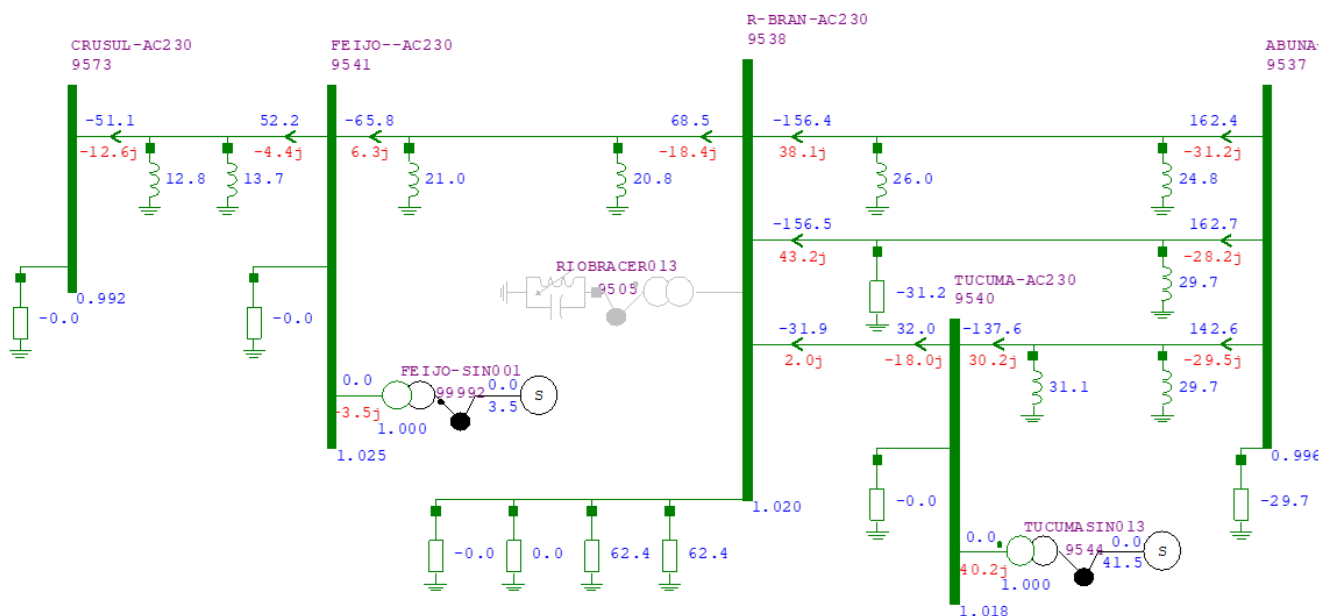


Figura 6-3 - Sistema pré-rejeição de um único terminal da LT Rio Branco - Feijó 230 kV, com reforços e rede degradada , ano 2033.

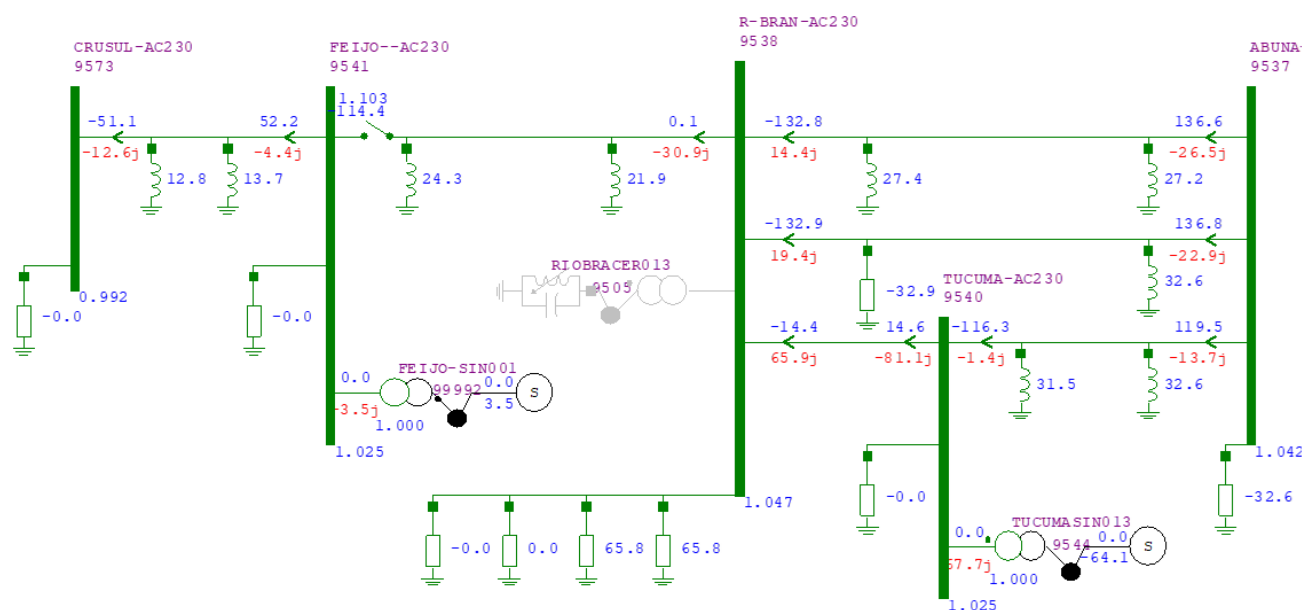


Figura 6-4 - Sistema pós-rejeição de um único terminal da LT Rio Branco - Feijó 230 kV, com reforços e rede degradada , ano 2033.

