



Relatório R1

ESTUDOS PARA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

**Análise Técnico-Econômica de
Alternativas: Relatório R1**

**Estudo de Atendimento ao Sudeste do
Pará**

ABRIL DE 2026

■ Colaboradores

RELATÓRIO R1

EPE-DEE-RE-016/2026-REV1

Coordenação Geral

Reinaldo da Cruz Garcia

Coordenação Executiva

Thiago Dourado Martins

Marcos Vinícius Farinha

Coordenação Técnica

Rafael Theodoro Alves e Mello

Equipe Técnica

Bruno Scarpa Alves da Silveira

Dourival de Souza Carvalho Junior

Fabiano Schmidt

Igor Chaves

João Alves da Silva Neto

Luiz Felipe Froede Lorentz

Marcelo Willian Henriques Szrajbman

Maria de Fátima de Carvalho Gama

Matias Halmenschlager Hubert

Paula Vieira Machado

Rafael de Carvalho Caetano

Renan Gonzaga Silva dos Santos

Rodrigo Escorcio Gomes

Vinicius Ferreira Martins

Yan Ricardo Damasceno Rangel

Suporte Administrativo

Renata Cardozo Rios

Tatiana Martins Freire



VALOR PÚBLICO NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

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, EM QUE 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 O ATENDIMENTO ELÉTRICO DA REGIÃO SUDESTE DO PARÁ, SEGUNDO DIRETRIZES DO MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. A ANÁLISE CONTEMPLA OS ASPECTOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS, INCORPORANDO TAMBÉM A AVALIAÇÃO SOCIOAMBIENTAL PRELIMINAR — INCLUINDO ANÁLISE DE COMPARATIVA DE EMISSÕES PARA ALTERNATIVAS DE SUPRIMENTO — QUE IRÃO SUBSIDIAR O PODER CONCEDENTE NA CONDUÇÃO DA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL.

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Ministro de Estado
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo
Gustavo Cerqueira Ataíde

Secretária Nacional de Transição Energética e Planejamento
Lorena Melo Silva Perim (substituta)



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

Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e

Biocombustíveis
Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa
Carlos Eduardo Cabral Carvalho

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

 Empresa de Pesquisa Energética	Contrato Data de assinatura	
Projeto ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO		
Área de estudo Análise Técnico-econômica		
Sub-área de estudo GET Norte		
Produto (Nota Técnica ou Relatório) EPE-DEE-RE-016/2026 Estudo de Atendimento ao Sudeste do Pará		
Revisões rev0	Data 28/04/2026	Descrição sucinta Emissão Original

SUMÁRIO

SUMÁRIO	2
1. INTRODUÇÃO	8
1.1. Considerações Iniciais	8
1.2. Objetivo	11
2. CONCLUSÕES.....	12
3. RECOMENDAÇÕES.....	14
4. DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS	18
4.1. Critérios Básicos	18
4.2. Base de Dados	18
4.3. Limites Operativos	18
4.3.1. Tensão Nominal	18
4.3.2. Carregamento	19
4.4. Mercado	19
4.4.1. Crescimento vegetativo da carga atendida pela distribuidora Equatorial-PA.....	19
4.4.2. Empreendimentos em potencial – rede de distribuição	20
4.4.3. Cargas de mineração conectadas à Rede Básica	20
4.4.4. Alocação das Cargas em Potencial no Horizonte do Estudo	21
4.5. Parâmetros Econômicos	22
4.6. Cenários de Geração	23
4.7. Patamares de Carga	23
5. DIAGNÓSTICO	25
5.1. Rede considerada para o diagnóstico	25
5.2. Violações Operativas.....	25
5.2.1. Violações operativas no atendimento à subestação Onça Puma.....	26
5.2.2. Violações operativas no atendimento à subestação Xinguara II	28
5.2.3. Subtensão na barra de 230 kV da subestação Santana do Araguaia.....	29
5.2.4. Sobrecarga nos autotransformadores 230/138 kV da subestação Xinguara II	30
5.2.5. Sobrecarga nos autotransformadores 500/230 kV da subestação Integradora	31
5.2.6. Problemas operativos no sistema de distribuição de 138 kV com origem nas subestações Serra Pelada e Carajás.....	32
6. OBRAS COMUNS A TODAS AS ALTERNATIVAS.....	34
Subtensão na barra de 230 kV da subestação Santana do Araguaia.....	34
Problemas operativos no sistema de distribuição de 138 kV com origem nas subestações Serra Pelada e Carajás.....	36
Sobrecarga nos autotransformadores 230/138 kV da subestação Xinguara II	39
Sobrecarga nos autotransformadores 230/138 kV da subestação Onça Puma	39
7. DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS	41
7.1. Alternativa 1.....	42
Descrição da Alternativa 1	42
Análise de Desempenho da Alternativa 1.....	43
7.2. Alternativa 2.....	44
Descrição da Alternativa 2	44
Análise de Desempenho da Alternativa 2.....	45
7.3. Alternativa 3.....	46

[illegible]

■ Lista de Figuras

Figura 1-1 Diagrama eletrogeográfico da região de interesse	9
Figura 3-1 - Diagrama da alternativa recomendada	15
Figura 3-2 – Diagramas das obras de distribuição recomendadas	16
Figura 5-1 - Sistema de Transmissão da Região Sudeste do Pará (PD 2034).....	25
Figura 5-2 – Violações operativas de tensão no atendimento à SE Onça Puma (2032).....	26
Figura 5-3 – Sobrecarga na linha de transmissão 230 kV Integradora – Onça Puma (2032)	27
Figura 5-4 – Sobrecarga na linha de transmissão 230 kV Integradora – Jaguar (2032)	27
Figura 5-5 – Sobrecarga nos autotransformadores 230/138 kV da SE Onça Puma (2036)	28
Figura 5-6 – Violações operativas no atendimento à SE Xinguara II (2032)	29
Figura 5-7 – Subtensão na barra de 230 kV da SE Santana do Araguaia (2032).....	30
Figura 5-8 – Sobrecarga nos autotransformadores 230/138 kV da SE Xinguara II (2033)	31
Figura 5-9 – Sobrecarga nos autotransformadores 500/230 kV da SE Integradora (2036)	32
Figura 5-10 – Sobrecarga nos autotransformadores 500/138 kV da SE Serra Pelada (2036)	33
Figura 6-1 – Atendimento à SE Santana do Araguaia em regime de operação N-1 após as cobras comuns (2035)	35
Figura 6-2 – Atendimento à SE Santana do Araguaia em regime de operação N-1 após as cobras comuns (2039)	36
Figura 6-3 - Atendimento às SEDs 138 kV Canaã do Carajás e Parauapebas após as obras comuns (2035)	37
Figura 6-4 - Atendimento às SEDs 138 kV Canaã do Carajás e Parauapebas após as obras comuns (2039)	38
Figura 6-5– Regime de operação N-1 dos autotransformadores 230/138 kV da SE Xinguara II após as obras comuns (2039)	39
Figura 6-6 – Regime de operação N-1 dos autotransformadores 230/138 kV da SE Onça Puma após as obras comuns (2039)	40
Figura 7-1 - Alternativa 1	42
Figura 7-2 – Alternativa 1: regime de operação normal (2039)	43
Figura 7-3 – Alternativa 1: regime de operação N-1 (2039)	44
Figura 7-4 - Alternativa 2.....	45
Figura 7-5 – Alternativa 2: regime de operação normal (2039)	46
Figura 7-6 - Alternativa 3	47
Figura 7-7 – Alternativa 3: regime de operação normal (2039)	48
Figura 7-8 – Alternativa 3: regime de operação N-1 (2039)	49
Figura 7-9 - Alternativa 4.....	50
Figura 7-10 – Alternativa 4: regime de operação normal (2039)	51
Figura 10-1 Dados técnicos básicos da nova LT 230 kV Integradora – Xinguara 2, C3, CS.....	57
Figura 10-2 Dados técnicos básicos da nova LT 230 kV Integradora – Ourilândia do Norte, C1 e C2, CD.	58

Figura 10-3 Dados técnicos básicos da nova LT 230 kV Onça Puma – Ourilândia do Norte, C1 e C2, CD.60

Figura 15-1 – Diagrama Unifilar da Subestação Ourilândia do Norte 75

■ Lista de Tabelas

Tabela 1-1 – Consumidores novos e existentes com expansão do MUST prevista por meio de solicitações de acesso recentes	10
Tabela 2-1 – Comparação econômica das alternativas: Investimento + Perdas (R\$ X 1000)	13
Tabela 3-1 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira	14
Tabela 3-2 – Principais obras em linhas de transmissão	14
Tabela 3-3 – Principais obras em subestações de Distribuição	15
Tabela 3-4 – Principais obras de Linhas de Distribuição	15
Tabela 4-1 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão.....	18
Tabela 4-2 – Crescimento vegetativo da carga na região de interesse – Equatorial-PA.....	19
Tabela 4-3 – Carga adicional por barramento da distribuição devido à conexão de empreendimentos de carga futuros	20
Tabela 4-4 – Compilado de cargas de mineração na região	21
Tabela 4-5 – Alocação da carga no horizonte de estudo.....	22
Tabela 4-6 – Fatores de ponderação das perdas elétricas por cenário e patamar de carga	23
Tabela 5-1 – Diagnóstico: Resumo das Violações Operativas	25
Tabela 6-1 – Obras Comuns	34
Tabela 7-1 – Resumo das Violações Operativas após Obras Comuns	41
Tabela 7-2 – Principais obras da Alternativa 1.....	42
Tabela 7-3 – Principais obras da Alternativa 2.....	44
Tabela 7-4 – Principais obras da Alternativa 3.....	46
Tabela 7-5 – Principais obras da Alternativa 4.....	49
Tabela 8-1 – Custo de investimento (excluindo-se obras comuns) e perdas (R\$ x 1000).....	52
Tabela 10-1 Relação das LTs	54
Tabela 10-2 Dados do ambiente	54
Tabela 10-3 Dados para avaliação econômica.....	55
Tabela 10-4 Dados do sistema - Fluxos para cálculo de perdas	55
Tabela 10-5 Dados do sistema - Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação	55
Tabela 10-6 Configurações com menor custo total.....	56
Tabela 10-7 Configurações com menor custo total.....	56
Tabela 10-8 Configurações com menor custo total.....	56
Tabela 10-9 Características elétricas básicas da nova LT.....	57
Tabela 10-10 Coordenadas da silhueta típica da nova LT.....	58
Tabela 10-11 Características elétricas básicas da nova LT.....	58
Tabela 10-12 Coordenadas da silhueta típica da nova LT.....	59
Tabela 10-13 Características elétricas básicas da nova LT.....	59
Tabela 10-14 Coordenadas da silhueta típica da nova LT.....	60
Tabela 10-15 Estimativas iniciais para faixa de segurança	61

Tabela 11-1 Correntes de curto-circuito mínimo	63
Tabela 11-2 Correntes de curto-circuito máximo	64
Tabela 15-1 - Características Elétricas das Linhas de Transmissão.....	68
Tabela 15-2 - Parâmetros Elétricos das Linhas de Transmissão	68
Tabela 15-3 – Plano de Obras e Estimativa de Custos – Obras Comuns	70
Tabela 15-4 – Plano de Obras e Estimativa de Custos – Alternativa 1	71
Tabela 15-5 – Plano de Obras e Estimativa de Custos – Alternativa 2	72
Tabela 15-6 – Plano de Obras e Estimativa de Custos – Alternativa 3	73
Tabela 15-7 – Plano de Obras e Estimativa de Custos – Alternativa 4	74

1. INTRODUÇÃO

1.1. Considerações Iniciais

A região de abrangência deste estudo está localizada na porção sudeste do estado do Pará e corresponde às regiões geográficas imediatas de Parauapebas, de Tucumã-São Félix do Xingu, de Xinguara e de Redenção, de acordo com a composição elaborada pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). Os principais municípios dessa região são Parauapebas, com 305,8 mil habitantes, Redenção, com 92,7 mil habitantes, Canaã dos Carajás, com 89,5 mil habitantes, e São Félix do Xingu, com 64,7 mil habitantes.

Essa região caracteriza-se pela elevada concentração de projetos de mineração, com destaque para a mineração Salobo, maior produtora de cobre do Brasil, a mineração Serra Norte, maior mina de minério de ferro a céu aberto do mundo, a mineração de cobre Sossego, a mina de minério de ferro Serra Sul (conhecida como Complexo S11D), e a mina de extração de níquel de Onça Puma. Para o horizonte de planejamento considerado, estima-se a realização de diversos investimentos destinados à expansão da produção de minério de ferro e de metais críticos associados à transição energética. Tais investimentos contribuem para o fortalecimento do papel estratégico do Brasil no contexto da transição energética e no suprimento global desses insumos.

O sistema de transmissão que atende a região tem origem na subestação 500/138 kV Serra Pelada, que integra um dos eixos de 500 kV responsáveis pelo escoamento de energia das usinas hidrelétricas de Belo Monte e de Tucuruí para as regiões Sudeste e Centro-Oeste do Brasil. A subestação Serra Pelada se interliga com a subestação 500/230 kV Integradora, que possui conexões em 230 kV com as demais subestações de rede básica da região e com projetos de mineração presentes na região.

O atendimento ao sistema de distribuição da concessionária Equatorial Pará é realizado a partir das subestações 230/138 kV Carajás, Onça Puma, Xinguara II e Santana do Araguaia, além da subestação 500/138 kV de Serra Pelada.

A subestação 230/138 kV Carajás possui dois autotransformadores de 100/120 MVA e é alimentada a partir de sete linhas de transmissão em 230 kV, três provenientes da subestação Integradora, três da subestação Itacaiúnas e uma da subestação Marabá. Além disso, a subestação Carajás atende as cargas de distribuição da Equatorial-PA por meio do setor de 138 kV, que opera interligado, por meio da rede de distribuição 138 kV, com a subestação Serra Pelada.

A subestação 230/138 kV Onça Puma foi inicialmente concebida apenas com o setor de 230 kV para atender o Complexo de Mineração de Onça Puma (MOP), pertencente à Vale. Foi posteriormente ampliada, contando atualmente com um pátio de 138 kV e dois autotransformadores de 230/138 kV de 100/120 MVA, conforme recomendação do estudo EPE-DEE-RE-114/2012-rev2 [1], atuando

como um ponto de suprimento à distribuidora Equatorial-PA. A subestação Onça Puma é alimentada radialmente, em circuito duplo, pela linha de transmissão 230 kV Integradora – Onça Puma C1 e C2.

A subestação 230/138 kV Xinguara II é equipada com dois autotransformadores de 150/180 MVA, e se conecta radialmente com a subestação Integradora, por meio das linhas de transmissão 230 kV Integradora – Xinguara II C1 e C2, de circuito simples. Cabe destacar que o estudo EPE-DEE-RE-061/2014-rev1 [2] recomendou a implantação da linha de transmissão 230 kV Integradora – Xinguara II C3 que foi tecnicamente reavaliada nesse estudo.

Por fim, a subestação 230/138 kV Santana do Araguaia é suprida a partir das linhas de transmissão 230 kV Xinguara II – Santana do Araguaia C1 e C2, de circuito duplo. A subestação Santana do Araguaia possui dois autotransformadores de 150/180 MVA que atendem também cargas no estado do Mato Grosso e Tocantins, operando em paralelo com a subestação 230/138 kV Canarana. A subestação Santana do Araguaia é equipada, ainda, com dois transformadores defasadores de 138 kV em série com a transformação 230/138 kV, que tem a função de controlar a potência suprida a partir dessas duas subestações de fronteira, evitando violações operativas.

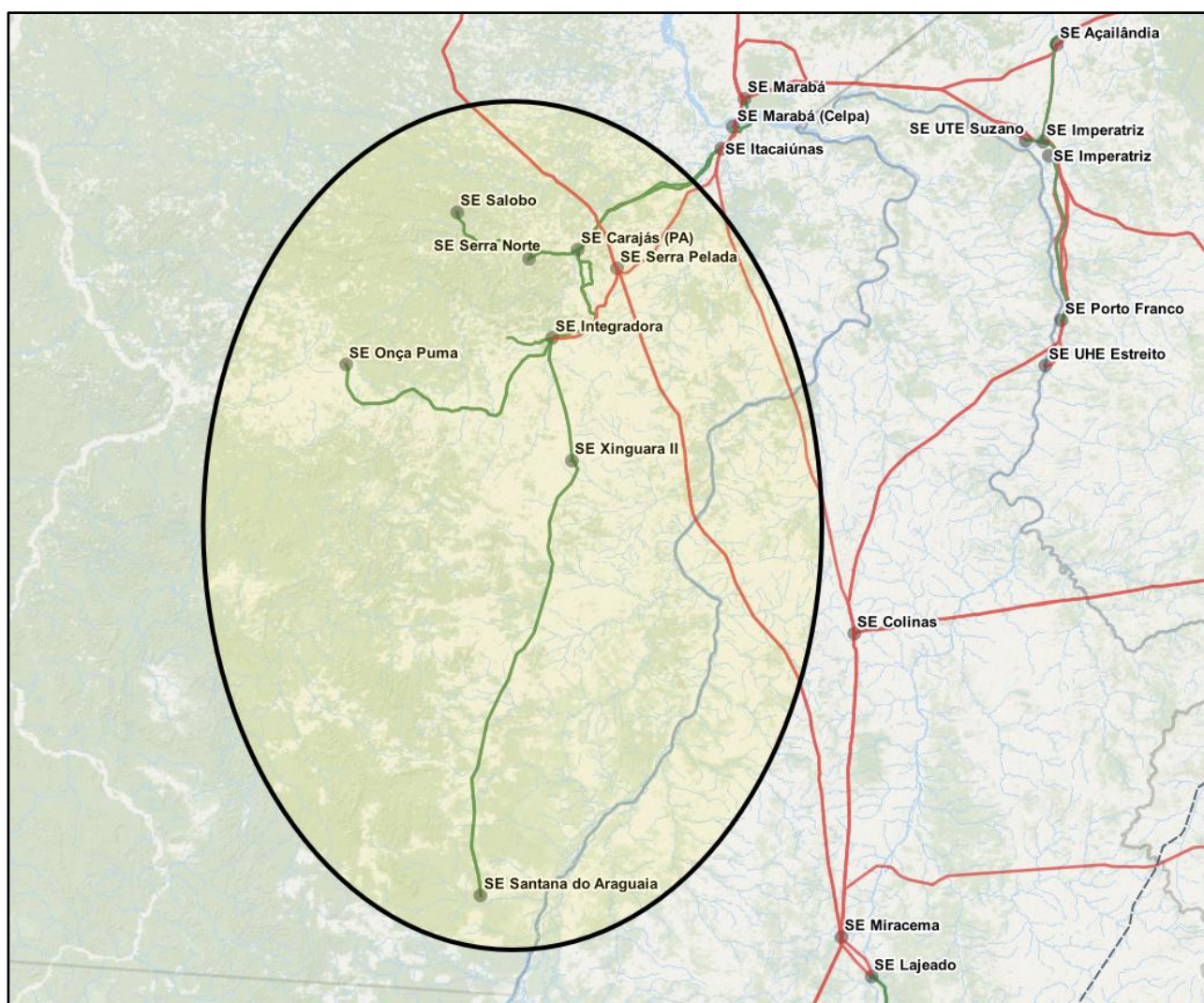


Figura 1-1 Diagrama eletrogeográfico da região de interesse

O sistema é composto ainda por subestações e linhas de uso exclusivo em 230 kV de propriedade da mineradora Vale. Essas instalações de uso exclusivo são organizadas em Hub Norte, composto pelas subestações de 230 kV Serra Norte, Alemão e Salobo, e Hub Sul, composto pelas subestações 230 kV Serra Sul e Mineração Sossego.

A Figura 1-1 apresenta a localização eletrogeográfica do sistema atualmente em operação que atende a região sudeste do Pará, conforme descrito anteriormente.

As restrições do sistema de transmissão nessa região ocorrem devido a previsão de conexão de novos consumidores industriais de grande porte e de expansão dos consumidores existentes. Com acesso previsto no sistema de 230 kV da Rede Básica, esses consumidores têm obtido pareceres de acesso inviáveis ou com restrições, em razão do esgotamento dos recursos disponíveis para controle de tensão no sistema de transmissão da região e devido a sobrecargas, tanto em regime normal de operação quanto em condições de contingência.

A Tabela 1-1 ilustra a situação atual de consumidores novos e existentes na região de abrangência do estudo, que já solicitam acesso à Rede Básica recentemente e que tiveram o acesso considerado inviável ou com restrições.

Tabela 1-1 – Consumidores novos e existentes com expansão do MUST prevista por meio de solicitações de acesso recentes

Planta Consumidora	Status	MUST Atual (MW)	Maior Expansão de MUST solicitada (MW)
Onça Puma	Existente – Em Operação	154,0	46,0
Jaguar (Centaurus Níquel)	Futuro – Solicitação de Acesso	0,0	67,0

No âmbito da distribuição, a concessionária local tem relatado limitações no atendimento a novos pedidos de aumento de demanda das cargas alimentadas pela Subestação Onça Puma, evidenciando a existência de demanda reprimida. Esse conjunto de fatores indica risco de esgotamento do sistema elétrico que atende à região no curto prazo, especialmente no que se refere ao controle de tensão.

Diante desse cenário de aumento significativo dos pedidos de acesso, como medida emergencial e em recomendação conjunta do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e da EPE, foi proposto no Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica – POTEE 2025 o reforço da Subestação Onça Puma 230 kV, por meio da instalação do primeiro capacitor em derivação em 230 kV de 50 MVar. Trata-se de obra de caráter autorizativo, a ser implantada pela transmissora Ourilândia do Norte Transmissora de Energia S.A., concessionária responsável pela referida subestação, visando a melhoria das condições de controle de tensão e possibilitando a conexão dos novos acessantes, embora com restrições.

1.2. Objetivo

O objetivo deste estudo é identificar a alternativa mais adequada de expansão estrutural da Rede Básica na região Sudeste do Pará, de modo a solucionar os problemas operativos de longo prazo, assegurando o acesso sem restrições tanto das cargas industriais da região que solicitaram acesso recentemente quanto de potenciais cargas futuras. Além disso, o estudo objetiva atendimento adequado ao sistema de distribuição da concessionária local, que também tem recebido solicitações de acesso de cargas de menor porte em sua rede de alta tensão

Para tanto, este estudo apresenta análise técnico-econômica e socioambiental, com vistas à definição da solução a ser implantada no horizonte de planejamento considerado, contemplando tanto a expansão da Rede Básica quanto eventuais reforços no sistema de distribuição. As alternativas avaliadas buscam garantir o atendimento aos consumidores com níveis adequados de qualidade e continuidade do suprimento, frente ao crescimento projetado do mercado de energia elétrica na região.

2. CONCLUSÕES

O presente estudo faz uma análise do atendimento à região Sudeste do Pará considerando, além das grandes cargas em operação e com CUST assinado na região, cargas prospectivas que pretendem se conectar, tanto na rede de transmissão quanto na rede de distribuição. Essa região do estado apresenta historicamente uma forte vocação para o setor de mineração, que corresponde à maior parte das cargas industriais existentes e futuras.

Com base em informações coletadas junto a diversas fontes (distribuidora Equatorial-PA, mineradoras, dados do ONS), foram mapeados os potenciais de carga na região, adotando-se a premissa de separar o estudo em duas etapas.

Numa primeira etapa, correspondente ao horizonte de 2032 (ano inicial do estudo) até o ano 2035, foram consideradas, além das cargas existentes e com CUST assinado, as cargas futuras com maior potencial de implantação. Utilizou-se como indicativo desse maior potencial as plantas que efetuaram solicitações de acesso junto ao ONS em passado recente – após estarem em vigor as novas regras de aporte de garantias. Esse montante contempla cerca de 113 MW adicionais de carga na região.

Numa segunda etapa, que compreende o horizonte de 2036 a 2039, consideraram-se, além das cargas já mencionadas na etapa anterior, as cargas adicionais declaradas pelas mineradoras e as cargas de empreendimentos se conectando no sistema de distribuição local, que totalizam um montante de 489 MW. Esse montante, somado aos 113 MW da etapa anterior, totaliza 602 MW adicionais considerados neste estudo no horizonte de planejamento. Essa estratégia resulta numa solução com obras tanto no horizonte determinativo quanto no indicativo – que podem antecipadas em caso de confirmação do interesse de conexão desses consumidores em potencial. A Tabela 4-5 ilustra as cargas consideradas em cada uma das etapas.

Em função das violações identificadas no diagnóstico do sistema elétrico da região sudeste do estado do Pará, apresentado na Seção 5, procedeu-se à avaliação de diferentes topologias de expansão da Rede Básica, com vistas à proposição de uma solução estrutural. Foram analisadas quatro alternativas, as quais se encontram detalhadas na Seção 7. Todas as alternativas foram avaliadas quanto ao atendimento aos critérios de planejamento elétrico e às premissas estabelecidas para este estudo.

As análises econômicas foram realizadas considerando o valor presente dos custos das alternativas referidos a 2032 e utilizando o método dos rendimentos necessários com truncamento das séries temporais em 2039, ano horizonte do estudo. O custo de cada alternativa, por sua vez, foi calculado tomando-se por base os investimentos e as perdas diferenciais em relação à alternativa que apresentou menores perdas. A Tabela 2-1 apresenta o resumo da comparação econômica das alternativas analisadas, considerando apenas as obras diferenciais. As obras comuns, incluindo as

de distribuição, adicionam R\$ 571,49 milhões de investimentos (Capex) ao montante de investimento de cada alternativa.

Tabela 2-1 – Comparação econômica das alternativas: Investimento + Perdas (R\$ X 1000)

Alternativas	Rendimentos Necessários	Δ Perdas	Total	[%]	Ordem	Investimento (Capex)
Alternativa 1	317.805,27	95.516,39	413.321,66	100,0%	1º	741.109,49
Alternativa 2	540.827,02	28.140,89	568.967,91	137,7%	3º	1.169.435,40
Alternativa 3	337.317,95	119.877,98	457.195,93	110,6%	2º	783.301,95
Alternativa 4	679.896,91	0,00	679.896,91	164,5%	4º	1.470.147,53

Dentre as alternativas avaliadas, a Alternativa 1 apresentou o menor custo global, sendo, portanto, a alternativa recomendada.

A configuração recomendada contempla novas linhas de transmissão em 230 kV interligando a subestação Integradora às subestações Onça Puma e Xinguara II, solucionando os problemas de sobrecarga nas linhas de transmissão existentes. Além disso, foram recomendados equipamentos para suporte de tensão, com destaque para os compensadores síncronos da nova subestação 230 kV Ourilândia do Norte e da subestação 230/138 kV Santana do Araguaia. Por fim, recomendou-se uma nova transformação de fronteira 230/138 kV na subestação Integradora, aliado a novas linhas de distribuição em 138 kV e a transferência definitiva das cargas da distribuidora conectadas à subestação Canaã dos Carajás para esse novo ponto de suprimento.

As obras recomendadas neste estudo totalizam aproximadamente R\$ 1,315 bilhões em investimentos, sendo R\$ 1,14 bilhões referentes às obras de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira e R\$ 175 milhões em obras de distribuição, a serem executados pela Equatorial-PA. Em relação às obras de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, R\$ 950 milhões são previstos para o ano de 2032, e o restante de forma escalonada em 2033 e 2036.

3. RECOMENDAÇÕES

Sob o ponto de vista técnico-econômico, recomenda-se a implantação da Alternativa 1, que contempla o conjunto de obras apresentado a seguir. A Tabela 3-1, a Tabela 3-2 e a Figura 3-1 mostram as obras de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira recomendadas, enquanto a Tabela 3-3, a Tabela 3-4 e a Figura 3-2 apresentam as obras no sistema de distribuição.

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

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2032	Integradora	230/138 kV	2x Banco de Autotransformadores de 200 MVA, (6+1R) x 66,7 MVA 1Φ	1º e 2º
		138 kV	Novo pátio de subestação BD4	-
	Ourilândia do Norte	230 kV	Novo pátio de subestação BD4	-
			1x Compensador Síncrono -90/+150 Mvar	1º
	Santana do Araguaia ¹	230 kV	1x Banco de capacitores em derivação de 30 Mvar	1º
2033	Xinguara II	230/138 kV	1x Autotransformador de 150 MVA 3Φ	3º
2036	Integradora ²	500/230 kV	1x Banco de Autotransformadores de 750 MVA, 3x250 MVA 1Φ	3º
	Serra Pelada	500/138 kV	1x Banco de Autotransformadores de 150 MVA, 3x50 MVA 1Φ	3º
	Onça Puma	230/138 kV	1x Autotransformador de 100 MVA 3Φ	3º
	Santana do Araguaia	230 kV	1x Compensador Síncrono -90/+150 Mvar	1º

Tabela 3-2 – Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Linha de transmissão	Tensão	Configuração	Extensão
2032	LT Integradora – Ourilândia do Norte C1 e C2	230 kV	CD – 2 x 477 MCM	134,0 km
	LT Onça Puma – Ourilândia do Norte C1 e C2	230 kV	CD – 2 x 477 MCM	14,0 km
	LT Integradora – Xinguara II C3	230 kV	CS – 2 x 477 MCM	72,6 km

¹ Equipamento já recomendado anteriormente no estudo EPE-DEE-RE-061/2014, atualizando a potência nominal e a data de necessidade.

² Em face da dinâmica de acessos de projetos de mineração na região, a data de necessidade poderá ser antecipada.

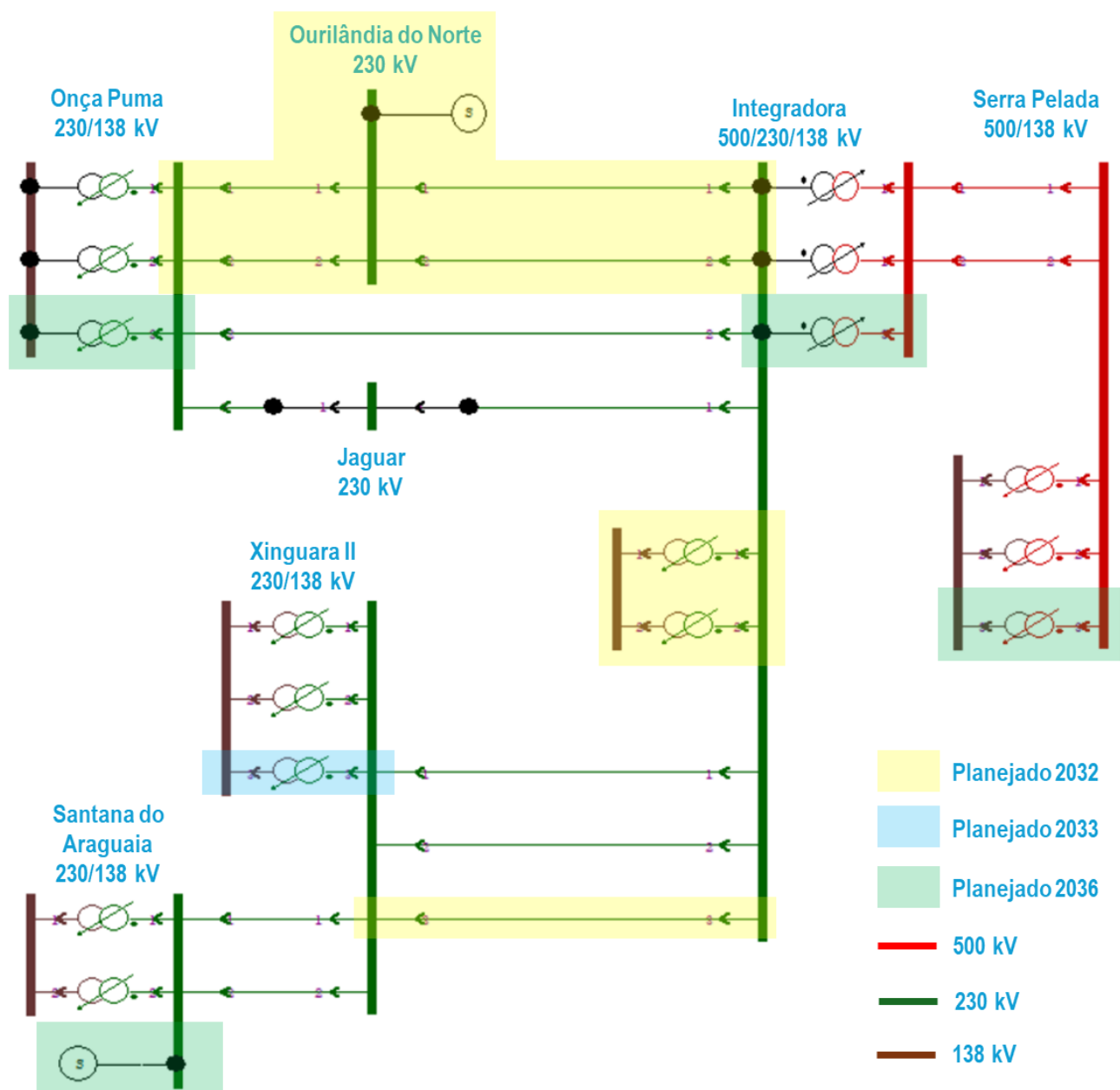


Figura 3-1 - Diagrama da alternativa recomendada

Tabela 3-3 – Principais obras em subestações de Distribuição

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2036	Seccionadora Parauapebas	138 kV	Novo pátio de subestação BPT	-

Tabela 3-4 – Principais obras de Linhas de Distribuição

Ano	Linha de transmissão	Tensão	Configuração	Extensão
2032	LDAT Integradora – Canaã dos Carajás C1	138 kV	CS – 1 x 740,8 MCM	27,0 km
2036	Seccionamento da LDAT Parauapebas – Nova Parauapebas C1 na SE Seccionadora Parauapebas	138 kV	CD – 1 x 394,5 MCM	2x 1 km

Ano	Linha de transmissão	Tensão	Configuração	Extensão
	Seccionamento da LDAT Nova Parauapebas – Canaã dos Carajás C1 na SE Seccionadora Parauapebas	138 kV	CD – 1 x 394,5 MCM	2x 1 km
	LDAT Integradora – Canaã dos Carajás C2	138 kV	CS – 1 x 740,8 MCM	27,0 km
	LDAT Parauapebas – Seccionadora Parauapebas C2	138 kV	CS – 1 x 394,5 MCM	4,5 km

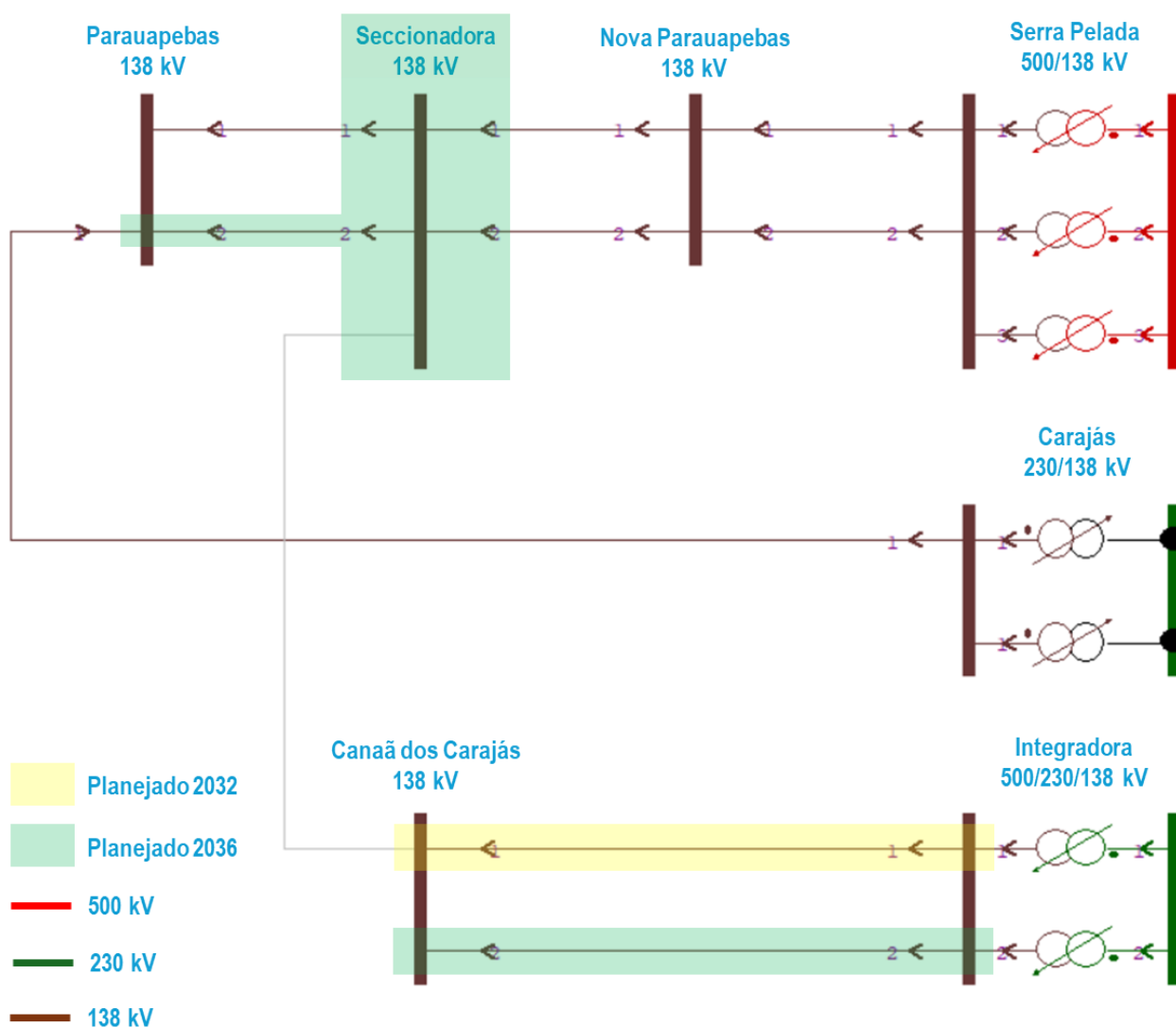


Figura 3-2 – Diagramas das obras de distribuição recomendadas

Recomenda-se ainda que:

- 1) Por ocasião da licitação das novas linhas de transmissão, sejam respeitados os valores apresentados de capacidade operativa e parâmetros elétricos listados no Anexo 15.1. Tal

recomendação visa proporcionar uma distribuição otimizada de fluxos na rede evitando sobrecargas em linhas de transmissão existentes e/ou planejadas.

- 2) O terreno da nova subestação 230 kV Ourilândia do Norte seja dimensionado com área 220m x 220m considerando expansões futuras de novas linhas de transmissão em 230 kV e de um novo pátio de 138 kV para atendimento à distribuidora, e com as saídas de linha nas direções indicadas no Anexo 15.4, de forma a ser viável a implantação da configuração final da subestação e evitar cruzamentos de linha.
- 3) O novo pátio de 138 kV da subestação Integradora seja dimensionada com área suficiente para a implantação das obras recomendadas, conforme indicado no R4 a ser elaborado para essa subestação.
- 4) Sejam observadas as recomendações relativas à elaboração dos Relatórios R2 descritas no Item 9 deste relatório.
- 5) Em relação à elaboração dos relatórios R2 a R5, sejam seguidas as seguintes recomendações:
 - recomenda-se a dispensa de elaboração de relatórios R2 para todas as obras recomendadas neste estudo, conforme detalhado na seção 9; entretanto, sugere-se que, caso sejam identificadas nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores elevadas sobretensões, correntes e/ou energias nos para-raios de óxido metálico, bem como algum fenômeno de interação relevante entre o elemento objeto dos estudos e a rede elétrica adjacente e/ou equipamentos, seja considerada a adoção de medidas mitigatórias para redução dos impactos dos Transitórios Eletromagnéticos de Manobra (TEM) , como resistores de pré-inserção;
 - sejam observadas as recomendações da análise socioambiental documentada na Nota Técnica [15] quando da elaboração dos Relatórios R3 e R5;
 - no que se refere aos relatórios R4, recomenda-se a elaboração dos relatórios de caracterização do sistema de transmissão relativos às SE Onça Puma, SE Integradora , SE Xinguara II e SE Santana do Araguaia, caso a outorga dos novos equipamentos nesta última SE sejam realizados via processo licitatório.
- 6) As unidades de transformação monofásicas 230/138 kV da subestação Integradora deverão ser especificadas com potência nominal de 66,7 MVA cada, permanecendo a critério da transmissora a utilização de duas unidades de transformação trifásicas de 200 MVA, com uma unidade reserva trifásica à frio.

4. DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS

4.1. Critérios Básicos

Foram seguidas as diretrizes para elaboração da documentação necessária para se recomendar ao Poder Concedente novas instalações de transmissão integrantes da Rede Básica, definidas no documento publicado pela EPE denominado “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica” [3].

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” [4], além das premissas apresentadas a seguir:

- Manter o conceito de mínimo custo global sob o ponto de vista de transmissão;
- Atender ao critério “N-1” para elementos da Rede Básica e transformadores de fronteira quando a rede a montante respeitar esse mesmo critério e “N” para elementos de distribuição;
- Variação máxima de 5% da tensão do barramento decorrente da manobra de equipamentos.

Ressalta-se que, além das simulações de fluxo de carga, foram calculados os níveis de curto-circuito apenas para a 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 2034, com atualizações de mercado enviadas pela distribuidora Equatorial Pará. Para melhor representação da região de interesse, foi incluído o sistema de subtransmissão em 138 kV da região sudeste do Pará. O estudo foi realizado para um período de oito anos, tendo por ano inicial 2032 e como horizonte o ano de 2039.

4.3. Limites Operativos

4.3.1. Tensão Nominal

Os níveis de tensão admissíveis em regime permanente para cada classe de tensão envolvida são apresentados na Tabela 4-1.

