

RELATÓRIO R1

ESTUDOS PARA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Análise Técnico-Econômica de Alternativas: Relatório R1

Estudo de Atendimento às Regiões Sul e
Centro-Sul da Bahia – Parte II

DEZEMBRO DE 2024

■ Colaboradores

RELATÓRIO R1

EPE-DEE-RE-077/2024-REV0

■ Coordenação Geral

Reinaldo da Cruz Garcia

Coordenação Executiva

Thiago Dourado Martins

Marcos Vinícius Farinha

Coordenação Técnica

Rafael Theodoro Alves e Mello

Equipe Técnica

Igor Chaves

Luiz Felipe Froede Lorentz

Marcelo Willian Henriques Szrajbman

Maria de Fátima de Carvalho Gama

Mateus Gomes da Silva (estagiário)

Rafael de Carvalho Caetano

Vinicius Ferreira Martins

Washington Bergue Muniz da Rocha (estagiário)

Suporte Administrativo

Renata Cardozo Rios

VALOR PÚBLICO

DE ACORDO COM A REGULAMENTAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO, TODAS AS NOVAS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO A SEREM INTEGRADAS À REDE BÁSICA DEVEM SER RECOMENDADAS POR ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DE EXPANSÃO REALIZADOS NO ÂMBITO DOS GRUPOS DE ESTUDO DE TRANSMISSÃO (GET) COORDENADOS PELA EPE.

O PROCESSO SE INICIA COM A ELABORAÇÃO DOS ESTUDOS DE PLANEJAMENTO, COMO AQUELES DOCUMENTADOS POR MEIO DOS RELATÓRIOS R1, ONDE A EPE INDICA OS EMPREENDIMENTOS OU AMPLIAÇÕES QUE COMPÕEM A MELHOR ALTERNATIVA PARA EQUACIONAR UMA NECESSIDADE DO SISTEMA, COM BASE EM ANÁLISES TÉCNICO-ECONÔMICAS E SOCIOAMBIENTAIS.

ESTE RELATÓRIO R1 APRESENTA O ESTUDO DE ALTERNATIVAS PARA ATENDIMENTO ELÉTRICO ÀS REGIÕES SUL E CENTRO-SUL DA BAHIA – PARTE II, QUE COMPLEMENTA AS RECOMENDAÇÕES EFETUADAS NO ESTUDO DE ALTERNATIVAS DE ATENDIMENTO ÀS REGIÕES SUL E CENTRO-SUL DA BAHIA – PARTE I.

**MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA**



Ministro de Estado
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo

Arthur Cerqueira Valerio

Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira



Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

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

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Reinaldo da Cruz Garcia

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

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

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

Logo of EPE (Empresa de Pesquisa Energética) with the text "epe" in blue and orange, and "Empresa de Pesquisa Energética" below it.	<i>Contrato</i>		<i>Data de assinatura</i>
<i>Projeto</i>			
ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO			
<i>Área de estudo</i>			
Análise Técnico-econômica			
<i>Sub-área de estudo</i>			
GET Nordeste			
<i>Produto (Nota Técnica ou Relatório)</i>			
EPE-DEE-RE-077/2024-rev0		Estudo de Atendimento às Regiões Sul e Centro-Sul da Bahia – Parte II	
<i>Revisões</i>	<i>Data</i>	<i>Descrição sucinta</i>	
rev0	19/12/2024	Emissão Original	

SUMÁRIO

SUMÁRIO	2
1. INTRODUÇÃO	2
2. CONCLUSÕES.....	6
3. RECOMENDAÇÕES.....	8
4. DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS	10
4.1. Critérios Básicos	10
4.2. Base de Dados	10
4.3. Mercado	10
4.4. Limites Operativos	12
4.4.1. Tensão Nominal	12
4.4.2. Carregamento	12
4.5. Parâmetros Econômicos	13
4.6. Cenários de Geração e Intercâmbio Energético	13
4.7. Patamares de Carga	14
5. DIAGNÓSTICO	15
6. DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS	17
6.1. Alternativa 1.....	17
6.2. Alternativa 2.....	17
6.3. Alternativa 3 (descartada).....	18
6.4. Obras Comuns.....	18
7. ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE	20
7.1. Alternativa 1.....	20
7.2. Alternativa 2.....	25
7.3. Alternativa 3 (descartada).....	29
7.4. Controle de Tensão no Extremo Sul da Bahia.....	33
8. ANÁLISE ECONÔMICA.....	35
9. ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO.....	36
9.1. Energização da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C1 e C2	36
9.2. Rejeição da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C1 e C2.....	37
9.3. Conclusões das análises de energização e rejeição	39
10. CURTO-CIRCUITO.....	40
11. ANÁLISE SOCIAMBIENTAL PRELIMINAR	41
12. REFERÊNCIAS.....	42
13. EQUIPE TÉCNICA.....	43
14. ANEXOS.....	44
14.1. Parâmetros das Linhas de Transmissão	44
14.2. Parâmetros dos Equipamentos	45
14.3. Cenários de Geração	46
14.4. Plano de Obras e Estimativa de Investimentos	51
14.5. Diferencial de Perdas Elétricas das Alternativas.....	53
14.6. Consultas às Transmissoras Proprietárias.....	54
14.6.1. LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C1, C2 (CD) – Recondutoramento.....	54
14.6.2. LT 230 kV Sapeaçu – Funil C1 – Recapacitação e Seccionamento	74
14.7. FICHAS PET/PELP	80

■ Lista de Figuras

Figura 1-1 – Localização das Mesorregiões Centro-Sul e Sul Baiano.....	2
Figura 1-2 – Sistema Elétrico de Transmissão da Região de Interesse	4
Figura 3-1 – Diagrama Esquemático da Solução Recomendada.....	8
Figura 5-1 – Contingência da LT 230 kV S. A. Jesus - Sapeaçu – Carga Pesada – Cenário 2	15
Figura 5-2 – Contingência do TF 230/69 kV da SE S. A. Jesus – Carga Pesada	15
Figura 5-3 – Regime normal de operação – Carga Pesada – Ano 2030 – Cenário 2.....	16
Figura 5-4 – Contingência da LT 230 kV Poções III – Itabuna III – Carga Pesada – Ano 2030 – Cenário 2.....	16
Figura 6-1 – Alternativa 1.....	17
Figura 6-2 – Alternativa 2.....	18
Figura 6-3 – Alternativa 3.....	18
Figura 7-1 – Regime normal de operação, ano 2030.....	20
Figura 7-2 – Contingência da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus, ano 2030	21
Figura 7-3 – Contingência da LT 230 kV Sapeaçu – Funil, ano 2030.....	21
Figura 7-4 – Contingência da LT 230 kV S. A. Jesus – Funil, ano 2039.....	22
Figura 7-5 – Regime normal de operação, ano 2039.....	22
Figura 7-6 – Contingência da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus, ano 2039	23
Figura 7-7 – Contingência da LT 230 kV Sapeaçu – Funil, ano 2039.....	23
Figura 7-8 – Contingência da LT 230 kV S. A. Jesus – Funil, ano 2039.....	24
Figura 7-9 – Regime normal de operação, (carga máxima da SE S. A. Jesus 230/69 kV em sua configuração final)	24
Figura 7-10 – Contingência da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus, (carga máxima da SE S. A. Jesus 230/69 kV em sua configuração final).....	25
Figura 7-11 – Regime normal de operação, ano 2030.....	25
Figura 7-12 – Contingência da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus, ano 2030	26
Figura 7-13 – Contingência da LT 230 kV Sapeaçu – Funil, ano 2030.....	26
Figura 7-14 – Contingência da LT 230 kV S. A. Jesus – Funil, ano 2030.....	26
Figura 7-15 – Regime normal de operação, ano 2039.....	27
Figura 7-16 – Contingência da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus, ano 2039	27
Figura 7-17 – Contingência da LT 230 kV Sapeaçu – Funil, ano 2039.....	27
Figura 7-18 – Contingência da LT 230 kV S. A. Jesus – Funil, ano 2039.....	28
Figura 7-19 – Regime normal de operação, (carga máxima da SE S. A. Jesus 230/69 kV em sua configuração final)	28
Figura 7-20 – Contingência da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus, (carga máxima da SE S. A. Jesus 230/69 kV em sua configuração final).....	28
Figura 7-21 – Regime normal de operação, ano 2030.....	29
Figura 7-22 – Contingência da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus, ano 2030	30
Figura 7-23 – Contingência da LT 230 kV Sapeaçu – Funil, ano 2030.....	30
Figura 7-24 – Regime normal de operação, ano 2039.....	31
Figura 7-25 – Contingência da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus, ano 2039	31
Figura 7-26 – Contingência da LT 230 kV Sapeaçu – Funil, ano 2039.....	31
Figura 7-27 – Regime Normal de Operação, (carga máxima da SE S. A. Jesus 230/69 kV em sua configuração final)	32
Figura 7-28 – Contingência da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus, (carga máxima da SE S. A. Jesus 230/69 kV em sua configuração final).....	32
Figura 7-29 – Contingência da LT 230 kV Poções III – Itabuna III – Ano 2030 – Carga Pesada – Cenário 2.....	33

Figura 7-30 – Contingência da LT 230 kV Poções III – Itabuna III – Ano 2030 – Carga Pesada – Cenário 3.....	33
Figura 7-31 – Contingência da LT 230 kV Poções III – Itabuna III – Ano 2039 – Carga Pesada – Cenário 2.....	34
Figura 7-32 – Contingência da LT 230 kV Poções III – Itabuna III – Ano 2039 – Carga Pesada – Cenário 3.....	34
Figura 9-1 – Sistema Pré-Energização da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C1	36
Figura 9-2 – Energização da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C1 a partir da SE Sapeaçu	37
Figura 9-3 – Energização da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C1 a partir da SE Santo Antônio de Jesus	37
Figura 9-4 – Sistema Pré-Rejeição da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C1	38
Figura 9-5 – Rejeição da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C1 (terminal Santo Antônio de Jesus)	38
Figura 9-6 – Rejeição da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C1 (terminal Sapeaçu)	38

■ Lista de Tabelas

Tabela 2-1 – Comparação Econômica (R\$ x 1000).....	6
Tabela 3-1 – Alternativa 2 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.....	8
Tabela 3-2 – Alternativa 2 – Principais obras em Linhas de Transmissão	8
Tabela 4-1 – Carga Leve	11
Tabela 4-2 – Carga Média	11
Tabela 4-3 – Carga Pesada	12
Tabela 4-4 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão.....	12
Tabela 4-5 – Geração instantânea de MMGD (período de carga média).....	14
Tabela 7-1 – Perfil de geração nas principais usinas do extremo sul da Bahia	20
Tabela 8-1 – Custo de investimento e diferencial de perdas (R\$ x 1000)	35
Tabela 10-1 – Correntes de Curto-Circuito Máximas	40
Tabela 10-2 – Correntes de Curto-Circuito Mínimas	40
Tabela 14-1 – Características Elétricas das Linhas de Transmissão – Alternativa Vencedora.....	44
Tabela 14-2 - Parâmetros Elétricos das Linhas de Transmissão – Alternativa Vencedora	44
Tabela 14-3 – Carregamento Máximo das Linhas de Transmissão – Alternativa Vencedora	45
Tabela 14-4 - Parâmetros dos Transformadores Novos	45
Tabela 14-5 – Cenário 1 – Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores; Carga Média.....	46
Tabela 14-6 – Cenário 2 – Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador; Carga Leve	47
Tabela 14-7 – Cenário 2 – Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador; Carga Média.....	48
Tabela 14-8 – Cenário 3 – Norte e Nordeste Secos; Nordeste Máximo Importador; Carga Pesada	49
Tabela 14-9 – Cenário 4 – Geração Intermediária; Intercâmbio Baixo; Carga Leve.....	50
Tabela 14-10 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1	51
Tabela 14-11 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2	52
Tabela 14-12 – Plano de obras e estimativa de custos da SE Itabuna III.....	52
Tabela 14-13 – Diferencial de Perdas Elétricas (MW)	53

1. INTRODUÇÃO

As mesorregiões do Centro-Sul e Sul Baiano são formadas por 188 municípios agrupados em 11 microrregiões: Boquira, Seabra, Jequié, Livramento de Brumado, Guanambi, Brumado, Vitória da Conquista, Itapetinga, Ilhéus-Itabuna, Porto Seguro e Valença. A Figura 1-1 ilustra a localização dessas regiões, no estado da Bahia.

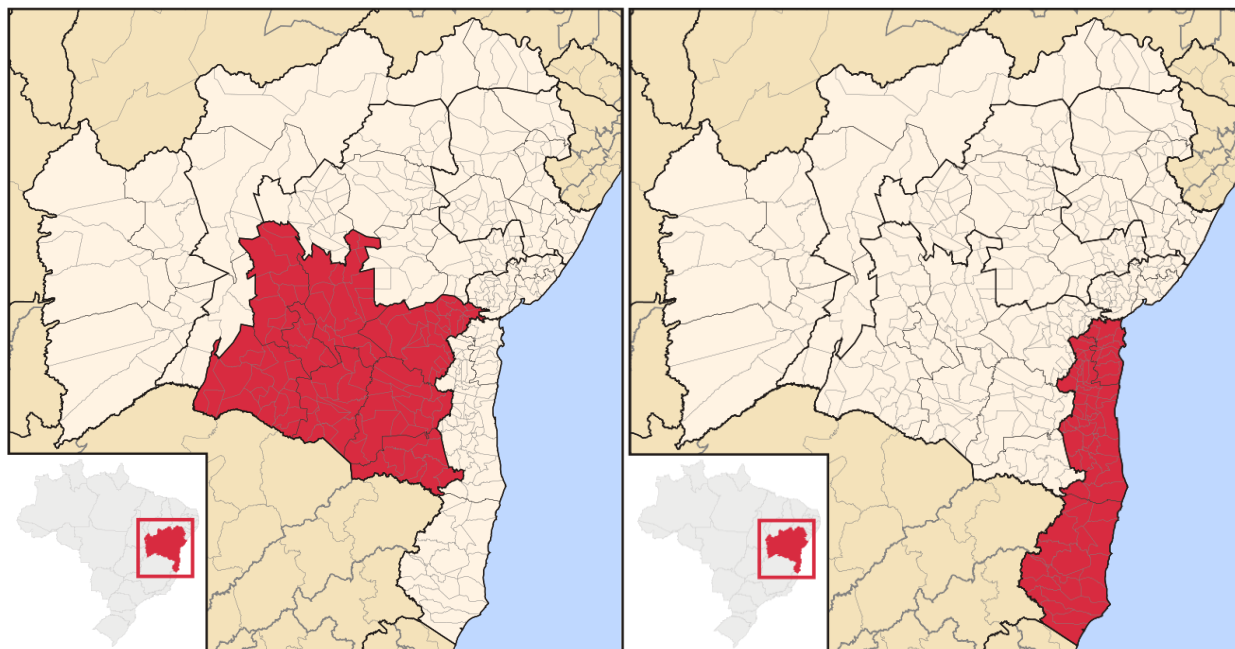


Figura 1-1 – Localização das Mesorregiões Centro-Sul e Sul Baiano

O sistema de transmissão que atende a região Sul da Bahia, a partir da SE 230 kV Funil, é originalmente radial, composto pelas LT 230 kV Funil – Itapebi – Eunápolis – Teixeira de Freitas II (C1, C2).

O relatório EPE-DEE-RE-139/2015-rev1 “Estudo de Atendimento às Cargas da SE Funil e Extremo Sul da Bahia”. Ref.[1], para solucionar problemas oriundos do esgotamento da SE Funil, recomendou a implantação de uma nova SE 230/138 kV Itabuna III alimentada a partir do seccionamento em loop da LT 230 kV Funil – Itapebi C2.

Também nessa região, foi recomendada a implantação da LT 230 kV Funil – Itapebi C3, licitada no Leilão 005/2006 e arrematada pela Eletrobras CHESF. No entanto, esta obra não foi construída e teve a sua caducidade declarada. Para substituí-la, o relatório EPE-DEE-RE-071/2018-rev1 “Estudo de Atendimento ao Extremo Sul da Bahia” Ref. [2] recomendou a implantação da LT 230 kV Poções III – Itapebi C1, que também não foi construída, tendo a sua caducidade sido declarada em janeiro de 2022 por meio da Portaria MME nº 610/GM/MME.

Tendo em vista a expectativa de contratação de elevados montantes de energia referentes a usinas eólicas e solares no estado da Bahia, o relatório EPE-DEE-RE-053/2019-rev0 “Estudo de Escoamento

na Área Sul da Região Nordeste” Ref. [3] recomendou a implantação do eixo 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III – Medeiros Neto II – João Neiva 2. Na sequência, o relatório EPE-DEE-RE-025/2020-rev0 “Estudo para Controle de Tensão e Suprimento ao Extremo Sul da Bahia” Ref. [4], recomendou a implantação de um ATR 500/230 kV na SE Medeiros Neto II e a construção da LT 230 kV Medeiros Neto II – Teixeira de Freitas II C1/C2, que possibilitou maior confiabilidade de atendimento a essa região.

O sistema elétrico de transmissão na região Centro-Sul da Bahia é composto pelo eixo 230 kV Ibicoara – Brumado II C1, Brumado II – Poções II C1, Poções II – Itagiba C1, Itagibá – Funil C1 e Poções II – Funil C1.

Conforme estabelecido na Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, art. 4º, cabe à Empresa de Pesquisa Energética – EPE a elaboração de estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos. Neste contexto, visando identificar as condições futuras de atendimento às diversas áreas geoeletricas do Sistema Interligado Nacional - SIN, a EPE realiza, anualmente, um amplo diagnóstico do desempenho elétrico da rede nacional.

Os resultados desse diagnóstico visam identificar a necessidade de eventuais novos estudos específicos de planejamento da expansão da rede elétrica brasileira, servindo de insumo para a Programação Anual de Estudos de Transmissão, publicada pela EPE até o dia 15 de dezembro de cada ano, após aprovação do Ministério de Minas e Energia – MME.

Esse mesmo diagnóstico Ref. [5] apontou sobrecarga na LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1 ou C2 na contingência do circuito paralelo e sobrecarga na LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C1 ou C2 na contingência do circuito paralelo. Atualizações de carga e MMGD, posteriores à emissão do relatório, provocam ainda sobrecarga em regime normal de operação nas LT 230 kV Poções II – Funil, LT 230 kV Poções II – Itagibá – Funil, sobrecarga em contingência nas LT 230 kV Ibicoara – Brumado II, LT 230 kV Poções II – Brumado II e sobrecarga no ATR 500/230 kV Poções III durante contingências na Rede Básica.

A Figura 1-2 ilustra, de forma simplificada, o sistema de transmissão da região com o diagrama da rede existente e planejada.

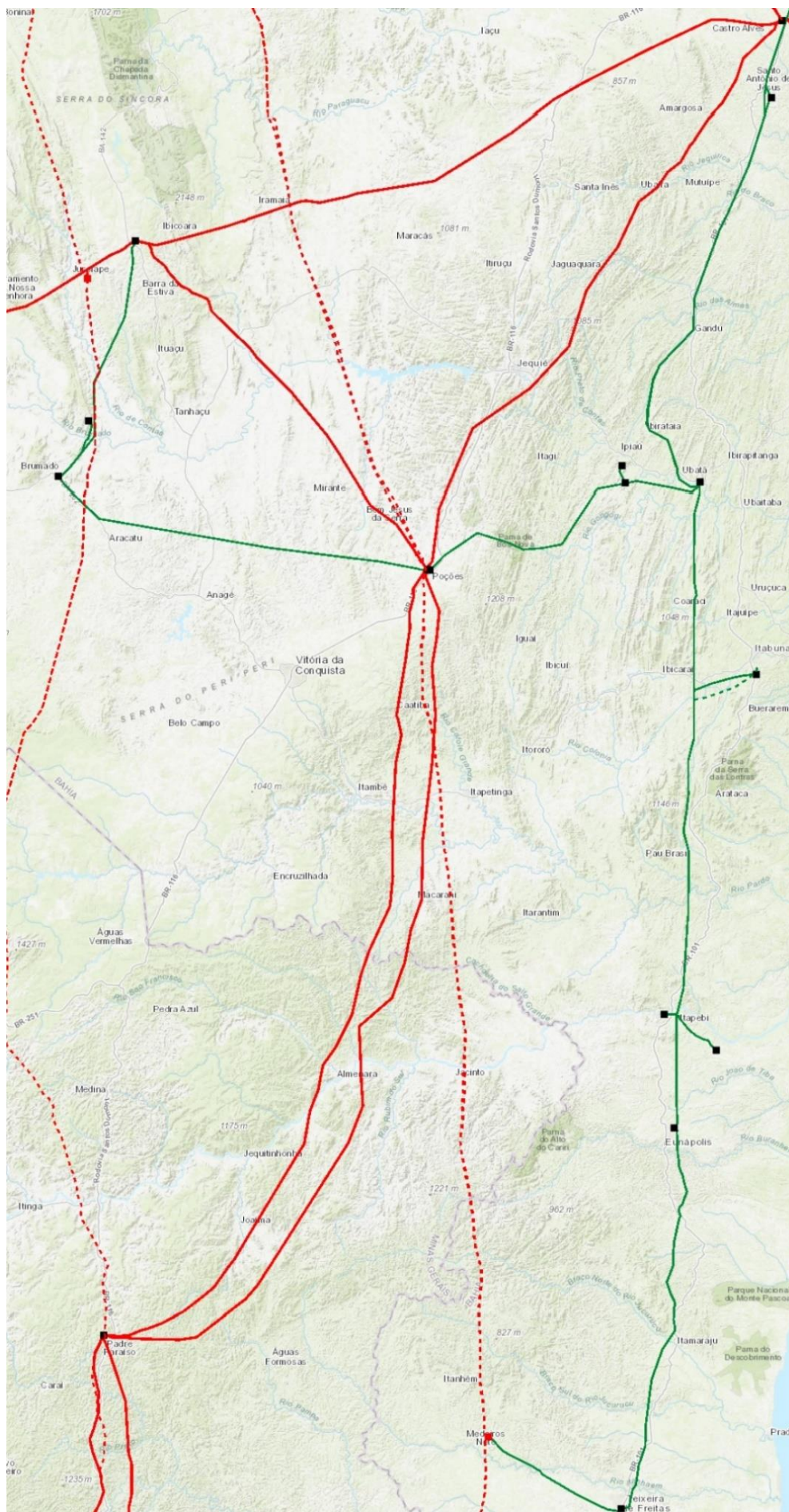


Figura 1-2 – Sistema Elétrico de Transmissão da Região de Interesse

No contexto deste estudo cabe ainda mencionar o Decreto 11314/2022, que define regramentos para renovação de concessões de transmissão vincendas. Dentre os comandos deste decreto, consta a necessidade da definição, por parte do planejamento, de melhorias, ampliações e reforços relacionados aos contratos vincendos, com antecedência mínima de 36 meses.

Dentre os contratos com vencimento nos próximos meses está o contrato 001/2010 - Aneel, da Afluente Transmissão (Afluente T), que contém grande parte dos seus ativos localizados na região de interesse desse estudo. Neste sentido, as análises realizadas levaram em consideração esse contexto de vencimento do contrato 001/2010 - Aneel, com avaliação da vida útil dos ativos e a definição de melhorias e/ou reforços, se necessários, segundo informações prestadas pela própria transmissora ao Ministério de Minas e Energia, através da correspondência RTR-135/2023.

Ainda nesta região, houve uma sinalização da Eletrobras CHESF quanto à necessidade de realização de melhorias no compensador estático da SE Funil (CE: 01Q1 -100/+200 Mvar), que se encontra próximo do final de vida útil física.

Assim, torna-se necessária a realização de novo estudo de planejamento na região para recomendação de reforços que solucionem todos os problemas detectados.

O escopo do estudo abrange uma região muito ampla e para buscar as melhores soluções de planejamento foram efetuadas 4 avaliações independentes para: (i) extremo sul da Bahia, (ii) região de Poções, (iii) região de Ibicoara e Brumado e (iv) região de Santo Antônio de Jesus e avaliação do compensador estático da SE Funil. As avaliações (i), (ii) e (iii) foram apresentadas no “Estudo de Atendimento às Regiões Sul e Centro-Sul da Bahia – Parte I” Ref.[10], enquanto a avaliação (iv) será apresentada nesse relatório.

2. CONCLUSÕES

Para atendimento à região de Santo Antônio de Jesus, foram avaliadas 3 alternativas de expansão do sistema de transmissão. As alternativas 1 e 2 atendem aos critérios de planejamento e às premissas estabelecidas para a realização deste estudo. A terceira alternativa foi descartada ao longo do estudo por não atender aos requisitos necessários para suprimento a carga da região.

A Alternativa 1 propõe a implantação da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C3, cabo 1x636 MCM (Grosbeak), com 33 km de extensão.

A Alternativa 2 é composta pelo recondutoramento da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C1 e C2, utilizando cabo termorresistente 1x788 MCM (Cordoba), com 33 km de extensão. A capacidade alcançada por cada circuito passa a ser de 625/705 MVA em regime normal e em emergência, respectivamente.

Foi analisada, ainda, uma terceira alternativa, composta pelo seccionamento em loop da LT 230 kV Sapeaçu – Funil C1, cabo 1x636 MCM (Grosbeak), com 5 km de extensão em circuito duplo e recapacitação da LT 230 kV Sapeaçu – Funil (de Sapeaçu até o ponto do seccionamento). Essa alternativa foi descartada pois, para pleno atendimento às necessidades sistêmicas, seria necessária a implantação de obras similares às das alternativas 1 e 2, além do seccionamento acima mencionado.

Todas as obras das 2 alternativas viáveis são necessárias no ano de 2030.

A Tabela 2-1, a seguir apresenta a comparação econômica das alternativas levando-se em consideração custos de investimentos referentes a obras não comuns e diferencial de perdas elétricas. As análises consideraram o valor presente dos custos das alternativas, referidos a 2030, e utilizaram o método dos rendimentos necessários com truncamento das séries temporais em 2039, ano horizonte do estudo.

Tabela 2-1 – Comparação Econômica (R\$ x 1000)

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1	38.228	0	38.228	100%	1º
Alternativa 2	33.372	5.551	38.923	102%	2º

O resultado da comparação econômica, sob o ponto de vista de mínimo custo global, apresenta as alternativas 1 e 2 empatadas tecnicamente, com diferença menor que 5%.

Considerando que a Alternativa 2 apresenta (i) prazos reduzidos de implantação (13 meses segundo a Eletrobras CHESF, ver no item 14.6.1), (ii) impacto ambiental reduzido, já que não é necessária a implantação de uma nova linha transmissão paralela, (iii) economia de *bays* nas subestações terminais Sapeaçu e Santo Antônio de Jesus, possibilitando futuras expansões nessas SEs, (iv) maior capacidade de transmissão no eixo Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus e (v) menor investimento; sob o ponto de vista técnico e econômico, recomenda-se a implantação da **Alternativa 2**.

As obras recomendadas neste estudo totalizam R\$ 187,3 milhões em ampliações e reforços da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, sendo R\$ 44,8 milhões em 2030, R\$ 26,1 milhões em 2033 e R\$ 116,4 milhões com data de necessidade indicativa.

3. RECOMENDAÇÕES

Sob o ponto de vista técnico-econômico recomenda-se a implantação das obras constantes da Alternativa 2. O cronograma de obras de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira referente à alternativa recomendada é apresentado na Tabela 3-1 e na Tabela 3-2. O diagrama esquemático da solução recomendada é apresentado na Figura 3-1.