Através da Figura 6-5 e Figura 6-6 é possível constatar o papel dos compensadores síncronos da SE Feijó para o controle de tensão local. A rejeição de um único terminal da LT Feijó – Cruzeiro do Sul, que originalmente necessitaria de um esquema de abertura simultânea de terminais, conforme figura a Figura 5-9 do capítulo anterior, com os reforços estruturantes passa a ter um impacto reduzido, dada a capacidade de absorção de reativos variável do compensador síncrono.

É possível notar, na Figura 6-6, uma necessidade excursão na faixa indutiva da 37 Mvar, de tal forma que para contemplar as incertezas de carga e topologia associadas à região, bem como prover uma maior flexibilidade operativa, optou-se pela implantação de dois compensadores síncronos com a faixa de (-45/45 Mvar) cada. Dessa forma, os equipamentos permitirão a operação da rede sem medidas

operativas restritivas mesmo em situações de indisponibilidade de um dos compensadores síncronos, além permitir uma integração facilitada de um eventual segundo circuito, como avaliado em [3].

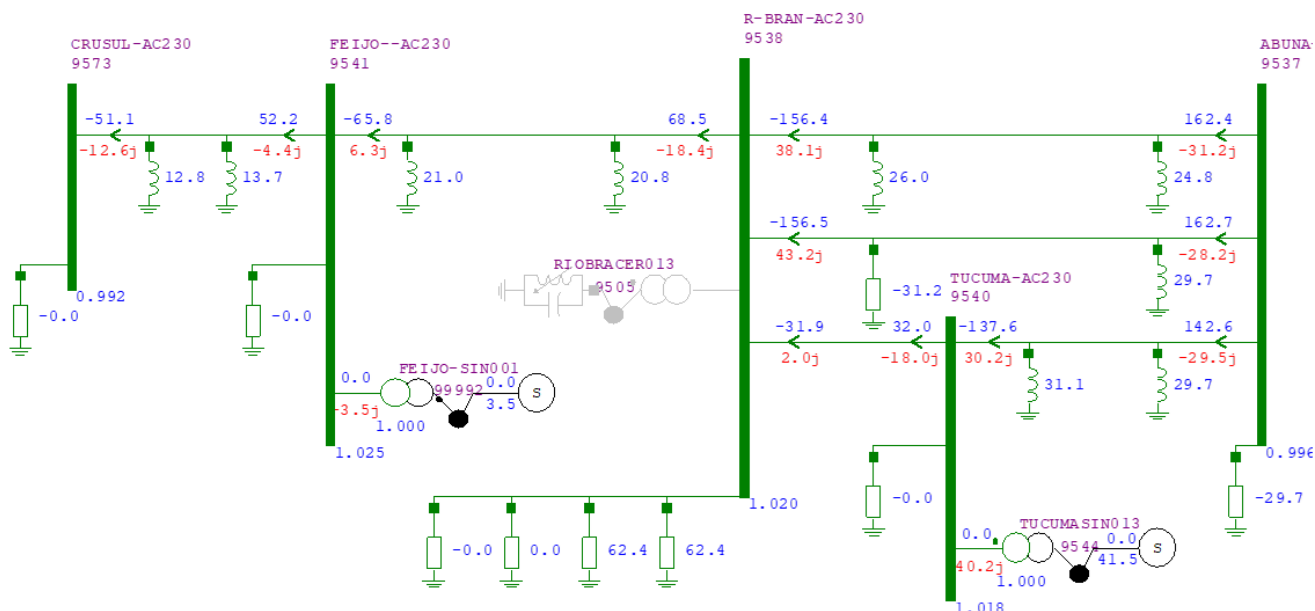


Figura 6-5 - Sistema pré-rejeição de um único terminal da LT Feijó – Cruzeiro do Sul 230 kV, com reforços e rede degradada, ano 2033.

