

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

***ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA
DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1***

*Estudo Prospectivo para Escoamento do Potencial de
Fotovoltaica/Biomassa na Região Noroeste do Estado de
São Paulo*



Empresa de Pesquisa Energética

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



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



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia
Ministro

Wellington Moreira Franco

Secretário-Executivo do MME

Márcio Félix Carvalho Bezerra

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Eduardo Azevedo Rodrigues

Secretário de Energia Elétrica

Fábio Lopes Alves

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

João Vicente de Carvalho Vieira

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Vicente Humberto Lôbo Cruz



Empresa de Pesquisa Energética

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

Presidente

José Mauro Ferreira Coelho (interino)

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

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

Sede

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

Escritório Central

Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

*Estudo Prospectivo para Escoamento
do Potencial de
Fotovoltaica/Biomassa na Região
Noroeste do Estado de São Paulo*

Coordenação Geral

José Mauro Ferreira Coelho (interino)
Amílcar Gonçalves Guerreiro

Coordenação Executiva

José Marcos Bressane

Equipe Técnica

Estudos Elétricos

Daniel José Tavares de Souza
Fábio de Almeida Rocha
Paulo Fernando de Matos Araujo
Rafael Pentagna Silvestre
Thaís Pacheco Teixeira
Vanessa Penteado Stephan

Análise Socioambiental

Akel da Silva Saliba (Estagiário)
Bernardo Regis Guimarães de Oliveira
Kátia Gisele Matosinho

Nº EPE-DEE-RE-027/2018-rev0

Data: 23 de abril de 2018

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

 <p>Empresa de Pesquisa Energética</p>					
<p><i>Projeto</i></p>					
<p><i>Área de estudo</i></p> <p style="text-align: center;">Estudos para a Licitação da Expansão da Transmissão</p>					
<p><i>Sub-área de estudo</i></p>					
<p><i>Produto (Nota Técnica ou Relatório)</i></p> <p>EPE-DEE-RE-027/2018 Estudo Prospectivo para Escoamento do Potencial de Fotovoltaica/Biomassa na Região Noroeste do Estado de São Paulo</p>					
<p><i>Revisões</i></p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="405 1312 483 1330"><i>Data</i></th> <th data-bbox="671 1312 798 1330"><i>Descrição sucinta</i></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="405 1346 539 1373">rev0</td> <td data-bbox="671 1346 842 1373">23.04.2018 Emissão Original</td> </tr> </tbody> </table>	<i>Data</i>	<i>Descrição sucinta</i>	rev0	23.04.2018 Emissão Original
<i>Data</i>	<i>Descrição sucinta</i>				
rev0	23.04.2018 Emissão Original				

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

APRESENTAÇÃO

Este relatório é um estudo para a licitação da expansão da transmissão, constituído de avaliação técnico-econômica e socioambiental com o objetivo de identificar e recomendar obras para permitir o escoamento do potencial de usinas fotovoltaicas e de térmicas a biomassa na região Noroeste do estado de São Paulo, assim como solucionar problemas elétricos para o atendimento da demanda nos diferentes cenários associados às características sazonais das usinas conectadas nesse sistema. Cabe destacar que a análise socioambiental preliminar, referenciada no Capítulo 10, está incorporada ao final do presente relatório na Nota Técnica DEA 007/18.

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

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO E OBJETIVO	6
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	6
1.2	OBJETIVOS GERAIS	8
1.3	ABORDAGEM ADOTADA.....	8
2	CONCLUSÕES	9
3	RECOMENDAÇÕES.....	10
3.1	OBRAS DETERMINATIVAS.....	10
3.2	OBRAS INDICATIVAS.....	12
4	PREMISSAS E CRITÉRIOS	15
4.1	CRITÉRIOS BÁSICOS	15
4.2	CASOS DE TRABALHO	15
4.3	MERCADO.....	15
4.4	PLANO DE GERAÇÃO.....	15
4.5	CENÁRIOS	17
4.6	LIMITES OPERATIVOS.....	19
4.6.1	Tensão	19
4.6.2	Carregamento	20
4.6.3	Fator de Potência	20
4.7	PARÂMETROS ECONÔMICOS	20
4.8	CLASSIFICAÇÃO DO HORIZONTE DAS OBRAS.....	21
5	DIAGNÓSTICO DO SISTEMA.....	22
5.1	SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE	22
5.2	DESEMPENHO ELÉTRICO DA REDE	24
5.2.1	Cenário 1 (pesada, entressafra biomassa, UHE do Pardo/Tietê com 35% e UFV com despacho nulo) ..	25
5.2.2	Cenário 2 (média, entressafra biomassa, UHE do Pardo/Tietê com 35% e UFV no máximo)	26
5.2.3	Cenário 3 (média, safra da biomassa, UHE do Sudeste/Centro-Oeste com 95% e UFV no máximo)	28
5.3	RESTRIÇÕES FÍSICAS DAS INSTALAÇÕES.....	30
6	ALTERNATIVAS	31
6.1	ALTERNATIVA 1	31
6.2	ALTERNATIVA 2	33
6.3	ALTERNATIVA 3	35
6.4	ALTERNATIVA 4	38
6.5	ALTERNATIVA 5	40
6.6	ALTERNATIVA 6	43
6.7	ALTERNATIVA 7	45

7	ANÁLISE ECONÔMICA.....	49
7.1	COMPARAÇÃO ECONÔMICA.....	49
7.2	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS.....	50
8	ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE.....	51
8.1	CENÁRIO 1 (CARGA PESADA, ENTRESSAFRA BIOMASSA, UHE DO PARDO E TIETÊ COM 35% E UFV COM DESPACHO NULO).....	51
8.2	CENÁRIO 2 (CARGA MÉDIA, ENTRESSAFRA BIOMASSA, UHE DO PARDO E TIETÊ COM 35% E UFV NO MÁXIMO).....	52
8.3	CENÁRIO 3 (CARGA MÉDIA, SAFRA DA BIOMASSA, UHE DO SUDESTE/CENTRO-OESTE COM 95% E UFV NO MÁXIMO)	53
9	ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO	55
10	ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL.....	57
11	REFERÊNCIAS	58
12	EQUIPE TÉCNICA.....	59
	ANEXO A – PLANO DE OBRAS DAS ALTERNATIVAS.....	60
	ANEXO B – TABELAMENTO DE TENSÕES E CARREGAMENTOS PARA A ALTERNATIVA VENCEDORA	72
	ANEXO C – CARACTERÍSTICAS – LINHAS DE TRANSMISSÃO.....	80
	ANEXO D –VIABILIDADE FÍSICA DE EXPANSÃO DE INSTALAÇÕES	81
	ANEXO E – FICHAS DE OBRAS PARA O PET/PELP	153
	CICLO 2018-2023 (PET).....	153
	CICLO 2024-2026 (PELP).....	156
	NOTA TÉCNICA DEA 007/18	158

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 4-1 – Geração média horária de usina fotovoltaica típica - outubro e janeiro.....	18
Figura 5-1 – Sistema elétrico de interesse.....	23
Figura 5-2 – Representação dos pontos de conexão por meio de seccionamentos.....	24
Figura 6-1 – Diagrama da Alternativa 1.....	33
Figura 6-2 – Diagrama da Alternativa 2.....	35
Figura 6-3 – Diagrama da Alternativa 3.....	38
Figura 6-4 – Diagrama da Alternativa 4.....	40
Figura 6-5 – Diagrama da Alternativa 5.....	42
Figura 6-6 – Diagrama da Alternativa 6.....	45
Figura 6-7 – Diagrama da Alternativa 7.....	48

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1-1 – Histórico de participação das usinas fotovoltaicas no ACR – Região Noroeste de São Paulo	6
Tabela 1-2 – Capacidade Remanescente – Leilão A-4/2017 –Barramentos da região Noroeste de SP.....	7
Tabela 3-1 – Programa de obras determinativas de Rede Básica e Rede de Fronteira.....	11
Tabela 3-2 – Programa de obras determinativas em DIT	11
Tabela 3-3 – Montantes de geração considerados para definição das obras determinativas.....	12
Tabela 3-4 – Programa de obras indicativas	13
Tabela 3-5 – Montantes de geração considerados para definição das obras indicativas.....	14
Tabela 3-6 – Destaques das adequações necessárias.....	14
Tabela 4-1 – Montante de geração fotovoltaica considerado para o ano de 2022.....	16
Tabela 4-2 – Montante de geração à biomassa considerado para o ano de 2022	17
Tabela 4-3 – Montante de geração fotovoltaica considerado para o ano de 2024.....	17
Tabela 4-4 – UHE do Pardo e Tietê – Despacho reduzido (35%).....	19
Tabela 4-5 – Limites operativos de tensão	20
Tabela 5-1 – Subestações adicionadas nos casos para representar os pontos de conexão.....	24
Tabela 5-2 - Diagnóstico – Desempenho do sistema em condição normal – Cenário 1 – Tensão	25
Tabela 5-3 - Diagnóstico – Desempenho do sistema em condição normal – Cenário 1 – Fluxo	25
Tabela 5-4 – Diagnóstico – Desempenho do sistema na emergência – Cenário 1 – Tensão.....	26
Tabela 5-5 - Diagnóstico – Desempenho do sistema na emergência – Cenário 1 – Fluxo.....	26
Tabela 5-6 - Diagnóstico – Desempenho do sistema em condição normal – Cenário 2 – Fluxo	27
Tabela 5-7 - Diagnóstico – Desempenho do sistema na emergência – Cenário 2 – Fluxo.....	27
Tabela 5-8 - Diagnóstico – Desempenho do sistema em condição normal – Cenário 3 – Fluxo	28
Tabela 5-9 - Diagnóstico – Desempenho do sistema na emergência – Cenário 3 – Tensão.....	29
Tabela 5-10 - Diagnóstico – Desempenho do sistema na emergência – Cenário 3 – Fluxo	29
Tabela 7-1 – Comparação dos Rendimentos Necessários das Alternativas	49
Tabela 7-2 – Custo Diferencial de Perdas.....	49
Tabela 7-3 – Comparação Econômica	50
Tabela 8-1 - Desempenho do sistema com Alternativa 1 – Regime Normal e Condição de Emergência – Cenário 1 – Fluxo.....	51
Tabela 8-2 - Desempenho do sistema com Alternativa 1 – Regime Normal – Cenário 1 – Tensão.....	51
Tabela 8-3 - Desempenho do sistema com Alternativa 1 – Regime Normal e Condição de Emergência – Cenário 2 – Fluxo.....	52
Tabela 8-4 - Desempenho do sistema com Alternativa 1 – Regime Normal e Condição de Emergência – Cenário 3 – Fluxo.....	53
Tabela 8-5 - Desempenho do Sistema com Alternativa 1 – Condição de Emergência – Cenário 3 – Fluxo.....	54
Tabela 9-1 – Níveis de curto-circuito antes e após a implantação das obras recomendadas.....	56
Tabela A-0-1 – Plano de Obras da Alternativa 1	60
Tabela A-0-2 – Plano de Obras da Alternativa 2	61
Tabela A-0-3 – Plano de Obras da Alternativa 3	62
Tabela A-0-4 – Plano de Obras da Alternativa 4	64
Tabela A-0-5 – Plano de Obras da Alternativa 5	65
Tabela A-0-6 – Plano de Obras da Alternativa 6	67
Tabela A-0-7 – Plano de Obras da Alternativa 7	69
Tabela B-0-1 – Tensão – Carga Pesada Norte Úmido – Plano de Geração Crítica.....	72
Tabela B-0-2 – Fluxo – Carga Pesada Norte Úmido– Plano de Geração Crítica	72
Tabela B-0-3 – Tensão – Carga Média Norte Úmido – Plano de Geração Crítica e Potencial.....	74
Tabela B-0-4 – Fluxo – Carga Média Norte Úmido– Plano de Geração Crítica e Potencial.....	75
Tabela B-0-5 – Tensão – Carga Média Norte Seco – Plano de Geração Potencial	77
Tabela B-0-6 – Fluxo – Carga Média Norte Seco – Plano de Geração Potencial.....	77

1 INTRODUÇÃO E OBJETIVO

1.1 Considerações Iniciais

Nos últimos leilões de energia (ACR), tem-se observado uma forte presença de projetos fotovoltaicos candidatos no estado de São Paulo, com destaque para a região Noroeste, que vem apresentando a maior concentração desses projetos. Em razão desse montante significativo de usinas fotovoltaicas cadastradas, as notas técnicas “Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração”, elaboradas pelo ONS, têm indicado margens de escoamento de energia insuficientes para todo o potencial cadastrado.

A Tabela 1-1 apresenta um breve histórico da participação das usinas fotovoltaicas nos leilões de energia, com foco na região Noroeste do estado de São Paulo.

Tabela 1-1 – Histórico de participação das usinas fotovoltaicas no ACR – Região Noroeste de São Paulo

LEILÃO	NÚMERO DE PROJETOS CADASTRADOS	OFERTA DE POTÊNCIA INSTALADA (MW)	NÚMERO DE PROJETOS CONTRATADOS	POTÊNCIA INSTALADA CONTRATADA (MW)	DATA DE ENTRADA EM OPERAÇÃO
2º LER/2015	46	1293,2	1	5,0	01/11/2018
2º LER/2016	44	1327,6	-	-	LEILÃO CANCELADO
A-4/2017	35	1033,3	3	75,0	01/01/2021
A-4/2018	32	958,3	LEILÃO A SER REALIZADO		01/01/2022
		TOTAL	4	80	-

Embora as contratações ainda não tenham sido representativas, há uma expectativa de aumento da competitividade para esse tipo de fonte, podendo acarretar em maiores montantes contratados nos próximos leilões e, conseqüentemente, atingir rapidamente os limites de escoamento atualmente calculados. Como exemplo, a Tabela 1-2 aponta os valores de capacidades remanescentes calculados para o sistema da região em questão, referentes ao leilão A-4/2017, onde nota-se um limite de área bastante restrito se comparado ao somatório das capacidades disponíveis por barramento.

Tabela 1-2 – Capacidade Remanescente – Leilão A-4/2017 –Barramentos da região Noroeste de SP

		CAPACIDADE REMANESCENTE PARA O LEILÃO (MW)		
BARRAMENTO CANDIDATO	TENSÃO (kV)	BARRAMENTO	SUBÁREA	ÁREA
Água Vermelha (AGV)	138	≤ 100	AGV + AGV_VOT + JAL_VOT ≤ 202	AGV + AGV_VOT + JAL_VOT + TRI 138 + TRI_JUP ≤ 382
Sec. LT Agua Vermelha – Votuporanga II C1 e C2 (AGV_VOT)	138	≤ 130		
Sec. LT Jales – Votuporanga C1 e C2 (JAL_VOT)	138	≤ 110		
Três Irmãos (TRI)	138 ⁽¹⁾	≤ 400	TRI 138 + TRI_JUP ≤ 180	
Sec. LT Três Irmãos – Jupia C1 e C2 (TRI_JUP)	138 ⁽¹⁾	≤ 180		
TOTAL		920		

(1) A capacidade remanescente de escoamento foi limitada para evitar problema de superação de equipamentos por correntes curto-circuito.

Conforme pode ser observado na Tabela 1-2, devido às restrições de subárea/área, não seria possível contratar toda a capacidade disponível nos barramentos com candidatos cadastrados, o que representa uma restrição de 538 MW, calculada pela diferença entre o total de capacidade por barramento (920 MW) e o limite total da área (382 MW).

Cabe destacar que além das usinas fotovoltaicas, essa região também possui um potencial de geração adicional de usinas térmicas a biomassa, podendo estar relacionado tanto à instalação de novas plantas, quanto à expansão de usinas existentes.

Observando as condições atuais do sistema da região Noroeste do estado de São Paulo, destaca-se a existência de grandes usinas hidrelétricas (bacias dos rios Grande, Paraná e Tietê) conectadas nos pontos de fronteira e de Rede Básica, além de uma significativa quantidade de térmicas a biomassa conectadas na rede DIT e de distribuição local.

No que diz respeito ao atendimento à carga, o sistema dessa região apresenta alguns problemas pontuais, com destaque para o cenário onde há a combinação da entressafra das usinas térmicas à biomassa com uma situação de baixa disponibilidade de geração hidráulica nas usinas da região. Diante disso, espera-se que a introdução de novos montantes de geração com características de intermitência e de sazonalidade possam agravar esses problemas, o que torna imprescindível a identificação e recomendação de reforços que não só possibilitem a ampliação da margem de contratação de novos projetos de geração, mas que também permitam o adequado atendimento ao mercado local, em conformidade com os critérios de planejamento vigentes.

1.2 Objetivos Gerais

O objetivo deste estudo é de identificar e recomendar obras para permitir o escoamento do potencial de usinas fotovoltaicas e de térmicas a biomassa, assim como solucionar problemas elétricos para o atendimento da demanda nos diferentes cenários associados às características sazonais das usinas conectadas nesse sistema.

1.3 Abordagem Adotada

As análises foram realizadas de acordo com as etapas a seguir:

- Identificação e levantamento dos empreendimentos de geração fotovoltaica/biomassa contratados e cadastrados nos últimos leilões de energia, focando na região Noroeste do estado de São Paulo, com o intuito de identificar o potencial de contratação em termos quantitativos e locacionais;
- Preparação dos casos de análise em conformidade com as premissas definidas no item 4, com destaque para aquelas relacionadas aos montantes de geração utilizados, apresentadas em detalhes no item 4.4;
- Definição e análise de alternativas;
- Realização de consultas de disponibilidade física de expansão em subestações existentes; e
- Definição da alternativa vencedora, em conformidade com o critério de mínimo custo global, buscando-se classificar as obras recomendadas em dois grupos, sendo o primeiro para aquelas classificadas como determinativas (recomendação de outorga imediata) e o segundo associado às obras classificadas como indicativas, ou seja, obras que podem necessitar de reavaliação, a depender dos resultados dos leilões de energia e da evolução do mercado local.

2 CONCLUSÕES

Neste estudo foram analisadas alternativas viáveis que pudessem propiciar a expansão prospectiva do sistema elétrico da região Noroeste do Estado de São Paulo para dotá-lo de margem suficiente para conexão do potencial cadastrado de usinas fotovoltaicas e biomassa, além de atender ao mercado local com os critérios atuais de planejamento.

De forma resumida, foi concebido um total de sete alternativas para a região, sendo uma priorizando reforços em subestações e linhas de transmissão existentes e outras seis propondo, ao menos, um novo ponto de fronteira entre Rede Básica e DIT.

Dentre todas as alternativas estudadas, a mais vantajosa, do ponto de vista técnico e econômico, é a que define basicamente ampliações e reforços na rede existente, sendo complementada com a recomendação da nova LT 440 kV Três Irmãos – Ilha Solteira C2. As obras de Rede Básica, Rede Básica de Fronteira e DIT a serem executadas no curto prazo (2022) estão indicadas nas Tabela 3-1 e Tabela 3-2.

O programa de obras indicado exigirá investimentos totais, até o final do horizonte do estudo, da ordem de R\$ 554,1 milhões, sendo R\$ 276,7 milhões referentes às obras classificadas como determinativas e que necessitam de outorga imediata. O restante, que corresponde a R\$ 277,4 milhões, refere-se às obras indicativas, que estarão sujeitas a constantes reavaliações, podendo sofrer mudanças pontuais de escopo ou mesmo de data de necessidade em função dos resultados dos leilões de energia.

Dando um enfoque nas obras indicativas das subestações de Três Irmãos, Jupia e Marechal Rondon, é possível identificar que a geração potencial cadastrada no sistema 138 kV excede a carga dessa região, resultando em uma necessidade de ampliação nas transformações de fronteira por conta de elevados fluxos no sentido do 138 kV para o 440 kV. Nota-se, nesses casos, que devido ao esgotamento da rede de 138 kV, bem como das transformações de fronteira, torna-se sugestivo que a conexão de novas usinas e/ou grupos de usinas possa ocorrer diretamente na Rede Básica, onde a margem será garantidamente maior, sem necessariamente demandar novos reforços ou ampliações no sistema de transmissão.

3 RECOMENDAÇÕES

Por se tratar de um estudo prospectivo, algumas das obras identificadas nas análises das alternativas somente são justificadas com a entrada de algum empreendimento em específico ou com a contratação de elevados montantes de geração. Sendo assim, buscou-se classificar o conjunto de obras recomendadas em dois grupos:

- i) obras determinativas, que não dependem de projetos de geração em específico e que propiciam o aumento da margem de contratação da área e o atendimento ao mercado local; e
- ii) obras indicativas, com maior dependência da evolução da oferta de energia na região, ou mesmo do mercado local, que podem ser ratificadas ou alteradas em futuras reavaliações.

No que diz respeito às obras classificadas como determinativas, ou seja, aquelas que necessitam de outorga imediata, a data de necessidade considerada é o ano de 2022. Já com relação às obras classificadas como indicativas, a data de necessidade referencial é o ano de 2024, podendo ser antecipada ou postergada, a depender dos novos diagnósticos da rede.

A seguir, são apresentados os conjuntos de obras referentes à Alternativa 1, que é a recomendada pelo presente estudo.

3.1 Obras Determinativas

Esse conjunto de obras tem como objetivo atender à demanda, acomodar as gerações existentes ou já contratadas e permitir um aumento na margem de escoamento da região. Nesse sentido, essas obras são recomendadas para o primeiro ano do horizonte (2022) e devem ter o processo de outorga iniciado no menor prazo possível. O detalhamento destas obras encontra-se na Tabela 3-1 e Tabela 3-2.

Tabela 3-1 – Programa de obras determinativas de Rede Básica e Rede de Fronteira

Obra	Justificativa
SE 500/440/138 kV Água Vermelha ➤ 2º banco de transformadores 440/138 kV de 300 MVA (3 + 1 x 100 MVA 1Φ)	Atendimento ao mercado e aumento da margem de área
LT 440 kV Três Irmãos – Ilha Solteira C2 ➤ Circuito simples, 4x636 MCM, 38 km, com capacidade de 2030/2448 MVA	Atendimento ao mercado e aumento da margem de área

Tabela 3-2 – Programa de obras determinativas em DIT

Obra	Justificativa
LT 138 kV Água Vermelha – Boa Hora ➤ Reconstruir CD 1x795 MCM, 7 km, ampliando a capacidade da LT para 249/293 MVA	Escoamento de geração contratada e aumento da margem de área
LT 138 kV Jales – Boa Hora* ➤ Recapacitar CD 1x336,4 MCM, 47,7 km, ampliando a capacidade para 139/163 MVA	Escoamento de geração contratada e aumento da margem de área
LT 138 kV São José do Rio Preto – Catanduva II ➤ Reconstruir CD 1x636 MCM, 49,3 km, ampliando a capacidade de toda a LT para 206/242 MVA**	Atendimento ao mercado e aumento da margem de área
LT 138 kV São José do Rio Preto – Mirassol II ➤ Reconstruir trecho SJRP – Primavera CD 1x636 MCM, 6 km ampliando a capacidade de toda a LT para 206/242 MVA	Atendimento ao mercado e aumento da margem de área
LT 138 kV Água Vermelha – Votuporanga II ➤ Substituir equipamentos terminais nas duas subestações, liberando a capacidade da LT para 206/242 MVA	Escoamento de geração contratada e aumento da margem de área
SE 138 kV Catanduva ➤ Instalar 1º banco de capacitores, 1x30 Mvar 3Φ	Atendimento ao mercado

*. Recomenda-se que a CTEEP avalie a viabilidade de recondução com o uso de cabo especial.

** O trecho Vila Ventura – São José do Rio Preto já havia sido recomendado em estudo anterior como recapacitação. Recomenda-se a alteração do escopo da obra para reconstrução de toda a LT 138 kV São José do Rio Preto – Catanduva II.

A Tabela 3-3 a seguir apresenta os montantes de geração considerados, por ponto de conexão, para a definição do conjunto de obras determinativas. O detalhamento das premissas de despacho adotadas encontra-se no item 4.4.

Tabela 3-3 – Montantes de geração considerados para definição das obras determinativas

Ponto de conexão (138 kV)	Montante Considerado (MW)	Tipo	Total (MW)
Secc. LT Água Vermelha – Jales	70	UFV	615
Secc. LT Água Vermelha – Votuporanga II	90		
Secc. LT Jales – Votuporanga II	75		
SE Três Irmãos	310		
Secc. LT Três Irmãos – Jupia	70		
Secc. LT Água Vermelha – Jales (Ouroeste)	91	BIOMASSA	261
Secc. LT Nova Avanhandava – SJRP (Coplasa)	30		
LT Três Lagoas - Ilha Solteira (Eldorado)	140		

Como pode ser observado, esse conjunto de obras permite a contratação de um montante total de 876 MW, o que representa um acréscimo de cerca de 500 MW na capacidade de escoamento da área, se comparado com a margem calculada para o leilão A-4 /2017 (382 MW), vide Tabela 1-2.

3.2 Obras Indicativas

As obras contidas nessa seção dependem da evolução da oferta de energia na região. A Tabela 3-4 apresenta a relação das obras, cuja data de necessidade referencial é o ano de 2024. Cabe destacar que algumas dessas obras requerem análises mais detalhadas associadas à viabilidade física de implantação.

Tabela 3-4 – Programa de obras indicativas

Obra	Pontos de conexão associados
SE 440/138 kV Marechal Rondon ➤ 3º banco de transformadores 440/138 kV de 300/360 MVA	<ul style="list-style-type: none"> ➤ SE Ilha Solteira ➤ SE Três Irmãos ➤ Secc. LT Três Irmãos – Jupia ➤ Secc. LT Três Lagoas – Ilha Solteira
SE 440/138 kV Jupia* ➤ Substituir o banco de transformadores 440/138 kV por um banco de transformadores de 500/600 MVA	
SE 440/138 kV Três Irmãos ➤ 3º banco de transformadores 440/138 kV de 300/360 MVA	
LT 138 kV Votuporanga II – UFV* ➤ Reconstruir CD 1x636 MCM, com capacidade de 206/242 MVA	➤ Secc. LT Jales – Votuporanga II
LT 138 kV Votuporanga II - Mirassol II* ➤ Construir CD 1x636 MCM, 65 km, com capacidade de 206/242 MVA	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Secc. LT Água Vermelha – Jales ➤ Secc. LT Água Vermelha – Votuporanga II ➤ Secc. LT Jales – Votuporanga II
LT 138 kV Jales – Votuporanga II* ➤ Recapacitar trecho Jales – Fernandópolis, 31,6 km, ampliando a capacidade do trecho da LT para 139/163 MVA	➤ Secc. LT Água Vermelha – Jales
LT 138 kV UTE Ouroeste** – Boa Hora* ➤ Construir C3, 1x636 MCM, com capacidade de 206/242 MVA	➤ Secc. LT Água Vermelha – Jales
LT 440 kV Araraquara – Mirassol II* ➤ Substituir equipamentos terminais em Araraquara, liberando a capacidade da LT de 2030/2088 MVA	Obra de característica sistêmica.
SE 138 kV Catanduva Instalar 2º banco de capacitores, 1x30 Mvar 3Φ	Obra de característica sistêmica.

