



Empresa de Pesquisa Energética

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

**Superação dos Equipamentos da Subestação
Tucuruí: Avaliação das Alternativas**

NOTA TÉCNICA

Fevereiro de 2023

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



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



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo do MME

Secretário de Planejamento e Transição Energética

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Secretário de Energia Elétrica

Gentil Nogueira de Sá Junior

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Pietro Adamo Sampaio Mendes

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

SUPERAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DA SUBESTAÇÃO TUCURUI: AVALIAÇÃO DAS ALTERNATIVAS



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

Angela Regina Livino de Carvalho (interina)

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Giovani Vitória Machado (interino)

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

Coordenação Geral

Giovani Vitória Machado

Coordenação Executiva

Thiago de Faria Rocha Dourado Martins

Equipe Técnica

Estudos Elétricos

Igor Chaves

Luiz Felipe Froede Lorentz

Marcelo Willian Henriques Szrajbman

Maria de Fátima de Carvalho Gama

Rafael de Carvalho Caetano

Rafael Theodoro Alves e Mello

Vinicius Ferreira Martins

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

Sede

Esplanada dos Ministérios, Bloco U, Sl. 744
70065-900 – Brasília – DF

Escritório Central

Praça Pio X, 54
20091-040 - Rio de Janeiro – RJ

Nº EPE-DEE-NT-001/2023-rev0

Data: 14/02/2023

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



Contrato

Data de assinatura

Projeto

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Área de estudo

Estudos do Sistema de Transmissão

Sub-área de estudo

Análise Técnico-econômica

Produto (Nota Técnica ou Relatório)

EPE-DEE-NT-001/2023-rev0

**Superação dos Equipamentos da Subestação Tucuruí:
Avaliação das Alternativas**

Revisões

Data

Descrição sucinta

rev0

14/02/2023

Emissão Original

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

SUMÁRIO

Sumário	1
1 INTRODUÇÃO.....	2
1.1 Considerações Iniciais.....	2
1.2 Objetivo.....	4
2 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	5
3 DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS.....	7
3.1 Fluxo de Potência	7
3.2 Vida Útil dos Equipamentos	8
3.3 Critérios Econômicos.....	9
4 DIAGNÓSTICO	10
5 ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS.....	12
5.1 Descrição das Alternativas.....	12
5.2 Fluxo de Potência	14
5.3 Curto-Circuito.....	18
5.4 Análise Econômica.....	18
6 VIABILIDADE OPERATIVA DE IMPLANTAÇÃO DA ALTERNATIVA PROPOSTA	21
7 REFERÊNCIAS	23
8 EQUIPE TÉCNICA	24
9 ANEXOS.....	25
9.1 Plano de Obras e Estimativa de Investimentos	25
9.2 Registro de Reunião – EPE / ONS / Eletrobras Eletronorte.....	28

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

A superação da capacidade de interrupção de curto-circuito dos disjuntores da SE Tucuruí foi identificada pela primeira vez no estudo EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 (EPE, julho/2012, Ref.[1]), quando foi observado que a partir da entrada em operação da 9ª máquina da UHE Belo Monte, no período úmido da região Norte, ocorreria a superação dos disjuntores da SE Tucuruí I 500 kV em função dos elevados níveis de curto-circuito nesse barramento.

Na Nota Técnica NT-EPPT - 1.006/14 (Eletrobras Eletronorte, fevereiro/2015, Ref.[2]), foi apresentado um levantamento detalhado do quantitativo de equipamentos da SE Tucuruí 1ª etapa, que estariam superados em função da elevação do nível de curto-circuito, assim como das possíveis dificuldades para a implementação da substituição dos equipamentos citados.

Por sua vez, no documento RE-EPPT-1.003/17 (Eletrobras Eletronorte, março/2017, Ref.[3]), foi apresentado um estudo técnico econômico comparativo da substituição dos equipamentos superados na UHE/SE Tucuruí 500 kV 1ª e 2ª Etapas, dando ênfase não só aos custos, mas principalmente abordando questões de viabilidade da substituição dos equipamentos, de tempo de execução e de implantação para a troca dos mesmos, as dificuldades e os desligamentos necessários e indispensáveis para a execução da obra.

Em setembro de 2017, através das cartas nº ONS 0630/200/2017 e ONS 0695/200/2017, o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS solicitou ao Ministério de Minas e Energia – MME a inclusão dos reforços relacionados a substituição dos equipamentos superados nas instalações da UHE Tucuruí e Subestação Tucuruí em 500 kV no Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica (POTEE).

Em 9 de agosto de 2018, por meio do Ofício nº 374/2018/SPE-MME, o MME solicitou à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL uma avaliação dos aspectos necessários para adequada condução no âmbito do contrato de concessão do serviço público de geração e transmissão de energia elétrica.

Para subsidiar essa avaliação, através do Ofício nº 534/2018/SPE-MME, o Ministério de Minas e Energia solicitou conjuntamente à Empresa de Pesquisa Energética - EPE e ao ONS a manifestação conjunta sobre, dentre outros pontos, a possibilidade de adoção de medidas que mitiguem ou posterguem a necessidade de alteração nos equipamentos atuais para depois de 2024, ano final do período de concessão da UHE Tucuruí.

A partir de então, foram realizadas diversas reuniões envolvendo representantes da EPE, ONS, Eletrobras Eletronorte e fabricantes dos equipamentos presentes na SE Tucuruí, visando a definição de premissas a serem adotadas no estudo, ajustes da base de dados de curto-circuito a ser considerada nas análises, elaboração do diagnóstico e de alternativas mitigadoras, bem como da solução estrutural para a expansão de Tucuruí.

Por meio do Ofício CE-EET-0049/2021, a Eletrobrás Eletronorte enviou à EPE a atualização das estimativas de custos e cronograma de substituição dos equipamentos superados da SE Tucuruí *Air Insulated Substation* Etapa 1 e Etapa 2 (AIS1 e AIS2), considerando as alternativas convencional e GIS. No entanto, o estudo não abordou questões relacionadas a desligamentos de equipamentos e barramentos da subestação para execução da obra, o que gerou preocupação a respeito da viabilidade das alternativas. Para tratar desse assunto, foi realizada uma reunião em 19 de julho de 2022, com a participação da EPE, Eletrobrás Eletronorte e ONS, que resultou na Nota Técnica NT-EET-0002/2022 (Eletrobras Eletronorte, dezembro/2022, Ref.[4]), onde são apresentados os detalhamentos referentes aos tempos de desligamento para execução das obras.

Em setembro de 2022, o ONS compartilhou com a EPE os resultados do estudo NT-ONS DPL 0079/2022 (ONS, dezembro/2022, Ref.[5]), que tem como objetivo apresentar a reavaliação das análises de superação dos equipamentos das subestações isoladas a ar da primeira e segunda etapas (AIS1 e AIS2) e das subestações isoladas a SF6 da primeira e segunda etapas (GIS1 e GIS2) da UHE Tucuruí, resultante dos estudos do ONS e da Eletronorte.

Cabe destacar que as análises e avaliações relacionadas à substituição de equipamentos classificados como melhorias de pequeno porte ficam a cargo do ONS, no entanto, a grande quantidade de obras no caso específico da SE Tucuruí AIS1 sugere avaliar como alternativas – além da substituição dos equipamentos por outros com capacidade superior – soluções de grande porte, como por exemplo, alterações na topologia do sistema de 500 kV e na impedância do Reator Limitador de Curto-Circuito (RLCC) com o objetivo de reduzir os níveis de curto-circuito, ou a implantação de uma subestação inteiramente nova em um terreno próximo e a transferência das conexões da UHE e das linhas de transmissão existentes.

O ONS identificou, ainda, a necessidade de substituição de equipamentos da SE Tucuruí AIS2 e UHE Tucuruí GIS1. No caso da SE Tucuruí AIS2, a quantidade de equipamentos a serem substituídos não é relevante a ponto de justificar a avaliação de alternativas estruturantes de grande porte, de forma que as substituições necessárias foram consideradas como alternativa comum às alternativas.

Em relação aos equipamentos da UHE Tucuruí GIS1, por fazerem parte do sistema de uso exclusivo do empreendimento e por estarem localizados na barragem da usina, não se vislumbram soluções de grande porte ou de alteração de topologia que possam fazer frente à simples substituição e adequação dos equipamentos existentes. **Dessa forma, esta Nota Técnica se restringe à análise técnico econômica de alternativas para equacionar a superação dos níveis de curto-circuito da SE Tucuruí AIS1.**

1.2 Objetivo

A presente Nota Técnica visa apresentar uma análise técnico econômica de alternativas para equacionar os problemas de superação dos níveis de curto-circuito da SE Tucuruí AIS1, considerando tanto soluções de grande porte, com alteração de topologia, quanto soluções classificadas como melhoria de pequeno porte, com substituição de equipamentos presentes no pátio da subestação.

As análises aqui apresentadas tomaram como base as recomendações e informações apresentadas no estudo NT-ONS DPL 0079/2022 (ONS, dezembro/2022, Ref.[5]), no Relatório RE-EPPT-1.003/17 (Eletrobras Eletronorte, março/2017, Ref.[3]) e na Nota Técnica NT-EET-0002/2022 (Eletrobras Eletronorte, agosto/2022, Ref.[4]).

2 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O estudo NT-ONS DPL 0079/2022 (Ref.[5]), que consolidou as análises de curto-circuito realizadas pelo ONS e pela Eletrobrás Eletronorte, concluiu que os seguintes equipamentos da SE Tucuruí AIS1 e AIS2, e da UHE Tucuruí GIS1 apresentaram superação por nível de curto-circuito:

- AIS1: barras principais, 18 disjuntores, 38 chaves seccionadoras sem lâmina terra, 11 chaves seccionadoras com lâmina terra, 60 transformadores de corrente, 3 transformadores de potencial capacitivo, 21 para-raios e 8 bobinas de bloqueio;
- AIS2: 18 chaves seccionadoras sem lâmina terra, 8 chaves seccionadoras com lâmina terra, 3 transformadores de potencial capacitivo e 4 bobinas de bloqueio;
- GIS1: 5 módulos e equipamentos de 40 kA e 12 transformadores elevadores.