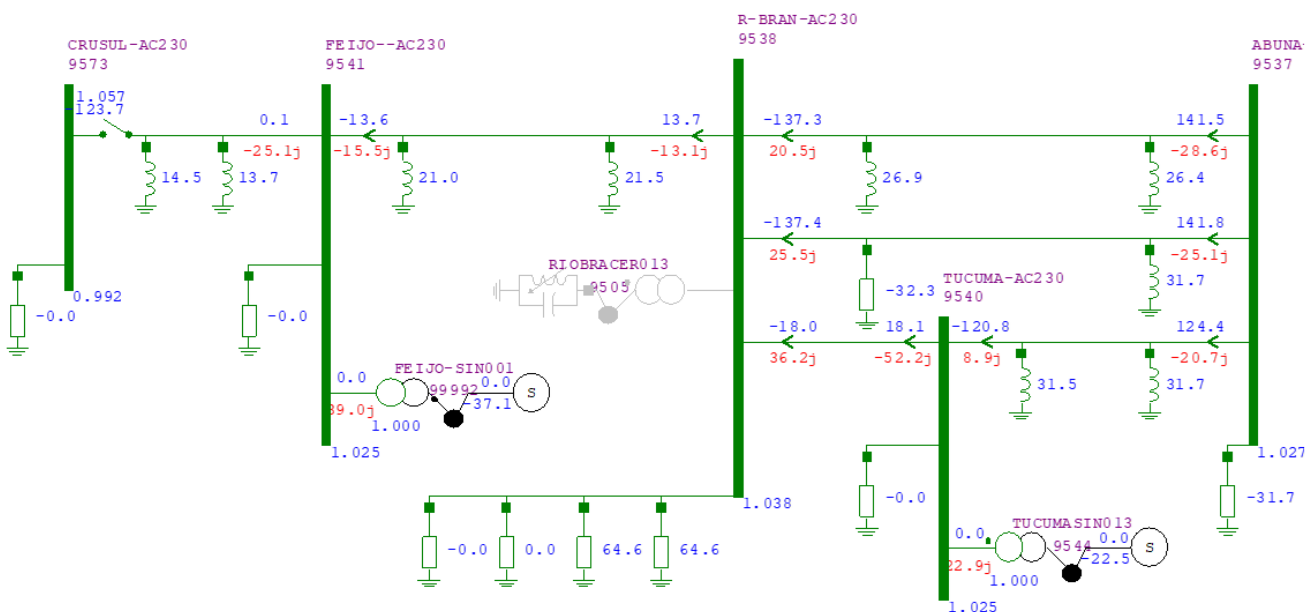


Figura 6-6 - Sistema pós-rejeição de um único terminal da LT Feijó – Cruzeiro do Sul 230 kV, com reforços e rede degradada, ano 2033.

Tendo em vista os prazos associados à licitação dos compensadores síncronos da SE Feijó, bem como o fato que a SE Cruzeiro do Sul encontra-se ao final da rede de transmissão do Acre e possui recursos locais limitados para controle de tensão, especialmente em situações de rede degradada, entendeu-se oportuno a recomendação de um reator manobrável adicional de 13 Mvar, na extremidade de Cruzeiro do Sul, da LT 230kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, como forma de mitigar variações de tensão na energização da LT, o uso desse equipamento em situações de manobra pode ser observado na Figura 6-7 e Figura 6-8.

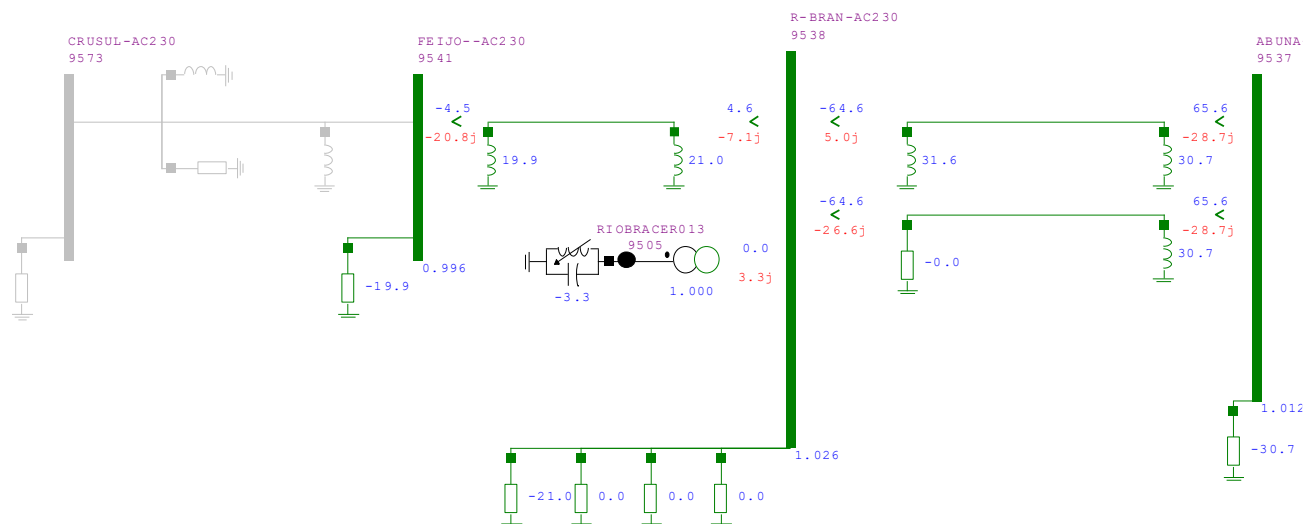


Figura 6-7 – Sistema pré-energização da LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, com reator manobrável mas sem compensadores síncronos, ano 2025.