Tabela 3-1 – Alternativa 2 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento ¹	Nº
(²)	Santo Antônio de Jesus	230/69 kV	1 TF 100/120 MVA - 3Ø Em substituição ao 04T1 sinistrado (SGPMR 0000304/2024)	1º
2033	Santo Antônio de Jesus	230/69 kV	1 TF 100/120 MVA - 3Ø (novo)	4º
(³)	Itabuna III	230 kV	1 Dispositivo de Controle Automático Rápido de Reativos – CARR ⁴ (-100/100) Mvar	1º

Tabela 3-2 – Alternativa 2 – Principais obras em Linhas de Transmissão

Ano	Tensão	Linha de Transmissão	Configuração	Extensão	
2030	230 kV	Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C1, C2 (recondutoramento)	CD - 1x788 MCM (termorresistente)	33 km	

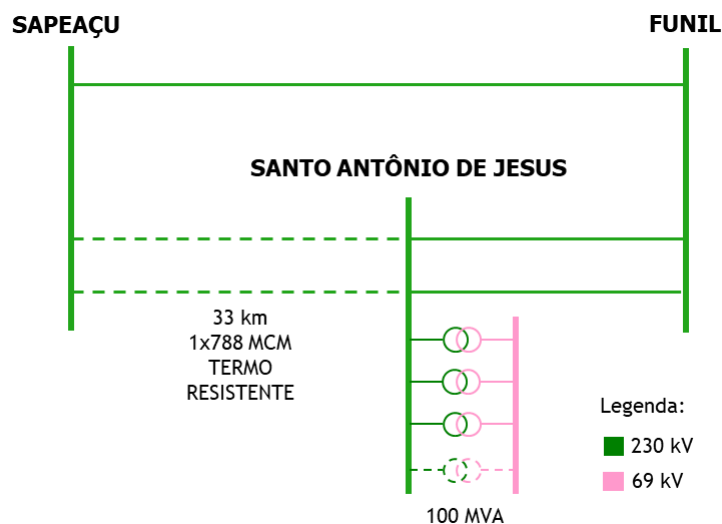


Figura 3-1 – Diagrama Esquemático da Solução Recomendada

¹ Os parâmetros e características de referência dos equipamentos podem ser verificados no item 14.2 deste relatório

² A obra deve ser implantada o mais rápido possível, em virtude de cadastro do equipamento sinistrado no SGPMR, ciclo 2024.

³ A sua data de necessidade está vinculada ao final de vida útil física do CER (CE: 01Q1) da SE Funil

⁴ Para fins de custeamento desse dispositivo foi utilizado o custo modular Aneel referente ao compensador estático de reativos (CER). No entanto, outras tecnologias podem ser utilizadas, contanto que o seu desempenho seja equivalente ou superior.

Recomenda-se ainda que:

- 1) Ao final da vida útil física do compensador estático da SE Funil (CE: 01Q1 -100/+200 Mvar), recomenda-se a sua desativação e a implantação de um Dispositivo de Controle Automático Rápido de Reativos – CARR (-100/100) Mvar na SE 230 kV Itabuna III, local onde é mais efetiva a presença de compensação reativa variável;
- 2) Seja reavaliada a data de necessidade do 4º TF 230/69 kV da SE Santo Antônio de Jesus de acordo com previsões de crescimento mais atualizadas e à luz do crescimento de carga na região da ilha de Itaparica;
- 3) Sejam respeitados os valores apresentados de capacidade operativa e parâmetros elétricos listados no Anexo 14.1. Tal recomendação visa proporcionar uma distribuição otimizada de fluxos na rede evitando sobrecargas em linhas de transmissão existentes e/ou planejadas.
- 4) Em relação à elaboração dos relatórios R2 a R5, fazemos as seguintes considerações:
 - a. As obras de recondutoramento da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C1 e C2, além da expansão da transformação 230/69 kV da SE Santo Antônio de Jesus têm características usualmente classificadas como reforço pelo Poder Concedente, portanto com característica autorizativa, de forma que, salvo melhor juízo, não seriam necessários relatórios complementares.
 - b. O Dispositivo CARR da SE Itabuna III foi recomendado de forma indicativa, condicionado ao final de vida útil do CER 01Q1 (-100/+200) Mvar da SE Funil. Apesar de ser uma obra indicativa, recomenda-se que seja ajustado o Ofício nº 183/2024/DPOTI/SNTEP-MME, que solicitou à Arteon Z2 Energia a elaboração de Relatório R4 da SE Itabuna III, no sentido de incluir o referido dispositivo no escopo do relatório que está em elaboração.

4. DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS

4.1. Critérios Básicos

Foram seguidas as diretrizes para elaboração da documentação necessária para se recomendar ao Poder Concedente uma nova instalação de transmissão integrante da Rede Básica, definidas no documento publicado pela EPE denominado “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica”, Ref.[6]

Os critérios e procedimentos utilizados no estudo estão de acordo com o documento “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão - CCPE/CTET - janeiro/2001”, Ref.[7], além das premissas apresentadas nos subitens a seguir, onde se destacam:

- Manter o conceito de mínimo custo global para a escolha da alternativa;
- Atender ao critério “N-1” para elementos da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.

Ressalta-se que, além das simulações de fluxo de carga, foram analisados os níveis de curto-circuito da alternativa selecionada para a expansão do sistema, tanto em sua configuração inicial como no ano horizonte do estudo.

4.2. Base de Dados

Utilizou-se como referência para as simulações de fluxo de potência a base de dados correspondente ao Plano Decenal 2032, com as atualizações pertinentes da topologia da rede, plano de geração e mercado, conforme item 4.3 seguinte.

4.3. Mercado

O mercado regional por barramento considerado no estudo foi o apresentado na Tabela 4-1 à Tabela 4-3, referentes aos períodos de carga leve, média e pesada, respectivamente. As informações foram fornecidas pela distribuidora local, Neoenergia Coelba.

Tabela 4-1 – Carga Leve

NOME	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]
Santo Antônio de Jesus 69	100,5	103,2	106,1	109,1	112,1	115,2	118,4	121,7	125,1
Funil 138	69,6	71,5	73,5	75,6	77,6	79,8	82,0	84,3	86,6
Funil 13 T4	6,2	6,4	6,6	6,7	6,9	7,1	7,3	7,5	7,7
Brumado 69	59,8	61,4	63,2	64,9	66,7	68,6	70,5	72,4	74,4
Eunápolis 138	87,9	90,4	92,9	95,5	98,1	100,8	103,6	106,5	109,4
Dário Meira 138	2,6	2,7	2,8	2,9	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3
Ponto Astério 138	35,3	36,3	37,3	38,3	39,4	40,5	41,6	42,8	44,0
Camacã 138	11,4	11,7	12,0	12,3	12,7	13,0	13,4	13,8	14,1
Itapebi 138	2,7	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	3,1	3,2	3,3
Ibicoara 138	28,1	28,9	29,7	30,5	31,4	32,3	33,2	34,1	35,0
Teixeira de Freitas	35,9	36,8	37,9	38,9	40,0	41,1	42,3	43,4	44,6
Itamaraju	12,1	12,5	12,8	13,2	13,5	13,9	14,3	14,7	15,1
Igaporã	25,9	26,6	27,4	28,1	28,9	29,7	30,5	31,4	32,2
Poções 138	16,4	16,9	17,3	17,8	18,3	18,8	19,3	19,9	20,4
Vitória da conquista	27,6	28,4	29,2	30,0	30,8	31,7	32,5	33,4	34,4
Brumado 138	11,3	11,7	12,0	12,3	12,7	13,0	13,4	13,7	14,1
Tanhaçu	7,5	7,7	7,9	8,1	8,4	8,6	8,8	9,1	9,3
Anagé	2,5	2,5	2,6	2,7	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1
Patagônia	22,4	23,0	23,7	24,3	25,0	25,7	26,4	27,1	27,9
Itabuna I	33,3	34,2	35,1	36,1	37,1	38,1	39,2	40,3	41,4
Itabuna II	104,5	106,4	108,5	110,5	112,7	114,8	117,1	119,4	121,8

Tabela 4-2 – Carga Média

NOME	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]
Santo Antônio de Jesus 69	165,2	169,8	174,5	179,4	184,3	189,4	194,7	200,1	205,6
Funil 138	125,3	128,7	132,3	136,0	139,7	143,6	147,6	151,7	155,9
Funil 13 T4	9,7	10,0	10,2	10,5	10,8	11,1	11,4	11,7	12,1
Brumado 69	77,4	79,6	81,8	84,1	86,4	88,8	91,2	93,8	96,4
Eunápolis 138	149,7	153,8	158,1	162,5	167,0	171,6	176,3	181,2	186,2
Dário Meira 138	5,9	6,0	6,2	6,4	6,5	6,7	6,9	7,1	7,3
Ponto Astério 138	67,1	68,9	70,8	72,8	74,8	76,9	79,0	81,2	83,5
Camacã 138	23,4	24,1	24,7	25,4	26,1	26,8	27,6	28,4	29,1
Itapebi 138	5,1	5,2	5,3	5,5	5,6	5,8	6,0	6,1	6,3
Ibicoara 138	46,3	47,6	48,9	50,3	51,6	53,1	54,5	56,1	57,6
Teixeira de Freitas	59,9	61,6	63,3	65,1	66,9	68,7	70,6	72,6	74,6
Itamaraju	18,7	19,2	19,8	20,3	20,9	21,5	22,0	22,7	23,3
Igaporã	2,5	2,6	2,6	2,7	2,8	2,9	2,9	3,0	3,1
Poções 138	19,0	19,6	20,1	20,7	21,2	21,8	22,4	23,0	23,7
Vitória da conquista	32,0	32,9	33,8	34,8	35,7	36,7	37,7	38,8	39,8
Brumado 138	23,5	24,1	24,8	25,5	26,2	26,9	27,6	28,4	29,2
Tanhaçu	15,5	15,9	16,4	16,8	17,3	17,8	18,3	18,8	19,3
Anagé	5,1	5,2	5,4	5,5	5,7	5,8	6,0	6,2	6,3
Patagônia	46,3	47,6	48,9	50,3	51,7	53,1	54,6	56,1	57,6
Itabuna I	61,4	63,1	64,9	66,7	68,5	70,4	72,4	74,4	76,4
Itabuna II	159,1	162,6	166,2	169,8	173,6	177,4	181,4	185,5	189,7

Tabela 4-3 – Carga Pesada

NOME	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]
Santo Antônio de Jesus 69	178,2	183,1	188,2	193,5	198,8	204,4	210,0	215,8	221,8
Funil 138	130,9	134,5	138,2	142,1	146,0	150,1	154,3	158,5	162,9
Funil 13 T4	11,3	11,6	11,9	12,2	12,6	12,9	13,3	13,6	14,0
Brumado 69	109,8	112,8	115,9	119,2	122,5	125,9	129,4	132,9	136,6
Eunápolis 138	161,8	166,3	170,9	175,7	180,6	185,6	190,7	196,0	201,4
Dário Meira 138	5,0	5,1	5,2	5,4	5,5	5,7	5,8	6,0	6,2
Ponto Astério 138	63,4	65,1	66,9	68,8	70,7	72,7	74,7	76,8	78,9
Camacã 138	22,4	23,0	23,6	24,3	25,0	25,7	26,4	27,1	27,9
Itapebi 138	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1
Teixeira de Freitas	80,2	82,4	84,7	87,1	89,5	92,0	94,5	97,2	99,8
Itamaraju	20,5	21,1	21,7	22,3	22,9	23,5	24,2	24,9	25,5
Igaporã	55,2	56,7	58,3	59,9	61,6	63,3	65,0	66,8	68,7
Poções 138	35,7	36,7	37,7	38,8	39,9	41,0	42,1	43,3	44,5
Vitória da conquista	60,2	61,8	63,5	65,3	67,1	69,0	70,9	72,8	74,9
Brumado 138	26,1	26,8	27,5	28,3	29,1	29,9	30,7	31,6	32,5
Tanhaçu	17,2	17,7	18,2	18,7	19,2	19,8	20,3	20,9	21,4
Anagé	5,7	5,8	6,0	6,2	6,3	6,5	6,7	6,9	7,1
Patagônia	51,5	52,9	54,4	55,9	57,5	59,1	60,7	62,4	64,1
Itabuna I	62,6	64,3	66,1	67,9	69,8	71,7	73,7	75,8	77,9
Itabuna II	166,6	170,3	174,0	178,0	182,0	186,1	190,3	194,6	199,1

4.4. Limites Operativos

4.4.1. Tensão Nominal

Os níveis de tensão admissíveis em regime permanente para cada classe de tensão envolvida são apresentados na Tabela 4-4.

Tabela 4-4 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão

Tensão Nominal	Tensão Máxima	Tensão Mínima
69 kV	72,5 kV (1,05 pu)	65,6 kV (0,95 pu)
138 kV	145 kV (1,05 pu)	131 kV (0,95 pu)
230 kV	242 kV (1,05 pu)	218 kV (0,95 pu)
500 kV	550 kV (1,10 pu)	475 kV (0,95 pu)

4.4.2. Carregamento

Foram utilizados os limites de carregamento das linhas de transmissão e transformadores existentes nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST). Para as novas transformações a serem instalados na rede, considerou-se 120% da capacidade nominal para determinação das capacidades em emergência, para um período de 4 horas.

4.5. Parâmetros Econômicos

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas foi utilizado o documento “Base de Referência de Preços ANEEL – março/2024” Ref.[8] e o método dos rendimentos necessários, com o truncamento das séries temporais no ano 2039. Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2030 com taxa de retorno de 8% ao ano.

Para cálculo de perdas elétricas foram simulados os patamares de carga pesada, média e leve, nos 4 cenários de geração apresentados no item 4.6. O custo das perdas foi calculado com base no custo marginal de expansão da geração informado pela EPE de 218,31 R\$/MWh.

4.6. Cenários de Geração e Intercâmbio Energético

Foram 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 as usinas hidráulicas entre 50% e 80% 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 30% das suas capacidades nominais. Na região Nordeste, considerou-se as usinas hidráulicas em torno de 40% e geração eólica em torno de 80%. 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 Úmidos e 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 as usinas hidráulicas em torno de 30%, 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 as usinas hidráulicas entre 30% e

50% 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.

Os percentuais de geração por fonte, por região e ao longo dos anos do horizonte de análise estão mostrados no Anexo 14.3 para as combinações “cenário/patamar” dimensionadores deste estudo e foram os mesmos utilizados em [5], de onde foram extraídas as tabelas que são apresentadas.

Os dados de geração instantânea de MMGD por barramento considerado no estudo foi o apresentado na Tabela 4-5, referentes ao período de carga média. As informações foram fornecidas pela distribuidora local, Neoenergia Coelba.

Tabela 4-5 – Geração instantânea de MMGD (período de carga média)

NOME	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]
Poções 138	7,5	8,3	9,1	9,8	10,6	11,4	12,2	13,0	13,8
Vitória da conquista	15,1	16,7	18,3	19,9	21,5	23,0	24,6	26,2	27,8
Santo Antônio de Jesus 69	31,5	34,8	38,1	41,4	44,7	48,0	51,3	54,6	57,9
Funil 138	22,3	24,6	27,0	29,3	31,7	34,0	36,3	38,7	41,0
Ponto Astério 138	11,4	12,6	13,7	14,9	16,1	17,3	18,5	19,7	20,9
Camacã 138	4,5	5,0	5,4	5,9	6,4	6,9	7,3	7,8	8,3
Itapebi 138	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8
Funil 13 T4	1,5	1,7	1,8	2,0	2,1	2,3	2,5	2,6	2,8
Brumado 69	30,0	33,1	36,3	39,4	42,5	45,7	48,8	51,9	55,1
Brumado 138	17,0	18,7	20,5	22,3	24,1	25,9	27,6	29,4	31,2
Tanhaçu	6,7	7,4	8,1	8,8	9,5	10,2	10,9	11,6	12,3
Anagé	2,1	2,3	2,5	2,8	3,0	3,2	3,4	3,6	3,9
Patagônia	19,5	21,6	23,6	25,7	27,7	29,8	31,8	33,9	35,9
Eunápolis 138	39,8	43,9	48,1	52,3	56,4	60,6	64,8	68,9	73,1
Teixeira de Freitas	28,6	31,6	34,6	37,6	40,6	43,6	46,6	49,6	52,6
Itamaraju	5,8	6,4	7,1	7,7	8,3	8,9	9,5	10,1	10,7
Igaporã	47,8	52,8	57,8	62,8	67,8	72,8	77,8	82,8	87,8
Ibicoara 138	5,1	5,6	6,2	6,7	7,2	7,8	8,3	8,8	9,4
Itabuna I	9,5	10,5	11,5	12,5	13,5	14,4	15,4	16,4	17,4
Itabuna II	24,0	26,5	29,0	31,5	34,0	36,5	39,1	41,6	44,1

4.7. Patamares de Carga

Para avaliação do desempenho das alternativas e ponderação de perdas elétricas, foram simulados os patamares de carga Pesada, Média e Leve, em cada um dos 4 cenários apresentados no item 4.6. Para avaliação das transformações de fronteira, utilizou-se como referência os valores de carga máxima regional informados pela Neoenergia Coelba.

5. DIAGNÓSTICO

O diagnóstico do suprimento elétrico a região de Santo Antônio de Jesus em regime normal de operação não apresenta quaisquer problemas de sobrecarga ou subtensão. Entretanto, na contingência da LT 230 kV Santo Antônio de Jesus – Sapeaçu C1 ou C2, no patamar de carga pesada, verifica-se sobrecarga na LT remanescente, sendo mais crítica no Cenário 2, conforme apresenta a Figura 5-1. Também se verifica sobrecarga na transformação 230/69 kV da SE Santo Antônio de Jesus na contingência de uma unidade transformadora, conforme apresenta a Figura 5-2.

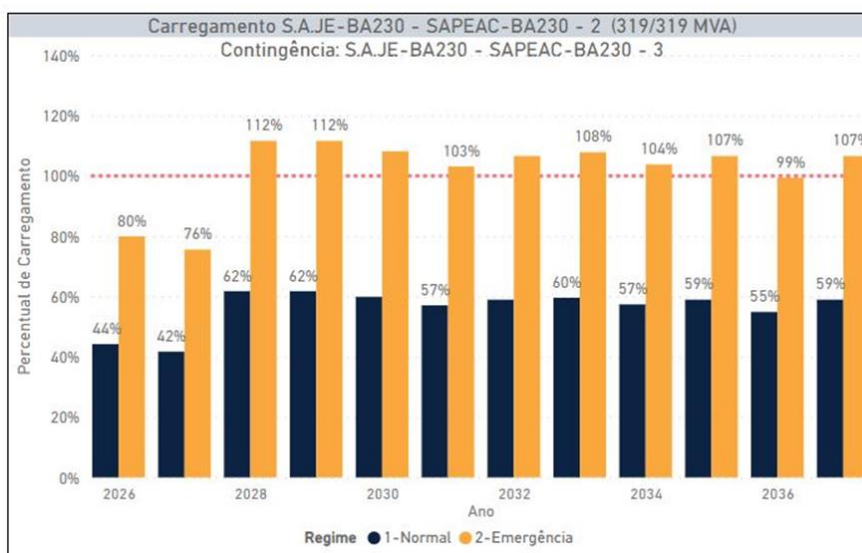


Figura 5-1 – Contingência da LT 230 kV S. A. Jesus - Sapeaçu – Carga Pesada – Cenário 2

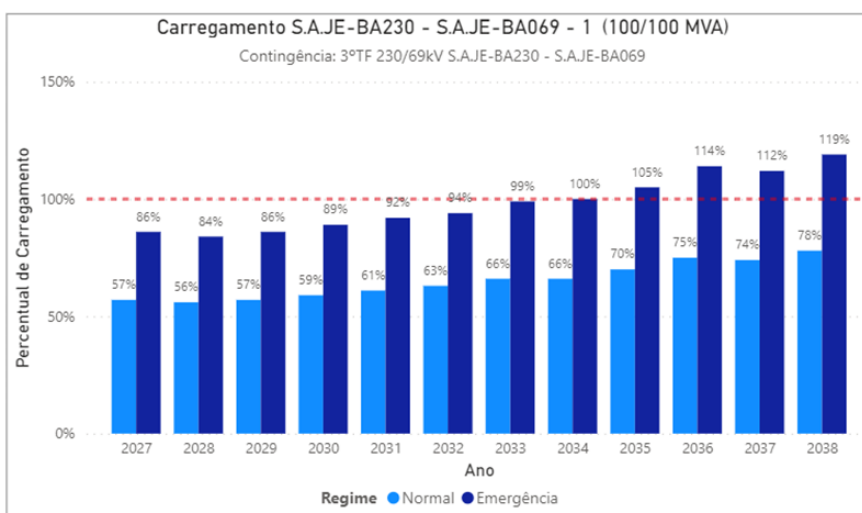


Figura 5-2 – Contingência do TF 230/69 kV da SE S. A. Jesus – Carga Pesada

A avaliação do controle de tensão no extremo sul da Bahia, apresenta problemas na ausência do CER de Funil, com subtensão e variação de tensão acima de 5% na SE Itabuna III conforme apresenta a Figura 5-3 e Figura 5-4, caracterizando a necessidade de se recomendar uma solução para a desativação desse CER no final de sua vida útil física.

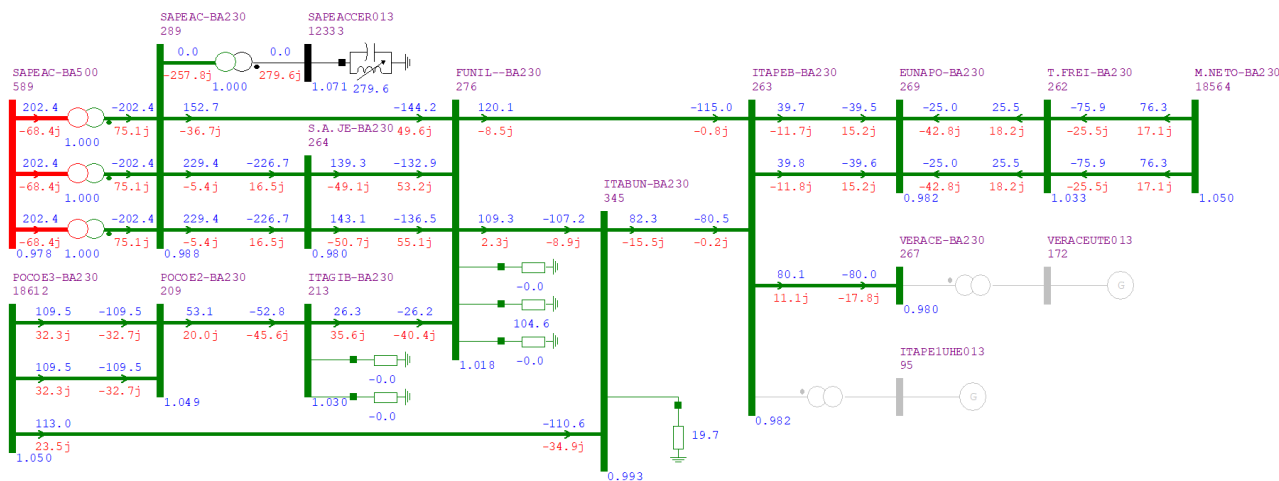


Figura 5-3 – Regime normal de operação – Carga Pesada – Ano 2030 – Cenário 2

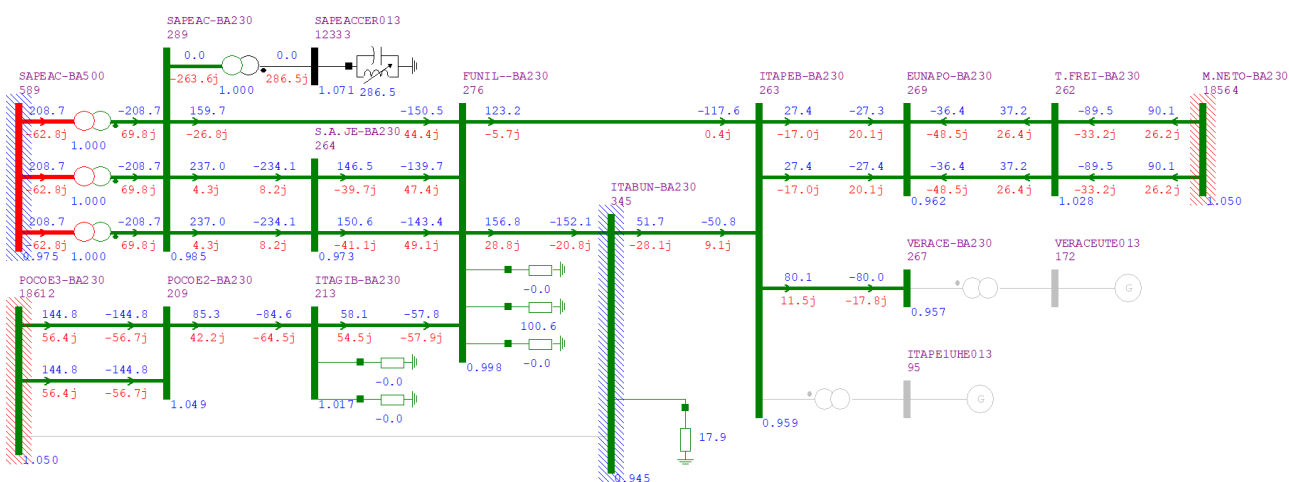


Figura 5-4 – Contingência da LT 230 kV Poções III – Itabuna III – Carga Pesada – Ano 2030 – Cenário 2

Ressalta-se ainda que a região de Itaparica, que é atendida a partir da SE Santo Antônio de Jesus, poderá ser bastante impactada com a construção da ponte Salvador-Itaparica, provocando um crescimento de carga acima da média que não pôde ser mensurado neste estudo. Assim, a alternativa de expansão a ser recomendada deverá ser robusta o suficiente para atender à carga máxima da SE Santo Antônio de Jesus em sua configuração final (4 TF 230/69 kV – 100 MVA).

6. DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS

De forma a solucionar os problemas de sobrecarga verificados na LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus, foram vislumbradas 3 alternativas, conforme descrito nos itens 6.1, 6.2 e 6.3.

6.1. Alternativa 1

A Alternativa 1 propõe a implantação da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C3, cabo 1x636 MCM (Grosbeak), com 33 km de extensão conforme ilustra a Figura 6-1, com capacidades de 319/390 MVA, em regime normal e em emergência, respectivamente.

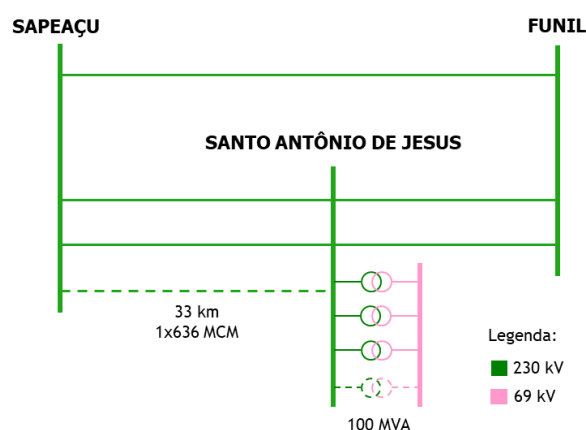


Figura 6-1 – Alternativa 1

6.2. Alternativa 2

A Alternativa 2 é composta pelo recondutoramento da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C1 e C2, utilizando cabo termorresistente 1x788 MCM (ACCC Cordoba), com 33 km de extensão, conforme ilustra a Figura 6-2. A capacidade alcançada por cada circuito passa a ser de 625/705 MVA em regime normal e em emergência, respectivamente. Foram considerados ajustes nas entradas de linha dos dois terminais, devido ao aumento da capacidade da LT, conforme resposta da Eletrobras CHESF incluída no item 14.6.1.

recomendado de forma indicativa, com data de necessidade vinculada ao fim de vida útil do CER 01Q1 -100/+200 Mvar da SE Funil.

Em relação à substituição do equipamento 04T1 sinistrado, verificou-se que não é atrativa a alteração de modulação da transformação 230/69 KV da SE Santo Antônio de Jesus, visto que os transformadores 04T2 e 04T3 existentes ainda possuem vida útil remanescente considerável. Nesse sentido, é mais econômica a substituição do equipamento existente por outro de mesma potência e a ampliação futura da sua capacidade por meio de uma quarta unidade.