Como pode ser observado, a SE Tucuruí AIS1 é a que apresenta maior quantidade de equipamentos superados, sendo a única que apresentou violação em disjuntores, que é o principal equipamento dos módulos de manobra. No caso específico, todos os 18 disjuntores da AIS1 encontram-se superados por curto-circuito, e conforme mostrado na Seção 3.2, 17 desses 18 disjuntores também apresentaram vida útil regulatória esgotada no ano de 2021.

No caso da SE Tucuruí AIS2, a quantidade de equipamentos superados não é relevante a ponto de justificar a avaliação de alternativas estruturantes de grande porte, de forma que as substituições necessárias foram consideradas como obra comum às alternativas.

Em relação aos equipamentos da UHE Tucuruí GIS1, por fazerem parte do sistema de uso exclusivo do empreendimento e por estarem localizados na barragem da usina, não se vislumbram soluções de grande porte ou de alteração de topologia que possam fazer frente à simples substituição e adequação dos equipamentos existentes.

Por esta razão, esta Nota Técnica se restringe à análise técnico econômica de alternativas para equacionar a superação dos níveis de curto-circuito da SE Tucuruí AIS1.

Neste sentido, com o intuito de solucionar os problemas de curto-circuito da SE Tucuruí AIS1, foram estudadas seis alternativas, envolvendo soluções como a substituição dos equipamentos por outros com capacidade superior, abertura do Reator Limitador de Curto-Circuito (RLCC), instalação de capacitor série de Linha de Transmissão, remanejamento do ponto de conexão de Unidades Geradoras (UG), substituição do Reator Limitador de Curto-Circuito (RLCC) para aumento da impedância, implantação de uma nova subestação com tecnologia GIS e implantação de uma subestação convencional inteiramente nova em um terreno próximo. O detalhamento das alternativas está apresentado na Seção 5.1.

Todas as alternativas foram avaliadas quanto ao atendimento aos critérios de planejamento elétrico e às premissas estabelecidas para este estudo, conforme apresentado nas Seções 5.2 e 5.3.

As análises econômicas foram realizadas considerando o valor presente dos custos das alternativas referidos a 2022 e utilizando o método dos rendimentos necessários com truncamento das séries temporais em 2036, ano horizonte do estudo. O custo de cada alternativa, por sua vez, foi calculado tomando-se por base os investimentos e as perdas diferenciais em relação à alternativa que apresentou menores perdas.

Conforme apresentado na Seção 5.4, obteve-se empate técnico-econômico entre as alternativas 1 e 3, sendo que a **Alternativa 1** foi a recomendada nesse estudo por apresentar mais vantagens relacionadas à confiabilidade operativa, pois não provoca alterações de topologia da rede ou da conexão das unidades geradoras da UHE Tucuruí.

Cabe destacar que a Alternativa 1 é composta pela substituição dos barramentos e de parte dos equipamentos que compõem os 18 módulos de conexão da SE Tucuruí AIS1 500kV, de acordo com as recomendações do estudo NT-ONS DPL 0079/2022 (Ref.[5]), elaborado pelo ONS, e conforme detalhamento técnico apresentado pela Eletrobras Eletronorte nos documentos RE-EPPT-1.003/17, Ref.[3], e NT-EET-0002/2022, Ref.[4]. Destaca-se que a solução envolve apenas equipamentos de pequeno porte.

A solução recomendada tem como objetivo substituir parte dos equipamentos de pátio atuais por novos equipamentos com capacidade de curto-circuito de 63 kA, visando adequar as instalações aos níveis de curto-circuito obtidos nas simulações e solucionar problemas operativos relacionados ao final da vida útil dos equipamentos atuais.

É importante mencionar que a NT-EET-0002/2022, Ref.[4] apresentou detalhes sobre o processo de substituição dos equipamentos recomendados, informando os desligamentos envolvidos e a sua duração, que foram discutidos entre EPE, ONS e Eletrobras Eletronorte, conforme Registro de Reunião transcrito no Anexo 9.2

Desta forma, a presente NT cumpre a finalidade de fornecer subsídios ao Poder Concedente de que a Alternativa 1 é a de mínimo custo global, de forma a dar prosseguimento à outorga da solução estrutural recomendada.

3 DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS

3.1 Fluxo de Potência

Utilizou-se como referência para as simulações de fluxo de potência a base de dados correspondente ao Plano Decenal 2031, com as atualizações pertinentes da topologia da rede, plano de geração e mercado. Para avaliação do desempenho das alternativas, foram simulados os patamares de carga Pesada, Média e Leve entre os anos de 2028 e 2036.

Como em algumas alternativas houve a proposição de alteração topológica, fez-se necessária a simulação de fluxo de potência, sendo simulados quatro cenários de geração e intercâmbio energético de forma a analisar as situações mais críticas da região:

Cenário 1 – Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores: Neste cenário, a geração na região Norte é predominantemente hidráulica, com as usinas hidrelétricas despachadas nas suas capacidades máximas. Na região Nordeste, considerou-se geração hidráulica entre 50% e 80% da capacidade instalada e geração eólica em torno de 60% da capacidade instalada. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil. Este cenário é importante para diagnóstico do sistema na situação de máxima exportação de energia das regiões N/NE para o SE/CO no período úmido.

Cenário 2 – Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador: Neste cenário, as usinas hidráulicas da região Norte foram despachadas em 40% das suas capacidades nominais. Na região Nordeste, considerou-se geração hidráulica em torno de 40% da capacidade instalada e geração eólica em torno de 80% da capacidade instalada. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil. Este cenário é importante para diagnóstico do sistema na situação de máxima exportação de energia das regiões N/NE para o SE/CO no período seco.

Cenário 3 – Norte e Nordeste Úmidos; Nordeste Importador: Neste cenário, a geração na região Norte é predominantemente hidráulica, com as usinas hidrelétricas despachadas nas suas capacidades máximas. Na região Nordeste, considerou-se geração hidráulica em torno de 30% da capacidade instalada, a fim de avaliar a máxima capacidade de importação da região Nordeste. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil.

Cenário 4 – Norte e Nordeste Secos; Intercâmbio Baixo: Neste cenário, a geração na região Nordeste é suficiente para atender a carga. Considerou-se geração hidráulica entre 30% e 50% da capacidade instalada e geração eólica em torno de 25% da capacidade instalada. Este cenário é relevante para o dimensionamento de compensação reativa e controle de tensão. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil.

3.2 Vida Útil dos Equipamentos

Dentre os equipamentos que compõem os módulos de manobra de subestações, o disjuntor é o equipamento mais relevante e o que tem maior peso no custo final do módulo. Nesse sentido, foi levantado junto à Eletronorte, no Relatório RE-EPPT-1.003/17 [3], a data de fabricação dos disjuntores da SE Tucuruí AIS1 e aplicada a vida útil de 33 anos, conforme definido no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE), constante na Resolução Normativa da ANEEL nº 674/2015.

A Tabela 3-1 apresenta um resumo desses dados. Ao todo, a SE Tucuruí AIS1 possui 18 disjuntores de 500 kV, sendo que 17 deles tiveram a vida útil regulatória esgotada até o ano de 2021. Apenas o disjuntor TCDJ7-09, que foi substituído no ano de 2013, não está operando com a vida útil regulatória esgotada.

Como critério adotado neste estudo, foi considerada uma vida útil física adicional de 5 anos em relação à vida útil regulatória, ou seja, que os equipamentos serão capazes de permanecer em operação por 5 anos adicionais ao prazo regulatório. Nas alternativas em que é mantida a operação da SE Tucuruí AIS1 tal como hoje, foi considerada a substituição dos equipamentos cujo atingimento do fim da vida útil operacional da última coluna da Tabela 3-1 se encontra dentro do horizonte deste estudo.

Tabela 3-1 – Vida Útil dos Disjuntores da SE Tucuruí AIS1

Módulo	Disjuntor	Ano de fabricação	Fim de Vida Útil Regulatória	Fim de Vida Útil Operacional Considerado
Ax	TCDJ7-16	1988	2021	2026
Ay	TCDJ7-17	1988	2021	2026
Az	TCDJ7-18	1980	2013	2018
Bx	TCDJ7-13	1987	2020	2025
By	TCDJ7-14	1987	2020	2025
Bz	TCDJ7-15	1987	2020	2025
Cx	TCDJ7-10	1981	2014	2019
Cy	TCDJ7-11	1980	2013	2018
Cz	TCDJ7-12	1980	2013	2018
Dx	TCDJ7-07	1983	2016	2021
Dy	TCDJ7-08	1980	2013	2018
Dz	TCDJ7-09	2013	2046	2051
Ex	TCDJ7-04	1980	2013	2018

Ey	TCDJ7-05	1984	2017	2022
Ez	TCDJ7-06	1985	2018	2023
Fx	TCDJ7-01	1980	2013	2018
Fy	TCDJ7-02	1980	2013	2018
Fz	TCDJ7-03	1980	2013	2018

3.3 Critérios Econômicos

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas foi utilizado o documento “Base de Referência de Preços ANEEL – Março/2022” Ref.[8] e o método dos rendimentos necessários, com o truncamento das séries temporais no ano 2036. Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2022 com taxa de retorno de 8% ao ano.

Para valoração das perdas elétricas, utilizou-se custo de 196,05 R\$/MWh, calculado com base no custo marginal de expansão da geração informado pela EPE Ref.[9]. Para ponderação das perdas, foram simulados os patamares de carga Pesada, Média e Leve, cenários 1, 2, 3 e 4, com 25% do tempo de permanência em cada cenário

Em caso de empate técnico econômico entre as alternativas analisadas é necessário que se leve em consideração outros fatores para a tomada de decisão sobre a alternativa a ser recomendada. O empate técnico-econômico é caracterizado quando a diferença de custos entre as alternativas for inferior a 5%.

Foram utilizados os seguintes critérios econômicos adicionais:

- Nos casos em que há substituição de disjuntor por outro novo, considerou-se o custo de implantação do módulo completo;
- Para a Alternativa 3, considerou-se o custo de implantação de trecho de linha de transmissão não convencional para remanejamento de 2 Unidades Geradoras da SE Tucuruí AIS1 para a SE Tucuruí AIS2 correspondente a 5x o custo da LT convencional;
- Para a Alternativa 4, considerou-se o custo de implantação do RLCC 40 ohms com base em consultas realizadas em 2020 a dois fabricantes, atualizadas pelo IPCA e com as devidas interpolações
- Para a Alternativa 5, considerou-se o custo de implantação da SE Tucuruí 1 GIS conforme documento Eletronorte CE-EET-0049/2021, Ref.[10].