Tabela 4-1 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão

Tensão Nominal	Tensão Máxima	Tensão Mínima
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)

4.3.2. 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.

4.4. Mercado

As projeções de demanda consideradas neste estudo tiveram como referência a base de dados de transmissão referente ao Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2034, considerando o período de 2032 a 2039, com atualizações conforme itens a seguir.

4.4.1. Crescimento vegetativo da carga atendida pela distribuidora Equatorial-PA

Visando incorporar ao estudo os dados mais atualizados e condizentes ao MUST contratado pela distribuidora nos pontos de interesse, solicitou-se à Equatorial-PA uma atualização das projeções de carga na região considerando o crescimento vegetativo ao longo do horizonte do estudo. A Tabela 4-2 mostra as cargas consideradas. Ressalta-se que nestes números não está incorporada a carga de clientes prospectivos informada pela distribuidora no item 4.4.2.

Tabela 4-2 – Crescimento vegetativo da carga na região de interesse – Equatorial-PA

Fronteira	Barra		2032		2033		2034		2035		2036		2037		2038		2039	
	Nome	Nº	P (MW)	Q (MVA _r)	P (MW)	Q (MVA _r)	P (MW)	Q (MVA _r)	P (MW)	Q (MVA _r)	P (MW)	Q (MVA _r)	P (MW)	Q (MVA _r)	P (MW)	Q (MVA _r)	P (MW)	Q (MVA _r)
Onça Puma	MOP----PA138	19546	91,4	25,8	95,4	26,9	99,7	28,1	104,1	29,4	108,6	30,6	113,1	31,9	117,7	33,2	122,4	34,5
	AGUA_A-PA138	19525	10,8	3,2	11,3	3,3	11,8	3,5	12,3	3,6	12,8	3,8	13,4	3,9	13,9	4,1	14,5	4,2
Xinguara II	XINCPA-PA138	19545	164,8	45,1	170,9	46,8	177,1	48,4	183,2	50,1	189,3	51,8	195,5	53,5	201,6	55,2	207,9	56,9
S. Araguaia	SANTAN-PA138	19519	32,5	7,4	33,8	7,7	35,1	8,0	36,4	8,3	37,8	8,6	39,1	8,9	40,5	9,3	41,9	9,6
Itacaiúnas	ITACPA-PA138	19516	105,8	26,0	109,5	26,9	113,2	27,8	116,8	28,7	120,5	29,6	124,1	30,5	127,7	31,4	131,5	32,3
	ELDORA-PA138	19508	24,4	7,5	25,2	7,8	26,0	8,1	26,9	8,3	27,7	8,6	28,6	8,8	29,4	9,1	30,3	9,4
	R.VERM-PA138	19507	7,5	1,7	7,6	1,7	7,9	1,8	8,1	1,9	8,4	1,9	8,6	2,0	8,9	2,0	9,2	2,1
Marabá	BERTIM-PA138	19521	3,7	1,2	3,6	1,1	3,6	1,1	3,6	1,1	3,6	1,1	3,7	1,1	3,8	1,2	3,9	1,2
	MABCP2-PA138	19515	34,3	10,1	34,9	10,2	35,5	10,4	36,1	10,6	36,7	10,8	37,8	11,1	38,9	11,4	40,1	11,8
	MABCPA-PA013	19513	40,5	10,3	42,7	10,8	44,8	11,4	46,9	11,9	49,0	12,4	50,5	12,8	52,0	13,2	53,5	13,6
Carajás / Serra Pelada	CARAJA-PA138	948	35,1	11,2	37,3	12,0	39,6	12,7	41,9	13,4	44,2	14,1	46,4	14,9	48,7	15,6	51,1	16,4
	PARCPA-PA138	19549	98,5	30,3	104,9	32,3	111,3	34,2	117,7	36,2	124,1	38,2	130,5	40,1	136,9	42,1	143,6	44,2
	NOPAP--PA138	19564	68,0	16,4	72,4	17,4	76,8	18,5	81,3	19,5	85,7	20,6	90,1	21,7	94,5	22,7	99,1	23,8
	CANAA--PA138	19550	69,9	21,8	73,9	23,0	78,0	24,3	82,4	25,7	87,0	27,1	91,9	28,7	97,0	30,3	102,5	32,0

4.4.2. Empreendimentos em potencial – rede de distribuição

A partir de informações fornecidas pela distribuidora Equatorial-PA, identificou-se a possibilidade de um incremento adicional de carga em relação ao apresentado no item 4.4.1, referente a empreendimentos de consumo mapeados pela área de mercado da distribuidora que pretendem se conectar à sua rede de alta e média tensão.

Embora a distribuidora tenha informado os dados individualizados, a Tabela 4-3 mostra os valores agrupados por barramento de alta tensão da distribuidora, que totalizam 153,6 MW adicionais de carga em potencial em diversas subestações de distribuição da região.

O valor difere do apresentado pela distribuidora no Anexo 15.5.9 para evitar uma dupla contabilização, visto que foram identificados projetos que solicitaram conexão tanto no sistema de distribuição quanto no sistema de transmissão. Nesses casos, a potência dos projetos foi contabilizada na Tabela 4-4.

Tabela 4-3 – Carga adicional por barramento da distribuição devido à conexão de empreendimentos de carga futuros

Subestação	Nº Barra	Carga Adicional (MW)
Água Azul do Norte 138 kV	19525	5,29
Canaã dos Carajás 138 kV	19550	60,58
Eldorado 138 kV	19508	2,51
Itacaiúnas 138 kV	19516	50,13
Marabá 138 kV	19515	2,51
Onça Puma 138 kV	19546	13,8
Santana 138 kV	19519	12,3
Xinguara II 138 kV	19545	6,5
TOTAL		153,62

4.4.3. Cargas de mineração conectadas à Rede Básica

Os empreendimentos industriais de mineração conectados em subestações da Rede Básica têm um impacto elevado no desempenho da rede, em virtude dos montantes de consumo mais elevados e da concentração em pontos específicos dessa região.

Visando prover a região com uma solução robusta e que possa acomodar demandas futuras de conexão à Rede Básica por esse tipo de empreendimento, foi solicitado às mineradoras que atuam na região – em especial a Vale, que é a principal delas – o plano de expansão de suas plantas industriais, incluindo novos empreendimentos e expansões de plantas existentes.

Muito embora os dados compartilhados com a EPE indicassem os projetos de forma individual, serão mostrados a seguir os montantes de carga agrupados por ponto de conexão do sistema. A Tabela 4-4 ilustra esses montantes, agrupando os valores em: i) demanda atual contratada (Coluna

A); ii) demanda adicional com solicitação de acesso (Coluna B); e iii) demanda adicional futura declarada (Coluna C).

Tabela 4-4 – Compilado de cargas de mineração na região

		Coluna A	Coluna B	Coluna C														
Ponto de Conexão		Demanda Atual Contratada (MW)	Demanda Adicional com Solicitação de Acesso (MW)	Demanda Adicional Prospectiva por ano (MW)														
				26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	TOTAL
Hub Norte	Salobo 230 kV	193,5	0	4	11	24	122	122	122	122	122	122	122	122	122	122	122	122
	Serra Norte 230 kV	80	0	6	6	6	67	67	67	68	68	68	87	87	87	87	87	87
	Parauapebas 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	10	10	10	10	10	10	10
	Sossego 230 kV	66,5	0	5	4	-9	13	14	11	26	31	30	30	30	30	30	30	30
Hub Sul	Serra Sul 230 kV	68	0	7	7	7	7	19	19	19	36	53	69	69	69	69	69	69
	Onça Puma 230 kV	154	46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Seccionamento LT 230 kV Integradora - Onça Puma C2	0	67	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Xinguara II 230 kV	80	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Canaã dos Carajás 138 kV	0	0	0	0	0	0	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
TOTAL		642	113													TOTAL		335

Com isso, além dos 642 MW atualmente conectados (ou com CUST assinado) na região, há 113 MW com solicitação de acesso já realizada em passado recente e outros 335 MW declarados pelas empresas para anos subsequentes.

4.4.4. Alocação das Cargas em Potencial no Horizonte do Estudo

Como pôde ser observado nos itens anteriores, os projetos declarados para essa região encontram-se em distintos níveis de desenvolvimento, com incertezas inerentes a esse tipo de indústria. Nesse sentido, de forma a se obter um escalonamento de obras adequado, separou-se o estudo em duas etapas.

Numa primeira etapa, correspondente ao horizonte de 2032 (ano inicial do estudo) até o ano 2035, foram consideradas, além das cargas existentes, as cargas futuras com maior potencial de implantação. Utilizou-se como indicativo desse maior potencial as plantas que efetuaram solicitações de acesso junto ao ONS em passado recente – após estarem em vigor as novas regras de aporte de garantias. O aporte dessas garantias indica um real interesse do empreendedor em se conectar.

Numa segunda etapa, que compreende o horizonte de 2036 a 2039, consideraram-se, além das cargas já mencionadas na etapa anterior, as cargas adicionais declaradas pelas mineradoras (Coluna C da Tabela 4-4) e as cargas adicionais de empreendimentos se conectando no sistema de distribuição (Tabela 4-3). Nesses casos, mesmo que as cargas tenham sido declaradas para anos anteriores a 2036, ainda não há evidências do real interesse dos empreendedores em seguir com os pedidos de acesso, como é o caso das solicitações de acesso com aporte de garantias.

Como resultado da aplicação dessas duas etapas, no rol de obras da solução a ser recomendada haverá obras que serão necessárias para a primeira etapa e outras que serão necessárias apenas na segunda etapa, com um escalonamento natural dos reforços de transmissão. Com isso, caso uma parte ou a totalidade das cargas prospectivas da segunda etapa sejam antecipadas, as obras indicativas relativas à segunda etapa poderão ser outorgadas de forma célere.

A Tabela 4-5 mostra as cargas que foram consideradas em cada uma das etapas descritas.

Tabela 4-5 – Alocação da carga no horizonte de estudo

Primeira Etapa Horizonte [2032-2035]		Segunda Etapa Horizonte [2036-2039]	
Carga Considerada	Montante [MW]	Carga Considerada	Montante [MW]
Crescimento Vegetativo da Carga (Tabela 4-2)	Conforme ano da Tabela 4-2	Crescimento Vegetativo da Carga (Tabela 4-2)	Conforme ano da Tabela 4-2
Demanda Atual Rede Básica (Coluna A da Tabela 4-4)	642	Demanda Atual Rede Básica (Coluna A da Tabela 4-4)	642
Demanda com Solicitação de Acesso (Coluna B da Tabela 4-4)	113	Demanda com Solicitação de Acesso (Coluna B da Tabela 4-4)	113
-	-	Demanda Futura Mineração (Coluna C da Tabela 4-4)	335
-	-	Demanda Futura Cargas Distribuição (Tabela 4-3)	154
TOTAL ADICIONAL AOS 642 MW EXISTENTES	113	TOTAL ADICIONAL AOS 642 MW EXISTENTES	602

4.5. Parâmetros Econômicos

Para comparação dos custos entre alternativas, foi utilizado o documento “Base de Referência de Preços ANEEL – janeiro/2026” [9] e o método dos rendimentos necessários, com o truncamento das séries temporais no ano 2039. Os investimentos previstos ao longo do tempo foram referidos ao ano 2032 com taxa de retorno de 8% ao ano.

Para valoração das perdas elétricas, utilizou-se custo de 199,96 R\$/MWh, calculado com base no custo marginal de expansão da geração informado pela EPE [10]. Para ponderação das perdas, foram simulados os patamares de carga Máxima Diurna, Máxima Noturna e Mínima Noturna e os cenários Úmido e Seco. Os tempos de permanência de cada patamar de carga/cenário são apresentados na Tabela 4-6.

Em caso de empate técnico econômico entre as alternativas analisadas, é necessário que se levem em consideração outros fatores para a tomada de decisão sobre a alternativa a ser recomendada. O empate técnico-econômico é caracterizado quando a diferença de custos (investimentos + perdas elétricas) entre as alternativas é inferior a 5%.

Tabela 4-6 – Fatores de ponderação das perdas elétricas por cenário e patamar de carga

Patamar de Carga	Cenário	
	Norte Úmido (Cenário 1)	Norte Seco (Cenário 2)
Máxima Diurna	20,8%	29,2%
Máxima Noturna	5,2%	7,3%
Mínima Noturna	15,6%	21,9%

4.6. Cenários de Geração

Estão descritos a seguir os dois macros cenários de geração e intercâmbio energético simulados, utilizados para fins de dimensionamento da rede e de mensuração de perdas elétricas.

- **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 torno de 20% das suas capacidades nominais. Na região Nordeste, considerou-se as usinas hidráulicas em torno de 30%, geração fotovoltaica em torno de 80% e geração eólica entre 60% e 85%. 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.

4.7. Patamares de Carga

Para a avaliação do desempenho das alternativas e a ponderação das perdas elétricas, foram simulados os patamares de carga Máxima Diurna, Máxima Noturna e Mínima Noturna, considerando os dois cenários de geração apresentados. No que se refere à avaliação das

transformações de fronteira, adotaram-se como referência os valores de carga máxima informados pela Equatorial Pará.

Adicionalmente, ao longo das análises, foram recomendadas intervenções na rede de distribuição com o objetivo de viabilizar as transferências de carga entre subestações de fronteira. Tais transferências foram definidas em conjunto com a Equatorial Pará, de modo a assegurar a consistência técnica das soluções propostas.

5. DIAGNÓSTICO

5.1. Rede considerada para o diagnóstico

A Figura 5-1 ilustra a rede considerada para a realização do diagnóstico. Destaca-se que, para realização dessa análise foi considerada a inclusão das cargas potenciais conforme indicado na Tabela 4-5.

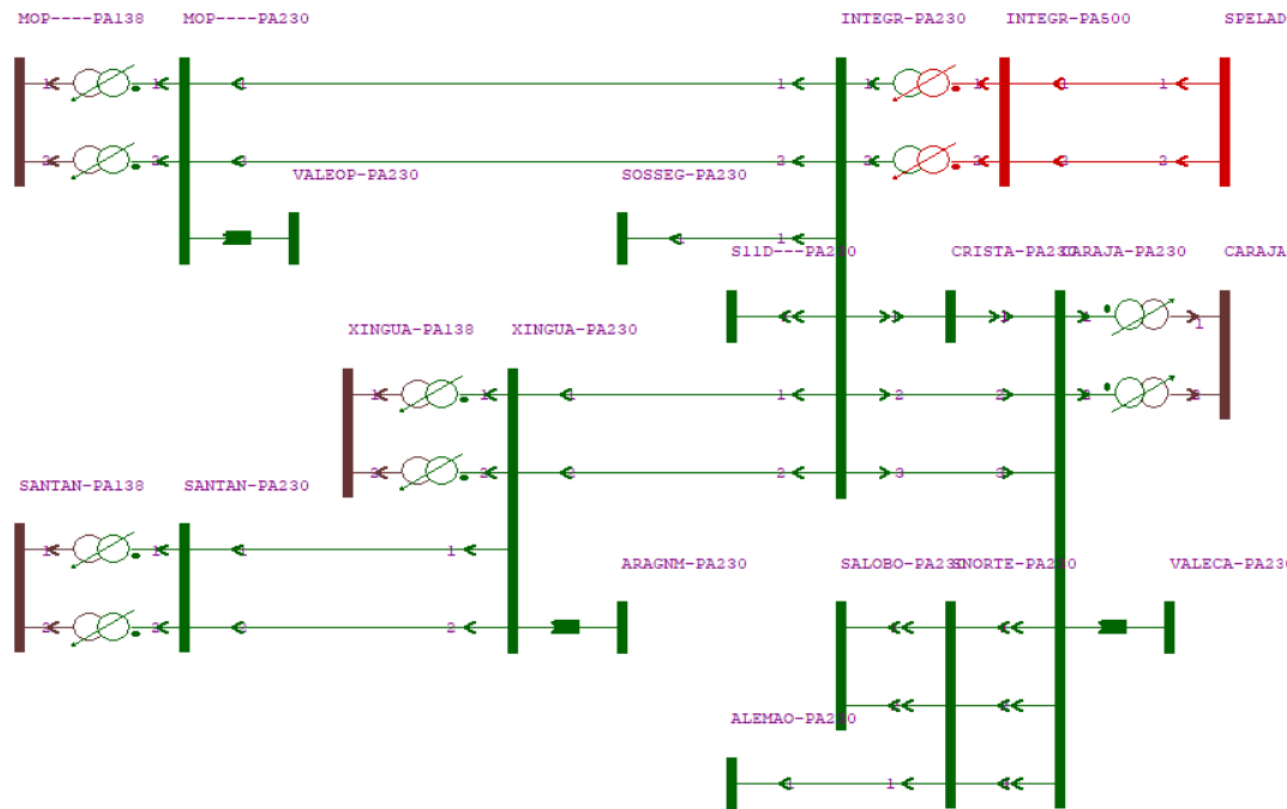


Figura 5-1 - Sistema de Transmissão da Região Sudeste do Pará (PD 2034)

5.2. Violações Operativas

A Tabela 5-1 apresenta um resumo das violações operativas observadas no sistema elétrico que atende à região sudeste do estado do Pará no horizonte do estudo.

Tabela 5-1 – Diagnóstico: Resumo das Violações Operativas

Ano inicial	Violação	Instalações	Regime de operação	Cenário e patamar de carga mais crítico
2032	Subtensão	SE Onça Puma 230/138 kV	Normal	Cenário 1 - Máxima noturna
2032	Subtensão	SE Jaguar 230 kV	Normal	Cenário 1 - Máxima noturna
2032	Subtensão	SE Xinguara II 230 kV	N-1	Cenário 1 - Máxima noturna
2032	Subtensão	SE Santana do Araguaia 230 kV	N-1	Cenário 1 - Máxima noturna
2032	Subtensão	SED Canaã dos Carajás 138 kV	Normal	Cenário 1 - Máxima noturna

Ano inicial	Violação	Instalações	Regime de operação	Cenário e patamar de carga mais crítico
2032	Sobrecarga	LT 230 kV Integradora – Onça Puma C1	N-1	Cenário 1 - Máxima noturna
2032	Sobrecarga	LT 230 kV Integradora – Jaguar C1	N-1	Cenário 1 - Máxima noturna
2032	Sobrecarga	LT 230 kV Integradora – Xinguara II C1 e C2	N-1	Cenário 1 - Máxima noturna
2033	Sobrecarga	ATF 230/138 kV Xinguara II	N-1	Cenário 1 - Máxima noturna
2036	Sobrecarga	ATF 500/230 kV Integradora	N-1	Cenário 1 - Máxima noturna
2036	Sobrecarga	ATF 500/138 kV Serra Pelada	Normal	Cenário 1 - Máxima noturna
2036	Sobrecarga	ATF 230/138 kV Onça Puma	N-1	Cenário 1 - Máxima noturna
2036	Sobrecarga	LD 138 kV Nova Parauapebas – Canaã dos Carajás C1	Normal	Cenário 1 - Máxima noturna

O detalhamento das violações operativas é apresentado a seguir.

5.2.1. Violações operativas no atendimento à subestação Onça Puma

A partir do ano de 2032, durante o patamar de carga máxima noturna do cenário 1, são previstos problemas de subtensão nas barras de 230 kV de Onça Puma e Jaguar, e no sistema de 138 kV atendido pela subestação Onça Puma, em condição de operação normal.

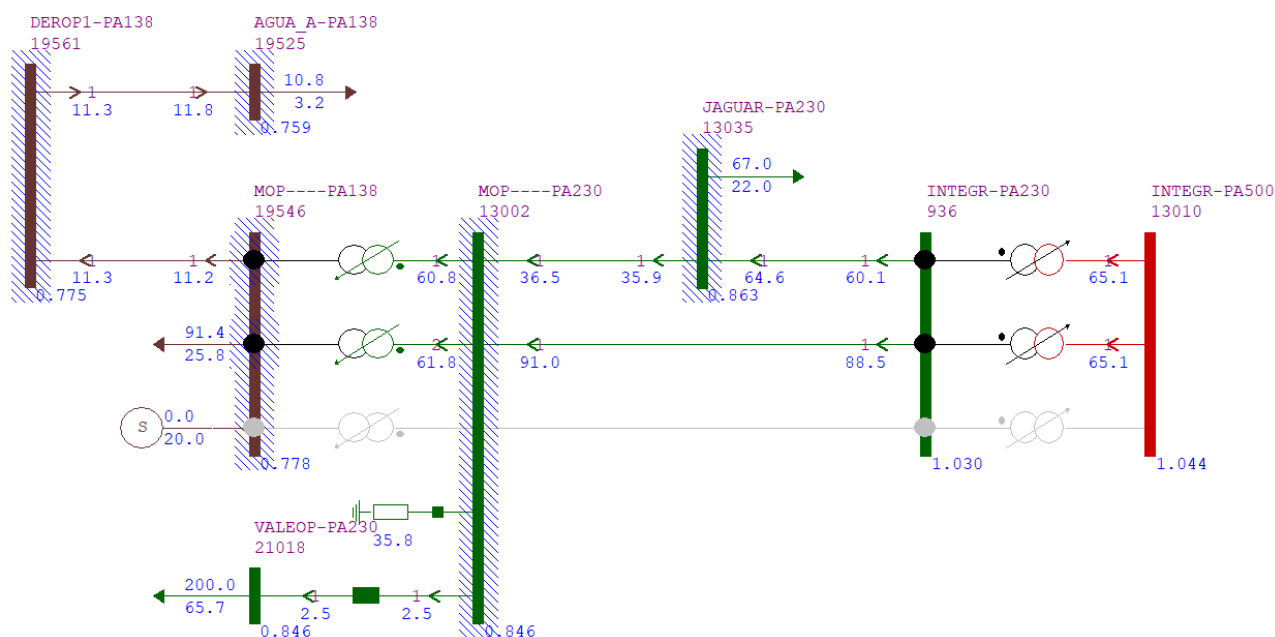


Figura 5-2 – Violações operativas de tensão no atendimento à SE Onça Puma (2032)

São previstos ainda problemas de sobrecarga nas linhas de transmissão de 230 kV Integradora – Onça Puma C1 e Integradora – Jaguar C1, em regime de operação N-1.

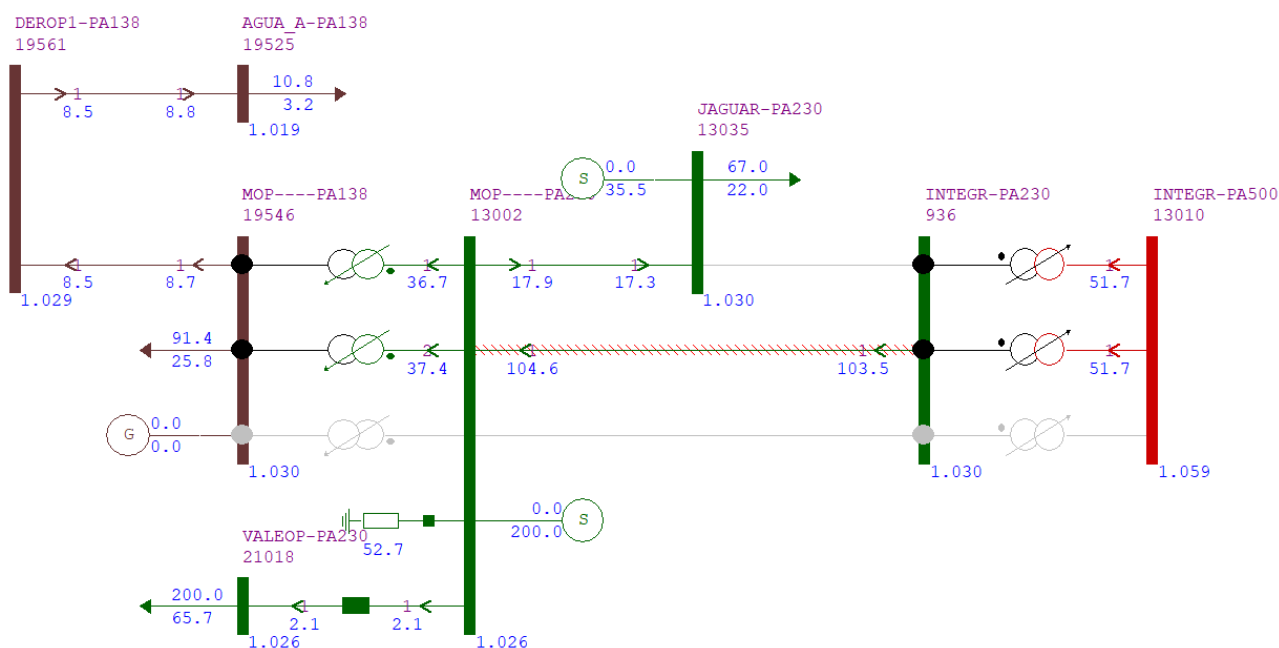


Figura 5-3 – Sobrecarga na linha de transmissão 230 kV Integradora – Onça Puma (2032)

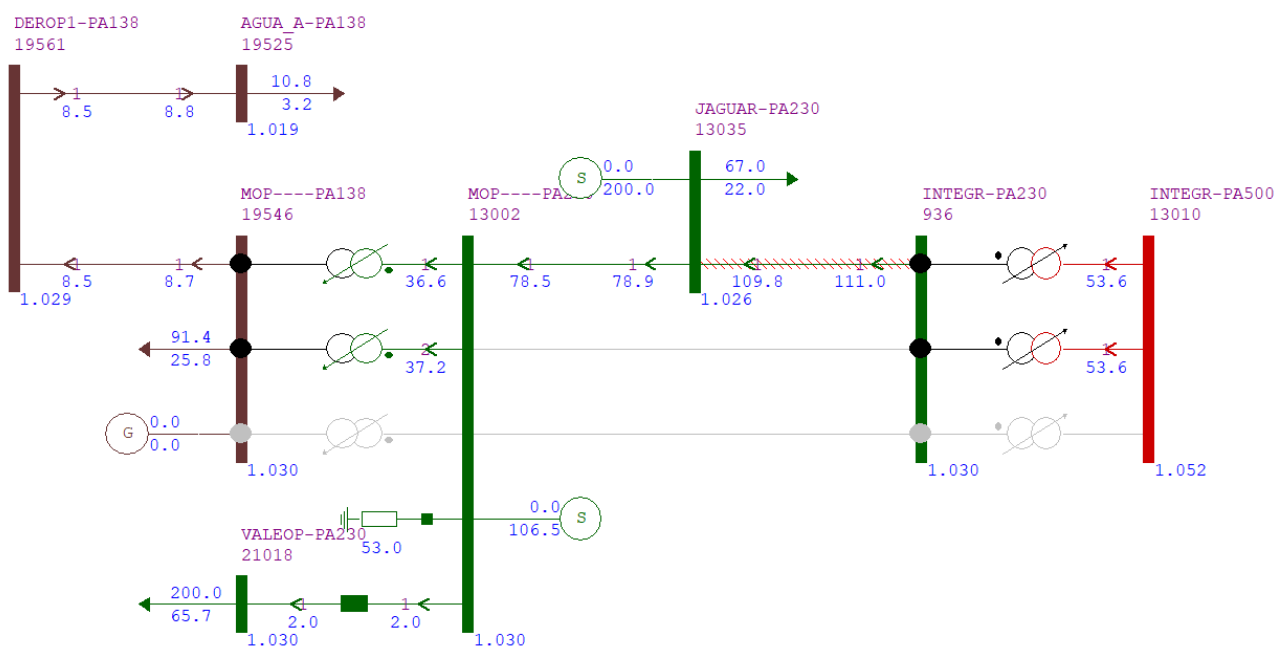


Figura 5-4 – Sobrecarga na linha de transmissão 230 kV Integradora – Jaguar (2032)

A partir do ano de 2036, são previstas sobrecargas nos autotransformadores 230/138 kV da subestação Onça Puma, em condição de operação N-1, durante o patamar de carga máxima noturna no cenário 1.

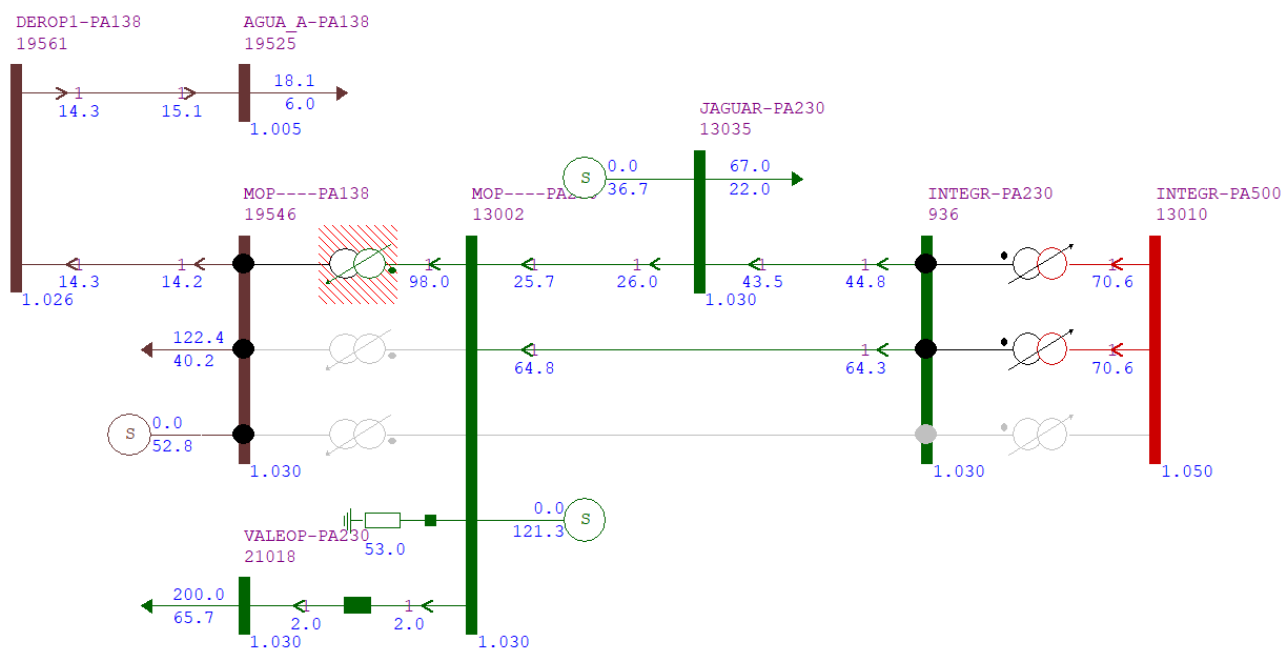


Figura 5-5 – Sobrecarga nos autotransformadores 230/138 kV da SE Onça Puma (2036)

5.2.2. Violações operativas no atendimento à subestação Xinguara II

Durante o patamar de carga máxima noturna do cenário 1, em condição de operação N-1 das linhas de transmissão 230 kV Integradora – Xinguara II C1 e C2, são previstos problemas de sobrecarga no circuito remanescente e de subtensão na barra de 230 kV da subestação Xinguara II, a partir do ano de 2032.

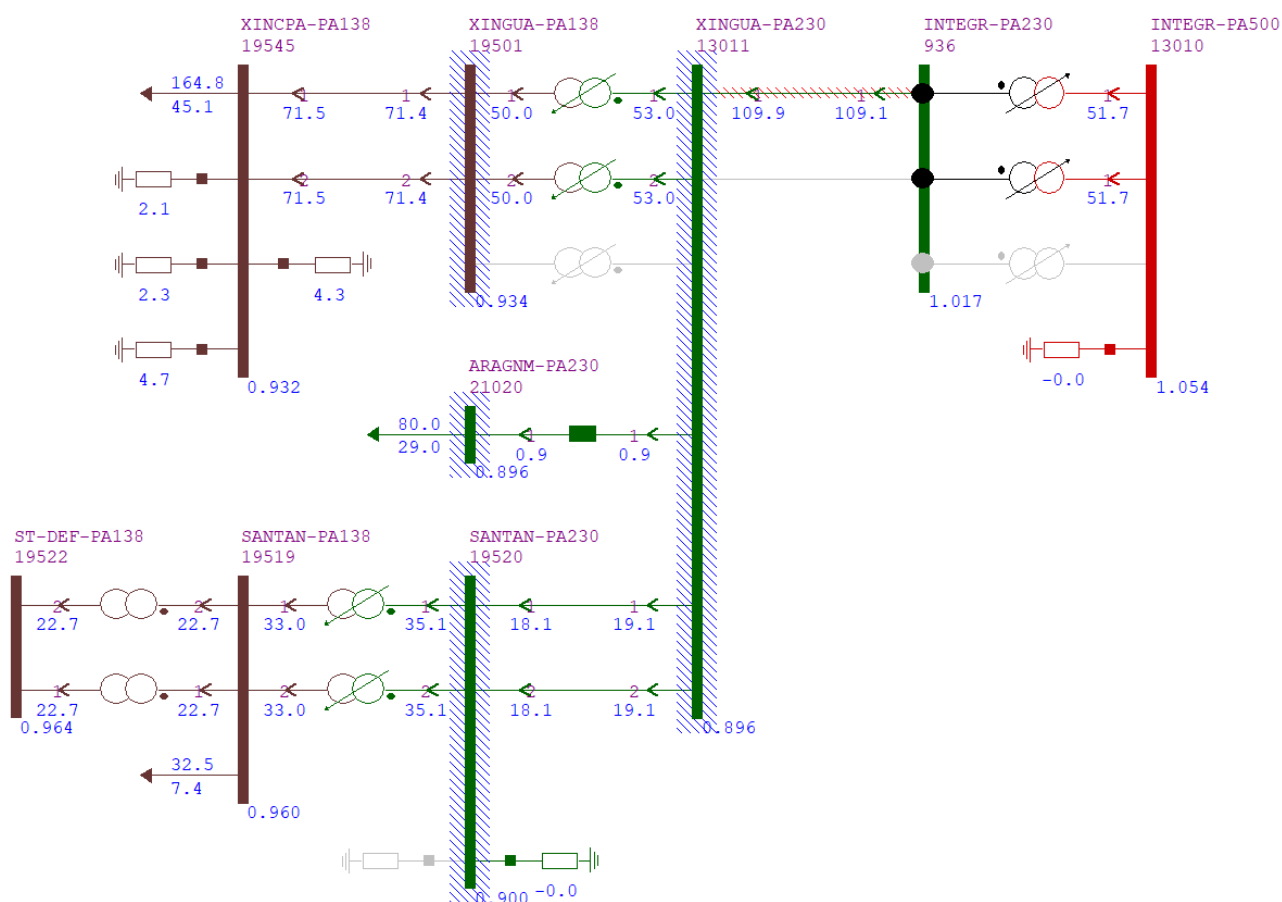


Figura 5-6 – Violações operativas no atendimento à SE Xinguara II (2032)

5.2.3. Subtensão na barra de 230 kV da subestação Santana do Araguaia

Observou-se a ocorrência de subtensão na barra de 230 kV da subestação Santana do Araguaia, em condição de operação N-1 das linhas de transmissão 230 kV Xinguara II – Santana do Araguaia C1 e C2, a partir do ano de 2032. As violações de tensão mais críticas foram identificadas no cenário 1, durante o patamar de carga máxima noturna.

Cabe destacar que o ajuste dos defasadores em 30° contribui para a ocorrência da subtensão, pois eleva a contribuição da SE Santana do Araguaia no atendimento às cargas do estado do Mato Grosso na operação em paralelo com a subestação Canarana.

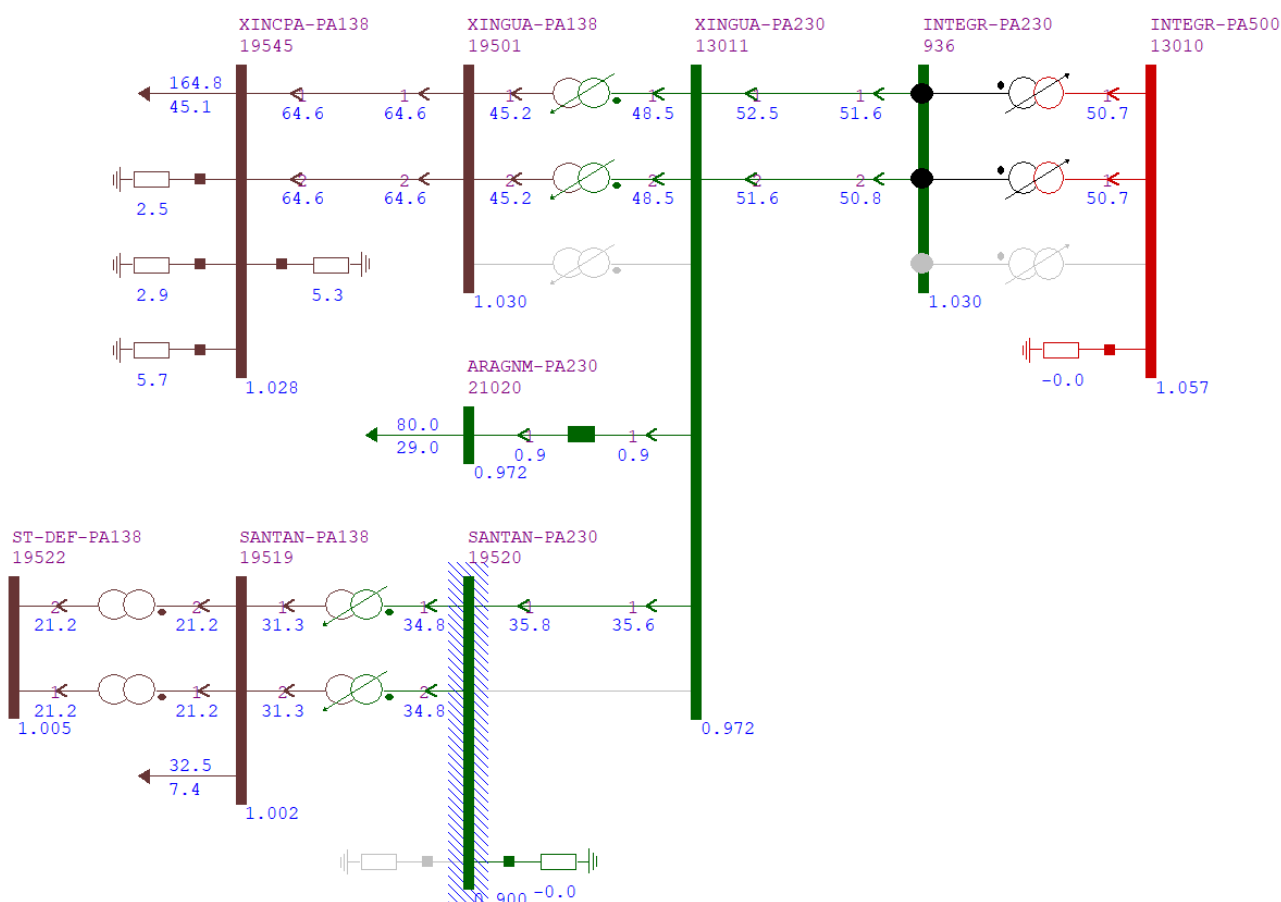


Figura 5-7 – Subtensão na barra de 230 kV da SE Santana do Araguaia (2032)

5.2.4. Sobrecarga nos autotransformadores 230/138 kV da subestação Xinguará II

São previstas sobrecargas nos autotransformadores 230/138 kV da subestação Xinguará II, em condição de operação N-1, a partir do ano de 2033. A sobrecarga mais crítica ocorre no cenário 1, durante o patamar de carga máxima noturna.

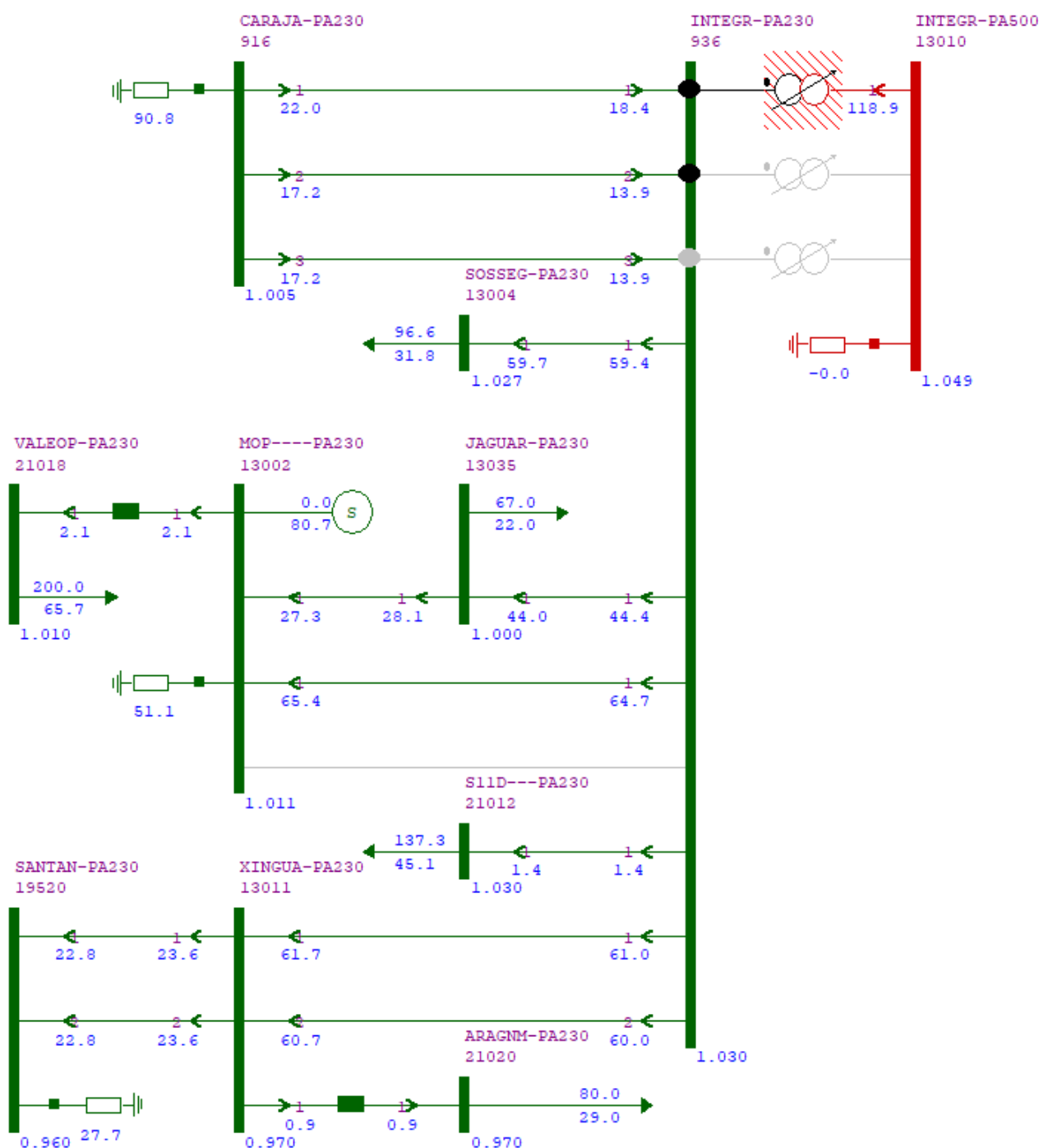


Figura 5-9 – Sobrecarga nos autotransformadores 500/230 kV da SE Integradora (2036)

5.2.6. Problemas operativos no sistema de distribuição de 138 kV com origem nas subestações Serra Pelada e Carajás

Durante o patamar de carga máxima noturna do cenário 1, foram observados diversos problemas de atendimento ao sistema de distribuição de 138 kV com origem nas subestações Serra Pelada e Carajás, que opera interligado. Em 2032, observou-se subtensão na barra de 138 kV da subestação Canaã dos Carajás, em regime de operação normal. Em 2036, são previstas sobrecargas nos bancos de autotransformadores 500/138 kV da subestação Serra Pelada em condição de operação normal e na linha de distribuição 138 kV Nova Parauapebas – Canaã dos Carajás.