* Requer análise detalhada de viabilidade física de implantação.

** UTE Ouroeste – foi considerada referencialmente com capacidade total instalada de 91 MW e seccionamento duplo na LT 138 kV.

A Tabela 3-5 a seguir apresenta os montantes de geração considerados, por ponto de conexão, para a definição do conjunto de obras indicativas. O detalhamento das premissas de despacho adotadas encontra-se no item 4.4.

Tabela 3-5 – Montantes de geração considerados para definição das obras indicativas

Ponto de conexão (138 kV)	Montante Considerado (MW)	Tipo	Total
Secc. LT Água Vermelha – Jales	150	UFV	1.320
Secc. LT Água Vermelha – Votuporanga II	90		
Secc. LT Jales – Votuporanga II	170		
SE Ilha Solteira	150		
SE Três Irmãos	510		
Secc. LT Três Irmãos – Jupia	250		
Secc. LT Água Vermelha – Jales	91	UTE	261
Secc. LT Nova Avanhandava - SJRP	30		
LT Três Lagoas - Ilha Solteira	140		

O montante total considerado corresponde a 1.581 MW, o que condiz com todo potencial de usinas fotovoltaicas e biomassa identificado até o momento. Considerando que esse potencial pode não se concretizar exatamente da forma como foi definida neste estudo, principalmente em termos locais, esse conjunto de obras deverá passar por constantes reavaliações na medida em que ocorrerem os próximos leilões de energia, podendo sofrer mudanças pontuais de escopo ou mesmo de data de necessidade.

Importante destacar que os relatórios de viabilidade física de expansão das instalações existentes impactadas pelos reforços propostos encontram-se no Anexo D, com destaque para as seguintes adequações (Tabela 3-6) que serão necessárias em subestações de propriedade da ISA-CTEEP.

Tabela 3-6 – Destaques das adequações necessárias

Subestação	Adequação
Água Vermelha 500/440/138 kV	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Instalação de cabo isolado 138 kV para a conexão do setor 138 kV com o novo banco de transformadores. ➤ Ampliação de área energizada acarretará em intervenção em APP. ➤ Utilizar transformadores com dimensões reduzidas por conta do espaço. ➤ Impossibilidade de compartilhar a atual fase reserva.
Catanduva 138 kV	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Utilizar módulos de conexão dos bancos de capacitores do tipo barra dupla 03 chaves, sem seccionador de <i>by-pass</i>.

4 PREMISSAS E CRITÉRIOS

4.1 Critérios Básicos

O presente estudo foi elaborado em conformidade com os critérios usuais de planejamento definidos no documento CCPE – Volume II “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão” [1]. Quando aplicável, foram respeitados ainda os requisitos do submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS [2] e dos Procedimentos de Distribuição/resoluções específicas da ANEEL.

4.2 Casos de Trabalho

Foram adotados os casos de trabalho do Plano Decenal da Transmissão 2026, atualização de 25 de agosto de 2017. O horizonte do estudo foi o período entre 2022 e 2026.

4.3 Mercado

As projeções de demanda consideradas foram aquelas referentes ao Plano Decenal da Transmissão 2026.

4.4 Plano de Geração

Por se tratar de estudo de expansão da rede com vistas ao escoamento de projetos prospectivos de energia fotovoltaica e biomassa, faz-se necessária a definição de premissas quanto à potência instalada a ser considerada no período de análise, bem como a localização dos possíveis pontos de conexão desses projetos.

Até o momento, a contratação de fonte fotovoltaica na região Noroeste do estado de São Paulo ainda se mostrou reduzida, sendo um total de quatro projetos contratados, perfazendo uma capacidade instalada de 80 MW (Tabela 1-1). No entanto, a expectativa é que com a evolução tecnológica e decorrente queda dos preços de produção das placas solares – tendência que inclusive vem sendo observada consistentemente – a fonte fotovoltaica venha a ampliar a participação e, conseqüentemente, perfaça uma maior contratação nos próximos leilões de energia nova.

Diante das incertezas associadas ao montante de geração a ser contratado, bem como aos aspectos locais de conexão, adotou-se como premissa um escabamento de contratação de energia, com base nos cadastros dos últimos leilões, sendo um primeiro montante, previsto para

2022, associado a uma expectativa de contratação condicionada à margem por barramento calculada nos leilões anteriores, e um segundo montante, previsto para 2024, representando uma contratação de todo o potencial identificado.

Com relação ao montante considerado para o ano de 2022, o mesmo foi definido com base nas informações do 2º LER/2016 que, apesar de ter sido cancelado, foi o que apresentou a maior potência instalada cadastrada, bem como a maior diversidade de pontos de conexão candidatos. Como ponto de partida para as análises, primeiramente adotou-se o menor valor, por ponto de conexão, entre a margem calculada e a potência cadastrada, sendo, em seguida, elencadas as obras necessárias para solucionar os problemas sistêmicos detectados. Esse conjunto de obras de caráter sistêmico passa então a ser classificado como determinativo. Nas situações onde seriam necessárias obras específicas para permitir o pleno despacho de determinado projeto cadastrado, o valor do despacho foi reduzido até que o problema detectado fosse sanado.

A Tabela 4-1 apresenta os montantes de geração considerados para o ano de 2022, apontando as devidas justificativas para cada valor adotado.

Tabela 4-1 – Montante de geração fotovoltaica considerado para o ano de 2022

Ponto de conexão (138 kV)	Fonte	Montante Cadastrado (MW)	Margem Calculada (MW)	Montante Considerado Ano 2022 (MW)	Justificativa
Secc. LT Água Vermelha – Jales*	UFV	150	≤ 70	75	Utilizado o montante referente à UFV Boa Hora*.
Secc. LT Água Vermelha – Votuporanga II		90	≤ 140	90	Utilizado o montante cadastrado.
Secc. LT Jales – Votuporanga II		117,6	≤ 110	75	Utilizado o maior valor despachável sem demandar reforço de transmissão específico.
SE Três Irmãos		510	≤ 310	310	Utilizado o limite do barramento.
Secc. LT Três Irmãos – Jupia		250	≤ 310	70	Utilizado o maior valor despachável sem demandar reforço de transmissão específico.

*. As UFVs Boa Hora 1, 2 e 3 negociadas no 2º LER/2015 recentemente obtiveram da ANEEL autorização (DSP 3679, 3680, 3681) para trocar a localização do empreendimento de Tacaimbó-PE para Ouroeste-SP, com conexão prevista em nov/2018 no ponto de seccionamento dos dois circuitos da LT 138 kV Água Vermelha – Jales.

Adicionalmente, foram considerados nas análises do ano 2022 montantes de térmicas à biomassa vinculados a projetos com histórico de registros de consultas de acesso realizadas junto às distribuidoras locais. Os valores considerados, por ponto de conexão, são mostrados na tabela a seguir.

Tabela 4-2 – Montante de geração à biomassa considerado para o ano de 2022

Ponto de conexão (138 kV)	Fonte	Montante Considerado (MW)
Secc. LT Água Vermelha – Jales (Ouroeste)	BIOMASSA	91
Secc. LT Nova Avanhandava – SJRP (Coplasa)*		30
LT Três Lagoas - Ilha Solteira (Eldorado)		140

*. Registro de cadastro no LFA de 2015.

No que diz respeito ao montante de geração considerado para o ano de 2024, esse valor representa todo o potencial de geração identificado para a região, adotando-se, como referência, os dados de cadastro do 2º LER/2016. Os valores utilizados são mostrados na Tabela 4-3.

Tabela 4-3 – Montante de geração fotovoltaica considerado para o ano de 2024

Ponto de conexão (138 kV)	Montante Considerado (MW)	Tipo	Total
Secc. LT Água Vermelha – Jales	150	UFV	1.320
Secc. LT Água Vermelha – Votuporanga II	90		
Secc. LT Jales – Votuporanga II	170		
SE Ilha Solteira	150		
SE Três Irmãos	510		
Secc. LT Três Irmãos – Jupia	250		

Assim como no ano 2022, para o ano de 2024 também foram considerados os projetos de biomassa apresentados na Tabela 4-2.

4.5 Cenários

Serão avaliadas somente as condições de intercâmbio, carga e geração mais críticas para o sistema da região de interesse. Nesse sentido, foram preparados três cenários:

- **Cenário 1:** carga pesada, período de entressafra biomassa, despacho reduzido nas UHE dos Rios Pardo e Tietê (35%), demais UHE do Sudeste/Centro-Oeste com despacho elevado (>60%) e UFV com despacho nulo;
- **Cenário 2:** carga média, período de entressafra biomassa, despacho reduzido nas UHE do Pardo e Tietê (35%), demais UHE do Sudeste/Centro-Oeste com despacho elevado (>60%) e UFV no máximo (100%); e
- **Cenário 3:** carga média, período de safra biomassa, UHE do Sudeste/Centro-Oeste com despacho elevado (>60%) e UFV no máximo (100%).

Para a definição dos fatores de capacidade das usinas fotovoltaicas, tomou-se como base a curva típica de geração horária desse tipo de usina, Figura 4-1, onde pode ser observado que o fator de capacidade pode ultrapassar 90% em uma quantidade expressiva de dias, sempre próximo ao meio dia, o que coincide com a faixa horária do patamar de carga média. Já no período noturno, cujo fator de capacidade é nulo, a coincidência é com as faixas horárias dos patamares de carga pesada e leve.

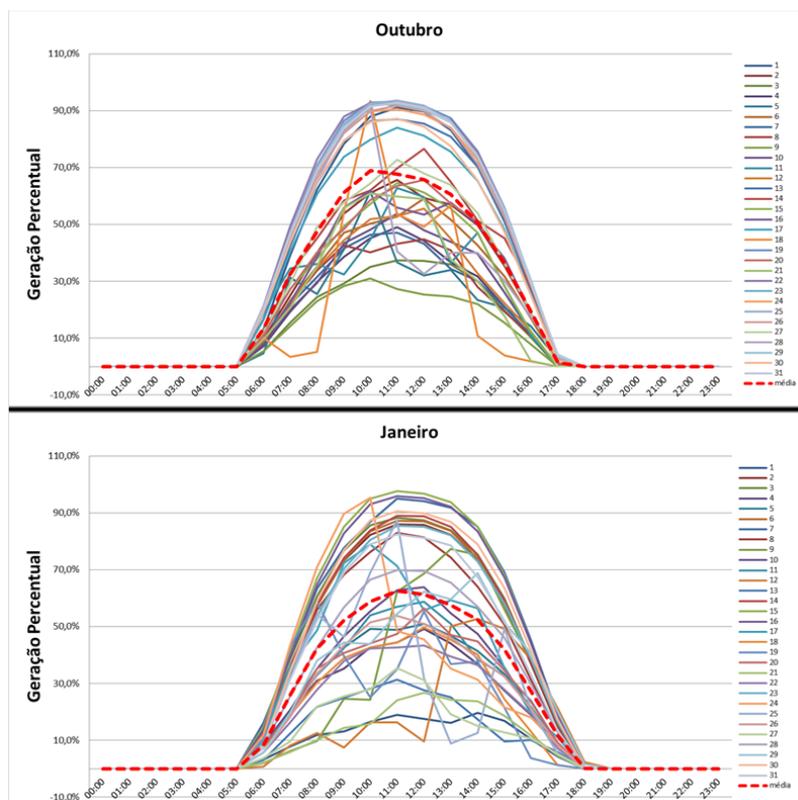


Figura 4-1 – Geração média horária de usina fotovoltaica típica - outubro e janeiro

Dessa forma, para o patamar de carga média foi considerado um fator de capacidade de 100% (critério conservador) e para os patamares de carga pesada e leve foi adotado um fator de capacidade nulo.

O cenário 1 é o que apresenta as piores condições para o atendimento à carga da região, que é a condição onde tem a menor disponibilidade de geração no sistema local, combinada com os montantes de carga adicionais associados à entressafra das usinas à biomassa. Neste cenário o sistema DIT 138 kV passa a ser fortemente dependente dos pontos de fronteira com a Rede Básica, ocasionando elevados fluxos nas transformações de fronteira, principalmente no TR 440/138 kV da SE Água Vermelha. Além desses elevados carregamentos, também são detectados afundamentos de tensão na rede 138 kV em situações de contingência. A Tabela 4-4 apresenta os valores de despacho considerados para as usinas dos rios Pardo e Tietê (35%).

Tabela 4-4 – UHE do Pardo e Tietê – Despacho reduzido (35%)

Usina Hidrelétrica (UHE)	Potência Despachada (MW)
Barra Bonita	49
Bariri	32
Ibitinga	46
Promissão	92
Nova Avanhandava	116
Três Irmãos	282,6
Caconde	28
Euclides da Cunha	38
Limoeiro	11,2

O cenário 2 considera o pleno despacho das usinas fotovoltaicas, cujos montantes estão em conformidade com premissas apontadas no item 4.4, coincidente com a entressafra das usinas a biomassa. Nessa situação, os fluxos nas transformações de fronteira tendem a ser invertidos, orientados do 138 kV para o 440 kV, com elevado carregamento em algumas linhas de 138 kV devido ao comportamento de carga das usinas a biomassa na entressafra.

Com relação ao cenário 3, essa é a condição de maior disponibilidade de geração na rede de 138 kV, com a coincidência de elevados despachos nas usinas hidrelétricas, biomassa (safra) e fotovoltaica. Com isso, identifica-se uma intensificação dos fluxos nas transformações de fronteira no sentido do 138 kV para o 440 kV, além de sobrecargas na DIT devido ao elevado excedente de geração despachada nessa rede.

4.6 Limites Operativos

4.6.1 Tensão

Como critério de análise do perfil de tensão, admitiu-se que os barramentos de carga da Rede Básica não deveriam exceder as faixas estabelecidas nos Procedimentos de Rede para classificação adequada, conforme apresentadas na Tabela 4-5.

Tabela 4-5 – Limites operativos de tensão

Limites de Tensão				
Tensão	Condição Normal		Condição de Emergência	
	min	max	min	max
kV				
≤138	0,950	1,050	0,900	1,050
230	0,950	1,050	0,900	1,050
345	0,950	1,050	0,900	1,050
440	0,950	1,046	0,900	1,046
500	1,000	1,100	0,950	1,100
525	0,950	1,050	0,950	1,050
765	0,900	1,046	0,900	1,046

4.6.2 Carregamento

Para as linhas de transmissão existentes na Rede Básica, foram utilizados, em regime normal e de emergências, os limites de carregamentos constantes do Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST). Para as linhas da rede de distribuição, foram observados os limites usuais utilizados pelo planejamento e operação da empresa.

Para os transformadores existentes, foram utilizados os limites de curta e longa duração informados pelas empresas proprietárias dos equipamentos no CPST. No caso de transformadores novos, foi considerada a capacidade operativa de curta duração (4 horas) correspondente a 120% da capacidade nominal do equipamento.

4.6.3 Fator de Potência

Na fronteira com a Rede Básica, foi considerado um fator de potência mínimo de 0,95 para os pontos de 138 kV.

4.7 Parâmetros Econômicos

Para o custeamento das novas instalações, foram utilizados os preços referenciais da ANEEL de 06/2016 [3]. Salienta-se que esses valores são de referência, compostos por custos médios de mercado e utilizados apenas para comparação de alternativas em estudos de planejamento, não servindo como base para orçamentos executivos do empreendimento.

Foram considerados ainda:

- Custo marginal de expansão (custos das perdas): R\$ 217/MWh;
- Taxa de desconto: 8% a.a.;

- Ano de referência: 2017;
- Tempo de vida útil das instalações: 30 anos;
- Ano horizonte: 2026; e
- Empate entre alternativas: diferença de custos inferior a 5 % (requer análises adicionais).

Para o cálculo dos custos das perdas foram considerados os três patamares de carga e os intercâmbios Norte Úmido e Norte Seco do PDE 2026, sendo adicionados, no patamar de carga média, os montantes de geração fotovoltaica descritos no item 4.4.

4.8 Classificação do Horizonte das Obras

Foram consideradas como determinativas as obras definidas dentro do horizonte do Programa de Expansão da Transmissão (PET) em produção à época do término do estudo. As demais obras foram definidas como indicativas, e serão incorporadas ao Programa de Expansão de Longo Prazo (PELP).

Cumprir notar que tanto as obras determinativas quanto as indicativas fazem parte das recomendações do estudo, contudo, as obras indicativas poderão ser reavaliadas nos ciclos de planejamento subsequentes. Por outro lado, caso não sejam vislumbrados novos problemas que justifiquem análises adicionais para a região envolvida, essas obras se tornarão determinativas à medida que o horizonte do PET for incrementado.

5 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA

5.1 Sistema Elétrico de Interesse

A Rede Básica na região Noroeste de São Paulo é composta por linhas de 440 kV que interligam as usinas hidrelétricas das bacias do Paraná, Grande e Tietê aos principais centros de carga do estado, além de duas linhas de 500 kV que chegam na SE Água Vermelha oriundas do sistema da área Minas Gerais. O atendimento à carga da região é feito por DIT, em 138 kV, que são supridas por transformações de fronteira em 440/138 kV.

Os pontos de fronteira com a rede DIT 138 kV são as subestações de Três Irmãos, Jupia, Marechal Rondon, Mirassol II e Água Vermelha, sendo essa última suprida por uma transformação 500/440 kV (3 x 750 MVA). Dentre essas subestações, apenas a SE Mirassol II não está próxima a uma UHE. Há, ainda, a previsão para entrar em operação no ano de 2021 a nova SE Baguaçu 440/138 kV (2 x 300 MVA) [4], já licitada, que seccionará a LT 440 kV Ilha Solteira – Bauru.

Ainda no sistema de 440 kV, mas sem conexão com o 138 kV, existe a subestação de Ilha Solteira, onde se encontra a UHE com a maior capacidade instalada da região. Essa SE possui ligação com a SE Ilha Solteira II, que faz acoplamento com o sistema 230 kV dimensionado para escoar os excedentes de geração à biomassa contratados no estado do Mato Grosso do Sul.

O sistema DIT de 138 kV é composto pelas subestações de Ilha Solteira, Jales, Votuporanga II, São José do Rio Preto, Catanduva e Nova Avanhandava, além das subestações de fronteira anteriormente mencionadas. Conectados a esse sistema estão as cargas das distribuidoras CPFL e ELEKTRO e grande parte das usinas hidrelétricas e a biomassa.

O sistema da região pode ser visto em mais detalhes na Figura 5-1.

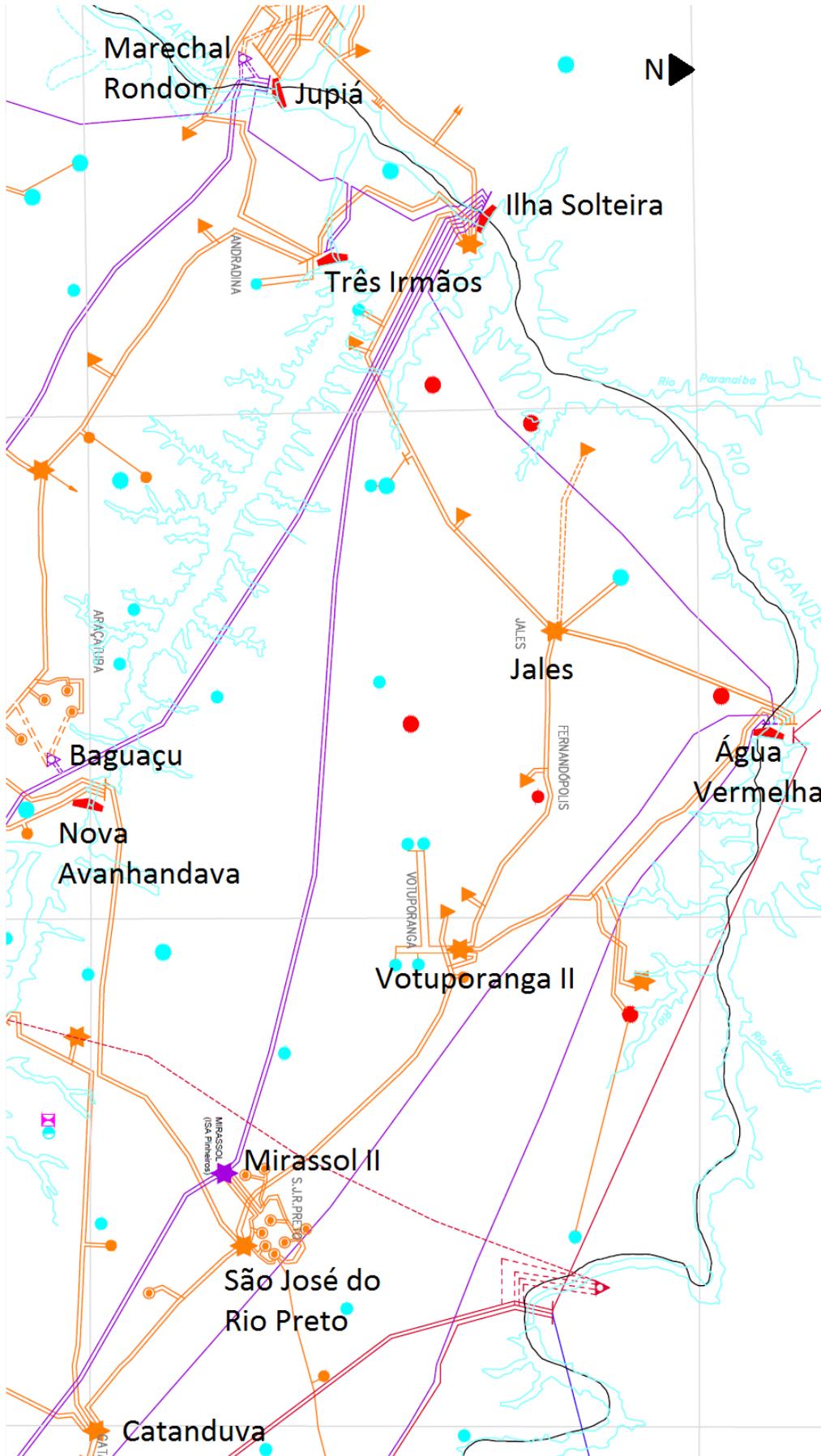


Figura 5-1 – Sistema elétrico de interesse.

5.2 Desempenho Elétrico da Rede

Nesta sessão serão apresentadas apenas as violações mais severas detectadas em cada um dos cenários analisados.

Com o intuito de facilitar as análises, foram criados pontos de conexão na rede de 138 kV, compatíveis com os pontos onde foram identificados os potenciais de geração fotovoltaica e biomassa, sendo doravante denominados conforme a Tabela 5-1. A Figura 5-2 mostra o diagrama com a representação desses pontos de conexão.

Tabela 5-1 – Subestações adicionadas nos casos para representar os pontos de conexão.

Ponto de conexão (138 kV)	Nome da barra
Secc. LT Água Vermelha – Jales	UTE A e UFV Boa Hora
Secc. LT Jales – Votuporanga II	UFV B
Secc. LT Água Vermelha – Votuporanga II	UFV C
Secc. LT Nova Avanhandava - SJRP	UTE D

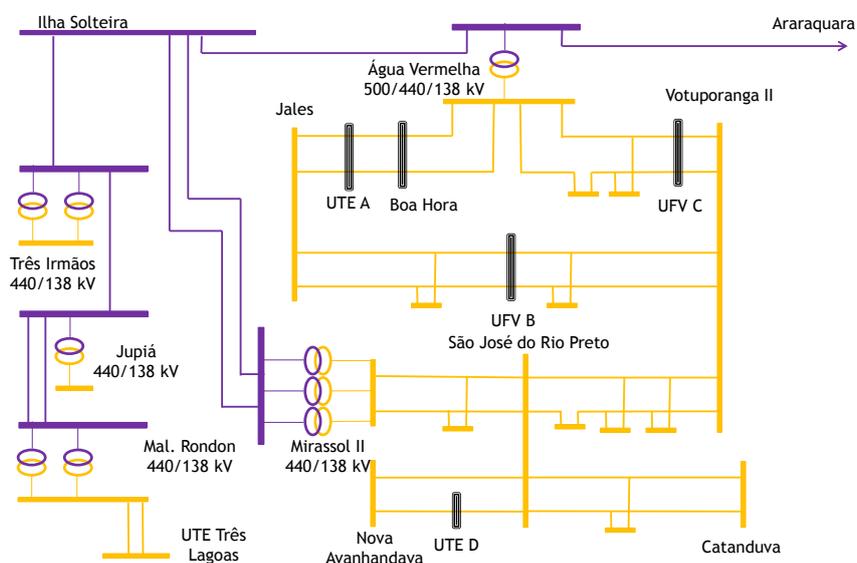


Figura 5-2 – Representação dos pontos de conexão por meio de seccionamentos

Além desses pontos de conexão, também foi considerado o ponto de conexão referente ao seccionamento da LT 138 kV Três Irmãos – Jupia representado pela SE Castilho, que teve sua conexão alterada para o seccionamento dos dois circuitos.

5.2.1 Cenário 1 (pesada, entressafra biomassa, UHE do Pardo/Tietê com 35% e UFV com despacho nulo)

Condição Normal

Neste cenário, com a redução da geração conectada no sistema 138 kV, o atendimento à carga fica mais dependente das fronteiras com a Rede Básica e alguns problemas já são identificados em condição normal, como no caso da SE Catanduva 138 kV, que apresenta problema de subtensão em regime normal a partir de 2024 (Tabela 5-2). Também pode ser observado um elevado carregamento na transformação 440/138 kV da SE Água Vermelha, que é dotada de apenas um transformador, sendo muito próximo ao limite de longa duração (Tabela 5-3).

Tabela 5-2 - Diagnóstico – Desempenho do sistema em condição normal – Cenário 1 – Tensão

CONTINGÊNCIA	SUBESTAÇÃO	2022	2024	2025	2026
Condição Normal	CATAN2-SP138	95,2%	94,7%	94,5%	94,1%

Tabela 5-3 - Diagnóstico – Desempenho do sistema em condição normal – Cenário 1 – Fluxo

CONTINGÊNCIA	LINHAS/TRAFOS	NC/LIM	2022	2024	2025	2026
		NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
Condição Normal	ATR 440/138 kV Água Vermelha	1	-283 19	-275 13	-288 12	-296 9
		300	94%	91%	95%	98%

Condição de Emergência

Na análise em condição de emergência, a falha mais crítica é a do transformador 440/138 kV da SE Água Vermelha. A falha desse transformador provoca afundamento de tensão na rede 138 kV, podendo atingir valores de tensão inferiores a 0,9 pu (Tabela 5-4).

No cenário de carga leve, de forma controversa, a contingência do transformador 440/138 kV da SE Água Vermelha provoca sobretensão na rede 138 kV, o que aponta uma grande sensibilidade quanto ao perfil de tensão do sistema diante dessa contingência. Este cenário não está explicitado neste relatório por ser menos severo e apresentar violações apenas nesta falha, mas foi considerado nas análises das alternativas.