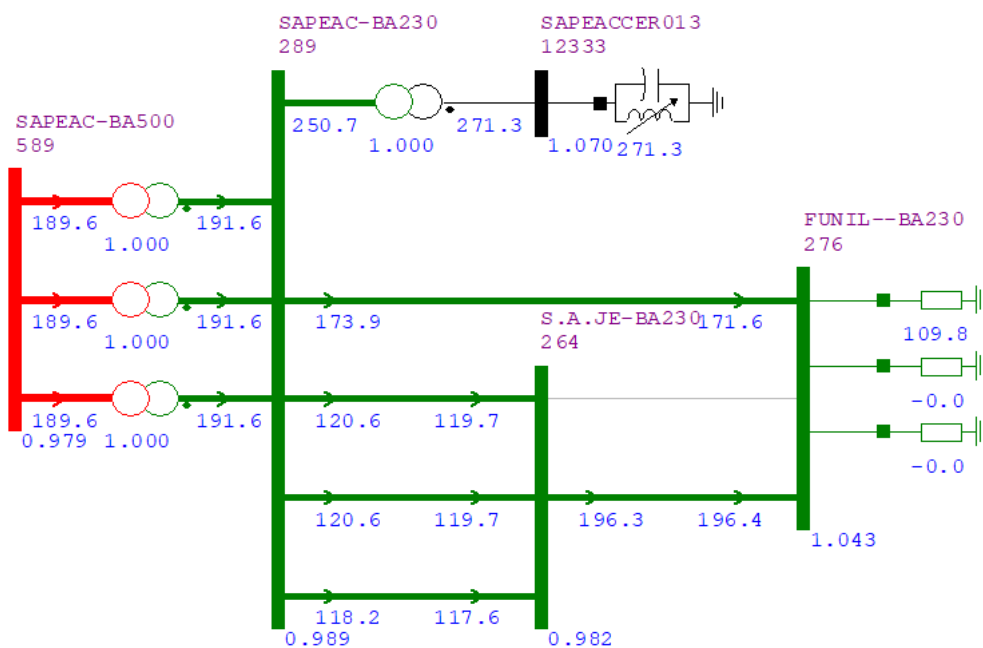


Figura 7-4 – Contingência da LT 230 kV S. A. Jesus – Funil, ano 2039

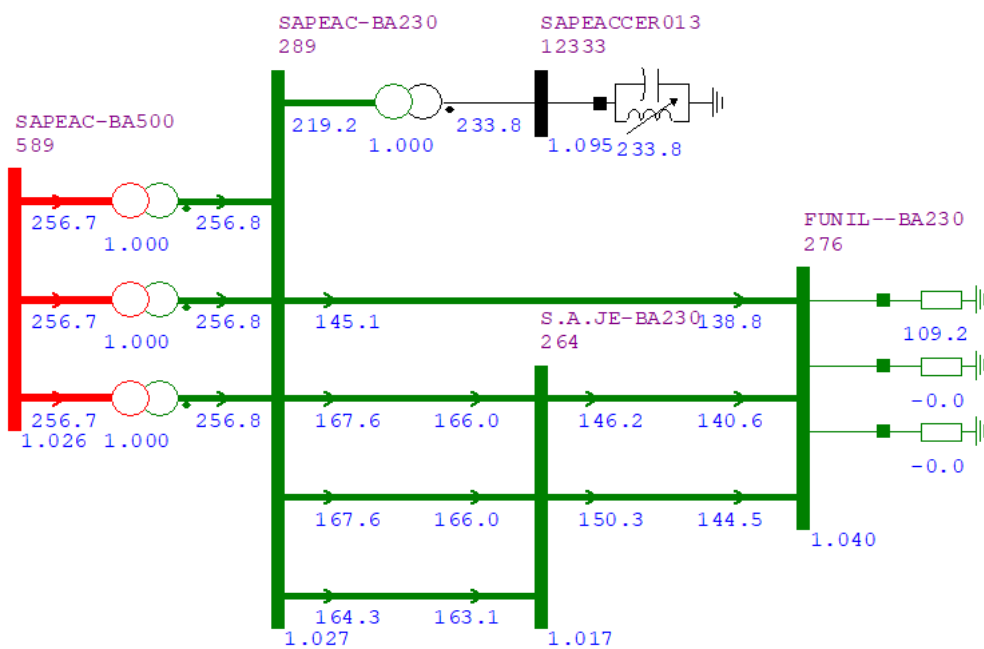


Figura 7-5 – Regime normal de operação, ano 2039

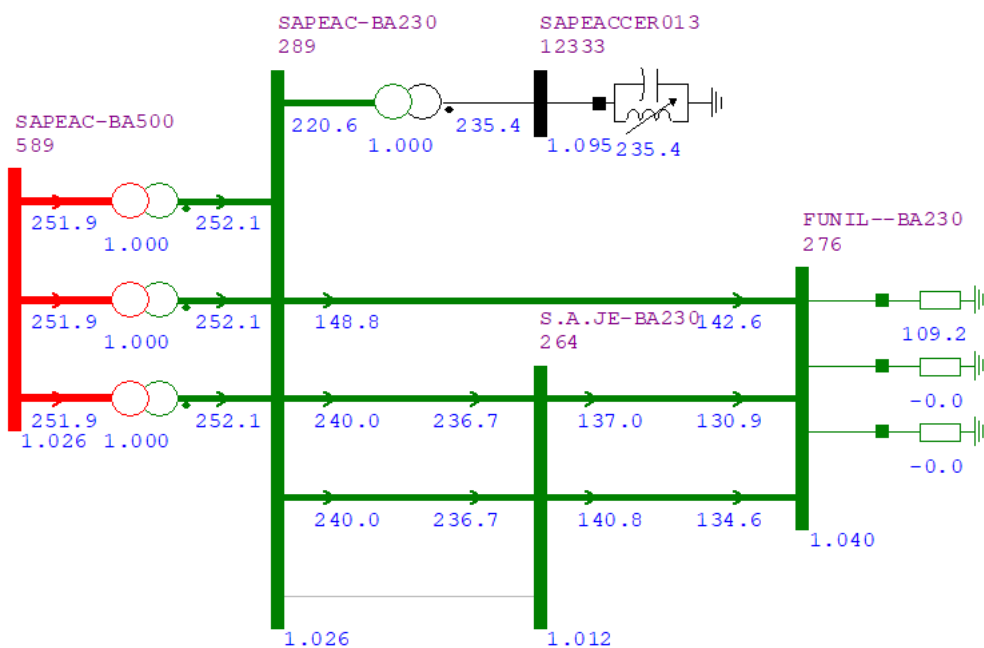


Figura 7-6 – Contingência da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus, ano 2039

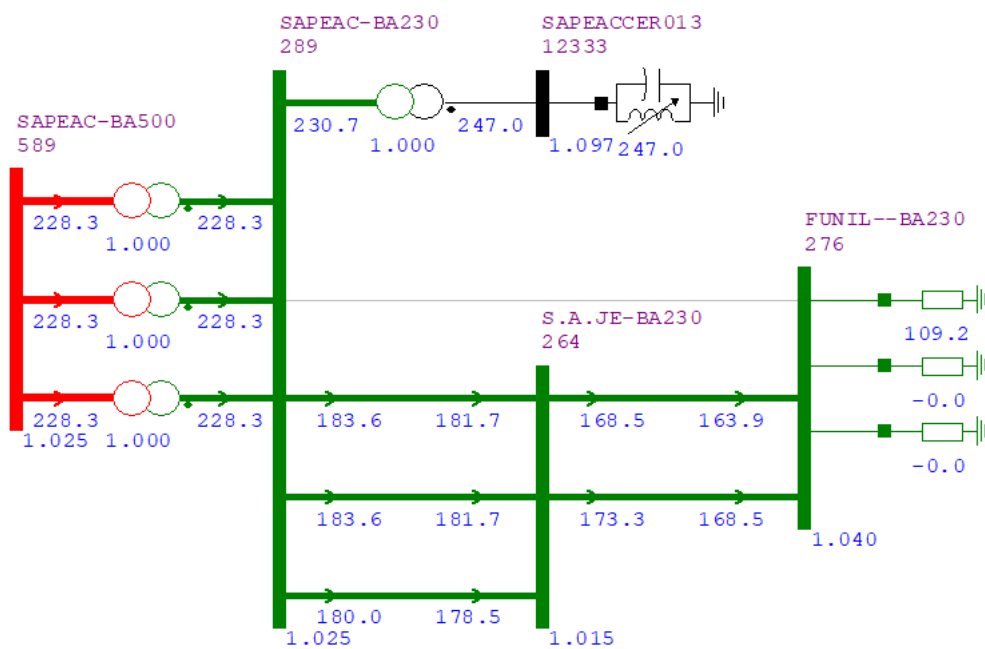
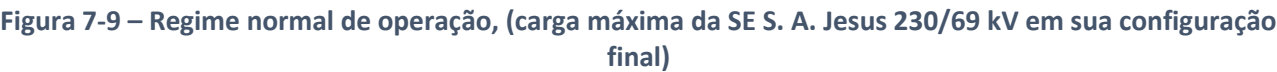


Figura 7-7 – Contingência da LT 230 kV Sapeaçu – Funil, ano 2039



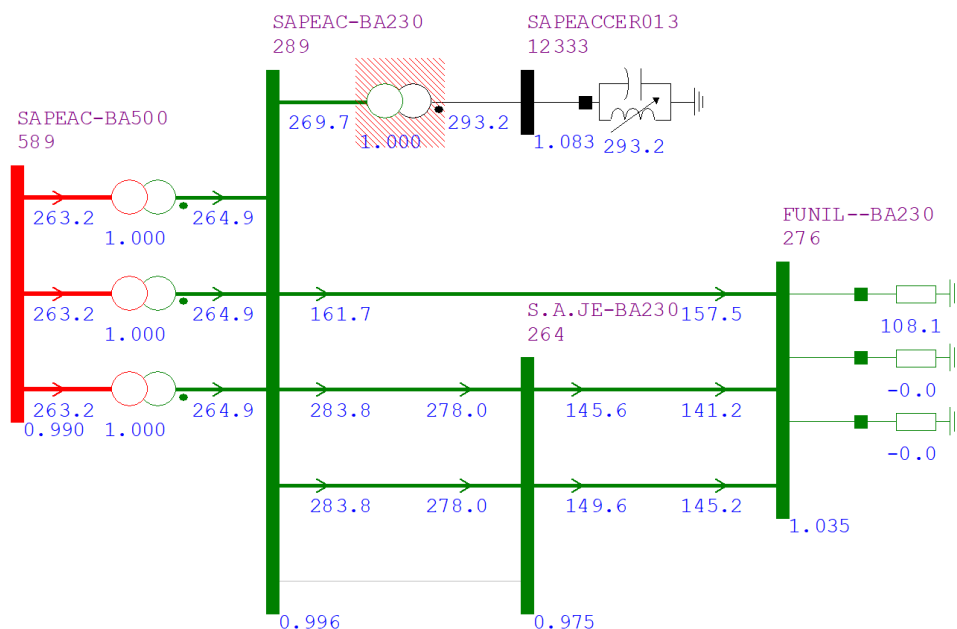


Figura 7-10 – Contingência da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus, (carga máxima da SE S. A. Jesus 230/69 kV em sua configuração final)

7.2. Alternativa 2

Para solucionar os problemas de sobrecarga verificados na região de Santo Antônio de Jesus, apresentados no capítulo 5, a Alternativa 2 recomenda recondutoramento da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C1 e C2, utilizando cabo termorresistente 1x788 MCM (ACCC Cordoba). Da Figura 7-11 à Figura 7-20 são apresentados os resultados das simulações de fluxo de potência, após a implantação do reforço, em regime normal de operação e para as principais contingências.

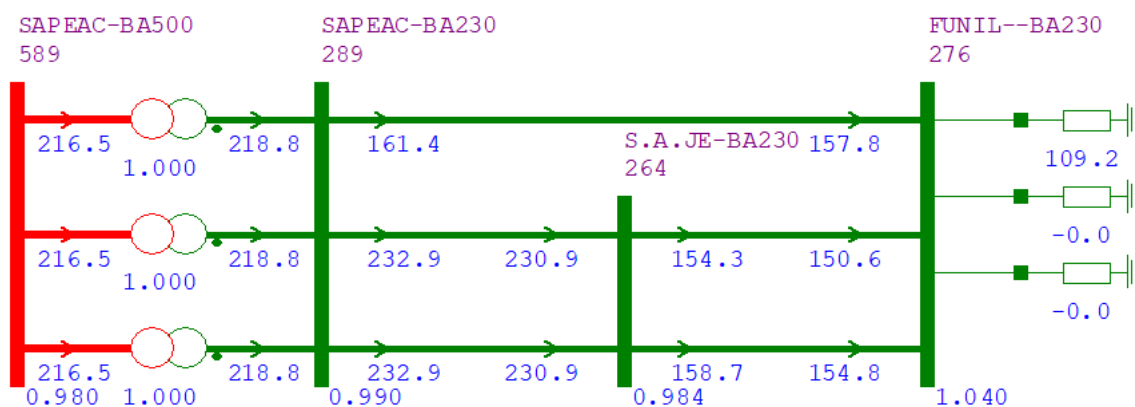


Figura 7-11 – Regime normal de operação, ano 2030

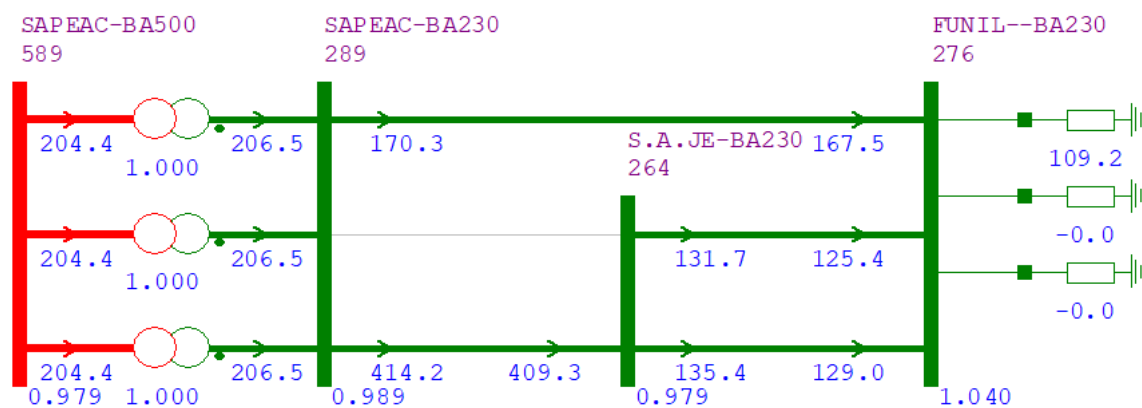


Figura 7-12 – Contingência da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus, ano 2030

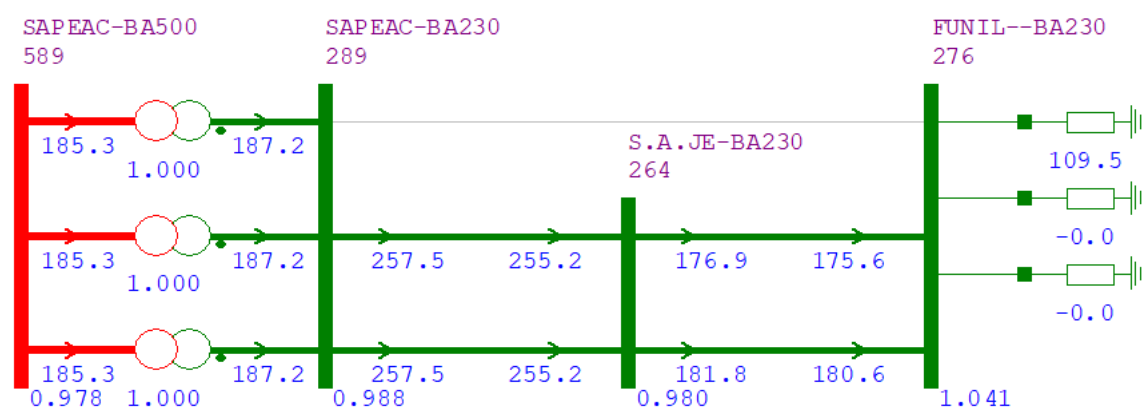


Figura 7-13 – Contingência da LT 230 kV Sapeaçu – Funil, ano 2030

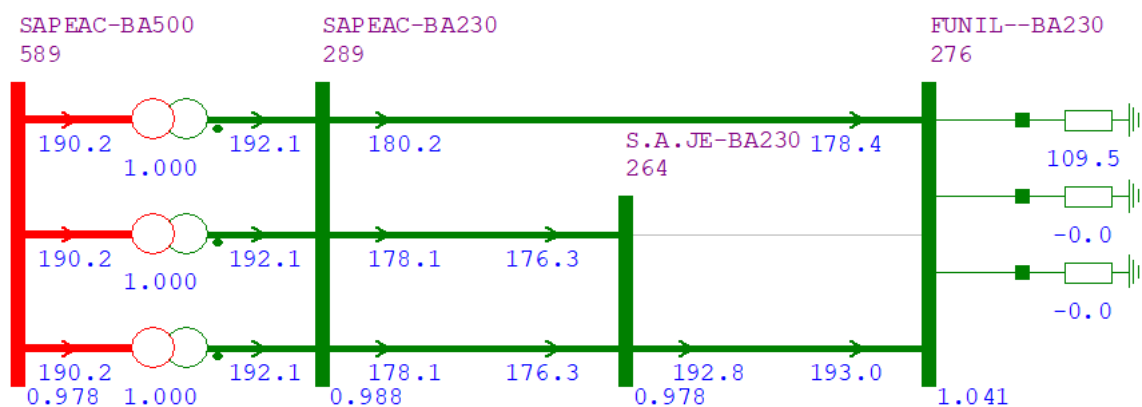


Figura 7-14 – Contingência da LT 230 kV S. A. Jesus – Funil, ano 2030

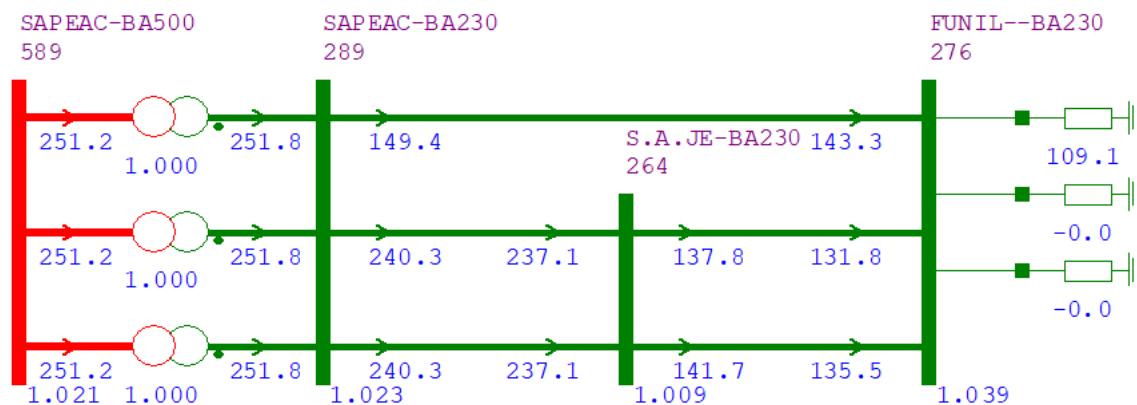


Figura 7-15 – Regime normal de operação, ano 2039

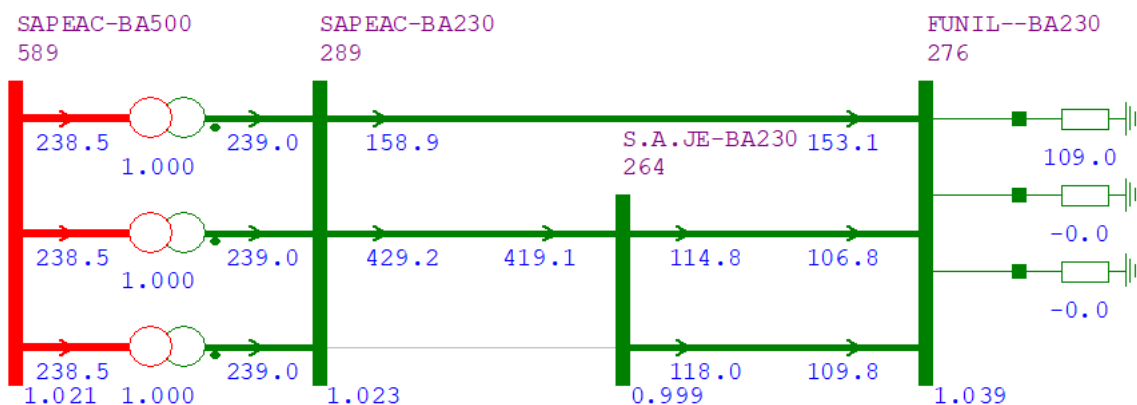


Figura 7-16 – Contingência da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus, ano 2039

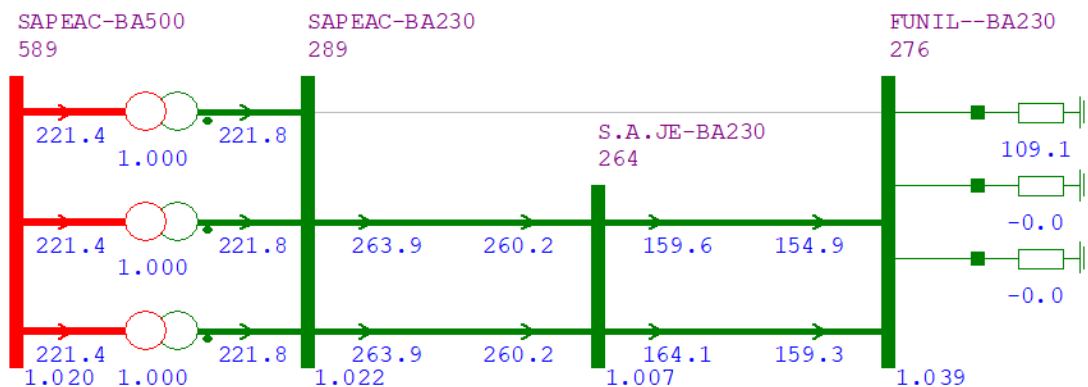


Figura 7-17 – Contingência da LT 230 kV Sapeaçu – Funil, ano 2039

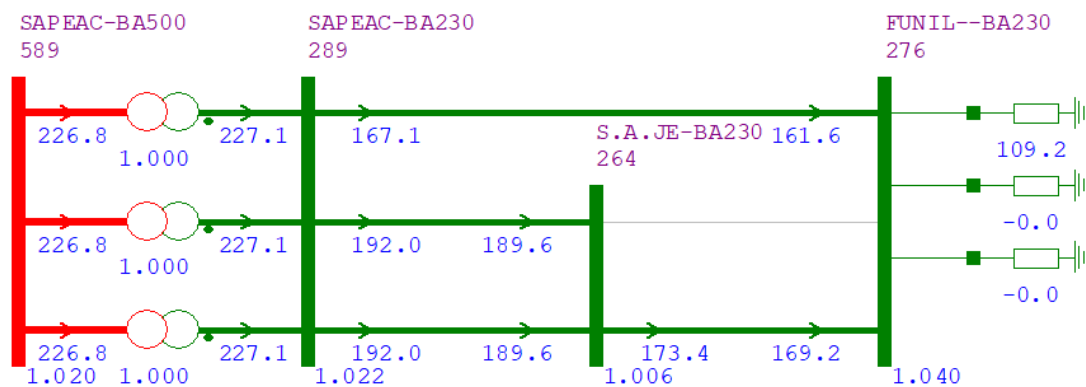


Figura 7-18 – Contingência da LT 230 kV S. A. Jesus – Funil, ano 2039

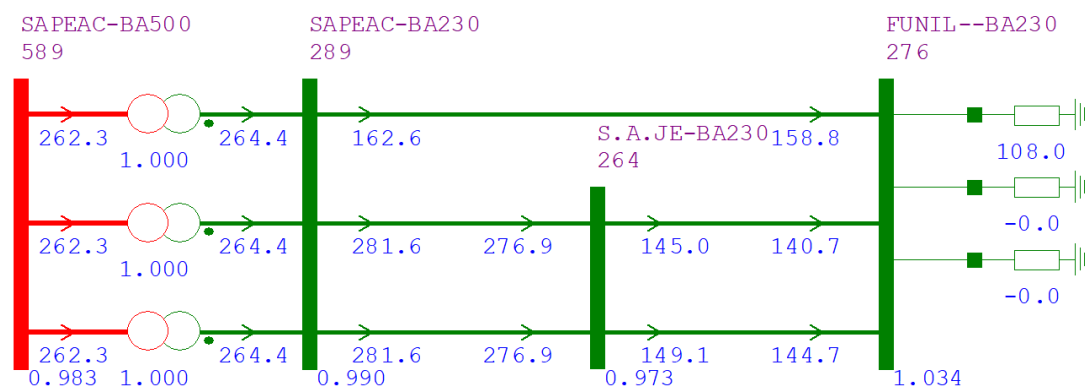


Figura 7-19 – Regime normal de operação, (carga máxima da SE S. A. Jesus 230/69 kV em sua configuração final)

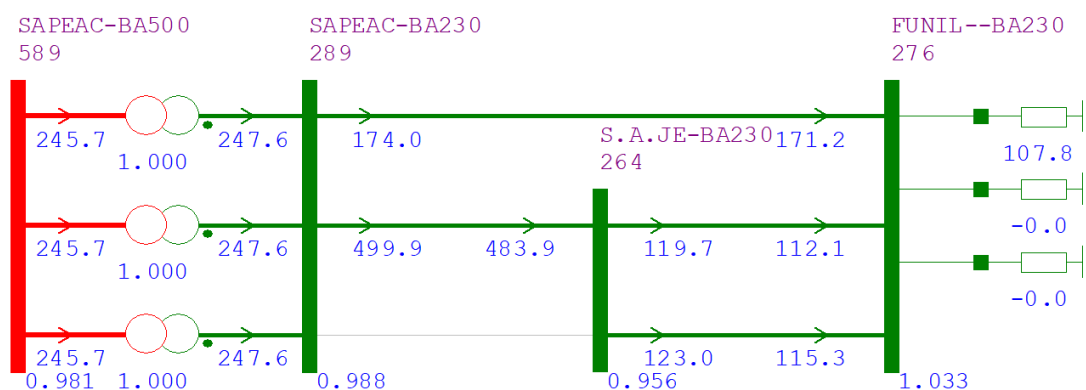


Figura 7-20 – Contingência da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus, (carga máxima da SE S. A. Jesus 230/69 kV em sua configuração final)

7.3. Alternativa 3 (descartada)

Para solucionar os problemas de sobrecarga verificados na região de Santo Antônio de Jesus, apresentados no capítulo 5, a Alternativa 3 recomenda o seccionamento em loop da LT 230 kV Sapeaçu – Funil C1 na SE Santo Antônio de Jesus e recapacitação do trecho entre Sapeaçu e Santo Antônio de Jesus. Da Figura 7-21 à Figura 7-2 são apresentados os resultados das simulações de fluxo de potência, após a implantação do reforço, em regime normal de operação e para as principais contingências. Entretanto, essa alternativa não atendeu à capacidade de transmissão necessária no eixo Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus, apresentando sobrecarga em regime normal de operação e durante contingências, em todo o horizonte de planejamento, considerando os cenários de geração e carga desse estudo.