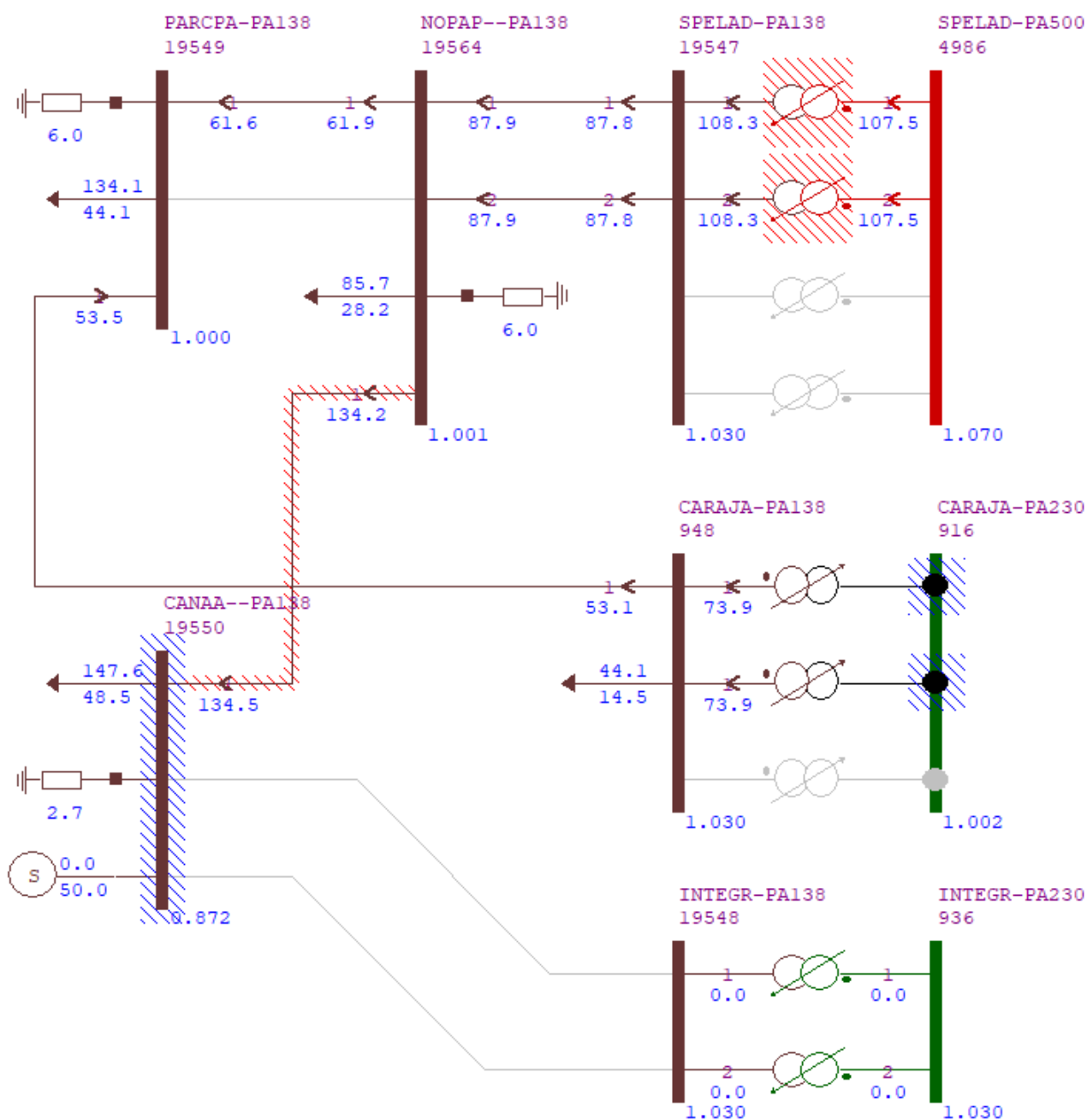


Figura 5-10 – Sobrecarga nos autotransformadores 500/138 kV da SE Serra Pelada (2036)

6. OBRAS COMUNS A TODAS AS ALTERNATIVAS

Esta Seção apresenta as obras comuns a todas as alternativas, indicadas para solução de problemas habituais ou por decisão estratégica, seja da EPE ou da concessionária de distribuição, de modo a evitar comparações desnecessárias de alternativas e simplificar a análise técnico-econômica. A Tabela 6-1 apresenta o resumo das obras comuns, correlacionando-as às violações operativas identificadas na Seção 5. Cabe destacar que a solução para as demais violações não abarcadas na tabela é apresentada na Seção 7.

Tabela 6-1 – Obras Comuns

Violação operativa	Ano	Obra
Subtensão: SE Santana do Araguaia 230 kV	2032	1º Banco de capacitores 230 kV de 30 Mvar
	2036	1º Compensador síncrono 230 kV (-90/+150) Mvar
- Sobrecarga: ATF 500/138 kV Serra Pelada - Subtensão: SED Canaã dos Carajás 138 kV - Sobrecarga: LD 138 kV Nova Parauapebas – Canaã dos Carajás C1	2032	- SE Integradora: novo pátio 138 kV - SE Integradora: 1º e 2º autotransformadores 230/138 kV de 200 MVA 3Φ - Nova LDAT 138 kV Integradora – Canaã dos Carajás C1, 1x740,8 MCM
	2036	- SE Serra Pelada: 3º Banco de autotransformadores 500/138 kV de 150 MVA, 3x50 MVA 1Φ - Nova LDAT 138 kV Integradora – Canaã dos Carajás C2, 1x740,8 MCM - Nova SED 138 kV Seccionadora Parauapebas - Nova LDAT 138 kV Parauapebas – Seccionadora Parauapebas C2, 1x394,5 MCM - Seccionamento da LDAT 138 kV Parauapebas – Nova Parauapebas C1 na nova SED Seccionadora Parauapebas, 1x394,5 MCM - Seccionamento da LDAT 138 kV Nova Parauapebas – Canaã dos Carajás C1 na nova SED Seccionadora Parauapebas, 1x394,5 MCM
Sobrecarga: TF 230/138 kV Xinguara II	2033	3º Autotransformador 230/138 kV de 150 MVA 3Φ
Sobrecarga: TF 230/138 kV Onça Puma	2036	3º Autotransformador 230/138 kV de 100 MVA 3Φ

Apresenta-se a seguir a análise de desempenho das obras comuns como solução para as violações operativas listadas acima.

Subtensão na barra de 230 kV da subestação Santana do Araguaia

A Figura 6-1 e a Figura 6-2 mostram o atendimento à subestação Santana do Araguaia, em condição de operação N-1 da linha de transmissão 230 kV Xinguara II – Santana do Araguaia C2, durante o

patamar de carga máxima noturna do cenário 1. Com a entrada em operação do 1º Banco de capacitores 230 kV de 30 Mvar no ano de 2032 e do 1º Compensador síncrono 230 kV (-90/+150) Mvar no ano de 2036 não são esperados novos problemas de subtensão até o final do horizonte.

Cabe destacar que esse estudo avaliou ainda o ajuste dos defasadores da subestação Santana do Araguaia em 0º, e não foram identificadas violações operativas para o atendimento das cargas do estado do Mato Grosso a partir da subestação Canarana, que opera em paralelo com a subestação Santana do Araguaia.

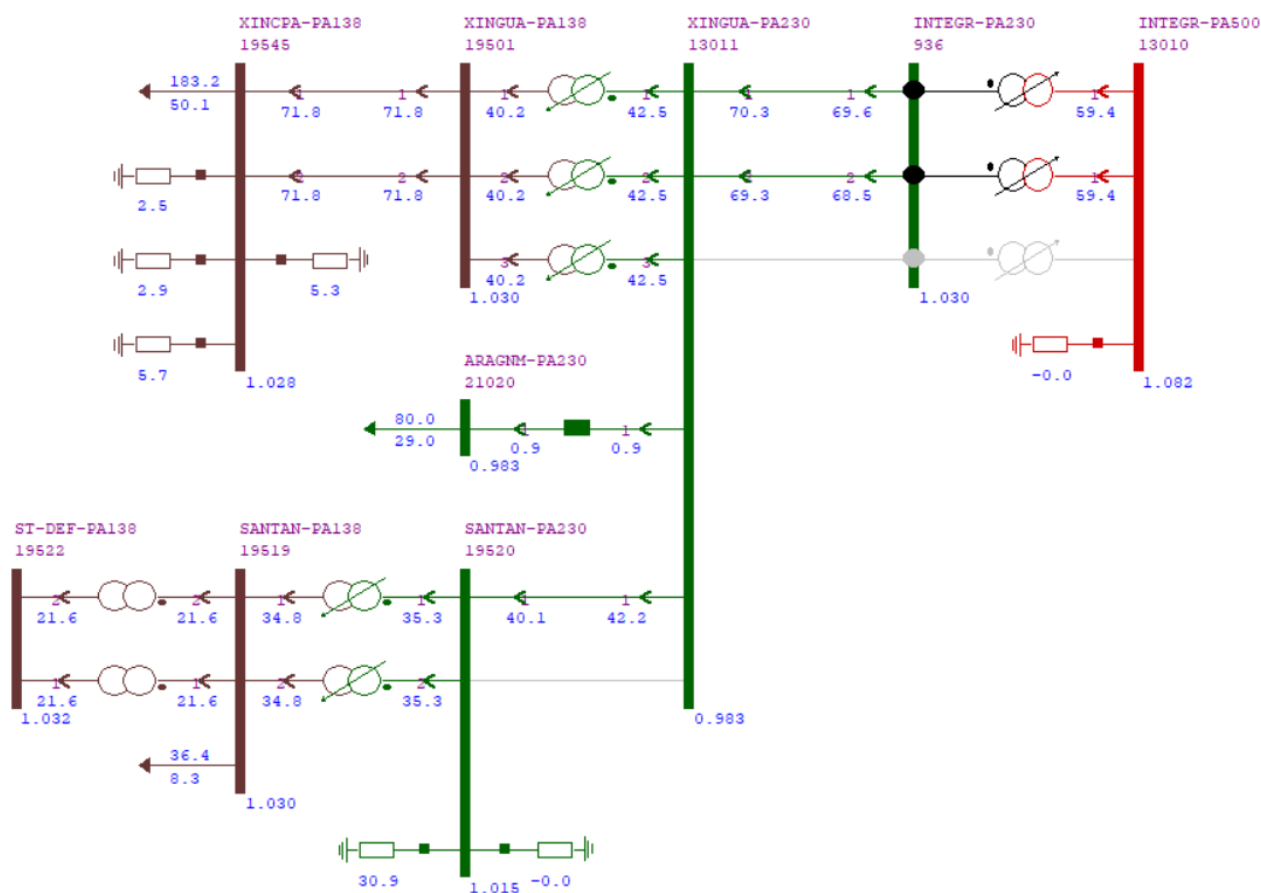


Figura 6-1 – Atendimento à SE Santana do Araguaia em regime de operação N-1 após as cobras comuns (2035)

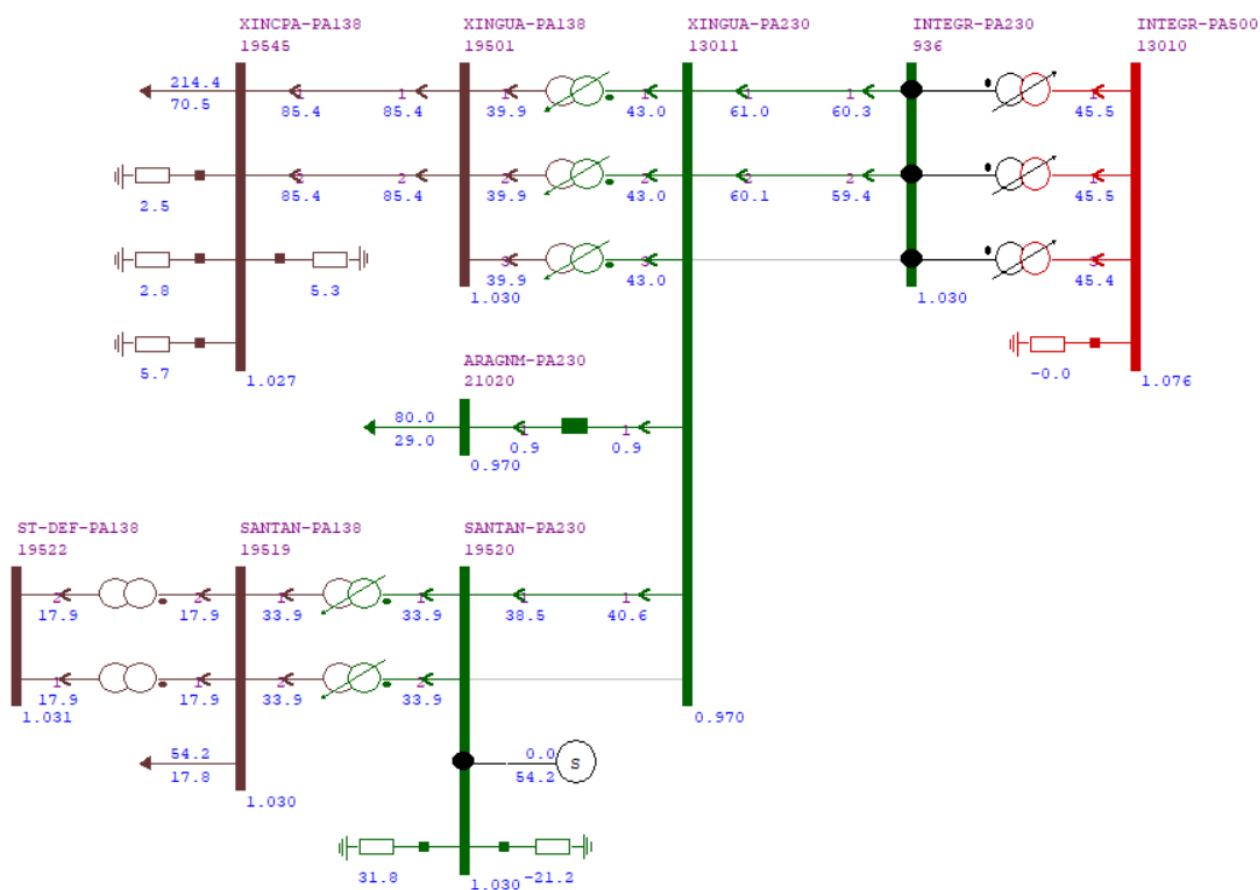


Figura 6-2 – Atendimento à SE Santana do Araguaia em regime de operação N-1 após as cobras comuns (2039)

Problemas operativos no sistema de distribuição de 138 kV com origem nas subestações Serra Pelada e Carajás

Visando solucionar os problemas operativos observados no sistema de distribuição de 138 kV com origem nas subestações Serra Pelada e Carajás, foi indicada a implantação das seguintes obras com início de operação para o ano de 2032:

- Novo pátio 138 kV na subestação Integradora;
- 1º e 2º autotransformadores 230/138 kV de 200 MVA na subestação Integradora;
- Nova linha de distribuição 138 kV Integradora – Canaã dos Carajás C1.

As obras do ano de 2032 tem por objetivo implantar uma nova transformação de fronteira na subestação Integradora para suprimento às cargas da distribuição por meio da transferência definitiva da subestação 138 kV Canaã dos Carajás, suprida atualmente pelas subestações Serra Pelada e Carajás, para a subestação Integradora. Cabe destacar que, no horizonte do estudo, está previsto um crescimento de carga de 69,9 MW para 163,0 MW na região atendida pela subestação Canaã dos Carajás. Além disso, a subestação Canaã dos Carajás se situa a apenas 20 km da subestação Integradora, enquanto os pontos de suprimento existentes estão mais distantes: 50 km para a subestação Serra Pelada, 58 km para a subestação Carajás e 64 km para a subestação

Xinguara II. Esses fatores contribuíram para a indicação de um novo ponto de suprimento na subestação Integradora como uma obra comum a todas as alternativas.

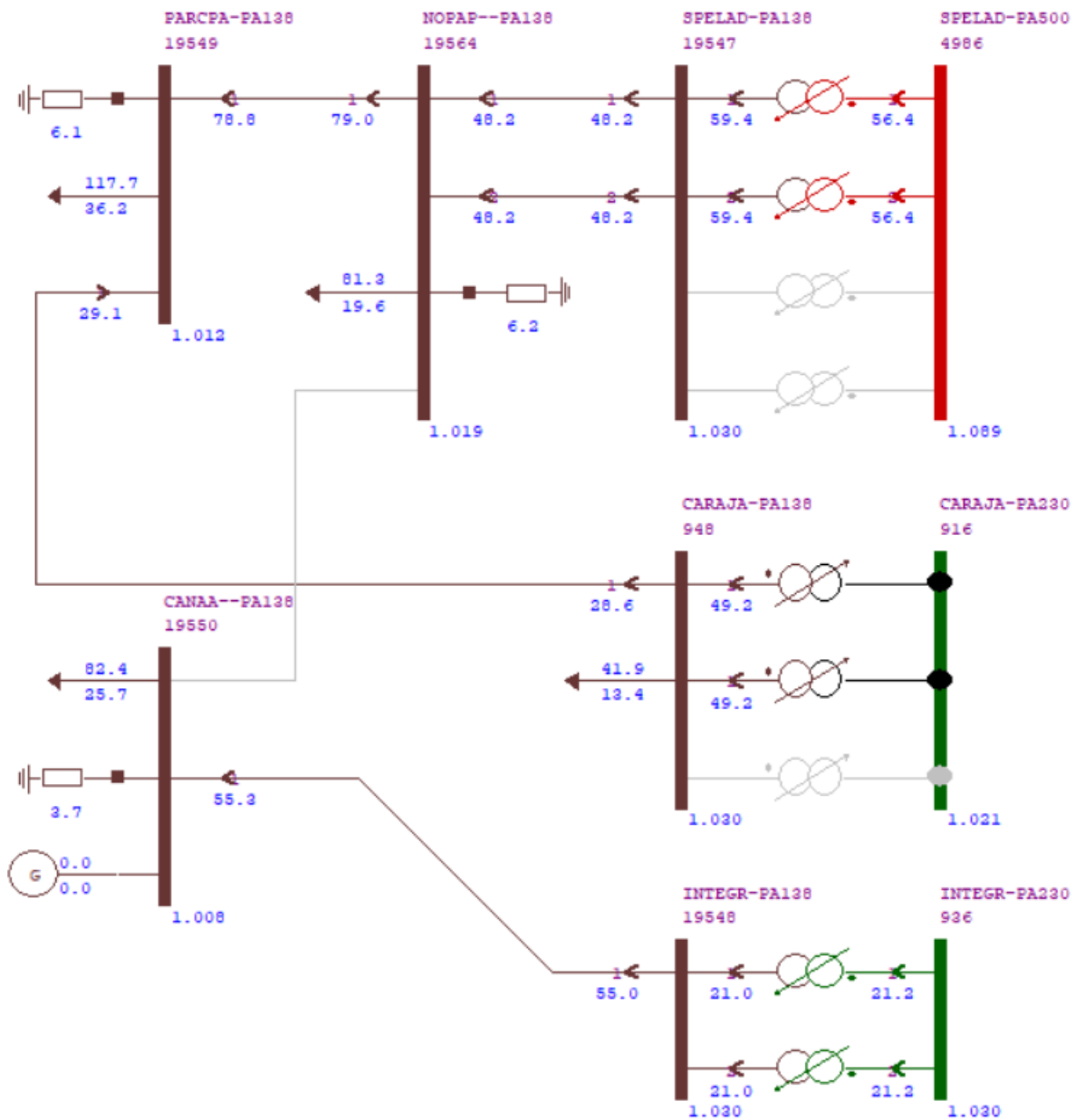


Figura 6-3 - Atendimento às SEDs 138 kV Canaã do Carajás e Parauapebas após as obras comuns (2035)

Conforme mostra a Figura 6-3, essas obras resolvem o problema de subtensão na barra de 138 kV da subestação Canaã dos Carajás até o ano de 2035. No entanto, a partir do ano de 2036, são esperados novos problemas operativos, a saber, sobrecarga na linha de distribuição 138 kV Integradora – Canaã dos Carajás C1, sobrecarga nos bancos de autotransformadores 500/138 kV da subestação Serra Pelada e sobrecarga na linha de distribuição 138 kV Parauapebas – Nova Parauapebas C1.

Para solucionar os problemas operativos que ocorrem a partir o ano de 2036, recomenda-se a implantação da linha de distribuição 138 kV Integradora – Canaã dos Carajás C2, o 3º Banco de autotransformadores 500/138 kV de 150 MVA da subestação Serra Pelada e da subestação de

distribuição 138 kV Seccionadora Parauapebas, que será conectada pela nova linha de distribuição 138 kV Parauapebas – Seccionadora Parauapebas C2 e pelo seccionamento das linhas de distribuição 138 kV Parauapebas – Nova Parauapebas C1 e Nova Parauapebas – Canaã dos Carajás C1. A Figura 6-4 mostra o atendimento às subestações de distribuição Canaã dos Carajás e Parauapebas após entrada em operação das obras previstas até o final do horizonte.

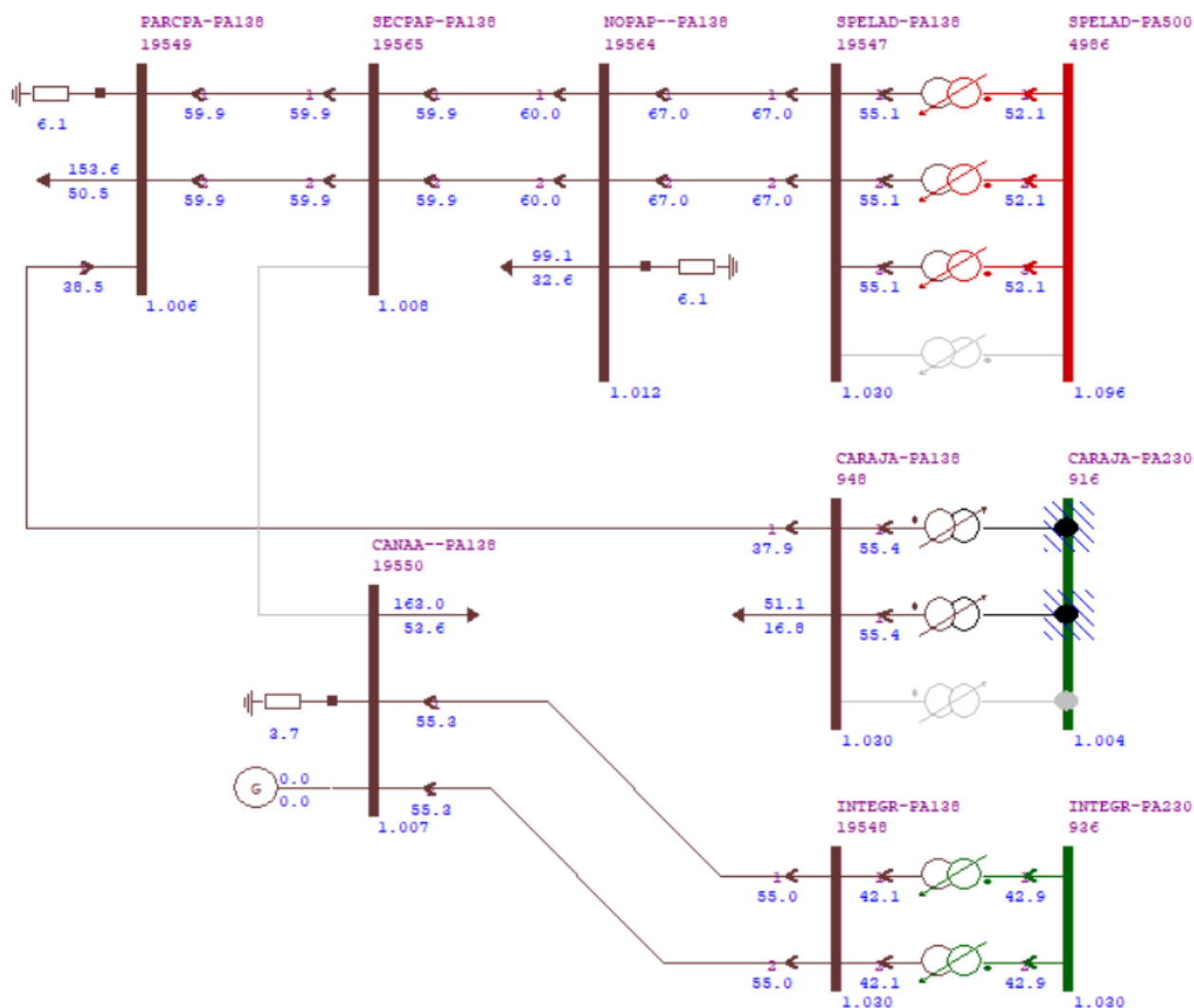


Figura 6-4 - Atendimento às SEDs 138 kV Canaã do Carajás e Parauapebas após as obras comuns (2039)

A nova subestação de distribuição Seccionadora Parauapebas funcionará como uma subestação de chaveamento, garantindo maior flexibilidade e confiabilidade no atendimento às cargas de distribuição. Além disso, sua localização foi definida de forma a aproveitar o trecho comum das atuais linhas de distribuição 138 kV Parauapebas – Nova Parauapebas C1 e Nova Parauapebas – Canaã dos Carajás C1 que compartilham torre a partir da subestação Nova Parauapebas, trocando a necessidade de implantação de uma nova linha de distribuição 138 kV Parauapebas – Nova Parauapebas C2 com 12,5 km de extensão pela linha de distribuição Parauapebas – Seccionadora Parauapebas C2 com 4,5 km. Além disso, o sistema de distribuição com origem na subestação Integradora não irá operar interligado com o sistema Serra Pelada/Carajás, e a linha de distribuição

138 kV Seccionadora Parauapebas – Canaã dos Carajás C1 permanecerá à disposição, podendo ser ligada em casos de emergência.

Cabe destacar que as obras recomendadas para o sistema de distribuição foram avaliadas em conjunto com a distribuidora Equatorial-PA e estão de acordo com o documento “Interligação ao Ponto de Suprimento – Integradora 138 kV – Detalhamento das Obras”[11], também reproduzido no Anexo 15.5.8.

Sobrecarga nos autotransformadores 230/138 kV da subestação Xinguara II

A Figura 6-5 mostra a subestação Xinguara II, em condição de operação N-1 dos autotransformadores 230/138 kV, durante o patamar de carga máxima noturna do cenário 1. Com a entrada em operação do 3º autotransformador 230/138 kV de 150 MVA no ano de 2033 não são esperados novos problemas de subtensão até o final do horizonte.

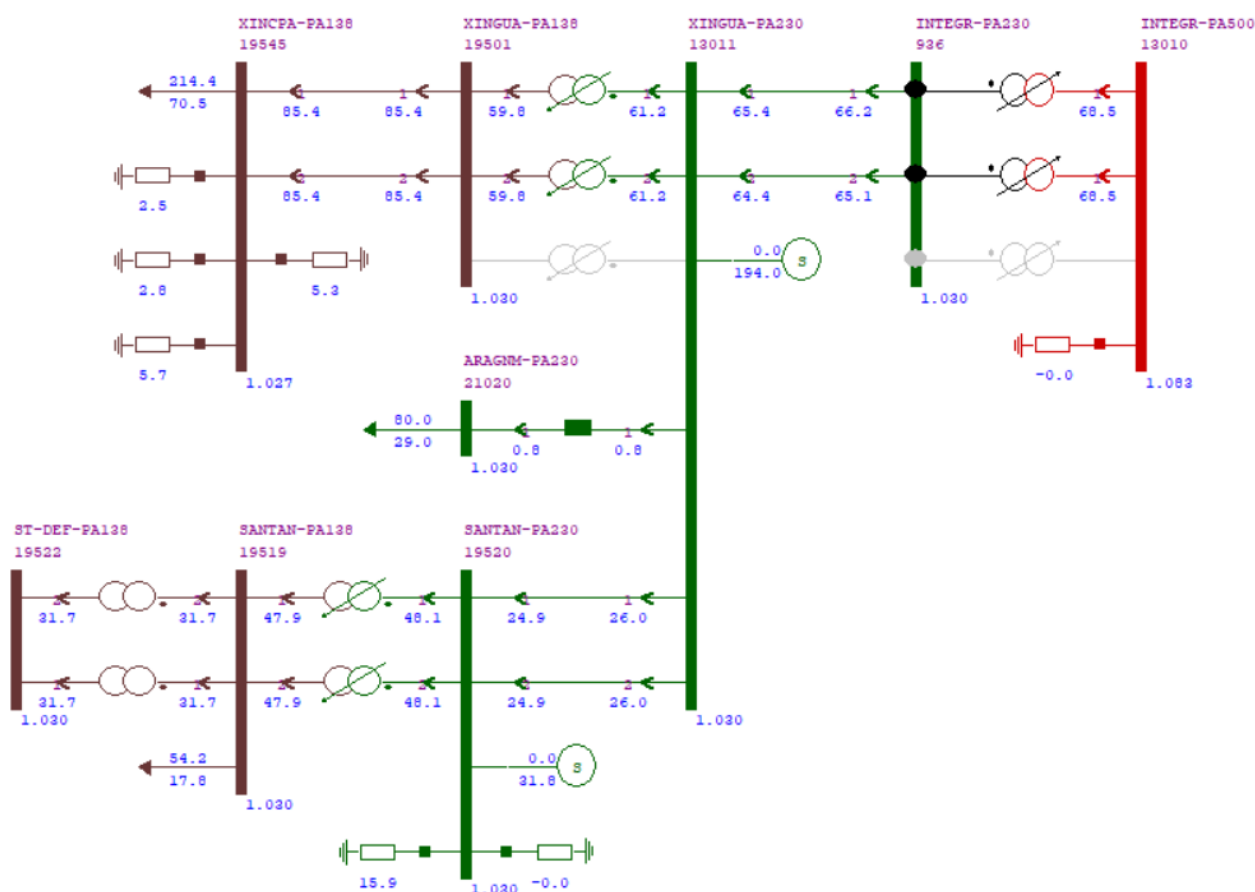


Figura 6-5– Regime de operação N-1 dos autotransformadores 230/138 kV da SE Xinguara II após as obras comuns (2039)

Sobrecarga nos autotransformadores 230/138 kV da subestação Onça Puma

Conforme mostra a Figura 6-6, com a entrada em operação do 3º autotransformador 230/138 kV de 100 MVA em 2036, os problemas de sobrecarga da subestação Onça Puma, que ocorriam em

condição de operação N-1, durante o patamar de carga máxima noturna no cenário 1, são solucionados até o final do horizonte.

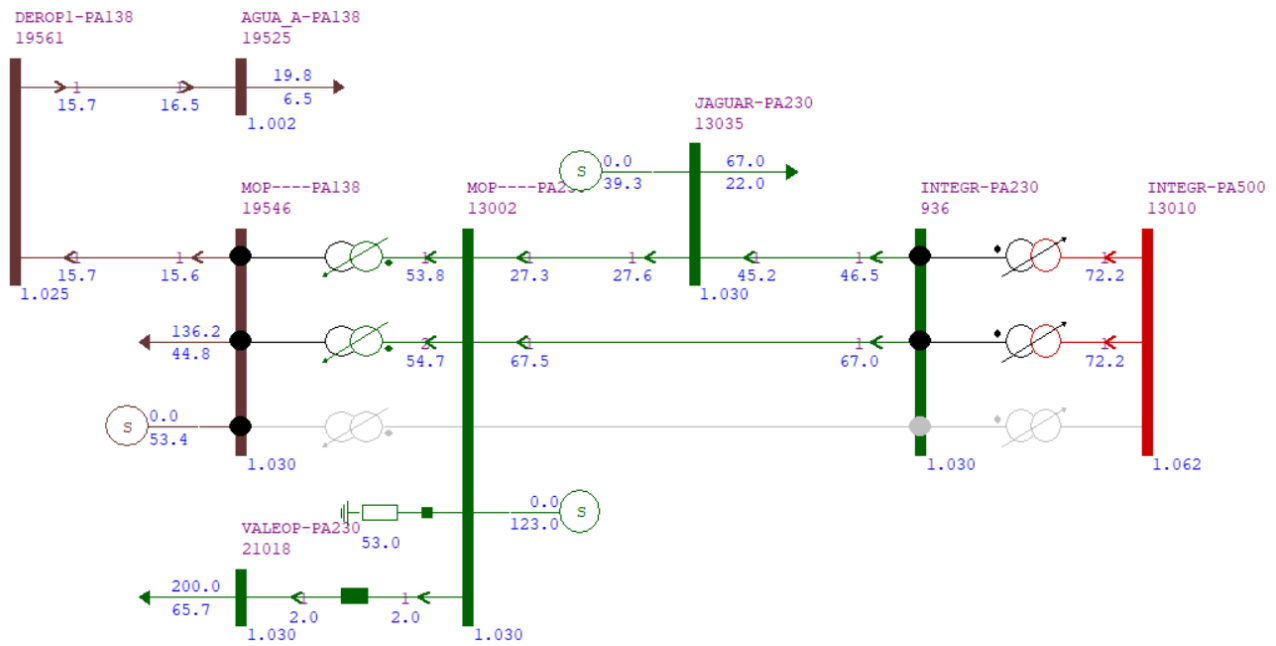


Figura 6-6 – Regime de operação N-1 dos autotransformadores 230/138 kV da SE Onça Puma após as obras comuns (2039)

7. DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS

Considerando as obras comuns indicadas na Seção 6, resta avaliar a solução para as violações operativas apresentadas na Tabela 7-1. Dessa forma, procedeu-se à análise de alternativas de expansão e reforço da rede elétrica, com vistas à mitigação das restrições observadas e ao aumento da robustez do sistema, de modo a assegurar o adequado atendimento ao crescimento de carga previsto para o horizonte de estudo.

Tabela 7-1 – Resumo das Violações Operativas após Obras Comuns

Ano inicial	Violação	Instalações	Regime de operação	Cenário e patamar de carga mais crítico
2032	Subtensão	SE Onça Puma 230/138 kV	Normal	Cenário 1 - Máxima noturna
2032	Subtensão	SE Jaguar 230 kV	Normal	Cenário 1 - Máxima noturna
2032	Subtensão	SE Xinguara II 230 kV	N-1	Cenário 1 - Máxima noturna
2032	Sobrecarga	LT 230 kV Integradora – Onça Puma C1	N-1	Cenário 1 - Máxima noturna
2032	Sobrecarga	LT 230 kV Integradora – Jaguar C1	N-1	Cenário 1 - Máxima noturna
2032	Sobrecarga	LT 230 kV Integradora – Xinguara II C1 e C2	N-1	Cenário 1 - Máxima noturna
2036	Sobrecarga	ATF 500/230 kV Integradora	N-1	Cenário 1 - Máxima noturna

Tendo em vista as características atuais do sistema elétrico da região, composta por interligações radiais a partir da subestação 500/230 kV Integradora, e a elevada distância geográfica para outras subestações de 500 kV, na concepção das alternativas, buscou-se ampliar essas interligações com as subestações de Onça Puma e Xinguara II por meio de novas linhas de transmissão, além de implantar equipamentos para suporte de tensão, nos casos em que as novas linhas não sejam suficientes para solucionar os problemas de subtensão.

Cabe destacar que todas as alternativas recomendam uma nova subestação, denominada Ourilândia do Norte. A subestação Ourilândia do Norte é necessária devido a restrições para expansão da subestação Onça Puma, com dificuldades para aproximação e conexão de novas linhas de transmissão e falta de espaço físico para implantação de novos equipamentos, conforme indicado no Anexo 15.5.6.

Situada a cerca de 14 km ao sul da subestação Onça Puma, a localização da subestação Ourilândia do Norte foi definida de modo a atingir seu objetivo de fornecer o suporte de reativos que solucionam os problemas de subtensão, e, ao mesmo tempo, não interferir em áreas sensíveis sob o ponto de vista socioambiental. Além disso, sua proximidade com centros de carga regionais e linhas de distribuição existentes facilitam sua utilização como um novo ponto de suprimento futuro.

O detalhamento das alternativas é apresentado a seguir.

7.1. Alternativa 1

Descrição da Alternativa 1

A Tabela 7-2 apresenta as principais obras que compõem a Alternativa 1.

Tabela 7-2 – Principais obras da Alternativa 1

Ano	Obra
2032	- Nova SE Ourilândia do Norte: novo pátio de 230 kV - Nova SE Ourilândia do Norte: 1º Compensador síncrono 230 kV (-90/+150) Mvar - Nova LT 230 kV Integradora – Ourilândia do Norte C1 e C2, 2x477 MCM (CD) - Nova LT 230 kV Onça Puma – Ourilândia do Norte C1 e C2, 2x477 MCM (CD) - Nova LT 230 kV Integradora – Xinguara II C3, 2x477 MCM (CS)
2036	SE Integradora: 3º Banco de autotransformadores 500/230 kV de 750 MVA, 3x250 MVA 1Φ

A Figura 7-1 apresenta o arranjo proposto para a Alternativa 1.

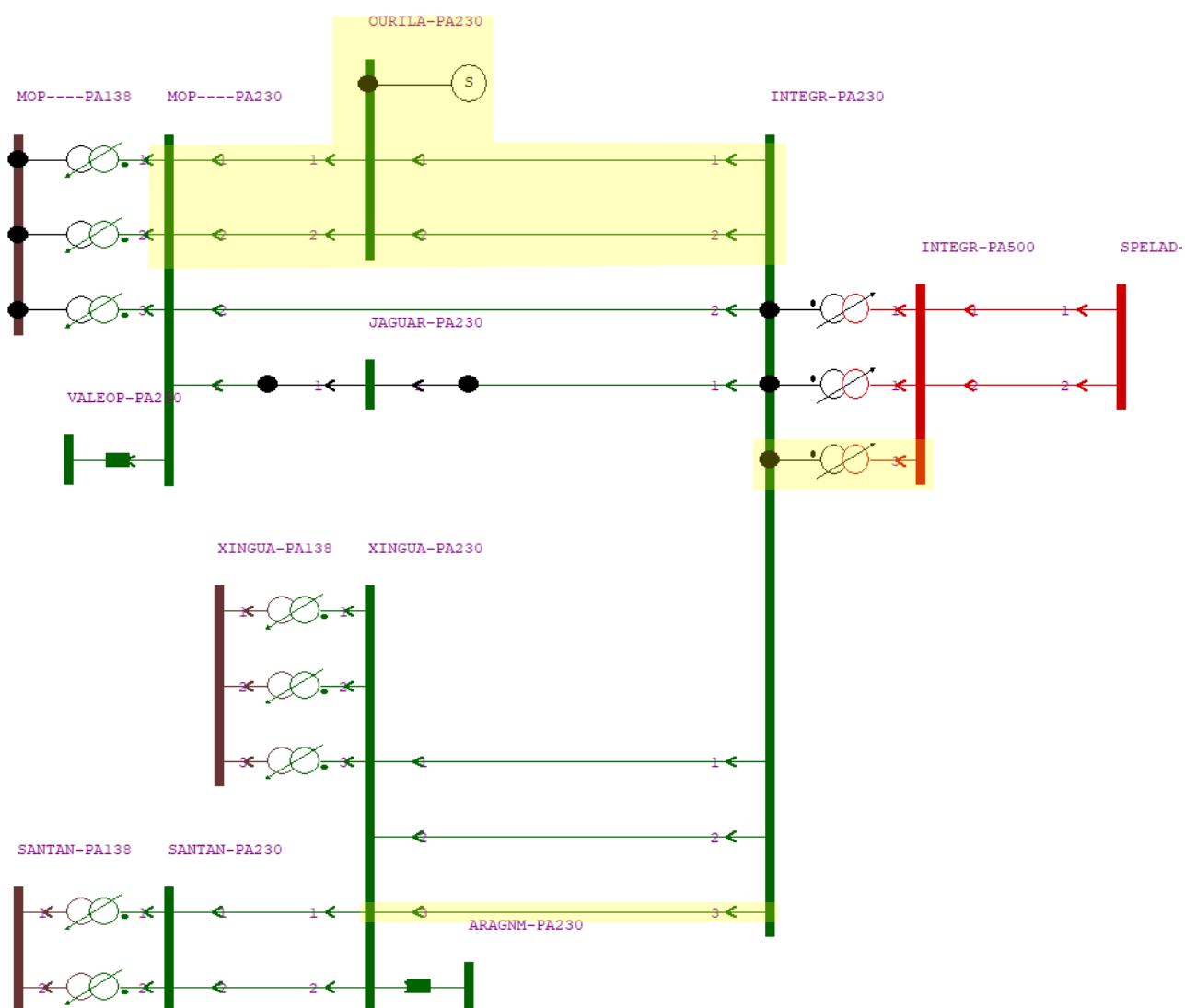


Figura 7-1 - Alternativa 1

Análise de Desempenho da Alternativa 1

A Figura 7-2 mostra o atendimento às cargas da região sudeste do Pará, em condição de operação normal, durante o patamar de carga máxima noturna do cenário 1. Com a entrada em operação das obras que compõem a Alternativa 1, são solucionados todos os problemas operativos.