No que diz respeito ao carregamento da rede de 138 kV, ao considerar a conexão da UFV Boa Hora por meio do seccionamento da LT 138 kV Água Vermelha – Jales, nota-se um fluxo elevado saindo de Água Vermelha na direção de Jales, que somado à injeção dessa usina resulta em sobrecarga na condição de contingência do trecho entre a UFV Boa Hora e a SE Jales (Tabela 5-5).

Tabela 5-4 – Diagnóstico – Desempenho do sistema na emergência – Cenário 1 – Tensão

CONTINGÊNCIA	SUBESTAÇÃO	2022	2024	2025	2026
ATR 440/138 kV Água Vermelha	AVERML-SP138	90,9%	89,6%	88,9%	87,9%
	GUARIR-SP138	92,1%	90,8%	90,1%	89,3%
	VOTUP2-SP138	92,5%	91,2%	90,6%	89,8%
	JALES--SP138	89,7%	88,3%	87,6%	86,7%
	VOT_FN-SP138	92,8%	91,6%	91,0%	90,2%
	VGENTI-SP138	91,6%	90,3%	89,6%	88,7%
	CARDOS-SP138	92,1%	90,8%	90,1%	89,3%
	AVERME-SP138	90,9%	89,6%	88,9%	87,9%
	UTE-A-SP138	90,6%	89,2%	88,5%	87,6%
	MOEMA--SP138	92,3%	91,0%	90,3%	89,4%
	VOT2-E-SP138	92,5%	91,2%	90,6%	89,8%
	VOTUP1-SP138	92,5%	91,2%	90,6%	89,7%
	VOTUP3-SP138	92,5%	91,2%	90,6%	89,8%
	FERNAN-SP138	89,6%	88,2%	87,5%	86,6%
	STA-FE-SP138	89,8%	88,4%	87,7%	86,8%
	JAL-EL-SP138	89,6%	88,3%	87,6%	86,7%
	JAL-SF-SP138	89,6%	88,3%	87,6%	86,6%
	PDOEST-SP138	90,5%	89,3%	88,6%	87,8%
	INTERL-SP138	95,4%	94,8%	94,4%	93,9%
	VPARAN-SP138	93,3%	92,3%	91,8%	91,1%
	TANABY-SP138	95,3%	94,5%	94,0%	93,5%
	VOTUP3-SP138	92,1%	90,8%	90,1%	89,3%
UFV-B--SP138	91,5%	90,2%	89,5%	88,7%	
UFV-C--SP138	92,2%	90,9%	90,2%	89,4%	
B.HORA-SP138	90,8%	89,5%	88,7%	87,8%	

Tabela 5-5 - Diagnóstico – Desempenho do sistema na emergência – Cenário 1 – Fluxo

CONTINGÊNCIA	LINHAS/ TRAFOS	NC/LIM	2022	2024	2025	2026
		NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
LT 138 kV Água Vermelha – Guariroba	AVERML-SP138	2	127 -5	124 -3	129 -2	132 -1
	CARDOS-SP138	136	93%	90%	93%	96%
LT 138 kV Jales – UTE A	JALES--SP138	2	-93 8	-90 5	-96 6	-98 6
	UTE-A-SP138	108	90%	88%	93%	95%
LT 138 kV UTE A - B.Hora	UTE-A-SP138	2	-116 6	-112 2	-118 2	-122 2
	B.HORA-SP138	108	108%	105%	111%	114%

5.2.2 Cenário 2 (média, entressafra biomassa, UHE do Pardo/Tietê com 35% e UFV no máximo)

Condição Normal

Nesse cenário onde apenas as usinas fotovoltaicas apresentam despacho elevado, o fluxo na rede 138 kV se distribui de forma diferente dos demais cenários, com carregamentos mais acentuados nas linhas que escoam a geração dessas usinas no sentido dos pontos de maior concentração de carga. Os destaques deste cenário, apresentados na Tabela 5-6, são as sobrecargas, em condição

normal, na LT 138 kV São José do Rio Preto – Catanduva (trecho entre Vila Ventura e Catanduva) e na LT 138 kV Votuporanga II – UFV B.

Tabela 5-6 - Diagnóstico – Desempenho do sistema em condição normal – Cenário 2 – Fluxo

CONTINGÊNCIA	LINHAS E TRAFOS	NC LIM.	2022	2024	2025	2026
			MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
Condição Normal	VVT-2Y-SP138	1	87 4	88 5	90 5	92 7
	CATAN2-SP138	80	111%	114%	116%	119%
	VOTUP2-SP138	1	-58 26	-85 28	-85 28	-86 28
	UFV-B--SP138	80	79%	111%	111%	113%

Condição de Emergência

Na emergência, ocorre sobrecarga na LT 138 kV Jales – Votuporanga II, especificamente nos trechos Votuporanga II - Votuporanga III, Votuporanga III - Valentim Gentil e Valentim Gentil - UFV B. Também são destacados os problemas de sobrecarga em emergência no circuito remanescente do trecho Votuporanga II - UFV C, no trecho Votuporanga I - Votuporanga II na falha de um dos circuitos da LT 138 kV São José do Rio Preto – Votuporanga II e, ainda, no trecho Vila Ventura – Catanduva na falha de um dos circuitos da LT 138 kV São José do Rio Preto - Catanduva. Esses problemas são mostrados na Tabela 5-7.

Tabela 5-7 - Diagnóstico – Desempenho do sistema na emergência – Cenário 2 – Fluxo

CONTINGÊNCIA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2022	2024	2025	2026
			MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
LT 138 kV Votuporanga II - UFV-B	VGENTI-SP138	2	-116 41	-166 40	-167 40	-168 41
	UFV-B--SP138	108	113%	156%	156%	158%
	VGENTI-SP138	2	109 -42	159 -41	159 -41	160 -42
	VOTUP3-SP138	108	107%	149%	150%	150%
	VOTUP2-SP138	2	-91 50	-137 54	-137 54	-137 54
LT 138 kV Votuporanga II - UFV-C	VOTUP3-SP138	108	95%	135%	135%	135%
	VOTUP2-SP138	2	-136 28	-127 26	-131 27	-134 27
LT 138 kV S.J.R. Preto – Votuporanga II	UFV-C--SP138	136	101%	95%	98%	100%
	VOTUP2-SP138	2	157 -6	182 -4	185 -4	187 -4
LT 138 kV Catanduva II - S.J. R. Preto	VOTUP1-SP138	163	94%	109%	110%	112%
	VVT-1Y-SP138	1	116 0	116 2	119 2	121 5
	CATAN2-SP138	108	111%	113%	116%	119%

5.2.3 Cenário 3 (média, safra da biomassa, UHE do Sudeste/Centro-Oeste com 95% e UFV no máximo)

Condição Normal

No cenário 3, ao combinar o despacho de usinas fotovoltaicas com o de usinas à biomassa, identificam-se carregamentos elevados em toda região de análise. Os maiores carregamentos na rede em 138 kV ocorrem nas proximidades das subestações de Água Vermelha, Votuporanga e São José do Rio Preto. De forma um pouco mais moderada, as transformações de Marechal Rondon, Jupia e Três Irmãos também ficam com carregamentos elevados.

A Tabela 5-8 mostra o problema de sobrecarga em condição normal na LT 138 kV Água Vermelha – Boa Hora, que pode se acentuar ainda mais com a entrada de todo o potencial de geração.

Tabela 5-8 - Diagnóstico – Desempenho do sistema em condição normal – Cenário 3 – Fluxo

CONTINGÊNCIA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2022		2024		2025		2026	
		NC LIM.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
			%	%	%	%	%	%		
Condição Normal	AVERML-SP138	1	-91	14	-143	15	-141	14	-140	15
	B.HORA-SP138	80	116%		181%		178%		178%	

Condição de Emergência

Nesse cenário, uma das contingências mais críticas é a da LT 440 kV Ilha Solteira – Três Irmãos C1, que resulta em afundamento de tensão no sistema de 440 kV.

Devido ao excedente de geração na rede 138 kV, a perda do transformador 440/138 kV de Água Vermelha resulta em sobretensão nas subestações próximas. Essa contingência também resulta em violações na LT 138 kV São José do Rio Preto – Votuporanga II, uma vez que o fluxo tende a se direcionar no sentido da SE Mirassol II, que é a transformação de fronteira mais próxima do ponto de maior concentração de carga. Cabe ressaltar que o contrário também poder ser observado, onde a falha de um dos circuitos da LT 138 kV São José do Rio Preto - Votuporanga II provoca sobrecarga na transformação 440/138 kV em Água Vermelha.

Outras violações de carregamento detectadas foram nas transformações 440/138 kV de Marechal Rondon, Jupia e Três Irmãos, em casos de contingência simples desses transformadores.

A Tabela 5-9 e a Tabela 5-10 apresentam os resultados dessas simulações.

Tabela 5-9 - Diagnóstico – Desempenho do sistema na emergência – Cenário 3 – Tensão

CONTINGÊNCIA	SUBESTAÇÃO	2022	2024	2025	2026
ATR 440/138 kV Água Vermelha	AVERML-SP138	108,0%	106,9%	106,8%	106,5%
	GUARIR-SP138	108,4%	106,2%	106,1%	105,9%
	MOEMA--SP138	109,7%	107,5%	107,4%	107,2%
	B.HORA-SP138	108,0%	107,1%	107,0%	106,8%

Tabela 5-10 - Diagnóstico – Desempenho do sistema na emergência – Cenário 3 – Fluxo

CONTINGÊNCIA	LINHAS E TRAFOS	NC LIM.	2022		2024		2025		2026	
			MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
			%		%		%		%	
ATR 440/138 kV Água Vermelha	SJRPRE-SP138	1	-180	80	-219	142	-218	140	-217	140
	VOTUP2-SP138	163	121%		163%		161%		161%	
	VOTUP2-SP138	2	147	2	193	0	193	0	193	-1
	VOTUP1-SP138	163	85%		114%		114%		114%	
	TANABY-SP138	2	164	-23	201	-41	199	-41	198	-41
ATR 440/138 kV Três Irmãos	SJRPRE-SP138	163	98%		127%		126%		125%	
	T.IRMA-SP138	2	288	20	444	49	441	47	447	41
ATR 440/138 kV Jupia	TIRMAO-SP440	360	80%		124%		123%		124%	
	MRONDO-MS440	1	-386	103	-428	130	-426	125	-450	147
ATR 440/138 kV Marechal Rondon	MRONDO-MS138	360	108%		122%		121%		129%	
	JUPI-A-SP138	1	412	-9	448	-21	450	-10	468	-21
	JUPIA--SP440	360	114%		124%		124%		130%	
	MRONDO-MS440	2	-409	97	-458	130	-455	118	-484	146
LT 138 kV S.J.R. Preto – Votuporanga II C1	MRONDO-MS138	360	114%		130%		128%		138%	
	AVERML-SP138	1	280	-2	396	-7	387	-5	385	-7
LT 138 kV Água Vermelha – Boa Hora C1	AVERML-SP440	358	78%		111%		108%		107%	
	AVERML-SP138	2	-175	28	-275	34	-270	33	-269	35
	B.HORA-SP138	108	166%		257%		253%		252%	

5.3 Restrições Físicas das Instalações

No sentido de identificar possíveis restrições físicas em expansões de subestações localizadas na região do estudo, a EPE realizou consultas à transmissora proprietária dessas instalações, nesse caso a ISA-CTEEP.

Os relatórios encaminhados por essa transmissora contemplando as análises de viabilidade física encontram-se no Anexo D do presente documento.

6 ALTERNATIVAS

Neste capítulo são apresentadas as alternativas analisadas como solução aos problemas diagnosticados no sistema elétrico da região.

Embora não conste como alternativa, foi analisada a hipótese de expansão do sistema 500 kV objetivando dar maior robustez ao sistema, porém, pelo fato de todo o potencial de geração detectado estar concentrado basicamente na rede DIT 138kV, a implantação de novas subestações 500/138 kV supridas a partir da SE Água Vermelha 500 kV mostrou-se como uma solução muito pouco competitiva do ponto de vista econômico, sendo, portanto, descartada da comparação técnico-econômica.

Considerando a baixa capacidade de algumas linhas de transmissão que compõem a rede DIT local, foi necessário avaliar, previamente, as soluções pontuais para essas LT, comparando-se as possibilidades de construção de nova LT paralela com as obras de recapitação/reconstrução. Na maioria dos casos as obras de recapitação/reconstrução mostraram-se como mais econômicas e mais interessantes do ponto de vista técnico, visto que esses trechos de LT com capacidade reduzida tornam-se, de forma recorrente, gargalos no sistema, mesmo com a construção de novos circuitos paralelos.

De um modo geral, todas as alternativas têm como solução estrutural obras que visam sanar o problema de contingência do único transformador 440/138 kV da SE Água Vermelha. Para cada alternativa será apresentada uma figura indicando as obras conforme a seguinte padronização: linhas tracejadas indicando novos equipamentos, enquanto que substituições, recapitações ou reconstruções são indicadas com um sombreamento.

6.1 Alternativa 1

A Alternativa 1 busca priorizar reforços no sistema existente, sem considerar nova subestação de fronteira, tendo como principal recomendação para o primeiro ano do horizonte o segundo banco de transformadores 440/138 kV em Água Vermelha. As obras são indicadas na Figura 6-1 e são detalhadas a seguir:

- 2º banco de transformadores 440/138 kV na SE 440/138 kV Água Vermelha, 300/360 MVA (2022);
- LT 440 kV Ilha Solteira – Três Irmãos C2, 38 km, com capacidade de 2030/2448 MVA (2022);

- 3º banco de transformadores 440/138 kV na SE 440/138 kV Marechal Rondon de 300/360 MVA (2024);
- Substituir o banco de transformadores 440/138 kV na SE 440/138 kV Jupia por um banco de transformadores de 500/600 MVA (2024);
- 3º banco de transformadores 440/138 kV na SE 440/138 kV Três Irmãos de 300/360 MVA (2024);
- Reconstruir LT 138 kV Água Vermelha – Boa Hora, 7 km, ampliando a capacidade da LT para 249/293 MVA (2022);
- Recapacitar LT 138 kV Jales – Boa Hora, ampliando a capacidade do trecho da LT para 139/163 MVA (2022);
- Reconstruir LT 138 kV São José do Rio Preto - Catanduva, 49,3 km, ampliando a capacidade de toda a LT para 206/242 MVA (2022);
- Substituir equipamentos terminais em Votuporanga II e em Água Vermelha da LT 138 kV Água Vermelha – Votuporanga II, liberando a capacidade da LT de 206/242 MVA (2022);
- Reconstruir LT 138 kV São José do Rio Preto - Mirassol II trecho SJRP – Primavera, 6 km, ampliando a capacidade de toda a LT para 216/253 MVA (2022);
- Instalar 1º banco de capacitores na SE 138 kV Catanduva, 1x30 Mvar (2022);
- Reconstruir LT 138 kV Votuporanga II – UFV B, com capacidade de 206/242 MVA (2024);
- Substituir equipamentos terminais em Araraquara da LT 440 kV Araraquara – Mirassol II, liberando a capacidade da LT de 2030/2088 MVA (2024);
- Construir LT 138 kV Votuporanga II - Mirassol II CD, 65 km, com capacidade de 206/242 MVA (2024);
- Recapacitar LT 138 kV Jales – Votuporanga II, trecho Jales – Fernandópolis, 31,6 km, ampliando a capacidade do trecho da LT para 139/163 MVA (2024);
- Instalar 2º banco de capacitores na SE 138 kV Catanduva, 1x30 Mvar (2024);
- Construir C3 LT Boa Hora – UTE A, com capacidade de 206/242 MVA (2024).

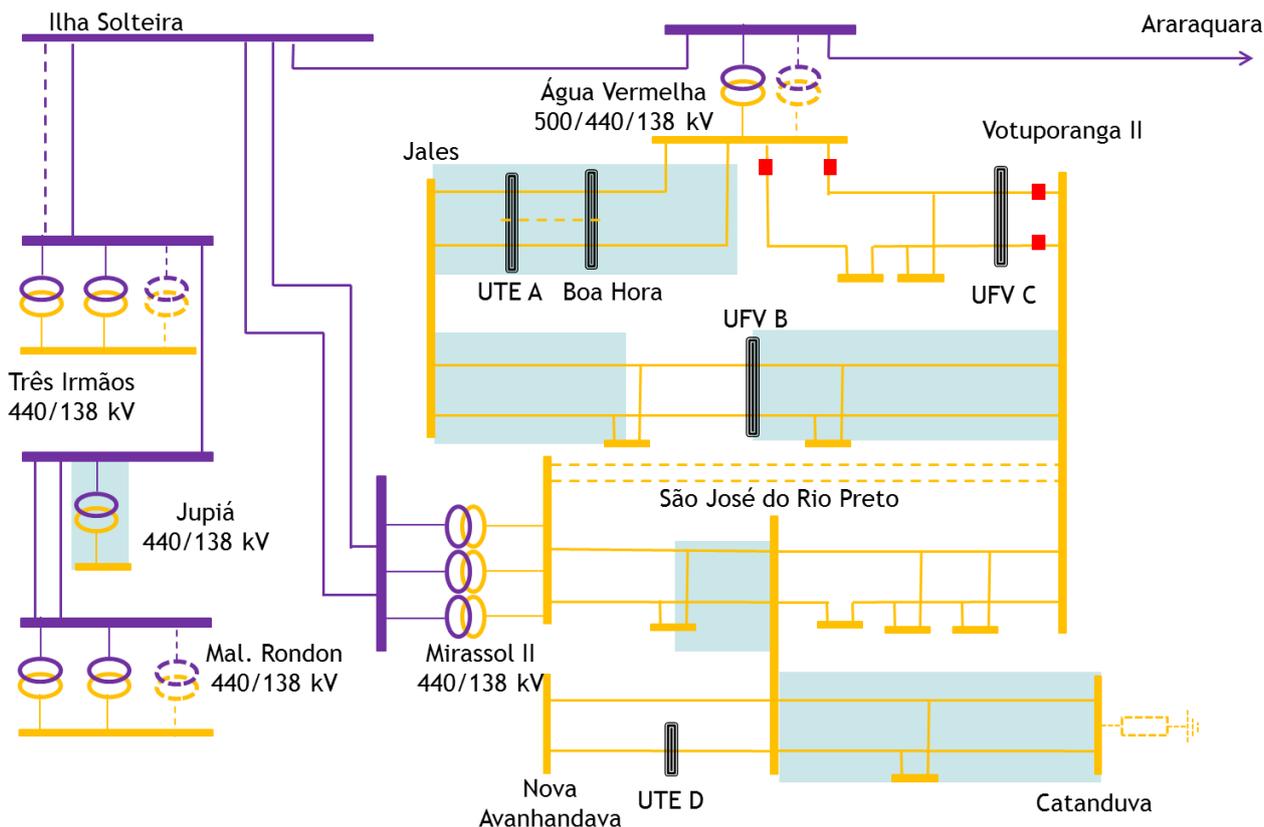


Figura 6-1 – Diagrama da Alternativa 1

6.2 Alternativa 2

A Alternativa 2 tem como principal recomendação para o primeiro ano do horizonte uma nova fonte 440/138 kV perto da SE Jales 138 kV, com os seccionamentos da LT 440 kV Ilha Solteira – Água Vermelha e da LT 138 kV Jales – Votuporanga II. As obras são indicadas na Figura 6-2 e são detalhadas a seguir:

- Nova SE Nova Jales 440/138 kV (2022):
 - 1º banco de transformadores 440/138 kV - 300/360 MVA;
 - Seccionamento da LT 440 kV Ilha Solteira – Água Vermelha, 25 km, com capacidade de 2030/2448 MVA;
 - Seccionamento da LT 138 kV Jales – Votuporanga II C1 e C2, 1 km, com capacidade de 139/163 MVA;
- Construir C2 da LT 440 kV Ilha Solteira – Três Irmãos, 38 km, com capacidade de 2030/2448 MVA (2022);

- 3º banco de transformadores 440/138 kV na SE Marechal Rondon 440/138 kV de 300/360 MVA (2024);
- Substituir o banco de transformadores 440/138 kV na SE Jupia 440/138 kV por um banco de transformadores de 500/600 MVA (2024);
- 2º banco de transformadores 440/138 kV na SE Água Vermelha 440/138 kV de 300/360 MVA (2024);
- 3º banco de transformadores 440/138 kV na SE 440/138 kV Três Irmãos de 300/360 MVA (2024);
- Recapacitar LT 138 kV UFV B – “Nova Jales” no trecho “Nova Jales” – Fernandópolis, 30,6 km, ampliando a capacidade para 139/163 MVA (2022);
- Reconstruir LT 138 kV São José do Rio Preto - Catanduva, 49,3 km, ampliando a capacidade de toda a LT para 206/242 MVA (2022);
- Reconstruir LT 138 kV Água Vermelha – Boa Hora, 7 km, ampliando a capacidade da LT para 249/293 MVA (2022);
- Recapacitar LT 138 kV Jales – “Nova Jales”, 1 km, ampliando a capacidade da LT para 139/163 MVA (2022);
- Reconstruir LT 138 kV São José do Rio Preto - Mirassol II trecho SJRP – Primavera, 6 km, ampliando a capacidade de toda a LT para 216/253 MVA (2022);
- Instalar 1º banco de capacitores na SE 138 kV Catanduva, 1x30 Mvar (2022);
- Substituir equipamentos terminais em Votuporanga II e em Água Vermelha da LT 138 kV Água Vermelha – Votuporanga II, liberando a capacidade da LT de 206/242 MVA (2022);
- Reconstruir LT 138 kV Votuporanga II – UFV B, com capacidade de 206/242 MVA (2024);
- Substituir equipamentos terminais em Araraquara da LT 440 kV Araraquara – Mirassol II, liberando a capacidade da LT de 2030/2088 MVA (2024);
- Construir LT 138 kV Votuporanga II - Mirassol II CD, 65 km, com capacidade de 206/242 MVA (2024);

- Instalar 2º banco de capacitores na SE 138 kV Catanduva, 1x30 Mvar (2024);
- Recapacitar LT 138 kV UFV B – “Nova Jales” trecho Fernandópolis – UFV B, 26,4 km, ampliando a capacidade do trecho para 139/163 MVA (2024);
- Construir C3 da LT 138 kV Jales – Boa Hora, 47,7 km, com capacidade de 206/242 MVA (2026).

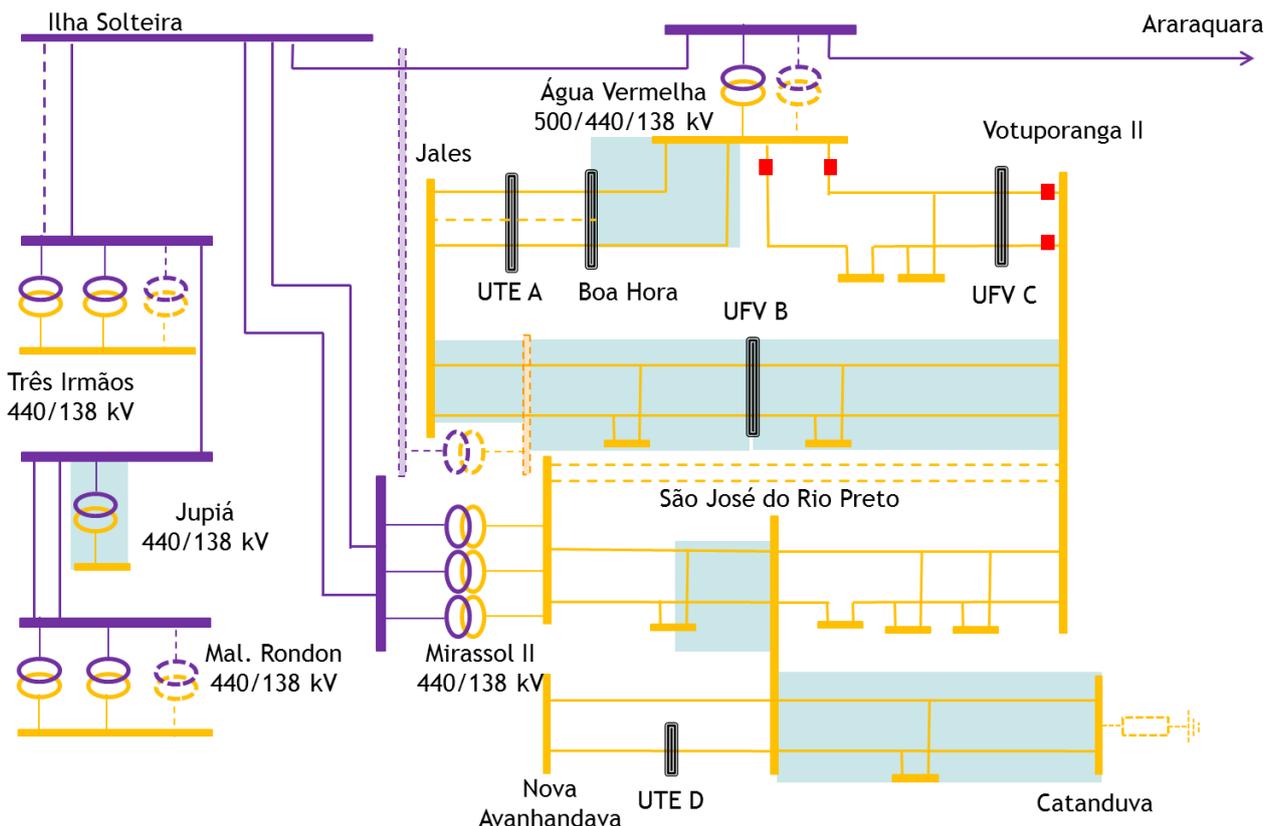


Figura 6-2 – Diagrama da Alternativa 2

6.3 Alternativa 3

A Alternativa 3 tem como principal recomendação para o primeiro ano do horizonte uma nova fonte 440/138 kV, perto da SE 138 kV Votuporanga II, com o seccionamento da LT 440 kV Água Vermelha – Araraquara e da LT 138 kV São José do Rio Preto – Votuporanga II. As obras são indicadas na Figura 6-3 e todas as obras estão detalhadas a seguir:

- Nova SE “Nova Votuporanga” 440/138 kV (2022):
 - 1º banco de transformadores 440/138 kV - 400/480 MVA;

- Seccionamento da LT 440 kV Água Vermelha - Araraquara, 17 km, com capacidade de 2030/2448 MVA;
- Instalar um banco de Reatores de linha em "Nova Votuporanga" na linha que segue para Araraquara, 3 x 30 Mvar 1Φ;
- Seccionamento da LT 138 kV São José do Rio Preto – Votuporanga II C1 e C2, 1 km, com capacidade de 206/242 MVA, ao menos o trecho com conexão para Votuporanga II;
- Construir C2 da LT 440 kV Ilha Solteira – Três Irmãos, 38 km, com capacidade de 2030/2448 MVA (2022);
- 3º banco de transformadores 440/138 kV na SE 440/138 kV Marechal Rondon de 300/360 MVA (2024);
- Substituir o banco de transformadores 440/138 kV na SE 440/138 kV Jupia por um banco de transformadores de 500/600 MVA (2024);
- 2º banco de transformadores 440/138 kV na SE 500/440/138 kV Água Vermelha de 300/360 MVA (2024);
- 3º banco de transformadores 440/138 kV na SE 440/138 kV Três Irmãos de 300/360 MVA (2024);
- Reconstruir LT 138 kV São José do Rio Preto - Catanduva, 49,3 km, ampliando a capacidade de toda a LT para 206/242 MVA (2022);
- Substituir equipamentos terminais em Votuporanga II e em Água Vermelha da LT 138 kV Água Vermelha – Votuporanga II, liberando a capacidade da LT de 206/242 MVA (2022);
- Reconstruir LT 138 kV Votuporanga II – "Nova Votuporanga", 1 km, ampliando a capacidade da LT para 206/242 MVA (2022);
- Reconstruir LT 138 kV Água Vermelha – Boa Hora, 7 km, ampliando a capacidade da LT para 249/293 MVA (2022);
- Reconstruir LT 138 kV São José do Rio Preto - Mirassol II trecho SJRP – Primavera, 6 km, ampliando a capacidade de toda a LT para 216/253 MVA (2022);

- Instalar 1º banco de capacitores na SE 138 kV Catanduva, 1x30 Mvar (2022);
- Construir C3 da LT 138 kV Votuporanga II – “Nova Votuporanga”, 2 km, com capacidade de 206/242 MVA (2024);
- Reconstruir LT 138 kV Votuporanga II – UFV B, com capacidade de 206/242 MVA (2024);
- Construir LT 138 kV “Nova Votuporanga” - Mirassol II CD, 65 km, com capacidade de 206/242 MVA (2024);
- Recapacitar LT 138 kV Boa Hora – UTE A, ampliando a capacidade de toda a LT para 139/163 MVA (2024);
- Substituir equipamentos terminais em Araraquara da LT 440 kV Araraquara – Mirassol II, liberando a capacidade da LT de 2030/2088 MVA (2024);
- Recapacitar LT 138 kV Jales – UTE A, ampliando a capacidade de toda a LT para 139/163 MVA (2024);
- Instalar 2º banco de capacitores na SE 138 kV Catanduva, 1x30 Mvar (2024);
- Recapacitar LT 138 kV Jales – Votuporanga II, trecho Jales – Fernandópolis, 31,6 km, ampliando a capacidade do trecho para 139/163 MVA (2024).