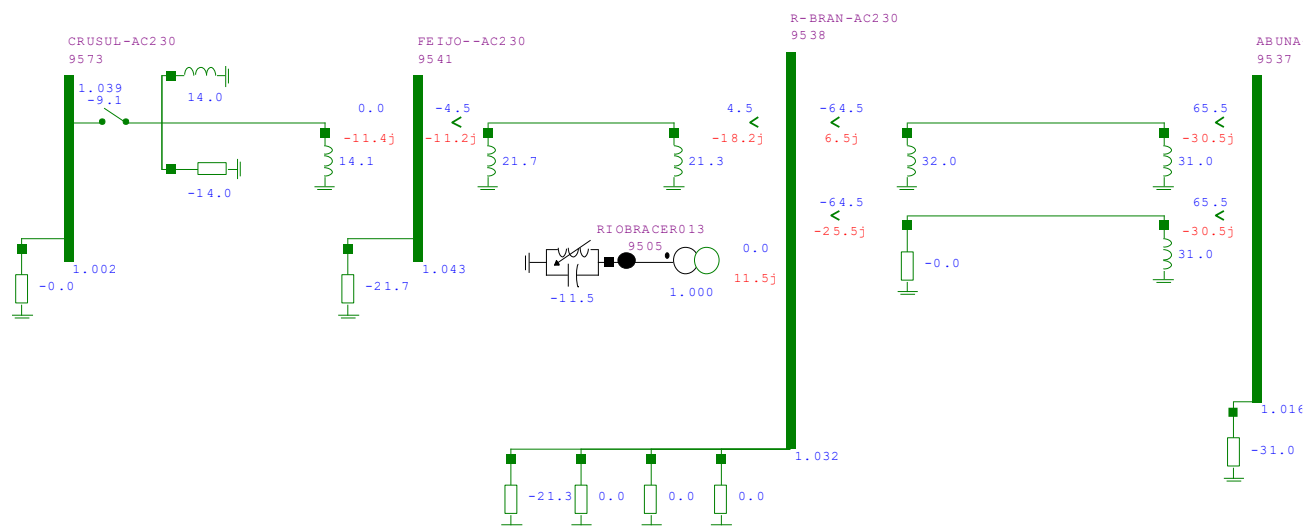


Figura 6-8 – Energização da LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, com reator manobrável mas sem compensadores síncronos, ano 2025.

Por fim, ao se considerar a rede de transmissão do Acre completa, com os reforços recomendados nesta Nota Técnica, também é possível notar a melhora no desempenho de longo prazo em todo o estado, através da Figura 6-9 e Figura 6-10, nas quais os limites de tensão estão respeitados mesmo em contingências severas em rede degradada.

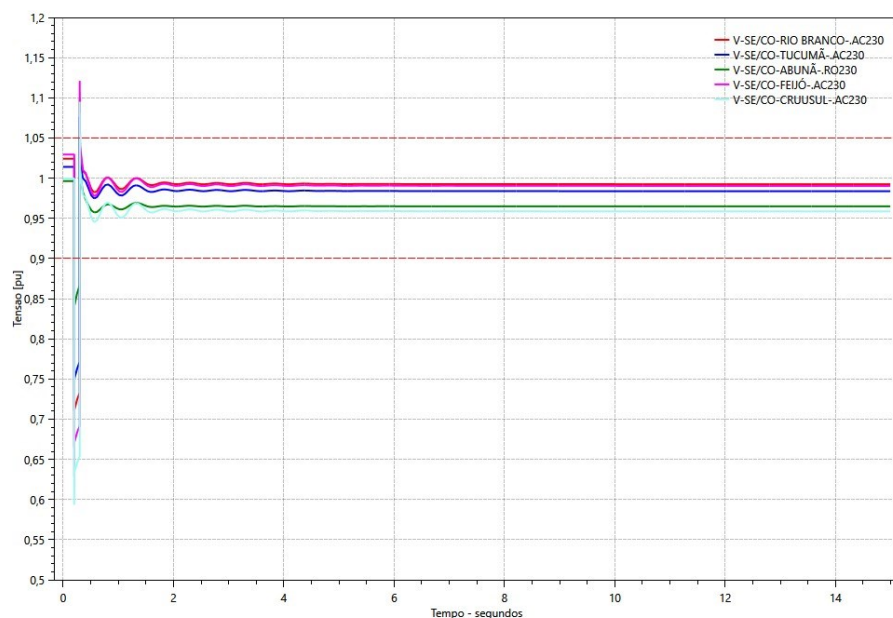


Figura 6-9 - Tensão nas subestações 230kV que suprem cargas do Acre, em situações de curto-circuito seguido de abertura da LT 230kV Abunã – Rio Branco, C2, em 2033, com os reforços propostos em operação.

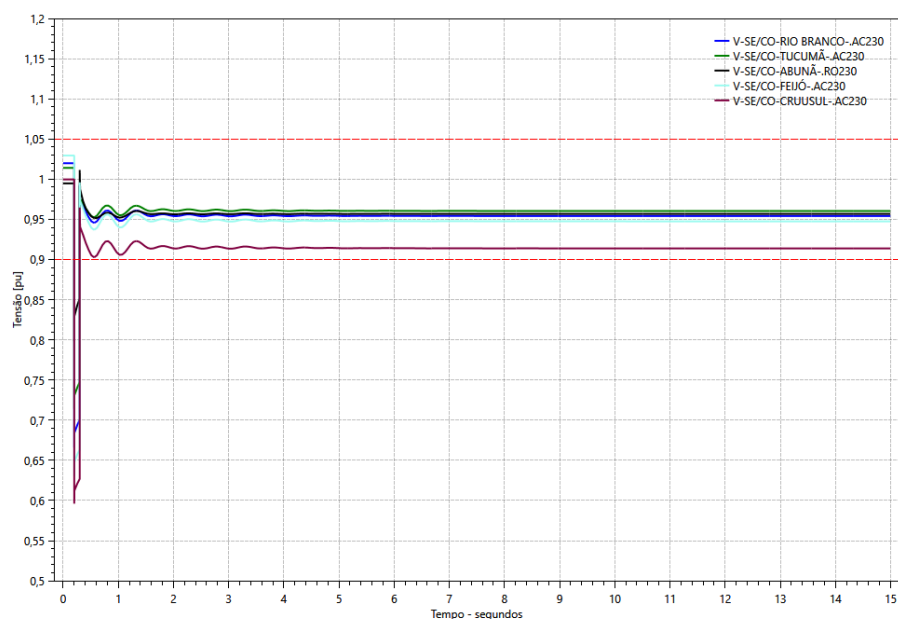


Figura 6-10 - Tensão nas subestações 230kV que suprem cargas do Acre, em situações de curto-circuito seguido de abertura da LT 230kV Abunã – Rio Branco, C2, em 2033, com os reforços propostos em operação e em rede degradada.