Nesse sentido, para torná-la viável seria necessário ou o recondutoramento da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C1/C2 ou a implantação de novo circuito nesse eixo, o que tornaria a alternativa semelhante às alternativas 1 e 2 anteriormente descritas. Por essa razão, essa alternativa **foi descartada**,

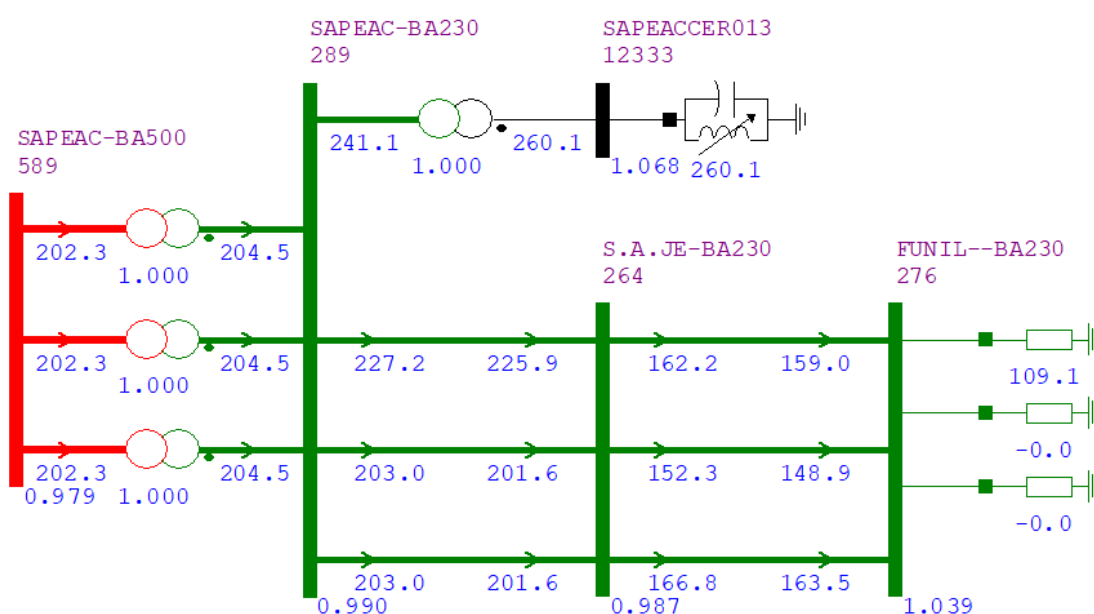


Figura 7-21 – Regime normal de operação, ano 2030

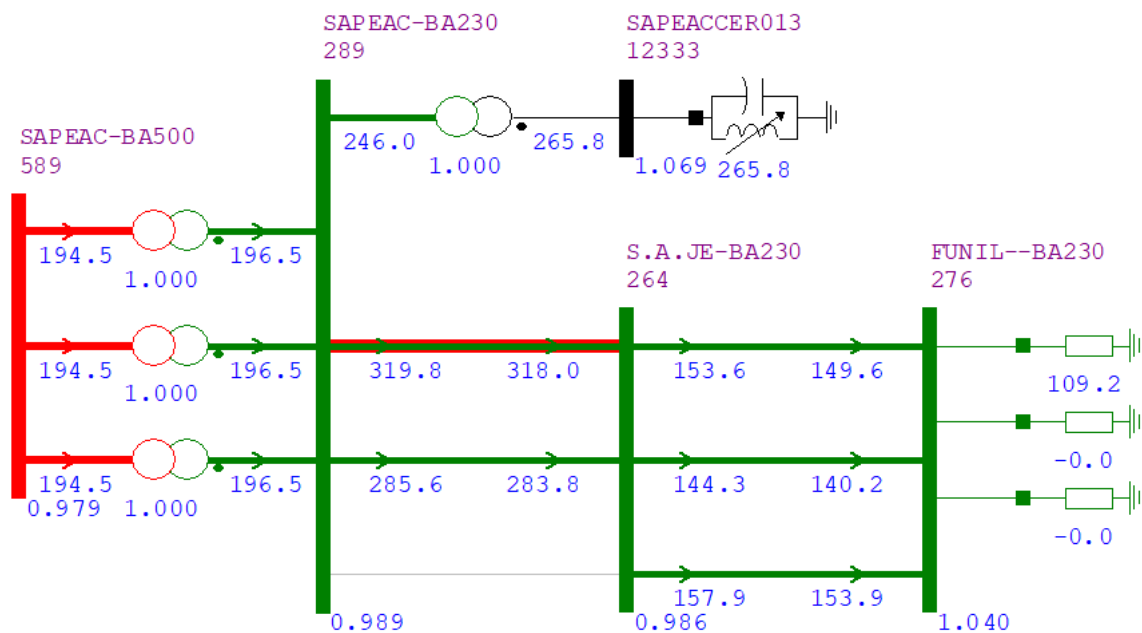


Figura 7-22 – Contingência da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus, ano 2030

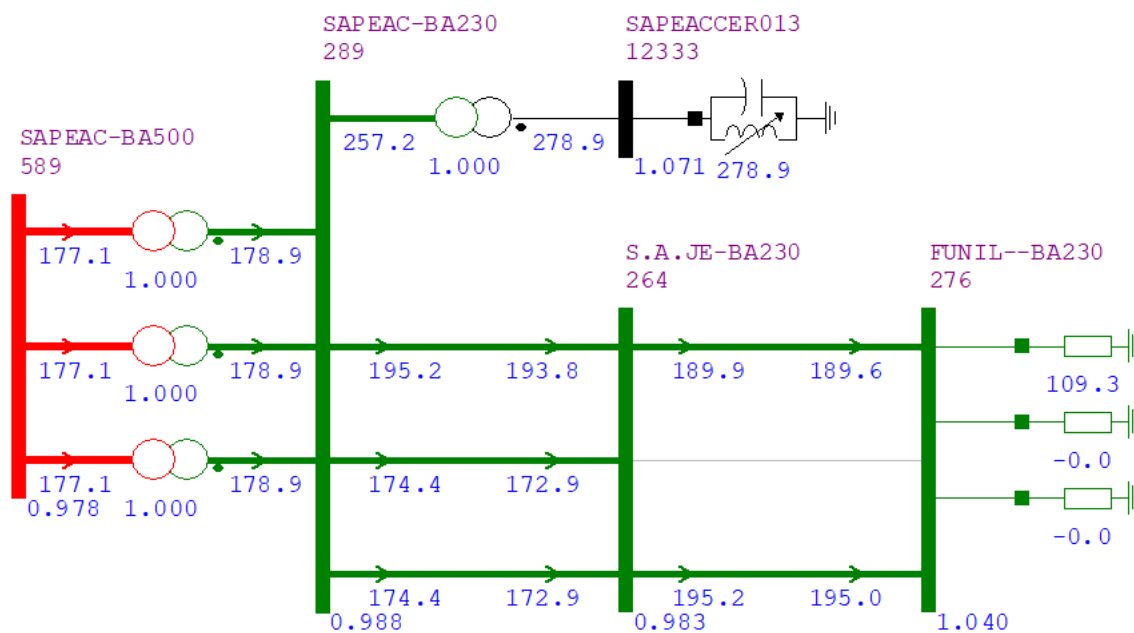


Figura 7-23 – Contingência da LT 230 kV Sapeaçu – Funil, ano 2030

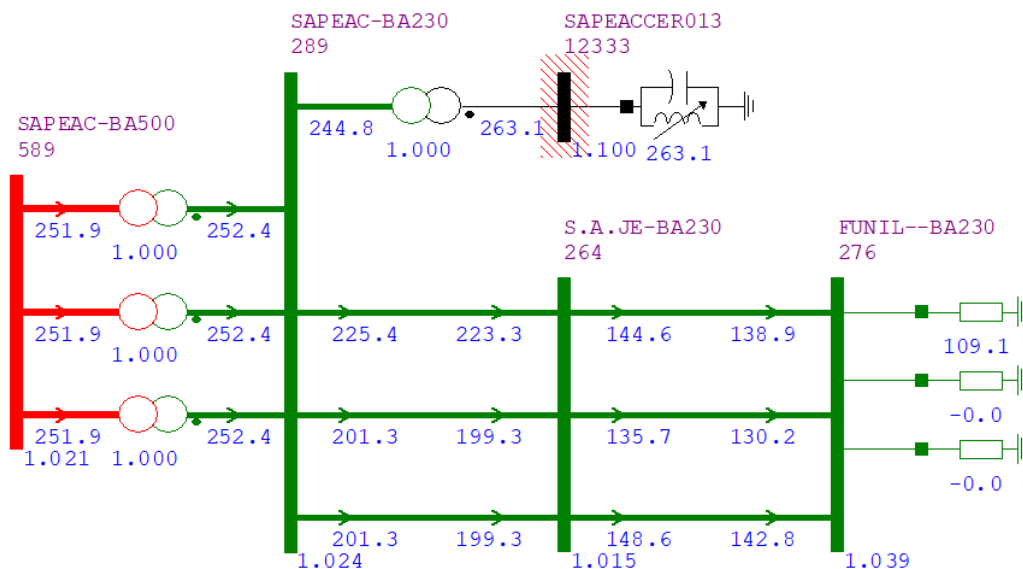


Figura 7-24 – Regime normal de operação, ano 2039

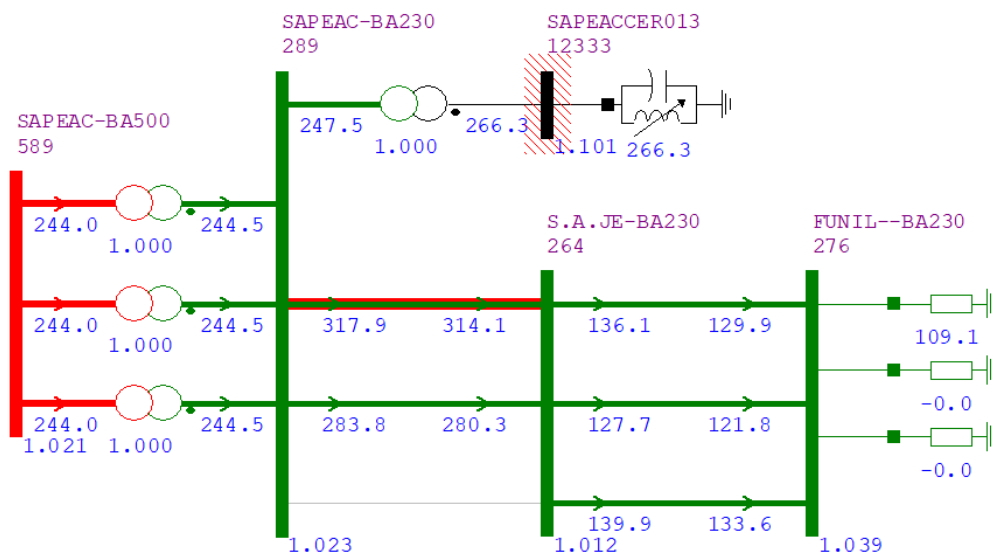


Figura 7-25 – Contingência da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus, ano 2039

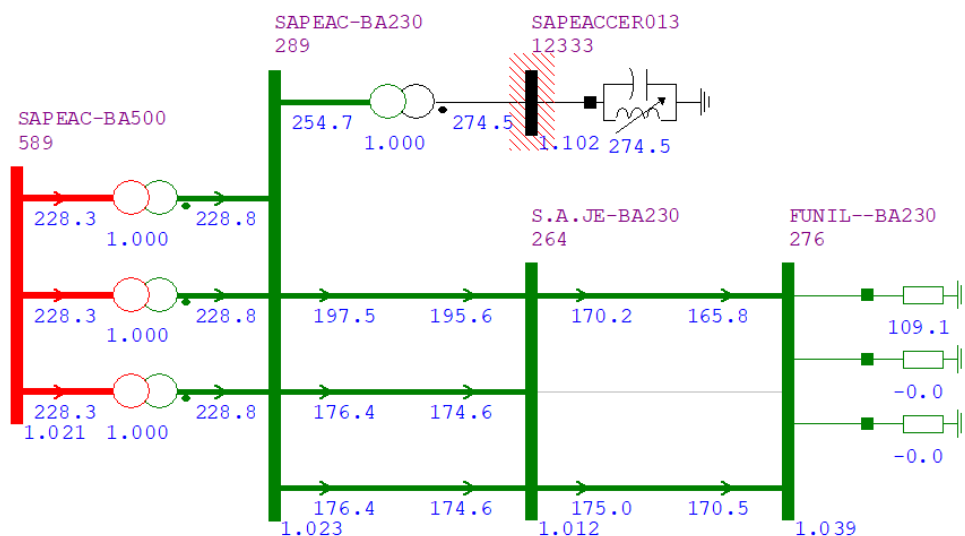


Figura 7-26 – Contingência da LT 230 kV Sapeaçu – Funil, ano 2039

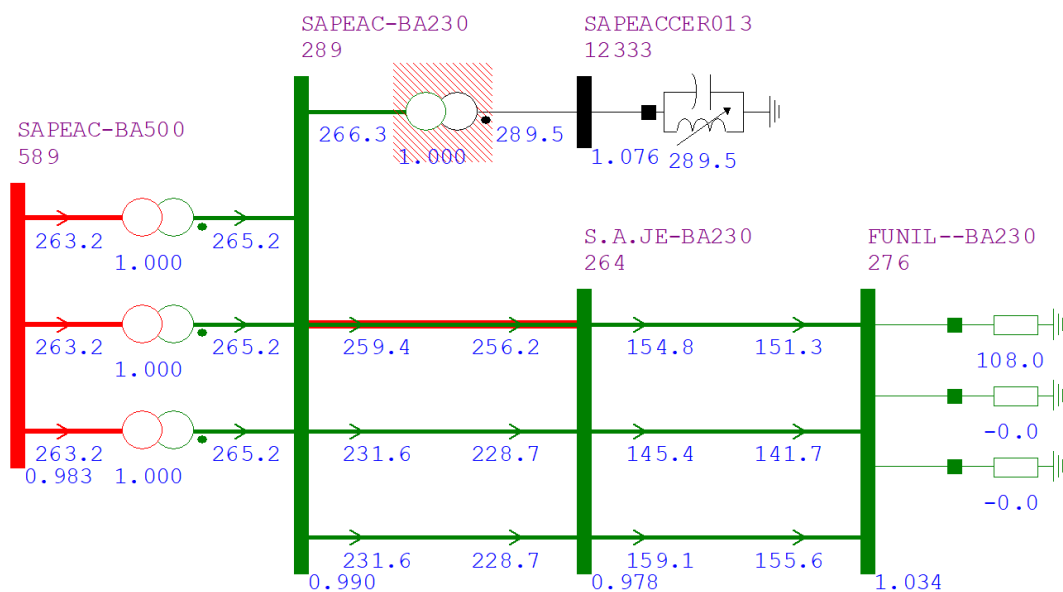


Figura 7-27 – Regime Normal de Operação, (carga máxima da SE S. A. Jesus 230/69 kV em sua configuração final)

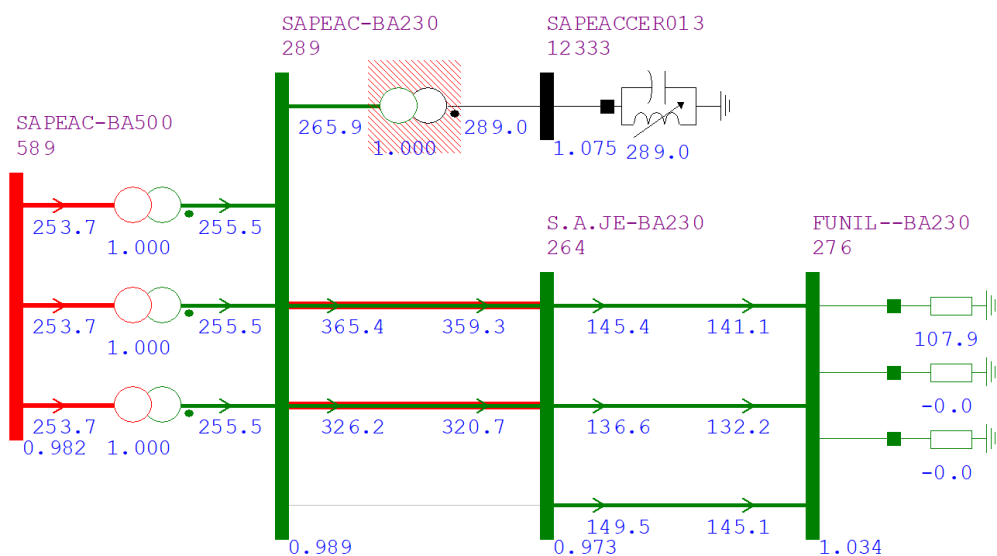


Figura 7-28 – Contingência da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus, (carga máxima da SE S. A. Jesus 230/69 kV em sua configuração final)

7.4. Controle de Tensão no Extremo Sul da Bahia

Para solucionar os problemas de tensão que acontecem na ausência do CER da SE Funil, considerou-se um Dispositivo de Controle Automático Rápido de Reativos – CARR (-100/100) Mvar na SE 230 kV Itabuna III. Este foi o ponto em que se verificou que a presença de compensação reativa variável é mais efetiva devido principalmente a: (i) maior concentração de carga da região, (ii) maior variação da tensão em contingência, (iii) tensão mais baixa em contingência e (iv) maior distância de transformações 500/230 kV em contingência. Da Figura 7-29 à Figura 7-32 são apresentados os resultados das simulações de fluxo de potência, após a implantação do reforço para a principal contingência, considerando a ausência do CER 01Q1 -100/+200 Mvar da SE Funil.

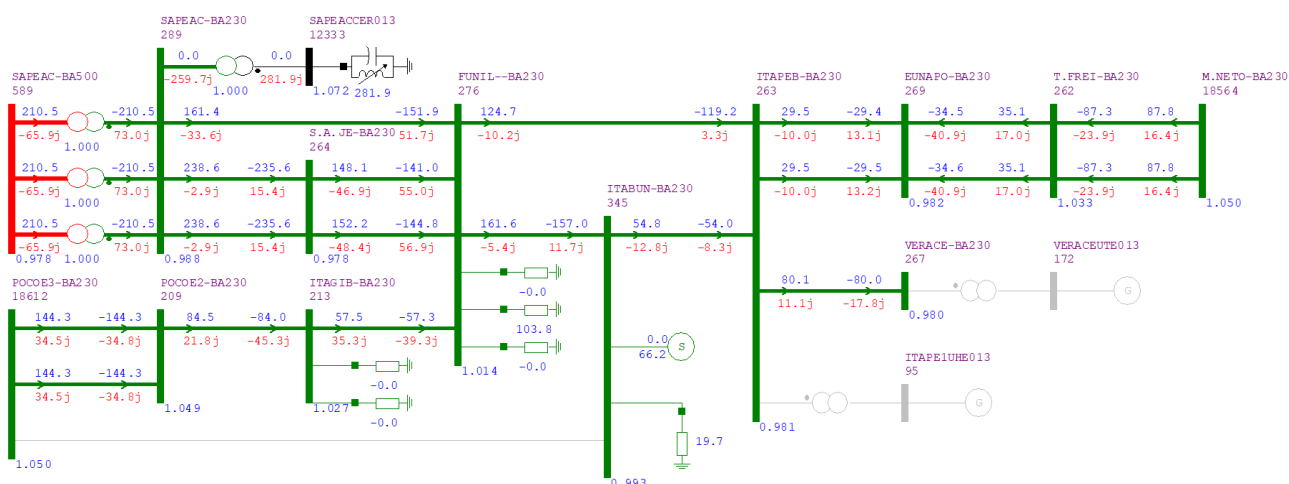


Figura 7-29 – Contingência da LT 230 kV Poções III – Itabuna III – Ano 2030 – Carga Pesada – Cenário 2

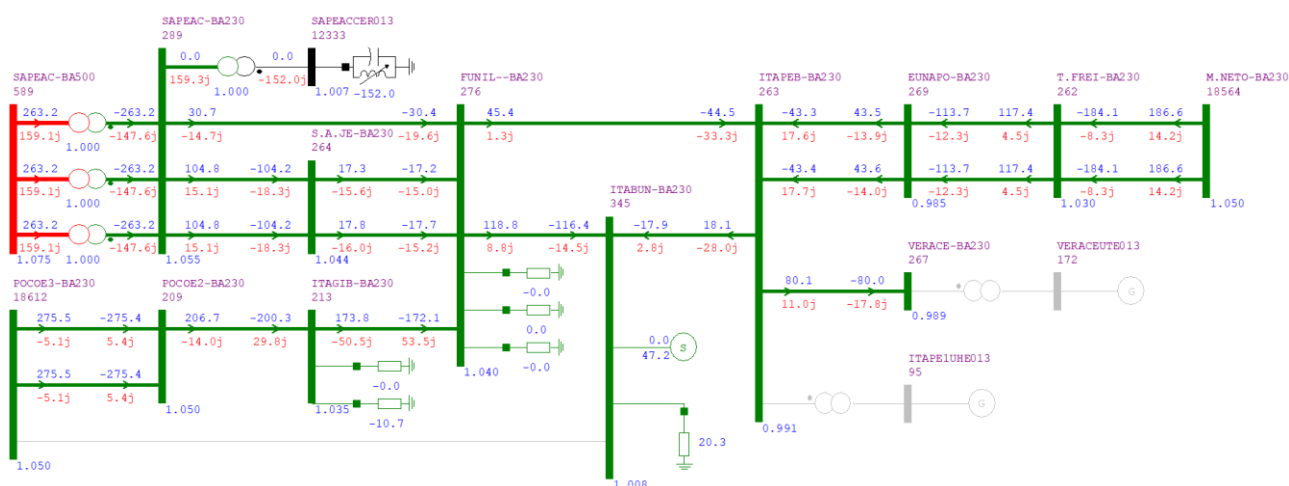


Figura 7-30 – Contingência da LT 230 kV Poções III – Itabuna III – Ano 2030 – Carga Pesada – Cenário 3

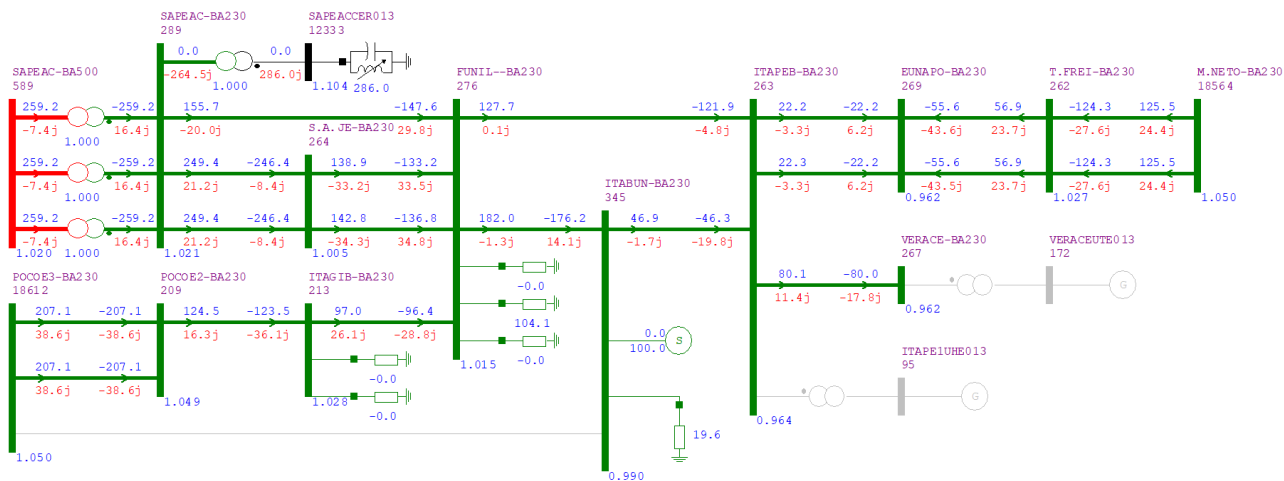


Figura 7-31 – Contingência da LT 230 kV Poções III – Itabuna III – Ano 2039 – Carga Pesada – Cenário 2

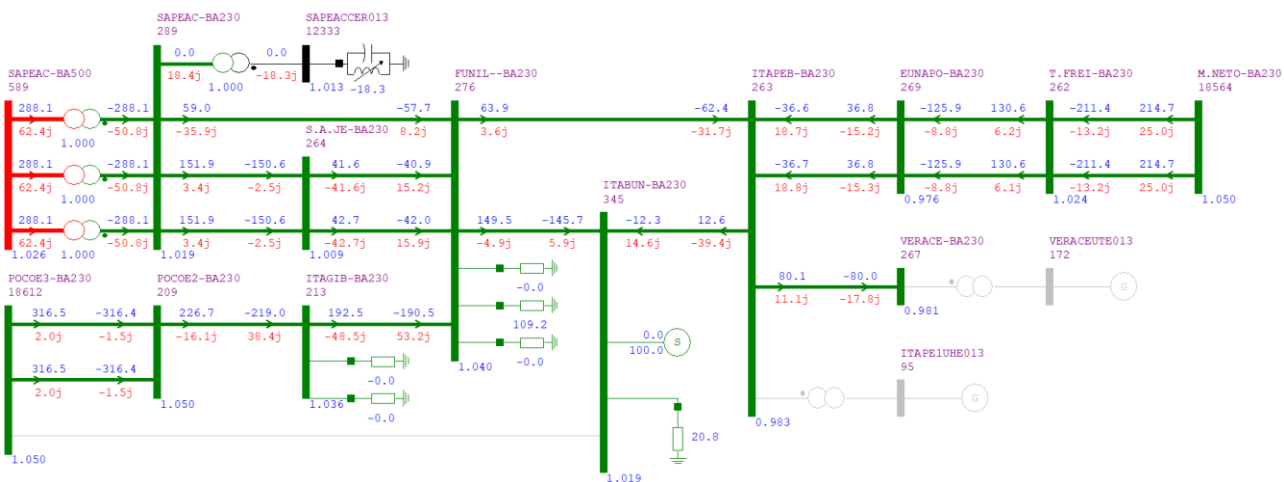


Figura 7-32 – Contingência da LT 230 kV Poções III – Itabuna III – Ano 2039 – Carga Pesada – Cenário 3

8. ANÁLISE ECONÔMICA

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas foi utilizado o documento: “Base de Referência de Preços ANEEL – março de 2024”, Ref.[8] ; e o método dos rendimentos necessários, com o truncamento das séries temporais no ano 2039.

A referência de custo utilizada especificamente para o recondutoramento da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C1 e C2 e obras de ajuste nos equipamentos terminais dos referidos circuitos (Alternativa 2), foi a informada pela Eletrobras CHESF no item 14.6.1.

Para valoração das perdas elétricas, utilizou-se custo de 218,31 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. O detalhamento das perdas elétricas em cada um dos cenários e patamares é apresentado no Anexo 14.5.

A Tabela 8-1 apresenta a comparação econômica das alternativas levando-se em consideração custos de investimentos e diferencial de perdas.

Tabela 8-1 – Custo de investimento e diferencial de perdas (R\$ x 1000)

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1	38.228	0	38.228	100%	1º
Alternativa 2	33.372	5.551	38.923	102%	2º

O resultado da comparação econômica, sob o ponto de vista de mínimo custo global, apresenta as alternativas 2 e 3 empatadas tecnicamente, com diferença menor que 5%.

Considerando que a Alternativa 2 apresenta (i) prazos reduzidos de implantação (13 meses segundo a Eletrobras CHESF, ver no item 14.6.1), (ii) impacto ambiental reduzido, já que não é necessária a implantação de uma nova linha transmissão paralela, (iii) economia de bays nas subestações terminais Sapeaçu e Santo Antônio de Jesus, possibilitando futuras expansões nessas SEs, (iv) maior capacidade de transmissão no eixo Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus e (v) menor investimento; sob o ponto de vista técnico e econômico, recomenda-se a implantação da **Alternativa 2**.

Os planos de obras referentes a cada alternativa são apresentados no item 14.4

9. ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

A seguir estão resumidos os resultados das simulações de energização e rejeição das novas linhas de transmissão indicadas neste relatório, referentes à Alternativas 3 (recomendada).

Nas simulações de energização, utilizou-se o cenário 4 e patamar de Carga Leve. Esse cenário possui os menores carregamentos nas linhas de transmissão da região, configurando-se como o mais crítico para controle de tensão e para energização.