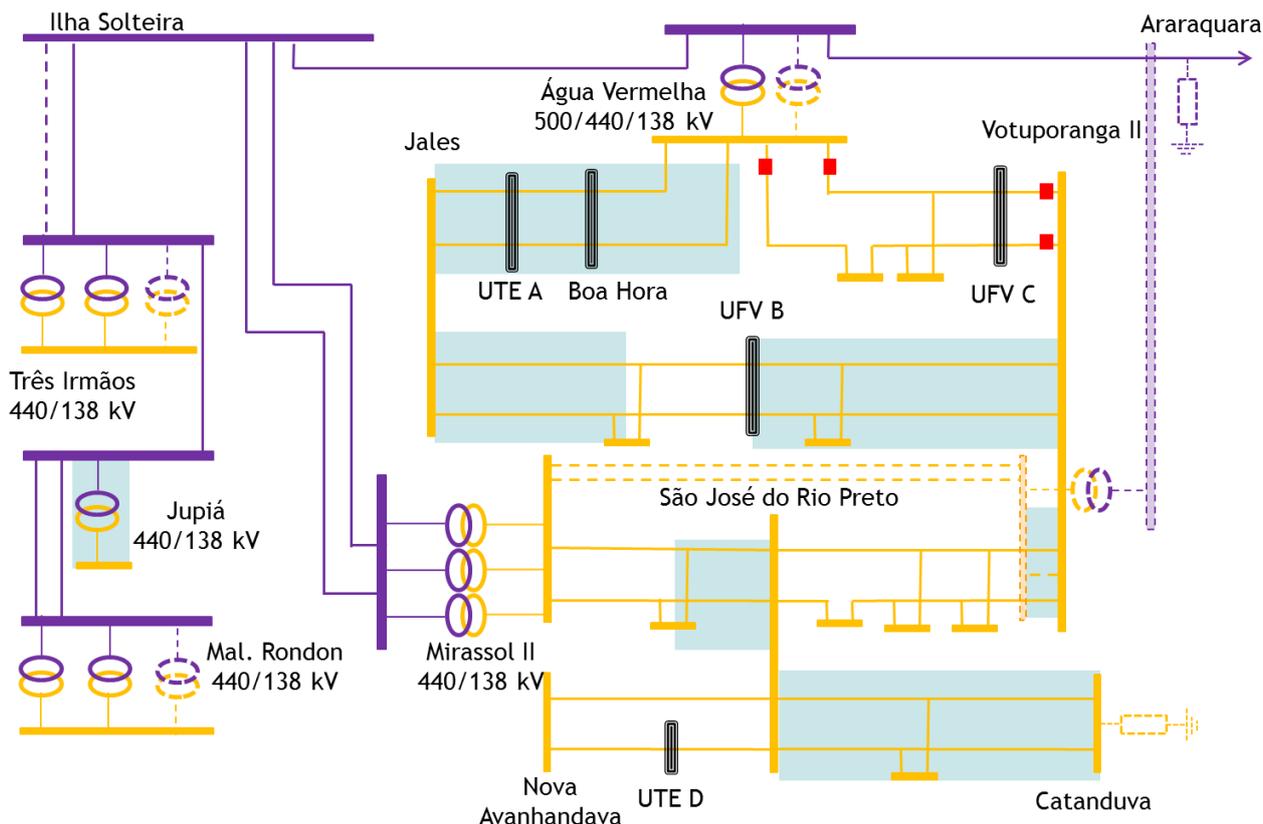


Figura 6-3 – Diagrama da Alternativa 3

6.4 Alternativa 4

A Alternativa 4 é uma variante da Alternativa 3, tendo como principal recomendação para o primeiro ano do horizonte uma nova fonte 440/138 kV perto da SE 138 kV Votuporanga II, agora com o seccionamento da LT 440 kV Ilha Solteira – Mirassol II e, novamente, da LT 138 kV São José do Rio Preto – Votuporanga II. As obras são indicadas na Figura 6-4 e todas as obras estão detalhadas a seguir:

- Nova SE Nova Votuporanga 440/138 kV (2022):
 - 1º banco de transformadores 440/138 kV - 400/480 MVA;
 - Instalar um banco de Reatores de barra no setor 440 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ;
 - Seccionamento da LT 440 kV Ilha Solteira – Mirassol II C1 e C2, 41 km, com capacidade de 2030/2448 MVA;
 - Seccionamento da LT 138 kV São José do Rio Preto – Votuporanga II C1 e C2, 1 km, com capacidade de 206/242 MVA, ao menos o trecho com conexão para Votuporanga II;

- Construir C2 da LT 440 kV Ilha Solteira – Três Irmãos, 38 km, com capacidade de 2030/2448 MVA (2022);
- 3º banco de transformadores 440/138 kV na SE 440/138 kV Marechal Rondon de 300/360 MVA (2024);
- Substituir o banco de transformadores 440/138 kV na SE 440/138 kV Jupia por um banco de transformadores de 500/600 MVA (2024);
- 2º banco de transformadores 440/138 kV na SE 440/138 kV “Nova Votuporanga” de 300/360 MVA (2024);
- 3º banco de transformadores 440/138 kV na SE 440/138 kV Três Irmãos de 300/360 MVA (2024);
- Reconstruir LT 138 kV São José do Rio Preto - Catanduva, 49,3 km, ampliando a capacidade de toda a LT para 206/242 MVA (2022);
- Reconstruir LT 138 kV Votuporanga II – “Nova Votuporanga”, 1 km, ampliando a capacidade da LT para 206/242 MVA (2022);
- Reconstruir LT 138 kV Água Vermelha – Boa Hora, 7 km, ampliando a capacidade da LT para 249/293 MVA (2022);
- Substituir equipamentos terminais em Votuporanga II e em Água Vermelha da LT 138 kV Água Vermelha – Votuporanga II, liberando a capacidade da LT de 206/242 MVA (2022);
- Recapacitar LT 138 kV Jales – Boa Hora, 47,7 km, ampliando a capacidade para 139/163 MVA (2022);
- Reconstruir LT 138 kV São José do Rio Preto - Mirassol II trecho SJRP – Primavera, 6 km, ampliando a capacidade de toda a LT para 216/253 MVA (2022);
- Instalar 1º banco de capacitores na SE 138 kV Catanduva, 1x30 Mvar (2022);
- Construir C3 da LT 138 kV Votuporanga II – “Nova Votuporanga”, 2 km, com capacidade de 206/242 MVA (2024);
- Reconstruir LT 138 kV Votuporanga II – UFV B, com capacidade de 206/242 MVA (2024);

- Instalar 2º banco de capacitores na SE 138 kV Catanduva, 1x30 Mvar (2024);
- Construir C3 da LT 138 kV Marechal Rondon - Três Lagoas, 0,4 km, com capacidade de 412/483 MVA (2026).

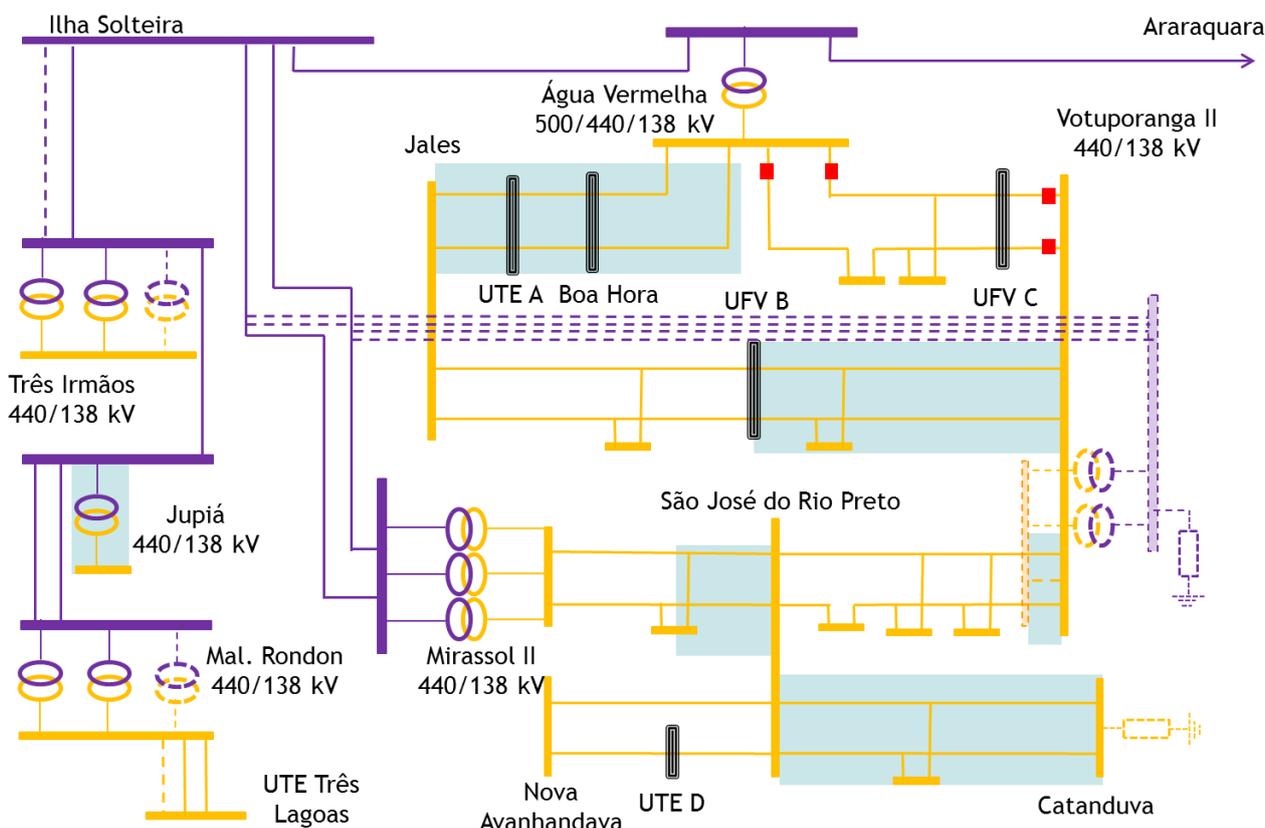


Figura 6-4 – Diagrama da Alternativa 4

6.5 Alternativa 5

Considerando que as alternativas com nova fonte apresentam investimento inicial mais elevado que as demais, a Alternativa 5 apresenta uma mescla entre reforços no sistema existente e a implantação de uma nova fonte. Para o ano inicial ficam concentrados os reforços de menor monta, ou seja, ampliações do sistema existente, postergando para o fim do horizonte as obras de maior impacto de investimento. As obras são indicadas na Figura 6-5 e são detalhadas a seguir:

- 2º banco de transformadores 440/138 kV na SE 500/440/138 kV Água Vermelha de 300/360 MVA (2022);
- Construir C2 da LT 440 kV Ilha Solteira – Três Irmãos, 38 km, com capacidade de 2030/2448 MVA (2022);

- Nova SE “Nova Votuporanga” 440/138 kV (2024):
 - 1º banco de transformadores 440/138 kV - 400/480 MVA;
 - Seccionamento da LT 440 kV Água Vermelha - Araraquara, 17 km, com capacidade de 2030/2448 MVA;
 - Instalar um banco de Reatores de linha em “Nova Votuporanga” na linha que segue para Araraquara, 3 x 30 Mvar 1Φ;
 - Seccionamento da LT 138 kV São José do Rio Preto – Votuporanga II C1 e C2, 1 km, com capacidade de 206/242 MVA, ao menos o trecho com conexão para Votuporanga II;
- 3º banco de transformadores 440/138 kV na SE 440/138 kV Marechal Rondon de 300/360 MVA (2024);
- Substituir o banco de transformadores 440/138 kV na SE 440/138 kV Jupuíá por um banco de transformadores 500/600 MVA (2024);
- 3º banco de transformadores 440/138 kV na SE 440/138 kV Três Irmãos de 300/360 MVA (2024);
- Substituir equipamentos terminais em Araraquara da LT 440 kV Araraquara – Mirassol II, liberando a capacidade da LT de 2030/2088 MVA (2024);
- Recapacitar LT 138 kV Jales – Boa Hora, 47,7 km, ampliando a capacidade para 139/163 MVA (2022);
- Reconstruir LT 138 kV Água Vermelha – Boa Hora, 7 km, ampliando a capacidade da LT para 249/293 MVA (2022);
- Reconstruir LT 138 kV São José do Rio Preto - Catanduva, 49,3 km, ampliando a capacidade de toda a LT para 206/242 MVA (2022);
- Substituir equipamentos terminais em Votuporanga II e em Água Vermelha da LT 138 kV Água Vermelha – Votuporanga II, liberando a capacidade da LT de 206/242 MVA (2022);
- Reconstruir LT 138 kV São José do Rio Preto - Mirassol II trecho SJRP – Primavera, 6 km, ampliando a capacidade de toda a LT para 216/253 MVA (2022);

- Instalar 1º banco de capacitores na SE 138 kV Catanduva, 1x30 Mvar (2022);
- Reconstruir LT 138 kV Votuporanga II - UFV B, com capacidade de 206/242 MVA (2024);
- Construir LT 138 kV "Nova Votuporanga" - Mirassol II CD, 65 km, com capacidade de 206/242 MVA (2024);
- Reconstruir LT 138 kV Votuporanga II – "Nova Votuporanga", 1 km, ampliando a capacidade da LT para 206/242 MVA (2024);
- Construir C3 da LT 138 kV Votuporanga II – "Nova Votuporanga", 2 km, com capacidade de 206/242 MVA (2024);
- Recapacitar LT 138 kV Jales – Votuporanga II, trecho Jales – Fernandópolis, 31,6 km, ampliando a capacidade do trecho para 139/163 MVA (2024);
- Instalar 2º banco de capacitores na SE 138 kV Catanduva, 1x30 Mvar (2024).

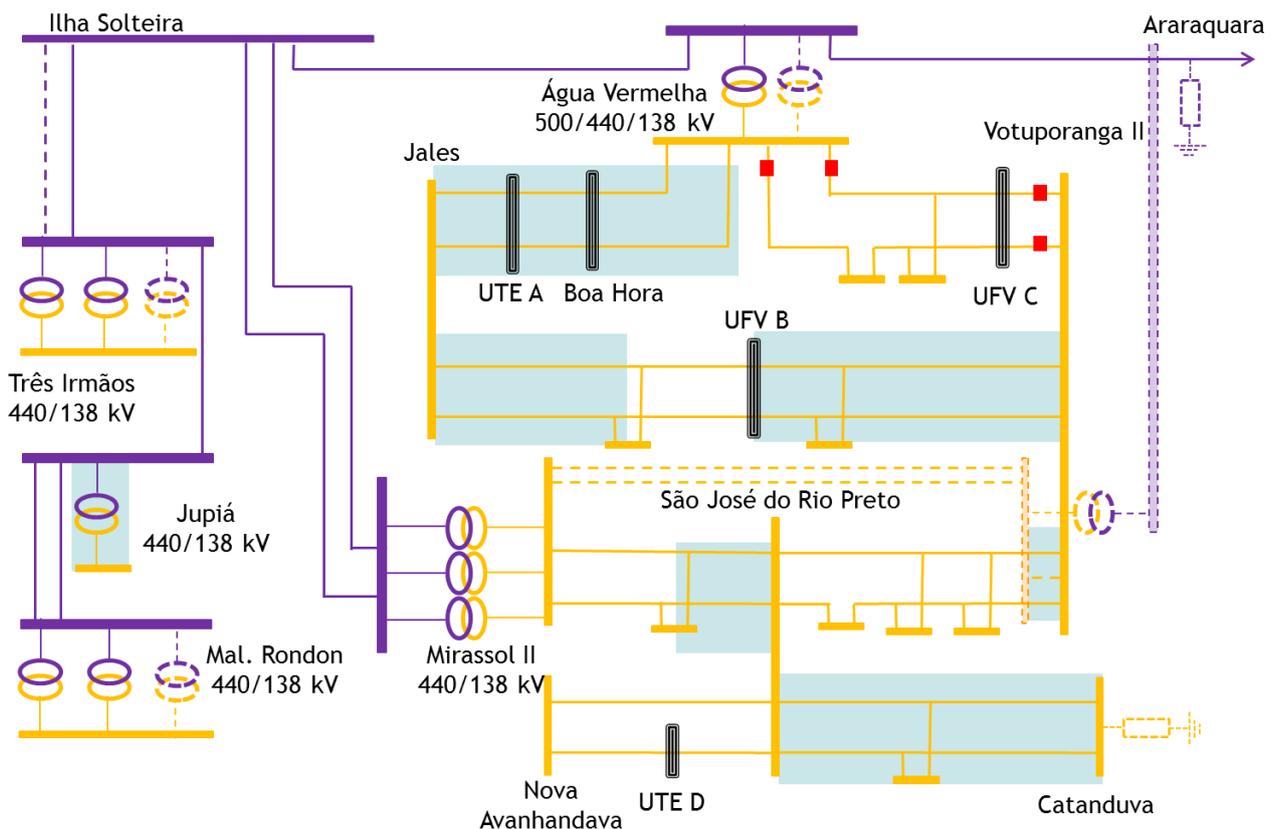


Figura 6-5 – Diagrama da Alternativa 5

6.6 Alternativa 6

A Alternativa 6 apresenta como principal recomendação para o primeiro ano do horizonte o segundo banco de transformadores 440/138 kV em Água Vermelha, porém, para escoar todo o potencial da região o sistema foi complementado com uma rede em 230 kV, adicionando duas novas fontes de 230/138 kV em Jales e Votuporanga. Essas novas subestações de 230 kV se conectam com a fonte em 230 kV mais próxima, que é a SE 440/230 kV Ilha Solteira II, no estado do Mato Grosso do Sul.

As obras são indicadas na Figura 6-7 e são detalhadas a seguir:

- 2º banco de transformadores 440/138 kV na SE 440/138 kV Água Vermelha de 300/360 MVA (2022);
- Construir C2 da LT 440 kV Ilha Solteira – Três Irmãos, 38 km, com capacidade de 2030/2448 MVA (2022);
- Nova SE “Nova Jales” 230/138 kV (2024):
 - 1º banco de transformadores 230/138 kV - 300/360 MVA;
 - Instalar 1º banco de capacitores no setor 138 kV, 1x30 Mvar;
 - Seccionamento da LT 138 kV Jales – Votuporanga II C1 e C2, 1 km, com capacidade de 206/242 MVA, ao menos o trecho com conexão para Jales;
- Nova SE “Nova Votuporanga” 230/138 kV (2024):
 - 1º banco de transformadores 230/138 kV - 300/360 MVA;
 - Seccionamento da LT 138 kV São José do Rio Preto – Votuporanga II C1 e C2, 1 km, com capacidade de 206/242 MVA, ao menos o trecho com conexão para Votuporanga II;
- 3º banco de transformadores 440/138 kV na SE 440/138 kV Marechal Rondon de 300/360 MVA (2024);
- Substituir o banco de transformadores 440/138 kV na SE 440/138 kV Jupia por um banco de transformadores 500/600 MVA (2024);

- Construir nova LT 230 kV Ilha Solteira II – “Nova Jales” C1 e C2, 115 km, com capacidade de 685/796 MVA (2024);
- Construir nova LT 230 kV “Nova Jales” – “Nova Votuporanga” C1 e C2, 74 km, com capacidade de 685/796 MVA (2024);
- 3º banco de transformadores 440/138 kV na SE 440/138 kV Três Irmãos de 300/360 MVA (2024);
- Substituir equipamentos terminais em Araraquara da LT 440 kV Araraquara – Mirassol II, liberando a capacidade da LT de 2030/2088 MVA (2024);
- Reconstruir LT 138 kV São José do Rio Preto - Catanduva, 49,3 km, ampliando a capacidade de toda a LT para 206/242 MVA (2022);
- Reconstruir LT 138 kV Água Vermelha – Boa Hora, 7 km, ampliando a capacidade da LT para 249/293 MVA (2022);
- Substituir equipamentos terminais em Votuporanga II e em Água Vermelha da LT 138 kV Água Vermelha – Votuporanga II, liberando a capacidade da LT de 206/242 MVA (2022);
- Reconstruir LT 138 kV São José do Rio Preto - Mirassol II trecho SJRP – Primavera, 6 km, ampliando a capacidade de toda a LT para 216/253 MVA (2022);
- Construir C3 da LT 138 kV Jales – Boa Hora, 47,7 km, com capacidade para 139/163 MVA (2022);
- Instalar 1º banco de capacitores na SE 138 kV Catanduva, 1x30 Mvar (2022);
- Reconstruir LT 138 kV Votuporanga II - UFV B (direção Jales), com capacidade de 206/242 MVA (2024);
- Construir LT 138 kV “Nova Votuporanga” - Mirassol II CD, 65 km, com capacidade de 206/242 MVA (2024);
- Reconstruir LT 138 kV Votuporanga II – “Nova Votuporanga”, 1 km, ampliando a capacidade da LT para 206/242 MVA (2024);
- Construir C3 da LT 138 kV Votuporanga II – “Nova Votuporanga”, 2 km, com capacidade de 206/242 MVA (2024);

- Reconstruir LT 138 kV Jales – “Nova Jales”, 1 km, ampliando a capacidade do trecho para 206/242 MVA (2024);
- Instalar 2º banco de capacitores na SE 138 kV Catanduva, 1x30 Mvar (2024).

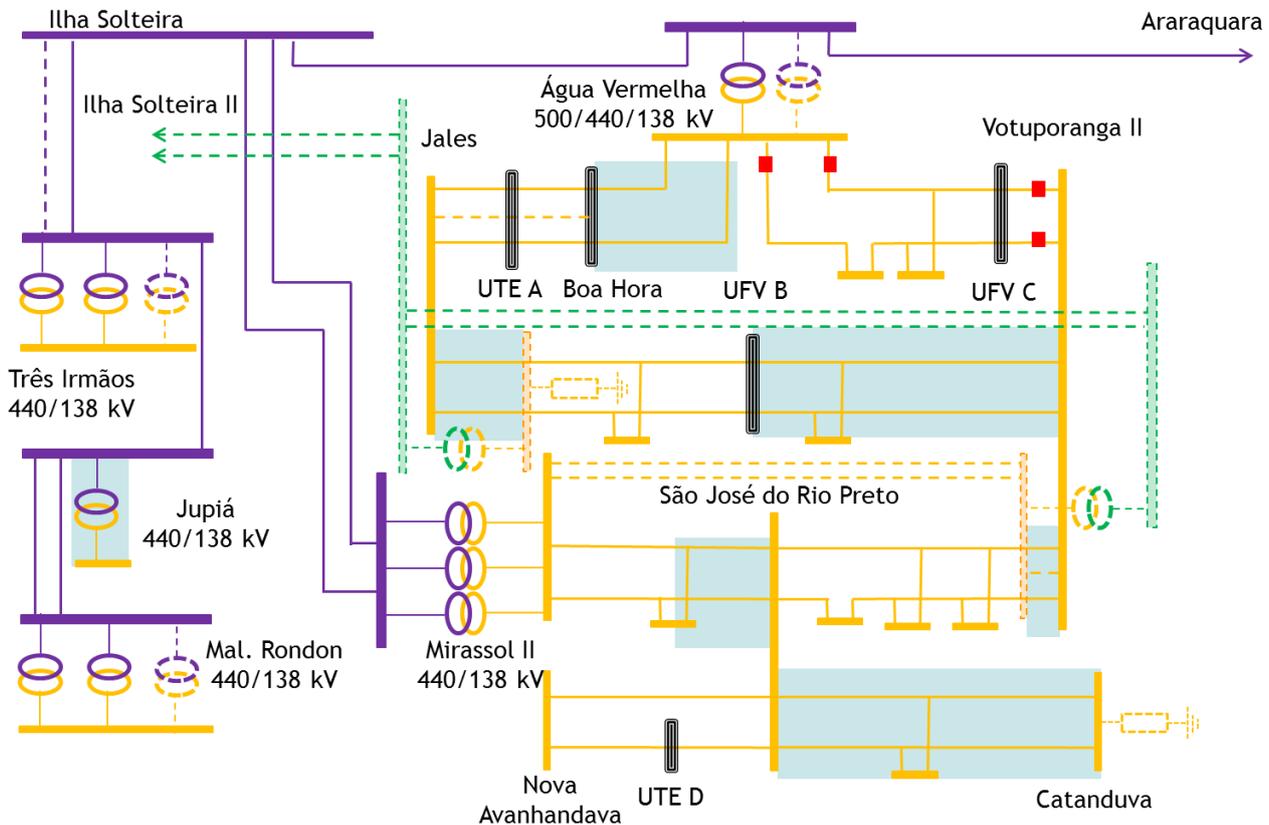


Figura 6-6 – Diagrama da Alternativa 6

6.7 Alternativa 7

A Alternativa 7, de forma semelhante à Alternativa 6, apresenta como principal recomendação para o primeiro ano do horizonte o segundo banco de transformadores 440/138 kV em Água Vermelha, sendo complementada, a partir de 2024, com uma rede de 230 kV. Essa rede 230 kV é concebida de forma paralela à rede 138 kV existente, com alguns acoplamentos entre essas redes, de forma a propiciar um caminho alternativo para o transportar os excedentes de geração no sentido da carga. Os pontos de acoplamento 230/138 kV escolhidos são nas proximidades das subestações de Jales, Votuporanga II e São José do Rio Preto.