4 DIAGNÓSTICO

Em setembro de 2022, o ONS compartilhou com a EPE os resultados do estudo NT-ONS DPL 0079/2022 (ONS, dezembro/2022, Ref.[5]), que tem como objetivo apresentar a reavaliação das análises de superação dos equipamentos das subestações isoladas a ar da primeira e segunda etapas (AIS1 e AIS2) e das subestações isoladas a SF6 da primeira e segunda etapas (GIS1 e GIS2) da UHE Tucuruí, resultante dos estudos do ONS e da Eletrobras Eletronorte.

Na Tabela 4-1, extraída do estudo NT-ONS DPL 0079/2022, são apresentados os níveis de curto-circuito monofásico, trifásico e bifásico-terra, verificados no horizonte março de 2021, dezembro de 2022, dezembro de 2023, dezembro de 2024, dezembro de 2025 e dezembro de 2026.

Tabela 4-1 – Diagnóstico – Níveis de Curto-Circuito (Fonte: ONS)

Identificação da SE			Níveis de Curto-Circuito – ICC (kA)																		Capacidade de Interrupção Simétrica – ICCS (kA)	Maior Relação ICC/ICCS (%)
Barra		KV	Monofásico						Trifásico						Bifásico-Terra							
Nº	Nome		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2021	2022	2023	2024	2025	2026		
6410	SE TUCURUI 1	500	39,0	39,4	39,4	39,5	39,8	39,8	34,1	34,5	34,5	34,6	35,0	35,0	37,5	37,8	37,9	37,9	38,3	38,3	40	100
6430	SE TUCURUI 2	500	43,7	44,0	44,3	44,3	45,1	45,1	43,4	43,8	44,0	44,0	45,1	45,1	44,0	44,4	44,6	44,6	45,5	45,5	50	91
89493	UHE TUCURUI 1 (Máquinas 1 e 2)	500	38,9	39,3	39,3	39,3	39,7	39,7	34,0	34,4	34,4	34,5	34,9	34,9	37,4	37,7	37,8	37,8	38,2	38,2	40	99
89494	UHE TUCURUI 1 (Máquinas 3 e 4)	500	38,9	39,3	39,3	39,3	39,7	39,7	34,0	34,4	34,4	34,5	34,9	34,9	37,4	37,7	37,8	37,8	38,2	38,2	40	99
89495	UHE TUCURUI 1 (Máquinas 5 e 6)	500	38,9	39,3	39,3	39,3	39,7	39,7	34,0	34,4	34,4	34,5	34,9	34,9	37,4	37,7	37,8	37,8	38,2	38,2	40	99
89496	UHE TUCURUI 1 (Máquinas 7 e 8)	500	38,9	39,3	39,3	39,3	39,7	39,7	34,0	34,4	34,4	34,5	34,9	34,9	37,4	37,7	37,8	37,8	38,2	38,2	40	99
89497	UHE TUCURUI 1 (Máquinas 9 e 10)	500	38,9	39,3	39,3	39,3	39,7	39,7	34,0	34,4	34,4	34,5	34,9	34,9	37,4	37,7	37,8	37,8	38,2	38,2	40	99
89498	UHE TUCURUI 1 (Máquinas 11 e 12)	500	38,9	39,3	39,3	39,3	39,7	39,7	34,0	34,4	34,4	34,5	34,9	34,9	37,4	37,7	37,8	37,8	38,2	38,2	40	99
89499	UHE TUCURUI 2 (Máquinas 13 e 14)	500	43,5	43,8	44,1	44,2	44,9	44,9	43,2	43,6	43,8	43,9	45,0	45,0	43,9	44,2	44,4	44,5	45,4	45,4	50	91
89500	UHE TUCURUI 2 (Máquinas 15 e 16)	500	43,5	43,8	44,1	44,2	44,9	44,9	43,2	43,6	43,8	43,9	45,0	45,0	43,9	44,2	44,4	44,5	45,4	45,4	50	91
89501	UHE TUCURUI 2 (Máquinas 17 e 18)	500	43,5	43,8	44,1	44,2	44,9	44,9	43,2	43,6	43,8	43,9	45,0	45,0	43,9	44,2	44,4	44,5	45,4	45,4	50	91
89502	UHE TUCURUI 2 (Máquinas 19 e 20)	500	43,5	43,8	44,1	44,2	44,9	44,9	43,2	43,6	43,8	43,9	45,0	45,0	43,9	44,2	44,4	44,5	45,4	45,4	50	91
89503	UHE TUCURUI 2 (Máquinas 21, 22 e 23)	500	43,6	43,8	44,1	44,2	44,9	44,9	43,3	43,6	43,8	43,9	45,0	45,0	43,9	44,2	44,4	44,5	45,4	45,4	50	91

Conforme estudo NT-ONS DPL 0079/2022, foram adotados os seguintes procedimentos:

- Para efeito de primeira verificação, comparou-se o maior nível de curto-circuito na barra com o menor valor da capacidade de interrupção simétrica dos disjuntores conectados a essa barra.
- Posteriormente, efetuou-se um estudo mais detalhado, definido como estudo de corrente passante, com o objetivo de identificar a efetiva corrente que passa por cada disjuntor.
- Caso a relação entre a corrente passante e a capacidade de interrupção simétrica do respectivo disjuntor tenha atingido um valor igual ou superior a 100%, o disjuntor foi considerado “superado”. Se essa relação atingiu um valor igual ou superior a 90% e inferior a 100%, o disjuntor foi considerado em estado de “alerta”.

- No horizonte março de 2021, a subestação isolada a ar da primeira etapa da SEUHE Tucuruí (AIS1) apresenta 10 (dez) disjuntores em estado de alerta e a subestação isolada a SF6 da primeira etapa da UHE Tucuruí (GIS1) 10 (dez) disjuntores em estado de alerta, por corrente de curto-circuito simétrica.
- No horizonte dezembro de 2026, a subestação isolada a ar da primeira etapa da SE Tucuruí (AIS1) passa a apresentar 17 (dezesete) disjuntores em estado de alerta, a subestação isolada a ar da segunda etapa da SE Tucuruí (AIS2) 4 (quatro) disjuntores em estado de alerta e a subestação isolada a SF6 da primeira etapa da UHE Tucuruí (GIS1) permanece com 10 (dez) disjuntores em estado de alerta, por corrente de curto-circuito simétrica. Não foram identificadas superações de disjuntores nas análises realizadas pelo ONS.
- Para complementar as análises de curto-circuito, foram verificadas as possíveis violações de limites de capacidade de corrente de curto-circuito dos equipamentos que operam em série com os disjuntores, tais como chaves seccionadoras, transformadores de corrente e bobinas de bloqueio.

De forma resumida, as recomendações do ONS para substituição de equipamentos por correntes de curto-circuito apresentadas na NT-ONS DPL 0079/2022 (ONS, dezembro/2022, Ref.[5]) estão apresentadas a seguir:

- AIS1: barras principais, 18 disjuntores, 38 chaves seccionadoras sem lâmina terra, 11 chaves seccionadoras com lâmina terra, 60 transformadores de corrente, 3 transformadores de potencial capacitivo, 21 para-raios e 8 bobinas de bloqueio;
- AIS2: 18 chaves seccionadoras sem lâmina terra, 8 chaves seccionadoras com lâmina terra, 3 transformadores de potencial capacitivo e 4 bobinas de bloqueio;
- GIS1: 5 módulos e equipamentos de 40 kA e 12 transformadores elevadores.

5 ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS

5.1 Descrição das Alternativas

A **Alternativa 1** é composta pela substituição dos barramentos e de todos os 18 módulos de conexão da SE Tucuruí AIS1 500kV com o objetivo de ampliar a capacidade de curto-circuito dos equipamentos para 63 kA e de solucionar problemas operativos relacionados ao atingimento do final da vida útil física dos equipamentos atuais, de acordo com a proposta apresentada pela Eletrobras Eletronorte nos documentos RE-EPPT-1.003/17, Ref.[3], e NT-EET-0002/2022, Ref.[4].

Essa alternativa mantém a topologia atual da SE Tucuruí AIS1, com alteração da capacidade dos equipamentos de manobra, sem alteração dos níveis de curto-circuito mostrados na etapa de diagnóstico. Nessa alternativa, altera-se a capacidade dos equipamentos para torná-la compatível com os níveis de curto-circuito sistêmico calculados.

A **Alternativa 2** é composta pelas seguintes obras:

- Abertura do RLCC entre as SEs Tucuruí AIS1 e AIS2 com o objetivo de reduzir os níveis de curto-circuito na SE Tucuruí AIS1;
- Instalação de um Banco de Capacitores Série (BCS) na LT Tucuruí AIS1 – Vila do Conde devido ao surgimento de sobrecarga nas LTs 500 kV Tucuruí AIS1 – Marabá C1 e C2 em N-1;
- Substituição de 17 módulos de conexão da SE Tucuruí AIS1 500kV, exceto o módulo TCDJ7-09, por final de vida útil física, conforme descrito no item 3.2.

A **Alternativa 3** é composta pelas seguintes obras:

- Abertura do RLCC entre as SEs Tucuruí AIS1 e AIS2 com o objetivo de reduzir os níveis de curto-circuito na SE Tucuruí AIS1;
- Remanejamento de duas Unidades Geradoras (UG) da SE Tucuruí AIS1 para a SE Tucuruí AIS2 para evitar o surgimento de sobrecarga nas LTs Tucuruí AIS1 – Marabá C1 e C2 em N-1;
- Substituição de 17 módulos de conexão da SE Tucuruí AIS1 500kV, exceto o módulo TCDJ7-09, com o objetivo de solucionar problemas operativos relacionados à idade avançada dos equipamentos atuais.

A **Alternativa 4** é composta pelas seguintes obras:

- Substituição do RLCC entre as SEs Tucuruí AIS1 e AIS2 de 20 ohms para 40 ohms com o objetivo de reduzir os níveis de curto-circuito na SE Tucuruí AIS1;

- Substituição de 17 módulos de conexão da SE Tucuruí AIS1 500kV, exceto o módulo TCDJ7-09, com o objetivo de solucionar problemas operativos relacionados à idade avançada dos equipamentos atuais.