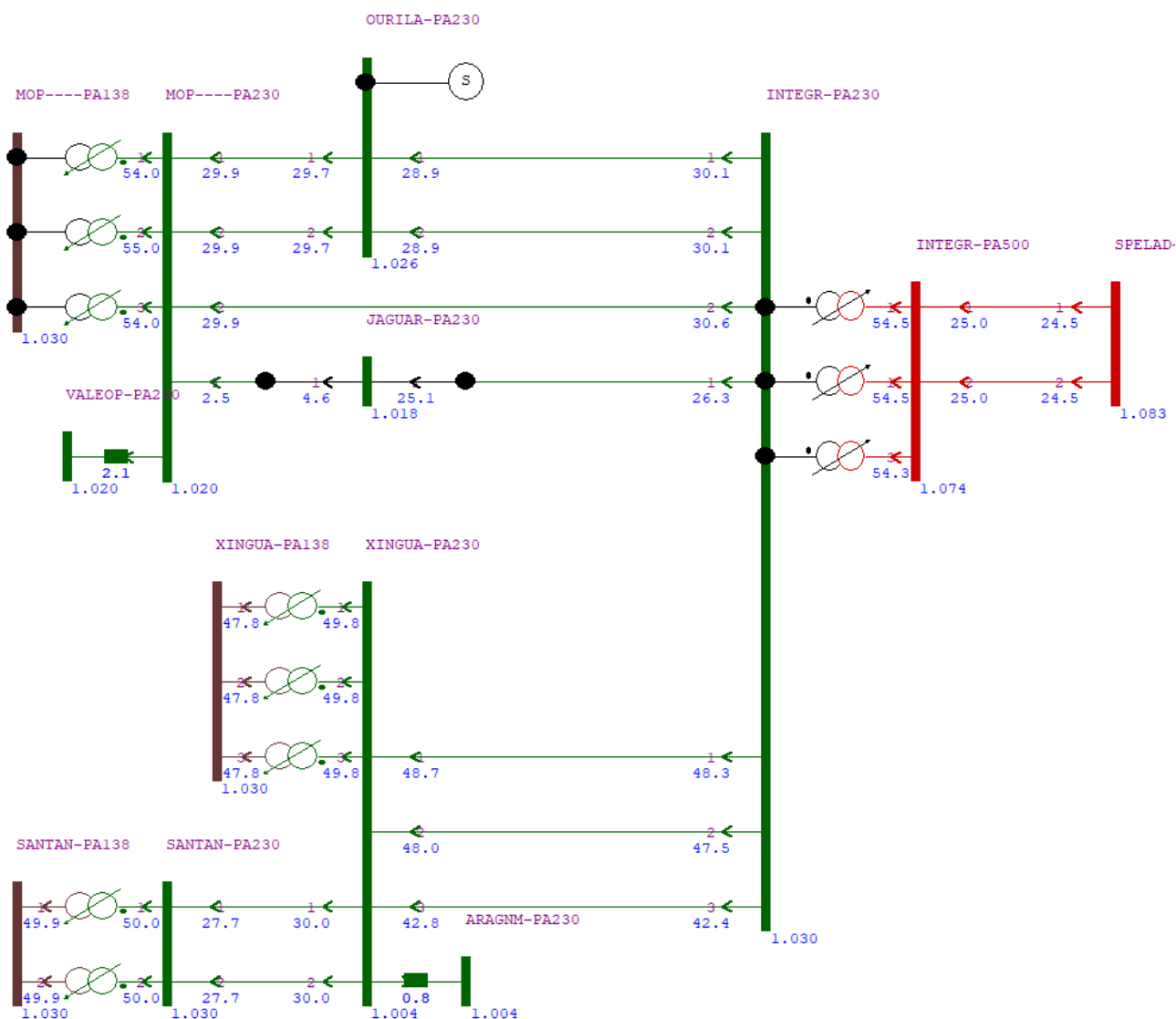


Figura 7-2 – Alternativa 1: regime de operação normal (2039)

Já a Figura 7-3 mostra a operação do sistema em regime de operação N-1, na contingência da linha de transmissão 230 kV Integradora – Ourilândia do Norte C2 ou da linha de transmissão 230 kV Integradora – Xinguara II C3. Os níveis de tensão nas barras de 230 kV das subestações Onça Puma e Jaguar não se alteram após a contingência devido ao suporte de tensão concedido pelo compensador síncrono, enquanto na barra de 230 kV da subestação de Xinguara II, o nível de tensão é reduzido de 1,004pu para 0,974pu na contingência. Em relação ao carregamento das linhas de transmissão, no eixo Integradora – Onça Puma, o máximo observado é de 34,8%, enquanto no eixo Integradora – Xinguara II é de 63,2%, no final do horizonte, demonstrando que a Alternativa 1 atende aos critérios de operação nas condições simuladas.

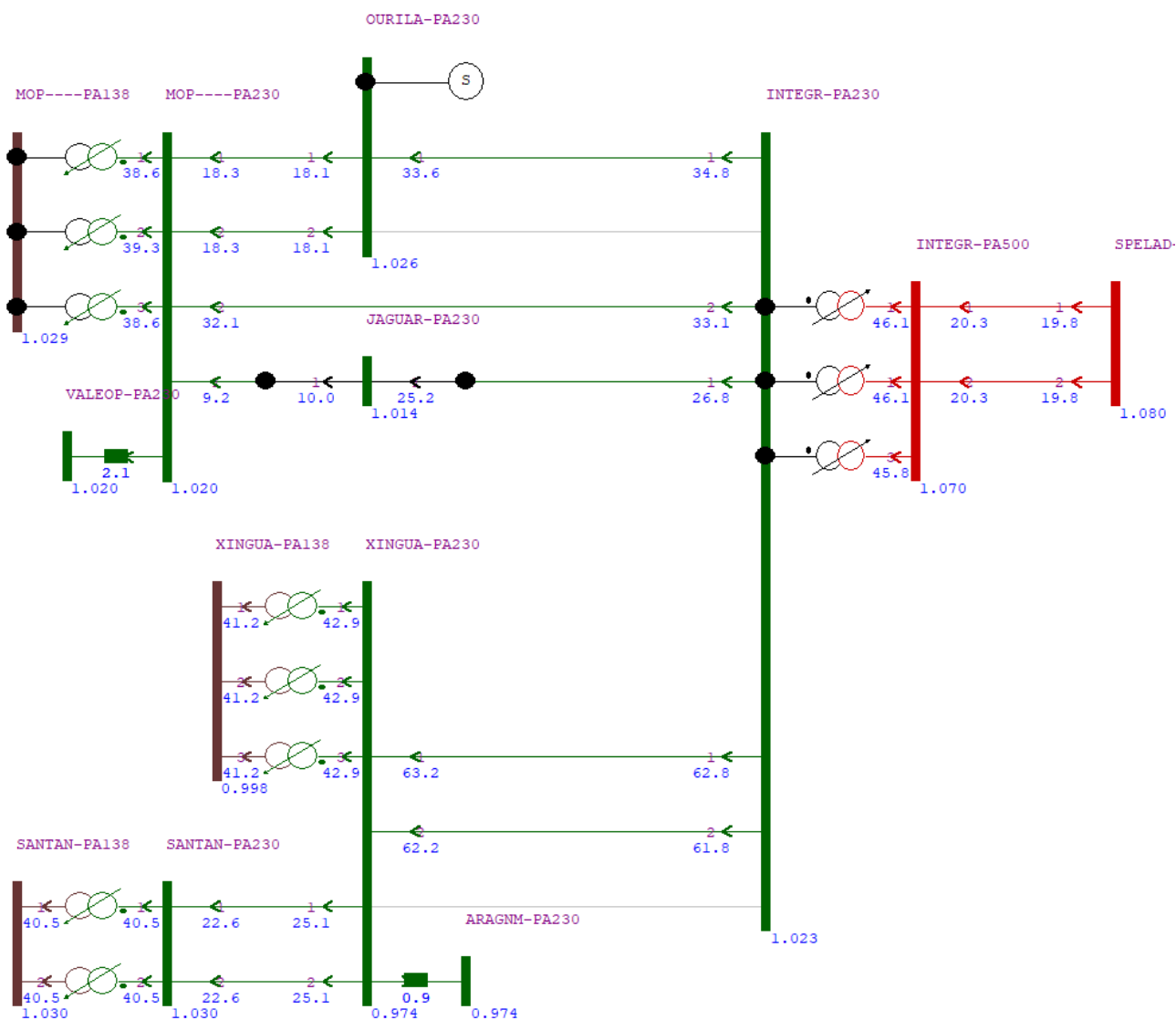


Figura 7-3 – Alternativa 1: regime de operação N-1 (2039)

7.2. Alternativa 2

Descrição da Alternativa 2

A Tabela 7-3 apresenta as principais obras que compõem a Alternativa 2.

Tabela 7-3 – Principais obras da Alternativa 2

Ano	Obra
2032	- Nova SE Ourilândia do Norte: novos pátios de 500 kV e de 230 kV - Nova SE Ourilândia do Norte: 1º e 2º Banco de autotransformadores 500/230 kV de 600 MVA, (6+1R) x200 MVA 1Φ - Nova SE Ourilândia do Norte: 1º Banco de reatores de barra 500 kV de 110 Mvar, (3+1R)x36,7 Mvar 1Φ - Nova LT 500 kV Integradora – Ourilândia do Norte C1 e C2, 4x795 MCM (CD) com bancos de reatores 500 kV de 110 Mvar, 6x36,7 Mvar 1Φ no terminal Ourilândia do Norte - Nova LT 230 kV Onça Puma – Ourilândia do Norte C1 e C2, 2x477 MCM (CD) - Nova LT 230 kV Integradora – Xinguara II C3, 2x477 MCM (CS)

A Figura 7-4 apresenta o arranjo proposto para a Alternativa 2.

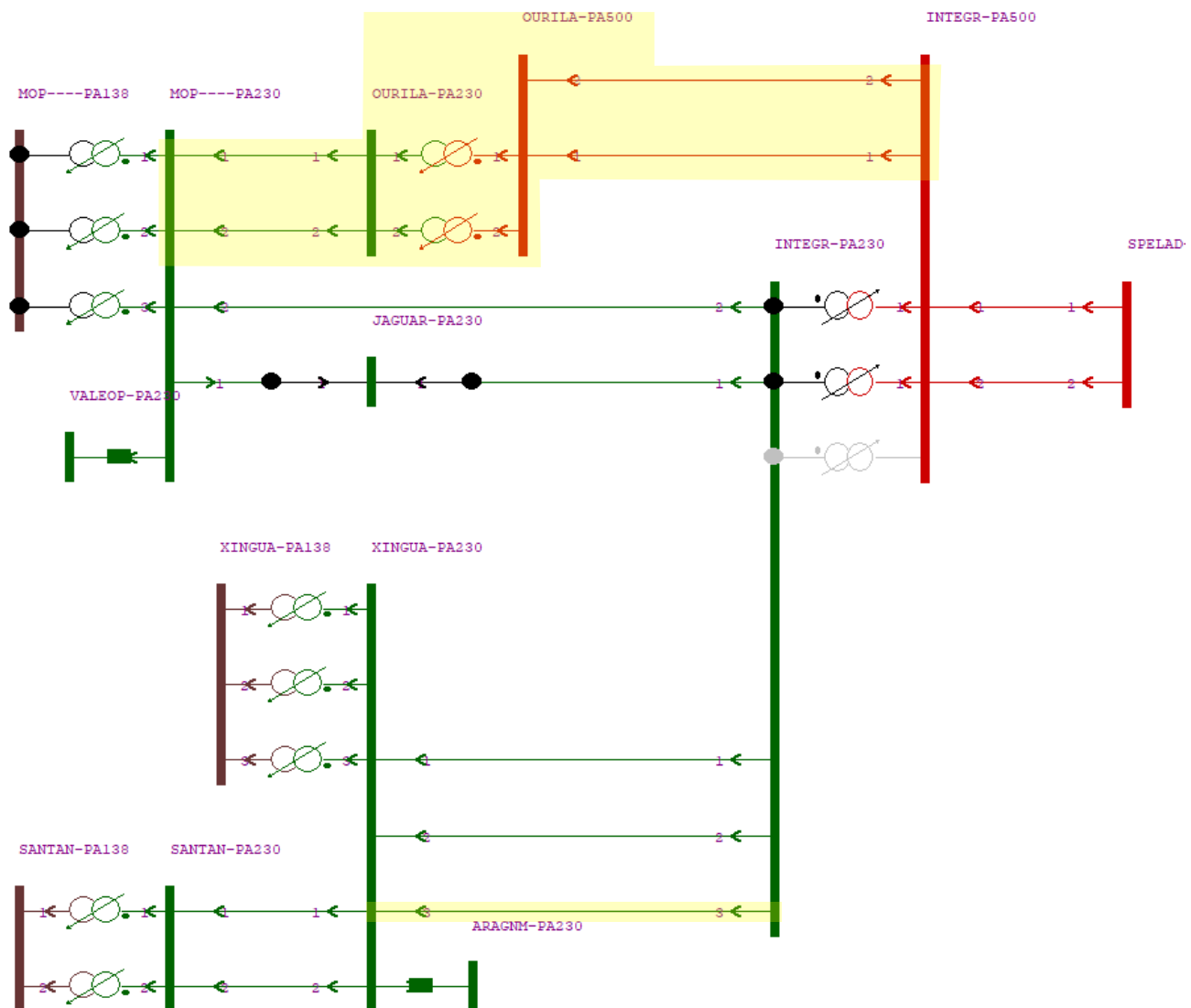


Figura 7-4 - Alternativa 2

Análise de Desempenho da Alternativa 2

As obras que compõem a Alternativa 2 solucionam os problemas operativos observados no diagnóstico. A Figura 7-5 mostra o atendimento às cargas da região sudeste do Pará, em condição de operação normal, durante o patamar de carga máxima noturna do cenário 1.

Destaca-se que cogitou-se a aplicação de um único circuito 500 kV interligando a SE Integradora à SE Ourilândia do Norte e um único transformador 500/230 kV nesta SE, porém a contingência desse circuito único ou da transformação 500/230 kV causa subtensão severa nos barramentos de 230 kV da região. Mesmo o emprego adicional de um compensador síncrono no barramento de 230 kV da SE Ourilândia do Norte não foi suficiente para manter a tensão em níveis aceitáveis em caso de contingência.

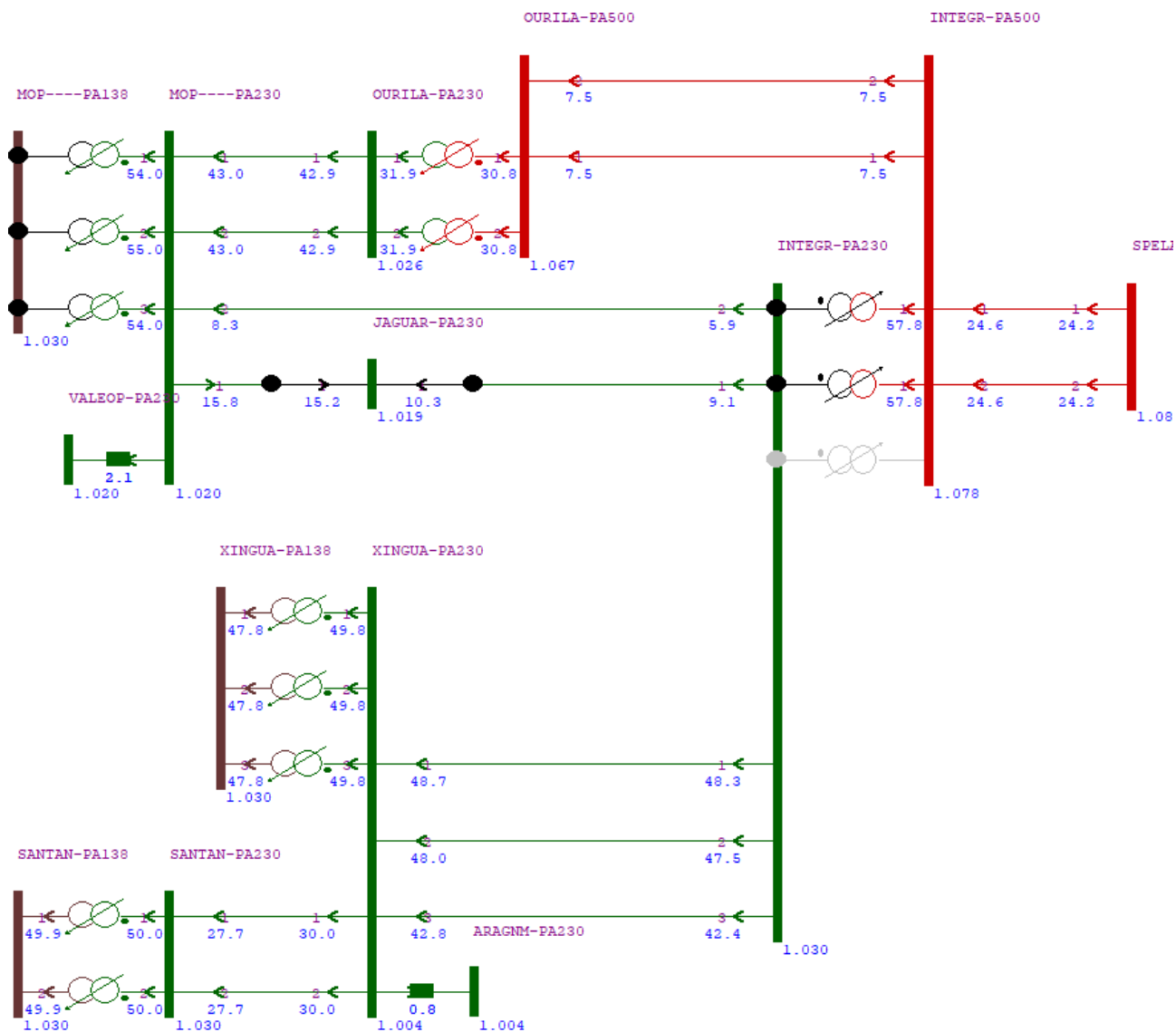


Figura 7-5 – Alternativa 2: regime de operação normal (2039)

7.3. Alternativa 3

Descrição da Alternativa 3

A Tabela 7-4 apresenta as principais obras que compõem a Alternativa 3.

Tabela 7-4 – Principais obras da Alternativa 3

Ano	Obra
2032	- Nova SE Ourilândia do Norte: novo pátio de 230 kV - Nova SE Ourilândia do Norte: 1º Compensador síncrono 230 kV (-90/+150) Mvar - Nova LT 230 kV Integradora – Ourilândia do Norte C1, 2x477 MCM (CS) - Nova LT 230 kV Onça Puma – Ourilândia do Norte C1 e C2, 2x477 MCM (CD) - Nova LT 230 kV Xinguara II – Ourilândia do Norte C1, 2x477 MCM (CS) - Nova LT 230 kV Integradora – Xinguara II C3, 2x477 MCM (CS)
2036	SE Integradora: 3º Banco de autotransformadores 500/230 kV de 750 MVA, 3x250 MVA 1Φ

A Figura 7-6 apresenta o arranjo proposto para a Alternativa 3.

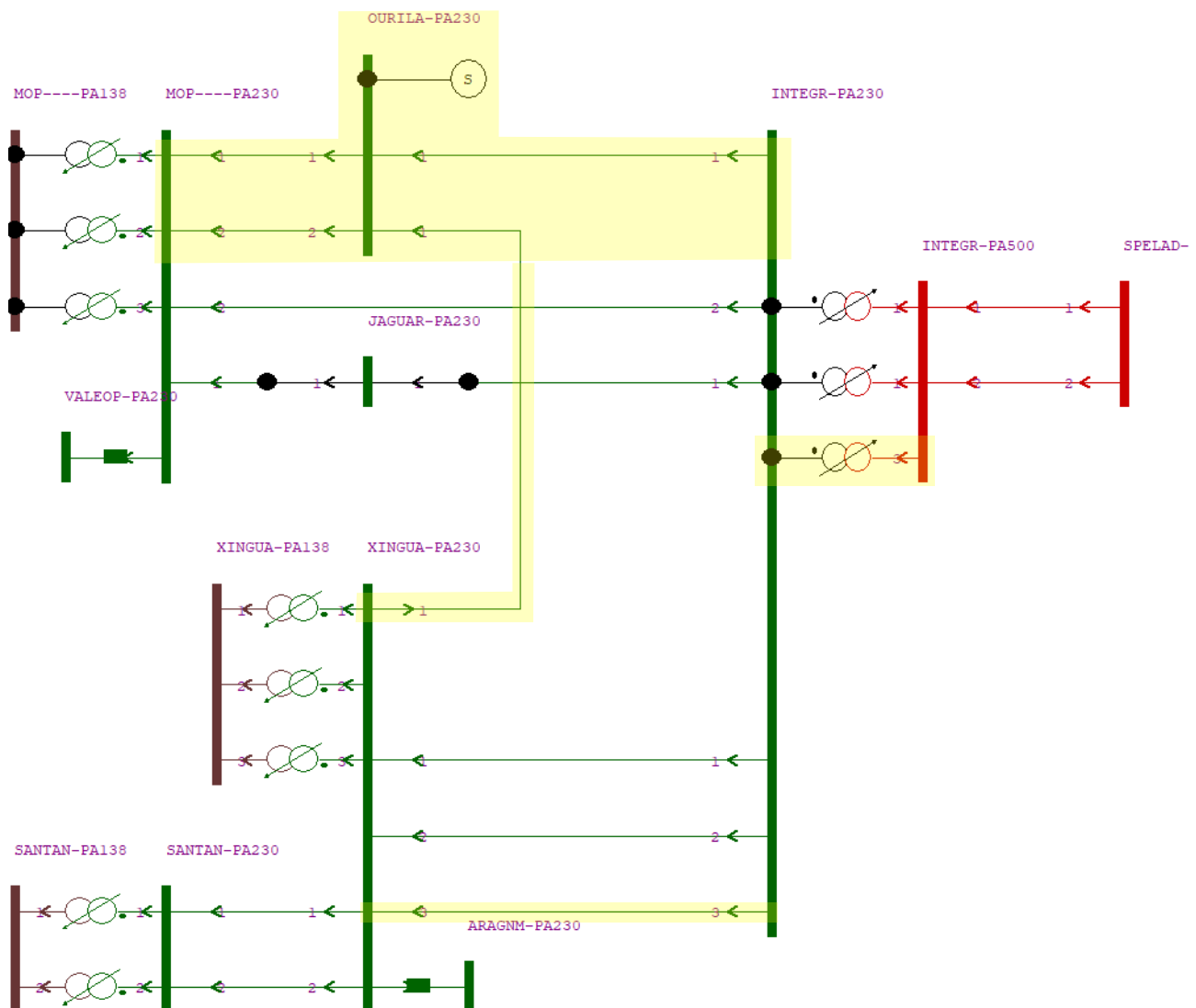


Figura 7-6 - Alternativa 3

Análise de Desempenho da Alternativa 3

A Figura 7-7 mostra o atendimento às cargas da região sudeste do Pará, em condição de operação normal, durante o patamar de carga máxima noturna do cenário 1. Com a entrada em operação das obras que compõem a Alternativa 3, são solucionados todos os problemas operativos.

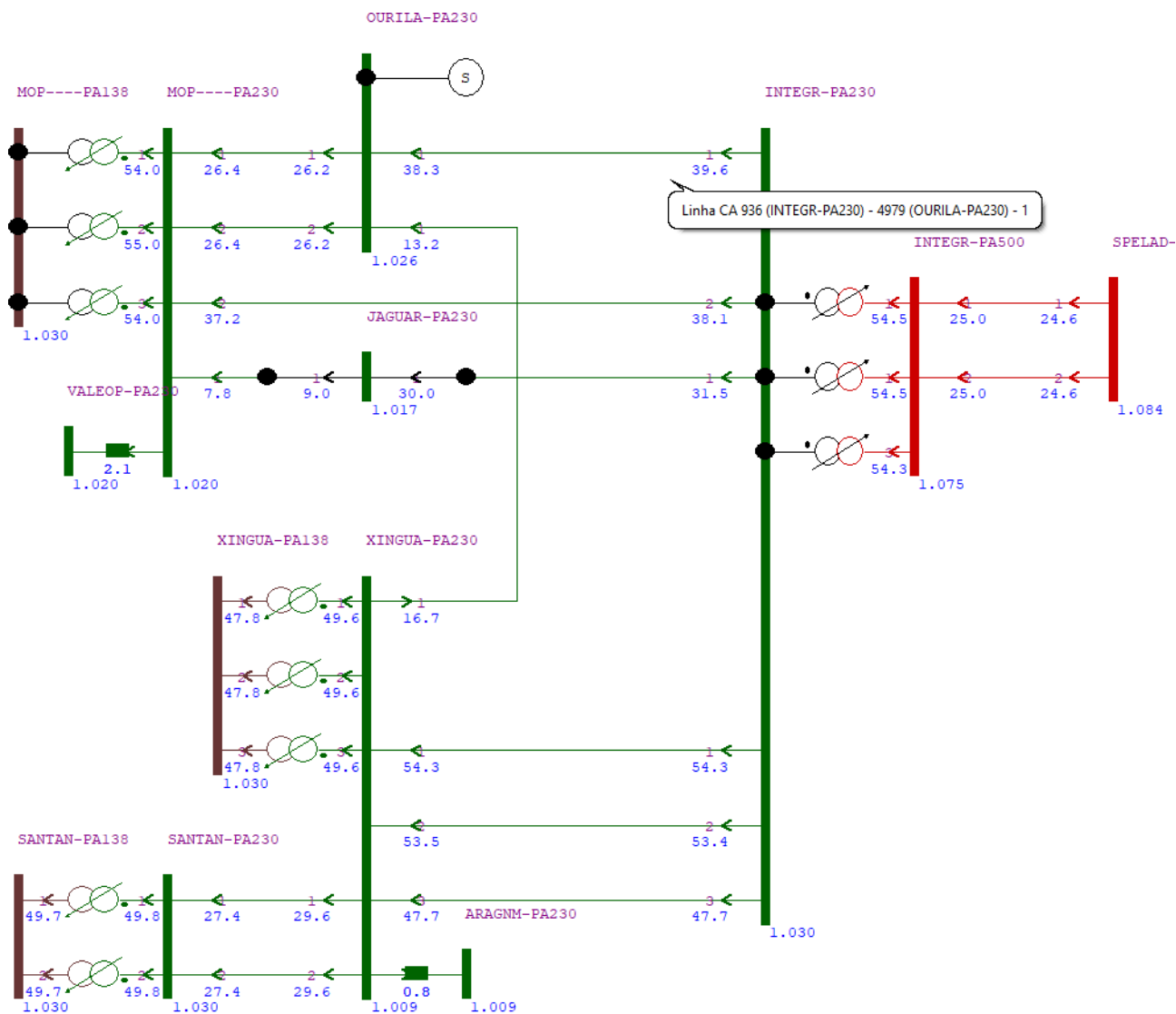


Figura 7-7 – Alternativa 3: regime de operação normal (2039)

Já a Figura 7-8 mostra a operação do sistema em regime de operação N-1, na contingência da linha de transmissão 230 kV Integradora – Xinguará II C3, que é a contingência mais crítica. Os níveis de tensão nas barras de 230 kV das subestações Onça Puma e Jaguar não se alteram após a contingência devido ao suporte de tensão concedido pelo compensador síncrono, enquanto na barra de 230 kV da subestação de Xinguará II, o nível de tensão é reduzido de 1,009pu para 0,993pu na contingência. Em relação ao carregamento das linhas de transmissão, o maior carregamento ocorre na linha de transmissão 230 kV Integradora – Xinguará II com 63,8%, no final do horizonte, demonstrando que a Alternativa 3 atende aos critérios de operação nas condições simuladas.

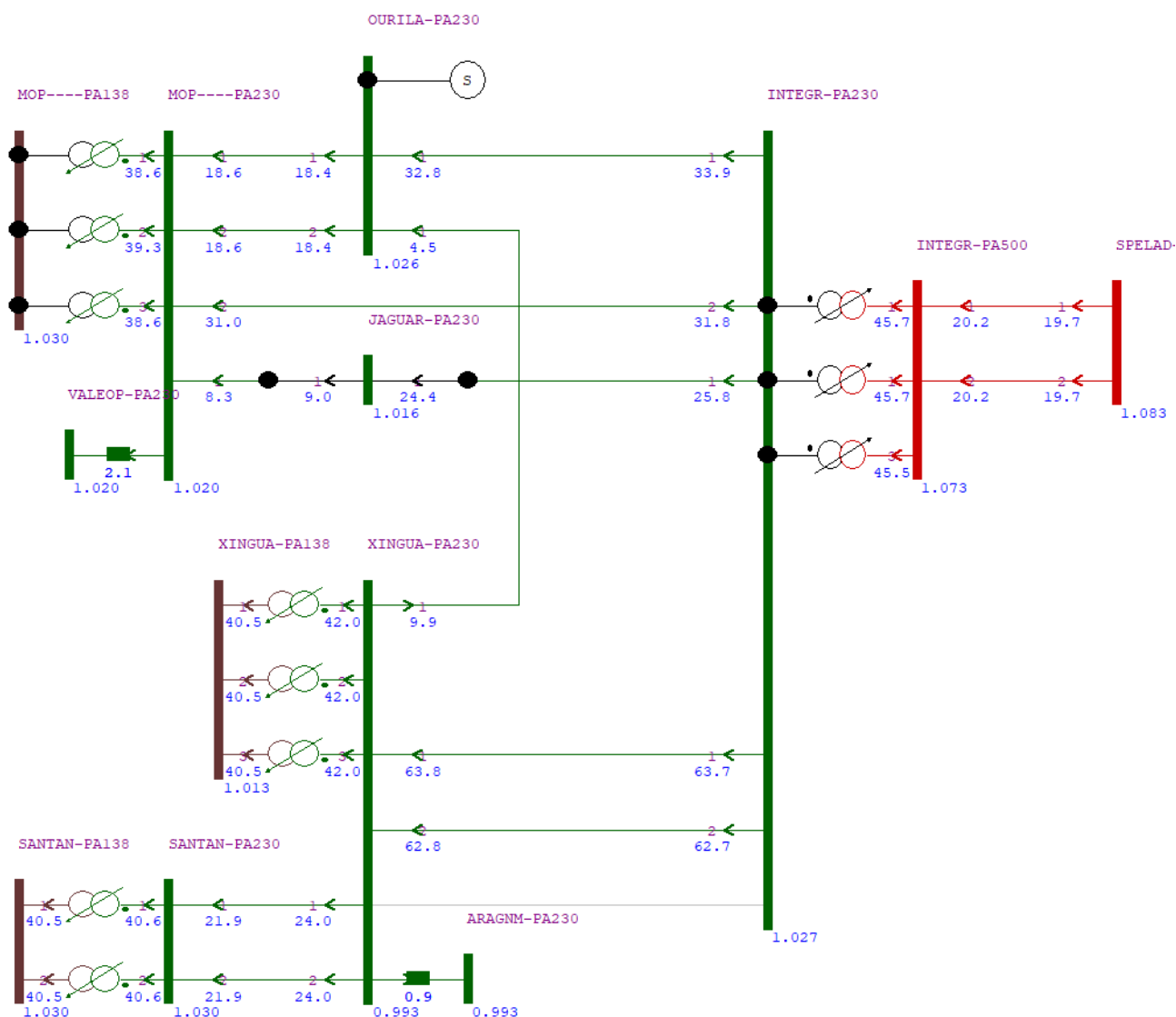


Figura 7-8 – Alternativa 3: regime de operação N-1 (2039)

7.4. Alternativa 4

Descrição da Alternativa 4

A Tabela 7-5 apresenta as principais obras que compõem a Alternativa 4.

Tabela 7-5 – Principais obras da Alternativa 4

Ano	Obra
2032	- Nova SE Ourilândia do Norte: novos pátios de 500 kV e de 230 kV - Nova SE Ourilândia do Norte: 1º e 2º Banco de autotransformadores 500/230 kV de 600 MVA, (6+1R) x200 MVA 1Φ - Nova SE Ourilândia do Norte: 1º Banco de reatores de barra 500 kV de 110 Mvar, (3+1R)x36,7 Mvar 1Φ - SE Xinguara II: novo pátio de 500 kV - SE Xinguara II: 1º Banco de autotransformadores 500/230 kV de 600 MVA, (2+1R) x200 MVA 1Φ

Ano	Obra
	• Nova LT 500 kV Integradora – Ourilândia do Norte C1, 4x795 MCM (CS) com banco de reatores 500 kV de 110 Mvar, 3x36,7 Mvar 1Φ no terminal Ourilândia do Norte • Nova LT 230 kV Onça Puma – Ourilândia do Norte C1 e C2, 2x477 MCM (CD) • Nova LT 500 kV Integradora – Xinguara II C1, 4x795 MCM (CS) • Nova LT 500 kV Xinguara II – Ourilândia do Norte C1, 4x795 MCM (CS) com banco de reatores 500 kV de 110 Mvar, 3x36,7 Mvar 1Φ no terminal Ourilândia do Norte

A Figura 7-9 apresenta o arranjo proposto para a Alternativa 4.

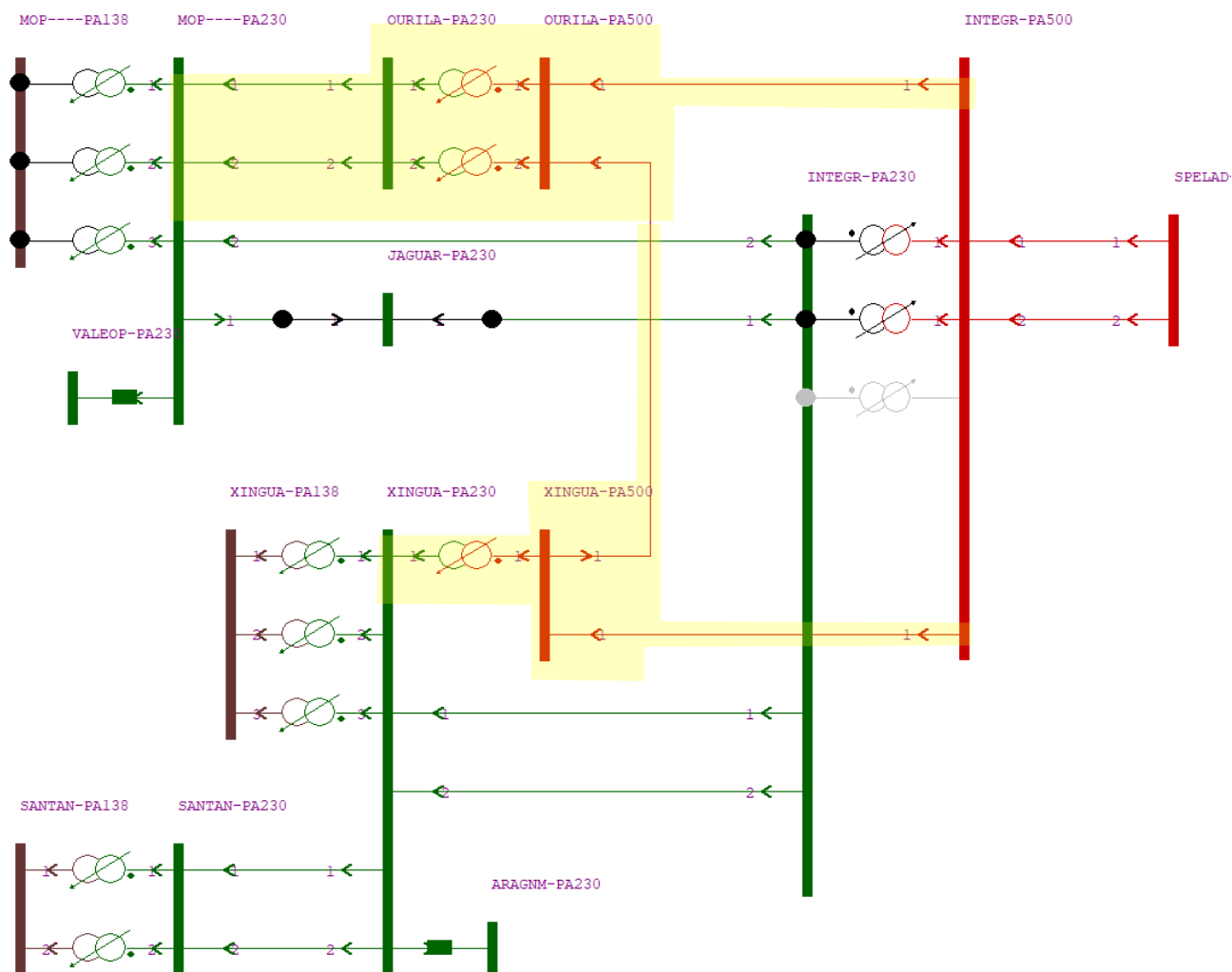


Figura 7-9 - Alternativa 4

Análise de Desempenho da Alternativa 4

As obras que compõem a Alternativa 4 solucionam os problemas operativos observados no diagnóstico. A Figura 7-10 mostra o atendimento às cargas da região sudeste do Pará, em condição de operação normal, durante o patamar de carga máxima noturna do cenário 1.

8. ANÁLISE ECONÔMICA

A Tabela 8-1 apresenta a comparação econômica das alternativas levando-se em consideração custos de investimentos relativos aos rendimentos necessários e diferencial de perdas. Os investimentos (rendimentos necessários e Capex) mostrados na Tabela 8-1 consideram apenas as obras diferenciais. As obras comuns, incluindo as de distribuição, adicionam R\$ 571,49 milhões de investimentos (Capex), incluindo obras de distribuição. A **Alternativa 1** é a alternativa de mínimo custo global, motivo pelo qual ela é a **alternativa recomendada** nesse estudo.

Tabela 8-1 – Custo de investimento (excluindo-se obras comuns) e perdas (R\$ x 1000)

Alternativas	Rendimentos Necessários	Δ Perdas	Total	[%]	Ordem	Investimento (Capex)
Alternativa 1	317.805,27	95.516,39	413.321,66	100,0%	1º	741.109,49
Alternativa 2	540.827,02	28.140,89	568.967,91	137,7%	3º	1.169.435,40
Alternativa 3	337.317,95	119.877,98	457.195,93	110,6%	2º	783.301,95
Alternativa 4	679.896,91	0,00	679.896,91	164,5%	4º	1.470.147,53

Maiores detalhes sobre o custeamento completo de cada alternativa podem ser verificados no Anexo 15.3.

9. DISPENSA PARA RELATÓRIOS R2

Dentre as novas instalações deste estudo, não foram identificadas instalações com necessidade de elaboração de estudos de Transitórios Eletromagnéticos de Manobra (TEM) nesta fase de planejamento. Logo, recomenda-se a dispensa de elaboração dos relatórios R2 associados. Entretanto, sugere-se que, caso sejam identificadas nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores elevadas sobretensões, correntes e/ou energias nos para-raios de óxido metálico, bem como algum fenômeno de interação relevante entre o elemento objeto dos estudos e a rede elétrica adjacente e/ou equipamentos, seja considerada a adoção de medidas mitigatórias para redução dos impactos dos TEM.

10. AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS

Neste capítulo são apresentadas análises técnicas e de otimização visando definir as especificações básicas das novas linhas de transmissão (LT) aéreas, em circuito simples (CS) ou em circuito duplo (CD), listados na Tabela 10-1. Os resultados obtidos nas análises foram extraídos diretamente do programa ELEKTRA, desenvolvido pelo CEPEL [12].

Tabela 10-1 Relação das LTs

Linha		Tipo	Extensão [km]
LT1	LT 230 kV Integradora – Xinguara 2, C3	CS	72,6
LT2	LT 230 kV Integradora – Ourilândia do Norte, C1 e C2	CD	134,0
LT3	LT 230 kV Onça Puma – Ourilândia do Norte, C1 e C2	CD	14,0

10.1. Dados e Premissas

Os dados ambientais predominantes e preliminares para as análises técnicas e definição das capacidades de corrente estão dispostos na Tabela 10-2. Nota-se que a temperatura do ar corresponde à maior máxima média mensal registrada nas estações de medição localizadas mais próximas da LT em questão [13].