As obras são indicadas na Figura 6-7 e são detalhadas a seguir:

- 2º banco de transformadores 440/138 kV na SE 500/440/138 kV Água Vermelha de 300/360 MVA (2022);

- Construir C2 da LT 440 kV Ilha Solteira – Três Irmãos, 38 km, com capacidade de 2030/2448 MVA (2022);
- Nova SE “Nova Jales” 230/138 kV (2024):
 - 1º banco de transformadores 230/138 kV - 300/360 MVA;
 - Instalar 1º banco de capacitores no setor 138 kV, 1x30 Mvar;
 - Seccionamento da LT 138 kV Jales – Votuporanga II C1 e C2, 1 km, com capacidade de 206/242 MVA, ao menos o trecho com conexão para Jales;
- Nova SE “Nova Votuporanga” 230/138 kV (2024):
 - 1º banco de transformadores 230/138 kV - 300/360 MVA;
 - Seccionamento da LT 138 kV São José do Rio Preto – Votuporanga II C1 e C2, 1 km, com capacidade de 206/242 MVA, ao menos o trecho com conexão para Votuporanga II;
- Nova pátio 230 kV na SE 138 kV São José do Rio Preto (2024):
 - 1º e 2º banco de transformadores 230/138 kV – 2x300/360 MVA;
- 3º banco de transformadores 440/138 kV na SE 440/138 kV Marechal Rondon de 300/360 MVA (2024);
- Substituir o banco de transformadores 440/138 kV na SE 440/138 kV Jupia por um banco de transformadores 500/600 MVA (2024);
- Construir nova LT 230 kV “Nova Jales” – “Nova Votuporanga” C1 e C2, 74 km, com capacidade de 685/796 MVA (2024);
- Construir nova LT 230 kV São José do Rio Preto – “Nova Votuporanga” C1 e C2, 75,3 km, com capacidade de 685/796 MVA (2024);
- 3º banco de transformadores 440/138 kV na SE 440/138 kV Três Irmãos de 300/360 MVA (2024);
- Substituir equipamentos terminais em Araraquara da LT 440 kV Araraquara – Mirassol II, liberando a capacidade da LT de 2030/2088 MVA (2024);

- Reconstruir LT 138 kV São José do Rio Preto - Catanduva, 49,3 km, ampliando a capacidade de toda a LT para 206/242 MVA (2022);
- Reconstruir LT 138 kV Água Vermelha – Boa Hora, ampliando a capacidade da LT para 206/242 MVA (2022);
- Reconstruir LT 138 kV Jales – Boa Hora, 47,7 km, com capacidade de 206/242 MVA (2022);
- Substituir equipamentos terminais em Votuporanga II e em Água Vermelha da LT 138 kV Água Vermelha – Votuporanga II, liberando a capacidade da LT de 206/242 MVA (2022);
- Reconstruir LT 138 kV São José do Rio Preto - Mirassol II trecho SJRP – Primavera, 6 km, ampliando a capacidade de toda a LT para 216/253 MVA (2022);
- Instalar 1º banco de capacitores na SE 138 kV Catanduva, 1x30 Mvar (2022);
- Reconstruir LT 138 kV Votuporanga II - UFV B (direção Jales), com capacidade de 206/242 MVA (2024);
- Reconstruir LT 138 kV Votuporanga II – “Nova Votuporanga”, 1 km, ampliando a capacidade da LT para 206/242 MVA (2024);
- Construir C3 da LT 138 kV Votuporanga II – “Nova Votuporanga”, 2 km, com capacidade de 206/242 MVA (2024);
- Reconstruir LT 138 kV Jales – “Nova Jales”, 1 km, ampliando a capacidade do trecho para 206/242 MVA (2024);
- Instalar 2º banco de capacitores na SE 138 kV Catanduva, 1x30 Mvar (2024).

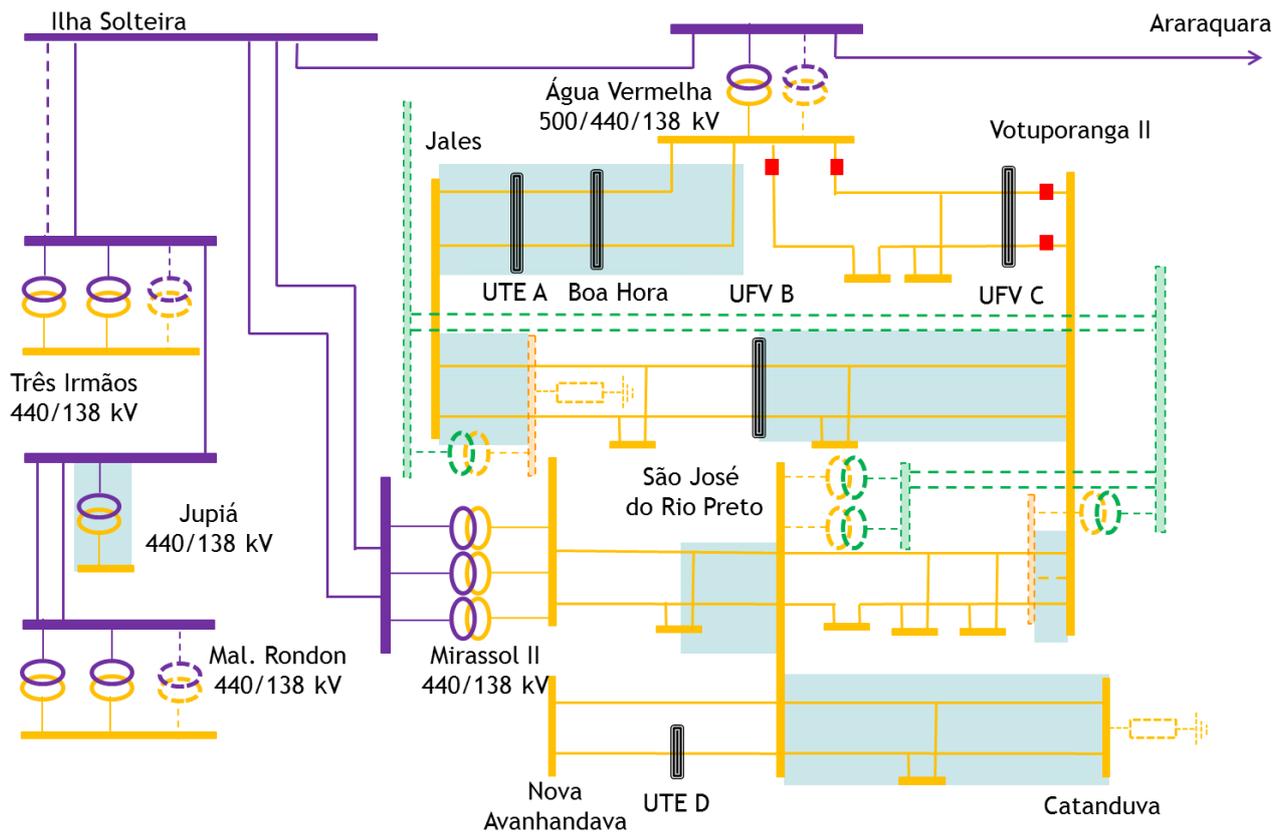


Figura 6-7 – Diagrama da Alternativa 7

7 ANÁLISE ECONÔMICA

A estimativa dos custos relacionados às obras propostas para as alternativas foi realizada com base nos critérios descritos no Capítulo 4. O detalhamento dos investimentos é apresentado no Anexo 1.

7.1 Comparação Econômica

As tabelas a seguir indicam, respectivamente, os rendimentos necessários dos investimentos, o diferencial de custos de perdas elétricas e os custos totais associados a cada alternativa para efeitos de comparação.

Tabela 7-1 – Comparação dos Rendimentos Necessários das Alternativas

Rendimentos Necessários			
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
1	103.842,72	100,0%	1º
2	131.242,15	126,4%	3º
3	138.632,59	133,5%	4º
4	161.157,90	155,2%	7º
5	128.968,88	124,2%	2º
6	146.484,73	141,1%	6º
7	142.830,37	138,0%	5º

Tabela 7-2 – Custo Diferencial de Perdas

Perdas			
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem
1	27.447.140,83	9.868,16	4º
2	27.453.957,81	16.685,14	6º
3	27.444.554,26	7.281,59	3º
4	27.476.122,35	38.849,68	7º
5	27.449.022,65	11.749,98	5º
6	27.444.072,19	6.799,52	2º
7	27.437.272,67	0,00	1º

Tabela 7-3 – Comparação Econômica

Rendimentos Necessários + Perdas			
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
1	113.710,89	100,0%	1º
2	147.927,29	130,1%	5º
3	145.914,18	128,3%	4º
4	200.007,58	175,9%	7º
5	140.718,86	123,8%	2º
6	153.284,25	134,8%	6º
7	142.830,37	125,6%	3º

7.2 Discussão dos Resultados

Conforme pode ser visto na Tabela 7-3, a Alternativa 1 é a que apresenta menor custo global, sendo a segunda de menor custo global (Alternativa 5) cerca de 24% superior, não caracterizando, portanto, empate econômico.

Diferentemente das demais alternativas, embora a Alternativa 1 não tenha a indicação de novos pontos de fronteira, a mesma apresenta desempenho satisfatório, permitindo o pleno escoamento de todo o potencial de geração considerado no estudo.

Cabe destacar que por se tratar de um estudo de prospecção, onde algumas obras dependem diretamente da entrada de novas usinas, as obras classificadas como indicativas podem eventualmente ser revistas, tomando como base o resultado dos novos leilões de energia, bem como a evolução do mercado local.

8 ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE

Essa etapa tem por objetivo mostrar o desempenho da alternativa vencedora, comprovando que os problemas verificados na etapa de diagnóstico foram totalmente solucionados em todo o horizonte do estudo, que vai até 2026.

Nos itens seguintes são apresentadas as tabelas com os resultados das simulações.

8.1 Cenário 1 (carga pesada, entressafra biomassa, UHE do Pardo e Tietê com 35% e UFV com despacho nulo)

A Tabela 8-1 mostra os carregamentos nos elementos que apresentaram violações de fluxo no diagnóstico do Cenário 1, ainda sem as obras da alternativa vencedora. No que diz respeito ao perfil de tensão, a duplicação na transformação de Água Vermelha eliminou o problema de subtensão na falha do único transformador, assim como os bancos de capacitores recomendados para a SE Catanduva 138 kV permitiram manter a tensão em valores adequados na condição de regime normal (Tabela 8-2).

Tabela 8-1 - Desempenho do sistema com Alternativa 1 – Regime Normal e Condição de Emergência – Cenário 1 – Fluxo

CONTINGÊNCIA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2022		2024		2025		2026	
		NC	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
		LIM.	%		%		%		%	
Condição Normal	AVERML-SP138	1	-159	11	-173	14	-181	13	-185	12
	AVERML-SP440	300	53%		57%		60%		61%	
	AVERML-SP138	2	-159	11	-173	14	-181	13	-186	12
	AVERML-SP440	300	53%		57%		60%		62%	
LT 138 kV Água Vermelha – Guariroba C1	AVERML-SP138	2	140	-5	148	-9	154	-8	158	-7
	CARDOS-SP138	242	57%		61%		63%		64%	
LT 138 kV Jales – UTE A C1	JALES--SP138	2	-107	14	-115	17	-120	18	-124	19
	UTE-A-SP138	163	69%		74%		78%		80%	
LT 138 kV UTE A - B. Hora C1	UTE-A-SP138	2	-134	10	-76	5	-81	5	-83	5
	B.HORA-SP138	163	83%		47%		50%		52%	
	UTE-A-SP138	3			-76	5	-81	5	-83	5
	B.HORA-SP138	242			32%		33%		35%	

Tabela 8-2 - Desempenho do sistema com Alternativa 1 – Regime Normal – Cenário 1 – Tensão

BARRA	SUBESTAÇÃO	2022	2024	2025	2026
2704	CATAN2-SP138	96,4%	97,3%	97,2%	96,7%

8.2 Cenário 2 (carga média, entressafra biomassa, UHE do Pardo e Tietê com 35% e UFV no máximo)

A Tabela 8-3 mostra os carregamentos nos elementos que apresentaram violações de fluxo no diagnóstico do Cenário 2, ainda sem as obras da alternativa vencedora.

Tabela 8-3 - Desempenho do sistema com Alternativa 1 – Regime Normal e Condição de Emergência – Cenário 2 – Fluxo

CONTINGÊNCIA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2022	2024	2025	2026
		NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
Condição Normal	SJRPRE-SP138	1	89 -1	93 -7	95 -7	97 -5
	WT-2Y-SP138	206	43%	45%	46%	47%
	SJRPRE-SP138	1	107 5	111 0	114 0	116 3
	WT-1Y-SP138	206	52%	54%	55%	56%
	WT-2Y-SP138	1	88 -4	91 -10	93 -10	95 -8
	CATAN2-SP138	206	43%	45%	46%	47%
	WT-1Y-SP138	1	75 -9	78 -16	79 -16	81 -14
	CATAN2-SP138	206	38%	39%	40%	41%
	VOTUP2-SP138	1	-46 26	-101 33	-102 34	-102 34
	UFV-B--SP138	206	66%	51%	52%	52%
LT 138 kV Votuporanga II - UFV-B	VGENTI-SP138	2	-95 41	-205 46	-207 47	-208 48
	UFV-B--SP138	242	96%	87%	88%	88%
	VGENTI-SP138	2	88 -42	198 -48	199 -48	200 -49
	VOTUP3-SP138	242	90%	83%	84%	85%
	VOTUP2-SP138	2	-70 49	-177 64	-178 65	-178 66
VOTUP3-SP138	242	79%	77%	78%	78%	
LT 138 kV Votuporanga II - UFV-C	VOTUP2-SP138	2	-153 34	-169 43	-174 45	-177 45
	UFV-C--SP138	242	64%	72%	74%	75%
LT 138 kV S.J.R. Preto – Votuporanga II	VOTUP2-SP138	2	151 -8	118 -7	121 -7	123 -7
	VOTUP1-SP138	163	91%	72%	74%	75%
	VOTUP2-SP138	1		108 -17	110 -18	110 -19
	MIRAS2-SP138	242		45%	45%	46%
	VOTUP2-SP138	2		108 -17	110 -18	110 -19
MIRAS2-SP138	242		45%	45%	46%	
LT 138 kV Catanduva II - S.J. R. Preto	SJRPRE-SP138	1	151 9	157 1	161 1	164 5
	WT-1Y-SP138	242	62%	65%	67%	68%
	WT-1Y-SP138	1	117 -11	121 -21	124 -21	126 -18
	CATAN2-SP138	242	50%	52%	54%	55%

Para o montante de geração considerado no ano de 2022, o fluxo no trecho entre Votuporanga I e Votuporanga II encontra-se elevado, porém, sem violação de carregamento. A partir de 2024, com a consideração de um montante de geração adicional, passou a ocorrer a violação, o que justificou a indicação da nova LT 138 kV Votuporanga II – Mirassol II C1/C2 a partir dessa data. Com essa nova LT, o fluxo na LT 138 kV Votuporanga II – São José do Rio Preto C1/C2 fica reduzido, sem apresentar violações.

8.3 Cenário 3 (carga média, safra da biomassa, UHE do Sudeste/Centro-Oeste com 95% e UFV no máximo)

A Tabela 8-4 mostra os carregamentos nos elementos que apresentaram violações de fluxo no diagnóstico do Cenário 3, ainda sem as obras da alternativa vencedora.

Tabela 8-4 - Desempenho do sistema com Alternativa 1 – Regime Normal e Condição de Emergência – Cenário 3 – Fluxo

CONTINGÊNCIA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2022	2024	2025	2026
		NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
Condição Normal	AVERML-SP138	1	-90 13	-131 14	-127 13	-127 14
	B.HORA-SP138	249	37%	53%	52%	52%
	AVERML-SP138	2	-90 13	-131 14	-127 13	-127 14
	B.HORA-SP138	249	37%	53%	52%	52%
ATR 440/138 kV Água Vermelha	SJRPRE-SP138	1	-112 47	-85 37	-86 38	-85 38
	VOTUP2-SP138	163	75%	57%	58%	58%
	VOTUP2-SP138	2	89 -4	70 -5	72 -5	74 -5
	VOTUP1-SP138	163	53%	43%	44%	45%
	TANABY-SP138	2	110 -21	89 -20	90 -20	90 -20
	SJRPRE-SP138	163	67%	55%	55%	55%
ATR 440/138 kV Três Irmãos	T.IRMA-SP138	2	261 25	275 17	273 16	276 14
	TIRMAO-SP440	360	73%	76%	76%	76%
	T.IRMA-SP138	3		262 16	260 16	263 13
	TIRMAO-SP440	360		73%	72%	73%
ATR 440/138 kV Jupia	MRONDO-MS440	1	-332 79	-289 70	-288 67	-305 80
	MRONDO-MS138	360	92%	81%	80%	86%
	MRONDO-MS440	2	-332 79	-289 70	-288 67	-305 80
	MRONDO-MS138	360	92%	81%	80%	86%
	MRONDO-MS440	3		-279 68	-278 64	-294 77
	MRONDO-MS138	360		78%	78%	83%

CONTINGÊNCIA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2022	2024	2025	2026
		NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
ATR 440/138 kV Marechal Rondon	JUPI-A-SP138	1	347 -25	449 -22	450 -11	471 -21
	JUPIA--SP440	360 / 600	96%	75%	75%	78%
	MRONDO-MS440	2	-355 68	-257 54	-255 49	-272 61
	MRONDO-MS138	360	97%	71%	71%	75%
	MRONDO-MS440	3		-247 52	-246 47	-262 59
	MRONDO-MS138	360		69%	68%	73%
LT 138 kV S.J.R. Preto – Votuporanga II C1	AVERML-SP138	1	138 -2	131 0	125 0	123 0
	AVERML-SP440	358	39%	37%	35%	34%
	AVERML-SP138	2	138 -2	131 0	125 0	124 0
	AVERML-SP440	360	38%	36%	35%	34%
LT 138 kV Água Vermelha – Boa Hora C1	AVERML-SP138	2	-175 27	-251 31	-245 29	-244 30
	B.HORA-SP138	293	61%	87%	84%	84%

Nesse cenário, destacam-se as obras indicativas de ampliação das transformações 440/138 kV de Marechal Rondon, Três Irmãos e Jupia a partir de 2024. Nesse ano, onde é considerado o despacho de todo o potencial de geração, nota-se o elevado fluxo nessas transformações de fronteira que ocorre no sentido do 138 kV para o 440 kV, porém sem sobrecargas devido às referidas ampliações.

Quanto à contingência da LT 440 kV Três Irmãos – Ilha Solteira C1, com a recomendação do segundo circuito, o problema de afundamento de tensão na rede de 440 kV é sanado, conforme resultados apresentados na Tabela 8-5. Nessa tabela, ainda é apresentado o resultado da contingência do transformador 440/138 kV da SE Água Vermelha que após a entrada da segunda unidade o problema de sobretensão também é sanado.

Tabela 8-5 - Desempenho do Sistema com Alternativa 1 – Condição de Emergência – Cenário 3 – Fluxo

CONTINGÊNCIA	SUBESTAÇÃO	2022	2024	2025	2026
ATR 440/138 kV Água Vermelha	AVERML-SP138	100,1%	100,1%	100,1%	100,1%
	GUARIR-SP138	103,1%	102,2%	102,1%	102,1%
	MOEMA--SP138	104,4%	103,5%	103,5%	103,5%
	B.HORA-SP138	100,2%	100,3%	100,3%	100,3%
LT 440 kV Ilha Solteira – Três Irmãos C1	I.SOLT-SP440	103,7%	103,4%	103,6%	103,6%
	TIRMAO-SP440	103,6%	102,9%	103,0%	103,0%

Por fim, a análise dos resultados mostra que as soluções propostas solucionaram de forma adequada os problemas verificados na etapa de diagnóstico, proporcionando margem para os potenciais de geração identificados.

9 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

O conhecimento dos níveis de curto circuito previstos nas instalações é uma informação fundamental para o dimensionamento dos equipamentos a serem aplicados na expansão do sistema elétrico, bem como para identificar possíveis superações de equipamentos dentro do horizonte estudado.

Nessa simulação, foram consideradas as usinas fotovoltaicas da região já contratadas, além dos potenciais indicados no item 4.4. As usinas solares, para fins de curto-circuito, foram representadas como fontes de corrente, de forma similar à usual representação de usinas eólicas.

Foram analisadas as correntes de curto circuito trifásicas e monofásicas nos barramentos de subestações na região de interesse, nos anos de 2022, antes e após a implantação da alternativa recomendada, e nos 2024 e 2026 com todas as obras da alternativa e o potencial de geração plenamente despachado.

Durante as simulações, foram considerados como superados os disjuntores de subestações cujos níveis de curto circuito se mostraram acima de 100% da sua capacidade nominal de interrupção e, como em alerta, os disjuntores com 90% a 100% dessa capacidade. Foi utilizada a base de dados para estudos de curto-circuito – PDE 2026 [5], disponível no site EPE.

Como resultado, observou-se que as obras recomendadas na alternativa vencedora em conjunto com as usinas potenciais causam efeito nos níveis de curto-circuito da região, principalmente nas subestações mais próximas aos pontos de conexão de novas gerações.

A Tabela 9-1 apresenta resultados da análise de mínimo disjuntor com a evolução da corrente de curto circuito para os anos de 2022 e 2026 e destaca três subestações: Água Vermelha, São José do Rio Preto (CTEEP) e Castilho.

A SE 138 kV São José do Rio Preto encontra-se em estado de atenção desde o início do horizonte, no caso base sem obras, mas não apresenta superação. O setor em 138 kV da SE Água Vermelha apresenta um aumento significativo do nível de curto-circuito com a implementação das obras e a inclusão de nova geração, passando a ficar em estado de atenção. A SE 138 kV Castilho começa o horizonte em estado de atenção, já no caso sem obras, e passa para uma situação de superação com a entrada de nova geração e das obras da alternativa vencedora, indicando a necessidade da substituição dos disjuntores.

Tabela 9-1 – Níveis de curto-circuito antes e após a implantação das obras recomendadas

Identificação			2022 base (PD)				2022 com obras/usinas				2026 com obras/usinas				Empresa	Disjuntor (kA)
Número	Subestação	Tensão	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R		
2611	I.SOLT-SP440	440	32,2	23,8	38,5	24,8	34,1	24,0	40,6	24,5	34,3	23,6	40,8	24,1	ISA CTEEP	50
2612	I.SOLT-SP138	138	12,2	4,4	9,0	4,7	12,4	4,3	9,1	4,6	12,8	4,3	11,9	5,4	ISA CTEEP	40
2613	JUPIA--SP440	440	22,4	20,9	24,3	19,7	23,7	20,2	25,4	18,9	23,8	20,2	25,6	18,8	ISA CTEEP	50
2614	JUPIA--SP138	138	28,8	13,9	27,3	15,1	30,4	12,8	30,1	13,9	31,0	12,3	30,5	13,5	ISA CTEEP	40
2615	TIRMAO-SP440	440	22,3	19,2	21,8	14,2	26,5	20,1	26,0	14,4	26,7	19,5	26,4	14,3	ISA CTEEP	40
2616	T.IRMA-SP138	138	24,4	10,7	22,6	12,0	25,2	10,6	27,9	12,5	30,2	12,5	33,1	14,4	ISA CTEEP	40
2617	AVERME-SP500	500	16,8	21,1	14,6	15,4	17,0	21,0	14,6	15,2	17,1	21,0	14,6	15,2	ISA CTEEP	31,5
2618	AVERML-SP440	440	20,5	20,2	19,3	15,4	20,9	19,9	19,6	15,1	21,0	19,9	19,7	15,1	ISA CTEEP	40
2619	AVERML-SP138	138	11,0	10,5	10,9	11,9	18,2	15,7	17,7	16,8	18,9	14,9	18,3	16,2	ISA CTEEP	20
2670	MIRAS2-SP440	440	14,8	11,6	6,5	4,0	14,9	11,5	6,6	4,0	15,2	11,6	7,0	4,3	ISA Pinheiros	50
2700	JALES--SP138	138	7,3	3,5	6,2	3,8	8,4	3,4	6,9	3,9	9,1	3,4	7,2	3,9	ISA CTEEP	14,6
2701	VOTUP2-SP138	138	7,0	3,5	6,5	3,9	7,8	3,5	8,1	4,0	11,2	4,2	10,7	4,6	ISA CTEEP	20
2702	CARDOS-SP138	138	4,8	4,4	3,2	4,7	6,9	4,2	6,2	5,2	8,3	4,7	6,9	5,7	ISA CTEEP	20
2703	SJRPRE-SP138	138	19,3	5,2	11,2	4,2	19,4	5,2	11,6	4,3	19,6	5,1	11,8	4,3	ISA CTEEP	20
2704	CATAN2-SP138	138	10,9	4,0	6,4	4,2	10,9	4,0	6,3	4,2	10,9	4,0	6,2	4,1	ISA CTEEP	31,5
2706	AVANHA-SP138	138	15,5	6,3	15,9	8,2	15,6	6,5	16,1	8,3	15,6	6,5	16,2	8,3	ISA CTEEP	20
3153	CASTIL-SP138	138	18,3	7,5	12,8	6,7	24,2	7,3	22,6	8,1	24,8	7,2	23,0	8,6	ELEKTRO	20
3156	VOTUP1-SP138	138	6,6	3,4	5,9	3,8	7,3	3,4	7,1	3,8	10,1	3,8	8,9	4,6	ELEKTRO	31,5
32996	VGENTI-SP138	138	5,0	3,2	3,7	3,6	6,7	3,3	6,9	4,0	8,5	3,5	8,1	5,6	ELEKTRO	31,5
33035	VOTUP3-SP138	138	6,0	3,3	4,9	3,7	6,8	3,3	6,4	3,8	9,0	3,7	7,7	4,7	ELEKTRO	31,5

Ainda sobre a SE Castilho 138 kV, o elevado nível de curto nessa subestação já foi identificado nos estudos de curto prazo, inclusive implicando em limitações na margem de escoamento em leilões de geração recentes. Portanto, já existe uma previsão de substituição desses disjuntores, a ser realizada pela Elektro, para elevar a capacidade de interrupção para 31,5 kA.