A análise de rejeição de carga tem o objetivo de verificar os reflexos da abertura intempestiva das linhas de transmissão previstas.

Dessa forma, estas análises buscam verificar a existência de sobretensões acima da suportabilidade dos equipamentos associados quando de aberturas intempestivas em um dos terminais das linhas de transmissão devido a uma atuação da proteção ou falha humana.

Foi realizada a análise de rejeição no cenário 2 e patamar de Carga Pesada. Essa é a situação na qual o carregamento nas linhas de transmissão é mais elevado e os reatores estão desligados, configurando-se condição mais adversa sob o ponto de vista de sobretensão.

As simulações de energização da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C1 e C2 se fazem necessárias em virtude da alteração do cabo condutor. É importante mencionar que, atualmente, nenhum dos dois circuitos possuem compensação reativa em derivação.

9.1. Energização da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C1 e C2

Na simulação de energização, sem a presença de reatores de linha, considerou-se a tensão inicial de 1,045 pu na SE Sapeaçu e 1,046 pu na SE Santo Antônio de Jesus, conforme apresenta a Figura 9-1.

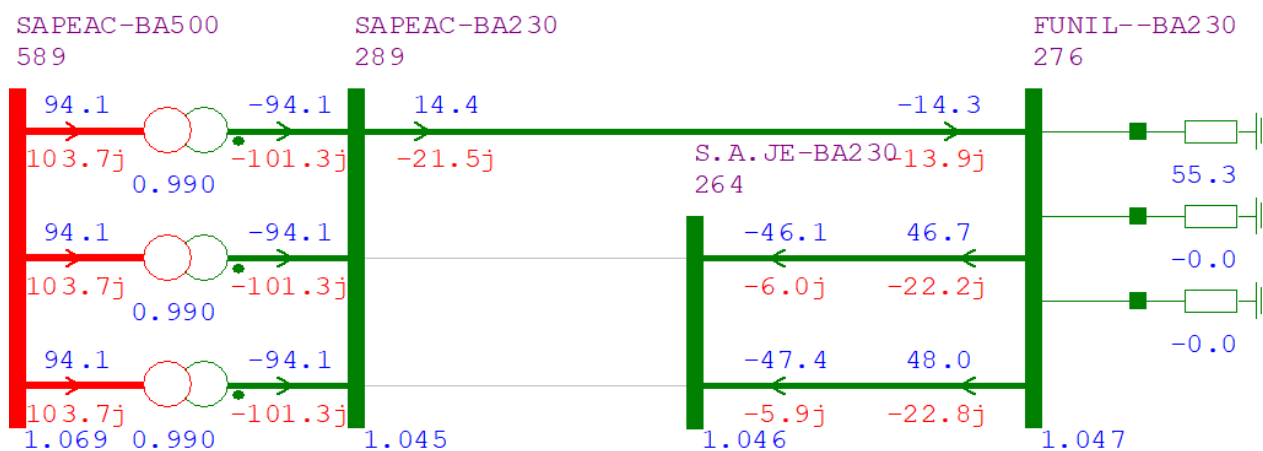


Figura 9-1 – Sistema Pré-Energização da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C1

Energizando-se a LT 230 kV no sentido Sapeaçu → Santo Antônio de Jesus, obteve-se 1,045 na SE Sapeaçu e 1,046 pu no terminal aberto na SE Santo Antônio de Jesus. Energizando-se a LT 230 kV no sentido Santo Antônio de Jesus → Sapeaçu, obteve-se 1,049 na SE Santo Antônio de Jesus e 1,050 pu no terminal aberto na SE Sapeaçu. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-2 e Figura 9-3.

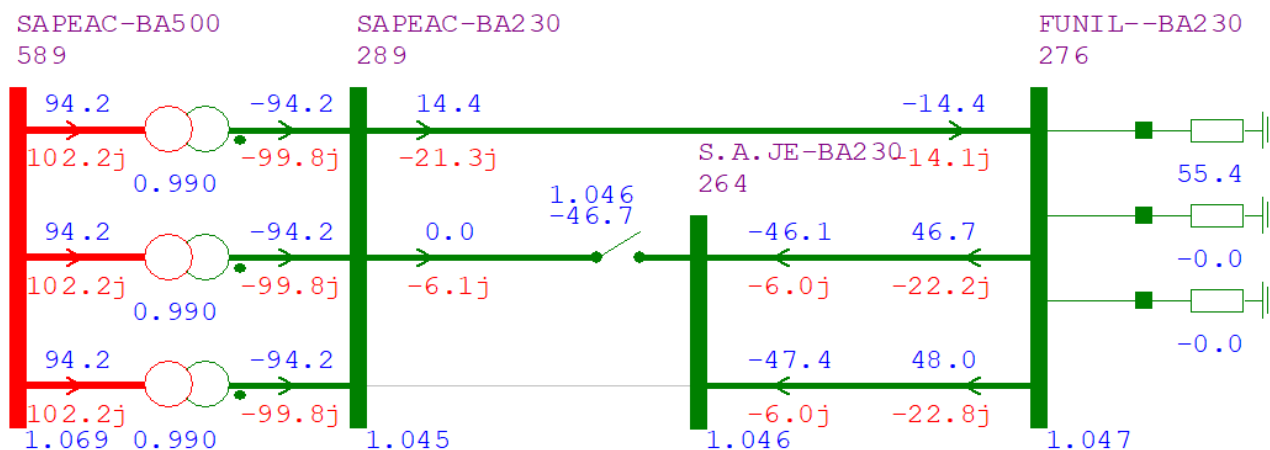


Figura 9-2 – Energização da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C1 a partir da SE Sapeaçu

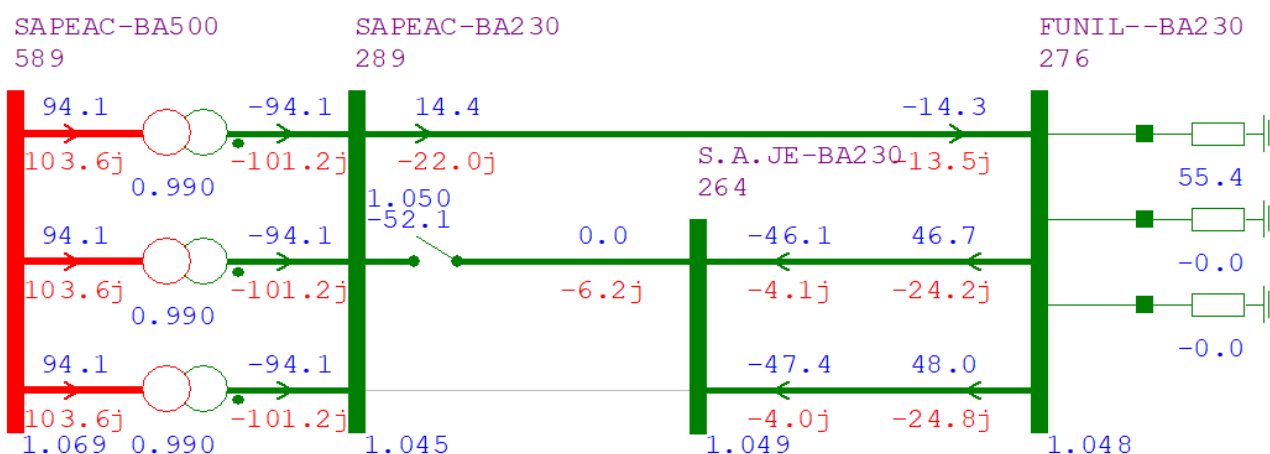


Figura 9-3 – Energização da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C1 a partir da SE Santo Antônio de Jesus

9.2. Rejeição da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C1 e C2

Na simulação de rejeição, sem a presença de reatores de linha, considerou-se a tensão inicial de 1,037 pu na SE Sapeaçu e 1,028 pu na SE Santo Antônio de Jesus, conforme apresenta a Figura 9-4.

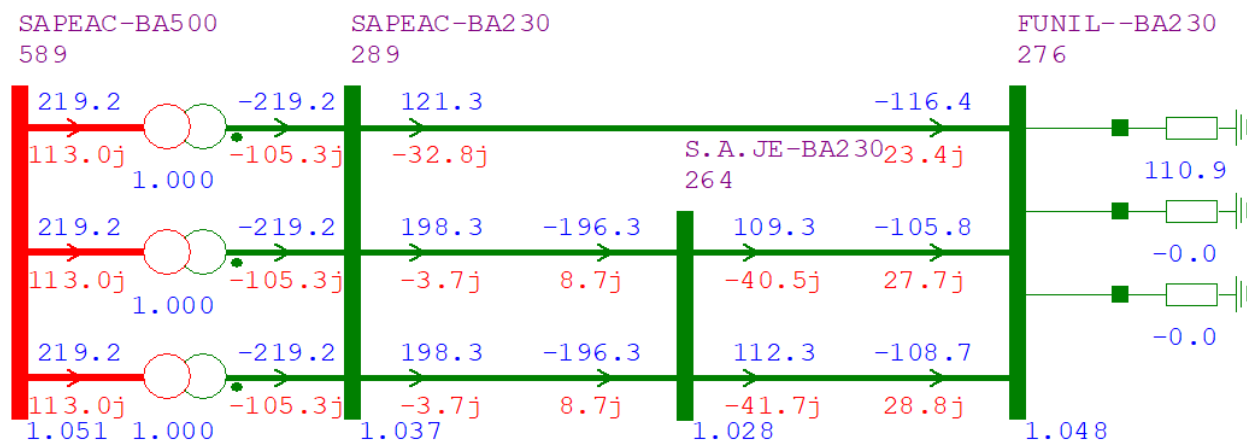


Figura 9-4 – Sistema Pré-Rejeição da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C1

A abertura intempestiva da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C1 resulta em 1,036 pu na SE Sapeaçu e 1,037 pu no terminal aberto em Santo Antônio de Jesus, conforme apresenta a Figura 9-5.

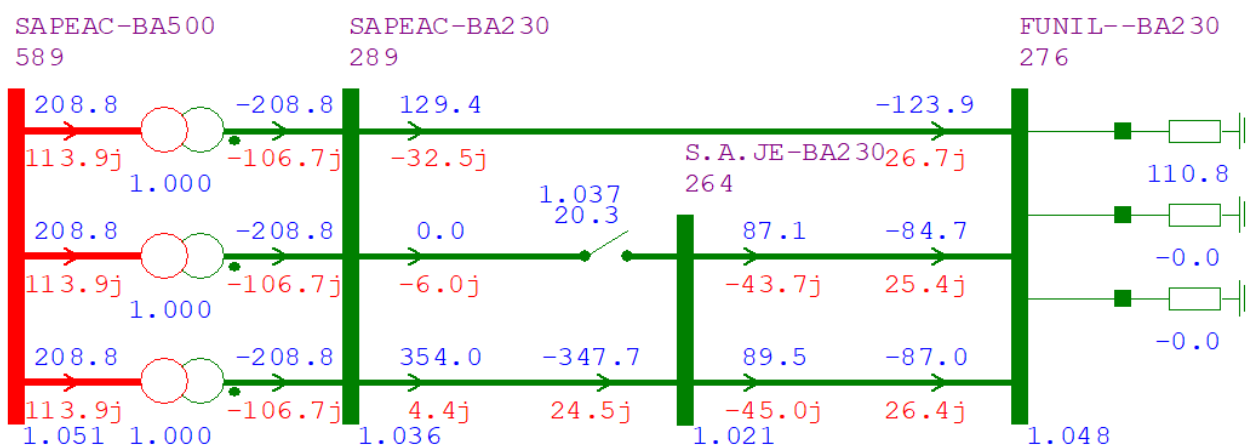


Figura 9-5 – Rejeição da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C1 (terminal Santo Antônio de Jesus)

A abertura intempestiva da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C1 resulta em 1,022 pu na SE Santo Antônio de Jesus e 1,023 pu no terminal aberto em Sapeaçu, conforme apresenta a Figura 9-6.

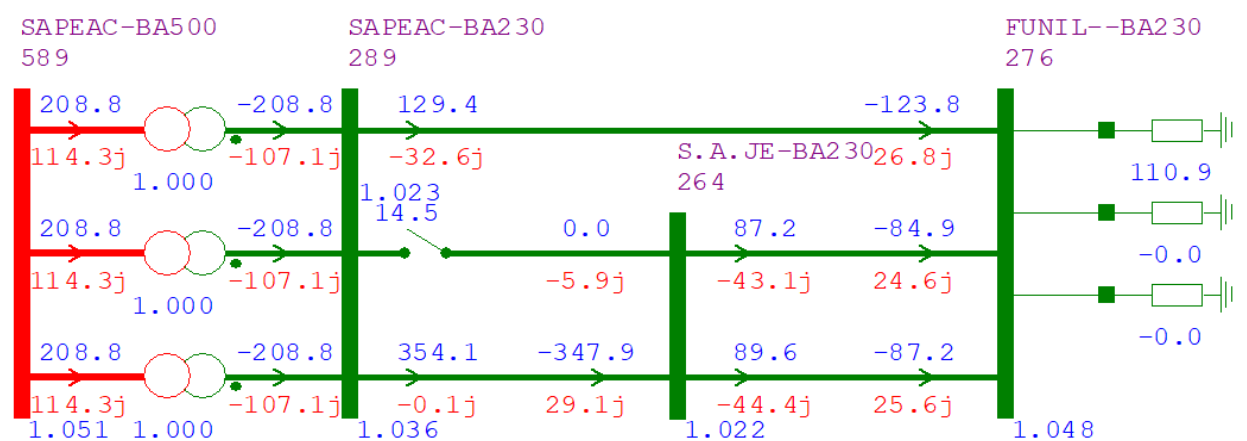


Figura 9-6 – Rejeição da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C1 (terminal Sapeaçu)

9.3. Conclusões das análises de energização e rejeição

Após simulações de energização e rejeição das LTs, verificou-se que não será necessária a aplicação de compensação *shunt* na LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C1 e C2.

10. CURTO-CIRCUITO

O cálculo dos níveis de curto-circuito foi efetuado considerando a implantação das obras referentes à Alternativa 2, com base no sistema em regime subtransitário, com todas as máquinas sincronizadas, utilizando a base de dados referente ao PDE 2032.

O impacto nos níveis de curto-circuito das principais subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira estão apresentados na Tabela 10-1 e Tabela 10-2.

Tabela 10-1 – Correntes de Curto-Circuito Máximas

Subestação	Ano 2030 (sem reforços)				Ano 2030				Ano 2039			
	3Φ [kA]	X/R	1Φ [kA]	X/R	3Φ [kA]	X/R	1Φ [kA]	X/R	3Φ [kA]	X/R	1Φ [kA]	X/R
Sapeçu 230 kV	29,91	13,50	25,92	9,71	32,29	14,81	32,89	10,01	32,42	14,95	33,15	9,94
S. A. Jesus 230 kV	14,29	6,64	13,88	6,81	14,08	7,39	13,64	7,09	14,06	7,41	14,37	7,49
S. A. Jesus 69 kV	15,56	16,47	22,60	16,77	15,57	19,60	22,90	19,92	18,58	16,98	27,21	17,32

Tabela 10-2 – Correntes de Curto-Circuito Mínimas

Subestação	Ano 2030 (sem reforços)				Ano 2030				Ano 2039			
	3Φ [kA]	X/R	1Φ [kA]	X/R	3Φ [kA]	X/R	1Φ [kA]	X/R	3Φ [kA]	X/R	1Φ [kA]	X/R
Sapeçu 230 kV	16,94	17,86	16,66	12,41	18,77	19,04	21,25	12,81	18,89	18,96	21,47	12,64
S. A. Jesus 230 kV	9,41	8,05	9,73	8,11	9,86	8,92	10,18	8,34	9,90	8,90	10,70	8,80
S. A. Jesus 69 kV	12,01	21,16	17,71	21,54	12,22	24,13	18,01	24,57	14,52	20,32	21,31	20,76

Não foram encontrados problemas de superação de equipamentos e nem níveis proibitivos de curto-circuito.

11. ANÁLISE SOCIAMBIENTAL PRELIMINAR

Como a alternativa recomendada contempla apenas recondução de linhas de transmissão existentes, não foi necessária realização de análise socioambiental preliminar.

12. REFERÊNCIAS

- [1]. EPE-DEE-RE-139/2015-rev1 – “Estudo de Atendimento às Cargas da SE Funil e Extremo Sul da Bahia” – EPE – Agosto/2017;
- [2]. EPE-DEE-RE-071/2018-rev0 – “Estudo de Atendimento ao Extremo Sul da Bahia” – EPE – Setembro/2018;
- [3]. EPE-DEE-RE-053/2019-rev0 – “Estudo de Escoamento na Área Sul da Região Nordeste” – EPE – Setembro/2019;
- [4]. EPE-DEE-RE-025/2020-rev0 – “Estudo para Controle de Tensão e Suprimento ao Extremo Sul da Bahia” – EPE – Abril/2020;
- [5]. EPE-DEE-RE-022/2023-rev0 – “Diagnóstico Regional da Rede Elétrica – PDE 2032 – Volume II – GET Nordeste” – EPE – Maio/2023
- [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]. “Base de Referência de Preços ANEEL” – março/2024;
- [9]. Informe Técnico - Atualização dos Parâmetros Econômicos de Referência para os Estudos de Expansão da Transmissão do Ciclo de Planejamento 2024, agosto de 2024;
- [10]. EPE-DEE-RE-042/2024-rev0 – “Estudo de Atendimento às Regiões Sul e Centro-Sul da Bahia – Parte I”, EPE – julho/2024.

13. 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

Agradecemos a colaboração dos seguintes técnicos para este estudo:

Maura Michaela Dellabianca Araujo – Eletrobras CHESF

Murilo Pereira Matias – Eletrobras CHESF

Davi Ribeiro Barretto – Neoenergia Coelba

Fernando Henriques Menezes de Sá – Neoenergia Coelba

Marcelo Rebouças Soares da Cunha – Neoenergia Coelba

Marcus Vinicius Coutinho Massena – Neoenergia Coelba

14. ANEXOS

14.1. Parâmetros das Linhas de Transmissão

Tabela 14-1 – Características Elétricas das Linhas de Transmissão – Alternativa Vencedora

Linha de transmissão	Tensão (kV)	Extensão (km)	Condutor		
			Número por fase	Nome	Bitola (MCM)
LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C1 (CD) - recondutoramento	230	33	1	ACCC Cordoba (termorresistente)	1x788
LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C2 (CD) - recondutoramento	230	33	1	ACCC Cordoba (termorresistente)	1x788

Tabela 14-2 - Parâmetros Elétricos das Linhas de Transmissão – Alternativa Vencedora

Linha de transmissão	km	Parâmetros elétricos											
		Longitudinais e transversais por unidade de comprimento						Longitudinais e transversais equivalentes					
		Sequência positiva			Sequência zero			Sequência positiva			Sequência zero		
		R1 (Ω/km)	X1 (Ω/km)	C1 (μS/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)	C0 (μS/km)	R1 (%)	X1 (%)	B1 (Mvar)	R0 (%)	X0 (%)	B0 (Mvar)
LT 230 kV Sapeaçu – S. A. Jesus C1 ⁽¹⁾	33	0,0804	0,4991	3,3259	0,4443	1,3574	2,2077	0,5012	3,1126	5,8069	2,7686	8,4636	3,8550
LT 230 kV Sapeaçu – S. A. Jesus C2 ⁽¹⁾	33	0,0804	0,4991	3,3259	0,4443	1,3574	2,2077	0,5012	3,1126	5,8069	2,7686	8,4636	3,8550

(1) –Parâmetros calculados a 50° para cabo termorresistente

⇒ Capacidade de Corrente:

Tabela 14-3 – Carregamento Máximo das Linhas de Transmissão – Alternativa Vencedora

Linha de transmissão	Condutor (MCM)	Nível de Tensão (kV)	Máximo carregamento verificado em condição normal (A)	Contingência mais crítica	Máximo carregamento verificado em emergência (A)	Capacidade da LT em regime normal de operação/emergência (A)
LT 230 kV Sapeaçu – S. A. Jesus C1	1x788	230	452,8	LT 230 kV Sapeaçu – S. A. Jesus C2	1.051	1.569/1.771

14.2. Parâmetros dos Equipamentos

Tabela 14-4 - Parâmetros dos Transformadores Novos

Subestação	Transformação	Unidade	Capacidade [MVA]	X (%) na base de 100 MVA	Ligação	Δ TAP
Santo Antônio de Jesus	230-69 kV	TR4	100/120	13	Y - Y	1,1/0,9

(1) –Parâmetro necessário para casamento de impedância com os transformadores 230/138 kV de 55 MVA existentes

14.3. Cenários de Geração

Tabela 14-5 – Cenário 1 – Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores; Carga Média

Região	Usina	Cenário 1 - Norte Úmido / Nordeste Máximo Exportador																	
		Carga Média																	
		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	Carga	-	8.958	-	9.376	-	9.563	-	9.621	-	9.811	-	10.013	-	10.213	-	10.425	-	10.641
	UHE	93%	20.477	95%	20.963	91%	20.441	92%	20.855	94%	21.248	95%	21.534	95%	21.534	95%	21.534	95%	21.534
	PCH	59%	51	60%	53	62%	54	63%	5468%	0,64	56	59%	51	52%	46	55%	48	57%	50
	Eólica	30%	145	30%	145	53%	256	53%	256	54%	261	55%	266	54%	261	57%	276	57%	276
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-
	Biomassa	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35
NE	Térmica	42%	1.532	43%	1.837	41%	1.750	40%	1.838	40%	1.838	40%	1.838	40%	1.838	40%	1.838	40%	1.838
	Carga	-	15.253	-	15.649	-	16.012	-	16.376	-	16.777	-	17.184	-	17.601	-	18.030	-	18.471
	UHE	53%	5.346	52%	5.237	55%	5.597	52%	5.330	55%	5.597	55%	5.571	64%	6.487	61%	6.220	64%	6.482
	PCH	43%	133	44%	137	45%	140	46%	143	0,47	145	49%	151	48%	150	53%	165	54%	168
	Eólica	30%	9.350	30%	9.342	53%	16.452	53%	16.452	54%	16.763	55%	17.073	54%	16.763	57%	17.653	58%	17.963
	Solar	30%	4.722	30%	5.110	75%	10.731	75%	10.731	74%	10.587	74%	10.587	75%	10.731	75%	10.731	77%	11.016
SE/CO	Biomassa	23%	166	24%	170	24%	172	24%	174	24%	175	37%	263	37%	267	37%	270	38%	272
	Térmica	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233
	Carga	-	62.542	-	63.828	-	65.200	-	66.749	-	68.063	-	69.405	-	70.770	-	72.167	-	73.592
	UHE	69%	32.705	71%	33.615	57%	27.240	59%	27.970	63%	30.038	63%	29.981	66%	31.283	69%	33.078	73%	34.936
	PCH	61%	1.704	62%	1.722	62%	1.736	63%	1.748	0,63	1.759	60%	1.665	69%	1.921	70%	1.938	68%	1.882
	Eólica	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14
SUL	Solar	32%	3.938	32%	3.938	32%	3.938	32%	3.938	32%	3.938	32%	3.930	32%	3.930	32%	3.930	32%	3.930
	Biomassa	9%	324	9%	327	10%	330	10%	333	10%	336	15%	526	16%	563	17%	596	18%	629
	Térmica	35%	5.290	33%	5.415	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	40%	6.623	40%	6.624	40%	6.623	40%	6.623
	Carga	-	21.134	-	21.589	-	22.095	-	22.601	-	23.123	-	23.657	-	24.207	-	24.772	-	25.350
	UHE	78%	12.137	83%	12.841	65%	10.058	75%	11.710	71%	11.129	75%	11.803	80%	12.590	82%	12.903	85%	13.376
	PCH	53%	999	55%	1.048	58%	1.091	60%	1.12899%	0,61	1.163	73%	1.389	62%	1.180	69%	1.314	76%	1.446
Balanço Estático	Eólica	30%	1.094	30%	1.094	42%	1.548	42%	1.527	51%	1.844	45%	1.631	45%	1.626	46%	1.673	46%	1.678
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-
	Biomassa	53%	363	53%	363	53%	363	53%	363	53%	363	53%	364	53%	364	53%	364	53%	364
	Térmica	19%	508	9%	225	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508
	Exportação N	0%	12.679	0%	13.020	0%	12.423	0%	12.837	0%	13.021	0%	13.082	0%	12.879	0%	12.683	0%	12.457
	Exportação NE	0%	4.140	0%	3.995	0%	16.008	0%	15.412	0%	15.531	0%	15.501	0%	15.808	0%	15.989	0%	16.072
ELOS CC	N/NE-> SE/CO	0%	16.818	0%	17.015	0%	28.431	0%	28.249	0%	28.552	0%	28.584	0%	28.687	0%	28.672	0%	28.529
	Itaipú	63%	3.940	61%	3.796	57%	3.596	54%	3.384	51%	3.180	47%	2.954	43%	2.718	39%	2.456	35%	2.204
	Usinas do Madeira	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946
	Bipolo Belo Monte	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616
	Bipolo Nordeste B	0%	-	0%	-	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812

Tabela 14-6 – Cenário 2 – Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador; Carga Leve

Cenário 2 - Norte Seco / Nordeste Máximo Exportador																													
Região	Usina	Carga Leve																											
		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037					
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW				
N	Carga	-	6.571	-	6.925	-	7.053	-	7.034	-	7.161	-	7.284	-	7.417	-	7.547	-	7.691	-	7.841	-	7.990	-	8.139				
	UHE	20%	4.453	20%	4.465	20%	4.535	20%	4.467	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585				
	PCH	50%	43	50%	43	50%	43	50%	4336%	0,50	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43				
	Eólica	63%	304	65%	314	70%	338	72%	350	75%	365	78%	379	80%	386	80%	386	80%	387	80%	386	80%	386	80%	386				
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
	Biomassa	55%	164	55%	164	55%	164	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209				
	Térmica	42%	1.533	52%	2.268	52%	2.268	49%	2.268	49%	2.268	49%	2.252	49%	2.252	49%	2.252	49%	2.252	49%	2.252	49%	2.252	49%	2.252				
NE	Carga	-	9.859	-	10.092	-	10.315	-	10.524	-	10.766	-	11.009	-	11.259	-	11.516	-	11.780	-	12.050	-	12.310	-	12.575				
	UHE	26%	2.677	29%	2.994	26%	2.678	29%	2.994	33%	3.369	33%	3.369	41%	4.190	41%	4.190	41%	4.192	41%	4.211	42%	4.229	42%	4.248				
	PCH	20%	62	23%	71	23%	71	23%	71	0,24	73	24%	76	25%	78	26%	82	28%	86	28%	86	29%	90	31%	95				
	Eólica	63%	19.634	65%	20.239	70%	21.728	72%	22.391	75%	23.355	78%	24.353	80%	24.832	80%	24.775	80%	24.776	80%	24.775	80%	24.775	80%	24.775				
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	-	-	0%	-				
	Biomassa	37%	265	37%	265	37%	265	37%	265	37%	265	37%	266	37%	266	37%	266	37%	265	37%	266	37%	266	37%	266				
	Térmica	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255				
SE/CO	Carga	-	32.436	-	33.062	-	33.706	-	34.434	-	35.061	-	35.732	-	36.418	-	37.123	-	37.804	-	38.511	-	39.239	-	39.876				
	UHE	19%	9.077	19%	9.158	19%	9.086	19%	9.231	20%	9.446	20%	9.553	20%	9.671	20%	9.616	23%	10.986	25%	12.142	27%	12.877	29%	13.648				
	PCH	27%	741	28%	783	28%	783	28%	783	0,28	779	28%	790	29%	795	29%	819	30%	836	31%	851	31%	876	33%	917				
	Eólica	0,50	14,03	0,50	14,03	0,50	14,03	0,50	14,03	0,50	14,03	0,50	14,03	-	-	0,50	14,03	-	-	0,50	14,03	0,50	14,03	0,50	14,03				
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	-	-	0%	-				
	Biomassa	27%	950	27%	950	28%	952	28%	954	28%	955	28%	957	28%	960	28%	960	27%	950	28%	964	28%	965	28%	965				
	Térmica	27%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137				
SUL	Carga	-	9.501	-	9.682	-	9.863	-	10.060	-	10.264	-	10.475	-	10.691	-	10.914	-	11.139	-	11.372	-	11.613	-	11.856				
	UHE	21%	3.296	19%	3.016	18%	2.856	18%	2.877	18%	2.900	19%	2.923	21%	3.307	29%	4.530	31%	4.835	33%	5.157	37%	5.873	41%	6.385				
	PCH	25%	473	28%	524	28%	524	28%	524	0,28	524	28%	524	28%	524	35%	668	36%	671	36%	688	40%	747	44%	826				
	Eólica	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	37%	1.342	39%	1.422	39%	1.422				
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
	Biomassa	13%	86	13%	86	13%	90	14%	93	14%	97	15%	101	16%	107	16%	107	13%	86	16%	113	17%	116	17%	116				
	Térmica	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511				
Balanço Estático	Exportação N	0%	-	339	0%	50	0%	152	0%	162	0%	162	0%	32	0%	-	103	0%	-	392	0%	-	546	0%	-	712	0%	-	863
	Exportação NE	0%	12.069	0%	12.672	0%	13.908	0%	14.615	0%	15.677	0%	16.356	0%	17.320	0%	17.034	0%	16.793	0%	16.563	0%	16.333	0%	16.115				
	N/NE->SE/CO	0%	11.730	0%	12.722	0%	14.060	0%	14.777	0%	15.839	0%	16.388	0%	17.216	0%	16.798	0%	16.401	0%	16.017	0%	15.621	0%	15.252				
ELOS CC	Itaipú	75%	4.668	72%	4.532	70%	4.384	68%	4.240	65%	4.084	63%	3.921	60%	3.737	57%	3.563	54%	3.369	51%	3.164	47%	2.939	43%	2.707				
	Usinas do Madeira	26%	1.858	29%	2.074	28%	1.971	30%	2.163	26%	1.874	32%	2.263	29%	2.071	31%	2.186	29%	2.071	29%	2.071	29%	2.071	29%	2.071				
	Bipolo Belo Monte	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796				
	Bipolo Nordeste B	0%	-	0%	-	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812				