Tabela 10-2 Dados do ambiente

	LT1	LT2
Temperatura do ar [°C]	33	29
Vento p/ cálculo de temperatura [m/s]	1	1
Radiação solar [W/m ²]	1000	1000
Altitude média [m]	749	381
Altitude máxima [m]	1294	1054
DRA ¹ [p.u.]	0,85	0,88
Vento p/ balanço [km/h] (50 anos, 30 s, 10 m)	105	99

Na Tabela 10-3 estão apresentados os parâmetros econômicos considerados na otimização. Os fluxos, fatores de carga e de perdas utilizados estão apresentados na Tabela 10-3. Já a Tabela 10-5 apresenta os carregamentos máximos verificados nos estudos de fluxo de potência em condição normal de operação e em emergência (decorrente de contingência no sistema), conforme resultados apresentados na Seção 7.

Tabela 10-3 Dados para avaliação econômica

Custo das perdas de energia [R\$/MWh]	199,96
Período [anos]	30
Taxa de desconto anual [%]	8
Banco de preços	Ref. ANEEL – 2025/01 ¹

⁽¹⁾ Atualizado pela EPE conforme [10].

Tabela 10-4 Dados do sistema - Fluxos para cálculo de perdas

Linha	Fluxo¹ [MVA]	Duração [Anos]	Fator de perdas
LT 230 kV Integradora – Xinguara 2, C3	33	30	0,51
LT 230 kV Integradora – Ourilândia do Norte, C1 e C2	23	30	0,87
LT 230 kV Onça Puma – Ourilândia do Norte, C1 e C2	24	30	0,84

(1) Fluxos verificados à tensão nominal e por circuito.

Tabela 10-5 Dados do sistema - Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação

Linha	Fluxo¹ [MVA]	
	Normal	Emergência
LT 230 kV Integradora – Xinguara 2, C3	195	277
LT 230 kV Integradora – Ourilândia do Norte, C1 e C2	137	209
LT 230 kV Onça Puma – Ourilândia do Norte, C1 e C2	138	269

(1) Fluxos verificados à tensão nominal e por circuito.

Nessas análises, adotou-se referencialmente estruturas autoportantes de circuito simples ou circuito duplo. Na Seção 10.4 constam as coordenadas finais, após a otimização, dos cabos na torre e flechas para a silhueta típica de cada LT. Ainda, foram avaliadas configurações possuindo dois cabos por fase para as novas LTs. Essa decisão se justifica pelo fato em obter melhores condições sistêmicas na região em análise. Por fim, considerou-se cabos condutores com diferentes bitolas e formações, e cabos para-raios EAR 3/8” e OPGW 13,3 mm.

10.2. Critérios para Análises Elétricas e Comparações Econômicas

Na definição das capacidades de corrente, os valores a serem especificados devem atender minimamente aos fluxos observados no estudo, em condição normal e emergência. Adicionalmente, para a nova LT, deve-se buscar adotar 65 °C como limite superior de temperatura nos cabos condutores em condição normal de operação e 90 °C em condição de emergência. Com relação aos níveis de emissão eletromagnética, esses devem observar os requisitos mínimos definidos em [14]. Essas restrições, juntamente com o balanço dos cabos, devem ser observadas de forma a definir uma estimativa inicial para a faixa de segurança e o conjunto de cabos condutores tecnicamente viáveis.

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

10.3. Avaliações Econômicas

10.3.1. Seleção dos cabos condutores – LT1: LT 230 kV Integradora – Xinguara 2, C3, CS.

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que a única solução economicamente equivalente é a configuração 2 X CAA HAWK (477 MCM), como visualizado na Tabela 10-6. Desse modo, essa será a configuração adotada como referência.

Tabela 10-6 Configurações com menor custo total

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
HAWK	2	856,3	43,1	899,5	100,0
DOVE	2	926,4	33,6	960,0	106,7
SQUAB	2	970,2	29,4	999,6	111,1
GROSBEAK	2	996,5	27,1	1023,6	113,8

10.3.2. Seleção dos cabos condutores – LT2: LT 230 kV Integradora – Ourilândia do Norte, C1 e C2, CD.

Novamente, após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que a única solução economicamente equivalente é a configuração 2 X CAA HAWK (477 MCM), como apresentado na Tabela 10-7. Desse modo, essa será a configuração adotada como referência.

Tabela 10-7 Configurações com menor custo total

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
HAWK	2	1742,6	87,7	1830,3	100,0
DOVE	2	1882,5	67,7	1950,2	106,6
SQUAB	2	1975,2	58,9	2034,2	111,1
GROSBEAK	2	2022,1	54,2	2076,3	113,4

10.3.3. Seleção dos cabos condutores – LT3: LT 230 kV Onça Puma – Ourilândia do Norte, C1 e C2, CD.

Por fim, após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, também identificou que a única solução economicamente equivalente é a configuração 2 X CAA HAWK (477 MCM), como pode ser observado na Tabela 10-8. Desse modo, essa será a configuração adotada como referência.

Tabela 10-8 Configurações com menor custo total

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
HAWK	2	1735,3	88,4	1823,6	100,0
DOVE	2	1874,5	68,2	1942,7	106,5
SQUAB	2	1966,7	59,4	2026,1	111,1
GROSBEAK	2	2013,5	54,7	2068,1	113,4

10.4. Características Técnicas da Solução de Referência

10.4.1. Características elétricas LT1 – LT 230 kV Integradora – Xinguara 2, C3, CS

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e as capacidades de correntes especificadas para a nova LT estão sumarizados na Tabela 10-9.

A Figura 10-1, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da nova LT 230 kV, incluindo o vão médio de 450 m utilizado na análise referencial.

Tabela 10-9 Características elétricas básicas da nova LT

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]
Circuito Simples	CAA 2 x HAWK (477 MCM)	1100	1460	+	0,0679	0,3516	4,6784
				0	0,4115	1,2945	2,7337
				mut.0	-	-	-

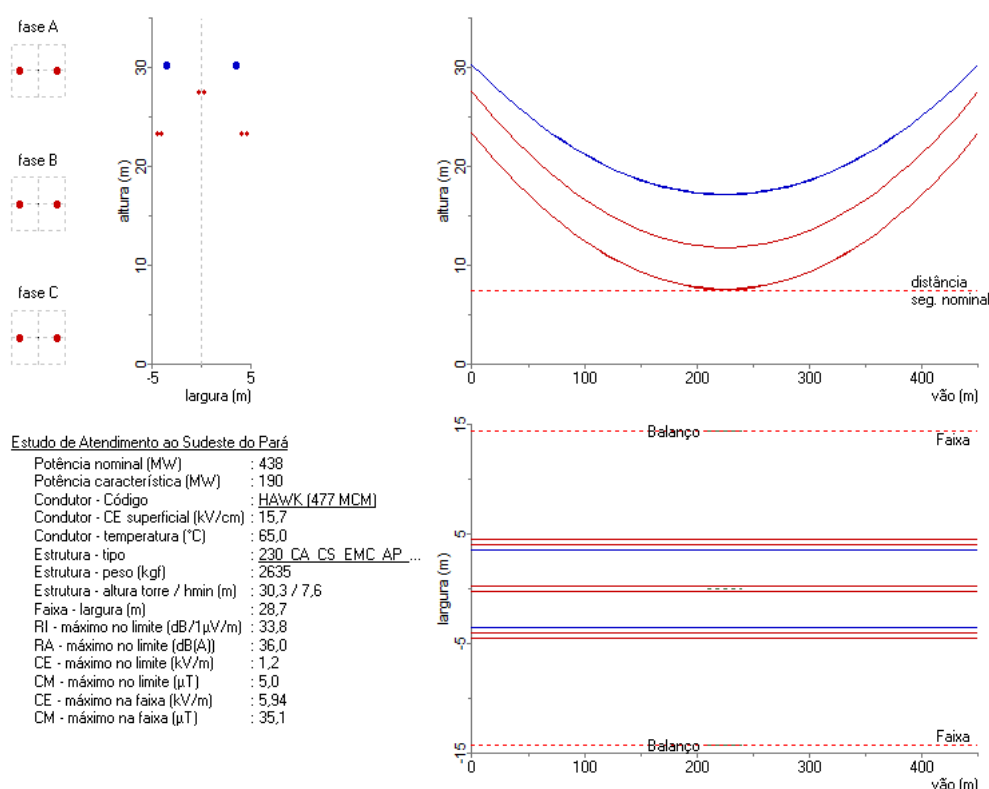


Figura 10-1 Dados técnicos básicos da nova LT 230 kV Integradora – Xinguara 2, C3, CS

10.4.2. Características construtivas LT1 – LT 230 kV Integradora – Xinguara 2, C3, CS.

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos centros dos condutores e dos cabos para-raios da silhueta típica, bem como as respectivas flechas, estão apresentadas na Tabela 10-10. Foram considerados feixes com geometria horizontal e espaçamento de 45,72 cm entre os subcondutores.

Tabela 10-10 Coordenadas da silhueta típica da nova LT

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A	-4,3	23,4	15,8
Feixe B	0,0	27,6	15,8
Feixe C	4,3	23,4	15,8
Para-raios 1	-3,5	30,3	13,2
Para-raios 2	3,5	30,3	13,2

10.4.3. Características elétricas LT2 – LT 230 kV Integradora – Ourilândia do Norte, C1 e C2, CD.

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e as capacidades de correntes especificadas para a nova LT estão sumarizados na Tabela 10-11 Características elétricas básicas da nova LT.

Tabela 10-11 Características elétricas básicas da nova LT

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω/km]	x [Ω/km]	b [μS/km]
Circuito Duplo	CAA 2 x HAWK (477 MCM)	1120	1480	+	0,0682	0,3595	4,6220
				0	0,3815	1,3264	2,7931
				mut.0	0,3104	0,8975	-0,9236

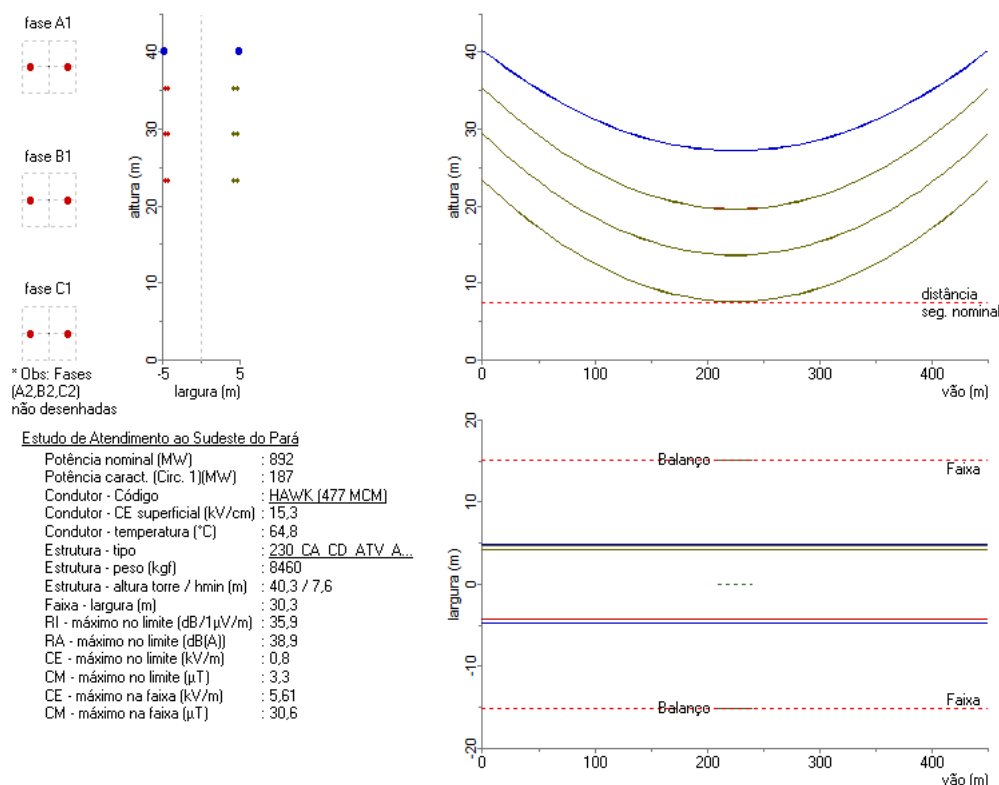


Figura 10-2 Dados técnicos básicos da nova LT 230 kV Integradora – Ourilândia do Norte, C1 e C2, CD.

A Figura 10-2, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos do novo trecho de 230 kV, incluindo o vão médio de 450 m utilizado na análise referencial.

10.4.4. Características construtivas LT2 – LT 230 kV Integradora – Ourilândia do Norte, C1 e C2, CD.

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos centros dos condutores e dos cabos para-raios da silhueta típica, bem como as respectivas flechas, estão apresentadas na Tabela 10-12 Coordenadas da silhueta típica da nova LT. Foram considerados feixes com geometria horizontal e espaçamento de 45,72 cm entre os subcondutores.

Tabela 10-12 Coordenadas da silhueta típica da nova LT

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A1	-4,5	35,4	15,8
Feixe B1	-4,5	29,4	15,8
Feixe C1	-4,5	23,4	15,8
Feixe A2	4,5	23,4	15,8
Feixe B2	4,5	29,4	15,8
Feixe C2	4,5	35,4	15,8
Para-raios 1	-4,8	40,3	13,2
Para-raios 2	4,8	40,3	13,2

10.4.5. Características elétricas LT3 – LT 230 kV Onça Puma – Ourilândia do Norte, C1 e C2, CD.

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e as capacidades de correntes especificadas para a nova LT estão sumarizados na Tabela 10-13

Tabela 10-13 Características elétricas básicas da nova LT

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω/km]	x [Ω/km]	b [μS/km]
Circuito Duplo	CAA 2 x HAWK (477 MCM)	1120	1480	+	0,0682	0,3595	4,6220
				0	0,3815	1,3264	2,7931
				mut.0	0,3104	0,8975	-0,9236

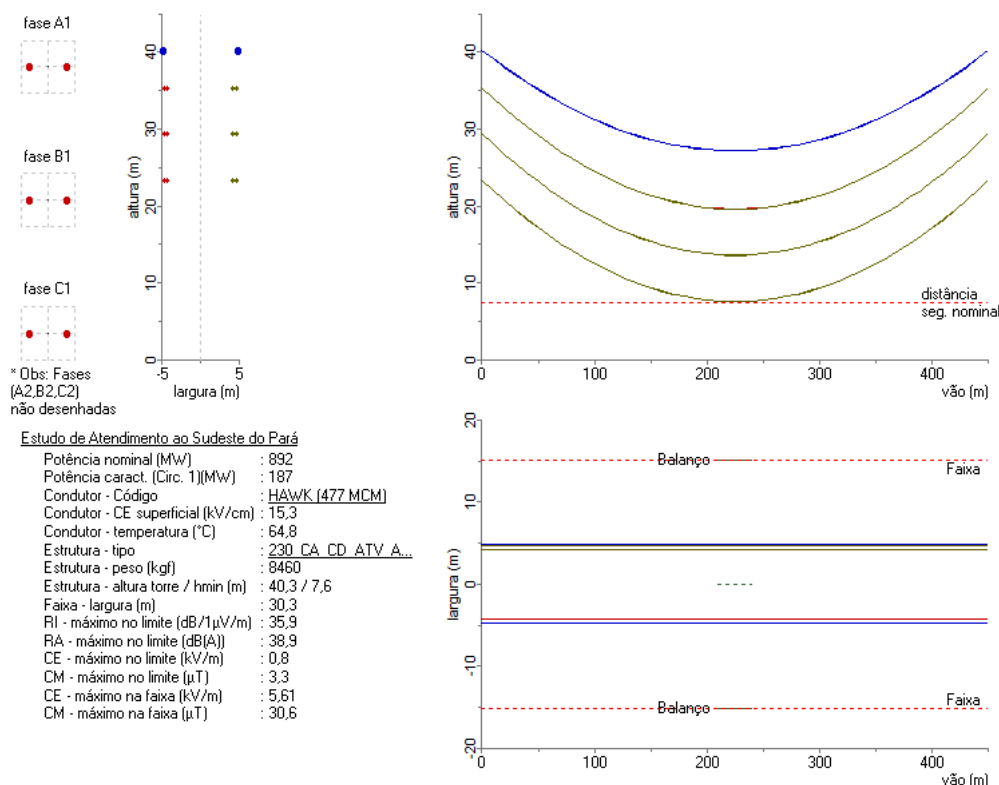


Figura 10-3 Dados técnicos básicos da nova LT 230 kV Onça Puma – Ourilândia do Norte, C1 e C2, CD.

A Figura 10-3, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos do novo trecho de 230 kV, incluindo o vão médio de 450 m utilizado na análise referencial.

10.4.6. Características construtivas LT2 – LT 230 kV Onça Puma – Ourilândia do Norte, C1 e C2, CD.

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos centros dos condutores e dos cabos para-raios da silhueta típica, bem como as respectivas flechas, estão apresentadas na Tabela 10-14 Coordenadas da silhueta típica da nova LT. Foram considerados feixes com geometria horizontal e espaçamento de 45,72 cm entre os subcondutores.

Tabela 10-14 Coordenadas da silhueta típica da nova LT

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A1	-4,5	35,4	15,8
Feixe B1	-4,5	29,4	15,8
Feixe C1	-4,5	23,4	15,8
Feixe A2	4,5	23,4	15,8
Feixe B2	4,5	29,4	15,8
Feixe C2	4,5	35,4	15,8
Para-raios 1	-4,8	40,3	13,2
Para-raios 2	4,8	40,3	13,2

10.4.7. Estimativas iniciais para faixa de segurança

Com relação às faixas de segurança, a Tabela 10-15 Estimativas iniciais para faixa de segurança apresenta os valores calculados pelo ELEKTRA para as novas LTs juntamente com a restrição técnica que a definiu. Não obstante, tendo em vista as incertezas nas premissas e metodologias de cálculo, foram realizadas análises de sensibilidade variando-se alguns parâmetros e, por segurança,

recomenda-se a adoção referencial dos valores conforme coluna “Faixa Adotada”. Nota-se que essas faixas não englobam a área que seria ocupada por eventuais estais.

Tabela 10-15 Estimativas iniciais para faixa de segurança

Linha	Faixa calculada [m]	Restrição	Faixa Adotada [m]
LT 230 kV Integradora – Xinguara 2, C3.	28,7	Balanço de Condutores	30
LT 230 kV Integradora – Ourilândia do Norte, C1 e C2.	30,3	Balanço de Condutores	32
LT 230 kV Onça Puma – Ourilândia do Norte, C1 e C2.	30,3	Balanço de Condutores	32

11. CURTO-CIRCUITO

O cálculo dos níveis de curto-circuito foi realizado considerando a configuração do sistema associada à implantação das obras da Alternativa 1, com base no regime subtransitário e com todas as unidades geradoras sincronizadas. Para tanto, foi utilizada a base de dados correspondente ao PDE 2034.

Os impactos nos níveis de curto-circuito foram avaliados para as principais subestações da Rede Básica e da Rede Básica de Fronteira, bem como para os principais consumidores industriais da região, conforme apresentado na Tabela 11-1 e Tabela 11-2.

A partir dos resultados obtidos, verifica-se que não há superação das capacidades de interrupção dos disjuntores das subestações existentes, quando considerados os níveis de curto-circuito simétrico.

Tabela 11-1 Correntes de curto-circuito mínimo

Subestação	Ano 2032 (sem reforços)				Ano 2032 (com reforços)				Ano 2039 (com reforços)			
	3Φ [kA]	X/R	1Φ [kA]	X/R	3Φ [kA]	X/R	1Φ [kA]	X/R	3Φ [kA]	X/R	1Φ [kA]	X/R
Marabá 500 kV	16,75	16,11	15,98	9,65	16,75	16,11	15,94	9,67	16,81	15,78	16,04	9,69
Itacaiúnas 500 kV	15,25	15,20	14,27	10,16	15,25	15,19	14,16	10,14	15,31	15,01	14,21	10,10
Serra Pelada 500 kV	11,98	15,23	11,25	10,87	11,98	15,22	9,97	8,36	12,14	15,19	9,93	8,10
Integradora 500 kV	9,05	14,16	6,79	6,29	9,05	14,16	6,35	5,88	9,15	14,05	6,34	5,78
Marabá 230 kV	14,69	29,00	15,89	20,60	14,69	28,99	15,88	20,60	14,72	28,47	16,04	20,81
Itacaiúnas 230 kV	18,37	23,07	20,19	18,91	18,36	23,02	20,14	18,79	18,47	22,61	20,23	18,58
Carajás 230 kV	11,86	10,99	7,80	5,41	11,81	10,87	8,07	5,37	12,17	10,66	8,27	5,33
Serra Norte 230 kV	8,80	9,90	5,43	5,12	8,77	9,83	5,57	5,09	8,96	9,68	5,66	5,06
Integradora 230 kV	13,60	15,91	10,98	7,71	13,60	15,90	10,49	7,14	15,12	15,40	11,33	6,67
Salobo 230 kV	4,45	6,47	2,51	3,55	4,44	6,46	2,54	3,53	4,49	6,40	2,56	3,52
Onça Puma 230 kV	2,21	8,09	1,15	4,04	4,90	7,52	2,78	3,73	5,08	7,34	2,83	3,66
Sossego 230 kV	10,10	10,06	7,15	4,87	10,10	10,06	6,93	4,76	10,92	9,62	7,28	4,54
Xinguara II 230 kV	4,87	6,47	3,13	3,63	6,60	7,44	4,29	3,96	6,93	7,20	4,41	3,84
Jaguar 230 kV	2,12	8,17	1,13	4,24	3,36	7,30	1,92	4,16	3,45	7,18	1,95	4,10
Santana do Araguaia 230 kV	1,45	5,78	1,18	3,67	1,55	5,92	1,27	3,84	1,57	5,88	1,26	3,73
S11D 230 kV	12,90	16,77	10,16	8,35	12,90	16,77	9,74	7,70	14,26	16,33	10,46	7,24
Alemão 230 kV	2,83	5,72	1,55	3,22	2,83	5,72	1,56	3,21	2,85	5,69	1,56	3,20
Ourilândia do Norte 230 kV	-	-	-	-	5,05	7,51	2,89	3,74	5,24	7,32	2,95	3,66
Carajás 138 kV	7,71	13,12	5,62	10,02	7,43	12,45	6,08	7,89	8,04	11,42	6,47	7,46
Itacaiúnas 138 kV	12,43	56,88	0,00	1,00	12,43	56,74	0,00	1,00	12,46	55,92	0,00	1,00
Xinguara II 138 kV	4,62	11,46	3,51	5,46	5,42	15,21	4,29	6,68	6,71	12,47	5,05	5,66
MABCP2-PA138	5,12	13,95	5,28	15,74	5,12	13,95	5,28	15,74	5,13	13,92	5,28	15,70
Santana do Araguaia 138 kV	2,15	6,37	1,85	3,84	2,29	6,58	1,97	4,03	2,31	6,55	1,96	3,92
Onça Puma 138 kV	2,37	12,65	1,49	5,25	3,65	16,92	2,74	6,44	4,56	13,69	3,22	5,47
Serra Pelada 138 kV	9,80	24,00	2,46	2,97	9,62	22,92	8,88	17,20	12,56	27,05	11,54	17,31
Parauapebas 138 kV	7,43	8,74	3,35	3,93	6,87	7,58	4,81	3,85	8,10	7,69	5,63	3,94
Canaã dos Carajás 138 kV	5,21	11,44	3,82	5,48	3,90	8,31	2,57	4,30	5,34	11,31	3,85	5,35
Nova Parauapebas 138 kV	7,86	10,32	2,90	3,12	7,59	9,58	5,57	4,79	8,93	9,39	6,38	4,63

Tabela 11-2 Correntes de curto-circuito máximo

Subestação	Ano 2032 (sem reforços)				Ano 2032 (com reforços)				Ano 2039 (com reforços)			
	3Φ [kA]	X/R	1Φ [kA]	X/R	3Φ [kA]	X/R	1Φ [kA]	X/R	3Φ [kA]	X/R	1Φ [kA]	X/R
Marabá 500 kV	34,10	13,92	24,02	7,55	34,31	13,93	24,03	7,55	34,53	13,85	24,21	7,62
Itacaiúnas 500 kV	27,02	13,48	19,68	8,53	27,26	13,51	19,62	8,51	27,44	13,45	19,70	8,50
Serra Pelada 500 kV	18,62	14,69	14,50	9,88	19,04	14,98	12,88	7,60	19,36	14,87	12,85	7,36
Integradora 500 kV	12,38	13,52	7,84	5,72	12,82	13,98	7,79	5,77	13,15	13,85	7,90	5,71
Marabá 230 kV	19,70	35,64	19,54	20,87	19,74	35,57	19,56	20,81	19,77	35,19	19,78	21,25
Itacaiúnas 230 kV	24,23	25,11	24,58	18,80	24,41	24,97	24,67	18,59	24,59	24,54	24,81	18,42
Carajás 230 kV	14,12	10,23	8,38	5,13	14,34	10,02	8,89	5,07	14,86	9,77	9,13	5,01
Serra Norte 230 kV	9,98	9,33	5,71	4,94	10,09	9,20	5,94	4,89	10,34	9,03	6,05	4,85
Integradora 230 kV	16,74	15,84	12,22	7,27	18,00	16,50	12,86	7,21	20,83	15,65	14,17	6,68
Salobo 230 kV	4,74	6,21	2,57	3,49	4,76	6,17	2,61	3,46	4,81	6,11	2,63	3,44
Onça Puma 230 kV	2,28	7,97	1,16	4,01	6,52	8,87	4,36	6,02	6,76	8,52	4,45	5,86
Sossego 230 kV	11,74	9,47	7,65	4,63	12,35	9,43	7,89	4,57	13,62	8,86	8,36	4,34
Xinguara II 230 kV	5,30	6,32	3,24	3,55	7,55	7,09	4,64	3,83	8,57	7,14	5,06	3,83
Jaguar 230 kV	2,18	8,05	1,14	4,21	3,92	7,64	2,38	5,12	4,01	7,46	2,40	5,05
Santana do Araguaia 230 kV	1,60	6,11	1,24	3,67	1,72	6,21	1,34	3,82	3,22	11,57	2,87	9,31
S11D---PA230	15,69	16,90	11,21	7,94	16,80	17,68	11,74	7,91	19,24	16,96	12,83	7,39
Alemão 230 kV	2,94	5,57	1,57	3,18	2,95	5,55	1,58	3,16	2,98	5,52	1,59	3,16
OURILA-PA230	-	-	-	-	6,91	9,23	4,82	6,96	7,18	8,84	4,92	6,75
Carajás 138 kV	8,23	12,89	5,80	9,88	7,95	12,24	6,34	7,78	8,65	11,16	6,76	7,34
Itacaiúnas 138 kV	13,78	73,59	0,00	1,00	13,82	73,57	0,00	1,00	13,85	72,63	0,00	1,00
Xinguara II 138 kV	4,84	11,63	3,59	5,40	5,78	15,56	4,49	6,67	7,55	13,60	5,54	5,90
MABCP2-PA138	5,41	13,75	5,48	15,64	5,41	13,74	5,48	15,63	5,42	13,73	5,48	15,61
Santana do Araguaia 138 kV	2,41	6,77	1,97	3,82	2,56	6,94	2,10	4,00	4,20	13,89	3,90	9,92
Onça Puma 138 kV	2,41	12,59	1,50	5,22	4,11	23,58	3,47	12,74	5,27	18,33	4,25	10,33
Serra Pelada 138 kV	10,65	24,97	2,49	2,94	10,49	23,77	9,40	17,51	14,07	29,35	12,46	17,84
Parauapebas 138 kV	7,90	8,47	3,41	3,87	7,31	7,33	4,97	3,76	8,71	7,39	5,84	3,84
Canaã dos Carajás 138 kV	5,45	11,29	3,91	5,40	4,07	8,16	2,64	4,26	5,67	11,15	4,01	5,30
Nova Parauapebas 138 kV	8,39	10,05	2,95	3,08	8,12	9,31	5,77	4,68	9,67	9,06	6,65	4,50

12. ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL E CÁLCULO DE EMISSÕES

As avaliações socioambientais preliminares referentes às novas instalações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira recomendadas neste estudo foram objeto da Nota Técnica EPE-DEA-SMA-NT-011/2026-REV0 – “Análise Socioambiental do Estudo de Atendimento ao Sudeste do Pará” [15], que é parte integrante deste relatório R1.

13. EQUIPE TÉCNICA

Bruno Scarpa Alves da Silveira – EPE/STE

Dourival de Souza Carvalho Junior– EPE/STE

Fabiano Schmidt– EPE/STE

Igor Chaves– EPE/STE

João Alves da Silva Neto– EPE/STE

Luiz Felipe Froede Lorentz– EPE/STE

Marcelo Willian Henriques Szrajbman– EPE/STE

Maria de Fátima de Carvalho Gama– EPE/STE

Matias Halmenschlager Hubert– EPE/STE

Paula Vieira Machado– EPE/STE

Rafael de Carvalho Caetano– EPE/STE

Renan Gonzaga Silva dos Santos– EPE/STE

Rodrigo Escorcio Gomes– EPE/STE

Vinicius Ferreira Martins– EPE/STE

Yan Ricardo Damasceno Rangel– EPE/STE

14. REFERÊNCIAS

- [1]. EPE-DEE-RE-114_2012-rev2 – “Estudo de Atendimento Elétrico à Região Sudeste do Pará”, EPE, fevereiro/2014;
- [2]. EPE-DEE-RE-061_2014-rev1 – “Estudo de Suprimento à Região de Santana do Araguaia”, EPE, setembro/2014;
- [3]. EPE-DEE-DEA-RE-062/2016-rev0 - “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica”, EPE - Julho/2016.
- [4]. “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão”, CCPE/CTET - janeiro/2001
- [5]. DTA-2024-PA-0057-R0-ra – “Parecer de Acesso à Rede Básica do Consumidor Livre Mineração Onça Puma no barramento de 230 kV da SE Onça Puma”, ONS, março/2024;
- [6]. Portaria Nº 2.644/SNTEP/MME, MME, outubro/2023;
- [7]. Licença de Instalação Nº 3450/2024, SEMAS/PA, fevereiro/2024;
- [8]. DTA-2020-PA-0073-R2 – “Parecer de Acesso Permanente do Araguaia Níquel Metais à Rede Básica na SE Xinguara II 230 kV”, ONS, abril/2023;
- [9]. “Base de Referência de Preços ANEEL” – 01/2026
- [10]. EPE-DEE-IT-030/2025 – Atualização dos Parâmetros Econômicos de Referência para os Estudos de Expansão da Transmissão do Ciclo de Planejamento 2025. Informe Técnico. 2025
- [11]. “Interligação ao Ponto de Suprimento – Integradora 138 kV – Detalhamento das Obras”, Equatorial/PA, janeiro/2026;
- [12]. <https://www.cepel.br/produtos/elektra/>
- [13]. INMET. Normal Climatológico do Brasil 1981-2010: Temperatura Máxima. <http://www.inmet.gov.br/portal/>
- [14]. ONS. Procedimentos de Rede – Submódulo 2.7 – Requisitos Mínimos Para Linhas de Transmissão. 2022.
- [15]. EPE-DEA-SMA-NT-011/2026-REVO – “Análise Socioambiental do Estudo de Atendimento ao Sudeste do Pará”

15. ANEXOS

15.1. Parâmetros das Linhas de Transmissão

Tabela 15-1 - Características Elétricas das Linhas de Transmissão

Linha de transmissão		Tipo	Tensão (kV)	Extensão (km)	Condutor		
					Número por fase	Nome	Bitola (MCM)
LT1	LT 230 kV Integradora – Xinguara II, C3	CS	230	72,6	2	HAWK	2x477
LT2	LT 230 kV Integradora – Ourilândia do Norte, C1 e C2	CD	230	134,0	2	HAWK	2x477
LT3	LT 230 kV Onça Puma – Ourilândia do Norte, C1 e C2	CD	230	14,0	2	HAWK	2x477

Tabela 15-2 - Parâmetros Elétricos das Linhas de Transmissão

Linha de transmissão	km	Parâmetros elétricos								
		Longitudinais e transversais por unidade de comprimento								
		Sequência positiva			Sequência zero			Mútua zero		
		r (Ω /km)	x (Ω /km)	b (μ S/km)	r (Ω /km)	x (Ω /km)	b (μ S/km)	r (Ω /km)	x (Ω /km)	b (μ S/km)
LT 230 kV Integradora – Xinguara II, C3	72,6	0,0679	0,3516	4,6784	0,4115	1,2945	2,7337	-	-	-
LT 230 kV Integradora – Ourilândia do Norte, C1 e C2	134	0,0682	0,3595	4,6220	0,3815	1,3264	2,7931	0,3104	0,8975	-0,9236
LT 230 kV Onça Puma – Ourilândia do Norte, C1 e C2	14,0	0,0682	0,3595	4,6220	0,3815	1,3264	2,7931	0,3104	0,8975	-0,9236

15.2. Parâmetros dos equipamentos

Subestação	Transformação	Unidade	Capacidade [MVA]	X (%) na base de 100 MVA	Ligação	Δ TAP
Integradora	230/138 kV	ATR1	200/240	7,00	Y - Y	1,1/0,9
Integradora	230/138 kV	ATR2	200/240	7,00	Y - Y	1,1/0,9

15.3. Plano de obras e estimativa de investimentos

Tabela 15-3 – Plano de Obras e Estimativa de Custos – Obras Comuns

Custo da Alternativa (R\$ x 1000)						Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						571.494,16	476.441,05	50.764,36	158.756,49
SE 230 kV XINGUARA 2 (Ampliação/Adequação)						35.134,87	32.532,29	3.120,94	13.359,01
3° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3φ		2033	1,0	1,0	16009,14	16.009,14	14.823,28	1.422,05	6.087,01
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2033	1,0	1,0	9762,10	9.762,10	9.038,98	867,14	3.711,75
MIM - 230 kV		2033	1,0	1,0	1315,33	1.315,33	1.217,90	116,84	500,12
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2033	1,0	1,0	7206,94	7.206,94	6.673,09	640,17	2.740,23
MIM - 138 kV		2033	1,0	1,0	841,36	841,36	779,04	74,74	319,90
SE 230/138 kV ONÇA PUMA (Ampliação/Adequação)						32.585,87	23.951,59	2.894,52	5.482,92
3° ATF 230/138 kV, 1 x 100 MVA 3φ		2036	1,0	1,0	13460,14	13.460,14	9.893,60	1.195,63	2.264,81
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2036	1,0	1,0	9762,10	9.762,10	7.175,43	867,14	1.642,58
MIM - 230 kV		2036	1,0	1,0	1315,33	1.315,33	966,81	116,84	221,32
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2036	1,0	1,0	7206,94	7.206,94	5.297,32	640,17	1.212,65
MIM - 138 kV		2036	1,0	1,0	841,36	841,36	618,42	74,74	141,57
SE 500/138 kV SERRA PELADA (Ampliação/Adequação)						69.066,36	50.765,84	6.134,99	11.621,16
3° ATF 500/138 kV, 3 x 50 MVA 1φ		2036	3,0	1,0	8586,65	25.759,95	18.934,33	2.288,19	4.334,39
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2036	1,0	1,0	15681,51	15.681,51	11.526,38	1.392,95	2.638,58
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2036	1,0	1,0	14984,10	14.984,10	11.013,76	1.331,00	2.521,24
MIM - 500 kV		2036	1,0	1,0	4631,90	4.631,90	3.404,58	411,44	779,37
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2036	1,0	1,0	7206,94	7.206,94	5.297,32	640,17	1.212,65
MIM - 138 kV		2036	1,0	1,0	801,96	801,96	589,46	71,24	134,94
SE 230/138 kV SANTANA DO ARAGUAIA (Ampliação/Adequação)						156.142,63	118.581,29	13.869,75	30.505,08
1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3φ		2032	1,0	1,0	3004,01	3.004,01	3.004,01	266,84	1.389,26
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	10133,93	10.133,93	10.133,93	900,17	4.686,62
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	1247,82	1.247,82	1.247,82	110,84	577,08
Compensador Sincrono 230 kV, 1 x (-90/+150) Mvar		2036	1,0	1,0	131000,00	131.000,00	96.288,91	11.636,39	22.042,16
CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4		2036	1,0	1,0	9509,05	9.509,05	6.989,44	844,66	1.600,00
MIM - 230 kV		2036	1,0	1,0	1247,82	1.247,82	917,18	110,84	209,96
SE 500/230/138 kV INTEGRADORA (Ampliação/Adequação)						138.522,99	138.522,99	12.304,64	64.062,52
1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 66,7 MVA 1φ		2032	7,0	1,0	11208,29	78.458,03	78.458,03	6.969,23	36.284,37
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	2,0	1,0	9577,20	19.154,40	19.154,40	1.701,44	8.858,31
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	2495,65	2.495,65	2.495,65	221,68	1.154,16
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4						2,0			
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	5522,25	5.522,25	5.522,25	490,53	2.553,87
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2032	2,0	1,0	7029,38	14.058,76	14.058,76	1.248,80	6.501,73
MIM - 138 kV		2032	1,0	1,0	2405,88	2.405,88	2.405,88	213,71	1.112,64
MIG (Terreno Rural)		2032	1,0	1,0	16428,02	16.428,02	16.428,02	1.459,26	7.597,44
LT 138 kV INTEGRADORA - CANAÃ DOS CARAJÁS, C1 e C2 (CD) (Nova)						62.498,94	55.091,00	5.551,62	20.678,44
Circuito Simples 138 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 27 km		2032	27,0	1,0	668,84	18.058,68	18.058,68	1.604,11	8.351,57
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Integradora	2032	1,0	1,0	7523,78	7.523,78	7.523,78	668,32	3.479,51
MIM - 138 kV	Integradora	2032	1,0	1,0	841,36	841,36	841,36	74,74	389,10
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Canaã dos Carajás	2032	1,0	1,0	7276,13	7.276,13	7.276,13	646,32	3.364,98
MIM - 138 kV	Canaã dos Carajás	2032	1,0	1,0	841,36	841,36	841,36	74,74	389,10
Circuito Simples 138 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 27 km		2036	27,0	1,0	425,00	11.475,00	8.434,47	1.019,29	1.930,79
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Integradora	2036	1,0	1,0	7523,78	7.523,78	5.530,20	668,32	1.265,96
MIM - 138 kV	Integradora	2036	1,0	1,0	841,36	841,36	618,42	74,74	141,57
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Canaã dos Carajás	2036	1,0	1,0	7276,13	7.276,13	5.348,17	646,32	1.224,29
MIM - 138 kV	Canaã dos Carajás	2036	1,0	1,0	841,36	841,36	618,42	74,74	141,57
SE 138 kV SECCIONADORA PARAUAPEBAS (Nova)						24.385,50	17.924,07	2.166,10	4.103,12
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT						5,0			
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2036	1,0	1,0	5674,27	5.674,27	4.170,76	504,03	954,76
MIM - 138 kV		2036	1,0	1,0	841,36	841,36	618,42	74,74	141,57
MIG (Terreno Urbano)		2036	1,0	1,0	17869,87	17.869,87	13.134,89	1.587,33	3.006,80
SECC LT 138 kV PARAUAPEBAS - NOVA PARAUAPEBAS, C1, NA SE SECCIONADORA (Ampliação/Adequação)						17.115,15	12.580,15	1.520,29	2.879,81
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 1 km		2036	1,0	1,0	958,97	958,97	704,87	85,18	161,36
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2036	2,0	1,0	7276,13	14.552,26	10.696,35	1.292,64	2.448,57
MIM - 138 kV		2036	1,0	1,0	1603,92	1.603,92	1.178,93	142,47	269,88
SECC LT 138 kV NOVA PARAUAPEBAS - CANAÃ DOS CARAJÁS, C1, NA SE SECCIONADORA (Ampliação/Adequação)						17.115,15	12.580,15	1.520,29	2.879,81
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 1 km		2036	1,0	1,0	958,97	958,97	704,87	85,18	161,36
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2036	2,0	1,0	7276,13	14.552,26	10.696,35	1.292,64	2.448,57
MIM - 138 kV		2036	1,0	1,0	1603,92	1.603,92	1.178,93	142,47	269,88
LT 138 kV PARAUAPEBAS - SECCIONADORA, C2 (Nova)						18.926,70	13.911,69	1.681,21	3.184,62
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 4,5 km		2036	4,5	1,0	598,16	2.691,72	1.978,49	239,10	452,91
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Parauapebas	2036	1,0	1,0	7276,13	7.276,13	5.348,17	646,32	1.224,29
MIM - 138 kV	Parauapebas	2036	1,0	1,0	841,36	841,36	618,42	74,74	141,57
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Seccionadora	2036	1,0	1,0	7276,13	7.276,13	5.348,17	646,32	1.224,29
MIM - 138 kV	Seccionadora	2036	1,0	1,0	841,36	841,36	618,42	74,74	141,57