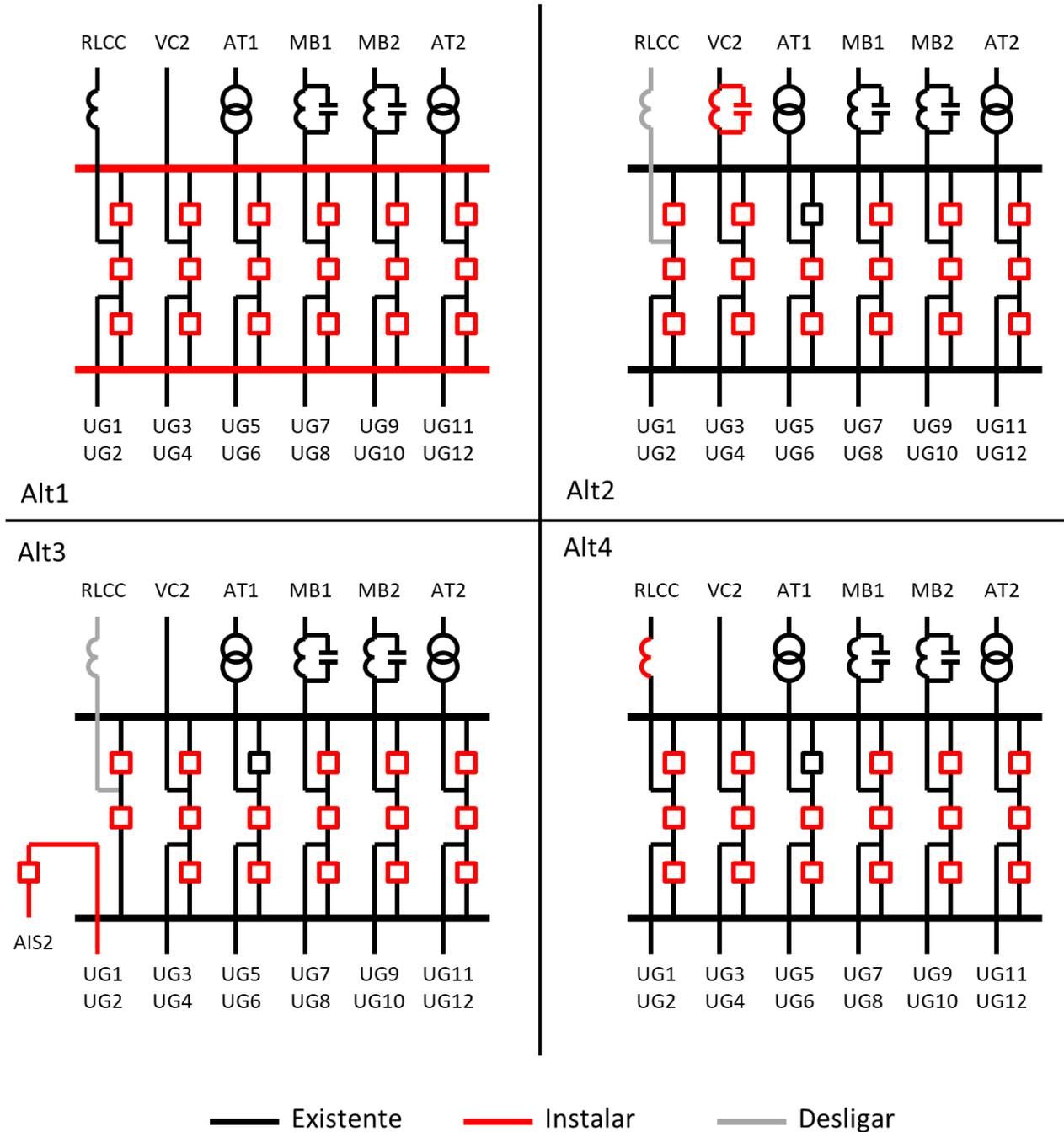


Figura 5-1 – Ilustração das Alternativas 1, 2, 3 e 4

A **Alternativa 5** é composta pela implantação de uma nova subestação em tecnologia GIS com capacidade de curto-circuito de 63 kA, em substituição da SE Tucuruí AIS1, de acordo com a proposta apresentada pela Eletrobras Eletronorte no documento RE-EPPT-1.003/17, Ref.[3]. A localização proposta para a GIS está apresentada na Figura 5-2.

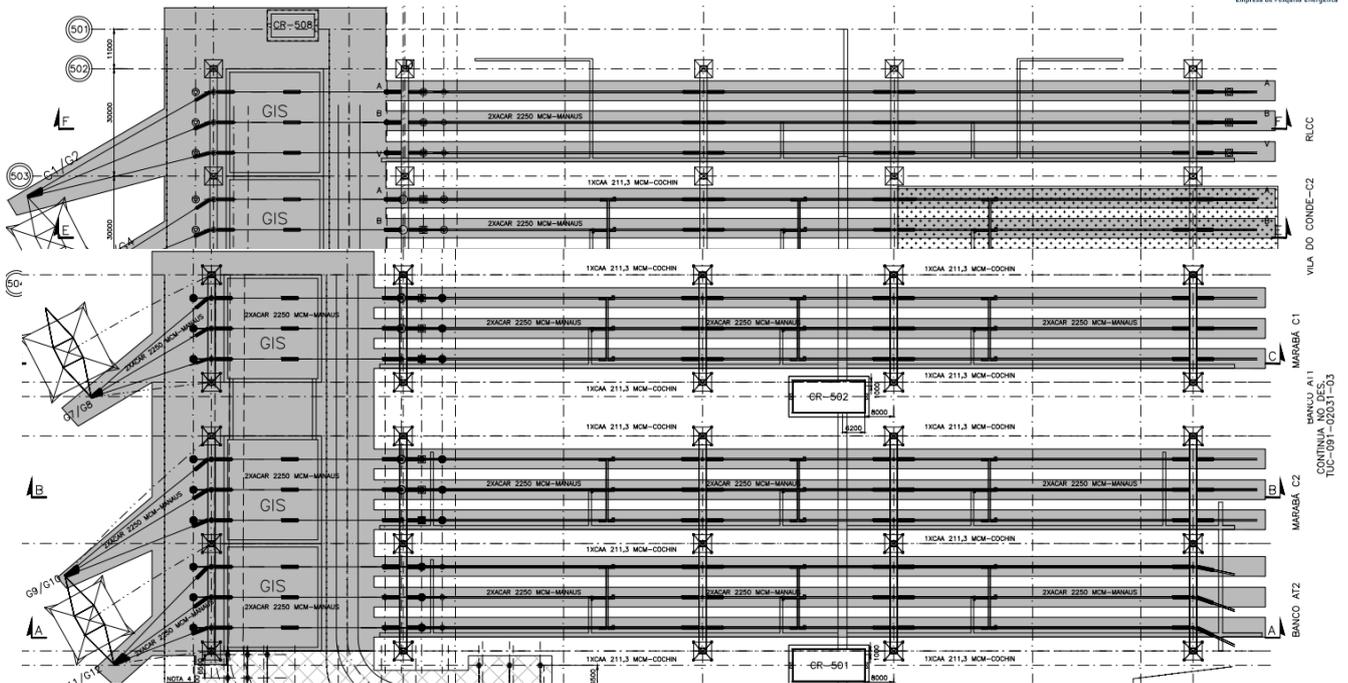


Figura 5-2 – Ilustração da Alternativa 5 (Fonte: Eletrobrás Eletronorte)

A **Alternativa 6** é composta pela implantação de uma nova subestação Tucuruí II em tecnologia convencional (isolada a ar) com capacidade de curto-circuito de 63 kA, em substituição da SE Tucuruí AIS1. Essa alternativa necessita maior detalhamento a respeito das realocações e re-encabeçamentos das conexões de unidades geradoras e linhas de transmissão de modo a manter a topologia atual do sistema. Essa definição requer análises mais detalhadas e aprofundadas de engenharia de linhas de transmissão. No entanto, para o objetivo dessa análise, esse detalhamento não será realizado, visto que essa alternativa não foi competitiva sob o ponto de vista econômico, conforme apresentado na Seção 5.4, sendo possível eliminá-la mesmo não contabilizando os custos relativos ao detalhamento dessas conexões.

5.2 Fluxo de Potência

Para avaliação do desempenho das alternativas foram simulados os quatro cenários nos patamares de carga Pesada, Média e Leve, entre os anos de 2028 e 2036 para todas as alternativas.

Do ponto de vista elétrico, as Alternativas 1, 5 e 6 são equivalentes, pois não alteram a topologia atual do sistema de 500kV. Para essas alternativas, não foram identificadas violações de tensão e carregamento para operação em regime normal e na contingência de um elemento do sistema (N-1).

As Alternativas 2 e 3 consideram a abertura do RLCC que interliga as SEs Tucuruí AIS1 e AIS2. Além de reduzir a confiabilidade do sistema, visto que a interligação AIS1-AIS2 auxilia no equilíbrio dos fluxos entre as linhas de transmissão que escoam a energia da UHE Tucuruí, essa alteração provoca

sobrecarga nas LTs Tucuruí AIS1 – Marabá C1 e C2 no Cenário 3, patamar de carga pesada, na contingência do outro circuito (N-1), conforme pode ser observado na Figura 5-3.