Considerando que a única superação detectada já se encontra com solução encaminhada, este estudo não recomenda novas substituições de disjuntores existentes, reforçando, apenas, a importância da substituição dos disjuntores da SE Castilho 138 kV.

10 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

As avaliações socioambientais preliminares referentes às novas instalações de Rede Básica recomendadas neste estudo foram objeto da Nota Técnica DEA 007/18 “Análise socioambiental do Estudo para escoamento de potencial de geração fotovoltaica/biomassa na região de Votuporanga (Relatório R1)”, a qual está incorporada ao final deste relatório.

11 REFERÊNCIAS

- [1] Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE, “– Volume II – Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão,” 2002.
- [2] ONS, “Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos,” em *Procedimentos de Rede*, Novembro de 2011.
- [3] ANEEL, “Base de Preços,” Junho de 2016.
- [4] EPE, “EPE-DEE-RE-107/2015 - Estudo de Atendimento Elétrico às Regiões de Araçatuba e Presidente Prudente,” 2015.
- [5] EPE, “Base de dados para estudos de curto-circuito – PDE 2026,” 2017. [Online].

12 EQUIPE TÉCNICA

EPE

Daniel José Tavares de Souza – STE

Paulo Fernando de Matos Araujo – STE

CTEEP

Leonardo Cimino Junior

Rafael Belinato Pereira

Raphael Molina Neto

CPFL

Reinaldo de Freitas Fachada

Otávio Henrique Salvi Vicentini

ELEKTRO

Aline Leiko Nishimoto

Eduardo Carraro

ANEXO A – PLANO DE OBRAS DAS ALTERNATIVAS

Tabela A-0-1 – Plano de Obras da Alternativa 1

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário x Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						554.136,05	350.195,32	49.222,48	103.842,72
SE 500/440/138 kV ÁGUA VERMELHA 2º TR 440/138 (Ampliação/Adequação)						65.771,96	44.763,29	5.842,35	15.875,85
2º TF 440/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ		2022	4,0	1,0	9754,18	39.016,72	26.554,12	3.465,76	9.417,74
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	8786,26	8.786,26	5.979,78	780,46	2.120,80
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	9123,32	9.123,32	6.209,18	810,40	2.202,16
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2597,70	2.597,70	1.767,95	230,75	627,03
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	222,47	222,47	151,41	19,76	53,70
MIM - 440 kV		2022	1,0	1,0	2025,49	2.025,49	1.378,51	179,92	488,91
Cabo isolado para interligação do novo TR		2022	1,0	1,0	4000,00	4.000,00	2.722,33	355,31	965,51
LT 138 kV ÁGUA VERMELHA - BOA HORA, C1 e C2 reconstruir (Ampliação/Adequação)						14.046,79	9.560,01	1.247,74	3.390,57
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 7 km		2022	7,0	1,2	889,57	6.226,99	4.237,98	553,13	1.503,05
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Água Vermelha	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52
LT 138 kV JALES - BOA HORA, C1 e C2 recapitar (Ampliação/Adequação)						35.556,87	24.199,41	3.158,43	8.582,62
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 47,7 km		2022	47,7	1,2	581,49	27.737,07	18.877,39	2.463,81	6.695,09
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Jales	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52
LT 138 kV SÃO JOSÉ DO RIO PRETO - CATANDUVA, C1 e C2 reconstruir (Ampliação/Adequação)						49.110,85	33.424,02	4.362,39	11.854,24
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 49,3 km		2022	49,3	1,2	678,93	33.471,25	22.779,97	2.973,17	8.079,19
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Catanduva	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	São José do Rio Preto	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52
LT 138 kV ÁGUA VERMELHA - VOTUPORANGA II, C1 e C2 substitui equipamento terminal em água vermelha (Ampliação/Adequação)						15.639,60	10.644,05	1.389,23	3.775,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Água Vermelha	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Votuporanga II	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA - TRÊS IRMÃOS, C2 (Nova)						78.128,30	53.172,81	6.939,94	18.858,38
Circuito Simples 440 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 2,5 km (sobrecusto para travessia do rio)		2022	2,5	2,5	3082,94	7.707,35	5.245,49	684,62	1.860,38
Circuito Simples 440 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 35,5 km		2022	35,5	1,0	948,60	33.675,30	22.918,84	2.991,29	8.128,45
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo BDD	Ilha Solteira	2022	1,0	1,0	13753,97	13.753,97	9.360,72	1.221,73	3.319,89
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM	Três Irmãos	2022	1,0	1,0	10090,88	10.090,88	6.867,68	896,35	2.435,71
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM	Três Irmãos	2022	1,0	1,0	9179,28	9.179,28	6.247,26	815,37	2.215,67
MIM - 440 kV	Ilha Solteira	2022	1,0	1,0	1860,76	1.860,76	1.266,40	165,29	449,14
MIM - 440 kV	Três Irmãos	2022	1,0	1,0	1860,76	1.860,76	1.266,40	165,29	449,14
SE 440/138 kV MARECHAL RONDON 3º TR (Ampliação/Adequação)						41.369,97	24.138,98	3.674,79	5.525,82
3º TF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ		2024	3,0	1,0	9930,91	29.792,73	17.383,77	2.646,41	3.979,44
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2024	1,0	1,0	8818,17	8.818,17	5.145,32	783,30	1.177,85
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	2557,92	2.557,92	1.492,52	227,21	341,66
MIM - 138 kV		2024	1,0	1,0	201,15	201,15	117,37	17,87	26,87
SE 440/138 kV TRÊS IRMÃOS 3º TR (Ampliação/Adequação)						40.868,97	23.846,65	3.630,29	5.458,90
3º TF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ		2024	3,0	1,0	9754,18	29.262,54	17.074,41	2.599,32	3.908,62
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2024	1,0	1,0	8786,26	8.786,26	5.126,70	780,46	1.173,59
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	2597,70	2.597,70	1.515,73	230,75	346,98
MIM - 138 kV		2024	1,0	1,0	222,47	222,47	129,81	19,76	29,72
SE 440/138 kV JUPIÁ substituir TR (Ampliação/Adequação)						57.225,29	33.390,41	5.083,18	7.643,63
1º TF 440/138 kV, (3+1R) x 166,67 MVA 1Φ		2024	4,0	1,0	11462,30	45.849,20	26.752,57	4.072,67	6.124,12
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2024	1,0	1,0	8818,17	8.818,17	5.145,32	783,30	1.177,85
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	2557,92	2.557,92	1.492,52	227,21	341,66
LT 138 kV VOTUPORANGA II - MIRASSOL II, C1 e C2 (Nova)						53.304,53	31.102,68	4.734,90	7.119,93
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 65 km		2024	65,0	1,0	565,77	36.775,05	21.457,89	3.266,63	4.912,07
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Votuporanga II	2024	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	4.562,78	694,61	1.044,50
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Mirassol II	2024	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	4.562,78	694,61	1.044,50
MIM - 138 kV	Votuporanga II	2024	1,0	1,0	444,94	444,94	259,62	39,52	59,43
MIM - 138 kV	Mirassol II	2024	1,0	1,0	444,94	444,94	259,62	39,52	59,43
LT 138 kV VOTUPORANGA II - UVF B, C1 e C2 reconstruir (Ampliação/Adequação)						19.768,92	11.534,97	1.756,02	2.640,55
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 16 km		2024	16,0	1,2	746,82	11.949,12	6.972,20	1.061,41	1.596,05
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Votuporanga II	2024	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	4.562,78	694,61	1.044,50
SE 138 kV CATANDUVA compensação reativa (Ampliação/Adequação)						5.703,37	3.881,62	506,62	1.376,66
1º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ		2022	1,0	1,0	2883,07	2.883,07	1.962,17	256,10	695,91
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT		2022	1,0	1,0	2597,83	2.597,83	1.768,04	230,76	627,06
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	222,47	222,47	151,41	19,76	53,70
SE 138 kV CATANDUVA compensação reativa (Ampliação/Adequação)						5.703,37	3.327,86	506,62	761,80
2º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ		2024	1,0	1,0	2883,07	2.883,07	1.682,24	256,10	385,09
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT		2024	1,0	1,0	2597,83	2.597,83	1.515,81	230,76	346,99
MIM - 138 kV		2024	1,0	1,0	222,47	222,47	129,81	19,76	29,72

LT 138 kV JALES - VOTUPORANGA II, C1 e C2 recapacitar trecho Jales - Fernandópolis (Ampliação/Adequação)						26.194,88	15.284,46	2.326,82	3.498,87
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 31,6 km		2024	31,6	1,2	581,49	18.375,08	10.721,69	1.632,21	2.454,38
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Jales	2024	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	4.562,78	694,61	1.044,50
LT 440 kV ARARAQUARA - MIRASSOL II, C1 e C2 substituir equipamento terminal (Ampliação/Adequação)						20.128,68	11.744,89	1.787,98	2.688,60
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM	Araraquara	2024	2,0	1,0	10064,34	20.128,68	11.744,89	1.787,98	2.688,60
LT 138 kV SÃO JOSÉ DO RIO PRETO - MIRASSOL II, C1 e C2 reconstruir trecho SJRP e Primavera (Ampliação/Adequação)						12.708,06	8.648,89	1.128,82	3.067,43
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 6 km		2022	6,0	1,2	814,71	4.888,26	3.326,87	434,21	1.179,91
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	São José do Rio Preto	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52
LT 138 kV BOA HORA - UTE A, C3 (Nova)						12.905,64	7.530,31	1.146,37	1.723,82
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 10,5 km		2024	10,5	1,0	441,99	4.640,90	2.707,92	412,24	619,89
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Boa Hora	2024	1,0	1,0	3909,90	3.909,90	2.281,39	347,31	522,25
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	UTE A	2024	1,0	1,0	3909,90	3.909,90	2.281,39	347,31	522,25
MIM - 138 kV	Boa Hora	2024	1,0	1,0	222,47	222,47	129,81	19,76	29,72
MIM - 138 kV	UTE A	2024	1,0	1,0	222,47	222,47	129,81	19,76	29,72

Tabela A-0-2 – Plano de Obras da Alternativa 2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário x Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						697.423,88	441.241,86	61.950,37	131.242,15
SE 440/138 kV JALES 2 (Nova)						76.580,82	52.119,62	6.802,48	18.484,86
1º TF 440/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ		2022	4,0	1,0	9754,18	39.016,72	26.554,12	3.465,76	9.417,74
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	8786,26	8.786,26	5.979,78	780,46	2.120,80
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2597,70	2.597,70	1.767,95	230,75	627,03
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	9123,32	9.123,32	6.209,18	810,40	2.202,16
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM					1,0				
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2133,94	2.133,94	1.452,32	189,55	515,08
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM					2,0				
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4					4,0				
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	444,94	444,94	302,82	39,52	107,40
MIM - 440 kV		2022	1,0	1,0	2025,49	2.025,49	1.378,51	179,92	488,91
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	12452,45	12.452,45	8.474,93	1.106,12	3.005,74
SECC LT 440 kV ILHA SOLTEIRA - ÁGUA VERMELHA, C1, NA SE JALES 2 (Nova)						77.577,80	52.798,15	6.891,04	18.725,51
Circuito Duplo 440 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 25 km		2022	25,0	1,0	1854,24	46.356,00	31.549,11	4.117,68	11.189,28
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	10090,88	20.181,76	13.735,37	1.792,69	4.871,42
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	9179,28	9.179,28	6.247,26	815,37	2.215,67
MIM - 440 kV		2022	1,0	1,0	1860,76	1.860,76	1.266,40	165,29	449,14
SECC LT 138 kV JALES - VOTUPORANGA II, C1 e C2, NA SE JALES 2 (Nova)						17.789,39	12.107,16	1.580,19	4.293,95
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 1 km		2022	1,0	1,0	629,95	629,95	428,73	55,96	152,06
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 1 km		2022	1,0	1,0	629,95	629,95	428,73	55,96	152,06
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	4,0	1,0	3909,90	15.639,60	10.644,05	1.389,23	3.775,04
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	889,89	889,89	605,64	79,05	214,80
LT 138 kV VOTUPORANGA 2 - JALES 2, C1 e C2 recapacitar trecho Jales 2 - Fernandópolis (Ampliação/Adequação)						17.793,59	12.110,02	1.580,56	4.294,97
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 30,6 km		2022	30,6	1,2	581,49	17.793,59	12.110,02	1.580,56	4.294,97
LT 138 kV SÃO JOSÉ DO RIO PRETO - CATANDUVA, C1 e C2 reconstruir (Ampliação/Adequação)						49.110,85	33.424,02	4.362,39	11.854,24
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 49,3 km		2022	49,3	1,2	678,93	33.471,25	22.779,97	2.973,17	8.079,19
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Catanduva	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	São José do Rio Preto	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52
SE 440/138 kV MARECHAL RONDON 3º TR (Ampliação/Adequação)						41.369,97	24.138,98	3.674,79	5.525,82
3º TF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ		2024	3,0	1,0	9930,91	29.792,73	17.383,77	2.646,41	3.979,44
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2024	1,0	1,0	8818,17	8.818,17	5.145,32	783,30	1.177,85
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	2557,92	2.557,92	1.492,52	227,21	341,66
MIM - 138 kV		2024	1,0	1,0	201,15	201,15	117,37	17,87	26,87
SE 138 kV TRÊS IRMÃOS 3º TR (Ampliação/Adequação)						40.868,97	23.846,65	3.630,29	5.458,90
3º TF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ		2024	3,0	1,0	9754,18	29.262,54	17.074,41	2.599,32	3.908,62
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2024	1,0	1,0	8786,26	8.786,26	5.126,70	780,46	1.173,59
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	2597,70	2.597,70	1.515,73	230,75	346,98
MIM - 138 kV		2024	1,0	1,0	222,47	222,47	129,81	19,76	29,72
SE 440/138 kV JUPIÁ substituir TR (Ampliação/Adequação)						56.369,84	32.891,26	5.007,19	7.529,37
1º TF 440/138 kV, (3+1R) x 166,67 MVA 1Φ		2024	4,0	1,0	11246,47	44.985,88	26.248,83	3.995,98	6.008,80
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2024	1,0	1,0	8786,26	8.786,26	5.126,70	780,46	1.173,59
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	2597,70	2.597,70	1.515,73	230,75	346,98
SE 500/440/138 kV ÁGUA VERMELHA 2º TR (Ampliação/Adequação)						63.746,47	37.195,45	5.662,44	8.514,67
2º TF 440/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ		2024	4,0	1,0	9754,18	39.016,72	22.765,88	3.465,76	5.211,50
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2024	1,0	1,0	8786,26	8.786,26	5.126,70	780,46	1.173,59
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	2597,70	2.597,70	1.515,73	230,75	346,98
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2024	1,0	1,0	9123,32	9.123,32	5.323,37	810,40	1.218,61
MIM - 138 kV		2024	1,0	1,0	222,47	222,47	129,81	19,76	29,72
Cabo isolado para interligação do novo TR		2024	1,0	1,0	4000,00	4.000,00	2.333,96	355,31	534,28

					78.128,30	53.172,81	6.939,94	18.858,38
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA - TRÊS IRMÃOS, C2 (Nova)								
Circuito Simples 440 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 2,5 km	2022	2,5	2,5	3082,94	7.707,35	5.245,49	684,62	1.860,38
Circuito Simples 440 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 35,5 km	2022	35,5	1,0	948,60	33.675,30	22.918,84	2.991,29	8.128,45
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo BDDD Ilha Solteira	2022	1,0	1,0	13753,97	13.753,97	9.360,72	1.221,73	3.319,89
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM Três Irmãos	2022	1,0	1,0	10090,88	10.090,88	6.867,68	896,35	2.435,71
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM Três Irmãos	2022	1,0	1,0	9179,28	9.179,28	6.247,26	815,37	2.215,67
MIM - 440 kV Ilha Solteira	2022	1,0	1,0	1860,76	1.860,76	1.266,40	165,29	449,14
MIM - 440 kV Três Irmãos	2022	1,0	1,0	1860,76	1.860,76	1.266,40	165,29	449,14
LT 138 kV JALES - JALES 2, C1 e C2 recapacitar (Ampliação/Adequação)					8.638,73	5.879,37	767,36	2.085,19
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 1 km	2022	1,0	1,3	818,93	818,93	557,35	72,74	197,67
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 Jales	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52
LT 138 kV ÁGUA VERMELHA - BOA HORA, C1 e C2 reconstruir (Ampliação/Adequação)					14.046,79	9.560,01	1.247,74	3.390,57
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 7 km	2022	7,0	1,2	889,57	6.226,99	4.237,98	553,13	1.503,05
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 Água Vermelha	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52
LT 138 kV VOTUPORANGA II - MIRASSOL II, C1 e C2 (Nova)					32.205,54	18.791,62	2.860,74	4.301,72
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 65 km	2024	65,0	1,0	368,32	23.940,80	13.969,23	2.126,60	3.197,79
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 Votuporanga II	2024	1,0	1,0	3909,90	3.909,90	2.281,39	347,31	522,25
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 Mirassol II	2024	1,0	1,0	3909,90	3.909,90	2.281,39	347,31	522,25
MIM - 138 kV Votuporanga II	2024	1,0	1,0	222,47	222,47	129,81	19,76	29,72
MIM - 138 kV Mirassol II	2024	1,0	1,0	222,47	222,47	129,81	19,76	29,72
LT 138 kV VOTUPORANGA II - UFV B, C1 e C2 reconstruir (Ampliação/Adequação)					19.768,92	11.534,97	1.756,02	2.640,55
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 16 km	2024	16,0	1,2	746,82	11.949,12	6.972,20	1.061,41	1.596,05
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 Votuporanga II	2024	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	4.562,78	694,61	1.044,50
LT 138 kV ÁGUA VERMELHA - VOTUPORANGA II, C1 e C2 substituir equipamento terminal (Ampliação/Adequação)					15.639,60	10.644,05	1.389,23	3.775,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 Votuporanga II	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 Água Vermelha	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52
LT 138 kV JALES - BOA HORA, C3 (Nova)					23.828,77	11.920,32	2.116,65	980,42
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 47,7 km	2026	47,7	1,0	326,29	15.564,03	7.785,89	1.382,51	640,37
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 Jales	2026	1,0	1,0	3909,90	3.909,90	1.955,92	347,31	160,87
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 Boa Hora	2026	1,0	1,0	3909,90	3.909,90	1.955,92	347,31	160,87
MIM - 138 kV Jales	2026	1,0	1,0	222,47	222,47	111,29	19,76	9,15
MIM - 138 kV Boa Hora	2026	1,0	1,0	222,47	222,47	111,29	19,76	9,15
LT 138 kV JALES II - UFV B, C1 e C2 recapacitar trecho Fernandópolis - UFV B (Ampliação/Adequação)					19.716,05	11.504,12	1.751,33	2.633,49
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 26,4 km	2024	26,4	1,2	746,82	19.716,05	11.504,12	1.751,33	2.633,49
SE 138 kV CATANDUVA compensação reativa (Ampliação/Adequação)					5.703,37	3.881,62	506,62	1.376,66
1º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	2883,07	2.883,07	1.962,17	256,10	695,91
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2022	1,0	1,0	2597,83	2.597,83	1.768,04	230,76	627,06
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	222,47	222,47	151,41	19,76	53,70
SE 138 kV CATANDUVA compensação reativa (Ampliação/Adequação)					5.703,37	3.327,86	506,62	761,80
2º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2024	1,0	1,0	2883,07	2.883,07	1.682,24	256,10	385,09
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2024	1,0	1,0	2597,83	2.597,83	1.515,81	230,76	346,99
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	222,47	222,47	129,81	19,76	29,72
LT 440 kV ARARAQUARA - MIRASSOL II, C1 e C2 substituir equipamento terminal (Ampliação/Adequação)					20.128,68	11.744,89	1.787,98	2.688,60
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM Araraquara	2024	2,0	1,0	10064,34	20.128,68	11.744,89	1.787,98	2.688,60
LT 138 kV SÃO JOSÉ DO RIO PRETO - MIRASSOL II, C1 e C2 reconstruir trecho SJRP e Primavera (Ampliação/Adequação)					12.708,06	8.648,89	1.128,82	3.067,43
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 6 km	2022	6,0	1,2	814,71	4.888,26	3.326,87	434,21	1.179,91
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 São José do Rio Preto	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52

Tabela A-0-3 – Plano de Obras da Alternativa 3

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						742.569,43	468.808,98	65.960,54	138.632,59
SE 440/138 kV VOTUPORANGA IV (Nova)						79.996,13	54.444,02	7.105,85	19.309,24
1º TF 440/138 kV, (3+1R) x 133,33 MVA 1Φ		2022	4,0	1,0	10594,49	42.377,96	28.841,73	3.764,33	10.229,07
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	8786,26	8.786,26	5.979,78	780,46	2.120,80
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2597,70	2.597,70	1.767,95	230,75	627,03
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	9123,32	9.123,32	6.209,18	810,40	2.202,16
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2133,94	2.133,94	1.452,32	189,55	515,08
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM				1,0					
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM				2,0					
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4				7,0					
MIM - 440 kV		2022	1,0	1,0	2025,49	2.025,49	1.378,51	179,92	488,91
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	444,94	444,94	302,82	39,52	107,40
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	12506,52	12.506,52	8.511,73	1.110,92	3.018,79
SECC LT 440 kV ÁGUA VERMELHA - ARARAQUARA, C1, NA SE VOTUPORANGA IV (Nova)					83.975,65	57.152,42	7.459,34	20.269,80	
Circuito Duplo 440 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 17 km		2022	17,0	1,0	2003,69	34.062,73	23.182,52	3.025,70	8.221,96
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	10064,34	20.128,68	13.699,24	1.787,98	4.858,60
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	9123,32	9.123,32	6.209,18	810,40	2.202,16
Reator de Linha Manobrável 440 kV, 3 x 30 Mvar 1Φ		2022	3,0	1,0	4431,49	13.294,47	9.047,99	1.180,91	3.208,98
CRL (Conexão de Reator de Linha Man.) 440 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	5340,96	5.340,96	3.634,97	474,42	1.289,19
MIM - 440 kV		2022	1,0	1,0	2025,49	2.025,49	1.378,51	179,92	488,91

SECC LT 138 kV SÃO JOSÉ DO RIO PRETO - VOTUPORANGA II, C1 e C2, NA SE VOTUPORANGA IV (Nova)					17.894,94	12.179,00	1.589,56	4.319,43	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km, direção Vol	2022	1,0	1,0	735,50	735,50	500,57	65,33	177,53	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 1 km, direção São J	2022	1,0	1,0	629,95	629,95	428,73	55,96	152,06	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2022	4,0	1,0	3909,90	15.639,60	10.644,05	1.389,23	3.775,04	
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	889,89	889,89	605,64	79,05	214,80	
LT 138 kV SÃO JOSÉ DO RIO PRETO - CATANDUVA, C1 e C2 reconstruir (Ampliação/Adequação)					49.110,85	33.424,02	4.362,39	11.854,24	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 49,3 km	2022	49,3	1,2	678,93	33.471,25	22.779,97	2.973,17	8.079,19	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		Catanduva	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		São José do Rio Preto	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61
LT 138 kV ÁGUA VERMELHA - VOTUPORANGA II, C1 e C2 substituir equipamento terminal (Ampliação/Adequação)					15.639,60	10.644,05	1.389,23	3.775,04	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		Água Vermelha	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		Votuporanga II	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61
SE 440/138 kV MARECHAL RONDON 3º TR (Ampliação/Adequação)					41.369,97	24.138,98	3.674,79	5.525,82	
3º TF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2024	3,0	1,0	9930,91	29.792,73	17.383,77	2.646,41	3.979,44	
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM	2024	1,0	1,0	8818,17	8.818,17	5.145,32	783,30	1.177,85	
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	2557,92	2.557,92	1.492,52	227,21	341,66	
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	201,15	201,15	117,37	17,87	26,87	
SE 440/138 kV TRÊS IRMÃOS 3º TR (Ampliação/Adequação)					40.868,97	23.846,65	3.630,29	5.458,90	
3º TF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2024	3,0	1,0	9754,18	29.262,54	17.074,41	2.599,32	3.908,62	
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM	2024	1,0	1,0	8786,26	8.786,26	5.126,70	780,46	1.173,59	
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	2597,70	2.597,70	1.515,73	230,75	346,98	
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	222,47	222,47	129,81	19,76	29,72	
SE 440/138 kV JUPIÁ substituir TR (Ampliação/Adequação)					57.225,29	33.390,41	5.083,18	7.643,63	
1º TF 440/138 kV, (3+1R) x 166,67 MVA 1Φ	2024	4,0	1,0	11462,30	45.849,20	26.752,57	4.072,67	6.124,12	
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM	2024	1,0	1,0	8818,17	8.818,17	5.145,32	783,30	1.177,85	
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	2557,92	2.557,92	1.492,52	227,21	341,66	
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA - TRÊS IRMÃOS, C2 (Nova)					78.128,30	53.172,81	6.939,94	18.858,38	
Circuito Simples 440 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 2,5 km	2022	2,5	2,5	3082,94	7.707,35	5.245,49	684,62	1.860,38	
Circuito Simples 440 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 35,5 km	2022	35,5	1,0	948,60	33.675,30	22.918,84	2.991,29	8.128,45	
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo BDDD	2022	1,0	1,0	13753,97	13.753,97	9.360,72	1.221,73	3.319,89	
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM	2022	1,0	1,0	10090,88	10.090,88	6.867,68	896,35	2.435,71	
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM	2022	1,0	1,0	9179,28	9.179,28	6.247,26	815,37	2.215,67	
MIM - 440 kV	2022	1,0	1,0	1860,76	1.860,76	1.266,40	165,29	449,14	
MIM - 440 kV	2022	1,0	1,0	1860,76	1.860,76	1.266,40	165,29	449,14	
LT 138 kV VOTUPORANGA II - VOTUPORANGA IV, C1 e C2 reconstruir (Ampliação/Adequação)					8.702,40	5.922,71	773,01	2.100,56	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1,9 km	2022	1,0	1,2	882,60	882,60	600,68	78,40	213,04	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52	
LT 138 kV VOTUPORANGA II - UFV B, C1 e C2 reconstruir (Ampliação/Adequação)					19.768,92	11.534,97	1.756,02	2.640,55	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 16 km	2024	16,0	1,2	746,82	11.949,12	6.972,20	1.061,41	1.596,05	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2024	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	4.562,78	694,61	1.044,50	
LT 138 kV ÁGUA VERMELHA - BOA HORA, C1 e C2 reconstruir (Ampliação/Adequação)					14.046,79	9.560,01	1.247,74	3.390,57	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 7 km	2022	7,0	1,2	889,57	6.226,99	4.237,98	553,13	1.503,05	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52	
LT 138 kV VOTUPORANGA IV - MIRASSOL II, C1 e C2 (Nova)					53.304,53	31.102,68	4.734,90	7.119,93	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 65 km	2024	65,0	1,0	565,77	36.775,05	21.457,89	3.266,63	4.912,07	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2024	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	4.562,78	694,61	1.044,50	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2024	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	4.562,78	694,61	1.044,50	
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	444,94	444,94	259,62	39,52	59,43	
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	444,94	444,94	259,62	39,52	59,43	
SE 138 kV CATANDUVA Compensação reativa (Ampliação/Adequação)					5.703,37	3.881,62	506,62	1.376,66	
1º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	2883,07	2.883,07	1.962,17	256,10	695,91	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2022	1,0	1,0	2597,83	2.597,83	1.768,04	230,76	627,06	
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	222,47	222,47	151,41	19,76	53,70	
SE 138 kV CATANDUVA Compensação reativa (Ampliação/Adequação)					5.703,37	3.327,86	506,62	761,80	
2º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2024	1,0	1,0	2883,07	2.883,07	1.682,24	256,10	385,09	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2024	1,0	1,0	2597,83	2.597,83	1.515,81	230,76	346,99	
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	222,47	222,47	129,81	19,76	29,72	
LT 138 kV VOTUPORANGA II - VOTUPORANGA IV, C3 (Nova)					9.222,38	5.381,17	819,20	1.231,84	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 2,9 km	2024	2,0	1,0	478,82	957,64	568,77	85,06	127,91	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	3909,90	3.909,90	2.281,39	347,31	522,25	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	3909,90	3.909,90	2.281,39	347,31	522,25	
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	222,47	222,47	129,81	19,76	29,72	
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	222,47	222,47	129,81	19,76	29,72	
SE 500/440/138 kV ÁGUA VERMELHA 2º TR 440/138 kV (Ampliação/Adequação)					61.771,96	36.043,35	5.487,04	8.250,93	
2º TF 440/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ	2024	4,0	1,0	9754,18	39.016,72	22.765,88	3.465,76	5.211,50	
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM	2024	1,0	1,0	8786,26	8.786,26	5.126,70	780,46	1.173,59	
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	2597,70	2.597,70	1.515,73	230,75	346,98	
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM	2024	1,0	1,0	9123,32	9.123,32	5.323,37	810,40	1.218,61	
MIM - 440 kV	2024	1,0	1,0	2025,49	2.025,49	1.181,85	179,92	270,55	
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	222,47	222,47	129,81	19,76	29,72	
LT 138 kV JALES - BOA HORA, C1 e C2 recapacitar trecho Boa Hora - UTE A (Ampliação/Adequação)					7.326,80	4.275,11	650,82	978,65	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 10,5 km	2024	10,5	1,2	697,79	7.326,80	4.275,11	650,82	978,65	