Tabela 15-4 – Plano de Obras e Estimativa de Custos – Alternativa 1

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						741.109,49	718.652,90	65.830,85	317.805,27
SE 230 kV OURILÂNDIA DO NORTE (Nova)						164.463,39	164.463,39	14.608,86	76.059,14
Compensador Sincrono 230 kV, 1 x (-90/+150) Mvar		2032	1,0	1,0	131000,00	131.000,00	131.000,00	11.636,39	60.583,37
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			4,0						
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	7575,69	7.575,69	7.575,69	672,93	3.503,52
CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	9509,05	9.509,05	9.509,05	844,66	4.397,64
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	2495,65	2.495,65	2.495,65	221,68	1.154,16
MIG (Terreno Rural)		2032	1,0	1,0	13883,00	13.883,00	13.883,00	1.233,19	6.420,45
LT 230 kV INTEGRADORA - OURILÂNDIA DO NORTE, C1 e C2 (CD) (Nova)						307.147,93	307.147,93	27.283,16	142.046,24
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 134 km		2032	134,0	1,0	1913,88	256.459,92	256.459,92	22.780,68	118.604,63
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Integradora	2032	2,0	1,0	10616,11	21.232,22	21.232,22	1.886,00	9.819,23
MIM - 230 kV	Integradora	2032	1,0	1,0	2495,65	2.495,65	2.495,65	221,68	1.154,16
MIG-A	Integradora	2032	1,0	1,0	3232,27	3.232,27	3.232,27	287,11	1.494,82
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Ourilândia do Norte	2032	2,0	1,0	10616,11	21.232,22	21.232,22	1.886,00	9.819,23
MIM - 230 kV	Ourilândia do Norte	2032	1,0	1,0	2495,65	2.495,65	2.495,65	221,68	1.154,16
SE 500/230 kV INTEGRADORA (Ampliação/Adequação)						84.751,40	62.294,81	7.528,25	14.260,34
3° TF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ		2036	3,0	1,0	19330,82	57.992,46	42.626,19	5.151,32	9.757,86
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2036	1,0	1,0	15681,51	15.681,51	11.526,38	1.392,95	2.638,58
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2036	1,0	1,0	9762,10	9.762,10	7.175,43	867,14	1.642,58
MIM - 230 kV		2036	1,0	1,0	1315,33	1.315,33	966,81	116,84	221,32
LT 230 kV INTEGRADORA - XINGUARA 2, C3 (Nova)						107.264,44	107.264,44	9.528,03	49.606,42
Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 72,6 km		2032	72,6	1,0	1106,12	80.304,31	80.304,31	7.133,23	37.138,21
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Integradora	2032	1,0	1,0	10616,11	10.616,11	10.616,11	943,00	4.909,62
MIM - 230 kV	Integradora	2032	1,0	1,0	1247,82	1.247,82	1.247,82	110,84	577,08
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Xinguara 2	2032	1,0	1,0	10616,11	10.616,11	10.616,11	943,00	4.909,62
MIM - 230 kV	Xinguara 2	2032	1,0	1,0	1247,82	1.247,82	1.247,82	110,84	577,08
MIG-A	Xinguara 2	2032	1,0	1,0	3232,27	3.232,27	3.232,27	287,11	1.494,82
LT 230 kV ONÇA PUMA - OURILÂNDIA DO NORTE, C1 e C2 (CD) (Nova)						77.482,33	77.482,33	6.882,56	35.833,14
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 14 km		2032	14,0	1,0	1913,88	26.794,32	26.794,32	2.380,07	12.391,53
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Onça Puma	2032	2,0	1,0	10616,11	21.232,22	21.232,22	1.886,00	9.819,23
MIM - 230 kV	Onça Puma	2032	1,0	1,0	2495,65	2.495,65	2.495,65	221,68	1.154,16
MIG-A	Onça Puma	2032	1,0	1,0	3232,27	3.232,27	3.232,27	287,11	1.494,82
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Ourilândia do Norte	2032	2,0	1,0	10616,11	21.232,22	21.232,22	1.886,00	9.819,23
MIM - 230 kV	Ourilândia do Norte	2032	1,0	1,0	2495,65	2.495,65	2.495,65	221,68	1.154,16

Tabela 15-5 – Plano de Obras e Estimativa de Custos – Alternativa 2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual
						1.169.435,40	1.169.435,40	103.877,95
								540.827,02
SE 500/230 kV OURILÂNDIA DO NORTE (Nova)						262.876,86	262.876,86	23.350,68
1º e 2º ATF 500/230 kV, (6+1R) x 200 MVA 1Φ		2032	7,0	1,0	16991,90	118.943,30	118.943,30	10.565,43
1º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 36,7 Mvar 1Φ		2032	4,0	1,0	6089,29	24.357,16	24.357,16	2.163,58
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			2,0					
CRLF (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM			2,0					
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			2,0					
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2032	1,0	1,0	14681,66	14.681,66	14.681,66	1.304,13
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2032	2,0	1,0	15385,46	30.770,92	30.770,92	2.733,30
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2032	1,0	1,0	12222,73	12.222,73	12.222,73	1.086,71
MIM - 500 kV		2032	1,0	1,0	4631,90	4.631,90	4.631,90	411,44
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0					
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	7575,69	7.575,69	7.575,69	672,93
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	2,0	1,0	9577,20	19.154,40	19.154,40	1.701,44
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	3743,47	3.743,47	3.743,47	332,52
MIG (Terreno Rural)		2032	1,0	1,0	26795,63	26.795,63	26.795,63	2.380,19
LT 500 kV INTEGRADORA - OURILÂNDIA DO NORTE, C1 e C2 (CD) (Nova)						721.811,77	721.811,77	64.116,69
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 795 MCM (TERN), 134 km		2032	134,0	1,0	4042,89	541.747,26	541.747,26	48.122,02
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Integradora	2032	2,0	1,0	13734,44	27.468,88	27.468,88	2.439,99
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Integradora	2032	2,0	1,0	14681,66	29.363,32	29.363,32	2.608,27
MIM - 500 kV	Integradora	2032	1,0	1,0	9263,80	9.263,80	9.263,80	822,88
MIG-A	Integradora	2032	1,0	1,0	3422,55	3.422,55	3.422,55	304,02
Reator de Linha Fixo 500 kV, 6 x 36,7 Mvar 1Φ	Ouilândia do Norte	2032	6,0	1,0	6089,29	36.535,74	36.535,74	3.245,38
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ouilândia do Norte	2032	2,0	1,0	13734,44	27.468,88	27.468,88	2.439,99
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Ouilândia do Norte	2032	2,0	1,0	14681,66	29.363,32	29.363,32	2.608,27
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ouilândia do Norte	2032	2,0	1,0	3957,11	7.914,22	7.914,22	703,00
MIM - 500 kV	Ouilândia do Norte	2032	1,0	1,0	9263,80	9.263,80	9.263,80	822,88
LT 230 kV INTEGRADORA - XINGUARA 2, C3 (Nova)						107.264,44	107.264,44	9.528,03
Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 72,6 km		2032	72,6	1,0	1106,12	80.304,31	80.304,31	7.133,23
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Integradora	2032	1,0	1,0	10616,11	10.616,11	10.616,11	943,00
MIM - 230 kV	Integradora	2032	1,0	1,0	1247,82	1.247,82	1.247,82	110,84
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Xinguara 2	2032	1,0	1,0	10616,11	10.616,11	10.616,11	943,00
MIM - 230 kV	Xinguara 2	2032	1,0	1,0	1247,82	1.247,82	1.247,82	110,84
MIG-A	Xinguara 2	2032	1,0	1,0	3232,27	3.232,27	3.232,27	287,11
LT 230 kV ONÇA PUMA - OURILÂNDIA DO NORTE, C1 e C2 (CD) (Nova)						77.482,33	77.482,33	6.882,56
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 14 km		2032	14,0	1,0	1913,88	26.794,32	26.794,32	2.380,07
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Onça Puma	2032	2,0	1,0	10616,11	21.232,22	21.232,22	1.886,00
MIM - 230 kV	Onça Puma	2032	1,0	1,0	2495,65	2.495,65	2.495,65	221,68
MIG-A	Onça Puma	2032	1,0	1,0	3232,27	3.232,27	3.232,27	287,11
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Ouilândia do Norte	2032	2,0	1,0	10616,11	21.232,22	21.232,22	1.886,00
MIM - 230 kV	Ouilândia do Norte	2032	1,0	1,0	2495,65	2.495,65	2.495,65	221,68

Tabela 15-6 – Plano de Obras e Estimativa de Custos – Alternativa 3

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						783.301,95	760.845,36	69.578,70	337.317,95
SE 230 kV OURILÂNDIA DO NORTE (Nova)						164.463,39	164.463,39	14.608,86	76.059,14
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4					4,0				
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	7575,69	7.575,69	7.575,69	672,93	3.503,52
Compensador Sincrono 230 kV, 1 x (-90/+150) Mvar		2032	1,0	1,0	131000,00	131.000,00	131.000,00	11.636,39	60.583,37
CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	9509,05	9.509,05	9.509,05	844,66	4.397,64
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	2495,65	2.495,65	2.495,65	221,68	1.154,16
MIG (Terreno Rural)		2032	1,0	1,0	13883,00	13.883,00	13.883,00	1.233,19	6.420,45
LT 230 kV INTEGRADORA - OURILÂNDIA DO NORTE, C1 (Nova)						175.180,21	175.180,21	15.560,81	81.015,33
Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 134 km		2032	134,0	1,0	1106,12	148.220,08	148.220,08	13.166,01	68.547,12
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Integradora	2032	1,0	1,0	10616,11	10.616,11	10.616,11	943,00	4.909,62
MIM - 230 kV	Integradora	2032	1,0	1,0	1247,82	1.247,82	1.247,82	110,84	577,08
MIG-A	Integradora	2032	1,0	1,0	3232,27	3.232,27	3.232,27	287,11	1.494,82
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Ourilândia do Norte	2032	1,0	1,0	10616,11	10.616,11	10.616,11	943,00	4.909,62
MIM - 230 kV	Ourilândia do Norte	2032	1,0	1,0	1247,82	1.247,82	1.247,82	110,84	577,08
LT 230 kV OURILÂNDIA DO NORTE - ONÇA PUMA, C1 e C2 (CD) (Nova)						77.482,33	77.482,33	6.882,56	35.833,14
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 14 km		2032	14,0	1,0	1913,88	26.794,32	26.794,32	2.380,07	12.391,53
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Ourilândia do Norte	2032	2,0	1,0	10616,11	21.232,22	21.232,22	1.886,00	9.819,23
MIM - 230 kV	Ourilândia do Norte	2032	1,0	1,0	2495,65	2.495,65	2.495,65	221,68	1.154,16
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Onça Puma	2032	2,0	1,0	10616,11	21.232,22	21.232,22	1.886,00	9.819,23
MIM - 230 kV	Onça Puma	2032	1,0	1,0	2495,65	2.495,65	2.495,65	221,68	1.154,16
MIG-A	Onça Puma	2032	1,0	1,0	3232,27	3.232,27	3.232,27	287,11	1.494,82
SE 500/230 kV INTEGRADORA (Ampliação/Adequação)						84.751,40	62.294,81	7.528,25	14.260,34
3° TF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1φ		2036	3,0	1,0	19330,82	57.992,46	42.626,19	5.151,32	9.757,86
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2036	1,0	1,0	15681,51	15.681,51	11.526,38	1.392,95	2.638,58
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2036	1,0	1,0	9762,10	9.762,10	7.175,43	867,14	1.642,58
MIM - 230 kV		2036	1,0	1,0	1315,33	1.315,33	966,81	116,84	221,32
LT 230 kV INTEGRADORA - XINGUARA 2, C3 (Nova)						107.264,44	107.264,44	9.528,03	49.606,42
Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 72,6 km		2032	72,6	1,0	1106,12	80.304,31	80.304,31	7.133,23	37.138,21
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Integradora	2032	1,0	1,0	10616,11	10.616,11	10.616,11	943,00	4.909,62
MIM - 230 kV	Integradora	2032	1,0	1,0	1247,82	1.247,82	1.247,82	110,84	577,08
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Xinguara 2	2032	1,0	1,0	10616,11	10.616,11	10.616,11	943,00	4.909,62
MIM - 230 kV	Xinguara 2	2032	1,0	1,0	1247,82	1.247,82	1.247,82	110,84	577,08
MIG-A	Xinguara 2	2032	1,0	1,0	3232,27	3.232,27	3.232,27	287,11	1.494,82
LT 230 kV XINGUARA 2 - OURILÂNDIA DO NORTE, C1 (Nova)						174.160,18	174.160,18	15.470,20	80.543,60
Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 136 km		2032	136,0	1,0	1106,12	150.432,32	150.432,32	13.362,52	69.570,21
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Xinguara 2	2032	1,0	1,0	10616,11	10.616,11	10.616,11	943,00	4.909,62
MIM - 230 kV	Xinguara 2	2032	1,0	1,0	1247,82	1.247,82	1.247,82	110,84	577,08
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Ourilândia do Norte	2032	1,0	1,0	10616,11	10.616,11	10.616,11	943,00	4.909,62
MIM - 230 kV	Ourilândia do Norte	2032	1,0	1,0	1247,82	1.247,82	1.247,82	110,84	577,08

Tabela 15-7 – Plano de Obras e Estimativa de Custos – Alternativa 4

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						1.470.147,53	1.470.147,53	130.589,43	679.896,91
SE 500/230 kV OURILÂNDIA DO NORTE (Nova)						262.876,86	262.876,86	23.350,68	121.572,26
1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 200 MVA 1Φ		2032	7,0	1,0	16991,90	118.943,30	118.943,30	10.565,43	55.007,53
1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 36,7 Mvar 1Φ		2032	4,0	1,0	6089,29	24.357,16	24.357,16	2.163,58	11.264,42
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM				2,0					
CRLF (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM				2,0					
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM				2,0					
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2032	1,0	1,0	14681,66	14.681,66	14.681,66	1.304,13	6.789,81
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2032	2,0	1,0	15385,46	30.770,92	30.770,92	2.733,30	14.230,58
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2032	1,0	1,0	12222,73	12.222,73	12.222,73	1.085,71	5.652,63
MIM - 500 kV		2032	1,0	1,0	4631,90	4.631,90	4.631,90	411,44	2.142,11
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4				4,0					
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	7575,69	7.575,69	7.575,69	672,93	3.503,52
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	2,0	1,0	9577,20	19.154,40	19.154,40	1.701,44	8.858,31
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	3743,47	3.743,47	3.743,47	332,52	1.731,24
MIG (Terreno Rural)		2032	1,0	1,0	26795,63	26.795,63	26.795,63	2.380,19	12.392,13
LT 500 kV INTEGRADORA - OURILÂNDIA DO NORTE, C1 (Nova)						400.518,39	400.518,39	35.577,02	185.227,13
Circuito Simples 500 kV, 4 x 795 MCM (TERN), 134 km		2032	134,0	1,0	2304,29	308.774,86	308.774,86	27.427,68	142.798,64
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Integradora	2032	1,0	1,0	13734,44	13.734,44	13.734,44	1.220,00	6.351,75
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Integradora	2032	1,0	1,0	14681,66	14.681,66	14.681,66	1.304,13	6.789,81
MIM - 500 kV	Integradora	2032	1,0	1,0	4631,90	4.631,90	4.631,90	411,44	2.142,11
MIG-A	Integradora	2032	1,0	1,0	3422,55	3.422,55	3.422,55	304,02	1.582,82
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 36,7 Mvar 1Φ	Ouriândia do Norte	2032	3,0	1,0	6089,29	18.267,87	18.267,87	1.622,69	8.448,31
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ouriândia do Norte	2032	1,0	1,0	13734,44	13.734,44	13.734,44	1.220,00	6.351,75
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Ouriândia do Norte	2032	1,0	1,0	14681,66	14.681,66	14.681,66	1.304,13	6.789,81
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ouriândia do Norte	2032	1,0	1,0	3957,11	3.957,11	3.957,11	351,50	1.830,04
MIM - 500 kV	Ouriândia do Norte	2032	1,0	1,0	4631,90	4.631,90	4.631,90	411,44	2.142,11
SE 500 kV XINGUARA 2 (Ampliação/Adequação)						113.491,64	113.491,64	10.081,17	52.486,31
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 200 MVA 1Φ		2032	4,0	1,0	16991,90	67.967,60	67.967,60	6.037,39	31.432,87
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM				2,0					
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM				1,0					
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2032	1,0	1,0	14681,66	14.681,66	14.681,66	1.304,13	6.789,81
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2032	1,0	1,0	15385,46	15.385,46	15.385,46	1.366,65	7.115,29
MIM - 500 kV		2032	1,0	1,0	4631,90	4.631,90	4.631,90	411,44	2.142,11
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	9577,20	9.577,20	9.577,20	850,72	4.429,15
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	1247,82	1.247,82	1.247,82	110,84	577,08
LT 500 kV INTEGRADORA - XINGUARA 2, C1 (Nova)						233.387,45	233.387,45	20.731,21	107.934,34
Circuito Simples 500 kV, 4 x 795 MCM (TERN), 72,6 km		2032	72,6	1,0	2304,29	167.291,45	167.291,45	14.860,07	77.367,03
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Integradora	2032	1,0	1,0	13734,44	13.734,44	13.734,44	1.220,00	6.351,75
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Integradora	2032	1,0	1,0	14681,66	14.681,66	14.681,66	1.304,13	6.789,81
MIM - 500 kV	Integradora	2032	1,0	1,0	4631,90	4.631,90	4.631,90	411,44	2.142,11
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Xinguara 2	2032	1,0	1,0	13734,44	13.734,44	13.734,44	1.220,00	6.351,75
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Xinguara 2	2032	1,0	1,0	14681,66	14.681,66	14.681,66	1.304,13	6.789,81
MIM - 500 kV	Xinguara 2	2032	1,0	1,0	4631,90	4.631,90	4.631,90	411,44	2.142,11
LT 500 kV XINGUARA 2 - OURILÂNDIA DO NORTE, C1 (Nova)						382.390,86	382.390,86	33.966,80	176.843,72
Circuito Simples 500 kV, 4 x 795 MCM (TERN), 136 km		2032	136,0	1,0	2304,29	313.383,44	313.383,44	27.837,05	144.929,97
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Xinguara 2	2032	1,0	1,0	13734,44	13.734,44	13.734,44	1.220,00	6.351,75
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 36,7 Mvar 1Φ	Ouriândia do Norte	2032	3,0	1,0	6089,29	18.267,87	18.267,87	1.622,69	8.448,31
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Ouriândia do Norte	2032	1,0	1,0	13734,44	13.734,44	13.734,44	1.220,00	6.351,75
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Ouriândia do Norte	2032	1,0	1,0	3957,11	3.957,11	3.957,11	351,50	1.830,04
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Ouriândia do Norte	2032	1,0	1,0	14681,66	14.681,66	14.681,66	1.304,13	6.789,81
MIM - 500 kV	Ouriândia do Norte	2032	1,0	1,0	4631,90	4.631,90	4.631,90	411,44	2.142,11
LT 230 kV ONÇA PUMA - OURILÂNDIA DO NORTE, C1 e C2 (CD) (Nova)						77.482,33	77.482,33	6.882,56	35.833,14
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 14 km		2032	14,0	1,0	1913,88	26.794,32	26.794,32	2.380,07	12.391,53
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Onça Puma	2032	2,0	1,0	10616,11	21.232,22	21.232,22	1.886,00	9.819,23
MIM - 230 kV	Onça Puma	2032	1,0	1,0	2495,65	2.495,65	2.495,65	221,68	1.154,16
MIG-A	Onça Puma	2032	1,0	1,0	3232,27	3.232,27	3.232,27	287,11	1.494,82
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Ouriândia do Norte	2032	2,0	1,0	10616,11	21.232,22	21.232,22	1.886,00	9.819,23
MIM - 230 kV	Ouriândia do Norte	2032	1,0	1,0	2495,65	2.495,65	2.495,65	221,68	1.154,16

15.4. Caracterização das Subestações Novas

O arranjo da nova subestação 230 kV Ourilândia do norte deverá ser conforme a Figura 15-1, com área de 220m x 220m, de forma a possibilitar futuras expansões. Cabe ressaltar que este diagrama esquemático não tem por objetivo indicar a localização física de cada elemento.

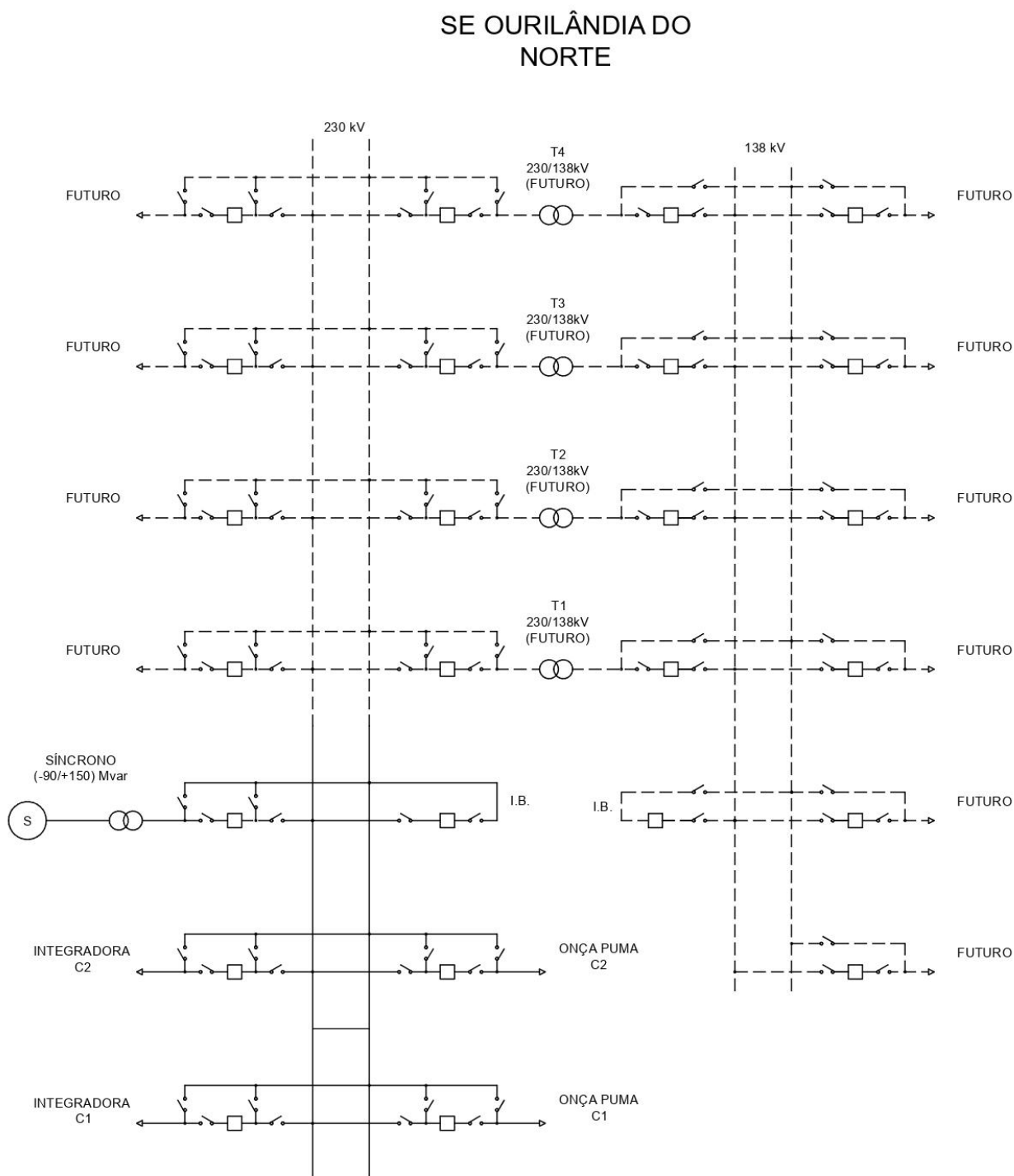


Figura 15-1 – Diagrama Unifilar da Subestação Ourilândia do Norte

15.5. Consultas às transmissoras proprietárias

15.5.1. SE Xinguara II

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 15/10/2025
		Revisão:
		Página: 1 - 5

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento à Região Sudeste do Pará

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Xinguara II

Concessionária Proprietária: PORTO ATLANTICO CONCESSIONARIA DE TRANSMISSAO DE ENERGIA DO BRASIL S.A.

1. Módulos de Manobra

☐	EL	Quantidade: 1	Tensão: 230 kV	Arranjo: BD4
☐	EL	Quantidade: 2	Tensão: 500 kV	Arranjo: DJM
☐	CT	Quantidade: 2	Tensão: 138 kV	Arranjo: BD4
☐	CT	Quantidade: 4	Tensão: 230 kV	Arranjo: BD4
☐	CT	Quantidade: 2	Tensão: 500 kV	Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos

☐	Transformadores	Quantidade: <u>2</u>	Potência (MVA): <u>150</u>	Tensão (kV): <u>230/138</u>	Fase: <u>3Ø</u>
☐	Autotransformadores	Quantidade: <u>6+1R</u>	Potência (MVA): <u>150/180</u>	Tensão (kV): <u>500/230</u>	Fase: <u>1Ø</u>

3. Diagrama Esquemático

N/A

4. Observações:

Com relação aos módulos de manobra solicitados, cumpre notar que:

- 1) Uma das Entradas de Linha (EL) em questão se destinam à conexão de uma linha na direção da subestação Integradora 230 kV;
- 2) Duas das Entradas de Linha (EL) em questão se destinam à conexão de uma linha em circuito duplo na direção da subestação Integradora 500 kV;

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



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 15/10/2025

Revisão:

Página: 2 - 5

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

1. Módulos de Manobra

☒	EL	Quantidade: 1	Tensão: 230	Arranjo: BD4
☒	EL	Quantidade: 2	Tensão: 500	Arranjo: DJM
☒	CT	Quantidade: 2	Tensão: 138	Arranjo: BD4
☒	CT	Quantidade: 4	Tensão: 230	Arranjo: BD4
☒	CT	Quantidade: 2	Tensão: 500	Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos

☒	Transformadores	Quantidade: 2	Potência (MVA): 150	Tensão (kV) 230/138	Fase: 3Ø
☒	Autotransformadores	Quantidade: 6+1R	Potência (MVA): 150/180	Tensão (kV) 500/230	Fase: 1Ø

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno?

☒ Sim

☐ Não

Área Prevista: Aproximadamente 28.000m² para o novo setor de 500kV e 4.800m² para o setor de 230kV.

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo?

☐ Sim

☒ Não

Equipamentos Necessários:



**Formulário de Consulta sobre a
Viabilidade de Expansão de
Subestações**

Data: 15/10/2025

Revisão:

Página: 4 - 5

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR A SER INFORMADO PELA TRANSMISSORA

Ver Anexos "UNIFILAR CONSULTA EPE 937-2025 e "ARRANJO CONSULTA EPE 937-2025".

draft_Formulário Xinguarall.pdf

Documento número #661116e0-cc60-46b8-85c0-dd746cdb6c98

Hash do documento original (SHA256): 139fc2d4244dc5f1d361ba5e7a96bf4a169f5a97e57a7223bcebd07ad0e036d8

Assinaturas**Thiago de Faria Rocha Dourado Martins**

CPF: 081.314.387-08

Assinou em 15 out 2025 às 15:42:27

Log

- 15 out 2025, 15:39:22 Operador com email fernanda.silva@epe.gov.br na Conta 9ff5c315-4340-4725-bec4-76ac5b6b51d6 criou este documento número 661116e0-cc60-46b8-85c0-dd746cdb6c98. Data limite para assinatura do documento: 14 de novembro de 2025 (15:39). Finalização automática após a última assinatura: habilitada. Idioma: Português brasileiro.
- 15 out 2025, 15:41:45 Operador com email fernanda.silva@epe.gov.br na Conta 9ff5c315-4340-4725-bec4-76ac5b6b51d6 alterou o processo de assinatura. Data limite para assinatura do documento: 15 de outubro de 2025 (16:54).
- 15 out 2025, 15:41:46 Operador com email fernanda.silva@epe.gov.br na Conta 9ff5c315-4340-4725-bec4-76ac5b6b51d6 adicionou à Lista de Assinatura: thiago.martins@epe.gov.br para assinar, via E-mail.
- Pontos de autenticação: Token via E-mail; Nome Completo; CPF; endereço de IP. Dados informados pelo Operador para validação do signatário: nome completo Thiago de Faria Rocha Dourado Martins.
- 15 out 2025, 15:42:27 Thiago de Faria Rocha Dourado Martins assinou. Pontos de autenticação: Token via E-mail thiago.martins@epe.gov.br. CPF informado: 081.314.387-08. IP: 177.47.116.40. Componente de assinatura versão 1.1322.1 disponibilizado em <https://app.clicksign.com>.
- 15 out 2025, 15:42:31 Processo de assinatura finalizado automaticamente. Motivo: finalização automática após a última assinatura habilitada. Processo de assinatura concluído para o documento número 661116e0-cc60-46b8-85c0-dd746cdb6c98.

**Documento assinado com validade jurídica.**Para conferir a validade, acesse <https://www.clicksign.com/validador> e utilize a senha gerada pelos signatários ou envie este arquivo em PDF.

As assinaturas digitais e eletrônicas têm validade jurídica prevista na Medida Provisória nº. 2200-2 / 2001

Este Log é exclusivo e deve ser considerado parte do documento nº 661116e0-cc60-46b8-85c0-dd746cdb6c98, com os

efeitos prescritos nos Termos de Uso da Clicksign, disponível em www.clicksign.com.

[illegible]83

15.5.2. SE Carajás

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 15/10/2025
		Revisão:
		Página: 1 - 5

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento à Região Sudeste do Pará

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Carajás

Concessionária Proprietária: ATLANTICO CONCESSIONARIA DE TRANSMISSAO DE ENERGIA DO BRASIL S.A.

1. Módulos de Manobra

	CT	Quantidade: 2	Tensão: 138 kV	Arranjo: BD4
	CT	Quantidade: 2	Tensão: 230 kV	Arranjo: BD4

2. Módulos de Equipamentos

	Transformadores	Quantidade: 2	Potência (MVA): 100	Tensão (kV): 230/138	Fase: 3Ø
---	-----------------	---------------	---------------------	----------------------	----------

3. Diagrama Esquemático

N/A

4. Observações:

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



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 15/10/2025

Revisão:

Página: 2 - 5

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

1. Módulos de Manobra

☒ CT Quantidade: 2 Tensão: 230 Arranjo: BD4

☒ CT Quantidade: 2 Tensão: 138 Arranjo: BD4

2. Módulos de Equipamentos

☒ Transformadores Quantidade: 2 Potência (MVA): 100 Tensão (kV) 230/138 Fase: 3Ø

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? ☒ Sim Área Prevista: Ver observações

☐ Não

4. Outros

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

☐ Não Conexão de 230kV dos trafos por cabo subterrâneos de 230kV



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 15/10/2025

Revisão:

Página: 3 - 5

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

a) Caso não seja possível a implantação de todas as obras descritas nesse formulário, indicar no formulário apenas as factíveis. Descrever a seguir a razão pela qual toda a expansão solicitada não é possível.

Temos as seguintes observações a cerca da expansão solicitada:

- Como podemos observar no anexo, a expansão do setor de 230kV da subestação tem várias limitações, como os transformadores existentes de um lado, diversas torres no entorno e um terreno vizinho com um açude. A solução que conseguimos visualizar sem estudos mais específicos seria a ampliação de um vão de 230kV e a interligação com os transformadores sendo feita através de cabos isolados subterrâneos de 230kV.
- Em relação as áreas a serem adquiridas, serão necessários aproximadamente 1500m² para o novo vão de 230kV e aproximadamente 3400m² para a ampliação do setor de 138kV. Para a infraestrutura dos cabos isolados de 230kV precisaríamos de mais informações para estimar a área.
- Identificadas atividades fora dos custos padrão ANEEL para expansão, tais como: retirada de pórtico na área do 138kV, demolição de fundações que tem interferência com a área de expansão para os transformadores, aquisição de terreno, processo de licenciamento ambiental, supressão vegetal e significativa movimentação de terra (desníveis variando aproximadamente de 9 a 14m);

Rio de Janeiro, 15 de outubro de 2025.

Data da Solicitação

Data da Entrega do Formulário

Thiago de Faria Rocha Dourado

Superintendente

STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome:

Cargo:



**Formulário de Consulta sobre a
Viabilidade de Expansão de
Subestações**

Data: 15/10/2025

Revisão:

Página: 4 - 5

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR A SER INFORMADO PELA TRANSMISSORA

draft_Formulário Carajás.pdf

Documento número #c5eaf4bb-2fec-4164-a375-7f2952f11fa8

Hash do documento original (SHA256): c2945a616bcefa0f373d2c8257785bf4f60b0555ad9f8ba45f934db004d02b63

Assinaturas**Thiago de Faria Rocha Dourado Martins**

CPF: 081.314.387-08

Assinou em 15 out 2025 às 15:42:27

Log

- 15 out 2025, 15:39:22 Operador com email fernanda.silva@epe.gov.br na Conta 9ff5c315-4340-4725-bec4-76ac5b6b51d6 criou este documento número c5eaf4bb-2fec-4164-a375-7f2952f11fa8. Data limite para assinatura do documento: 14 de novembro de 2025 (15:39). Finalização automática após a última assinatura: habilitada. Idioma: Português brasileiro.
- 15 out 2025, 15:41:46 Operador com email fernanda.silva@epe.gov.br na Conta 9ff5c315-4340-4725-bec4-76ac5b6b51d6 alterou o processo de assinatura. Data limite para assinatura do documento: 15 de outubro de 2025 (16:54).
- 15 out 2025, 15:41:46 Operador com email fernanda.silva@epe.gov.br na Conta 9ff5c315-4340-4725-bec4-76ac5b6b51d6 adicionou à Lista de Assinatura: thiago.martins@epe.gov.br para assinar, via E-mail.
- Pontos de autenticação: Token via E-mail; Nome Completo; CPF; endereço de IP. Dados informados pelo Operador para validação do signatário: nome completo Thiago de Faria Rocha Dourado Martins.
- 15 out 2025, 15:42:27 Thiago de Faria Rocha Dourado Martins assinou. Pontos de autenticação: Token via E-mail thiago.martins@epe.gov.br. CPF informado: 081.314.387-08. IP: 177.47.116.40. Componente de assinatura versão 1.1322.1 disponibilizado em <https://app.clicksign.com>.
- 15 out 2025, 15:42:28 Processo de assinatura finalizado automaticamente. Motivo: finalização automática após a última assinatura habilitada. Processo de assinatura concluído para o documento número c5eaf4bb-2fec-4164-a375-7f2952f11fa8.

**Documento assinado com validade jurídica.**Para conferir a validade, acesse <https://www.clicksign.com/validador> e utilize a senha gerada pelos signatários ou envie este arquivo em PDF.

As assinaturas digitais e eletrônicas têm validade jurídica prevista na Medida Provisória nº. 2200-2 / 2001

Este Log é exclusivo e deve ser considerado parte do documento nº c5eaf4bb-2fec-4164-a375-7f2952f11fa8, com os efeitos

prescritos nos Termos de Uso da Clicksign, disponível em www.clicksign.com.

15.5.3. SE Integradora 230 kV

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 15/10/2025
		Revisão:
		Página: 1 - 5

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento à Região Sudeste do Pará

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Integradora 230 kV

Concessionária Proprietária: ELETRONORTE - Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A

1. Módulos de Manobra

	EL	Quantidade: 3	Tensão: 230 kV	Arranjo: BD4
	CT	Quantidade: 1*	Tensão: 230 kV	Arranjo: BD4

* o CT 230 kV está sendo solicitado para a expansão da transformação 500/230 kV, sob concessão da Energisa

2. Módulos de Equipamentos

N/A

3. Diagrama Esquemático

N/A

4. Observações:

Com relação aos módulos de manobra solicitados, cumpre notar que:

- 1) Duas das Entradas de Linha (EL) em questão se destinam à conexão de uma linha em circuito duplo na direção da subestação Onça Puma 230 kV;
- 2) Uma das Entradas de Linha (EL) em questão se destinam à conexão de uma linha em circuito simples na direção da subestação Xinguara II 230 kV;

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



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 15/10/2025

Revisão:

Página: 3 - 5

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

1. Módulos de Manobra

- | | | | | |
|-------------------------------------|----|---------------|----------------|--------------|
| ☒ | EL | Quantidade: 3 | Tensão: 230 kV | Arranjo: BD4 |
| ☒ | CT | Quantidade: 1 | Tensão: 230 kV | Arranjo: BD4 |

2. Módulos de Equipamentos

N/A

3. Módulo de Infraestrutura Geral

- Há necessidade de aquisição de terreno?
- | | | |
|-------------------------------------|-----|--------------------------------------|
| ☒ | Sim | Área Prevista: 12.000 m ² |
| ☐ | Não | |

4. Outros

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



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 15/10/2025

Revisão:

Página: 4 - 5

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

a) Caso não seja possível a implantação de todas as obras descritas nesse formulário, indicar no formulário apenas as factíveis. Descrever a seguir a razão pela qual toda a expansão solicitada não é possível.

Para permitir a ampliação pretendida será necessária a ampliação dos barramentos de 230 kV e a devida ampliação do pátio existente. Para tal, entendemos ser necessária a aquisição de área adicional que estimamos em 12.000m² de forma a permitir a ampliação do módulo geral. Em resumo, além das conexões novas conforme proposto será necessária a ampliação do módulo geral com aquisição de terreno e os devidos serviços de terraplenagem. Seguem anexos diagrama unifilar e planta da subestação.

Formulário de Consulta sobre a

Rio de Janeiro, 15 de outubro de 2025

Data da Solicitação

Rio de Janeiro, 14 de novembro de 2025

Data da Entrega do Formulário

Thiago de Faria Rocha Dourado

Superintendente

STE/DEE/EPE

Pedro Marcondes de Brito

Gerente de Projetos Eletromecânicos e Mecânicos

Axia Energia

Data: 15/10/2025

Revisão:

Página: 5 - 5

[illegible]



draft_Formulário Integradora 230kV.pdf

Documento número #a53b67b8-6ac1-4c8d-a41e-119ebe1bd787

Hash do documento original (SHA256): 20be3a99de2678ed7102f00b63fadebe311e587716b64a25d85281133c191bae

Assinaturas**Thiago de Faria Rocha Dourado Martins**

CPF: 081.314.387-08

Assinou em 15 out 2025 às 15:43:33

Log

- 15 out 2025, 15:42:29 Operador com email fernanda.silva@epe.gov.br na Conta 9ff5c315-4340-4725-be04-76ac5b6b51d6 criou este documento número a53b67b8-6ac1-4c8d-a41e-119ebe1bd787. Data limite para assinatura do documento: 14 de novembro de 2025 (15:42). Finalização automática após a última assinatura: habilitada. Idioma: Português brasileiro.
- 15 out 2025, 15:42:50 Operador com email fernanda.silva@epe.gov.br na Conta 9ff5c315-4340-4725-be04-76ac5b6b51d6 alterou o processo de assinatura. Data limite para assinatura do documento: 15 de outubro de 2025 (16:56).
- 15 out 2025, 15:42:50 Operador com email fernanda.silva@epe.gov.br na Conta 9ff5c315-4340-4725-be04-76ac5b6b51d6 adicionou à Lista de Assinatura: thiago.martins@epe.gov.br para assinar, via E-mail.
- Pontos de autenticação: Token via E-mail; Nome Completo; CPF; endereço de IP. Dados informados pelo Operador para validação do signatário: nome completo Thiago de Faria Rocha Dourado Martins.
- 15 out 2025, 15:43:33 Thiago de Faria Rocha Dourado Martins assinou. Pontos de autenticação: Token via E-mail thiago.martins@epe.gov.br. CPF informado: 081.314.387-08. IP: 177.47.116.40. Componente de assinatura versão 1.1322.1 disponibilizado em <https://app.clicksign.com>.
- 15 out 2025, 15:43:35 Processo de assinatura finalizado automaticamente. Motivo: finalização automática após a última assinatura habilitada. Processo de assinatura concluído para o documento número a53b67b8-6ac1-4c8d-a41e-119ebe1bd787.

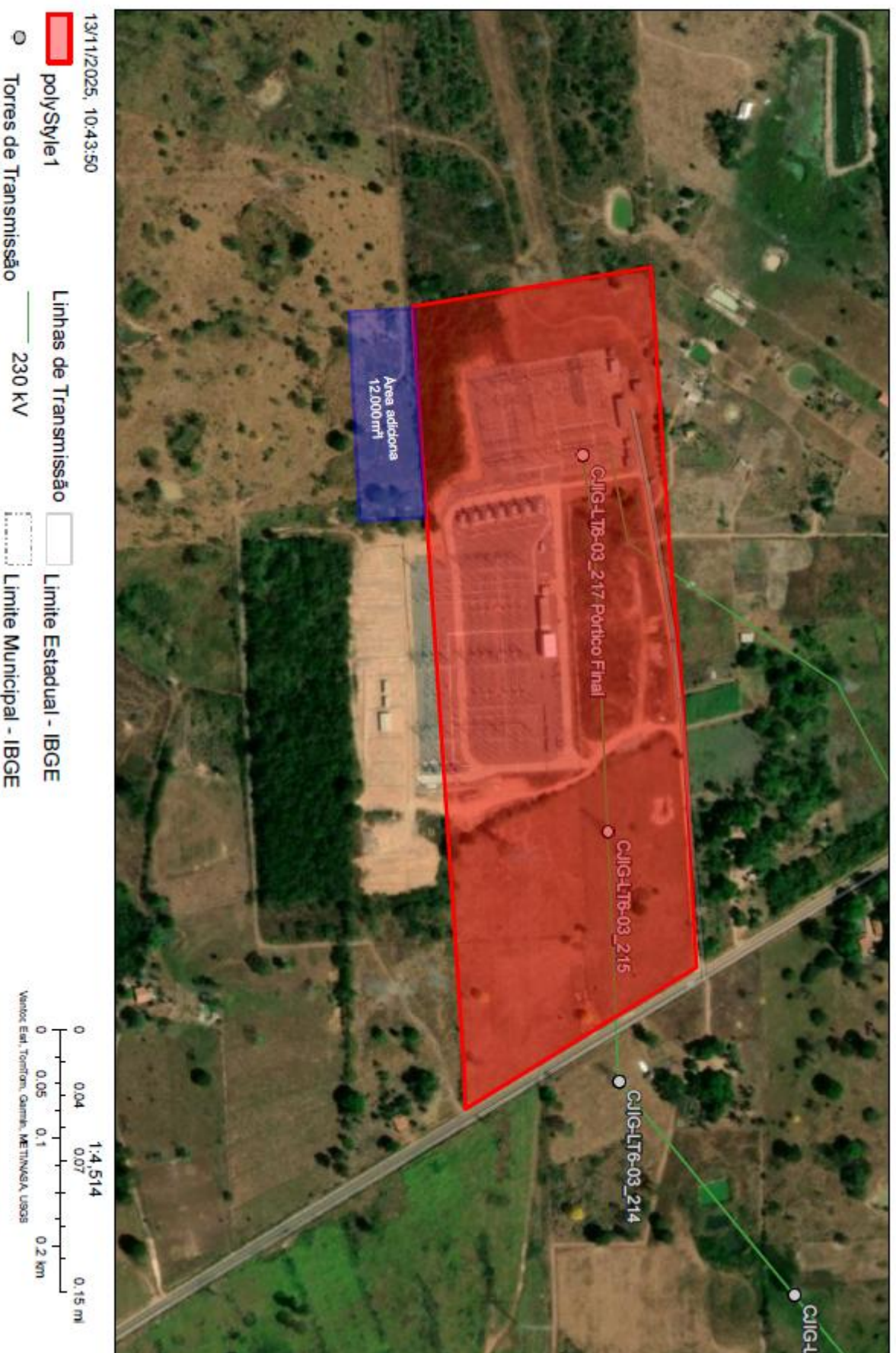
**Documento assinado com validade jurídica.**Para conferir a validade, acesse <https://www.clicksign.com/validador> e utilize a senha gerada pelos signatários ou envie este arquivo em PDF.