Tabela 14-7 – Cenário 2 – Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador; Carga Média

Cenário 2 - Norte Seco / Nordeste Máximo Exportador																																					
Região	Usina	Carga Média																																			
		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037													
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW												
N	Carga	-	9.088	-	9.514	-	9.705	-	9.907	-	10.106	-	10.313	-	10.518	-	10.737	-	10.958	-	11.200	-	11.431	-	11.676												
	UHE	20%	4.453	18%	3.880	20%	4.535	20%	4.622	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585												
	PCH	50%	43	50%	43	50%	43	50%	4336%	0,50	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43												
	Eólica	51%	247	55%	266	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387												
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
	Biomassa	55%	164	55%	164	55%	164	53%	213	53%	213	53%	213	53%	213	53%	213	53%	213	53%	213	53%	213	53%	213												
	Térmica	77%	2.824	80%	3.522	52%	2.268	50%	2.268	72%	3.304	72%	3.288	77%	3.506	78%	3.542	85%	3.884	84%	3.848	85%	3.884	84%	3.848												
NE	Carga	-	15.253	-	15.649	-	16.012	-	16.376	-	16.777	-	17.184	-	17.601	-	18.030	-	18.471	-	18.924	-	19.361	-	19.793												
	UHE	43%	4.383	43%	4.383	42%	4.312	43%	4.345	43%	4.357	43%	4.370	43%	4.357	42%	4.270	42%	4.289	44%	4.499	43%	4.360	43%	4.417												
	PCH	38%	117	56%	174	36%	111	40%	123	0,40	123	39%	122	39%	122	39%	122	39%	122	43%	134	44%	135	50%	156												
	Eólica	51%	15.895	54%	16.830	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934												
	Solar	57%	8.972	64%	10.220	85%	13.433	90%	14.223	90%	14.223	90%	14.223	90%	14.223	90%	14.223	90%	14.223	90%	14.223	0,90	14.223	90%	14.223												
	Biomassa	36%	257	40%	285	40%	285	42%	303	44%	314	45%	321	45%	326	46%	331	46%	332	46%	333	46%	333	46%	333												
	Térmica	5%	463	5%	463	3%	255	3%	255	5%	463	5%	463	6%	568	5%	463	17%	1.599	17%	1.599	33%	3.077	33%	3.077												
SE/CO	Carga	-	62.542	-	63.828	-	65.200	-	66.756	-	68.070	-	69.411	-	70.776	-	72.172	-	73.597	-	75.050	-	76.552	-	77.941												
	UHE	51%	24.137	51%	24.386	46%	21.981	49%	23.310	50%	23.723	51%	24.288	50%	23.861	57%	27.333	59%	28.262	63%	30.338	66%	31.762	73%	35.069												
	PCH	46%	1.278	47%	1.300	43%	1.185	46%	1.278	0,46	1.278	46%	1.278	46%	1.278	46%	1.278	46%	1.278	53%	1.474	54%	1.494	58%	1.617												
	Eólica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
	Solar	89%	10.904	89%	10.904	89%	10.904	89%	10.904	89%	10.912	89%	10.912	89%	10.904	89%	10.904	89%	10.904	89%	10.904	0,89	10.904	89%	10.904												
	Biomassa	46%	1.578	45%	1.564	47%	1.625	47%	1.630	54%	1.863	58%	2.005	59%	2.044	62%	2.132	63%	2.169	72%	2.495	72%	2.495	72%	2.495												
	Térmica	48%	7.214	44%	7.214	33%	5.419	33%	5.419	34%	5.532	42%	6.866	56%	9.316	52%	8.548	57%	9.349	57%	9.349	57%	9.349	57%	9.349												
SUL	Carga	-	21.133	-	21.588	-	22.094	-	22.600	-	23.122	-	23.656	-	24.206	-	24.771	-	25.349	-	25.946	-	26.559	-	27.172												
	UHE	94%	14.522	94%	14.517	86%	13.265	93%	14.560	93%	14.635	93%	14.653	86%	13.485	93%	14.711	94%	14.743	94%	14.782	94%	14.814	94%	14.866												
	PCH	47%	890	50%	946	54%	1.025	57%	1.070	0,58	1.102	60%	1.133	81%	1.537	63%	1.185	64%	1.207	65%	1.227	87%	1.638	87%	1.649												
	Eólica	60%	2.188	60%	2.188	60%	2.188	39%	1.422	44%	1.609	48%	1.765	62%	2.254	53%	1.921	48%	1.765	53%	1.921	59%	2.137	53%	1.921												
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
	Biomassa	52%	360	48%	328	53%	361	53%	362	53%	362	61%	420	62%	425	61%	421	67%	458	71%	491	71%	491	71%	491												
	Térmica	48%	1.248	48%	1.248	20%	511	20%	511	32%	844	32%	844	51%	1.340	48%	1.248	51%	1.340	51%	1.340	51%	1.340	51%	1.340												
Balanço Estático	Exportação N	0%	-	1.913	0%	-	2.232	0%	-	2.783	0%	-	2.853	0%	-	2.991	0%	-	2.243	0%	-	2.257	0%	-	2.459	0%	-	2.373	0%	-	2.674	0%	-	2.896	0%	-	3.226
	Exportação NE	0%	13.657	0%	15.338	0%	25.068	0%	25.482	0%	25.449	0%	25.159	0%	24.878	0%	24.311	0%	24.969	0%	24.752	0%	25.573	0%	25.265												
	N/NE->SE/CO	0%	11.745	0%	13.106	0%	22.285	0%	22.629	0%	23.458	0%	22.915	0%	22.620	0%	21.852	0%	22.596	0%	22.077	0%	22.676	0%	22.039												
ELOS CC	Itaipú	67%	4.200	64%	4.028	61%	3.843	58%	3.657	54%	3.392	51%	3.202	48%	2.992	44%	2.734	40%	2.482	35%	2.210	30%	1.898	25%	1.585												
	Usinas do Madeira	40%	2.867	36%	2.535	40%	2.869	35%	2.488	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869												
	Bipolo Belo Monte	49%	3.904	49%	3.904	34%	2.752	49%	3.904	31%	2.462	49%	3.899	49%	3.899	49%	3.899	49%	3.899	49%	3.899	49%	3.899	49%	3.899												
	Bipolo Nordeste B	0%	-	0%	-	96%	4.812	68%	3.408	96%	4.812	78%	3.880	78%	3.880	78%	3.880	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812												

Tabela 14-8 – Cenário 3 – Norte e Nordeste Secos; Nordeste Máximo Importador; Carga Pesada

Cenário 3 - Norte Úmido / Nordeste Máximo Importador																									
Região	Usina	Carga Pesada																							
		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	Carga	-	9.008	-	9.432	-	9.621	-	9.687	-	9.895	-	10.101	-	10.305	-	10.525	-	10.744	-	10.985	-	11.214	-	11.460
	UHE	94%	20.591	94%	20.743	95%	21.300	95%	21.534	95%	21.534	95%	21.534	95%	21.531	94%	21.342	94%	21.342	95%	21.534	95%	21.534	95%	21.534
	PCH	90%	79	90%	79	90%	79	90%	79	0,90	79	90%	79	90%	79	90%	79	90%	79	90%	79	90%	79	90%	79
	Eólica	2%	10	4%	19	5%	24	5%	24	5%	24	5%	24	3%	15	3%	15	5%	24	4%	19	5%	24	5%	24
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biomassa	30%	90	30%	90	0%	-	5%	20	7%	28	9%	36	9%	36	11%	43	9%	36	21%	86	22%	88	25%	101
	Térmica	42%	1.532	53%	2.303	57%	2.505	77%	3.506	77%	3.506	84%	3.848	84%	3.849	84%	3.849	84%	3.849	84%	3.849	91%	4.164	91%	4.164
NE	Carga	-	15.285	-	15.668	-	16.023	-	16.384	-	16.769	-	17.169	-	17.579	-	18.001	-	18.434	-	18.880	-	19.312	-	19.740
	UHE	33%	3.328	33%	3.329	32%	3.249	34%	3.406	34%	3.407	31%	3.166	34%	3.408	33%	3.330	34%	3.408	34%	3.409	34%	3.499	38%	3.914
	PCH	63%	195	63%	195	63%	195	63%	195	0,63	195	63%	195	63%	195	63%	195	63%	195	63%	195	63%	195	63%	195
	Eólica	3%	792	4%	1.274	5%	1.460	5%	1.460	5%	1.460	4%	1.167	4%	1.121	3%	929	4%	1.254	4%	1.239	5%	1.549	5%	1.549
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	-	-	0%	-
	Biomassa	14%	99	15%	108	14%	99	14%	99	44%	320	50%	361	45%	326	17%	119	16%	115	75%	541	78%	559	79%	571
	Térmica	3%	233	4%	368	4%	404	5%	463	6%	568	17%	1.599	37%	3.387	62%	5.728	68%	6.234	62%	5.728	69%	6.324	69%	6.324
SE/CO	Carga	-	58.994	-	60.175	-	61.398	-	62.757	-	63.987	-	65.255	-	66.549	-	67.872	-	69.222	-	70.565	-	71.918	-	73.112
	UHE	89%	42.167	89%	42.378	92%	43.861	89%	42.483	91%	43.455	91%	43.589	87%	41.733	85%	40.441	89%	42.628	90%	42.997	90%	43.020	92%	44.050
	PCH	88%	2.451	88%	2.451	88%	2.451	88%	2.451	0,88	2.451	88%	2.451	88%	2.451	88%	2.451	88%	2.451	88%	2.451	88%	2.451	88%	2.451
	Eólica	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biomassa	8%	268	8%	272	3%	117	3%	117	15%	533	66%	2.283	66%	2.283	16%	544	23%	794	83%	2.876	88%	3.038	94%	3.260
	Térmica	35%	5.264	34%	5.532	34%	5.532	44%	7.214	48%	7.982	49%	8.015	58%	9.578	78%	12.888	81%	13.403	78%	12.887	84%	13.911	91%	15.005
SUL	Carga	-	19.286	-	19.730	-	20.202	-	20.667	-	21.148	-	21.643	-	22.150	-	22.673	-	23.207	-	23.758	-	24.326	-	24.904
	UHE	90%	13.935	92%	14.230	95%	14.640	95%	14.812	95%	14.918	91%	14.386	95%	14.878	95%	14.944	95%	14.950	95%	14.946	95%	14.902	97%	15.246
	PCH	92%	1.735	92%	1.739	92%	1.735	92%	1.735	0,92	1.739	92%	1.741	92%	1.741	92%	1.744	92%	1.742	93%	1.751	93%	1.753	93%	1.755
	Eólica	60%	2.188	60%	2.188	60%	2.188	60%	2.188	60%	2.188	68%	2.476	68%	2.476	60%	2.188	60%	2.188	71%	2.576	71%	2.576	71%	2.576
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biomassa	4%	28	4%	24	4%	28	4%	28	5%	33	11%	77	11%	77	6%	43	6%	38	69%	476	69%	476	87%	601
	Térmica	19%	508	32%	844	32%	844	48%	1.248	48%	1.248	51%	1.340	51%	1.340	74%	1.945	75%	1.972	74%	1.945	84%	2.208	84%	2.208
Balanço Estático	Exportação N	0%	12.630	0%	13.135	0%	13.579	0%	14.699	0%	14.482	0%	14.654	0%	14.446	0%	14.114	0%	13.900	0%	13.886	0%	13.970	0%	13.754
	Exportação NE	0%	- 11.255	0%	- 11.014	0%	- 11.132	0%	- 11.280	0%	- 11.340	0%	- 11.220	0%	- 9.587	0%	- 8.094	0%	- 7.601	0%	- 8.187	0%	- 7.563	0%	- 7.567
	N/NE-> SE/CO	0%	1.374	0%	2.120	0%	2.447	0%	3.420	0%	3.143	0%	3.433	0%	4.859	0%	6.020	0%	6.299	0%	5.699	0%	6.406	0%	6.187
ELOS CC	Itaipú	61%	3.847	62%	3.884	56%	3.491	52%	3.270	49%	3.061	45%	2.826	46%	2.858	41%	2.589	37%	2.331	33%	2.041	28%	1.730	22%	1.405
	Usinas do Madeira	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.942	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	77%	5.472	57%	4.074	62%	4.369	64%	4.532	60%	4.226
	Bipolo Belo Monte	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616
	Bipolo Nordeste B	0%	-	0%	-	10%	498	20%	993	24%	1.175	24%	1.189	39%	1.970	55%	2.740	59%	2.932	51%	2.550	59%	2.932	59%	2.942

Tabela 14-9 – Cenário 4 – Geração Intermediária; Intercâmbio Baixo; Carga Leve

Cenário 4 - Norte e Nordeste Secos / Baixo Intercâmbio																									
Região	Usina	Carga Leve																							
		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	Carga	-	6.571	-	6.925	-	7.053	-	7.034	-	7.161	-	7.284	-	7.417	-	7.547	-	7.691	-	7.841	-	7.990	-	8.139
	UHE	23%	4.986	23%	5.044	23%	5.117	23%	5.216	23%	5.265	23%	5.314	24%	5.363	25%	5.732	27%	6.047	27%	6.084	28%	6.388	29%	6.607
	PCH	50%	43	50%	43	54%	47	56%	49	0,58	51	60%	52	62%	54	62%	54	52%	45	65%	57	66%	58	66%	58
	Eólica	20%	97	20%	97	20%	97	20%	97	20%	97	20%	97	20%	97	20%	97	20%	97	22%	106	22%	106	22%	106
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biomassa	55%	164	55%	164	55%	164	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209
	Térmica	42%	1.532	43%	1.879	43%	1.879	41%	1.879	41%	1.879	41%	1.879	41%	1.879	41%	1.879	41%	1.879	41%	1.879	41%	1.879	41%	1.879
NE	Carga	-	9.859	-	10.092	-	10.315	-	10.524	-	10.766	-	11.009	-	11.259	-	11.516	-	11.780	-	12.050	-	12.310	-	12.575
	UHE	34%	3.427	37%	3.717	38%	3.840	38%	3.842	39%	4.008	42%	4.255	45%	4.585	45%	4.585	46%	4.649	46%	4.649	46%	4.713	48%	4.860
	PCH	30%	94	31%	95	30%	94	34%	106	0,38	119	39%	122	38%	119	38%	118	38%	118	43%	134	44%	136	44%	136
	Eólica	20%	6.293	20%	6.193	20%	6.231	20%	6.286	20%	6.341	21%	6.395	21%	6.450	21%	6.490	21%	6.545	22%	6.871	22%	6.926	23%	6.981
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	1%	120	1%	120	1%	120	1%	120	1%	120	1%	120	0,01	120	1%	120
	Biomassa	37%	265	37%	265	37%	265	37%	265	37%	265	37%	266	37%	266	37%	266	37%	265	37%	266	37%	266	37%	266
	Térmica	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233
SE/CO	Carga	-	32.436	-	33.062	-	33.706	-	34.434	-	35.061	-	35.732	-	36.418	-	37.123	-	37.804	-	38.511	-	39.239	-	39.876
	UHE	30%	14.277	32%	15.225	35%	16.416	35%	16.846	37%	17.552	38%	18.134	40%	19.305	42%	19.885	44%	20.876	46%	21.789	48%	22.797	50%	23.766
	PCH	31%	878	30%	845	30%	843	32%	886	0,32	884	32%	896	35%	981	34%	935	40%	1.104	33%	931	34%	938	35%	988
	Eólica	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	-	-	0%	-
	Biomassa	27%	950	27%	950	28%	952	28%	954	28%	955	28%	957	28%	960	28%	960	27%	950	28%	964	28%	965	28%	965
	Térmica	35%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290
SUL	Carga	-	9.501	-	9.682	-	9.863	-	10.060	-	10.264	-	10.475	-	10.691	-	10.914	-	11.139	-	11.372	-	11.613	-	11.856
	UHE	45%	6.909	45%	6.930	45%	6.939	46%	7.234	49%	7.738	50%	7.815	50%	7.836	53%	8.301	54%	8.451	56%	8.778	57%	9.028	57%	9.045
	PCH	71%	1.340	71%	1.348	72%	1.356	73%	1.386	0,73	1.371	73%	1.378	75%	1.413	75%	1.426	69%	1.312	74%	1.402	74%	1.407	76%	1.435
	Eólica	37%	1.353	37%	1.353	37%	1.353	37%	1.353	37%	1.353	37%	1.353	37%	1.353	37%	1.353	37%	1.353	37%	1.364	37%	1.364	37%	1.364
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biomassa	13%	86	13%	86	13%	90	14%	93	14%	97	15%	101	16%	107	16%	107	13%	86	16%	113	17%	116	17%	116
	Térmica	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508
Balanco Estático	Exportação N	-	143	-	191	0%	120	-	298	0%	221	-	141	-	54	-	286	-	437	-	341	-	486	-	546
	Exportação NE	-	355	-	313	0%	251	-	109	0%	231	-	286	-	408	-	186	-	43	-	109	-	33	-	98
	N/NE-> SE/CO	-	498	-	504	0%	372	-	408	0%	452	-	427	-	462	-	471	-	480	-	451	-	453	-	448
ELOS CC	Itaipú	75%	4.668	72%	4.532	70%	4.384	68%	4.240	65%	4.084	63%	3.921	60%	3.737	57%	3.563	54%	3.369	51%	3.164	47%	2.939	43%	2.707
	Usinas do Madeira	26%	1.875	29%	2.074	28%	1.971	30%	2.163	26%	1.874	32%	2.263	29%	2.071	31%	2.186	29%	2.071	29%	2.071	29%	2.071	29%	2.071
	Bipolo Belo Monte	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796
	Bipolo Nordeste B	0%	-	0%	-	10%	498	10%	498	10%	498	10%	498	10%	498	10%	498	10%	498	10%	498	10%	498	10%	498

14.4. Plano de Obras e Estimativa de Investimentos

Tabela 14-10 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)					
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN	
						79.678,22	74.288,21	7.077,61	38.228,29	
LT 230 kV SAPEAÇU - SANTO ANTÔNIO DE JESUS, C3 (Nova)						53534,43	53534,43	4755,326015	29705,98859	
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 33 km		2030	33	1	808,81	26690,73	R\$ 26.690,73	R\$ 2.370,87	14810,55315	
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		SAPEAÇU	2030	1	1	9564,68	9564,68	R\$ 9.564,68	R\$ 849,61	5307,393298
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		SANTO ANTÔNIO DE JESUS	2030	1	1	9564,68	9564,68	R\$ 9.564,68	R\$ 849,61	5307,393298
MIM - 230 kV		SAPEAÇU	2030	1	1	1069,96	1069,96	R\$ 1.069,96	R\$ 95,04	593,7154754
MIM - 230 kV		SANTO ANTÔNIO DE JESUS	2030	1	1	1069,96	1069,96	R\$ 1.069,96	R\$ 95,04	593,7154754
MIG-A		SAPEAÇU	2030	1	1	2787,21	2787,21	R\$ 2.787,21	R\$ 247,58	1546,608948
MIG-A		SANTO ANTÔNIO DE JESUS	2030	1	1	2787,21	2787,21	R\$ 2.787,21	R\$ 247,58	1546,608948
						26143,79	20753,7834	2322,285765	8522,303221	
4° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ			2033	1	1	12623,3	12623,3	R\$ 10.020,78	R\$ 1.121,30	4114,919461
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4			2033	1	1	8812,93	8812,93	R\$ 6.995,99	R\$ 782,83	2872,822254
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT			2033	1	1	3254,95	3254,95	R\$ 2.583,88	R\$ 289,13	1061,042445
MIM - 230 kV			2033	1	1	1127,84	1127,84	R\$ 895,32	R\$ 100,18	367,6511502
MIM - 69 kV			2033	1	1	324,77	324,77	R\$ 257,81	R\$ 28,85	105,8679104

Tabela 14-11 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						70.926,24	65.536,23	6.300,20	33.371,86
LT 230 kV SAPEAÇU - SANTO ANTÔNIO DE JESUS, C1 e C2 (CD) (Ampliação/Adequação)						44782,45	44782,45	3977,910094	24849,55848
Circuito Simples 230 kV, 1 x 788 MCM (CORDOBA) termo resistente, 33 km		2030	33	1	1272,88	42005,04	R\$ 42.005,04	R\$ 3.731,20	23308,3875
ADEQUAÇÕES NA SUBESTAÇÃO SAPEAÇU		2030	1	1	530,49	530,49	R\$ 530,49	R\$ 47,12	294,366259
ADEQUAÇÕES NA SUBESTAÇÃO SANTO ANTÔNIO DE JESUS		2030	1	1	2246,92	2246,92	R\$ 2.246,92	R\$ 199,59	1246,804718
SE 230/69 kV S.A.JESUS (Ampliação/Adequação)						26143,79	20753,7834	2322,285765	8522,303221
4° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2033	1	1	12623,3	12623,3	R\$ 10.020,78	R\$ 1.121,30	4114,919461
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2033	1	1	8812,93	8812,93	R\$ 6.995,99	R\$ 782,83	2872,822254
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2033	1	1	3254,95	3254,95	R\$ 2.583,88	R\$ 289,13	1061,042445
MIM - 230 kV		2033	1	1	1127,84	1127,84	R\$ 895,32	R\$ 100,18	367,6511502
MIM - 69 kV		2033	1	1	324,77	324,77	R\$ 257,81	R\$ 28,85	105,8679104

Tabela 14-12 – Plano de obras e estimativa de custos da SE Itabuna III

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						116.377,23	116.377,23	10.337,49	64.577,15
SE 230 kV ITABUNA III (Ampliação/Adequação)						116377,23	116377,23	10337,49065	64577,14534
Compensador Estático 230 kV, 1 x (-50/+100) Mvar		2030	1	1	103948,13	103948,13	R\$ 103.948,13	R\$ 9.233,45	57680,29965
CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4		2030	1	1	8571,93	8571,93	R\$ 8.571,93	R\$ 761,42	4756,521267
MIM - 230 kV		2030	1	1	1069,96	1069,96	R\$ 1.069,96	R\$ 95,04	593,7154754
MIG-A		2030	1	1	2787,21	2787,21	R\$ 2.787,21	R\$ 247,58	1546,608948

14.5. Diferencial de Perdas Elétricas das Alternativas

A seguir são apresentadas as tabelas com o diferencial de perdas elétricas de cada alternativa, discretizado por ano, já ponderados os tempos de permanência nos patamares de carga Pesada, Média e Leve nos 4 cenários de geração/intercâmbio considerados.