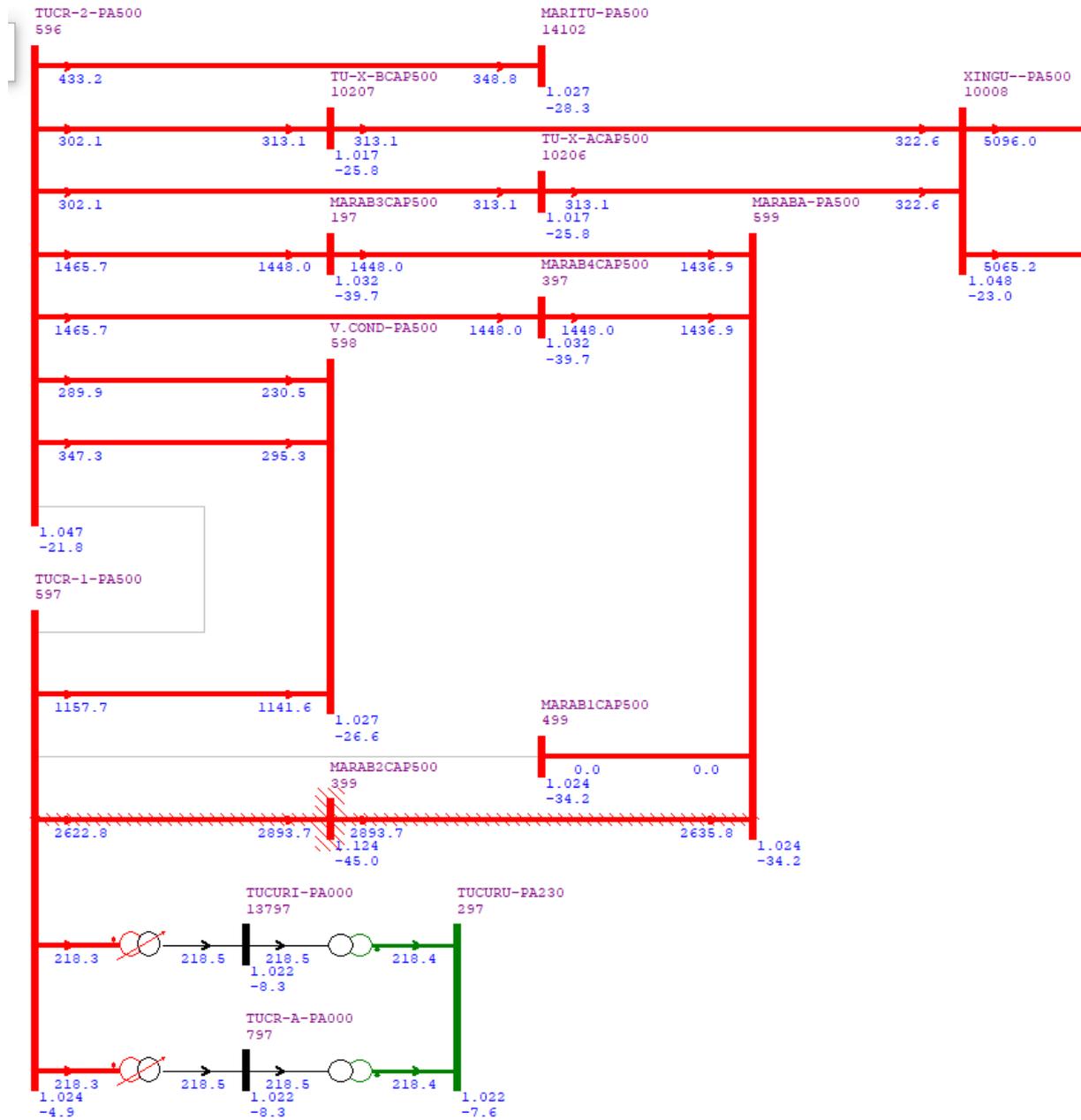


Figura 5-3 – Fluxo de Potência após Abertura do RLCC – Cenário 3, Carga Pesada, 2030, N-1

Na Alternativa 2, a solução encontrada foi a instalação de um Banco de Capacitores Série (BCS) na LT Tucuruí AIS1 – Vila do Conde. Já na Alternativa 3, a solução foi o remanejamento de duas UGs da SE Tucuruí AIS1 para a SE Tucuruí AIS2. Dessa forma, reduziu-se os fluxos de potência das LTs Tucuruí AIS1 - Marabá, resolvendo os problemas de sobrecargas, conforme mostra a Figura 5-4 e Figura 5-5.

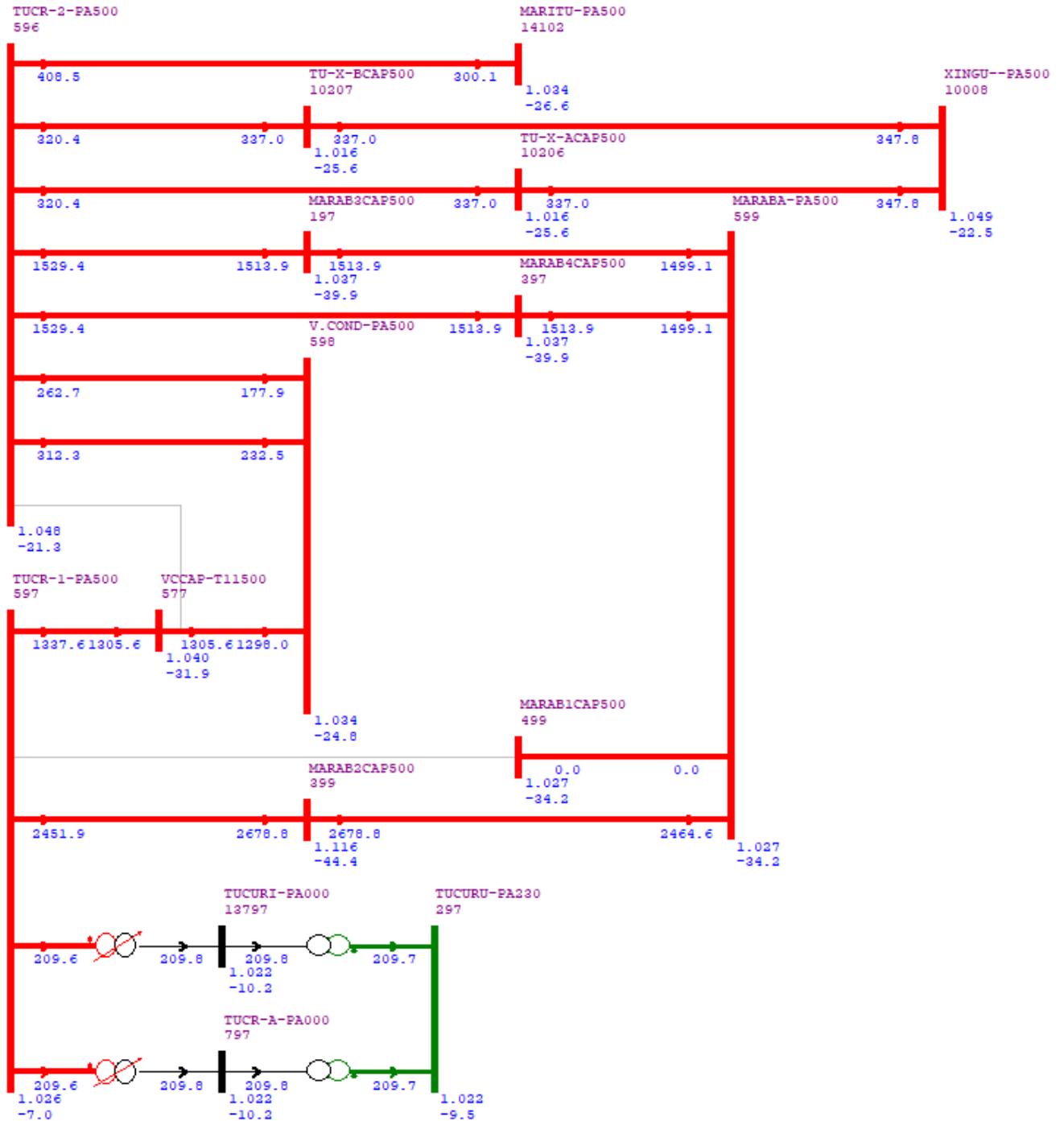


Figura 5-4 – Alternativa 2 – Cenário 3, Carga Pesada, 2030, N-1

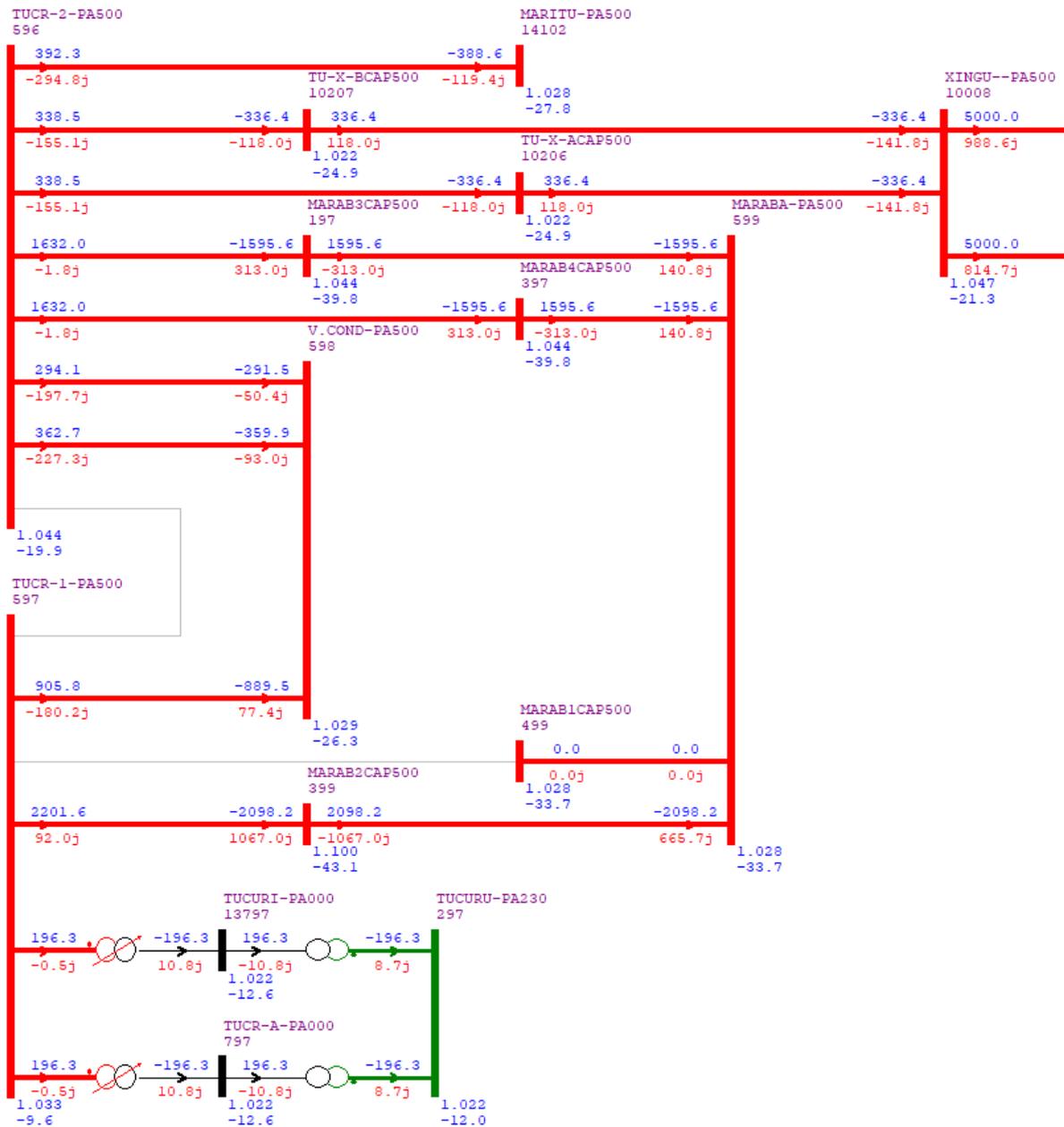


Figura 5-5 – Alternativa 3 – Cenário 3, Carga Pesada, 2030, N-1

Por último, para a Alternativa 4, mesmo com a substituição do RLCC entre as SEs Tucuruí AIS1 e AIS2 de 20 ohms para 40 ohms, não foram identificadas violações de tensão e carregamento para operação em regime normal e na contingência de um elemento do sistema (N-1).