7 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. Foi considerado a evolução descrita no capítulo 5, bem como o plano de obras recomendado no capítulo 6, estando o sistema com todas as linhas de transmissão e elementos shunt energizados.

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 7-1, 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. Nas subestações de Tucumã e Feijó, onde os compensadores síncronos serão instalados, observa-se elevação de 837 MVA e 310 MVA na potência de curto-circuito trifásico e um efeito positivo também nas subestações adjacentes, a depender da topologia da rede.

Tabela 7-1 – Evolução e comparativo dos níveis de curto-circuito com e sem os reforços propostos

Subestação	Capacidade de Interrupção (kA)	Curto-Circuito Máximo (kA)				
		2021	2025	2026	2026 Com Reforços	2026 Δ
Abunã						
230	31,5	7,81	7,81	7,81	14,17	81%
Cruzeiro do Sul						
230	40	-	0,75	0,79	1,30	65%
69	31,5	-	2,25	2,34	3,62	55%
Feijó						
230	40	-	1,17	1,26	3,40	170%
69	31,5	-	2,67	2,80	4,82	72%
Rio Branco						
230	31,5	3,67	3,67	4,63	7,55	63%
138	31,5	4,71	4,71	5,61	7,79	39%
69	20	4,71	4,71	5,61	7,79	39%
Tucumã						
230	40	-	-	5,74	11,20	95%
69	31,5	-	-	13,22	19,69	49%

8 REFERÊNCIAS

- [1] EPE, "Análise do sistema de atendimento aos estados do Acre e Rondônia no período Pré-Madeira," 2008.
- [2] EPE, "Integração de Cruzeiro do Sul ao Sistema Interligado - Revisão 1," 2012.
- [3] EPE, "Integração de Cruzeiro do Sul e Feijó ao Sistema Interligado Nacional," 22 07 2019. [Online]. Available: <https://bit.ly/3EuTkCm>.
- [4] ANEEL, "Relatório de Monitoramento de Empreendimentos de Transmissão - Agosto 2021," 11 08 2021. [Online]. Available: Relatório de Monitoramento de Empreendimentos de Transmissão. [Acesso em 09 09 2021].
- [5] EPE, "Reavaliação do atendimento a Rio Branco - revisão 1," 02 2021. [Online]. Available: <https://bit.ly/3Cup3IB>.
- [6] EPE, "Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica," Rio de Janeiro, 2016.
- [7] CCPE/CTET, "Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão," Brasília, 2002.
- [8] ANEEL, "Banco de Preços Regulatório - Simulação de Orçamento," [Online]. Available: <https://bprsimulador.aneel.gov.br/>.
- [9] EPE, "EPE-DEE-IT-038/2021 - Banco de Preços de Referência da ANEEL: Atualização dos Valores para a Data-Base Março de 2021," 30 04 2021. [Online]. Available: <https://bit.ly/3cd6uYa>.
- [10] ABNT, "Transformadores de potência - Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante," 2017. [Online]. Available: <https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=374373>.
- [11] ONS, "Submódulo 2.6 Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos," 01 01 2021. [Online]. Available: <https://bit.ly/3uKjDym>.
- [12] EPE, "Dados para Simulações Elétricas do SIN," EPE, [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-transmissao/dados-para-simulacoes-eletricas-do-sin>.
- [13] EPE, "Diagnóstico Regional Da Rede Elétrica – PDE 2030 - Volume III – GET Centro-Oeste - EPE-DEE-RE-032/2021-rev0," Rio de Janeiro, 2021.
- [14] EPE, "PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2030," EPE, 2021. [Online]. Available: <https://bit.ly/3wPR8Rn>.

9 FICHAS PET/PELP

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: SE 230/69 kV TUCUMÃ (Ampliação/Adequação)	UF:	AC
	DATA DE NECESSIDADE:	Imediata ¹
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	36 meses

Justificativa:

Flexibilidade e controle de tensão durante manobras de energização

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

Compensador Síncrono 69 kV, 1 x (-90/+150) Mvar ²	108.343,56
1 CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4	8.037,73
MIM - 230 kV	930,60

Total de Investimentos Previstos: **53.492,72**

Situação atual:

Observações:

¹ Associada à entrada em operação da SE Tucumã 230/69 kV

² Custo estimado com base no investimento adotado para o estabelecimento da RAP teto do Compensador Síncrono de -90/+150 Mvar da SE Ariquemes, do leilão 005/2016, atualizado pelo IPCA até a data base de Março de 2021

Documentos de referência:

[9] Atualização dos Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: SE 230/69 kV FEIJÓ (Ampliação/Adequação)	UF:	AC
	DATA DE NECESSIDADE:	Imediata ¹
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	36 meses

Justificativa:

Suporte de tensão e flexibilidade operativa para manobras de energização e rejeição de carga

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

Compensador Síncrono 69 kV, 2 x (-45/+45) Mvar ²	93.501,22
1 CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4	8.037,73
MIM - 230 kV	930,60

Total de Investimentos Previstos: **102.469,55**

Situação atual:

Observações:

¹ Associada à entrada em operação da LT Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, 230 kV

² Custo estimado com base em investimentos da Base de Preços Ref 06/2017, atualizada para a data base de Março de 2021, com fator de sobrecusto de 5% para a adoção de faixa simétrica de reativos

Documentos de referência:

[9] Atualização dos Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: LT 230 kV FEIJÓ - CRUZEIRO DO SUL, C1 (Ampliação/Adequação)	UF:	AC
	DATA DE NECESSIDADE:	Imediata ^{1(*)}
	PRAZO DE EXECUÇÃO:	36 meses

Justificativa:

Suporte de tensão e flexibilidade operativa para manobras de energização e rejeição de carga

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

Reator de Linha Manobrável 230 kV, 3 x 4,33 Mvar 1Φ // Cruzeiro do Sul	5.281,44
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Man.) 230 kV, Arranjo BD4 // Cruzeiro do Sul	4.410,48
MIM - 230 kV // Cruzeiro do Sul	930,60

Total de Investimentos Previstos: **10.622,52**

Situação atual:

Observações:

¹Associada à entrada em operação da LT Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, 230 kV

(*) Equipamento inerentemente vinculado à instalação da LT Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, 230 kV

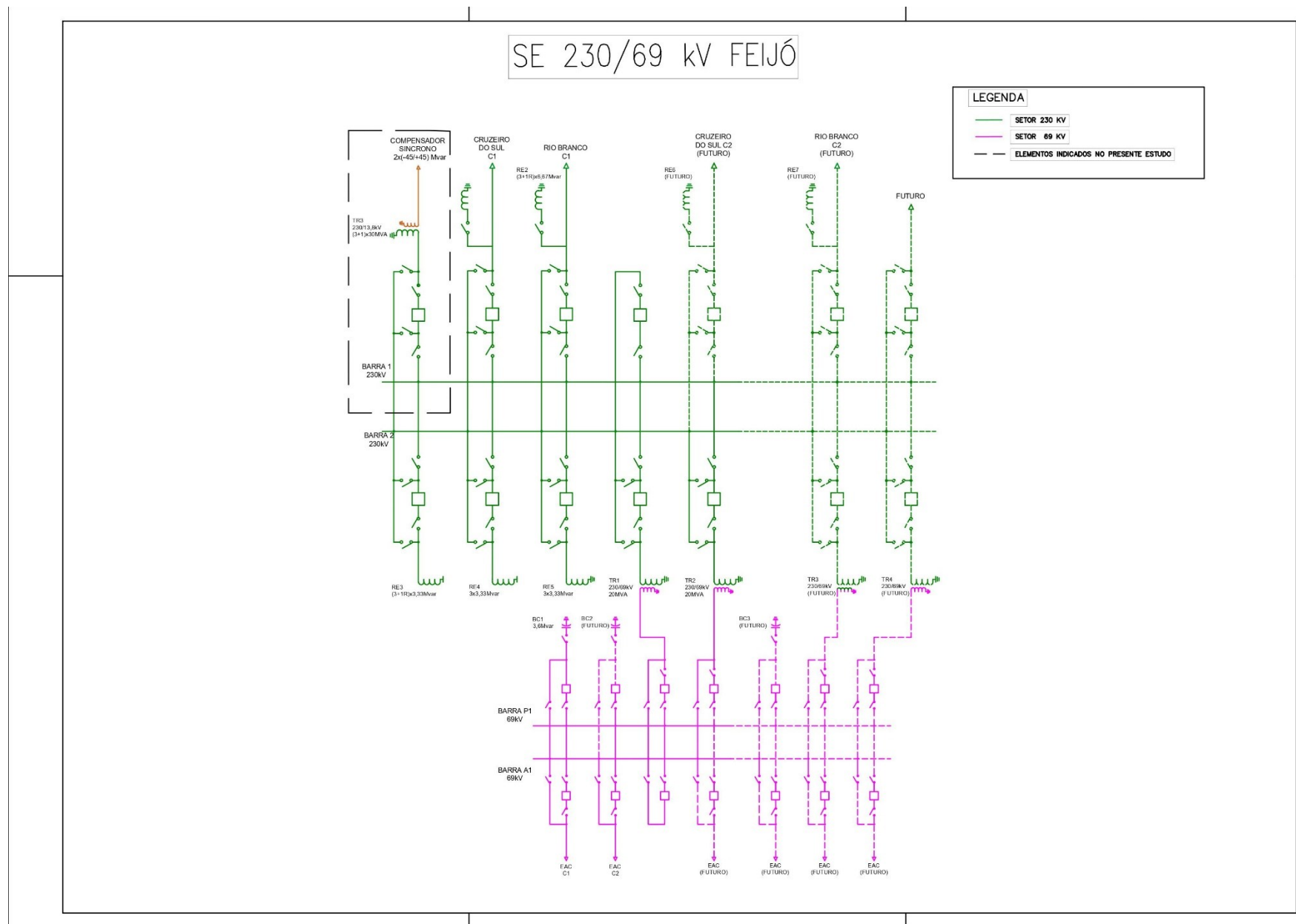
Documentos de referência:

[9] Atualização dos Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

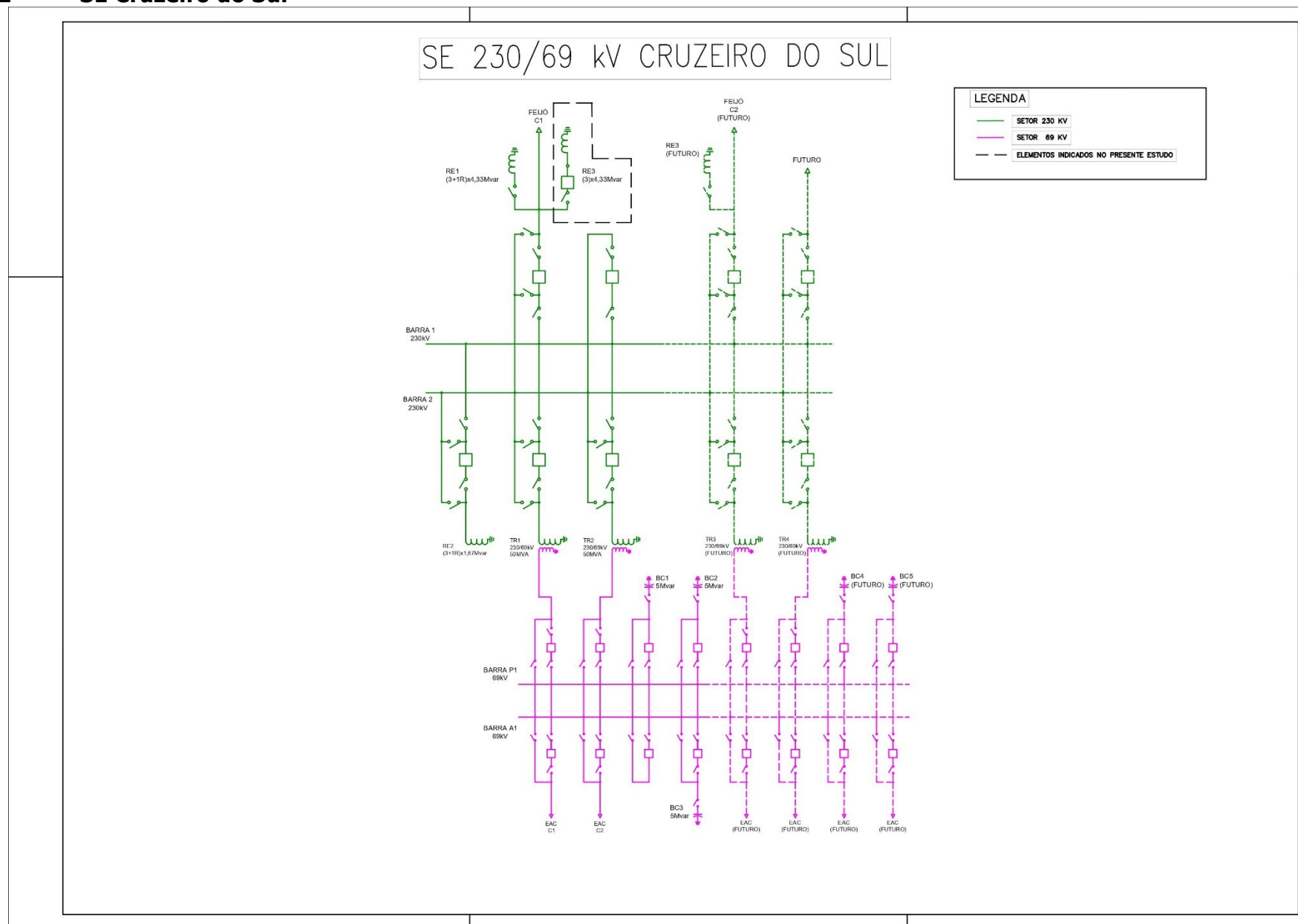
10 ANEXOS

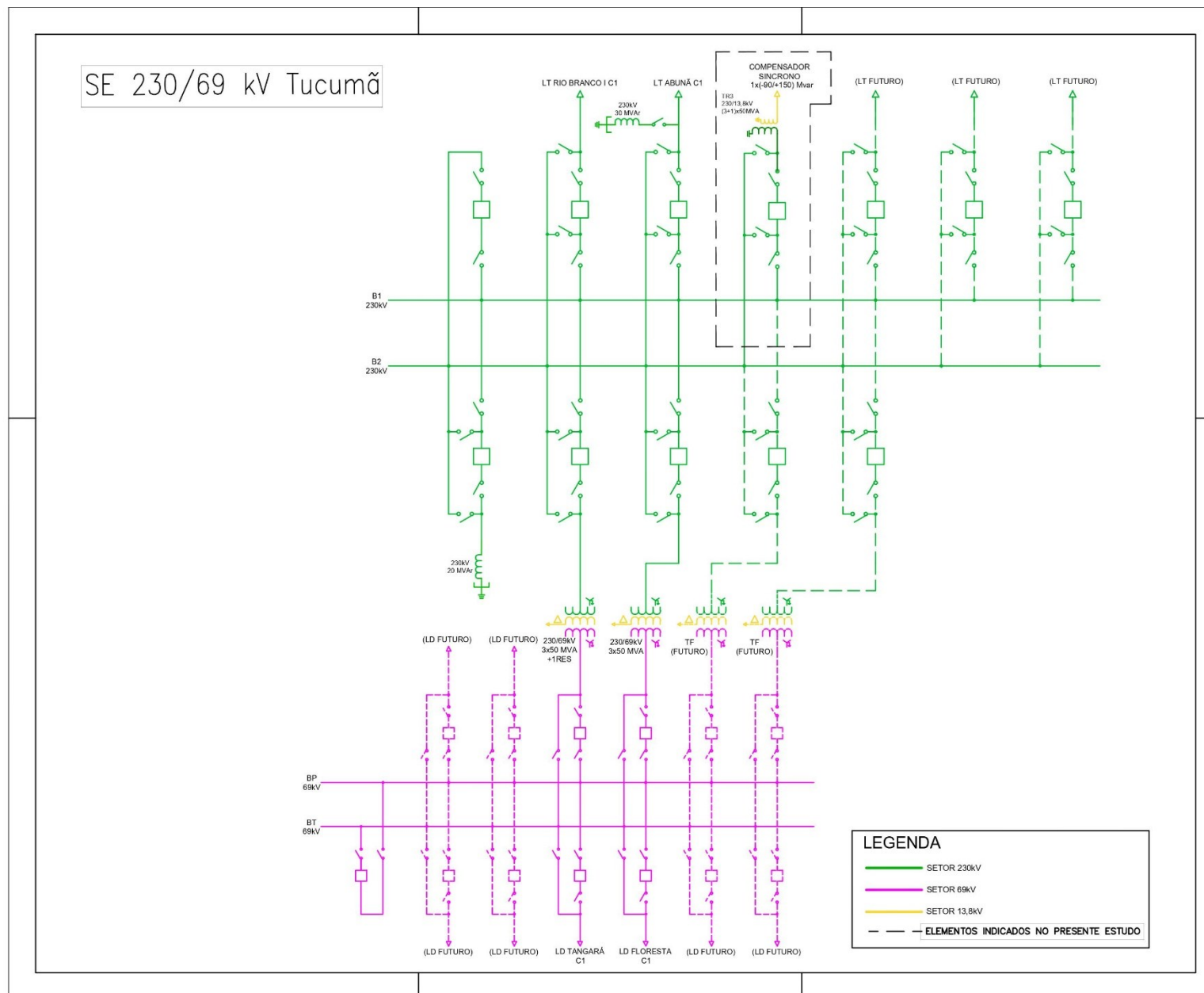
10.1 Anexo 1 – Diagramas Unifilares

10.1.1 SE Feijó



10.1.2 SE Cruzeiro do Sul





10.2 Anexo 2 – Plano de Obras e estimativa de custos

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						230.403,95	176.003,87	20.466,19	101.357,45
SE 230/69 kV TUCUMÃ (Ampliação/Adequação)						117.311,89	86.227,74	10.420,51	47.847,34
Compensador Síncrono 69 kV, 1 x (-90/+150) Mvar ¹		2026	1,0	1,0	108.343,56	108.343,56	79.635,75	9.623,88	44.189,48
CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	8037,73	8.037,73	5.907,97	713,97	3.278,30
MIM - 230 kV		2026	1,0	1,0	930,60	930,60	684,02	82,66	379,56
SE 230/69 kV FEIJÓ (Ampliação/Adequação)						102.469,55	81.343,63	9.102,11	48.484,00
Compensador Síncrono 69 kV, 2 x (-45/+45) Mvar ²		2025	2,0	1,05	44524,39	93.501,22	74.224,28	8.305,47	44.240,59
CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4		2025	1,0	1,00	8037,73	8.037,73	6.380,61	713,97	3.803,09
MIM - 230 kV		2025	1,0	1,00	930,60	930,60	738,74	82,66	440,32
LT 230 kV FEIJÓ - CRUZEIRO DO SUL, C1 (Ampliação/Adequação)						10.622,52	8.432,50	943,57	5.026,10
Reator de Linha Manobrável 230 kV, 3 x 4,33 Mvar 1Φ	Cruzeiro do Sul	2025	3,0	1,0	1760,48	5.281,44	4.192,58	469,14	2.498,94
CRL (Conexão de Reator de Linha Man.) 230 kV, Arranjo BD4	Cruzeiro do Sul	2025	1,0	1,0	4410,48	4.410,48	3.501,18	391,77	2.086,84
MIM - 230 kV	Cruzeiro do Sul	2025	1,0	1,0	930,60	930,60	738,74	82,66	440,32

¹ Custo estimado com base no investimento adotado para o estabelecimento da RAP teto do Compensador Síncrono de -90/+150 Mvar da SE Ariquemes, do leilão 005/2016, atualizado pelo IPCA até a data base de Março de 2021.

² Custo estimado com base em investimentos da Base de Preços Ref 06/2019, atualizada para a data base de Março de 2021, com fator de sobrecusto de 5% para a adoção de faixa simétrica de reativos.