Tabela 14-13 – Diferencial de Perdas Elétricas (MW)

Ano	CEN 1 - Carga Pesada	
	ALT1	ALT2
2030	0,0	1,0
2031	0,0	0,9
2032	0,0	0,9
2033	0,0	1,0
2034	0,0	0,9
2035	0,0	1,0
2036	0,0	0,9
2037	0,0	0,9
2038	0,0	0,9
2039	0,0	0,9

Ano	CEN 1 - Carga Média	
	ALT1	ALT2
2030	0,0	0,7
2031	0,0	0,7
2032	0,0	0,7
2033	0,0	0,8
2034	0,0	0,8
2035	0,0	0,9
2036	0,0	0,7
2037	0,0	0,7
2038	0,0	0,7
2039	0,0	0,7

Ano	CEN 1 - Carga Leve	
	ALT1	ALT2
2030	0,0	0,0
2031	0,0	0,1
2032	0,0	0,1
2033	0,0	0,2
2034	0,0	0,3
2035	0,0	0,0
2036	0,0	0,2
2037	0,0	0,2
2038	0,0	0,2
2039	0,0	0,2

Ano	CEN 2 - Carga Pesada	
	ALT2	ALT3
2030	0,0	0,7
2031	0,0	0,7
2032	0,0	0,7
2033	0,0	0,8
2034	0,0	0,8
2035	0,0	0,8
2036	0,0	0,9
2037	0,0	0,9
2038	0,0	0,8
2039	0,0	0,8

Ano	CEN 2 - Carga Média	
	ALT1	ALT2
2030	0,0	0,6
2031	0,0	0,6
2032	0,0	0,7
2033	0,0	0,5
2034	0,0	0,6
2035	0,0	0,7
2036	0,0	0,6
2037	0,0	-0,3
2038	0,0	0,0
2039	0,0	0,0

Ano	CEN 2 - Carga Leve	
	ALT1	ALT2
2030	0,0	0,6
2031	0,0	0,3
2032	0,0	0,5
2033	0,0	0,3
2034	0,0	0,1
2035	0,0	0,4
2036	0,0	0,4
2037	0,0	0,6
2038	0,0	0,4
2039	0,0	0,4

Ano	CEN 3 - Carga Pesada	
	ALT2	ALT3
2030	0,0	0,4
2031	0,0	0,4
2032	0,0	0,5
2033	0,0	0,5
2034	0,0	0,5
2035	0,0	0,5
2036	0,0	0,5
2037	0,0	0,5
2038	0,0	0,5
2039	0,0	0,5

Ano	CEN 3 - Carga Média	
	ALT1	ALT2
2030	0,0	0,2
2031	0,0	0,2
2032	0,0	0,2
2033	0,0	0,2
2034	0,0	0,6
2035	0,0	0,2
2036	0,0	0,3
2037	0,0	0,3
2038	0,0	0,3
2039	0,0	0,3

Ano	CEN 3 - Carga Leve	
	ALT1	ALT2
2030	0,0	0,1
2031	0,0	0,9
2032	0,0	0,0
2033	0,0	0,0
2034	0,0	0,1
2035	0,0	0,1
2036	0,0	0,1
2037	0,0	-0,1
2038	0,0	0,1
2039	0,0	0,1

Ano	CEN 4 - Carga Pesada	
	ALT2	ALT3
2030	0,0	0,4
2031	0,0	0,5
2032	0,0	0,5
2033	0,0	0,6
2034	0,0	0,6
2035	0,0	0,6
2036	0,0	0,8
2037	0,0	0,8
2038	0,0	0,9
2039	0,0	0,9

Ano	CEN 4 - Carga Média	
	ALT1	ALT2
2030	0,0	0,2
2031	0,0	0,2
2032	0,0	0,2
2033	0,0	0,2
2034	0,0	0,2
2035	0,0	0,2
2036	0,0	0,2
2037	0,0	0,2
2038	0,0	0,2
2039	0,0	0,2

Ano	CEN 4 - Carga Leve	
	ALT1	ALT2
2030	0,0	-0,1
2031	0,0	0,3
2032	0,0	0,1
2033	0,0	0,1
2034	0,0	0,1
2035	0,0	0,1
2036	0,0	2,0
2037	0,0	0,1
2038	0,0	0,1
2039	0,0	0,1

14.6. Consultas às Transmissoras Proprietárias

14.6.1. LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C1, C2 (CD) – Recondutoramento

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs	Data: 13/03/2024
		Revisão: 01
		Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento ao Extremo Sul da Bahia e às Regiões de Ibicoara e Brumado

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Linha de Transmissão: recapacitação/ recondutoramento da LT 230 kV Sapeaçu – S. A. Jesus C1, C2 – 2x954 MCM

Concessionária Proprietária: CHESF

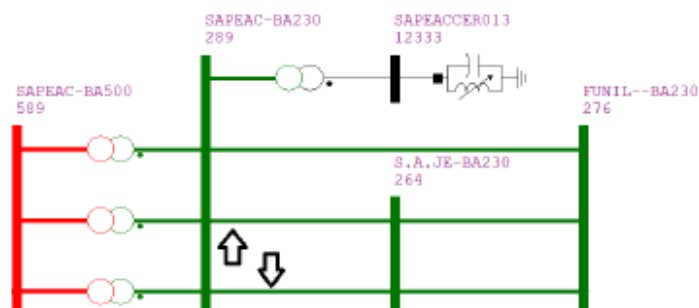
1. Novos limites de transmissão requeridos:

Limite Normal (MVA) para cada circuito: 625

Limite de Emergência (MVA) para cada circuito: 781

** Caso não seja possível atender aos limites acima, solicitamos que informe quais as máximas capacidades em regime normal e emergência disponíveis após a recapacitação.*

2. Diagrama Esquemático



	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs	Data: 13/03/2024
		Revisão: 01
		Página: 2 - 3

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

1. Informações atuais sobre a LT 230 kV Sapeaçu – S. A. Jesus C1, C2

a) Extensão (km): 31,17

b) Limite Normal (MVA): 350 Limite de Emergência (MVA): 350

c) N° de subcondutores/ fase: 01

d) Cabo adotado: GROSBEAK - ACSR 636,0 MCM 26/7

e) Temperatura de projeto: 90° C

f) Largura da faixa de servidão: 60 metros

g) Data de entrada em operação da LT: 01/02/1984

2. A alteração proposta pelo planejamento é:

☐ Viável

☒ Inviável

3. Caso a alteração proposta seja viável:

a) Caracterizar as adequações necessárias (recondutoramento, elevação de estruturas, N° de subcondutores/ fase, cabo adotado, etc.):

b) Informar os novos limites de transmissão relacionados à adequação descrita no item 3a: _____/ _____ MVA (Normal/Emergência).

c) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT requerida: 63.593,084 R\$x1000

d) Informar o custo estimado à adequação descrita no item 3a, de forma relativa ao custo apresentado no item 3c: _____ %

e) Informar o tempo estimado para a implantação das obras necessárias à adequação descrita no item 3a: _____ meses



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 13/03/2024

Revisão: 01

Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

4. Caso a alteração proposta seja inviável, especificar o motivo impeditivo:

A LT originalmente foi projetada para utilizar 01 subcondutor por fase, para esta característica a Eletrobras CHESF tem uma família de estruturas dimensionadas de forma a atender a uma gama de variações de cabos condutores, desde que sejam respeitados os limites de vão de peso e vão de vento das estruturas.

Para a alteração proposta as estruturas precisariam ser substituídas por não apresentarem suportabilidade aos esforços com 02 subcondutores 954 MCM (Rail) por fase.

Observamos que as LTs foram recapacitadas passando de 237 MVA, com uma temperatura de projeto de 60° C, para 350 MVA a 90° C. Para tal, foram substituídas 10 estruturas de suspensão e foram substituídas as cadeias convencionais, com 3 metros de comprimento, por cadeias reduzidas, com 2,65 metros.

Considerando a recapacitação anterior, a substituição proposta, se fosse possível, deveria ser realizada com feixe horizontal, para manter-se as alturas de segurança atuais. Ainda assim, seria necessário verificar se a configuração de feixe horizontal não representa violações da coordenação de isolamento por aproximações dos cabos à estrutura para tensão máxima operativa e surto de manobra.

5. Observações – Recondutoramento com cabo termoresistente:

Conforme conversado durante reunião realizada entre a EPE e a Eletrobras CHESF, foi sugerida a recapacitação com troca dos cabos condutores existentes por 01 cabo termo resistente por fase, observando-se o limite de suportabilidade das estruturas e flechas máximas resultantes iguais às máximas flechas para a LT existente, evitando-se restrições operativas.

Nestas condições é possível o recondutoramento com cabo do tipo termo resistente para atender à proposição do planejamento para o Regime Normal solicitado (625 MVA), entretanto, não há possibilidade de atendimento ao Regime Emergencial sugerido, equivalente à corrente máxima para dois subcondutores 954 MCM Rail (781 MVA) ser superior à capacidade do cabo considerado.

Os cabos termo resistentes com capacidade condutiva para 781 MVA requerem esforços para as quais as estruturas não têm suportabilidade atualmente, pois os diâmetros dos condutores com ampacidade superiores ultrapassam os diâmetros de projeto empregado na plotação da LT.

A alternativa sugerida é apresentada abaixo, para avaliação da EPE. Saliente-se que há possibilidade de se investigar as características elétricas e térmicas de outros cabos termo resistentes junto ao fabricante, para aumentar (caso seja necessário) a capacidade em Regime Emergencial da solução com recondutoramento.

É apresentado o custo estimado para a construção de uma linha nova em circuito duplo de igual extensão, para as condições operativas solicitadas pelo estudo de planejamento, com 02 subcondutores 954 MCM (Rail) por fase, e 01 cabo para-raio do tipo OPGW com 24 fibras e 01 cabo para-raio convencional CAA 12.2 (Minorca).

a) Caracterizar as adequações necessárias (recondutoramento, elevação de estruturas, N° de subcondutores/ fase, cabo adotado, etc.):

Recondutoramento com 01 cabo por fase do tipo termo resistente ACCC Cordoba 788 MCM;

Troca de grampos e acessórios de condutores para adequação ao cabo termo resistente e às altas temperaturas de operação;

Adequação das conexões aos equipamentos das entradas de Linha nas SEs (não estão incluídos no orçamento as adequações de equipamentos e barramentos, estas adequações foram previstas e estão sendo enviadas em formulário independentes).

b) Novos limites de transmissão relacionados à adequação descrita no item a:

Considerando-se a substituição do cabo existente por 01 condutor do tipo ACCC Cordoba, os novos limites de transmissão relacionados ao recondutoramento são: **625/705.5 MVA** (Normal/Emergência).

c) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT requerida: **63.682,686 R\$x1000**

d) Informar o custo estimado à adequação descrita no item a, de forma relativa ao custo apresentado no item c: **65,96 %**

e) Informar o tempo estimado para a implantação das obras necessárias à adequação descrita no item a: **13 meses**

Rio de Janeiro, 13 de março de 2024

Data da Solicitação

Data da Entrega do Formulário

Thiago Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome:
Cargo:



**Resposta ao
Ofício nº 0359/2024/DEE/EPE**

Processo 48002.001286/2024-32

**Avaliação das entradas de linha da
subestação Santo Antônio de Jesus e
dos respectivos barramentos após a
recapitação das LT 230 kV
Sapeaçu / Santo Antônio de Jesus**

Documento nº 001-STJ02-AP-GE-RP-Rev00

Junho de 2024

Sumário

1.	OBJETIVO.....	3
2.	ESCOPO	3
3.	CONDIÇÃO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO ASSOCIADAS	3
4.	DESCRIÇÃO GERAL DA SUBESTAÇÃO	3
5.	MÓDULO DE ENTRADA DE LINHA (EL) 04L2 DO SETOR 230 kV	3
5.1.	CONEXÃO DA EL 04L2	3
5.2.	EQUIPAMENTOS DE PÁTIO ASSOCIADOS	4
6.	MÓDULO DE ENTRADA DE LINHA (EL) 04F3 DO SETOR 230 kV	4
6.1.	CONEXÃO DA EL 04F3	4
6.2.	EQUIPAMENTOS DE PÁTIO ASSOCIADOS	4
7.	MÓDULO DE INTERLIGAÇÃO DE BARRAMENTOS (IB) DO SETOR 230 kV	5
7.1.	CONEXÃO DA IB.....	5
7.2.	EQUIPAMENTOS DE PÁTIO ASSOCIADOS À IB	5
8.	BARRAMENTOS DO SETOR 230 kV	5
9.	ESTIMATIVA DE CUSTO DAS ADEQUAÇÕES	6
10.	NOTAS	9
11.	ANEXO	9

1. OBJETIVO

Este documento tem por objetivo avaliar a necessidade de ajustes nas entradas de linha da Subestação Sapeaçu, informar as estimativas de custos desses ajustes e apresentar um indicativo sobre a superação de barramento na subestação após a recapitação das LT 230 kV Sapeaçu / Santo Antônio de Jesus C1/C2, conforme processo ANEEL nº 48002.001286/2024-32, em resposta ao Ofício nº 0359/2024/DEE/EPE de 16/05/2023.

2. ESCOPO

- Avaliar a conexão e os equipamentos associados aos módulos de entrada de linha (EL) do setor 230 kV identificados pelos códigos operacionais 04L2 e 04F3 da SE Santo Antônio de Jesus, indicando eventuais ajustes para atendimento à recapitação das LT 230 kV Sapeaçu / Santo Antônio de Jesus C1/C2;
- Avaliar a conexão e os equipamentos associados ao módulo de interligação de barramentos (IB) do setor 230 kV da SE Santo Antônio de Jesus, indicando eventuais ajustes para atendimento à recapitação das LT 230 kV Sapeaçu / Santo Antônio de Jesus C1/C2;
- Avaliar os barramentos do setor 230 kV da SE Santo Antônio de Jesus, indicando eventuais ajustes para atendimento à recapitação das LT 230 kV Sapeaçu / Santo Antônio de Jesus C1/C2.

3. CONDIÇÃO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO ASSOCIADAS

Os dois circuitos da LT 230 kV Sapeaçu / Santo Antônio de Jesus, após a recapitação, terão as seguintes condições operativas: 1.570 A (625 MVA) para a condição normal e 1.771 A (705,5 MVA) para a condição de emergência.

4. DESCRIÇÃO GERAL DA SUBESTAÇÃO

A subestação Santo Antônio de Jesus é do tipo não abrigada, construída em conformidade com as normas ABNT, com setores 230 kV e 69 kV.

O arranjo do setor 230 kV é do tipo barra principal e transferência (BPT), empregando disjuntor simples e três seccionadores por célula.

As instalações existentes de 230 kV se encontram totalmente energizadas.

5. MÓDULO DE ENTRADA DE LINHA (EL) 04L2 DO SETOR 230 kV

A corrente requerida para este módulo é igual a 1.771 A correspondente à condição de emergência da LT.

5.1. CONEXÃO DA EL 04L2

A conexão da entrada de linha é composta de 1 cabo CAA 954 MCM RAIL cuja ampacidade calculada é de 1.165 A, conforme condições detalhadas na Nota 2, valor inferior à corrente

requerida. Portanto, a conexão da EL 04L2 está superada para a nova capacidade operativa da LT na condição de emergência.

Para atender a corrente requerida é necessário que a conexão atual seja substituída por 1 cabo T-CA 1192 MCM HAWTHORN cuja ampacidade calculada é de 1.818 A, conforme condições detalhadas na Nota 3.

5.2. EQUIPAMENTOS DE PÁTIO ASSOCIADOS

O disjuntor (14L2) possui corrente nominal igual a 4.000 A e os seccionadores (34L2-4 e 34L2-6) possuem corrente nominal igual a 2.000 A. Os transformadores de corrente (94L2) possuem corrente nominal máxima igual a 2.000 A (ver Nota 1). Todos os valores são superiores à corrente requerida. Portanto, estes equipamentos suportam a nova capacidade operativa da LT na condição de emergência.

As lâminas de terra (34L2-7) associadas ao seccionador (34L2-5), os para-raios (74L2) e os transformadores de potencial (84L2) não serão afetados pelo aumento da corrente da LT.

O seccionador (34L2-5) possui corrente nominal igual a 1.250 A, valor inferior à corrente requerida. Portanto, este equipamento está superado para a nova capacidade operativa da LT na condição de emergência.

Para atender a corrente requerida é necessário que o seccionador (34L2-5) seja substituído por um novo seccionador com corrente nominal mínima igual a 2.000 A.

6. MÓDULO DE ENTRADA DE LINHA (EL) 04F3 DO SETOR 230 kV

A corrente requerida para este módulo é igual a 1.771 A correspondente à condição de emergência da LT.

6.1. CONEXÃO DA EL 04F3

A conexão da entrada de linha é composta de 1 cabo CAA 954 MCM RAIL cuja ampacidade calculada é de 1.165 A, conforme condições detalhadas na Nota 2, valor inferior à corrente requerida. Portanto, a conexão da EL 04F3 está superada para a nova capacidade operativa da LT na condição de emergência.

Para atender a corrente requerida é necessário que a conexão atual seja substituída por 1 cabo T-CA 1192 MCM HAWTHORN cuja ampacidade calculada é de 1.818 A, conforme condições detalhadas na Nota 3.

6.2. EQUIPAMENTOS DE PÁTIO ASSOCIADOS

O disjuntor (14F3) possui corrente nominal igual a 4.000 A e os seccionadores (34F3-4 e 34F3-6) possuem corrente nominal igual a 2.000 A. Todos os valores são superiores à corrente requerida. Portanto, estes equipamentos suportam a nova capacidade operativa da LT na condição de emergência.

As lâminas de terra (34F3-7) associadas ao seccionador (34F3-5), os para-raios (74F3) e os transformadores de potencial (84F3) não serão afetados pelo aumento da corrente da LT.

O seccionador (34F3-5) possui corrente nominal igual a 1.200 A e os transformadores de corrente (94F3) possui corrente nominal máxima igual a 1.250 A (ver Nota 1), valores inferiores à corrente requerida. Portanto, estes equipamentos estão superados para a nova capacidade operativa da LT na condição de emergência.

Para atender a corrente requerida é necessário que o seccionador (34F3-5) e os transformadores de corrente (94F3) sejam substituídos por um novo seccionador e novos transformadores de corrente com corrente nominal mínima igual a 2.000 A.

7. MÓDULO DE INTERLIGAÇÃO DE BARRAMENTOS (IB) DO SETOR 230 kV

As linhas de transmissão serão os maiores eventos transferidos após a recapacitação. Daí, a maior corrente requerida para este módulo é igual a 1771 A correspondente à condição de emergência da LT.

7.1. CONEXÃO DA IB

A conexão da interligação de barramentos é composta de 1 cabo CAA 954 MCM RAIL cuja ampacidade calculada é de 1.165 A, conforme condições detalhadas na Nota 2, valor inferior à corrente requerida. Portanto, a conexão da IB está superada para a nova capacidade operativa da LT na condição de emergência.

Para atender a corrente requerida é necessário que a conexão atual seja substituída por 1 cabo T-CA 1192 MCM HAWTHORN cuja ampacidade calculada é de 1.818 A, conforme condições detalhadas na Nota 3.

7.2. EQUIPAMENTOS DE PÁTIO ASSOCIADOS À IB

O disjuntor (14D1) possui corrente nominal igual a 2.000 A, valor superior à corrente requerida. Portanto este equipamento suporta a nova capacidade operativa da LT na condição de emergência.

Os seccionadores (34D1-1 e 34D1-2) possuem corrente nominal igual a 1.200 A, valor inferior à corrente requerida. Portanto, estes equipamentos estão superados para a nova capacidade operativa da LT na condição de emergência.

Para atender a corrente requerida é necessário que os seccionadores (34D1-1 e 34D1-2) sejam substituídos por novos seccionadores com corrente nominal mínima igual a 2.000 A.

8. BARRAMENTOS DO SETOR 230 kV

O valor da corrente requerida nos barramentos principal e auxiliar da subestação é igual a 1.771 A, correspondente à máxima corrente prevista em trechos do barramento.

O barramento principal é composto por 2 cabos CAA 954 MCM RAIL cuja ampacidade calculada é de 2.331 A, conforme condições detalhadas na Nota 2, valor superior à corrente requerida. Portanto, este barramento suporta a máxima corrente prevista.

O barramento auxiliar é composto por 1 cabo CAA 954 MCM RAIL cuja ampacidade calculada é de 1.165 A, conforme condições detalhadas na Nota 2, valor inferior à corrente requerida. Portanto, este barramento está superado para a máxima corrente prevista.

Para atender a corrente requerida é necessário que a conexão atual seja substituída por 1 cabo T-CA 1192 MCM HAWTHORN cuja ampacidade calculada é de 1.818 A, conforme condições detalhadas na Nota 3.

9. ESTIMATIVA DE CUSTO DAS ADEQUAÇÕES

A estimativa de custo refere-se à adequação da conexão das EL's 04L2 e 04F3 que na atual condição está superada por corrente tendo em vista a nova capacidade operativa das LT's associadas.

A seguir são apresentados os módulos que irão compor os eventos conforme processo ANEEL nº 48002.001286/2024-32, pelo ofício 0359/2024/DEE/EPE, em conformidade com os requisitos do PRORET, bem como Banco de Preços de Referência ANEEL, na data base de maio de 2024.

Por padrão, foram considerados os quantitativos resultantes do simulador de orçamentos da ANEEL (<http://bprsimulador.aneel.gov.br/>).

Para a estimativa de custo utilizamos o simulador ANEEL onde inserimos o IPI nos itens referentes aos barramentos e isoladores, periculosidade na montagem e as quantidades de cabos e conectores do barramento auxiliar (BA) nos itens referentes aos barramentos cabos e tubos do módulo de manobra entrada de linha. O valor total é de R\$ 2.246.918,02, data base Maio/2024, conforme demonstrado na tabela 1.

SE Santo Antônio de Jesus		Versão 2.00 Março/2019		
Nordeste - BAHIA				
Localização: Rural				
Tipo de instalação: Convencional				
Tipo do orçamento:				
Tipo de Obra: Substituição				
Data do orçamento: 17/06/2024				
Data base do orçamento: Maio de 2024				
MÓDULO DE MANOBRA - Entrada de linha (230KV - BPT)				
EQUIPAMENTOS				
		Valores com poder de compra		
Quantidade	Item	Preço (R\$)	Total (R\$)	%
2 unid.	Chave seccionadora c/ LT igual ou maior 69 kV	117.406,85	234.813,70	26,0%
1 unid.	Transformador de corrente	89.922,89	89.922,89	10,0%
VALOR TOTAL (R\$)			324.736,58	36,0%
BARRAMENTOS CABOS E TUBOS				
		Valores com poder de compra		
Quantidade	Item	Preço (R\$)	Total (R\$)	%
54 unid.	Conectores / Espaçadores	240,43	12.983,20	1,4%
1209,936 kg	Cabo nú / Tubo	103,29	124.978,76	13,9%
VALOR TOTAL (R\$)			137.961,95	15,3%
ISOLADORES				
		Valores com poder de compra		
Quantidade	Item	Preço (R\$)	Total (R\$)	%
15 cj	Cadeia completa ancoragem (simples)	1.218,91	18.283,64	2,0%
21 unid.	Coluna isolador de pedestal	2.381,11	50.003,25	5,5%
VALOR TOTAL (R\$)			68.286,89	7,6%
CUSTO DIRETO BÁSICO (R\$)			530.985,43	58,9%
COMISSIONAMENTO E ADMINISTRAÇÃO LOCAL (R\$) - 19,49% do valor do custo direto básico			103.489,06	11,5%
ENGENHARIA (R\$) - 10,02% do valor do custo direto básico			53.204,74	5,9%
SOCIOAMBIENTAL (R\$) - 0,02% do valor do custo direto básico			106,20	0,0%
CANTEIRO DE OBRAS (R\$) - 1,18% do valor do custo direto básico			6.265,63	0,7%
MONTAGEM (R\$) - 26,28% do valor do custo direto básico			181.405,86	20,1%
EVENTUAIS (R\$) - 0,00% do valor dos custos diretos			0,00	0,0%
CUSTO INDIRETO (R\$) - 4,95 % do valor dos custos diretos			26.283,78	2,9%
VALOR TOTAL DO MÓDULO (R\$)			901.740,70	
QUANTIDADE DE MÓDULOS				2
VALOR TOTAL (R\$)			1.803.481,39	
SUBTOTAL (Poder de compra + Rateio) UAR (R\$)			449.715,34	
SUBTOTAL (Poder de compra + Rateio) COM (R\$)			81.270,09	
SUBTOTAL (Poder de compra) CA (R\$)			616.845,77	
TOTAL (Depreciação) %			3,071%	
MÓDULO DE MANOBRA - Interligação de barras (230KV - BPT)				
EQUIPAMENTOS				
		Valores com poder de compra		
Quantidade	Item	Preço (R\$)	Total (R\$)	%
2 unid.	Chave seccionadora s/ LT igual ou maior 69 kV	81.010,73	162.021,45	36,5%
VALOR TOTAL (R\$)			162.021,45	36,5%

BARRAMENTOS CABOS E TUBOS				
		Valores com poder de compra		
Quantidade	Item	Preço (R\$)	Total (R\$)	%
36 unid.	Conectores / Espaçadores	240,43	8.655,47	2,0%
631,0326 kg	Cabo nú / Tubo	103,29	65.181,66	14,7%
VALOR TOTAL (R\$)			73.837,13	16,7%
ISOLADORES				
		Valores com poder de compra		
Quantidade	Item	Preço (R\$)	Total (R\$)	%
9 cj	Cadeia completa ancoragem (simples)	1.218,91	10.970,18	2,5%
6 unid.	Coluna isolador de pedestal	2.381,11	14.286,64	3,2%
VALOR TOTAL (R\$)			25.256,83	5,7%
CUSTO DIRETO BÁSICO (R\$)			261.115,41	58,9%
COMISSIONAMENTO E ADMINISTRAÇÃO LOCAL (R\$) - 19,49% do valor do custo direto básico			50.891,39	11,5%
ENGENHARIA (R\$) - 10,02% do valor do custo direto básico			26.163,76	5,9%
SOCIOAMBIENTAL (R\$) - 0,02% do valor do custo direto básico			52,22	0,0%
CANTEIRO DE OBRAS (R\$) - 1,18% do valor do custo direto básico			3.081,16	0,7%
MONTAGEM (R\$) - 26,28% do valor do custo direto básico			89.207,47	20,1%
EVENTUAIS (R\$) - 0,00% do valor dos custos diretos			0,00	0,0%
CUSTO INDIRETO (R\$) - 4,95 % do valor dos custos diretos			12.925,21	2,9%
VALOR TOTAL DO MÓDULO (R\$)			443.436,63	
QUANTIDADE DE MÓDULOS			1	
VALOR TOTAL (R\$)			443.436,63	
SUBTOTAL (Poder de compra + Rateio) UAR (R\$)			227.203,12	
SUBTOTAL (Poder de compra + Rateio) COM (R\$)			33.912,29	
SUBTOTAL (Poder de compra) CA (R\$)			303.337,77	
TOTAL (Depreciação) %			3,070%	
ÁREA DE TERRENOS JÁ EXISTENTES (m²)			0	
ÁREA DE TERRENOS NECESSÁRIA (m²)			0	
VALOR POR M² (R\$)			0,87	
DESCONTO DE TERRENOS JÁ EXISTENTES (R\$)			0,00	
VALOR TOTAL DA OBRA (R\$)			2.246.918,02	

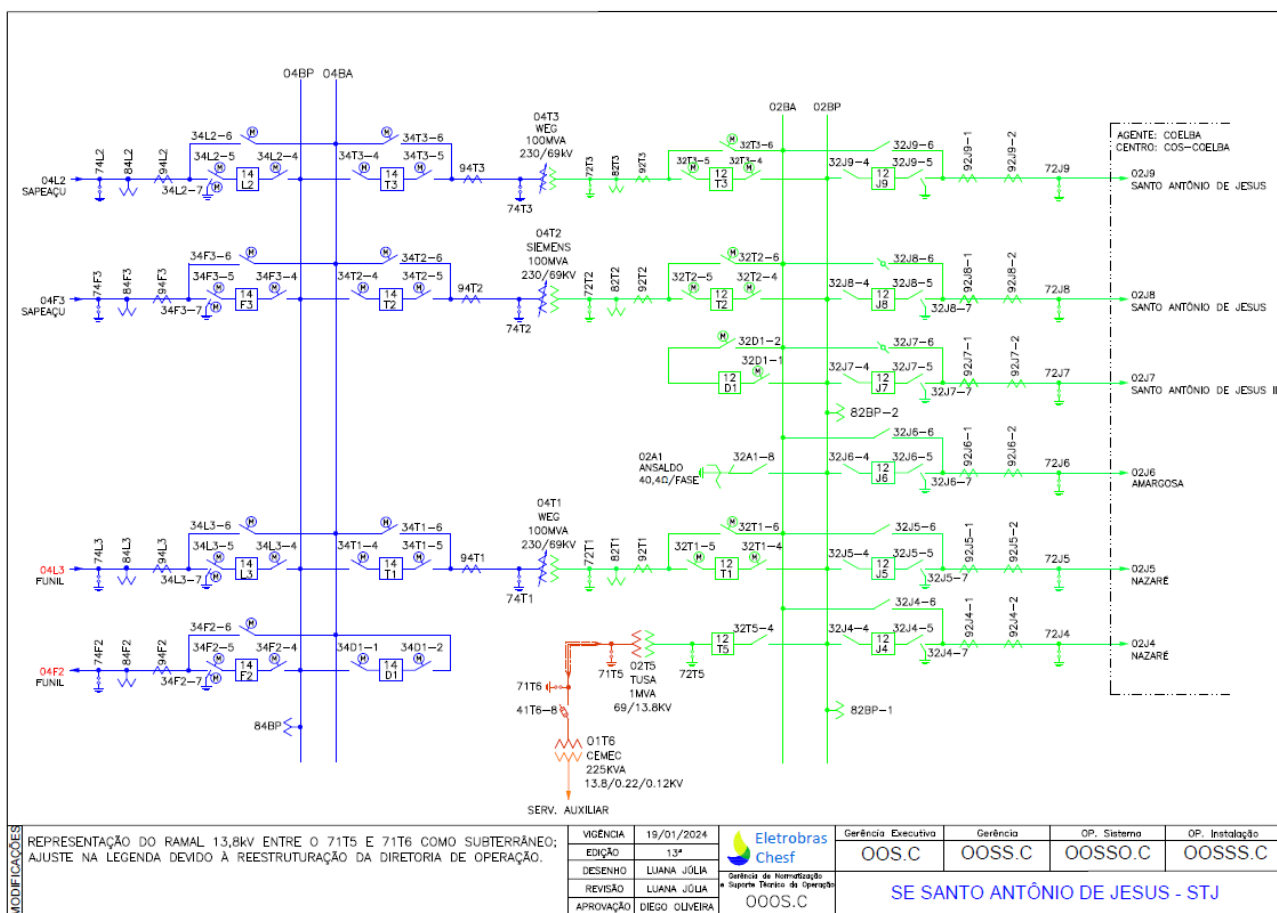
Tabela 1 - custo estimado de 2 (duas) EL (Entrada de Linha) 230 kV, 1 (uma) IB (Interligação de Barramentos) e 1 (um) BA (Barramento Auxiliar) em Arranjo BPT na SE Santo Antônio de Jesus

10. NOTAS

- 1 A informação de corrente nominal dos transformadores de corrente é o valor máximo admissível de acordo com as ligações disponíveis.
- 2 Condições para cálculo da ampacidade da SE Santo Antônio de Jesus (STJ): temperatura do condutor = 90 °C, temperatura ambiente = 33 °C, radiação solar = 1200 W/m², altura em relação ao nível do mar = 202 m, ângulo de incidência do vento = 0° e velocidade do vento = 1 m/s.
- 3 Condições para cálculo da ampacidade da SE Santo Antônio de Jesus (STJ): temperatura do condutor = 150 °C, temperatura ambiente = 33 °C, radiação solar = 1200 W/m², altura em relação ao nível do mar = 202 m, ângulo de incidência do vento = 0° e velocidade do vento = 1 m/s.