Cabe destacar, que as Alternativas 2, 3 e 4 provocam grandes alterações na topologia do sistema 500 kV. Dessa forma, caso essas alternativas fossem identificadas como promissoras do ponto de vista econômico, seriam necessárias análises detalhadas de Estabilidade Eletromecânica e de Tensão de Restabelecimento Transitória (TRT) para atestar a viabilidade da solução.

5.3 Curto-Circuito

Os valores referentes às correntes de curto-circuito máximo para as SEs Tucuruí AIS1 e AIS2 são apresentados na Tabela 5-1. Cabe destacar que os níveis de curto-circuito simétrico na SE Tucuruí AIS1 ficou abaixo da capacidade dos novos disjuntores de 63 kA para as Alternativas 1, 5 e 6, e abaixo de 40 kA para as Alternativas 2, 3 e 4. Dessa forma, não foram observadas superações de disjuntores para as alternativas avaliadas.

Tabela 5-1 – Níveis de Curto-Circuito Máximo

Alternativa	Subestação	Trifásico (kA)		Monofásico (kA)		Bifásico (kA)		ICCS (kA)	Relação ICC/ICCS (%)
		2028	2032	2028	2032	2028	2032		
Alt1/Alt5/Alt6	Tucuruí AIS1	35,3	35,3	40,1	40,2	38,6	38,6	63	63,8
	Tucuruí AIS2	45,3	45,3	44,5	44,5	45,3	45,4	50	90,8
Alt2	Tucuruí AIS1	27,8	27,8	32,0	32,0	30,8	30,8	40	80,0
	Tucuruí AIS2	39,6	39,6	37,0	37,0	38,8	38,9	50	79,2
Alt3	Tucuruí AIS1	25,0	25,0	28,5	28,5	27,4	27,4	40	71,3
	Tucuruí AIS2	42,3	42,4	41,3	41,3	42,3	42,3	50	84,8
Alt4	Tucuruí AIS1	32,1	32,1	36,7	36,8	35,3	35,3	40	92,0
	Tucuruí AIS2	43,0	43,1	41,4	41,5	42,7	42,7	50	86,2

5.4 Análise Econômica

A Tabela 5-2 apresenta a comparação econômica das alternativas levando-se em consideração custos de investimentos e diferencial de perdas. A análise econômica completa pode ser verificada no Anexo 9.1.

Tabela 5-2 – Comparação Econômica

Alternativa	Custo total	Rendimentos Necessários	Δ Perdas	Custo Global		
	Custos (R\$ x 1000)	Custos (R\$ x 1000)	Custos (R\$ x 1000)	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
Alt1	175.519,97	104.616,80	0,00	104.616,80	100,0%	1º
Alt2	205.317,21	122.377,13	33.285,03	155.662,16	148,8%	5º
Alt3	171.713,08	102.347,75	4.286,67	106.634,41	101,9%	2º
Alt4	182.316,91	107.184,97	10.050,79	117.235,77	112,1%	3º
Alt5	272.196,26	162.239,67	0,00	162.239,67	155,1%	6º
Alt6	205.362,40	122.404,06	0,00	122.404,06	117,0%	4º

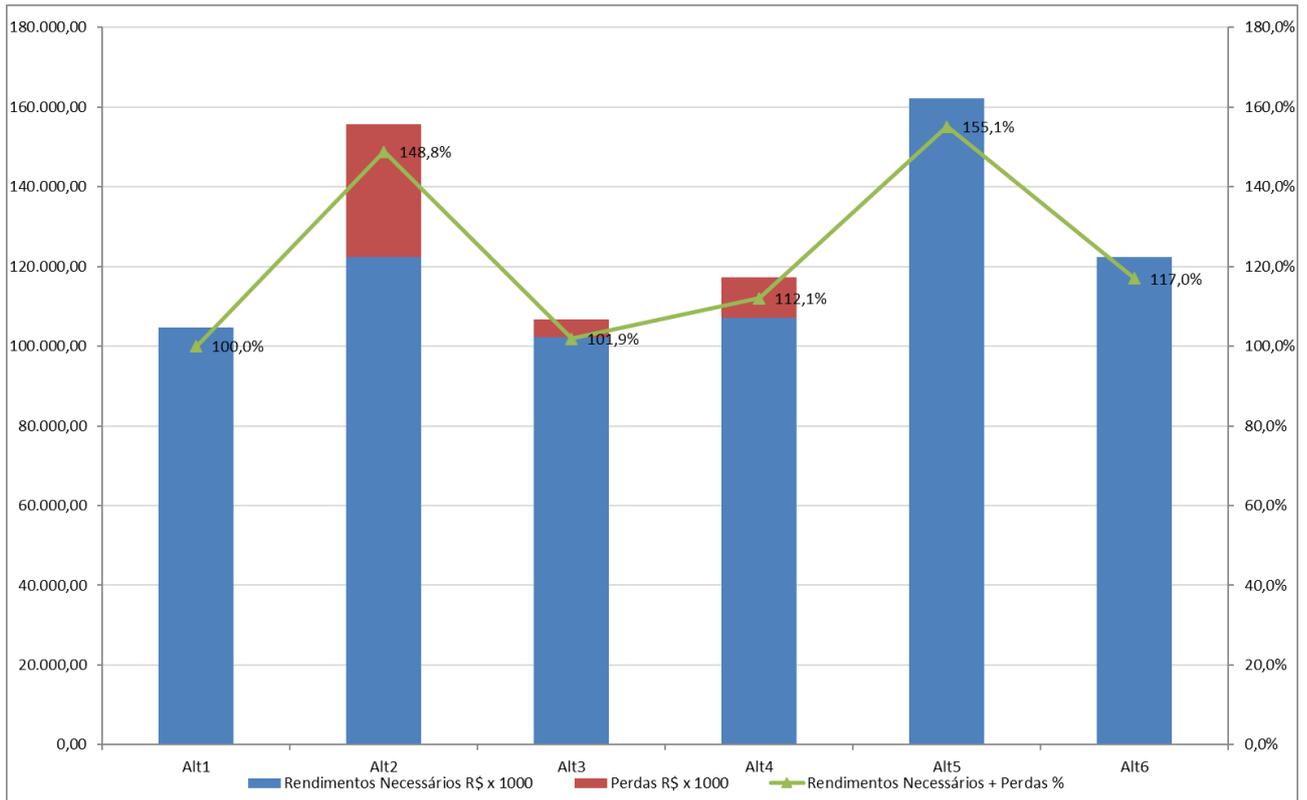


Figura 5-6 – Comparação Econômica

Conforme critérios apresentados para este estudo, em caso de empate técnico econômico entre as alternativas analisadas é necessário que se leve em consideração outros fatores para a tomada de decisão sobre a alternativa a ser recomendada. O empate técnico-econômico é caracterizado quando a diferença de custos entre as alternativas for inferior a 5%. **Dessa forma, as alternativas 1 e 3 ficaram em situação de empate técnico-econômico, sendo necessário analisar suas vantagens e desvantagens.**

Em relação às demais alternativas, a **Alternativa 1** apresenta como principal vantagem a manutenção da topologia da rede de 500 kV, reduzindo os prazos dos estudos elétricos e de implantação das obras.

Além disso, na Alternativa 1, há substituição de 18 módulos de conexão compostos apenas por equipamentos convencionais (disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores de corrente, para raios e bobinas de bloqueio). Esses equipamentos são utilizados com maior frequência em expansões do sistema de transmissão e estão previstos nas demais alternativas em quantidade inferior (17 módulos). Isso quer dizer que a maior parte das obras da Alternativa 1 também está prevista nas demais alternativas, sendo necessária a substituição adicional de apenas um módulo, com projeto e execução semelhante aos demais.

Como desvantagem para execução da Alternativa 1, conforme informado no estudo RE-EPPT-1.003/17, Ref.[3], existe a necessidade de substituição dos barramentos da subestação com necessidade de efetuar o desligamento de seções dos barramentos principais por alguns períodos durante a execução

da obra. Isso poderia trazer vulnerabilidade para operação do sistema elétrico durante esse período, visto que a SE Tucuruí é uma instalação estratégica para o SIN. Nesse sentido, conforme NT-EET-0002/2022, Ref.[4], a Eletronorte fez uma análise quanto aos tempos de desligamento envolvidos para implantação da alternativa, cujas principais conclusões estão resumidas no item 6.

Comparando a **Alternativa 3** com as demais, sua principal desvantagem é a abertura do RLCC, desconectando as barras das SEs Tucuruí AIS1 e AIS2. Essa alteração da topologia representa uma redução de confiabilidade para operação da rede, visto que essa interligação, além de balancear os fluxos de potência entre os circuitos, permite manter o escoamento da UHE Tucuruí em caso de restrições em múltiplas linhas de transmissão.

Além disso, caso recomendada, essa configuração ainda necessitaria de análises mais detalhadas relacionadas à Estabilidade Eletromecânica e à Tensão de Restabelecimento Transitória (TRT) para atestar a viabilidade da solução para o problema de curto-circuito. Mesmo em caso de viabilidade, essas análises adicionais trazem impactos no prazo de recomendação das obras.