LT 138 kV JALES - BOA HORA, C1 e C2 recapacitar trecho Jales - UTE A (Ampliação/Adequação)						33.777,59	19.708,90	3.000,38	4.511,70
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 37,2 km		2024	37,2	1,2	697,79	25.957,79	15.146,12	2.305,76	3.467,20
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Jales	2024	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	4.562,78	694,61	1.044,50
LT 440 kV ARARAQUARA - MIRASSOL II, C1 e C2 substituir equipamento terminal (Ampliação/Adequação)						20.128,68	11.744,89	1.787,98	2.688,60
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM	Araraquara	2024	2,0	1,0	10064,34	20.128,68	11.744,89	1.787,98	2.688,60
LT 138 kV JALES - VOTUPORANGA II, C1 e C2 trecho Jales - Fernandópolis (Ampliação/Adequação)						26.194,88	15.284,46	2.326,82	3.498,87
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 31,6 km		2024	31,6	1,2	581,49	18.375,08	10.721,69	1.632,21	2.454,38
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Jales	2024	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	4.562,78	694,61	1.044,50
LT 138 kV SÃO JOSÉ DO RIO PRETO - MIRASSOL II, C1 e C2 reconstruir trecho SJRP e Primavera (Ampliação/Adequação)						12.708,06	8.648,89	1.128,82	3.067,43
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 6 km		2022	6,0	1,2	814,71	4.888,26	3.326,87	434,21	1.179,91
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	São José do Rio Preto	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52

Tabela A-0-4 – Plano de Obras da Alternativa 4

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário x Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						775.536,64	504.365,98	68.888,93	161.157,90
SE 440/138 kV VOTUPORANGA IV (Nova)						101.709,72	69.221,93	9.034,61	24.550,40
1° TF 440/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ		2022	4,0	1,0	9754,18	39.016,72	26.554,12	3.465,76	9.417,74
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	8786,26	8.786,26	5.979,78	780,46	2.120,80
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2597,70	2.597,70	1.767,95	230,75	627,03
1° Reator de Barra 440 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ		2022	3,0	1,0	5564,54	16.693,62	11.361,40	1.482,85	4.029,46
CRB (Conexão de Reator de Barra) 440 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	8185,71	8.185,71	5.571,06	727,12	1.975,84
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	9123,32	9.123,32	6.209,18	810,40	2.202,16
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2133,94	2.133,94	1.452,32	189,55	515,08
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM			3,0						
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM			4,0						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			5,0						
MIM - 440 kV		2022	1,0	1,0	2025,49	2.025,49	1.378,51	179,92	488,91
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	444,94	444,94	302,82	39,52	107,40
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	12702,02	12.702,02	8.644,78	1.128,29	3.065,98
SECC LT 440 kV ILHA SOLTEIRA - MIRASSOL II, C1 e C2, NA SE VOTUPORANGA IV (Nova)						200.669,37	136.572,20	17.824,95	48.437,00
Circuito Duplo 440 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 41 km		2022	41,0	1,0	1685,68	69.112,88	47.037,06	6.139,12	16.682,27
Circuito Duplo 440 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 41 km		2022	41,0	1,0	1685,68	69.112,88	47.037,06	6.139,12	16.682,27
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM		2022	4,0	1,0	10090,88	40.363,52	27.470,73	3.585,39	9.742,83
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2022	2,0	1,0	9179,28	18.358,56	12.494,53	1.630,74	4.431,34
MIM - 440 kV		2022	1,0	1,0	3721,53	3.721,53	2.532,81	330,57	898,29
SECC LT 138 kV SÃO JOSÉ DO RIO PRETO - VOTUPORANGA II, C1 e C2, NA SE VOTUPORANGA IV (Nova)						17.894,94	12.179,00	1.589,56	4.319,43
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km		2022	1,0	1,0	735,50	735,50	500,57	65,33	177,53
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 1 km		2022	1,0	1,0	629,95	629,95	428,73	55,96	152,06
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		2022	4,0	1,0	3909,90	15.639,60	10.644,05	1.389,23	3.775,04
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	889,89	889,89	605,64	79,05	214,80
LT 138 kV SÃO JOSÉ DO RIO PRETO - CATANDUVA, C1 e C2 reconstruir (Ampliação/Adequação)						49.110,85	33.424,02	4.362,39	11.854,24
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 49,3 km		2022	49,3	1,2	678,93	33.471,25	22.779,97	2.973,17	8.079,19
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Catanduva	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	São José do Rio Preto	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52
SE 440/138 kV MARECHAL RONDON 3º TR (Ampliação/Adequação)						41.369,97	24.138,98	3.674,79	5.525,82
3º TF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ		2024	3,0	1,0	9930,91	29.792,73	17.383,77	2.646,41	3.979,44
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2024	1,0	1,0	8818,17	8.818,17	5.145,32	783,30	1.177,85
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	2557,92	2.557,92	1.492,52	227,21	341,66
MIM - 138 kV		2024	1,0	1,0	201,15	201,15	117,37	17,87	26,87
SE 440/138 kV TRÊS IRMÃOS 3º TR (Ampliação/Adequação)						40.868,97	23.846,65	3.630,29	5.458,90
3º TF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ		2024	3,0	1,0	9754,18	29.262,54	17.074,41	2.599,32	3.908,62
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2024	1,0	1,0	8786,26	8.786,26	5.126,70	780,46	1.173,59
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	2597,70	2.597,70	1.515,73	230,75	346,98
MIM - 138 kV		2024	1,0	1,0	222,47	222,47	129,81	19,76	29,72
SE 440/138 kV JUPIÁ substituir TR (Ampliação/Adequação)						57.225,29	33.390,41	5.083,18	7.643,63
1º TF 440/138 kV, (3+1R) x 166,67 MVA 1Φ		2024	4,0	1,0	11462,30	45.849,20	26.752,57	4.072,67	6.124,12
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2024	1,0	1,0	8818,17	8.818,17	5.145,32	783,30	1.177,85
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	2557,92	2.557,92	1.492,52	227,21	341,66
SE 440/138 kV VOTUPORANGA IV 2º TR (Ampliação/Adequação)						52.017,78	30.351,88	4.620,61	6.948,06
2º TF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ		2024	3,0	1,0	9754,18	29.262,54	17.074,41	2.599,32	3.908,62
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2024	1,0	1,0	8786,26	8.786,26	5.126,70	780,46	1.173,59
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	2597,70	2.597,70	1.515,73	230,75	346,98
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2024	1,0	1,0	9123,32	9.123,32	5.323,37	810,40	1.218,61
MIM - 440 kV		2024	1,0	1,0	2025,49	2.025,49	1.181,85	179,92	270,55
MIM - 138 kV		2024	1,0	1,0	222,47	222,47	129,81	19,76	29,72

						78.128,30	53.172,81	6.939,94	18.858,38
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA - TRÊS IRMÃOS, C2 (Nova)									
Circuito Simples 440 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 2,5 km	2022	2,5	2,5	3082,94	7.707,35	5.245,49	684,62	1.860,38	
Circuito Simples 440 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 35,5 km	2022	35,5	1,0	948,60	33.675,30	22.918,84	2.991,29	8.128,45	
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo BDDD Ilha Solteira	2022	1,0	1,0	13753,97	13.753,97	9.360,72	1.221,73	3.319,89	
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM Três Irmãos	2022	1,0	1,0	10090,88	10.090,88	6.867,68	896,35	2.435,71	
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM Três Irmãos	2022	1,0	1,0	9179,28	9.179,28	6.247,26	815,37	2.215,67	
MIM - 440 kV Ilha Solteira	2022	1,0	1,0	1860,76	1.860,76	1.266,40	165,29	449,14	
MIM - 440 kV Três Irmãos	2022	1,0	1,0	1860,76	1.860,76	1.266,40	165,29	449,14	
						9.222,38	5.381,17	819,20	1.231,84
LT 138 kV VOTUPORANGA II - VOTUPORANGA IV, C3 (Nova)									
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 2,9 km	2024	2,0	1,0	478,82	957,64	558,77	85,06	127,91	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 Votuporanga II	2024	1,0	1,0	3909,90	3.909,90	2.281,39	347,31	522,25	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 Votuporanga IV	2024	1,0	1,0	3909,90	3.909,90	2.281,39	347,31	522,25	
MIM - 138 kV Votuporanga II	2024	1,0	1,0	222,47	222,47	129,81	19,76	29,72	
MIM - 138 kV Votuporanga IV	2024	1,0	1,0	222,47	222,47	129,81	19,76	29,72	
						8.702,40	5.922,71	773,01	2.100,56
LT 138 kV VOTUPORANGA II - VOTUPORANGA IV, C1 e C2 reconstruir (Ampliação/Adequação)									
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1,9 km	2022	1,0	1,2	882,60	882,60	600,68	78,40	213,04	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 Votuporanga II	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52	
						19.768,92	11.534,97	1.756,02	2.640,55
LT 138 kV VOTUPORANGA II - UFV B, C1 e C2 reconstruir (Ampliação/Adequação)									
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 16 km	2024	16,0	1,2	746,82	11.949,12	6.972,20	1.061,41	1.596,05	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 Votuporanga II	2024	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	4.562,78	694,61	1.044,50	
						14.046,79	9.560,01	1.247,74	3.390,57
LT 138 kV ÁGUA VERMELHA - BOA HORA, C1 e C2 reconstruir (Ampliação/Adequação)									
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 7 km	2022	7,0	1,2	889,57	6.226,99	4.237,98	553,13	1.503,05	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 Água Vermelha	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52	
						7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52
LT 138 kV VOTUPORANGA II - UFV C, C1 e C2 substituir equipamento terminal (Ampliação/Adequação)									
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 Votuporanga II	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52	
						5.703,37	3.881,62	506,62	1.376,66
SE 138 kV CATANDUVA Compensação reativa (Ampliação/Adequação)									
1° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 30 Mvar 3φ	2022	1,0	1,0	2883,07	2.883,07	1.962,17	256,10	695,91	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2022	1,0	1,0	2597,83	2.597,83	1.768,04	230,76	627,06	
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	222,47	222,47	151,41	19,76	53,70	
						5.703,37	3.327,86	506,62	761,80
SE 138 kV CATANDUVA Compensação reativa (Ampliação/Adequação)									
2° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 30 Mvar 3φ	2024	1,0	1,0	2883,07	2.883,07	1.682,24	256,10	385,09	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2024	1,0	1,0	2597,83	2.597,83	1.515,81	230,76	346,99	
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	222,47	222,47	129,81	19,76	29,72	
						36.778,02	25.030,50	3.266,90	8.877,37
LT 138 kV JALES - BOA HORA, C1 e C2 recapacitar (Ampliação/Adequação)									
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 10,5 km	2022	10,5	1,2	697,79	7.326,80	4.986,49	650,82	1.768,52	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 37,2 km	2022	37,2	1,2	581,49	21.631,43	14.721,99	1.921,46	5.221,33	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 Jales	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52	
						7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52
LT 138 kV ÁGUA VERMELHA - UFV C, C1 e C2 substituir equipamento terminal (Ampliação/Adequação)									
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 Água Vermelha	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52	
						8.268,54	4.136,33	734,47	340,20
LT 138 kV MARECHAL RONDON - TRÊS LAGOAS, C3 (Nova)									
Circuito Simples 138 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,4 km	2026	0,4	1,0	599,69	239,88	120,00	21,31	9,87	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 Marechal Rondon	2026	1,0	1,0	3813,18	3.813,18	1.907,54	338,71	156,89	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 Três Lagoas	2026	1,0	1,0	3813,18	3.813,18	1.907,54	338,71	156,89	
MIM - 138 kV Marechal Rondon	2026	1,0	1,0	201,15	201,15	100,63	17,87	8,28	
MIM - 138 kV Três Lagoas	2026	1,0	1,0	201,15	201,15	100,63	17,87	8,28	
						12.708,06	8.648,89	1.128,82	3.067,43
LT 138 kV SÃO JOSÉ DO RIO PRETO - MIRASSOL II, C1 e C2 reconstruir trecho SJRP - Primavera (Ampliação/Adequação)									
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 6 km	2022	6,0	1,2	814,71	4.888,26	3.326,87	434,21	1.179,91	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 São José do Rio Preto	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52	

Tabela A-0-5 – Plano de Obras da Alternativa 5

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário x Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						742.247,19	459.956,37	65.931,91	128.968,88
SE 500/440/138 kV ÁGUA VERMELHA 2° TR 440/138 (Ampliação/Adequação)									
2° TF 440/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1φ	2022	4,0	1,0	9754,18	39.016,72	26.554,12	3.465,76	9.417,74	
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM	2022	1,0	1,0	8786,26	8.786,26	5.979,78	780,46	2.120,80	
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2022	1,0	1,0	2597,70	2.597,70	1.767,95	230,75	627,03	
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM	2022	1,0	1,0	9123,32	9.123,32	6.209,18	810,40	2.202,16	
MIM - 440 kV	2022	1,0	1,0	2025,49	2.025,49	1.378,51	179,92	488,91	
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	222,47	222,47	151,41	19,76	53,70	
Cabo isolado para interligação do novo TR	2022	1,0	1,0	4000,00	4.000,00	2.722,33	355,31	965,51	
						79.996,13	46.676,97	7.105,85	10.685,15
SE 440/138 kV VOTUPORANGA IV (Nova)									
1° TF 440/138 kV, (3+1R) x 133,33 MVA 1φ	2024	4,0	1,0	10594,49	42.377,96	24.727,13	3.764,33	5.660,46	
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM	2024	1,0	1,0	8786,26	8.786,26	5.126,70	780,46	1.173,59	
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	2597,70	2.597,70	1.515,73	230,75	346,98	
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM	2024	1,0	1,0	9123,32	9.123,32	5.323,37	810,40	1.218,61	
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	2133,94	2.133,94	1.245,13	189,55	285,03	
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM				1,0					
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM				2,0					
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4				7,0					
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	444,94	444,94	259,62	39,52	59,43	
MIM - 440 kV	2024	1,0	1,0	2025,49	2.025,49	1.181,85	179,92	270,55	
MIG (Terreno Rural)	2024	1,0	1,0	12506,52	12.506,52	7.297,43	1.110,92	1.670,51	

SECC LT 440 kV ÁGUA VERMELHA - ARARAQUARA, C1, NA SE VOTUPORANGA IV (Nova)						83.975,65	48.998,99	7.459,34	11.216,70
Circuito Duplo 440 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 17 km	2024	17,0	1,0	2003,69		34.062,73	19.875,28	3.025,70	4.549,79
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM	2024	2,0	1,0	10064,34		20.128,68	11.744,89	1.787,98	2.688,60
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM	2024	1,0	1,0	9123,32		9.123,32	5.323,37	810,40	1.218,61
Reator de Linha Manobrável 440 kV, 3 x 30 Mvar 1Φ	2024	3,0	1,0	4431,49		13.294,47	7.757,20	1.180,91	1.775,75
CRL (Conexão de Reator de Linha Man.) 440 kV, Arranjo DJM	2024	1,0	1,0	5340,96		5.340,96	3.116,40	474,42	713,40
MIM - 440 kV	2024	1,0	1,0	2025,49		2.025,49	1.181,85	179,92	270,55
SECC LT 138 kV SÃO JOSÉ DO RIO PRETO - VOTUPORANGA II, C1 e C2, NA SE VOTUPORANGA IV (Nova)						17.894,94	10.441,53	1.589,56	2.390,24
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (DRIOLE), 1 km, em direção a	2024	1,0	1,0	629,95		629,95	367,57	55,96	84,14
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km, em direção	2024	1,0	1,0	735,50		735,50	429,16	65,33	98,24
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2024	4,0	1,0	3909,90		15.639,60	9.125,56	1.389,23	2.088,99
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	889,89		889,89	519,24	79,05	118,86
LT 138 kV JALES - BOA HORA, C1 e C2 recapitar (Ampliação/Adequação)						35.556,87	24.199,41	3.158,43	8.582,62
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (DRIOLE), 47,7 km	2022	47,7	1,2	581,49		27.737,07	18.877,39	2.463,81	6.695,09
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2022	2,0	1,0	3909,90	Jales	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52
LT 138 kV ÁGUA VERMELHA - BOA HORA, C1 e C2 reconstruir (Ampliação/Adequação)						14.046,79	9.560,01	1.247,74	3.390,57
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 7 km	2022	7,0	1,2	889,57		6.226,99	4.237,98	553,13	1.503,05
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2022	2,0	1,0	3909,90	Água Vermelha	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52
LT 138 kV SÃO JOSÉ DO RIO PRETO - CATANDUVA, C1 e C2 reconstruir (Ampliação/Adequação)						49.110,85	33.424,02	4.362,39	11.854,24
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 49,3 km	2022	49,3	1,2	678,93		33.471,25	22.779,97	2.973,17	8.079,19
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2022	2,0	1,0	3909,90	Catanduva	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2022	2,0	1,0	3909,90	São José do Rio Preto	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52
LT 138 kV ÁGUA VERMELHA - VOTUPORANGA II, C1 e C2 substitui equipamentos terminais (Ampliação/Adequação)						15.639,60	10.644,05	1.389,23	3.775,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2022	2,0	1,0	3909,90	Água Vermelha	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2022	2,0	1,0	3909,90	Votuporanga II	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52
SE 440/138 kV MARECHAL RONDON 3º TR (Ampliação/Adequação)						41.369,97	24.138,98	3.674,79	5.525,82
3º TF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2024	3,0	1,0	9930,91		29.792,73	17.383,77	2.646,41	3.979,44
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM	2024	1,0	1,0	8818,17		8.818,17	5.145,32	783,30	1.177,85
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	2557,92		2.557,92	1.492,52	227,21	341,66
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	201,15		201,15	117,37	17,87	26,87
SE 440/138 kV TRÊS IRMÃOS 3º TR (Ampliação/Adequação)						40.868,97	23.846,65	3.630,29	5.458,90
3º TF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2024	3,0	1,0	9754,18		29.262,54	17.074,41	2.599,32	3.908,62
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM	2024	1,0	1,0	8786,26		8.786,26	5.126,70	780,46	1.173,59
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	2597,70		2.597,70	1.515,73	230,75	346,98
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	222,47		222,47	129,81	19,76	29,72
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA - TRÊS IRMÃOS, C2 (Nova)						78.128,30	53.172,81	6.939,94	18.858,38
Circuito Simples 440 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 2,5 km	2022	2,5	2,5	3082,94		7.707,35	5.245,49	684,62	1.860,38
Circuito Simples 440 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 35,5 km	2022	35,5	1,0	948,60		33.675,30	22.918,84	2.991,29	8.128,45
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo BDDD	2022	1,0	1,0	13753,97	Ilha Solteira	13.753,97	9.360,72	1.221,73	3.319,89
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM	2022	1,0	1,0	10090,88	Três Irmãos	10.090,88	6.867,68	896,35	2.435,71
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM	2022	1,0	1,0	9179,28	Três Irmãos	9.179,28	6.247,26	815,37	2.215,67
MIM - 440 kV	2022	1,0	1,0	1860,76	Ilha Solteira	1.860,76	1.266,40	165,29	449,14
MIM - 440 kV	2022	1,0	1,0	1860,76	Três Irmãos	1.860,76	1.266,40	165,29	449,14
LT 138 kV VOTUPORANGA II - UFV B, C1 e C2 reconstruir (Ampliação/Adequação)						19.768,92	11.534,97	1.756,02	2.640,55
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 16 km	2024	16,0	1,2	746,82		11.949,12	6.972,20	1.061,41	1.596,05
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2024	2,0	1,0	3909,90	Votuporanga II	7.819,80	4.562,78	694,61	1.044,50
LT 138 kV VOTUPORANGA IV - MIRASSOL II, C1 e C2 (Nova)						53.304,53	31.102,68	4.734,90	7.119,93
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 65 km	2024	65,0	1,0	565,77		36.775,05	21.457,89	3.266,63	4.912,07
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2024	2,0	1,0	3909,90	Votuporanga IV	7.819,80	4.562,78	694,61	1.044,50
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2024	2,0	1,0	3909,90	Mirassol II	7.819,80	4.562,78	694,61	1.044,50
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	444,94	Votuporanga IV	444,94	259,62	39,52	59,43
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	444,94	Mirassol II	444,94	259,62	39,52	59,43
SE 138 kV CATANDUVA Compensação reativa (Ampliação/Adequação)						5.703,37	3.881,62	506,62	1.376,66
1º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	2883,07		2.883,07	1.962,17	256,10	695,91
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2022	1,0	1,0	2597,83		2.597,83	1.768,04	230,76	627,06
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	222,47		222,47	151,41	19,76	53,70
SE 138 kV CATANDUVA Compensação reativa (Ampliação/Adequação)						5.703,37	3.327,86	506,62	761,80
2º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2024	1,0	1,0	2883,07		2.883,07	1.682,24	256,10	385,09
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2024	1,0	1,0	2597,83		2.597,83	1.515,81	230,76	346,99
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	222,47		222,47	129,81	19,76	29,72
LT 138 kV VOTUPORANGA IV - VOTUPORANGA II, C1 e C2 reconstruir (Ampliação/Adequação)						9.496,74	5.541,26	843,57	1.268,49
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1,9 km	2024	1,9	1,2	882,60		1.676,94	978,48	148,96	223,99
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2024	2,0	1,0	3909,90	Votuporanga II	7.819,80	4.562,78	694,61	1.044,50
LT 138 kV VOTUPORANGA IV - VOTUPORANGA II, C3 (Nova)						9.653,32	5.632,62	857,48	1.289,40
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 2,9 km	2024	2,9	1,0	478,82		1.388,58	810,22	123,34	185,47
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	3909,90	Votuporanga IV	3.909,90	2.281,39	347,31	522,25
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	3909,90	Votuporanga II	3.909,90	2.281,39	347,31	522,25
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	222,47	Votuporanga IV	222,47	129,81	19,76	29,72
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	222,47	Votuporanga II	222,47	129,81	19,76	29,72
SE 440/138 kV JUPIÁ substituir TR (Ampliação/Adequação)						57.225,29	33.390,41	5.083,18	7.643,63
1º TF 440/138 kV, (3+1R) x 166,67 MVA 1Φ	2024	4,0	1,0	11462,30		45.849,20	26.752,57	4.072,67	6.124,12
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM	2024	1,0	1,0	8818,17		8.818,17	5.145,32	783,30	1.177,85
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	2557,92		2.557,92	1.492,52	227,21	341,66

LT 138 kV JALES - VOTUPORANGA II, C1 e C2 recapacitar trecho Jales - Fernandópolis (Ampliação/Adequação)						26.194,88	15.284,46	2.326,82	3.498,87
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 31,6 km		2024	31,6	1,2	581,49	18.375,08	10.721,69	1.632,21	2.454,38
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Jales	2024	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	4.562,78	694,61	1.044,50
LT 440 kV ARARAQUARA - MIRASSOL II, C1 e C2 substituir equipamento terminal (Ampliação/Adequação)						20.128,68	11.744,89	1.787,98	2.688,60
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM	Araraquara	2024	2,0	1,0	10064,34	20.128,68	11.744,89	1.787,98	2.688,60
LT 138 kV SÃO JOSÉ DO RIO PRETO - MIRASSOL II, C1 e C2 reconstruir trecho SJRP e Primavera (Ampliação/Adequação)						12.708,06	8.648,89	1.128,82	3.067,43
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 6 km		2022	6,0	1,2	814,71	4.888,26	3.326,87	434,21	1.179,91
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	São José do Rio Preto	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52