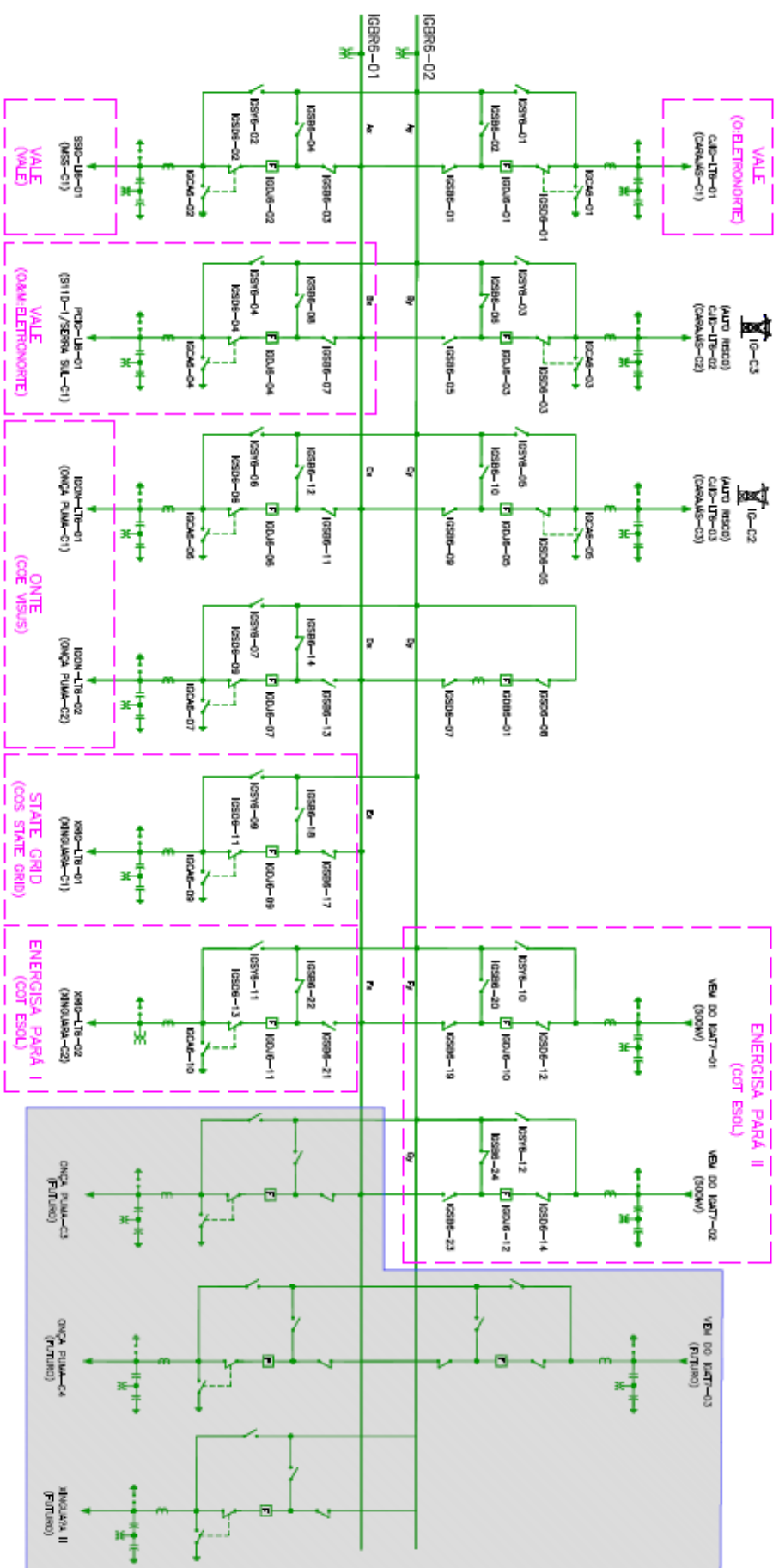
As assinaturas digitais e eletrônicas têm validade jurídica prevista na Medida Provisória nº. 2200-2 / 2001

Este Log é exclusivo e deve ser considerado parte do documento nº a53b67b8-6ac1-4c8d-a41e-119ebe1bd787, com os

efeitos prescritos nos Termos de Uso da Clicksign, disponível em www.clicksign.com.

Subestação Integradora - Canaã dos Carajás/PA





DIT EL SERRA DO SOSSEGO C-1
CÓPIA NÃO CONTROLADA SE IMPRESSA

LEGENDA: 230KV		SISTEMA:	
Tensão Comparatizada 03/09/2025		PARÁ	
Tensão 230KV		SE INTEGRADORA	
Tensão 230KV		230 KV	
Indicação de O&M no Bay PCIGL6-01.		INDICAÇÃO DE O&M NO BAY PCIGL6-01.	
DU261C01		DU261C01	
ALINE LOUREIRO		ALINE LOUREIRO	
Nomenclatura da obra		Nomenclatura da obra	

15.5.4. SE Integradora 230/138 kV

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 26/02/2026 Revisão: Página: 1 - 4
---	--	--

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento à Região Sudeste do Pará

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Integradora 230/138 kV

Concessionária Proprietária: Axia Energia

1. Módulos de Manobra

☐	CT	Quantidade: 3	Tensão 230 kV	Arranjo: BD4
☐	CT	Quantidade: 3	Tensão 138 kV	Arranjo: BD4
☐	IB	Quantidade: 1	Tensão: 138 kV	Arranjo: BD4
☐	EL	Quantidade: 2	Tensão: 138 kV	Arranjo: BD4

2. Módulos de Equipamentos

☐	Autotransformadores	Quantidade: 2 +1R	Potência (MVA): 66,67	Tensão (kV) 230/138	Fase: 1Ø
--------------------------	---------------------	-------------------	-----------------------	---------------------	----------

3. Diagrama Esquemático

Vide imagem em anexo, em que consta uma proposta inicial a ser avaliada pela transmissora.

4. Observações:

Os dados solicitados acima se referem a um novo pátio de 138 kV na subestação Integradora.

Legenda: MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB).
ARRANJO: Barra Dupla 4 Chaves (BD4).



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 26/02/2026

Revisão:

Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

1. Módulos de Manobra

- | | | | | |
|-------------------------------------|----|---------------|-------------|--------------|
| ☒ | CT | Quantidade: 3 | Tensão: 230 | Arranjo: BD4 |
| ☒ | CT | Quantidade: 3 | Tensão: 138 | Arranjo: BD4 |
| ☒ | IB | Quantidade: 1 | Tensão: 138 | Arranjo: BD4 |
| ☒ | EL | Quantidade: 2 | Tensão: 138 | Arranjo: BD4 |

2. Módulos de Equipamentos

- | | | | | | |
|-------------------------------------|---------------------|------------------|-----------------------|----------------------|----------|
| ☒ | Autotransformadores | Quantidade: 9+1R | Potência (MVA): 66,67 | Tensão (kV): 230/138 | Fase: 1Ø |
|-------------------------------------|---------------------|------------------|-----------------------|----------------------|----------|

3. Módulo de Infraestrutura Geral

- | | | |
|---|---|----------------------|
| Há necessidade de aquisição de terreno?
(adicional aos 12.000 m²?) | ☐ Sim | Área Prevista: _____ |
| | ☒ Não | |

4. Outros

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



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 26/02/2026

Revisão:

Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

Para permitir a ampliação pretendida será necessária a ampliação dos barramentos de 230 kV e a devida ampliação do pátio existente. Consideramos que as 3 saídas de linha de 230 kV solicitadas na consulta anterior ainda serão construídas. Para permitir ambas as ampliações, entendemos ser possível ajustar um arranjo que possa estar contido nos 12.000m² estimados anteriormente de forma a permitir a ampliação do módulo geral.

Em resumo, além das conexões novas conforme proposto será necessária a ampliação do módulo geral com a aquisição de terreno e os devidos serviços de terraplenagem. Seguem anexos diagrama unifilar e planta da subestação. Em função da existência de diversas linhas de transmissão em 230 kV, sugerimos que as futuras linhas de 138 kV possuam as saídas voltadas para o sul de modo a evitar cruzamentos.

Rio de Janeiro, 26 de fevereiro de 2026

Data da Solicitação

Rio de Janeiro, 06 de abril de 2026

Data da Entrega do Formulário

Thiago Dourado Martins
Superintendente
STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome: Pedro Marcondes de Brito
Cargo: Gerente de Projetos Eletromecânicos e Mecânicos

ANEXO

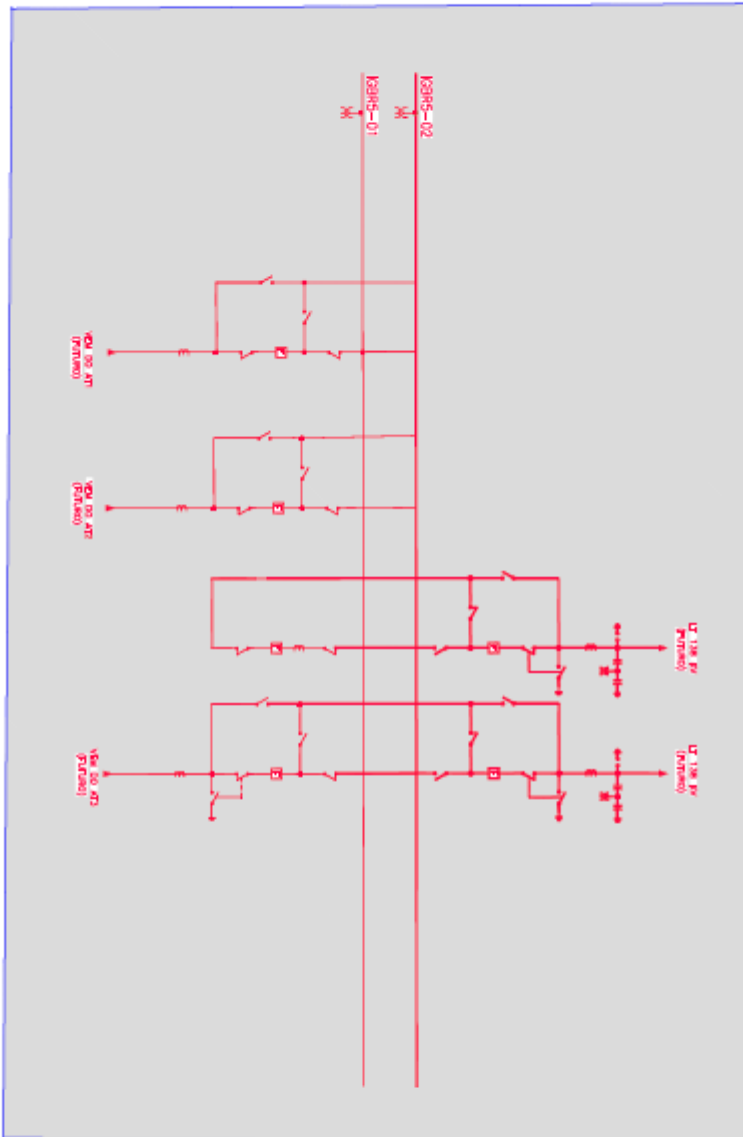
Subestação Integradora - Canaã dos Carajás/PA



13/11/2025, 10:43:50

polyStyle1
Torres de Transmissão
Linhas de Transmissão
230 kV
Limite Estadual - IBGE
Limite Municipal - IBGE

1:4.514
0 0.04 0.07 0.15 m
0 0.05 0.1 0.2 km
Verde, Esc. TopoGr. Geotm, IGE/PA/PA, UTM/25



LENDINA 138B5 138B5-01 138B5-02 138B5-03 138B5-04 138B5-05 138B5-06 138B5-07 138B5-08 138B5-09 138B5-10 138B5-11 138B5-12 138B5-13 138B5-14 138B5-15 138B5-16 138B5-17 138B5-18 138B5-19 138B5-20 138B5-21 138B5-22 138B5-23 138B5-24 138B5-25 138B5-26 138B5-27 138B5-28 138B5-29 138B5-30 138B5-31 138B5-32 138B5-33 138B5-34 138B5-35 138B5-36 138B5-37 138B5-38 138B5-39 138B5-40 138B5-41 138B5-42 138B5-43 138B5-44 138B5-45 138B5-46 138B5-47 138B5-48 138B5-49 138B5-50 138B5-51 138B5-52 138B5-53 138B5-54 138B5-55 138B5-56 138B5-57 138B5-58 138B5-59 138B5-60 138B5-61 138B5-62 138B5-63 138B5-64 138B5-65 138B5-66 138B5-67 138B5-68 138B5-69 138B5-70 138B5-71 138B5-72 138B5-73 138B5-74 138B5-75 138B5-76 138B5-77 138B5-78 138B5-79 138B5-80 138B5-81 138B5-82 138B5-83 138B5-84 138B5-85 138B5-86 138B5-87 138B5-88 138B5-89 138B5-90 138B5-91 138B5-92 138B5-93 138B5-94 138B5-95 138B5-96 138B5-97 138B5-98 138B5-99 138B5-100	SISTEMA PARA SE INTEGRADORA 138 kV	138B5-01 138B5-02 138B5-03 138B5-04 138B5-05 138B5-06 138B5-07 138B5-08 138B5-09 138B5-10 138B5-11 138B5-12 138B5-13 138B5-14 138B5-15 138B5-16 138B5-17 138B5-18 138B5-19 138B5-20 138B5-21 138B5-22 138B5-23 138B5-24 138B5-25 138B5-26 138B5-27 138B5-28 138B5-29 138B5-30 138B5-31 138B5-32 138B5-33 138B5-34 138B5-35 138B5-36 138B5-37 138B5-38 138B5-39 138B5-40 138B5-41 138B5-42 138B5-43 138B5-44 138B5-45 138B5-46 138B5-47 138B5-48 138B5-49 138B5-50 138B5-51 138B5-52 138B5-53 138B5-54 138B5-55 138B5-56 138B5-57 138B5-58 138B5-59 138B5-60 138B5-61 138B5-62 138B5-63 138B5-64 138B5-65 138B5-66 138B5-67 138B5-68 138B5-69 138B5-70 138B5-71 138B5-72 138B5-73 138B5-74 138B5-75 138B5-76 138B5-77 138B5-78 138B5-79 138B5-80 138B5-81 138B5-82 138B5-83 138B5-84 138B5-85 138B5-86 138B5-87 138B5-88 138B5-89 138B5-90 138B5-91 138B5-92 138B5-93 138B5-94 138B5-95 138B5-96 138B5-97 138B5-98 138B5-99 138B5-100

15.5.5. SE Integradora 500 kV e Serra Pelada 138 kV

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 15/10/2025
		Revisão:
		Página: 1 - 5

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento à Região Sudeste do Pará

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Integradora 500 kV

Concessionária Proprietária: ENERGISA PARÁ II (EPA II)

1. Módulos de Manobra

	EL	Quantidade: 2	Tensão: 500 kV	Arranjo: DIM
	IB	Quantidade: 2	Tensão: 500 kV	Arranjo: DIM
	CT	Quantidade: 1	Tensão: 500 kV	Arranjo: DIM
	CT	Quantidade: 1	Tensão: 230 kV	Arranjo: BD4

2. Módulos de Equipamentos

	Autotransformadores	Quantidade: <u>3</u>	Potência (MVA): <u>250/300</u>	Tensão (kV) <u>500/230</u>	Fase: <u>1Ø</u>
---	---------------------	----------------------	--------------------------------	----------------------------	-----------------

3. Diagrama Esquemático

N/A

4. Observações:

Com relação aos módulos de manobra solicitados, cumpre notar que:

- 1) As duas Entradas de Linha (EL) em questão se destinam à conexão de uma linhas na direção da subestação Xinguara II ou Onça Puma;
- 2) A quantidade de IB pode variar em função do arranjo físico adotado pela transmissora

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



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 15/10/2025

Revisão:

Página: 3 - 5

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

1. Módulos de Manobra

☒	EL	Quantidade: 2	Tensão: 500kV	Arranjo: DJM
☒	IB	Quantidade: 2	Tensão: 500kV	Arranjo: DJM
☒	CT	Quantidade: 1	Tensão: 500kV	Arranjo: DJM
☒	CT	Quantidade: 1	Tensão: 230kV	Arranjo: BD4

2. Módulos de Equipamentos

☒ Autotransformadores Quantidade: 3 Potência (MVA): 250/300 Tensão (kV) 500/230 kV Fase: 1Ø

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno?

☐ Sim Área Prevista: _____

☒ Não Ainda assim, é fundamental que esta informação seja confirmada junto à Eletronorte, concessionária responsável pelo setor de 230kV.

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo?

☐ Sim Equipamentos Necessários: _____

☒ Não _____



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 15/10/2025

Revisão:

Página: 1 - 5

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento à Região Sudeste do Pará

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Serra Pelada 500/138 kV

Concessionária Proprietária: ENERGISA PARÁ II (EPA II)

1. Módulos de Manobra

☐	CT	Quantidade: 2	Tensão: 500 kV	Arranjo: DJM
☐	IB	Quantidade: 2	Tensão: 500 kV	Arranjo: DJM
☐	CT	Quantidade: 2	Tensão: 138 kV	Arranjo: BD4

2. Módulos de Equipamentos

☐	Autotransformadores	Quantidade: 6	Potência (MVA): 50/60	Tensão (kV) 500/138	Fase: 1Ø
--------------------------	---------------------	---------------	-----------------------	---------------------	----------

3. Diagrama Esquemático

N/A

4. Observações:

Com relação aos módulos de manobra solicitados, cumpre notar que:

- 1) A quantidade de IB pode variar em função do arranjo físico adotado pela transmissora

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



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 15/10/2025

Revisão:

Página: 3 - 5

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

1. Módulos de Manobra

☒	CT	Quantidade: 2	Tensão: 500kV	Arranjo: DJM
☒	IB	Quantidade: 2	Tensão: 500kV	Arranjo: DJM
☒	CT	Quantidade: 2	Tensão: 138kV	Arranjo: BD4

2. Módulos de Equipamentos

☒ Autotransformadores Quantidade: 6 Potência (MVA): 50/60 Tensão (kV) 500/138 kV Fase: Monofásico

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno?

☐ Sim

Área Prevista: _____

☒ Não

Ainda assim, é fundamental que esta informação seja confirmada junto à Engle, concessionária responsável pelo setor de 500kV.

4. Outros

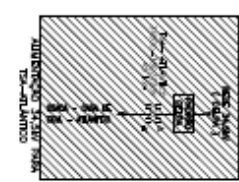
Há necessidade de adequação do arranjo?

☐ Sim

Equipamentos Necessários: _____

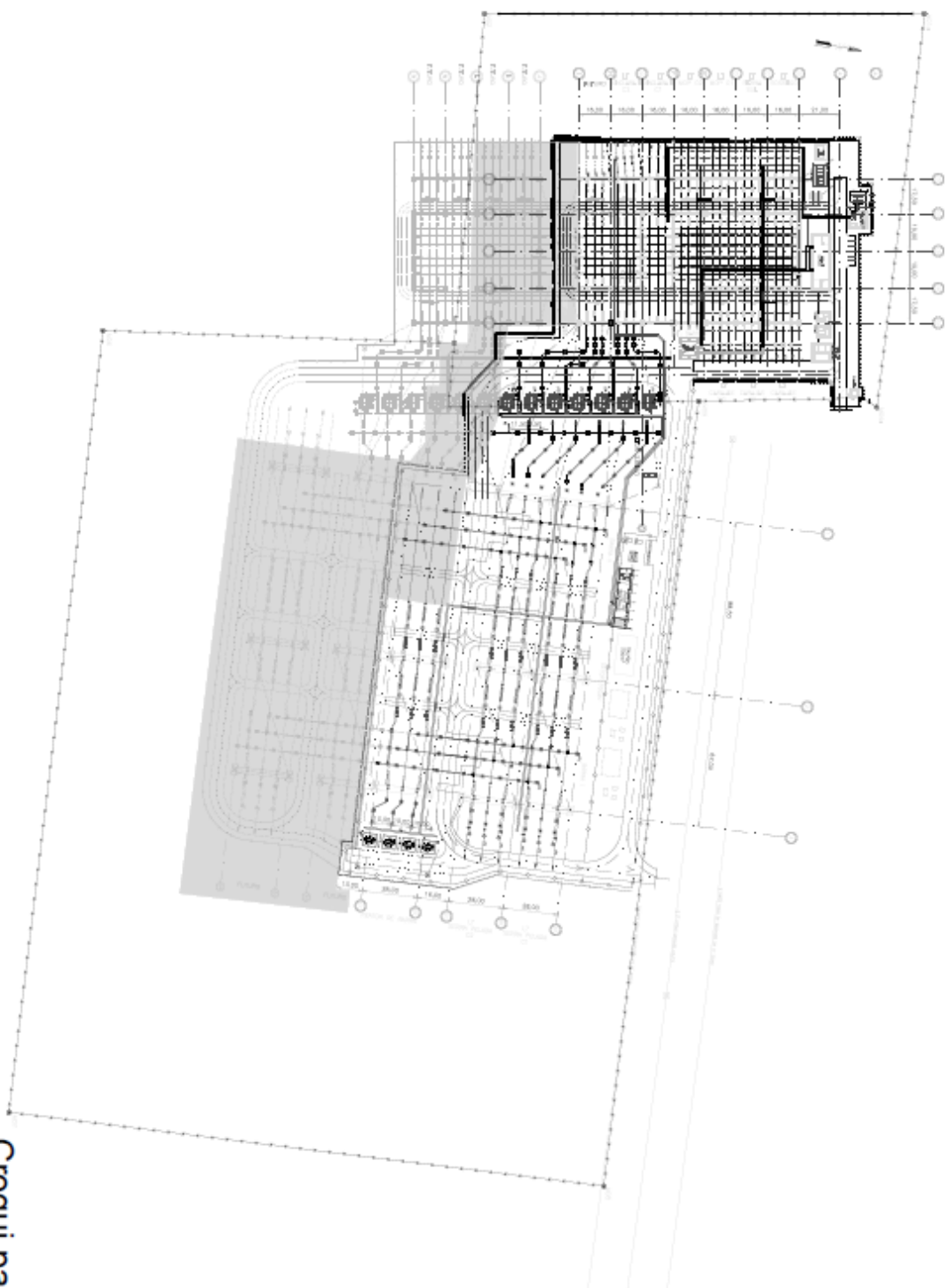
☒ Não





 let obras-let onite	
osmo construido	
let C. 1000-101	let C. 1000-101
let C. 1000-101	let C. 1000-101

[illegible]



RESUMO DE OBRAS

PROPOSTA	VALOR
1. OBRAS DE INFRA-ESTRUTURA	1.000.000,00
2. OBRAS DE EDIFICAÇÃO	2.500.000,00
3. OBRAS DE EQUIPAMENTOS	500.000,00
4. OBRAS DE MOBILIDADE	1.000.000,00
5. OBRAS DE MANUTENÇÃO	100.000,00
6. OBRAS DE SEGURANÇA	200.000,00
7. OBRAS DE SINALIZAÇÃO	50.000,00
8. OBRAS DE ILUMINAÇÃO	100.000,00
9. OBRAS DE AQUECIMENTO	100.000,00
10. OBRAS DE VENTILAÇÃO	100.000,00
11. OBRAS DE REFRIGERAÇÃO	100.000,00
12. OBRAS DE SANEAMENTO	100.000,00
13. OBRAS DE DRENAGEM	100.000,00
14. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA INCÊNDIO	100.000,00
15. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA RUA	100.000,00
16. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUEIMADURA	100.000,00
17. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA FULMINEAMENTO	100.000,00
18. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA INUNDACÃO	100.000,00
19. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA DESLIZAMENTO	100.000,00
20. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUEBRADA	100.000,00
21. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
22. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
23. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
24. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
25. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
26. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
27. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
28. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
29. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
30. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
31. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
32. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
33. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
34. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
35. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
36. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
37. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
38. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
39. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
40. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
41. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
42. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
43. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
44. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
45. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
46. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
47. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
48. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
49. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
50. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
51. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
52. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
53. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
54. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
55. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
56. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
57. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
58. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
59. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
60. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
61. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
62. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
63. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
64. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
65. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
66. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
67. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
68. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
69. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
70. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
71. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
72. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
73. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
74. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
75. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
76. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
77. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
78. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
79. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
80. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
81. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
82. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
83. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
84. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
85. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
86. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
87. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
88. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
89. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
90. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
91. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
92. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
93. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
94. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
95. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
96. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
97. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
98. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
99. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00
100. OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA	100.000,00

- LEGENDA
- ÁREA DE OBRAS
 - ÁREA DE OBRAS DE INFRA-ESTRUTURA
 - ÁREA DE OBRAS DE EDIFICAÇÃO
 - ÁREA DE OBRAS DE EQUIPAMENTOS
 - ÁREA DE OBRAS DE MOBILIDADE
 - ÁREA DE OBRAS DE MANUTENÇÃO
 - ÁREA DE OBRAS DE SEGURANÇA
 - ÁREA DE OBRAS DE SINALIZAÇÃO
 - ÁREA DE OBRAS DE ILUMINAÇÃO
 - ÁREA DE OBRAS DE AQUECIMENTO
 - ÁREA DE OBRAS DE VENTILAÇÃO
 - ÁREA DE OBRAS DE REFRIGERAÇÃO
 - ÁREA DE OBRAS DE SANEAMENTO
 - ÁREA DE OBRAS DE DRENAGEM
 - ÁREA DE OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA INCÊNDIO
 - ÁREA DE OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA RUA
 - ÁREA DE OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUEIMADURA
 - ÁREA DE OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA FULMINEAMENTO
 - ÁREA DE OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA INUNDACÃO
 - ÁREA DE OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA DESLIZAMENTO
 - ÁREA DE OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUEBRADA
 - ÁREA DE OBRAS DE PROTEÇÃO CONTRA QUESADA

Croqui para consulta da EPE:
 Ofício 2025-0938
 SE INTEGRADORA SOSSEGO
 04.11.25 14/11/2025

15.5.6. SE Onça Puma

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 15/10/2025
		Revisão:
		Página: 1 - 5

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento à Região Sudeste do Pará

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Onça Puma 230 kV

Concessionária Proprietária: OURILÂNDIA DO NORTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.

1. Módulos de Manobra

■	EL	Quantidade: 2	Tensão: 230 kV	Arranjo: BD4
■	EL	Quantidade: 2	Tensão: 500 kV	Arranjo: DJM
■	CT	Quantidade: 2	Tensão: 138 kV	Arranjo: BD4
■	CT	Quantidade: 4	Tensão: 230 kV	Arranjo: BD4
■	CT	Quantidade: 2	Tensão: 500 kV	Arranjo: DJM
■	IB	Quantidade: 3	Tensão: 500 kV	Arranjo: DJM
■	CRL	Quantidade: 2	Tensão: 500 kV	Arranjo: DJM
■	CRB	Quantidade: 1	Tensão: 500 kV	Arranjo: DJM
■	CC	Quantidade: 1	Tensão: 230 kV	Arranjo: BD4

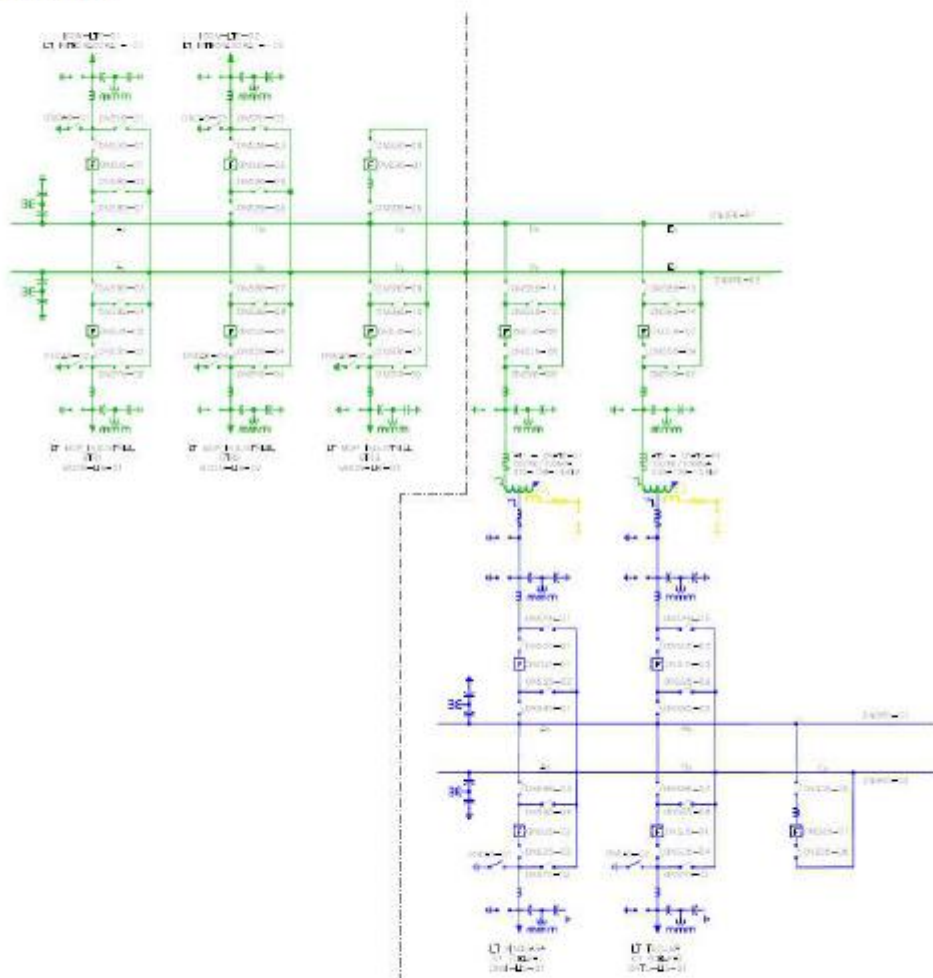
2. Módulos de Equipamentos

■	Transformadores	Quantidade: <u>2</u>	Potência (MVA): <u>100</u>	Tensão (kV): <u>230/138</u>	Fase: <u>3Ø</u>
■	Autotransformadores	Quantidade: <u>2(6+1R)</u>	Potência (MVA): <u>150/180</u>	Tensão (kV): <u>500/230</u>	Fase: <u>1Ø</u>
■	Reator de Linha	Quantidade: <u>2(6+1R)</u>	Potência (Mvar): <u>45,3</u>	Tensão (kV): <u>500</u>	Fase: <u>1Ø</u>
■	Reator de Barra	Quantidade: <u>1 (3+1R)</u>	Potência (Mvar): <u>33,3</u>	Tensão (kV): <u>500</u>	Fase: <u>1Ø</u>
■	Compensador Estático	Quantidade: <u>1</u>	Potência (Mvar): <u>50/100</u>	Tensão (kV): <u>230</u>	Fase: <u>3Ø</u>

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

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

3. Diagrama Esquemático



4. Observações:

Com relação aos módulos de manobra solicitados, cumpre notar que:

- 1) Duas das Entradas de Linha (EL) em questão se destinam à conexão de uma linha em circuito duplo na direção da subestação Integradora 230 kV;
- 2) A Conexão de Compensador (CC) em questão se refere à conexão de um compensador estático na SE Onça Puma 230 kV.

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

1. Módulos de Manobra

☒	EL	Quantidade: 1	Tensão: 230 kV	Arranjo: BD4
☐	EL	Quantidade:	Tensão:	Arranjo:
☐	CT	Quantidade:	Tensão:	Arranjo:
☒	CT	Quantidade: 1	Tensão: 230 kV	Arranjo: BD4
☒	CT	Quantidade: 1	Tensão: 138 kV	Arranjo: BD4
☐	IB	Quantidade:	Tensão:	Arranjo:
☐	CRL	Quantidade:	Tensão:	Arranjo:
☐	CRB	Quantidade:	Tensão:	Arranjo:
☒	CC	Quantidade: 1	Tensão: 230 kV	Arranjo: BD4

2. Módulos de Equipamentos

☒	Transformadores	Quantidade: <u>1</u>	Potência (MVA): <u>100</u>	Tensão (kV) <u>230/138</u>	Fase: <u>3F</u>
☐	Autotransformadores	Quantidade: <u> </u>	Potência (MVA):	Tensão (kV)	Fase:
☐	Reator de Linha	Quantidade: <u> </u>	Potência (Mvar):	Tensão (kV)	Fase:
☐	Reator de Barra	Quantidade: <u> </u>	Potência (Mvar):	Tensão (kV)	Fase:
☒	Compensador Estático	Quantidade: <u>1</u>	Potência (Mvar): <u>-50/100</u>	Tensão (kV) <u>230</u>	Fase: <u>3F</u>

3. Módulo de Infraestrutura Geral

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

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? ☒ Sim Equipamentos Necessários: Ampliação das barras
☐ Não ONBR6-01 e ONBR6-02 do setor de 230 kV



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 15/10/2025

Revisão:

Página: 4 - 5

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

a) Caso não seja possível a implantação de todas as obras descritas nesse formulário, indicar no formulário apenas as factíveis. Descrever, também, a razão pela qual toda a expansão solicitada não é possível.

Considerando o arranjo atual da Subestação Onça Puma e a disponibilidade de espaço físico no setor de 230 kV, verifica-se que, tendo em vista a instalação de um banco de capacitores em derivação de 50 MVAR e respectivo módulo de manobra em 230 kV, recentemente outorgado à OURILÂNDIA DO NORTE TRANSMISSORA, é possível a instalação de três módulos de manobra adicionais em 230 kV, sendo um destinado à conexão de um terceiro autotransformador de potência 230/138 kV – 100 MVA, cuja ampliação é considerada factível. Observa-se ainda a necessidade de ampliação das barras nº 01 e nº 02 do setor de 230 kV da subestação, a fim de viabilizar a instalação de parte dos futuros módulos de manobra.

Não há, contudo, espaço físico disponível para a instalação de um quarto autotransformador de potência 230/138 kV – 100 MVA. Assim, o espaço físico remanescente para a instalação de dois módulos de manobra adicionais em 230 kV poderá ser destinado às demais alternativas de planejamento em estudo pela EPE.

A implantação de um compensador estático de reativos 230 kV (-50/100 MVAR) também é factível. Nesse sentido, é viável alocar o compensador estático de reativos dentro do perímetro da Subestação Onça Puma, ocupando o espaço físico disponível do terreno, posicionando-o ao lado ou em frente aos módulos de entradas de linha do setor de 138 kV. Será necessária a execução de terraplenagem para nivelamento do terreno, bem como a implantação de sistemas de drenagem e malha de aterramento do local. A conexão do compensador estático de reativos ao módulo de manobra em 230 kV deverá ser avaliada, sendo viável tanto de forma aérea quanto através de cabos subterrâneos para alcançar o setor de 230 kV, a depender do seu posicionamento, levando em consideração a necessidade de realocação da via de acesso da subestação e de uma torre da linha de distribuição em 138 kV pertencente à EQUATORIAL PARÁ DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A. situada no interior do terreno.

Por outro lado, a implantação de novo pátio de 500 kV, contemplando dez módulos de manobra, dois bancos de autotransformadores de potência 500/230 kV, dois bancos de reatores de linha 500 kV e um banco de reatores de barra 500 kV, não é factível, uma vez que a área requerida para a implantação excede substancialmente o perímetro atual da subestação. Adicionalmente, a Subestação Onça Puma está localizada no interior do complexo industrial mineração da MINERAÇÃO ONÇA PUMA S.A., empresa pertencente à VALE S.A. Assim, essa alternativa demandaria mudanças significativas na infraestrutura e no layout interno da planta industrial dessa empresa.

Rio de Janeiro, 15 de outubro de 2025

Data da Solicitação

São Paulo, 14 de novembro de 2025

Data da Entrega do Formulário

documento assinado digitalmente
 **DANILO BELPIEDE**
Data: 14/11/2025 08:50:22-0300
Verifique em <https://validar.br.gov.br>

Thiago de Faria Rocha Dourado

Superintendente

STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Danilo Belpiede

Cargo: Diretor Técnico

draft_Formulário Onça Puma.pdf

Documento número #8ff2d487-6d69-42c4-bf79-4bec1b6ec467

Hash do documento original (SHA256): 657a0e5cefa5f823725b65b3a41a8fe43d4c99c6a7a63a7b7735c6c7967c8d02

Assinaturas



Thiago de Faria Rocha Dourado Martins

CPF: 081.314.387-08

Assinou em 15 out 2025 às 15:55:30

Log

15 out 2025, 15:54:17	Operador com email fernanda.silva@epe.gov.br na Conta 9ff5c315-4340-4725-bec4-76ac5b6b51d6 criou este documento número 8ff2d487-6d69-42c4-bf79-4bec1b6ec467. Data limite para assinatura do documento: 14 de novembro de 2025 (15:54). Finalização automática após a última assinatura: habilitada. Idioma: Português brasileiro.
15 out 2025, 15:54:36	Operador com email fernanda.silva@epe.gov.br na Conta 9ff5c315-4340-4725-bec4-76ac5b6b51d6 alterou o processo de assinatura. Data limite para assinatura do documento: 15 de outubro de 2025 (16:09).
15 out 2025, 15:54:36	Operador com email fernanda.silva@epe.gov.br na Conta 9ff5c315-4340-4725-bec4-76ac5b6b51d6 adicionou à Lista de Assinatura: thiago.martins@epe.gov.br para assinar, via E-mail. Pontos de autenticação: Token via E-mail; Nome Completo; CPF; endereço de IP. Dados informados pelo Operador para validação do signatário: nome completo Thiago de Faria Rocha Dourado Martins.
15 out 2025, 15:55:30	Thiago de Faria Rocha Dourado Martins assinou. Pontos de autenticação: Token via E-mail thiago.martins@epe.gov.br. CPF informado: 081.314.387-08. IP: 177.47.116.40. Componente de assinatura versão 1.1322.1 disponibilizado em https://app.clicksign.com .
15 out 2025, 15:55:33	Processo de assinatura finalizado automaticamente. Motivo: finalização automática após a última assinatura habilitada. Processo de assinatura concluído para o documento número 8ff2d487-6d69-42c4-bf79-4bec1b6ec467.



Documento assinado com validade jurídica.

Para conferir a validade, acesse <https://www.clicksign.com/validador> e utilize a senha gerada pelos signatários ou envie este arquivo em PDF.

As assinaturas digitais e eletrônicas têm validade jurídica prevista na Medida Provisória nº. 2200-2 / 2001

Este Log é exclusivo e deve ser considerado parte do documento nº 8ff2d487-6d69-42c4-bf79-4bec1b6ec467, com os efeitos

prescritos nos Termos de Uso da Clicksign, disponível em www.clicksign.com.

15.5.7. SE Santana do Araguaia 230/138 kV

 Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 26/02/2026
		Revisão:
		Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento à Região Sudeste do Pará

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Santana do Araguaia 230/138 kV

Concessionária Proprietária: ENERGISA PARÁ TRANSMISSORA DE ENERGIA I S.A.

1. Módulos de Manobra

☐	CCD	Quantidade: 1	Tensão: 230 kV	Arranjo: BD4
☐	CC	Quantidade: 1	Tensão: 230 kV	Arranjo: BD4

2. Módulos de Equipamentos

☐	Compensador Estático/Statcom	Quantidade: <u>1</u>	Potência (MVar): <u>-50/+100</u>	Tensão (kV) <u>230</u>	Fase: <u>3Ø</u>
☐	Banco de Capacitor Shunt	Quantidade: <u>1</u>	Potência (MVar): <u>30</u>	Tensão (kV) <u>230</u>	Fase: <u>3Ø</u>

3. Diagrama Esquemático

Vide imagem em anexo, em que consta uma proposta inicial a ser avaliada pela distribuidora.

4. Observações:

Legenda: MM: Conexão de Capacitor Derivação (CCD), Conexão de Compensador (CC).
ARRANJO: Barra Dupla 4 Chaves (BD4).