Outra questão a ser destacada é a complexidade da obra para remanejamento de 2 UGs da SE Tucuruí AIS1 para a SE Tucuruí AIS2. Mesmo considerando o remanejamento das UGs 1 e 2, que são as mais próximas da SE SE Tucuruí AIS2, para conexão no vão desocupado mais próximo, seria necessário o cruzamento de cinco linhas de transmissão em 500 kV, que compõem o sistema de uso exclusivo da usina. O local possui pouca disponibilidade espaço físico entre as linhas, e abaixo dos cabos existe uma via de circulação interna, o talude da terraplenagem e linhas de média tensão.

Analisando as vantagens e desvantagens de cada alternativa, sob o ponto de vista técnico e econômico, recomenda-se a implantação da Alternativa 1.

6 VIABILIDADE OPERATIVA DE IMPLANTAÇÃO DA ALTERNATIVA PROPOSTA

Reproduz-se abaixo as propostas resumidas do documento NT-EET-0002/2022, Ref.[4], que trata a respeito da viabilidade operativa de implantação da Alternativa 1. Cabe destacar que o estudo adotou como premissa a independência das obras da subestação com a UHE, o que permitiu maior liberdade na logística de execução, sendo possível adotar a estratégia de substituição de seção por seção, com mínimos desligamentos.

- A logística de obra se inicia pela seção Ax (seção de chegada das máquinas), com a substituição do PR, TP e SEC de entrada de linha. Para isso, deverá ter desligamento das máquinas G11/G12 por 20 dias, no máximo. Em seguida, ocorre a substituição do DJ, SECs e TC. Para isso, deverá ter desligamento da barra I por 1 dia para retirada dos pingados e conexões entre as chaves seccionadoras. Os equipamentos serão substituídos no mesmo local, portanto, as atividades compreendem a desmontagem dos equipamentos antigos, remoção dos suportes, instalação dos novos suportes, montagem dos novos equipamentos, comissionamento e energização (reconexão dos pingados com necessidade de 1 dia de desligamento da barra I). O prazo estimado para as obras da seção Ax é de 30 dias.
- Após finalizar a seção Ax, será iniciada a atividade na seção Ay com a substituição do DJ, SECs e TCs. Para isso, deverá ter desligamento da barra II por 1 dia para retirada da conexão entre as chaves seccionadoras adjacentes ao eixo E. As atividades desta seção podem ser feitas sem qualquer desligamento das barras, no entanto, o vão A ficará impossibilitado de transferência de cargas de uma barra para outra. Os equipamentos serão substituídos no mesmo local, assim, logo as atividades compreendem a desmontagem dos equipamentos antigos, remoção dos suportes, instalação dos novos suportes, montagem dos novos equipamentos, comissionamento e energização (reconexão do trecho entre chaves seccionadoras com necessidade de 1 dia de desligamento da barra I). O prazo estimado para as obras da seção Ay é de 30 dias.
- Após finalizar as seções Ax e Ay, será iniciada a atividade na seção Az com a substituição do DJ, SECs e TCs. Para isso, deverá ter desligamento da barra II por 1 dia para retirada dos pingados. Os equipamentos serão substituídos no mesmo local, logo as atividades compreendem a desmontagem dos equipamentos antigos, remoção dos suportes, instalação dos novos suportes, montagem dos novos equipamentos, comissionamento e energização (reconexão dos pingados e trecho entre chaves seccionadoras, com necessidade de 1 dia de desligamento da barra II). O prazo estimado para as obras da seção Az é de 30 dias.

Em resumo, os prazos de desligamentos estipulados no novo cenário são descritos na Tabela 6-1 a seguir.

Tabela 6-1 – Estimativa de prazos e desligamentos das seções da SE Tucuruí

Item	Prazo de Desligamento das Máquinas	Prazo de Desligamento das Conexões	Prazo de Desligamento da Barra I	Prazo de Desligamento da Barra II
Seção Ax	20 dias (G11/G12)	30 dias	2 dias distintos	-
Seção Ay	-	30 dias	1 dia	1 dia
Seção Az	-	30 dias	-	2 dias distintos
Seção Bx	20 dias (G9/G10)	30 dias	2 dias distintos	-
Seção By	-	30 dias	1 dia	1 dia
Seção Bz	-	30 dias	-	2 dias distintos
Seção Cx	20 dias (G7/G8)	30 dias	2 dias distintos	-
Seção Cy	-	30 dias	1 dia	1 dia
Seção Cz	-	30 dias	-	2 dias distintos
Seção Dx	20 dias (G5/G6)	30 dias	2 dias distintos	-
Seção Dy	-	30 dias	1 dia	1 dia
Seção Dz	-	30 dias	-	2 dias distintos
Seção Ex	20 dias (G3/G4)	30 dias	2 dias distintos	-
Seção Ey	-	30 dias	1 dia	1 dia
Seção Ez	-	30 dias	-	2 dias distintos
Seção Fx	20 dias (G1/G2)	30 dias	2 dias distintos	-
Seção Fy	-	30 dias	1 dia	1 dia
Seção Fz	-	30 dias	-	2 dias distintos

As premissas adotadas possibilitam que as substituições ocorram utilizando a maleabilidade da subestação e com mínimos prazos de desligamento das barras, trazendo maior confiabilidade sistêmica.

Para uma intervenção mais confortável e com menores tempos de desligamentos, a substituição dos barramentos pode ser executada em um segundo momento, após terminada todas as substituições dos equipamentos superados. Além disso, para reduzir desligamentos nas barras, as obras poderão ser feitas de forma fracionada pois os barramentos são formados por módulos (dois vão por módulo). Estimam-se 2 dias de desligamento para modernização dos barramentos (por módulo).

7 REFERÊNCIAS

- [1]. EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 – “Expansão das Interligações Norte – Sudeste e Norte – Nordeste (Parte II)”, EPE – Julho/2012
- [2]. NT-EPPT - 1.006/14 - “Levantamento de Equipamentos Superados na UHE/SE Tucuruí 550 kV - rev. 1”, Eletrobras Eletronorte – Fevereiro/2015
- [3]. RE-EPPT-1.003/17 - “Estudo Técnico Econômico Comparativo da troca dos Equipamentos Superados na UHE/SE Tucuruí 550 kV 1ª e 2ª Etapas”, Eletrobras Eletronorte – Março/2017
- [4]. NT-EET-0002/2022 – “Substituição dos Equipamentos Superados SE Tucuruí Substituição dos Equipamentos Superados SE Tucuruí 550 kV 1ª e 2ª Etapas”, Eletrobras Eletronorte – Dezembro/2022
- [5]. NT-ONS DPL 0079/2022 – “Recomendação de Solução para Superação de Equipamentos na UHE/SE Tucuruí 500 kV”, ONS – Dezembro/2022
- [6]. “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão”, CCPE/CTET - Janeiro/2001
- [7]. EPE-DEE-DEA-RE-062/2016-rev0 - “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica”, EPE - Julho/2016
- [8]. EPE-DEE-IT-045/2022 – Atualização dos Parâmetros Econômicos de Referência para os Estudos de Expansão da Transmissão do Ciclo de Planejamento 2022. Informe Técnico. 2022
- [9]. Nota Técnica - Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro Metodologia E Cálculo – 2020, Dezembro de 2020;
- [10]. CE-EET-0049/2021 “Revisão dos custos e cronograma de substituição dos equipamentos superados da AIS1 e AIS2 da SE Tucuruí 550 kV”, Eletrobras Eletronorte – Dezembro/2021
- [11]. Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica – Módulo 3 – Instalações e Equipamentos – revisão 2 – vigência: 01/01/2023

8 EQUIPE TÉCNICA

Igor Chaves – EPE/STE

Luiz Felipe Froede Lorentz – EPE/STE

Marcelo Willian Henriques Szrajbman – EPE/STE

Maria de Fátima Carvalho Gama – EPE/STE

Rafael de Carvalho Caetano – EPE/STE

Rafael Theodoro Alves e Mello – EPE/STE

Vinicius Ferreira Martins – EPE/STE

9 ANEXOS

9.1 Plano de Obras e Estimativa de Investimentos

Tabela 9-1 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 1 (R\$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						238.792,98	175.519,97	21.211,37	104.616,80
SE 500 kV TUCURUÍ AIS1 (Ampliação/Adequação)						125.472,09	92.225,73	11.145,36	54.970,16
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	6,0	1,0	13747,19	82.483,14	60.627,57	7.326,77	36.136,42
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	3,0	1,0	14329,65	42.988,95	31.598,16	3.818,60	18.833,75
LT 500 kV TUCURUÍ - UHE/SE, C1 (Nova)						113.320,89	83.294,24	10.066,00	49.646,64
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Tucuruí	2026	9,0	1,0	12591,21	113.320,89	83.294,24	10.066,00	49.646,64

Tabela 9-2 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 2 (R\$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						279.331,80	205.317,21	24.812,33	122.377,13
SE 500 kV TUCURUÍ AIS1 (Ampliação/Adequação)						111.142,44	81.693,01	9.872,50	48.692,25
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	6,0	1,0	13747,19	82.483,14	60.627,57	7.326,77	36.136,42
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	14329,65	28.659,30	21.065,44	2.545,73	12.555,83
LT 500 kV TUCURUÍ - UHE/SE, C1 (Nova)						168.189,36	123.624,20	14.939,83	73.684,88
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Tucuruí	2026	9,0	1,0	12591,21	113.320,89	83.294,24	10.066,00	49.646,64
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Tucuruí	2026	1,0	1,0	8169,42	8.169,42	6.004,77	725,67	3.579,08
Capacitor Série 500 kV, 1 x 136 Mvar 3Φ	Tucuruí	2026	1,0	1,0	46699,05	46.699,05	34.325,20	4.148,16	20.459,17

Tabela 9-3 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 3 (R\$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						233.613,76	171.713,08	20.751,31	102.347,75
SE 500 kV TUCURUÍ AIS1 (Ampliação/Adequação)						111.142,44	81.693,01	9.872,50	48.692,25
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	6,0	1,0	13747,19	82.483,14	60.627,57	7.326,77	36.136,42
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	14329,65	28.659,30	21.065,44	2.545,73	12.555,83
LT 500 kV TUCURUÍ - UHE/SE, C1 (Nova)						122.471,32	90.020,07	10.878,81	53.655,50
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Tucuruí	2026	9,0	1,0	12591,21	113.320,89	83.294,24	10.066,00	49.646,64
Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,6 km		2026	0,6	5,0	3050,14	9.150,43	6.725,84	812,81	4.008,86