11. ANEXO

Diagrama unifilar da SE Santo Antônio de Jesus (STJ)





**Resposta ao
Ofício nº 0359/2024/DEE/EPE**

Processo 48002.001286/2024-32

**Avaliação das entradas de linha da
subestação Sapeaçu e dos respectivos
barramentos após a recapacitação
das LT's 230 kV Sapeaçu / Santo
Antônio de Jesus C1/C2**

Documento nº 001-SPU01-AP-GE-RP-Rev00

Junho de 2024

Sumário

1. OBJETIVO.....	3
2. ESCOPO.....	3
3. CONDIÇÃO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO ASSOCIADAS.....	3
4. DESCRIÇÃO GERAL DA SUBESTAÇÃO	3
5. MÓDULO DE ENTRADA DE LINHA (EL) 04L2 DO SETOR 230 kV.....	3
5.1. CONEXÃO DA EL 04L2	4
5.2. EQUIPAMENTOS DE PÁTIO ASSOCIADOS À EL 04L2	4
6. MÓDULO DE ENTRADA DE LINHA (EL) 04F3 DO SETOR 230 kV	4
6.1. CONEXÃO DA EL 04F3	4
6.2. EQUIPAMENTOS DE PÁTIO ASSOCIADOS À EL 04F3	4
7. MÓDULO DE INTERLIGAÇÃO DE BARRAMENTOS (IB) DO SETOR 230 kV	5
8. BARRAMENTOS DO SETOR 230 kV	5
9. ESTIMATIVA DE CUSTO DAS ADEQUAÇÕES	5
10. NOTAS.....	7
11. ANEXO	7

1. OBJETIVO

Este documento tem por objeto avaliar a necessidade de ajustes nas entradas de linha da Subestação Sapeçu, informar as estimativas de custos desses ajustes e apresentar um indicativo sobre a superação de barramento na subestação após a recapacitação das LT's 230 kV Sapeçu / Santo Antônio de Jesus C1/C2, conforme processo ANEEL nº 48002.001286/2024-32, em resposta ao Ofício nº 0359/2024/DEE/EPE de 16/05/2023.

2. ESCOPO

- Avaliar a conexão e os equipamentos associados aos módulos de entrada de linha (EL) do setor 230 kV identificados pelos códigos operacionais 04L2 e 04F3 da SE Sapeçu, indicando eventuais ajustes para atendimento à recapacitação das LT's 230 kV Sapeçu / Santo Antônio de Jesus C1/C2;
- Avaliar a conexão e os equipamentos associados ao módulo de interligação de barramentos (IB) do setor 230 kV da SE Sapeçu, indicando eventuais ajustes para atendimento à recapacitação das LT's 230 kV Sapeçu / Santo Antônio de Jesus C1/C2;
- Avaliar os barramentos do setor 230 kV da SE Sapeçu, indicando eventuais ajustes para atendimento à recapacitação das LT's 230 kV Sapeçu / Santo Antônio de Jesus C1/C2.

3. CONDIÇÃO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO ASSOCIADAS

Os dois circuitos da LT 230 kV Sapeçu / Santo Antônio de Jesus, após a recapacitação, terão as seguintes condições operativas: 1.570 A (625 MVA) para a condição normal e 1.771 A (705,5 MVA) para a condição de emergência.

4. DESCRIÇÃO GERAL DA SUBESTAÇÃO

A subestação Sapeçu é do tipo não abrigada, construída em conformidade com as normas ABNT, com setores 500 kV e 230 kV.

O arranjo do setor 230 kV é do tipo barra dupla a quatro chaves (BD4), empregando disjuntor simples e quatro seccionadores por célula.

As instalações existentes de 230 kV se encontram totalmente energizadas.

A subestação é de propriedade da transmissora TAESA.

As entradas de linha do setor 230 kV são de propriedade da transmissora Eletrobras Chesf.

5. MÓDULO DE ENTRADA DE LINHA (EL) 04L2 DO SETOR 230 kV

A corrente requerida para este módulo é igual a 1.771 A correspondente à condição de emergência da LT.

5.1. CONEXÃO DA EL 04L2

A conexão da entrada de linha é composta de 1 cabo CAA 954 MCM RAIL cuja ampacidade calculada é de 1.165 A, conforme condições detalhadas na Nota 2, valor inferior à corrente requerida. Portanto, a conexão da EL 04L2 está superada para a nova capacidade operativa da LT na condição de emergência.

Para atender a corrente requerida é necessário que a conexão atual seja substituída por 1 cabo T-CA 1192 MCM HAWTHORN cuja ampacidade calculada é de 1.817 A, conforme condições detalhadas na Nota 3.

5.2. EQUIPAMENTOS DE PÁTIO ASSOCIADOS À EL 04L2

O disjuntor (14L2) e os seccionadores (34L2-1, 34L2-2, 34L2-5 e 34L2-6) possuem corrente nominal igual a 2.000 A. Os transformadores de corrente (94L2) possuem corrente nominal máxima igual a 3.000 A (ver Nota 1). Todos os valores são superiores à corrente requerida. As lâminas de terra (34L2-7) associadas ao seccionador (34L2-5), os para-raios (74L2) e os transformadores de potencial (84L2) não serão afetados pelo aumento da corrente da LT. Portanto, os equipamentos de pátio associados à EL 04L2 suportam a nova capacidade operativa da LT na condição de emergência.

6. MÓDULO DE ENTRADA DE LINHA (EL) 04F3 DO SETOR 230 kV

A corrente requerida para este módulo é igual a 1.771 A correspondente à condição de emergência da LT.

6.1. CONEXÃO DA EL 04F3

A conexão da entrada de linha é composta de 1 cabo CAA 954 MCM RAIL cuja ampacidade calculada é de 1.165 A, conforme condições detalhadas na Nota 2, valor inferior à corrente requerida. Portanto, a conexão da EL 04F3 está superada para a nova capacidade operativa da LT na condição de emergência.

Para atender a corrente requerida é necessário que a conexão atual seja substituída por 1 cabo T-CA 1192 MCM HAWTHORN cuja ampacidade calculada é de 1.817 A, conforme condições detalhadas na Nota 3.

6.2. EQUIPAMENTOS DE PÁTIO ASSOCIADOS À EL 04F3

O disjuntor (14F3) e os seccionadores (34F3-1, 34F3-2, 34F3-5 e 34F3-6) possuem corrente nominal igual a 2.000 A. Os transformadores de corrente (94F3) possuem corrente nominal máxima igual a 3.000 A (ver Nota 1). Todos os valores são superiores à corrente requerida. As lâminas de terra (34F3-7) associadas ao seccionador (34F3-5), os para-raios (74F3) e os transformadores de potencial (84F3) não serão afetados pelo aumento da corrente da LT.

Portanto, os equipamentos de pátio associados à EL 04F3 suportam a nova capacidade operativa da LT na condição de emergência.

7. MÓDULO DE INTERLIGAÇÃO DE BARRAMENTOS (IB) DO SETOR 230 kV

O módulo de interligação de barramentos é de propriedade da transmissora TAESA e será de sua responsabilidade responder a esta consulta.

8. BARRAMENTOS DO SETOR 230 kV

Os barramentos são de propriedade da transmissora TAESA e será de sua responsabilidade responder a esta consulta.

9. ESTIMATIVA DE CUSTO DAS ADEQUAÇÕES

A estimativa de custo refere-se à adequação da conexão das EL's 04L2 e 04F3 que na atual condição está superada por corrente tendo em vista a nova capacidade operativa das LT's associadas.

A seguir são apresentados os módulos que irão compor os eventos conforme processo ANEEL nº 48002.001286/2024-32, pelo ofício 0359/2024/DEE/EPE, em conformidade com os requisitos do PRORET, bem como Banco de Preços de Referência ANEEL, na data base de maio de 2024.

Por padrão, foram considerados os quantitativos resultantes do simulador de orçamentos da ANEEL (<http://bprsimulador.aneel.gov.br/>).

Para a estimativa de custo utilizamos o simulador ANEEL onde inserimos o IPI nos itens referentes aos barramentos e isoladores e periculosidade na montagem. O valor total é de R\$ 530.492,27, data base Maio/2024, conforme demonstrado na tabela 1.

SE Sapeaçu	Versão 2.00
Nordeste - BAHIA	Março/2019
Localização: Rural	
Tipo de instalação: Convencional	
Tipo do orçamento:	
Tipo de Obra: Substituição	
Data do orçamento: 11/06/2024	
Data base do orçamento: Maio de 2024	

MÓDULO DE MANOBRA - Entrada de linha (230KV - BD4)				
BARRAMENTOS CABOS E TUBOS				
		Valores com poder de compra		
Quantidade	Item	Preço (R\$)	Total (R\$)	%
70 unid.	Conectores / Espaçadores	240,43	16.830,07	6,3%
872,4712 kg	Cabo nú / Tubo	103,29	90.120,74	34,0%
VALOR TOTAL (R\$)			106.950,81	40,3%
ISOLADORES				
		Valores com poder de compra		
Quantidade	Item	Preço (R\$)	Total (R\$)	%
15 cj	Cadeia completa ancoragem (simples)	1.218,91	18.283,64	6,9%
13 unid.	Coluna isolador de pedestal	2.381,11	30.954,39	11,7%
VALOR TOTAL (R\$)			49.238,03	18,6%
CUSTO DIRETO BÁSICO (R\$)			156.188,84	58,9%
COMISSIONAMENTO E ADMINISTRAÇÃO LOCAL (R\$) - 19,49% do valor do custo direto básico			30.441,21	11,5%
ENGENHARIA (R\$) - 10,02% do valor do custo direto básico			15.650,12	5,9%
SOCIOAMBIENTAL (R\$) - 0,02% do valor do custo direto básico			31,24	0,0%
CANTEIRO DE OBRAS (R\$) - 1,18% do valor do custo direto básico			1.843,03	0,7%
MONTAGEM (R\$) - 26,28% do valor do custo direto básico			53.360,36	20,1%
EVENTUAIS (R\$) - 0,00% do valor dos custos diretos			0,00	0,0%
CUSTO INDIRETO (R\$) - 4,95 % do valor dos custos diretos			7.731,35	2,9%
VALOR TOTAL DO MÓDULO (R\$)			265.246,14	
QUANTIDADE DE MÓDULOS				2
VALOR TOTAL (R\$)			530.492,27	
SUBTOTAL (Poder de compra + Rateio) UAR (R\$)			90.120,74	
SUBTOTAL (Poder de compra + Rateio) COM (R\$)			66.068,11	
SUBTOTAL (Poder de compra) CA (R\$)			181.444,58	
TOTAL (Depreciação) %			2,512%	
ÁREA DE TERRENOS JÁ EXISTENTES (m²)				0
ÁREA DE TERRENOS NECESSÁRIA (m²)				0
VALOR POR M² (R\$)				0,87
DESCONTO DE TERRENOS JÁ EXISTENTES (R\$)				0,00
VALOR TOTAL DA OBRA (R\$)				530.492,27

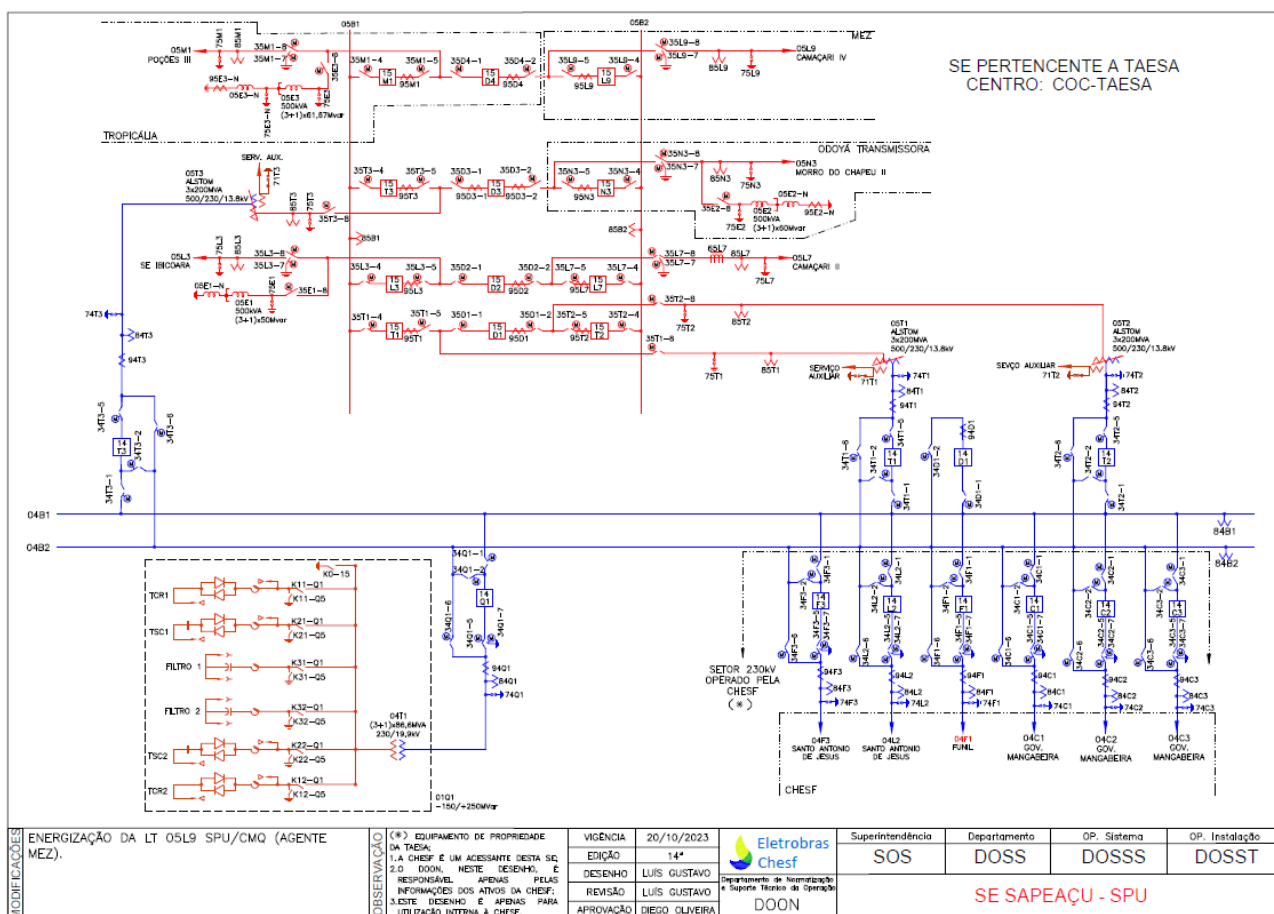
Tabela 1 - custo estimado 2(duas) EL (Entrada de Linha) 230 KV, Arranjo BD4; na SE Sapeaçu

10. NOTAS

- 1 A informação de corrente nominal dos transformadores de corrente é o valor máximo admissível de acordo com as ligações disponíveis.
- 2 Condições para cálculo da ampacidade da SE Sapeçu (SPU): temperatura do condutor = 90 °C, temperatura ambiente = 33 °C, radiação solar = 1200 W/m², altura em relação ao nível do mar = 225 m, ângulo de incidência do vento = 0° e velocidade do vento = 1 m/s.
- 3 Condições para cálculo da ampacidade da SE Sapeçu (SPU): temperatura do condutor = 150 °C, temperatura ambiente = 33 °C, radiação solar = 1200 W/m², altura em relação ao nível do mar = 225 m, ângulo de incidência do vento = 0° e velocidade do vento = 1 m/s.

11. ANEXO

Diagrama unifilar da SE Sapeçu (SPU)



14.6.2. LT 230 kV Sapeaçu – Funil C1 – Recapacitação e Seccionamento

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs	Data: 23/07/2024
		Revisão:
		Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento às Regiões Sul e Centro-Sul da Bahia – Parte II

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Linha de Transmissão: recapacitação da LT 230 kV Sapeaçu – Funil C1

Concessionária Proprietária: CHESF

1. Novos limites de transmissão requeridos:

Limite Normal (MVA) para cada circuito: 251

Limite de Emergência (MVA) para cada circuito: 317

** Caso não seja possível atender aos limites acima, solicitamos que informe quais as máximas capacidades em regime normal e emergência disponíveis após a recapacitação.*

2. Diagrama Esquemático





Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 23/07/2024

Revisão:

Página: 2 - 3

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

1. Informações atuais sobre a LT 230 kV Sapeçu – Funil

- a) Extensão (km): 195,7
- b) Limite Normal (MVA): 251 Limite de Emergência (MVA): 251
- c) Nº de subcondutores/ fase: 01
- d) Cabo adotado: GROSBEAK - ACSR 636,0 MCM 26/7
- e) Temperatura de projeto: 60 °C
- f) Largura da faixa de servidão: 40 m
- g) Data de entrada em operação da LT: 01/12/1968
- h) Restrição que limita a capacidade de transmissão da LT: Altura de segurança
- i) Localização das restrições de altura de segurança (se aplicável): Ao longo de toda a LT

2. A alteração proposta pelo planejamento é:



Viável



Inviável

3. Caso a alteração proposta seja viável:

- a) Caracterizar as adequações necessárias (recondutoramento, elevação de estruturas, Nº de subcondutores/ fase, cabo adotado, etc.):

Para restaurar a capacidade de projeto de curta duração da LT para 795 A (equivalentes a 317 MVA) é necessário substituir uma estimativa de 26 estruturas de concreto por estruturas metálicas autoportantes em suspensão, para eliminar 40 violações de altura de segurança para a condição proposta no trecho entre a SE Sapeçu e o ponto de seccionamento considerado (a 28 km).

Os custos estimados para a adequação estão somados aos custos necessários ao seccionamento, para que sejam comparados com os custos de uma nova linha em circuito simples.

A nova LT e o trecho novo do seccionamento foram considerados em circuito simples com estruturas estaiadas. As estruturas para recapacitação foram consideradas circuito simples autoportantes devido às características construtivas para recapacitação/substituição, e pela otimização das estruturas em vãos adjacentes.

- b) Informar os novos limites de transmissão relacionados à adequação descrita no item 3a:

251 / 317 MVA (Normal/Emergência).

- c) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT requerida: 22.649,28 R\$x1000

- d) Informar o custo estimado à adequação descrita no item 3a, de forma relativa ao custo apresentado no item 3c: 62,05 %

- e) Informar o tempo estimado para a implantação das obras necessárias à adequação descrita no item 3a: 12 meses.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 23/07/2024

Revisão:

Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

4. Caso a alteração proposta seja inviável, especificar o motivo impeditivo:

5. Observações

Para o Seccionamento:

O ponto de seccionamento foi considerado entre a estrutura 28/1 e a estrutura 28/2, com traçado paralelo à LT 230 kV Sapeaçu - S. A. de Jesus C1 C2, circuito duplo existente, e 5 km de extensão até a SE Santo Antônio de Jesus.

Para a estimativa de custos para o seccionamento foi considerada Instalação de trecho novo (linha nova - leilão) com estruturas estaiadas em circuito simples, com 01 cabo condutor Grosbeak por fase, 01 para-raios OPGW com 24 fibras e 01 para-raios convencional EAR 3/8.

Para a Recapacitação do Trecho Existente entre a SE Sapeaçu e o ponto de Seccionamento:

No trecho entre a SE Sapeaçu e o ponto de seccionamento sugerido (entre a estrutura 28/1 e a estrutura 28/2) há violação em 40 vãos tanto para 795 A quanto para 880 A.

A recapacitação do trecho tem os mesmos custos associados para qualquer corrente de curta considerada no horizonte final.

Foram consideradas estruturas autoportantes de suspensão para circuito simples, do tipo S21s, com altura útil média de 24 metros para estimativa do peso total de estruturas para a recapacitação.

A quantidade de cabos condutores e para-raios convencional foi estimada apenas para inserção devido às novas alturas das estruturas.

Custos com terrenos apenas para as praças das estruturas. Limpeza de faixa apenas para as praças de estruturas e praças de lançamento do cabo OPGW.

Rio de Janeiro, 23 de julho de 2024.

Data da Solicitação

Recife, 06 de agosto de 2024

Data da Entrega do Formulário

Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Marcelo Guimarães dos Santos

Cargo: Gerente EETAM

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs	Data: 23/07/2024
		Revisão:
		Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento às Regiões Sul e Centro-Sul da Bahia – Parte II

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Linha de Transmissão: recapitação/recondutoramento da LT 230 kV Sapeaçu – Funil C1

Concessionária Proprietária: CHESF

1. Novos limites de transmissão requeridos:

Limite Normal (MVA) para cada circuito: 351

Limite de Emergência (MVA) para cada circuito: 351

** Caso não seja possível atender aos limites acima, solicitamos que informe quais as máximas capacidades em regime normal e emergência disponíveis após a recapitação.*

2. Diagrama Esquemático

SAPEAÇU

SANTO ANTÔNIO DE JESUS

FUNIL



Legenda:
■ 230 kV



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 23/07/2024

Revisão:

Página: 2 - 3

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

1. Informações atuais sobre a LT 230 kV Sapeçu – Funil

- a) Extensão (km): 195,7
- b) Limite Normal (MVA): 251 Limite de Emergência (MVA): 251
- c) Nº de subcondutores/ fase: 01
- d) Cabo adotado: GROSBEAK - ACSR 636,0 MCM 26/7
- e) Temperatura de projeto: 60 °C
- f) Largura da faixa de servidão: 40 m
- g) Data de entrada em operação da LT: 01/12/1968
- h) Restrição que limita a capacidade de transmissão da LT: Altura de segurança
- i) Localização das restrições de altura de segurança (se aplicável): Ao longo de toda a LT

2. A alteração proposta pelo planejamento é:



Viável



Inviável

3. Caso a alteração proposta seja viável:

- a) Caracterizar as adequações necessárias (recondutoramento, elevação de estruturas, Nº de subcondutores/ fase, cabo adotado, etc.):

Para restaurar a capacidade de projeto de curta duração da LT para 880 A (equivalentes a 351 MVA) é necessário substituir uma estimativa de 26 estruturas de concreto por estruturas metálicas autoportantes em suspensão, para eliminar 40 violações de altura de segurança para a condição proposta no trecho entre a SE Sapeçu e o ponto de seccionamento considerado (a 28 km).

Os custos estimados para a adequação estão somados aos custos necessários ao seccionamento, para que sejam comparados com os custos de uma nova linha em circuito simples.

A nova LT e o trecho novo do seccionamento foram considerados em circuito simples com estruturas estaiadas. As estruturas para recapacitação foram consideradas circuito simples autoportantes devido às características construtivas para recapacitação/substituição, e pela otimização das estruturas em vãos adjacentes.

- b) Informar os novos limites de transmissão relacionados à adequação descrita no item 3a:
351 / 351 MVA (Normal/Emergência).

- c) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT requerida: 22.649,28 R\$x1000

- d) Informar o custo estimado à adequação descrita no item 3a, de forma relativa ao custo apresentado no item 3c: 62,05 %

- e) Informar o tempo estimado para a implantação das obras necessárias à adequação descrita no item 3a: 12 meses.

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs	Data: 23/07/2024
		Revisão:
		Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

4. Caso a alteração proposta seja inviável, especificar o motivo impeditivo:

5. Observações

Para o Seccionamento:

O ponto de seccionamento foi considerado entre a estrutura 28/1 e a estrutura 28/2, com traçado paralelo à LT 230 kV Sapeçu - S. A. de Jesus C1 C2, circuito duplo existente, e 5 km de extensão até a SE Santo Antônio de Jesus.

Para a estimativa de custos para o seccionamento foi considerada Instalação de trecho novo (linha nova - leilão) com estruturas estaiadas em circuito simples, com 01 cabo condutor Grosbeak por fase, 01 para-raios OPGW com 24 fibras e 01 para-raios convencional EAR 3/8.

Para a Recapacitação do Trecho Existente entre a SE Sapeçu e o ponto de Seccionamento:

No trecho entre a SE Sapeçu e o ponto de seccionamento sugerido (entre a estrutura 28/1 e a estrutura 28/2) há violação em 40 vãos tanto para 795 A quanto para 880 A.

A recapacitação do trecho tem os mesmos custos associados para qualquer corrente de curta considerada no horizonte final.

Foram consideradas estruturas autoportantes de suspensão para circuito simples, do tipo S21s, com altura útil média de 24 metros para estimativa do peso total de estruturas para a recapacitação.

A quantidade de cabos condutores e para-raios convencional foi estimada apenas para inserção devido às novas alturas das estruturas.

Custos com terrenos apenas para as praças das estruturas. Limpeza de faixa apenas para as praças de estruturas e praças de lançamento do cabo OPGW.

Rio de Janeiro, 23 de julho de 2024

Data da Solicitação

Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Recife, 06 de agosto de 2024

Data da Entrega do Formulário

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Marcelo Guimarães dos Santos

Cargo: Gerente EETAM

14.7. FICHAS PET/PELP

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: BA
LT 230 kV SAPEAÇU – SANTO ANTONIO DE JESUS, C1 e C2 (CD) (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2030
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 13 meses

Justificativa:

Atendimento à carga

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

Circuito Duplo 230 kV, 1 x 788 MCM (CORDOBA) termorresistente, 33 km	42.005,04
Adequações na SE Sapeaçu 230 kV	530,49
Adequações na SE Santo Antonio de Jesus 230 kV	2.246,92

Total de Investimentos Previstos: **44.782,45**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.
- [2] EPE-DEE-RE-042/2024-rev0 – “Estudo de Atendimento às Regiões Sul e Centro-Sul da Bahia – Parte II”

Sistema Interligado da Região NORDESTE**Empreendimento:****SE 230/69 kV SANTO ANTONIO DE JESUS
(Ampliação/Adequação)**UF: **BA**DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2033**PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses****Justificativa:**

Atendimento à carga

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

4° TF 230/69 kV, 100 MVA 3Φ	12.623,30
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	8.812,93
1 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	3.254,95
MIM - 230 kV	1.127,84
MIM – 69 kV	324,77

Total de Investimentos Previstos:**26.143,79****Situação atual:****Observações:****Documentos de referência:**

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.
- [2] EPE-DEE-RE-042/2024-rev0 – “Estudo de Atendimento às Regiões Sul e Centro-Sul da Bahia – Parte II”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: SE 230 kV ITABUNA III (Ampliação/Adequação)	UF: BA
	DATA DE NECESSIDADE: Ver Obs
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Atendimento à carga

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

Dispositivo de Controle Automático Rápido de Reativos 230 kV, 1 x (-100/+100) Mvar	103.948,13
CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4	8.571,93
MIM - 230 kV	1.069,96
MIG – A	324,77

Total de Investimentos Previstos:	116.377,23
--	-------------------

Situação atual:**Observações:**

Data de necessidade referencial. Obra vinculada ao final da vida útil física do (CE: 01Q1 -100/+200 Mvar)

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.
- [2] EPE-DEE-RE-042/2024-rev0 – “Estudo de Atendimento às Regiões Sul e Centro-Sul da Bahia – Parte II”