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 26/02/2026

Revisão:

Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

1. Módulos de Manobra

☒ CCD Quantidade: Tensão: Arranjo:

☒ CC Quantidade: Tensão: Arranjo:

2. Módulos de Equipamentos

☒ Compensador Estático/Statcom Quantidade: Potência (MVar): Tensão (kV) Fase:

☒ Banco de Capacitor Shunt Quantidade: Potência (MVar): Tensão (kV) Fase:

3. Módulo de Infraestrutura Geral

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

☒ Não

4. Outros

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

☒ Não _____



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 26/02/2026

Revisão:

Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

Informamos que o croqui anexo, elaborado pela EPE, é exequível no terreno existente, como é possível verificar no unifilar e na planta anexos. Entretanto, ressaltamos que a subestação é oriunda do Lote 26 do Leilão 05/2026, cujo edital indicava no 3º parágrafo do capítulo 5 do anexo 6-26 o seguinte: "A área mínima a ser considerada para a subestação Santana do Araguaia (...) **devendo contemplar espaço suficiente para as instalações a serem implantadas de imediato, incluindo os transformadores trifásicos defasadores, bem como as futuras ampliações descritas nos relatórios referenciados neste anexo.**"

De forma complementar, o Arranjo do Relatório R4 citado acima, anexo nesta resposta, prevê para o futuro, além dos vãos instalados, 2 trafos, 2 bancos de capacitores e 5 LTs no setor de 230kV.

Diante disso, informamos que a proposta inicial no anexo da EPE na página seguinte ocupará o terreno todo e, apesar de não impedir a instalação de Entradas de LT em 230kV, trará a necessidade de compra de terreno para ampliar os barramentos de 230kV e instalar tais LTs no futuro. Assim, mesmo sem fazer análises mais detalhadas, sugerimos instalar o Banco de Capacitores e o Compensador Estático no mesmo vão distribuindo melhor os equipamentos no terreno existente e, se não evitando, adiando a necessidade de comprar terreno anexo para novas conexões de entrada de LT no futuro, sem impedir a instalação de dois transformadores futuros. Apesar de não termos as dimensões do Banco de Capacitor e Compensador Estático, ilustramos a sugestão no arranjo anexo para avaliação da EPE.

Rio de Janeiro, 26 de fevereiro de 2026

Data da Solicitação

Rio de Janeiro, 24 de março de 2026.

Data da Entrega do Formulário

Thiago Dourado Martins

Superintendente

STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

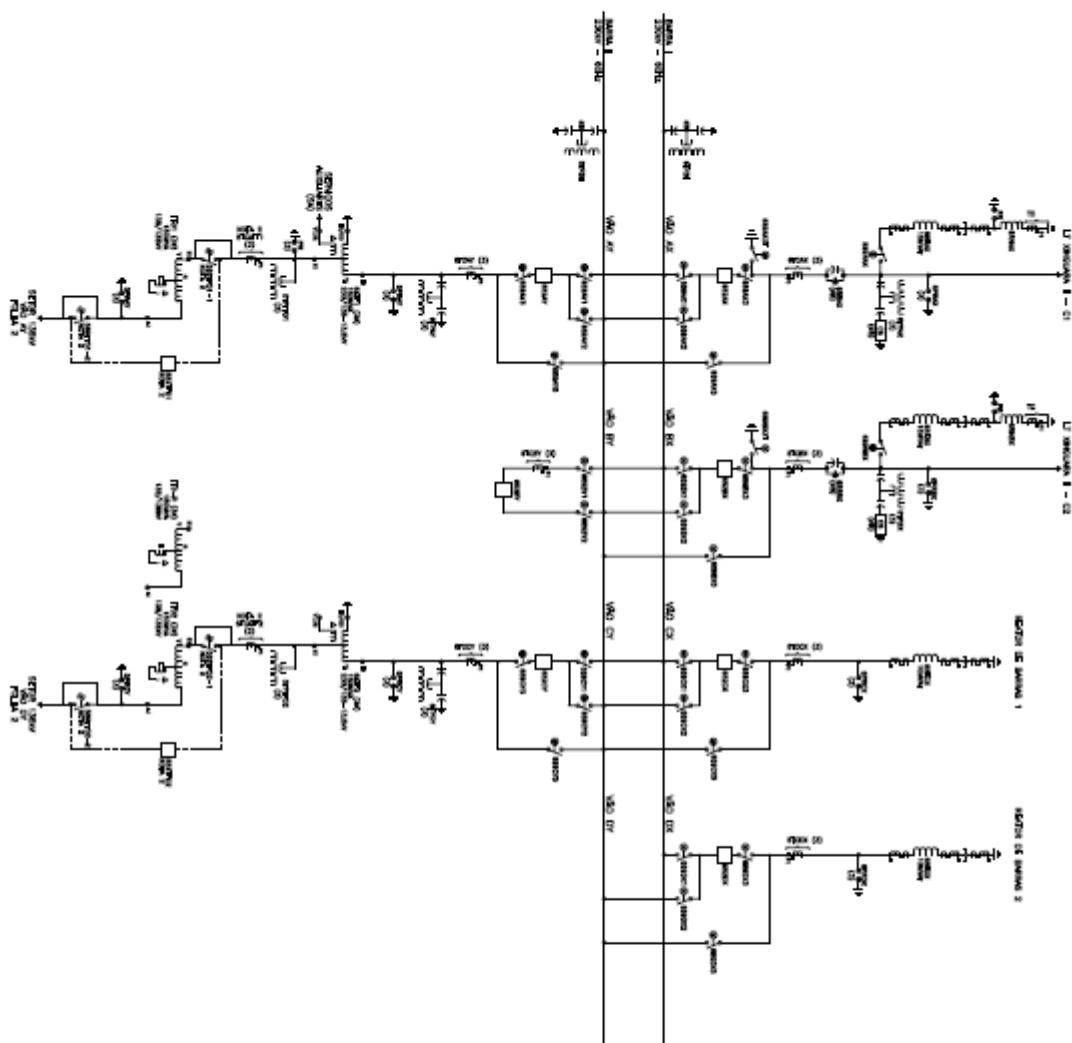
Nome: VICTOR DE SOUZA FONSECA ANTUNES

Cargo: ESPECIALISTA EM GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

ANEXO



- Capacitor Shunt
- Compensador Estático



- | | |
|---|--|
|  | - DRIVE REDUCED BY THERMO |
|  | - HEAT SENSITIVE RESISTOR (R) IN THERM |
|  | - RELAY |
|  | - THERMOCOUPLE IN CIRCUIT |
|  | - THERMOCOUPLE NETWORK CONNECTED |
|  | - THERMOCOUPLE NETWORK DETECTOR |
|  | - THERMOCOUPLE NETWORK DETECTOR |
|  | - THERMOCOUPLE NETWORK DETECTOR |
|  | - THERMOCOUPLE NETWORK DETECTOR |
|  | - THERMOCOUPLE NETWORK DETECTOR |
|  | - THERMOCOUPLE NETWORK DETECTOR |
|  | - THERMOCOUPLE NETWORK DETECTOR |
|  | - THERMOCOUPLE NETWORK DETECTOR |
|  | - THERMOCOUPLE NETWORK DETECTOR |
|  | - THERMOCOUPLE NETWORK DETECTOR |
|  | - THERMOCOUPLE NETWORK DETECTOR |
|  | - THERMOCOUPLE NETWORK DETECTOR |

[illegible]

15.5.8. Detalhamento de obras - Ponto de suprimento Integradora 138 kV



Equatorial Energia Pará

DETALHAMENTO DE OBRAS

**INTERLIGAÇÃO AO
PONTO DE SUPRIMENTO
INTEGRADORA 138 kV**

Janeiro/2026

Equatorial Pará

Gerente Corporativo de Planejamento da Expansão

[José Carlos Alves do Nascimento](#)

Executivo de Planejamento da Expansão – Equatorial Pará e Amapá

[Marcelo Sousa Costa](#)

Elaborador

[Eduardo Henrique Perdigão Müller](#)

Detalhamento de Obra: Conexão ao Futuro Ponto de Suprimento SE Integradora 500/138 ou 230/138 kV

JANEIRO/2026

EQUATORIAL ENERGIA - PARÁ
Rodovia Augusto Montenegro, Km 8,5, Belém - PA - CEP 66823-010 – Fone: 0800 091 0196
pa.equatorialenergia.com.br

Sumário

OBJETIVO	3
JUSTIFICATIVA DO PROJETO	3
DATA PREVISTA DO EMPREENDIMENTO	6
CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DO PROJETO	6
COMENTÁRIOS.....	6

OBJETIVO

Apresentar o detalhamento básico das obras necessárias, após uma avaliação preliminar da proposta de conexão em um futuro pátio 500/138 kV ou 230/138 kV a ser implantado na SE Integradora (Rede Básica), em conformidade com a solicitação que foi feita à distribuidora pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no âmbito do Estudo de Atendimento à região Sudeste do Pará.

Nesse sentido, convém ressaltar que tal solicitação foi motivada pelos problemas encontrados de sobrecarga na SE Serra Pelada (N), na SE Carajás (N-1), na LD 138 kV Nova Parauapebas – Canaã dos Carajás e da subtenção na barra de 138 kV da SE Canaã dos Carajás, os quais foram verificados no diagnóstico do ano 2039, para o patamar de carga máxima noturna, considerando cargas futuras adicionais em potencial.

JUSTIFICATIVA DO PROJETO

Primeiramente, deve-se destacar que é notório o potencial promissor da mineração em escala industrial na região com uma dinâmica diferenciada de crescimento, que concentra e atrai cargas com elevadas demandas, cujas magnitudes em muitas das vezes são demasiadamente consideráveis para o nível de tensão de 138 kV, acarretando em atendimentos com condições limítrofes pelo sistema de distribuição, motivo pelo qual constantemente requerem também verificação de outros possíveis impactos no sistema supridor de responsabilidade da Rede Básica e até mesmo em alguns casos a proposição de alternativas de transmissão mais robustas e compatíveis com alguns montantes de demanda que são pleiteados.

É recorrente a perspectiva de entrada de novos clientes potenciais, com sinalização de elevadas demandas continuando a ser foco de intensa expansão mineradora, devido as grandes reservas minerais. O destaque absoluto é o minério de ferro, acompanhado por grandes depósitos de cobre, níquel, além de ouro e manganês também como destaques.

A região em foco contempla os municípios de Parauapebas, Canaã dos Carajás e Curionópolis, sendo atualmente suprida por meio de dois pontos de conexão com a rede básica de fronteira: a SE Carajás (Atlântico), com capacidade instalada de 2×100 MVA – 230/138 kV e a SE Serra Pelada (Energisa), com 2×150 MVA – 500/138 kV. Na condição atual, esses pontos de suprimento operam normalmente abertos, entretanto possuem recursos operacionais entre si, devidamente retratados em MUST específico de confiabilidade, para situações de contingências.

Os municípios de Parauapebas e Canaã dos Carajás se sobressaem como os principais polos econômicos da região sul. Parauapebas concentra o maior número de habitantes (aproximadamente 305 mil pessoas) e é referência nacional pela produção mineral de ferro. Já Canaã dos Carajás apresenta o segundo maior PIB per capita do Brasil, impulsionado pelos grandes empreendimentos mineradores de ferro e cobre, e é atualmente o município que mais cresce no país, tanto em população quanto em arrecadação e investimentos.

Esses dados demonstram a forte correlação entre a expansão da atividade mineral e o desenvolvimento econômico regional, embora com grandes contrastes na densidade populacional e na distribuição de renda entre os municípios analisados.

Nesse sentido, a melhoria da infraestrutura elétrica é vital para impulsionar a economia local e fomentar o crescimento das atividades de mineração e o desenvolvimento de novos negócios e serviços, bem como dar suporte para o aumento do número de consumidores que são atraídos pelos diversos projetos minerais de novas cargas que impactarão direta e indiretamente na região.

Dessa forma, visando uma solução compatível, encontra-se em fase de definição, a nível estrutural, para ser referendada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), no âmbito do Estudo de Atendimento à região Sudeste do Pará, a implantação de um novo pátio 138 kV na SE Integradora (Rede Básica), 500/138 kV ou 230/138 kV.

Logo, a partir do novo pátio 138 kV a ser implantado na SE Integradora (Rede Básica), a Equatorial Energia Pará, prevê a sua conexão através de uma Entrada de Linha (EL), em nível de tensão de 138 kV, que deverá ser construída juntamente com o seu respectivo Sistema de Medição de Fronteira (SMF), para possibilitar a conexão da Linha de Distribuição (LD) 138 kV INTEGRADORA (RB) / CANAÃ DOS CARAJÁS, circuito simples, cabo 1#740,8 MCM CAL – FLINT, com aproximadamente 27 km de extensão, tendo como ponto de partida o novo pátio 138 kV da SE Integradora da Rede Básica.

Dessa forma, convém ressaltar que as análises feitas denotam que a entrada em operação do novo ponto de suprimento SE Integradora (RB) 500/138 kV ou 230/138 kV, será fundamental para garantir o atendimento adequado do mercado do sistema da região em foco, dotando-o de maior capacidade para fazer frente ao crescimento previsto, além de agregar confiabilidade e promover significativos benefícios à conformidade do nível de tensão. Na Figura 1, é apresentado o mapa de localização com a interligação ao futuro ponto de suprimento SE Integradora 500/138 ou 230/138 kV.

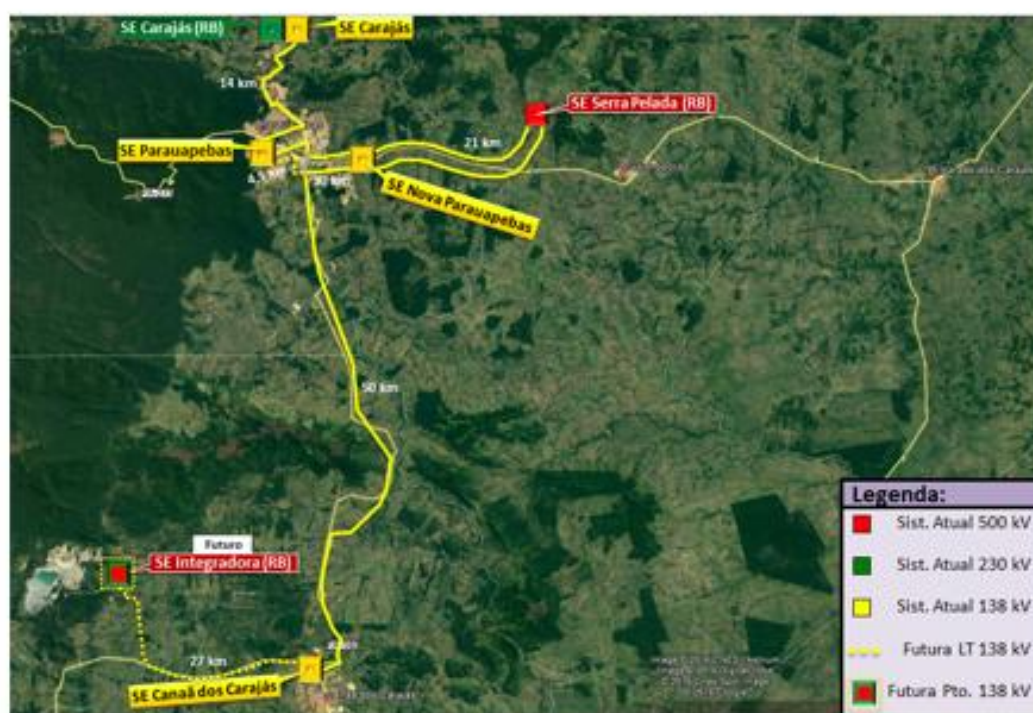


Figura 1 – Mapa de localização com a interligação ao futuro ponto de suprimento Integradora (RB).

Nesse contexto, o Projeto de Conexão ao Futuro Ponto de Suprimento SE Integradora 500/138 ou 230/138 kV, requer como obras associadas da Equatorial Energia Pará:

- SE Integradora (RB): Instalação de 1 Sistema de Medição de Fronteira – SMF 138 kV;
- SE Integradora (RB): Implantação de 01 EL 138 kV C/DJ (conexão da LD Integradora (RB) / Canaã dos Carajás);

- SE Canaã dos Carajás: 01 EL 138 kV C/DJ (conexão da LD Integradora (RB) / Canaã dos Carajás) e 01 EL 138 kV C/DJ (adequação da conexão da LD Nova Parauapebas / Canaã dos Carajás);
- Construção da LD Integradora (RB) / Canaã dos Carajás 138 kV, circuito simples, com aproximadamente 27 km de comprimento, cabo #740,8 MCM CAL - FLINT, 138 kV, com indenizações fundiárias;
- SE SECCIONADORA: Implantação de 5 ELs 138 kV C/DJ e Módulo Geral de Implantação com aquisição de terreno;
- Construção da LD Seccionadora / Parauapebas 138 kV, circuito simples, com aproximadamente 4,5 km de comprimento, cabo #394,5 MCM CAL - CANTON, 138 kV, com indenizações fundiárias;
- Construção de dois trechos, com as seguintes características: circuito duplo, 1,0 km de comprimento, cabo #394,5 MCM CAL - CANTON, 138 kV cada, para viabilizar o seccionamento e encabeçamento das LDs 138 kV na SE Seccionadora;
- SE Parauapebas: 01 EL 138 kV C/DJ (conexão da LD Seccionadora / Parauapebas 138 kV) e 01 EL 138 kV C/DJ (adequação da conexão da LD Nova Parauapebas / Parauapebas);
- SE Carajás EQTL PA: 01 EL 138 kV C/DJ (adequação da conexão de chegada da LD Carajás (RB) / Carajás (EQTL PA)

Na Figura 2, apresenta-se o diagrama simplificado do projeto contemplando a visão geral da conexão ao futuro ponto de suprimento SE Integradora 500/138 ou 230/138 kV.

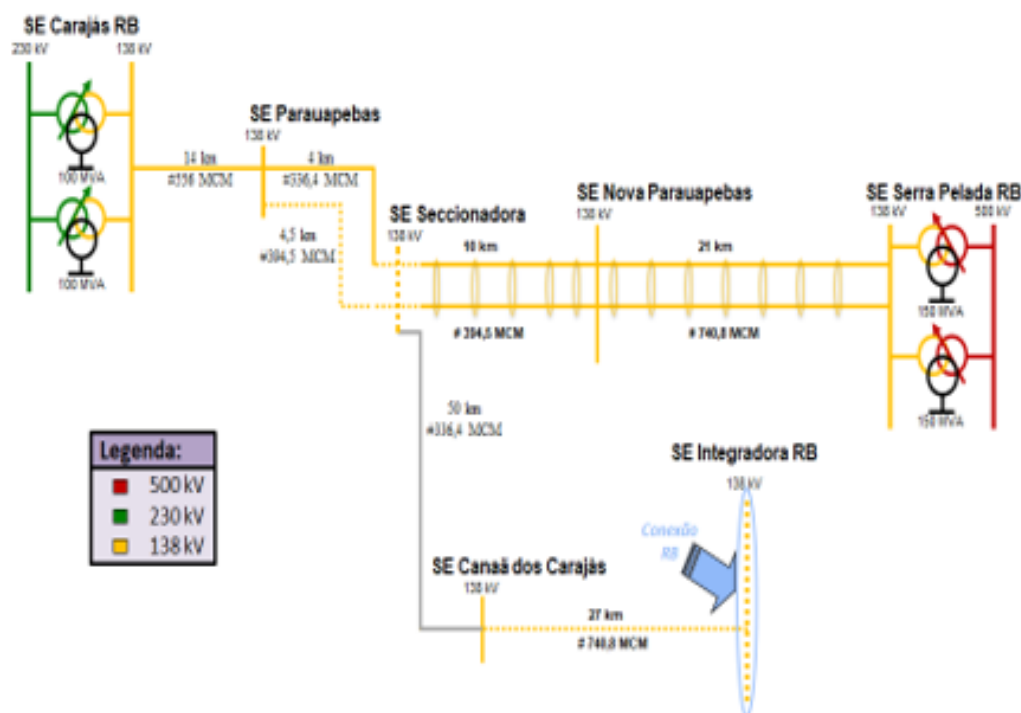


Figura 2 – Diagrama Simplificado da interligação ao futuro ponto de suprimento Integradora (RB).

Situação Proposta com o Investimento

Com a implantação das obras propostas, o novo ponto de suprimento Integradora 500/138 ou 230/138 kV, será uma solução estrutural para a expansão do sistema elétrico da região e permitindo o atendimento adequado às cargas, bem como o aumento da oferta de energia elétrica para fazer frente ao crescimento de mercado previsto ao longo do horizonte do estudo. Além disso, assegura a condição adequada e confiável de suprimento pela Rede Básica através do atendimento ao critério N-1.

DATA PREVISTA DO EMPREENDIMENTO

A ser compatibilizada com a necessidade vislumbrada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no âmbito do Estudo de Atendimento à região Sudeste do Pará.

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DO PROJETO

LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO

LD 138 kV Integradora (RB) / Canaã dos Carajás: circuito simples, cabo #740,8 MCM CAL - FLINT, comprimento de 27 km.

De	Para	Descrição	Nº Circ.	Comprimento (km)	R + (%)	X + (%)	B + (MVAr)	Cap. Nom. (A)	Cap. Emerg. (A)
Integradora	Canaã dos Carajás	CS, #740,8 MCM CAL, FLINT, 138 kV	1	27	1,4822	6,5008	1,8431	873	873

LD 138 kV Seccionadora / Parauapebas: circuito simples, cabo #394,5 MCM CAL - CANTON, comprimento de 4,5 km.

De	Para	Descrição	Nº Circ.	Comprimento (km)	R + (%)	X + (%)	B + (MVAr)	Cap. Nom. (A)	Cap. Emerg. (A)
Seccionadora	Parauapebas	CS, #394,5 MCM CAL, CANTON, 138 kV	1	4,5	0,4673	1,1405	0,2913	530	530

COMENTÁRIOS

- Este detalhamento de obra foi fruto de uma avaliação preliminar da proposta de conexão em um futuro pátio 500/138 kV ou 230/138 kV a ser implantado na SE Integradora (Rede Básica) contemplando a visão das obras mínimas associadas por parte da Distribuidora;
- Considerou-se preliminarmente a necessidade de operação com a rede 138 kV fechada entre os pontos Carajás e Serra Pelada;
- Considerou-se a operação com a rede 138 kV aberta entre os pontos existentes e o futuro pátio 138 kV a ser implantado na SE Integradora (Rede Básica).

EQUATORIAL ENERGIA - PARÁ

Rodovia Augusto Montenegro, Km 8,5, Belém - PA - CEP 66823-010 - Fone: 0800 091 0196
pa.equatorialenergia.com.br



Prospecção de Mercado em Regional Sul

Gerência de Regulação e Mercado
Área de Estudos e Projeção de Carga e Mercado

Outubro de 2025

Sumário

EQUATORIAL ENERGIA PARÁ

Rodovia Augusto Montenegro, s/n, Km 8,5 – Coqueiro - CEP: 66.823-010 - Belém-PA - Fone: (91) 3216-1200
pa.equatorialenergia.com.br

1	Objetivo	3
2	Introdução	3
3	Mercado Potencial e Expectativa de Crescimento	5
3.1	Histórico de solicitações de viabilidades técnicas na região	6
3.2	Taxa de crescimento vegetativo	7
3.3	MUST contratado	8
4	Conclusão	8
REFERÊNCIAS		Erro! Indicador não definido.

1 Objetivo

Este estudo visa apresentar a prospecção de cargas na região sul do estado do Pará, mais especificamente nas Fronteira com a Rede Básica Onça Puma 138kV, Itacaiúnas 138kV, Marabá 230 kV, Xinguara 138 kV, Carajás 138 kV, Serra Pelada 138 kV, Santana 138 kV.

Essa área tem sido foco de intensa expansão mineradora e agropecuária, devido as grandes reservas minerais e ao seu potencial terras férteis, clima favorável e ampla disponibilidade de áreas para pastagem e cultivo. O destaque absoluto é o minério de ferro, acompanhado por grandes depósitos de cobre, níquel, além de ouro e manganês e na agropecuária Pecuária de Corte, Frigoríficos e cultivo de soja são os destaques.

O foco deste trabalho é mapear a demanda existente, a reprimida e o potencial de crescimento, principalmente com a chegada de grandes projetos minerais.

2 Introdução

O estudo considerou um conjunto de municípios localizados na região sul do Pará: Água Azul do Norte, Canaã dos Carajás, Curionópolis, Dom Eliseu, Eldorado do Carajás, Marabá, Parauapebas, Redenção, Santana do Araguaia, São Félix do Xingu e Xinguara, os quais são supridos energeticamente pelos pontos de suprimentos listados anteriormente. Juntos, esses municípios somam uma área territorial de aproximadamente 146 mil km² (IBGE, referência 2024) uma população estimada de 1,06 milhão de habitantes em 2025 (IBGE, referência 2025) e um PIB per capita médio em torno de R\$ 139 mil (IBGE, referência de 2021).

A densidade demográfica média regional é de cerca de 7,3 habitantes por km², evidenciando o caráter ainda pouco povoado da região, mesmo com o alto dinamismo econômico proporcionado pela mineração e pelo agronegócio.

Entre os destaques, Parauapebas e Canaã dos Carajás se sobressaem como os principais polos econômicos. Parauapebas concentra o maior número de habitantes

(aproximadamente 305 mil pessoas) e é referência nacional pela produção mineral de ferro. Já Canaã dos Carajás apresenta o segundo maior PIB per capita do Brasil, impulsionado pelos grandes empreendimentos mineradores de ferro e cobre, e é atualmente o município que mais cresce no país, tanto em população quanto em arrecadação e investimentos; atualmente destacam-se os municípios de Tucumã, Água Azul do Norte e São Felix do Xingu, por serem alvos de novos projetos de mineração.

Esses dados demonstram a forte correlação entre a expansão da atividade mineral e o desenvolvimento econômico regional, embora com grandes contrastes na densidade populacional e na distribuição de renda entre os municípios analisados.

Outro ponto em destaque em todos os municípios, é a infraestrutura elétrica que é vital para o desenvolvimento econômico, especialmente para atividades de mineração, e no aumento de número de consumidores que são atraídos pelos diversos projetos na região. A melhoria da infraestrutura elétrica deve impulsionar a economia local, promover o crescimento mineratório e agropecuário e facilitar o desenvolvimento de novos negócios e serviços.

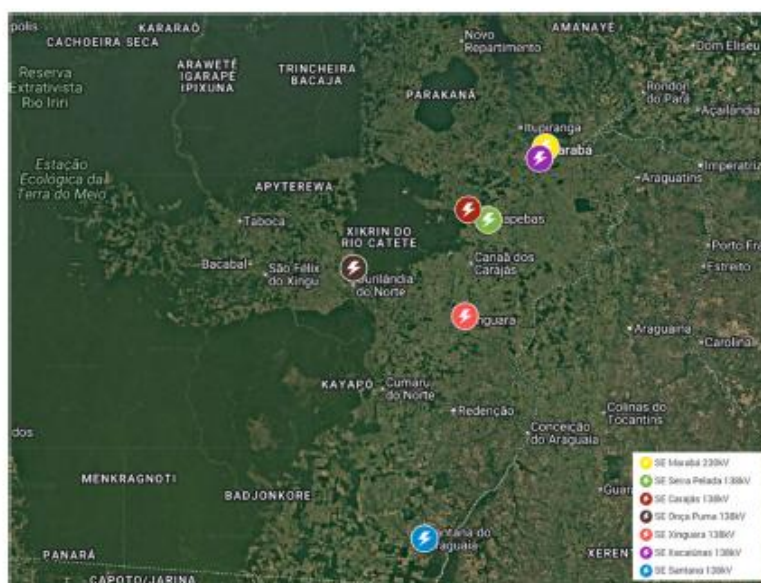


Figura 1 – Pontos de Conexão da região sul do Pará

EQUATORIAL ENERGIA PARÁ
Rodovia Augusto Montenegro, s/n, Km 8,5 – Coqueiro - CEP: 66.823-010 - Belém-PA - Fone: (91) 3216-1200
pa.equatorialenergia.com.br

3 Mercado Potencial e Expectativa de Crescimento

Para projeção de mercado dos Pontos de Conexão que atendem a região, foram consideradas cinco premissas para definição dos cenários de evolução da carga:

- i. Viabilidades técnicas AT, com CUSD e por prospecção solicitadas para a região de estudo;
- ii. Taxa de crescimento vegetativo, considerando o histórico e a situação econômica e de infraestrutura que a região está inserida;
- iii. Expurgo de transferências para limpar a série histórica;
- iv. Dados oficiais do IBGE;
- v. Visita de Mercado no período de 06/10/2025 à 10/10/2025, para coleta de informações e maior sensibilidade com a regional.

3.1 Histórico de solicitações de viabilidades técnicas na região

Foram consideradas todas as viabilidades técnicas com demanda superior a 1MW. As quais tem previsão de conexão anterior a 2031.

Cliente	Ponto de Suprimento	Demanda (kW)	Tensão
Planalto Mineração LTDA	Serra Pelada 138kV	51.260,00	138
Centaurus Níquel Ltda.	Onça Puma 138 kV	28.000,00	138
GREEN ENERGY PARK PIAUI LTDA	Itacaiúnas 138 kV	32.000,00	138
FERMAR INDUSTRIA DE FERRO LIGAS MARABÁ LTDA	Itacaiúnas 138 kV	15.000,00	138
AVANCO RESOURCES MINERAÇÃO LTDA	Onça Puma 138 kV	12.000,00	138
FERMAR INDUSTRIA DE FERRO LIGAS MARABA	Itacaiúnas 138 kV	2.000,00	13,8
CONSORCIO SAÚDE CASTANHAL	Serra Pelada 138kV	2.388,95	13,8
NOVA CANAÃ DEZESSEIS EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES LTDA	Serra Pelada 138kV	2.373,60	13,8
MIRANTE EMPREENDIMENTOS IMOBILIÁRIOS LTDA	Serra Pelada 138kV	1.648,74	13,8
J. M. R. DA SILVA IMOBILIARIA LTDA	Serra Pelada 138kV	1.572,29	34,5
NOVA CANAÃ OITO EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES LTDA	Serra Pelada 138kV	1.339,41	13,8
FRIGOL S.A	Onça Puma 138 kV	3.113,84	34,5
BEMISA ÁGUA AZUL MINERAÇÃO	Onça Puma 138 kV	9.000,00	34,5
VALE SA	Marabá 230kV	2.511,00	34,5
HF ENGENHARIA E EMPREENDIMENTOS LTDA	Marabá 230kV	1.129,29	13,8
VALE SA	Marabá 230kV	1.656,31	13,8
NOVA CARAIÁS - EMPREEDIMENTOS IMOBILIARIOS LTDA	Serra Pelada 138kV	1.947,21	13,8
RESIDENCIAL ATILA DOUGLAS LTDA	Santana 138 kV	2.702,27	13,8
REDENÇÃO PARK DOS BURITIS IV REDENÇÃO SPE LTDA	Santana 138 kV	2.093,00	13,8
SERRA GRANDE EMPREENDIMENTOS IMOBILIARIOS	Santana 138 kV	1.751,23	13,8
ATACADÃO S.A.	Santana 138 kV	1.267,55	13,8
ASA EMPREENDIMENTOS IMOBILIARIOS LTDA	Xinguara 138 kV	1.022,46	13,8
RESIDENCIAL MARIA PAULA / RESIDENCIAL ÁTILA DOUGLAS LTDA	Santana 138 kV	1.275,24	34,5
JBS SA	Santana 138 kV	1.250,00	34,5
FRIGORIFICO VALENCIO LTDA	Onça Puma 138 kV	1.804,71	34,5
ESIO MOREIRA SOARES	Xinguara 138 kV	3.000,00	13,8
DIAMANTE INCORPORACOES IMOBILIARIAS LTDA	Xinguara 138 kV	2.425,37	13,8

Tabela 1 – Demanda prevista por empreendimento.

Com isso, tem-se previsto em sua totalidade para o eixo estudado demanda de 187MW, destes quais divididos por conexão de acordo com tabela abaixo:

Ponto de Conexão	Demanda solicitada (kW)
Itacaiúnas 138 kV	49.000,0
Marabá 230kV	5.296,6
Onça Puma 138 kV	53.918,6
Santana 138 kV	10.339,3
Serra Pelada 138kV	62.530,2
Xinguara 138 kV	6.447,8
Total Geral	187.532,5

Tabela 2 - Demanda por Ponto de Conexão.

Vale ressaltar que para o Ponto de Suprimento de Onça Puma, está com demanda reprimida, determinado pelo ONS, o qual condicionou novas cargas a melhorias estruturantes na rede de Transmissão.

3.2 Taxa de crescimento vegetativo

Considerando a demanda máxima de 568,7 MW, verificada nas SEs e com base no estudo desenvolvido para até 2039, a taxa de crescimento associada na região está em média 4,5% de crescimento por ano. Nesse cenário, ao final do ciclo de estudo, a carga global teria um aumento de 84,9%, que totalizaria um incremento de 482 MW, alcançando a marca de 1051,4 MW.

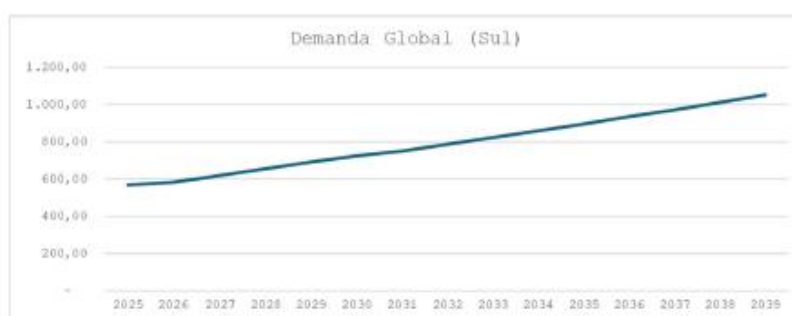


Figura 2 - Crescimento vegetativo da Demanda Global.

Ressalta-se que o pleito se justifica pelo vislumbre de esgotamento das soluções via sistema de distribuição da Equatorial Pará no horizonte do estudo, associado ao exponencial crescimento nos pedidos de acesso para o eixo.

3.3 MUST Contratado

O Contrato de MUST que foi apresentado é referente a Reconstrução Anual MUST Ciclo 2026 – 2029, que ainda não foi oficializado pelo ONS, foi utilizado, por apresentar as previsões de contrato para 2029.

Ponto de Conexão	2029		
	Ponta	Fora Ponta	Confiabilidade
PAON--138-A - ONCA PUMA - 138 kV (A)	145,502	147,244	60
PAXG--138-A - XINGUARA 2 - 138 kV (A)	149,671	155,357	32,5
PASNA-138-A - SANT. ARAGUAIA138kVA	25,152	29,853	5,2
PAIT--138-A - ITACAIUNAS138kVA	117,152	126,987	21,25
PAMB--230 - MARABA - 230 kV (A)	108,563	108,9	41,25
PAMB--69 - MARABA - 69 kV (A)	71,35	73,731	2,25
PACJ--138-A - CARAJAS - 138 kV (A)	108,356	110,797	31
PASPL-138-A - SERRA PELADA138kVA	131,837	134,873	25,2

Tabela 3 - Previsão de Contrato do MUST para 2029

Toma-se necessário salientar, que a contratação do MUST, leva em consideração uma série de estratégias, de forma a não onerar o consumidor e trazer maior gerenciamento dos montantes contratados. Adicionalmente, reforçamos, que o ciclo atual do MUST é de 2026 – 2029.

4 Conclusão

O desenvolvimento mineratório e o agronegócio na região de sul é notável e promissor com uma dinâmica diferenciada de crescimento.

Para o estudo, as informações levantadas dizem respeito a apenas algumas áreas da região, isso por que não existe um único órgão que reúna informações sobre o plano de expansão. No entanto, foi unanime a intenção dos produtores consultados, das mineradoras e das prefeituras, de ampliarem a carga trazendo melhorias e modernizando seus municípios.

Nesse sentido, apresentou-se três premissas para balizar este estudo: taxa de crescimento vegetativo da região em média 4,5% ao ano, considerando o incremento das cargas com obras em andamento; a demanda reprimida, que considera as solicitações de viabilidade técnica e o mercado potencial de expansão dos clientes prospectados, que apresentou um potencial de 181 MW de carga.

Por fim, percebe-se que a dificuldade de aumento de carga do sul do estado do Pará está diretamente ligada às grandes distâncias para a rede elétrica, potencial mineral

e do agronegócio. Desse modo, esse estudo teve como intuito mostrar parte dessas cargas e como obras estruturantes podem expandir o atendimento por parte da concessionária e consequentemente contribuir para o desenvolvimento socioeconômico.

15.6. Fichas PET/PELP

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento:	UF: PA
SE 230 kV XINGUARA 2 (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Estudo de Atendimento ao Sudeste do Pará

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

3° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	16.009,14
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	9.762,10
MIM - 230 kV	1.315,33
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	7.206,94
MIM - 138 kV	841,36

Total de Investimentos Previstos:	35.134,87
--	------------------

Situação atual:

Observações:

Estudo de Atendimento ao Sudeste do Pará

Documentos de referência:

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

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento:	UF: PA
SE 230/138 kV ONÇA PUMA (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2036
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Estudo de Atendimento ao Sudeste do Pará

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

3° ATF 230/138 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	13.460,14
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	9.762,10
MIM - 230 kV	1.315,33
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	7.206,94
MIM - 138 kV	841,36

Total de Investimentos Previstos: **32.585,87**

Situação atual:

Observações:

Estudo de Atendimento ao Sudeste do Pará

Documentos de referência:

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

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento:	UF: PA
SE 500/138 kV SERRA PELADA (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2036
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Estudo de Atendimento ao Sudeste do Pará

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

3° ATF 500/138 kV, 3 x 50 MVA 1Φ	25.759,95
1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	15.681,51
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	14.984,10
MIM - 500 kV	4.631,90
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	7.206,94
MIM - 138 kV	801,96

Total de Investimentos Previstos: **69.066,36**

Situação atual:

Observações:

Estudo de Atendimento ao Sudeste do Pará

Documentos de referência:

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

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: SE 230/138 kV SANTANA DO ARAGUAIA (Ampliação/Adequação)	UF: PA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2032
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Estudo de Atendimento ao Sudeste do Pará

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

1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	3.004,01
1 CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4	10.133,93
MIM - 230 kV	1.247,82

Total de Investimentos Previstos: 14.385,76

Situação atual:

Observações:

Estudo de Atendimento ao Sudeste do Pará

Documentos de referência:

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

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento:	UF: PA
SE 230/138 kV SANTANA DO ARAGUAIA (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2036
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Estudo de Atendimento ao Sudeste do Pará

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

Compensador Síncrono 230 kV, 1 x (-90/+150) Mvar	131.000,00
1 CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4	9.509,05
MIM - 230 kV	1.247,82

Total de Investimentos Previstos: **141.756,87**

Situação atual:

Observações:

Estudo de Atendimento ao Sudeste do Pará

Documentos de referência:

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

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento:	UF: PA
SE 500/230/138 kV INTEGRADORA (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2032
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Estudo de Atendimento ao Sudeste do Pará

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

1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 66,7 MVA 1Φ	78.458,03
2 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	19.154,40
MIM - 230 kV	2.495,65
1 IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	5.522,25
2 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	14.058,76
MIM - 138 kV	2.405,88
MIG (Terreno Rural)	16.428,02

Total de Investimentos Previstos: 138.522,99

Situação atual:

Observações:

Estudo de Atendimento ao Sudeste do Pará

Documentos de referência:

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

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento:

SE 230 kV OURILÂNDIA DO NORTE (Nova)

UF: **PA**

DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2032**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 meses**

Justificativa:

Estudo de Atendimento ao Sudeste do Pará

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

Compensador Síncrono 230 kV, 1 x (-90/+150) Mvar	131.000,00
1 IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	7.575,69
1 CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4	9.509,05
MIM - 230 kV	2.495,65
MIG (Terreno Rural)	13.883,00

Total de Investimentos Previstos:

164.463,39

Situação atual:

Observações:

Estudo de Atendimento ao Sudeste do Pará

Documentos de referência:

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

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: LT 230 kV INTEGRADORA - OURILÂNDIA DO NORTE, C1 E C2 (CD) (NOVA)	UF: PA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2032
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Estudo de Atendimento ao Sudeste do Pará

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

Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 134 km	256.459,92
2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Integradora	21.232,22
MIM - 230 kV // Integradora	2.495,65
MIG-A // Integradora	3.232,27
2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Ourilândia do Norte	21.232,22
MIM - 230 kV // Ourilândia do Norte	2.495,65

Total de Investimentos Previstos: **307.147,93**

Situação atual:

Observações:

Estudo de Atendimento ao Sudeste do Pará

Documentos de referência:

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

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: SE 500/230 kV INTEGRADORA (Ampliação/Adequação)	UF: PA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2036
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Estudo de Atendimento ao Sudeste do Pará

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

3° TF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ	57.992,46
1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	15.681,51
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	9.762,10
MIM - 230 kV	1.315,33

Total de Investimentos Previstos:

84.751,40

Situação atual:

Observações:

Estudo de Atendimento ao Sudeste do Pará

Documentos de referência:

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

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: LT 230 kV INTEGRADORA - XINGUARA 2, C3 (Nova)	UF: PA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2032
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Estudo de Atendimento ao Sudeste do Pará

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

Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 72,6 km	80.304,31
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Integradora	10.616,11
MIM - 230 kV // Integradora	1.247,82
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Xinguara 2	10.616,11
MIM - 230 kV // Xinguara 2	1.247,82
MIG-A // Xinguara 2	3.232,27

Total de Investimentos Previstos: **107.264,44**

Situação atual:

Observações:

Estudo de Atendimento ao Sudeste do Pará

Documentos de referência:

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

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento:	UF: PA
LT 230 kV ONÇA PUMA - OURILÂNDIA DO NORTE, C1 e C2 (CD) (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2032
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses
Justificativa:	
Estudo de Atendimento ao Sudeste do Pará	

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

Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 14 km	26.794,32
2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Onça Puma	21.232,22
MIM - 230 kV // Onça Puma	2.495,65
MIG-A // Onça Puma	3.232,27
2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Ourilândia do Norte	21.232,22
MIM - 230 kV // Ourilândia do Norte	2.495,65

Total de Investimentos Previstos: 77.482,33

Situação atual:

Observações:

Estudo de Atendimento ao Sudeste do Pará

Documentos de referência:

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