Tabela 9-4 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 4 (R\$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						251.963,33	182.316,91	22.381,26	107.184,97
SE 500 kV TUCURUÍ AIS1 (Ampliação/Adequação)						138.642,44	99.022,68	12.315,25	57.538,33
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	6,0	1,0	13747,19	82.483,14	60.627,57	7.326,77	36.136,42
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	14329,65	28.659,30	21.065,44	2.545,73	12.555,83
RLCC 40ohm 3F+R		2028	1,0	1,0	27500,00	27.500,00	17.329,66	2.442,75	8.846,09
LT 500 kV TUCURUÍ - UHE/SE, C1 (Nova)						113.320,89	83.294,24	10.066,00	49.646,64
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Tucuruí	2026	9,0	1,0	12591,21	113.320,89	83.294,24	10.066,00	49.646,64

Tabela 9-5 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 5 (R\$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						370.320,00	272.196,26	32.894,58	162.239,67
SE 500 kV TUCURUÍ GIS1 (Ampliação/Adequação)						370.320,00	272.196,26	32.894,58	162.239,67
SE Tucuruí GIS1		2026	1,0	1,0	370320,00	370.320,00	272.196,26	32.894,58	162.239,67

Tabela 9-6 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 6 (R\$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						279.393,28	205.362,40	24.817,79	122.404,06
SE 500 kV TUCURUÍ AIS1 (Ampliação/Adequação)						166.072,39	122.068,16	14.751,78	72.757,42
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2026	6,0	1,0	13747,19	82.483,14	60.627,57	7.326,77	36.136,42
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2026	3,0	1,0	14329,65	42.988,95	31.598,16	3.818,60	18.833,75
MIM - 500 kV		2026	1,0	1,0	21769,14	21.769,14	16.000,97	1.933,70	9.537,21
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	18831,16	18.831,16	13.841,46	1.672,72	8.250,06
LT 500 kV TUCURUÍ - UHE/SE, C1 (Nova)						113.320,89	83.294,24	10.066,00	49.646,64
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Tucuruí	2026	9,0	1,0	12591,21	113.320,89	83.294,24	10.066,00	49.646,64

9.2 Registro de Reunião – EPE / ONS / Eletronorte

 Empresa de Pesquisa Energética	REGISTRO DE REUNIÃO		Data: 19/7/2022
	Tema:	Substituição de equipamentos superados na SE Tucuruí-500 kV	
	Local:	Microsoft Teams	
	Horário:	16h00 – 17h00	

Participantes:

Nome completo	Instituição	E-mail
Rafael Theodoro Alves e Mello	EPE	rafael.mello@epe.gov.br
Vinicius Ferreira Martins	EPE	vinicius.martins@epe.gov.br
Igor Chaves	EPE	igor.chaves@epe.gov.br
Fernando Machado Silva	ONS	fmachado@ons.org.br
Rafael Lewergerger Meireles Piccini	Eletronorte	rafael.piccini@eletronorte.gov.br
Alexandre Abreu Gebara Muraro	Eletronorte	alexandre.gebara@eletronorte.gov.br
Antônio Roberto Estevom Amaral	Eletronorte	antonio.amaral@eletronorte.gov.br
Camilo Machado Junior	Eletronorte	camilo.junior@eletronorte.gov.br
Carlos Magno Camargo	Eletronorte	carlos.camargo@eletronorte.gov.br
Eber Hávila Rose	Eletronorte	eber.rose@eletronorte.gov.br
Igor Leitão Spinelli	Eletronorte	igor.spinelli@eletronorte.gov.br
Jose Daldegan Junior	Eletronorte	jose.daldegan@eletronorte.gov.br
Rogério Coelho da Silva	Eletronorte	rogerio.coelho@eletronorte.gov.br
Tarcisio de Oliveira	Eletronorte	tarcisio.oliveira@eletronorte.gov.br
Maria Alzira Noli Silveira	ONS	alzira@ons.org.br
Marianna Bacelar	ONS	marianna@ons.org.br
Pedro Guimaraes Trindade	ONS	ptrindade@ons.org.br
Vinicius Amante Pineschi	ONS	vinicius.pineschi@ons.org.br
Laercio Flavio De Menezes Guedes	ONS	lguedes@ons.org.br
Alexandre Andrade Torres	ONS	alexandre.torres@ons.org.br
Alexandre Andrade Torres	ONS	alexandre.torres@ons.org.br

Pauta

1. Tempos de desligamento das soluções aérea e GIS
2. Possibilidade de atualização do relatório "RE_EPPT-1.003-17-Estudo Técnico Econômico"
3. Prioridade de troca de equipamentos
4. Plano de Ação

Registros

A reunião foi iniciada pelo gerente do ONS, Fernando Machado, agradecendo a todos pela disponibilidade em participar da reunião. Comentou sobre a última reunião realizada entre ONS e Eletronorte sobre a obra que envolve a troca dos equipamentos superados na SE Tucuruí 500 kV, na qual algumas questões foram levantadas, como (i) o fato de os tempos de execução das obras registrados no relatório "RE_EPPT-1.003-17-Estudo Técnico Econômico" emitido pela Eletronorte não estarem mais válidos; (ii) o fato de os tempos para realizar a obra em Tucuruí seja por via aérea ou por solução GIS serem muito semelhantes em virtude de

características específicas na SE Tucuruí; e (iii) a incerteza quanto ao tempo necessário para que a Eletronorte atualize as informações prestadas no relatório "RE_EPPT-1.003-17-Estudo Técnico Econômico". Fernando mencionou que a reunião objetiva o nivelamento das três instituições sobre o tema, de forma que essas questões sejam didaticamente explicadas pela Eletronorte para os encaminhamentos devidos em relação à emissão futura do relatório pela EPE e ONS.

Rafael Piccirilli, gerente da Eletronorte, esclareceu que desde a emissão do relatório, em 2017, houve alterações de premissa, sendo a mais relevante o desacoplamento entre o processo de substituição da SE Tucuruí (Rede Básica) e o processo de substituição da UHE Tucuruí (sistema de interesse restrito da usina) que anteriormente foram avaliados em conjunto. Como os contratos de concessão são distintos, esses processos foram desacoplados, permitindo que as substituições na SE sejam feitas de forma escalonada, com o desligamento de uma seção por vez, em vez de ser feito o desligamento do vão disjuntor-e-meio completo. Além disso, a Eletronorte afirmou que houve uma outra alteração de premissa, na qual a substituição dos condutores dos barramentos é feita ao final do processo, após serem realizadas todas as substituições necessárias em todas as seções da Etapa 1 e 2 da SE 500 kV.

Laércio, gerente do ONS, disse ser importante definir com clareza os equipamentos pertencentes à SE e quais são de uso restrito da usina. A Eletronorte informou que todos os disjuntores e seções localizados na SE, inclusive os que conectam as LTs de uso restrito das UGs da usina ao pátio de 500 kV, estão sob concessão da transmissora, informação que foi confirmada pela Marianna, do ONS.

A Eletronorte iniciou uma longa explanação didática e com figuras, sobre as etapas do processo de substituição dos equipamentos da 1ª Etapa da SE Tucuruí. Nesse esquema, uma seção da SE 500 kV seria desligada e seus equipamentos substituídos. Para tal seria necessário o desligamento da barra, nos vãos X e Z, apenas por algumas horas para desconexão e inversão do pingado. Os trabalhos de substituição propriamente ditos, seriam feitos com o barramento energizado, e durariam em média 30 dias para cada seção (alternativa convencional). Salientou, ainda, que processo semelhante teria que ser realizado na opção GIS, porém com desligamento por mais tempo das unidades geradoras (vão inteiro estaria indisponível por 90 dias) para viabilizar a construção de torre de encabeçamento da GIS.

A Eletronorte continuou a explicação informando que os desligamentos de funções transmissão e unidades geradoras seria pontual e por poucas horas (alternativa convencional), apenas para reposicionar os pingados ao início e ao final dos trabalhos de substituição dos equipamentos de cada seção.

Rafael Mello, da EPE, questionou sobre o processo de substituição dos barramentos 500 kV da 1ª Etapa da SE Tucuruí, que seria iniciado após a finalização das substituições dos equipamentos em todas as seções. Solicitou esclarecimentos sobre os tempos de desligamento nestes casos. A Eletronorte iniciou a explicação informando que essa estratégia de substituição dos barramentos apenas ao final do processo visa garantir uma maior confiabilidade, já que todos os equipamentos da SE estarão substituídos por equipamentos mais modernos e com maior confiabilidade operativa, diminuindo o risco de desligamentos durante os períodos de indisponibilidade da barra. Afirmou, ainda, que o trabalho pode ser feito por seções, com desligamentos de um dos barramentos durante um período de 2 dias por seção. A conclusão final compartilhada pela Eletronorte

é de que a duração dos desligamentos das barras é semelhante entre a opção GIS e a opção convencional, e que no caso da opção GIS haveria uma duração maior nos desligamentos de grupos de unidades geradoras, para encabeçamento das LTs de uso restrito da usina.

Fernando Machado do ONS agradeceu os esclarecimentos e informou que é de suma importância que a Eletronorte formalize essa análise, com uma comparação clara entre os tempos de desligamento necessários para a alternativa GIS e alternativa convencional. Essa informação é fundamental para trazer os elementos necessários para a realização de uma NT conjunta EPE/ONS que recomende uma solução para a SE Tucuruí.

Rafael Mello destacou a importância da participação de todas as instituições no processo, visto que envolve questões de cunho operativo, de especificação de equipamentos e de planejamento.

Rafael Piccirilli agradeceu e informou que após a reunião iniciaria os trabalhos para elaboração dessa NT, e que em breve conseguiria fornecer uma previsão para a finalização do material. Informou será enviada uma minuta do material ao ONS e EPE antes da sua emissão final.

Por fim, os presentes se colocaram à disposição para esclarecimentos de dúvidas futuras e agradeceram a participação de todos.

Plano de Ação

- Eletronorte: elaboração de Nota Técnica detalhando, de forma comparativa, os tempos de desligamento da alternativa GIS e da alternativa convencional. Nota pós reunião: prazo fornecido pela Eletronorte foi 10/08/2022.
- ONS/EPE: após recebimento da Nota Técnica de insumo da Eletronorte, iniciar a elaboração de NT conjunta que defina a solução para a superação dos equipamentos da SE Tucuruí.