Tabela A-0-6 – Plano de Obras da Alternativa 6

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário x Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						882.848,33	540.857,07	78.421,15	146.484,73
SE 500/440/138 kV ÁGUA VERMELHA 2º TR 440/138 (Ampliação/Adequação)						65.771,96	44.763,29	5.842,35	15.875,85
2º TF 440/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1φ		2022	4,0	1,0	9754,18	39.016,72	26.554,12	3.465,76	9.417,74
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	8786,26	8.786,26	5.979,78	780,46	2.120,80
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2597,70	2.597,70	1.767,95	230,75	627,03
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	9123,32	9.123,32	6.209,18	810,40	2.202,16
MIM - 440 kV		2022	1,0	1,0	2025,49	2.025,49	1.378,51	179,92	488,91
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	222,47	222,47	151,41	19,76	53,70
Cabo isolado para interligação do novo TR		2022	1,0	1,0	4000,00	4.000,00	2.722,33	355,31	965,51
SE 230/138 kV JALES II (Nova)						47.380,07	27.645,82	4.208,65	6.328,59
1º ATF 230/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1φ		2024	4,0	1,0	5286,33	21.145,32	12.338,09	1.878,28	2.824,40
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	3379,42	3.379,42	1.971,86	300,19	451,39
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	2597,70	2.597,70	1.515,73	230,75	346,98
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	2883,37	2.883,37	1.682,42	256,12	385,13
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	2133,94	2.133,94	1.245,13	189,55	285,03
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			4,0						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			4,0						
1º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 30 Mvar 3φ		2024	1,0	1,0	2883,07	2.883,07	1.682,24	256,10	385,09
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	2652,18	2.652,18	1.547,52	235,59	354,25
MIM - 230 kV		2024	1,0	1,0	738,07	738,07	430,66	65,56	98,58
MIM - 138 kV		2024	1,0	1,0	667,42	667,42	389,43	59,29	89,15
MIG (Terreno Rural)		2024	1,0	1,0	8299,58	8.299,58	4.842,73	737,23	1.108,58
SE 230/138 kV VOTUPORANGA IV (Nova)						41.657,02	24.306,47	3.700,29	5.564,16
1º ATF 230/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1φ		2024	4,0	1,0	5286,33	21.145,32	12.338,09	1.878,28	2.824,40
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	3379,42	3.379,42	1.971,86	300,19	451,39
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	2597,70	2.597,70	1.515,73	230,75	346,98
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	2883,37	2.883,37	1.682,42	256,12	385,13
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	2133,94	2.133,94	1.245,13	189,55	285,03
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			7,0						
MIM - 230 kV		2024	1,0	1,0	738,07	738,07	430,66	65,56	98,58
MIM - 138 kV		2024	1,0	1,0	444,94	444,94	259,62	39,52	59,43
MIG (Terreno Rural)		2024	1,0	1,0	8334,26	8.334,26	4.862,96	740,31	1.113,21
LT 230 kV ILHA SOLTEIRA II - JALES II, C1 e C2 (Nova)						130.290,49	76.023,25	11.573,37	17.403,01
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 115 km		2024	115,0	1,0	954,87	109.810,05	64.073,11	9.754,14	14.667,42
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Ilha Solteira II	2024	2,0	1,0	4785,45	9.570,90	5.584,53	850,16	1.278,39
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Jales II	2024	2,0	1,0	4785,45	9.570,90	5.584,53	850,16	1.278,39
MIM - 230 kV	Ilha Solteira II	2024	1,0	1,0	669,32	669,32	390,54	59,45	89,40
MIM - 230 kV	Jales II	2024	1,0	1,0	669,32	669,32	390,54	59,45	89,40
LT 230 kV JALES II - VOTUPORANGA IV, C1 e C2 (Nova)						97.796,26	57.063,18	8.686,99	13.062,73
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 74 km		2024	74,0	1,0	1038,88	76.877,12	44.857,06	6.828,80	10.268,54
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Jales II	2024	2,0	1,0	4860,75	9.721,50	5.672,40	863,54	1.298,51
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Votuporanga IV	2024	2,0	1,0	4860,75	9.721,50	5.672,40	863,54	1.298,51
MIM - 230 kV	Jales II	2024	1,0	1,0	738,07	738,07	430,66	65,56	98,58
MIM - 230 kV	Votuporanga IV	2024	1,0	1,0	738,07	738,07	430,66	65,56	98,58
LT 138 kV SÃO JOSÉ DO RIO PRETO - CATANDUVA, C1 e C2 reconstruir (Ampliação/Adequação)						49.110,85	33.424,02	4.362,39	11.854,24
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 49,3 km		2022	49,3	1,2	678,93	33.471,25	22.779,97	2.973,17	8.079,19
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Catanduva	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	São José do Rio Preto	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52
LT 138 kV JALES - BOA HORA, C3 (Nova)						23.828,77	16.217,46	2.116,65	5.751,72
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 47,7 km		2022	47,7	1,0	326,29	15.564,03	10.592,62	1.382,51	3.756,80
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Jales	2022	1,0	1,0	3909,90	3.909,90	2.661,01	347,31	943,76
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Boa Hora	2022	1,0	1,0	3909,90	3.909,90	2.661,01	347,31	943,76
MIM - 138 kV	Jales	2022	1,0	1,0	222,47	222,47	151,41	19,76	53,70
MIM - 138 kV	Boa Hora	2022	1,0	1,0	222,47	222,47	151,41	19,76	53,70
LT 138 kV ÁGUA VERMELHA - VOTUPORANGA II, C1 e C2 substituição de equipamento terminal (Ampliação/Adequação)						15.639,60	10.644,05	1.389,23	3.775,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Água Vermelha	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Votuporanga II	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52

LT 440 kV ILHA SOLTEIRA - TRÊS IRMÃOS, C2 (Nova)					78.128,30	53.172,81	6.939,94	18.858,38
Circuito Simples 440 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 2,5 km	2022	2,5	2,5	3082,94	7.707,35	5.245,49	684,62	1.860,38
Circuito Simples 440 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 35,5 km	2022	35,5	1,0	948,60	33.675,30	22.918,84	2.991,29	8.128,45
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo BDDD Ilha Solteira	2022	1,0	1,0	13753,97	13.753,97	9.360,72	1.221,73	3.319,89
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM Três Irmãos	2022	1,0	1,0	10090,88	10.090,88	6.867,68	896,35	2.435,71
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM Três Irmãos	2022	1,0	1,0	9179,28	9.179,28	6.247,26	815,37	2.215,67
MIM - 440 kV Ilha Solteira	2022	1,0	1,0	1860,76	1.860,76	1.266,40	165,29	449,14
MIM - 440 kV Três Irmãos	2022	1,0	1,0	1860,76	1.860,76	1.266,40	165,29	449,14
SE 440/138 kV MARECHAL RONDON 3º TR (Ampliação/Adequação)					41.369,97	24.138,98	3.674,79	5.525,82
3º TF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2024	3,0	1,0	9930,91	29.792,73	17.383,77	2.646,41	3.979,44
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM	2024	1,0	1,0	8818,17	8.818,17	5.145,32	783,30	1.177,85
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	2557,92	2.557,92	1.492,52	227,21	341,66
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	201,15	201,15	117,37	17,87	26,87
SE 440/138 kV JUPIÁ substituir trafo (Ampliação/Adequação)					57.225,29	33.390,41	5.083,18	7.643,63
1º TF 440/138 kV, (3+1R) x 166,67 MVA 1Φ	2024	4,0	1,0	11462,30	45.849,20	26.752,57	4.072,67	6.124,12
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM	2024	1,0	1,0	8818,17	8.818,17	5.145,32	783,30	1.177,85
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	2557,92	2.557,92	1.492,52	227,21	341,66
SE 440/138 kV TRÊS IRMÃOS 3º TR (Ampliação/Adequação)					40.868,97	23.846,65	3.630,29	5.458,90
3º TF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2024	3,0	1,0	9754,18	29.262,54	17.074,41	2.599,32	3.908,62
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM	2024	1,0	1,0	8786,26	8.786,26	5.126,70	780,46	1.173,59
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	2597,70	2.597,70	1.515,73	230,75	346,98
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	222,47	222,47	129,81	19,76	29,72
LT 138 kV ÁGUA VERMELHA - BOA HORA, C1 e C2 reconstruir (Ampliação/Adequação)					14.046,79	9.560,01	1.247,74	3.390,57
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 7 km	2022	7,0	1,2	889,57	6.226,99	4.237,98	553,13	1.503,05
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 Água Vermelha	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52
LT 440 kV ARARAQUARA - MIRASSOL II, C1 e C2 substituir equipamento terminal (Ampliação/Adequação)					20.128,68	11.744,89	1.787,98	2.688,60
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM Araraquara	2024	2,0	1,0	10064,34	20.128,68	11.744,89	1.787,98	2.688,60
LT 138 kV VOTUPORANGA IV - MIRASSOL II, C1 e C2 (Nova)					53.304,53	31.102,68	4.734,90	7.119,93
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 65 km	2024	65,0	1,0	565,77	36.775,05	21.457,89	3.266,63	4.912,07
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 Votuporanga IV	2024	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	4.562,78	694,61	1.044,50
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 Mirassol II	2024	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	4.562,78	694,61	1.044,50
MIM - 138 kV Votuporanga IV	2024	1,0	1,0	444,94	444,94	259,62	39,52	59,43
MIM - 138 kV Mirassol II	2024	1,0	1,0	444,94	444,94	259,62	39,52	59,43
SECC LT 138 kV JALES - VOTUPORANGA II, C1 e C2, NA SE JALES II (Nova)					17.894,94	10.441,53	1.589,56	2.390,24
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km	2024	1,0	1,0	735,50	735,50	429,16	65,33	98,24
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 1 km	2024	1,0	1,0	629,95	629,95	367,57	55,96	84,14
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2024	4,0	1,0	3909,90	15.639,60	9.125,56	1.389,23	2.088,99
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	889,89	889,89	519,24	79,05	118,86
SECC LT 138 kV SÃO JOSÉ DO RIO PRETO - VOTUPORANGA II, C1 e C2, NA SE VOTUPORANGA IV (Nova)					17.894,94	10.441,53	1.589,56	2.390,24
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km	2024	1,0	1,0	735,50	735,50	429,16	65,33	98,24
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 1 km	2024	1,0	1,0	629,95	629,95	367,57	55,96	84,14
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2024	4,0	1,0	3909,90	15.639,60	9.125,56	1.389,23	2.088,99
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	889,89	889,89	519,24	79,05	118,86
LT 138 kV VOTUPORANGA II - VOTUPORANGA IV, C1 e C2 reconstruir (Ampliação/Adequação)					8.702,40	5.077,77	773,01	1.162,39
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km	2024	1,0	1,2	882,60	882,60	514,99	78,40	117,89
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 Votuporanga II	2024	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	4.562,78	694,61	1.044,50
LT 138 kV VOTUPORANGA II - VOTUPORANGA IV, C3 (Nova)					9.222,38	5.381,17	819,20	1.231,84
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 2 km	2024	2,0	1,0	478,82	957,64	568,77	85,06	127,91
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 Votuporanga II	2024	1,0	1,0	3909,90	3.909,90	2.281,39	347,31	522,25
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 Votuporanga IV	2024	1,0	1,0	3909,90	3.909,90	2.281,39	347,31	522,25
MIM - 138 kV Votuporanga II	2024	1,0	1,0	222,47	222,47	129,81	19,76	29,72
MIM - 138 kV Votuporanga IV	2024	1,0	1,0	222,47	222,47	129,81	19,76	29,72
LT 138 kV JALES - JALES II, C1 e C2 reconstruir (Ampliação/Adequação)					8.702,40	5.077,77	773,01	1.162,39
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km	2024	1,0	1,2	882,60	882,60	514,99	78,40	117,89
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 Jales	2024	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	4.562,78	694,61	1.044,50
LT 138 kV VOTUPORANGA II - UFV B, C1 e C2 reconstruir (Ampliação/Adequação)					19.768,92	11.534,97	1.756,02	2.640,55
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 16 km	2024	16,0	1,2	746,82	11.949,12	6.972,20	1.061,41	1.596,05
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 Votuporanga II	2024	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	4.562,78	694,61	1.044,50
SE 138 kV CATANDUVA compensação reativa (Ampliação/Adequação)					5.703,37	3.881,62	506,62	1.376,66
1º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	2883,07	2.883,07	1.962,17	256,10	695,91
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2022	1,0	1,0	2597,83	2.597,83	1.768,04	230,76	627,06
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	222,47	222,47	151,41	19,76	53,70
SE 138 kV CATANDUVA compensação reativa (Ampliação/Adequação)					5.703,37	3.327,86	506,62	761,80
2º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2024	1,0	1,0	2883,07	2.883,07	1.682,24	256,10	385,09
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2024	1,0	1,0	2597,83	2.597,83	1.515,81	230,76	346,99
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	222,47	222,47	129,81	19,76	29,72
LT 138 kV SÃO JOSÉ DO RIO PRETO - MIRASSOL II, C1 e C2 reconstruir trecho SJRP e Primavera (Ampliação/Adequação)					12.708,06	8.648,89	1.128,82	3.067,43
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 6 km	2022	6,0	1,2	814,71	4.888,26	3.326,87	434,21	1.179,91
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 São José do Rio Preto	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52

Tabela A-0-7 – Plano de Obras da Alternativa 7

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário x Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						842.695,11	518.967,16	74.854,44	142.830,37
SE 500/440/138 kV ÁGUA VERMELHA 2º TR 440/138 (Ampliação/Adequação)						65.771,96	44.763,29	5.842,35	15.875,85
2º TF 440/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1φ		2022	4,0	1,0	9754,18	39.016,72	26.554,12	3.465,76	9.417,74
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	8786,26	8.786,26	5.979,78	780,46	2.120,80
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	2597,70	2.597,70	1.767,95	230,75	627,03
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM		2022	1,0	1,0	9123,32	9.123,32	6.209,18	810,40	2.202,16
MIM - 440 kV		2022	1,0	1,0	2025,49	2.025,49	1.378,51	179,92	488,91
MIM - 138 kV		2022	1,0	1,0	222,47	222,47	151,41	19,76	53,70
Cabo isolado para interligação do novo TR		2022	1,0	1,0	4000,00	4.000,00	2.722,33	355,31	965,51
SE 230/138 kV JALES II (Nova)						47.345,38	27.625,57	4.205,57	6.323,96
1º ATF 230/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1φ		2024	4,0	1,0	5286,33	21.145,32	12.338,09	1.878,28	2.824,40
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	3379,42	3.379,42	1.971,86	300,19	451,39
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	2597,70	2.597,70	1.515,73	230,75	346,98
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	2883,37	2.883,37	1.682,42	256,12	385,13
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	2133,94	2.133,94	1.245,13	189,55	285,03
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			4,0						
1º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 30 Mvar 3φ		2024	1,0	1,0	2883,07	2.883,07	1.682,24	256,10	385,09
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	2652,18	2.652,18	1.547,52	235,59	354,25
MIM - 230 kV		2024	1,0	1,0	738,07	738,07	430,66	65,56	98,58
MIM - 138 kV		2024	1,0	1,0	667,42	667,42	389,43	59,29	89,15
MIG (Terreno Rural)		2024	1,0	1,0	8264,89	8.264,89	4.822,48	734,15	1.103,95
SE 230/138 kV VOTUPORANGA IV (Nova)						41.657,02	24.306,47	3.700,29	5.564,16
1º ATF 230/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1φ		2024	4,0	1,0	5286,33	21.145,32	12.338,09	1.878,28	2.824,40
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	3379,42	3.379,42	1.971,86	300,19	451,39
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	2597,70	2.597,70	1.515,73	230,75	346,98
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	2883,37	2.883,37	1.682,42	256,12	385,13
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	2133,94	2.133,94	1.245,13	189,55	285,03
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			4,0						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			7,0						
MIM - 230 kV		2024	1,0	1,0	738,07	738,07	430,66	65,56	98,58
MIM - 138 kV		2024	1,0	1,0	444,94	444,94	259,62	39,52	59,43
MIG (Terreno Rural)		2024	1,0	1,0	8334,26	8.334,26	4.862,96	740,31	1.113,21
LT 230 kV SÃO JOSÉ DO RIO PRETO - VOTUPORANGA IV, C1 e C2 (Nova)						71.530,83	41.737,55	6.353,90	9.554,43
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 75,3 km		2024	75,3	1,0	677,96	51.050,39	29.787,41	4.534,67	6.818,84
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	São José do Rio Preto	2024	2,0	1,0	4785,45	9.570,90	5.584,53	850,16	1.278,39
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Votuporanga IV	2024	2,0	1,0	4785,45	9.570,90	5.584,53	850,16	1.278,39
MIM - 230 kV	São José do Rio Preto	2024	1,0	1,0	669,32	669,32	390,54	59,45	89,40
MIM - 230 kV	Votuporanga IV	2024	1,0	1,0	669,32	669,32	390,54	59,45	89,40
LT 230 kV JALES II - VOTUPORANGA IV, C1 e C2 (Nova)						97.796,26	57.063,18	8.686,99	13.062,73
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 74 km		2024	74,0	1,0	1038,88	76.877,12	44.857,06	6.828,80	10.268,54
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Jales II	2024	2,0	1,0	4860,75	9.721,50	5.672,40	863,54	1.298,51
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Votuporanga IV	2024	2,0	1,0	4860,75	9.721,50	5.672,40	863,54	1.298,51
MIM - 230 kV	Jales II	2024	1,0	1,0	738,07	738,07	430,66	65,56	98,58
MIM - 230 kV	Votuporanga IV	2024	1,0	1,0	738,07	738,07	430,66	65,56	98,58
LT 138 kV SÃO JOSÉ DO RIO PRETO - CATANDUVA, C1 e C2 reconstruir (Ampliação/Adequação)						49.110,85	33.424,02	4.362,39	11.854,24
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 49,3 km		2022	49,3	1,2	678,93	33.471,25	22.779,97	2.973,17	8.079,19
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Catanduva	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	São José do Rio Preto	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52
LT 138 kV JALES - BOA HORA, C1 e C2 reconstruir (Ampliação/Adequação)						40.204,76	27.362,68	3.571,29	9.704,51
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 47,7 km		2022	47,7	1,2	678,93	32.384,96	22.040,66	2.876,67	7.816,99
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Jales	2022	1,0	1,0	3909,90	3.909,90	2.661,01	347,31	943,76
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Boa Hora	2022	1,0	1,0	3909,90	3.909,90	2.661,01	347,31	943,76
LT 138 kV ÁGUA VERMELHA - VOTUPORANGA II, C1 e C2 substituição de equipamento terminal (Ampliação/Adequação)						15.639,60	10.644,05	1.389,23	3.775,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Água Vermelha	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Votuporanga II	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52
LT 440 kV ILHA SOLTEIRA - TRÊS IRMÃOS, C2 (Nova)						78.128,30	53.172,81	6.939,94	18.858,38
Circuito Simples 440 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 2,5 km		2022	2,5	2,5	3082,94	7.707,35	5.245,49	684,62	1.860,38
Circuito Simples 440 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 35,5 km		2022	35,5	1,0	948,60	33.675,30	22.918,84	2.991,29	8.128,45
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo BDDD	Ilha Solteira	2022	1,0	1,0	13753,97	13.753,97	9.360,72	1.221,73	3.319,89
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM	Três Irmãos	2022	1,0	1,0	10090,88	10.090,88	6.867,68	896,35	2.435,71
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM	Três Irmãos	2022	1,0	1,0	9179,28	9.179,28	6.247,26	815,37	2.215,67
MIM - 440 kV	Ilha Solteira	2022	1,0	1,0	1860,76	1.860,76	1.266,40	165,29	449,14
MIM - 440 kV	Três Irmãos	2022	1,0	1,0	1860,76	1.860,76	1.266,40	165,29	449,14
SE 440/138 kV MARECHAL RONDON 3º TR (Ampliação/Adequação)						41.369,97	24.138,98	3.674,79	5.525,82
3º TF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1φ		2024	3,0	1,0	9930,91	29.792,73	17.383,77	2.646,41	3.979,44
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2024	1,0	1,0	8818,17	8.818,17	5.145,32	783,30	1.177,85
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	2557,92	2.557,92	1.492,52	227,21	341,66
MIM - 138 kV		2024	1,0	1,0	201,15	201,15	117,37	17,87	26,87
SE 440/138 kV JUPIÁ substituir trafo (Ampliação/Adequação)						57.225,29	33.390,41	5.083,18	7.643,63
1º TF 440/138 kV, (3+1R) x 166,67 MVA 1φ		2024	4,0	1,0	11462,30	45.849,20	26.752,57	4.072,67	6.124,12
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM		2024	1,0	1,0	8818,17	8.818,17	5.145,32	783,30	1.177,85
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	2557,92	2.557,92	1.492,52	227,21	341,66

SE 440/138 kV TRÊS IRMÃOS 3º TR (Ampliação/Adequação)					40.868,97	23.846,65	3.630,29	5.458,90	
3º TF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2024	3,0	1,0	9754,18	29.262,54	17.074,41	2.599,32	3.908,62	
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM	2024	1,0	1,0	8786,26	8.786,26	5.126,70	780,46	1.173,59	
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	2597,70	2.597,70	1.515,73	230,75	346,98	
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	222,47	222,47	129,81	19,76	29,72	
LT 138 kV ÁGUA VERMELHA - BOA HORA, C1 e C2 reconstruir (Ampliação/Adequação)					13.522,77	9.203,37	1.201,19	3.264,09	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 7 km	2022	7,0	1,2	814,71	5.702,97	3.881,35	506,58	1.376,57	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Água Vermelha	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52
LT 440 kV ARARAQUARA - MIRASSOL II, C1 e C2 substituir equipamento terminal (Ampliação/Adequação)					20.128,68	11.744,89	1.787,98	2.688,60	
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM	Araraquara	2024	2,0	1,0	10064,34	20.128,68	11.744,89	1.787,98	2.688,60
SECC LT 138 kV JALES - VOTUPORANGA II, C1 e C2, NA SE JALES II (Nova)					17.894,94	10.441,53	1.589,56	2.390,24	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km	2024	1,0	1,0	735,50	735,50	429,16	65,33	98,24	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 1 km	2024	1,0	1,0	629,95	629,95	367,57	55,96	84,14	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2024	4,0	1,0	3909,90	15.639,60	9.125,56	1.389,23	2.088,99	
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	889,89	889,89	519,24	79,05	118,86	
SECC LT 138 kV SÃO JOSÉ DO RIO PRETO - VOTUPORANGA II, C1 e C2, NA SE VOTUPORANGA IV (Nova)					17.894,94	10.441,53	1.589,56	2.390,24	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km	2024	1,0	1,0	735,50	735,50	429,16	65,33	98,24	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (ORIOLE), 1 km	2024	1,0	1,0	629,95	629,95	367,57	55,96	84,14	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2024	4,0	1,0	3909,90	15.639,60	9.125,56	1.389,23	2.088,99	
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	889,89	889,89	519,24	79,05	118,86	
LT 138 kV VOTUPORANGA II - VOTUPORANGA IV, C1 e C2 reconstruir (Ampliação/Adequação)					8.702,40	5.077,77	773,01	1.162,39	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km	2024	1,0	1,2	882,60	882,60	514,99	78,40	117,89	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Votuporanga II	2024	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	4.562,78	694,61	1.044,50
LT 138 kV VOTUPORANGA II - VOTUPORANGA IV, C3 (Nova)					9.222,38	5.381,17	819,20	1.231,84	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 2 km	2024	2,0	1,0	478,82	957,64	558,77	85,06	127,91	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Votuporanga II	2024	1,0	1,0	3909,90	3.909,90	2.281,39	347,31	522,25
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Votuporanga IV	2024	1,0	1,0	3909,90	3.909,90	2.281,39	347,31	522,25
MIM - 138 kV	Votuporanga II	2024	1,0	1,0	222,47	222,47	129,81	19,76	29,72
MIM - 138 kV	Votuporanga IV	2024	1,0	1,0	222,47	222,47	129,81	19,76	29,72
LT 138 kV JALES - JALES II, C1 e C2 reconstruir (Ampliação/Adequação)					8.702,40	5.077,77	773,01	1.162,39	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km	2024	1,0	1,2	882,60	882,60	514,99	78,40	117,89	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Jales	2024	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	4.562,78	694,61	1.044,50
LT 138 kV VOTUPORANGA II - UFV B, C1 e C2 reconstruir (Ampliação/Adequação)					19.768,92	11.534,97	1.756,02	2.640,55	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 16 km	2024	16,0	1,2	746,82	11.949,12	6.972,20	1.061,41	1.596,05	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Votuporanga II	2024	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	4.562,78	694,61	1.044,50
SE 138 kV CATANDUVA compensação reativa (Ampliação/Adequação)					5.703,37	3.881,62	506,62	1.376,66	
1º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	2883,07	2.883,07	1.962,17	256,10	695,91	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2022	1,0	1,0	2597,83	2.597,83	1.768,04	230,76	627,06	
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	222,47	222,47	151,41	19,76	53,70	
SE 138 kV CATANDUVA compensação reativa (Ampliação/Adequação)					5.703,37	3.327,86	506,62	761,80	
2º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2024	1,0	1,0	2883,07	2.883,07	1.682,24	256,10	385,09	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2024	1,0	1,0	2597,83	2.597,83	1.515,81	230,76	346,99	
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	222,47	222,47	129,81	19,76	29,72	
SE 230/138 kV SÃO JOSÉ DO RIO PRETO novo pátio 230 kV (Ampliação/Adequação)					56.093,69	32.730,13	4.982,66	7.492,48	
1º e 2º ATF 230/138 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ	2024	7,0	1,0	5286,33	37.004,31	21.591,66	3.287,00	4.942,70	
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2024	2,0	1,0	3379,42	6.758,84	3.943,72	600,37	902,78	
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2024	2,0	1,0	2597,70	5.195,40	3.031,47	461,49	693,95	
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	2883,37	2.883,37	1.682,42	256,12	385,13	
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2,0								
MIM - 230 kV	2024	1,0	1,0	1107,11	1.107,11	645,99	98,34	147,88	
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	444,94	444,94	259,62	39,52	59,43	
MIG-A	2024	1,0	1,0	2699,72	2.699,72	1.575,26	239,81	360,60	
LT 138 kV SÃO JOSÉ DO RIO PRETO - MIRASSOL II, C1 e C2 reconstruir trecho SJRP - Primavera (Ampliação/Adequação)					12.708,06	8.648,89	1.128,82	3.067,43	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 6 km	2022	6,0	1,2	814,71	4.888,26	3.326,87	434,21	1.179,91	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	São José do Rio Preto	2022	2,0	1,0	3909,90	7.819,80	5.322,02	694,61	1.887,52

ANEXO B – TABELAMENTO DE TENSÕES E CARREGAMENTOS PARA A ALTERNATIVA VENCEDORA

Tabela B-0-1 – Tensão – Carga Pesada Norte Úmido – Plano de Geração Crítica

BARRA	SUBESTAÇÃO	2022	2023	2024	2025	2026
2619	AVERML-SP138	101,2%	101,1%	101,2%	101,2%	101,2%
32961	GUARIR-SP138	100,1%	100,2%	100,3%	100,2%	100,1%
2701	VOTUP2-SP138	99,4%	99,5%	99,9%	99,8%	99,7%
2700	JALES--SP138	98,2%	98,1%	98,1%	98,0%	97,9%
2612	I.SOLT-SP138	100,1%	100,1%	100,2%	100,2%	100,1%
2703	SJRPRE-SP138	99,9%	100,0%	100,1%	100,1%	99,9%
2706	AVANHA-SP138	101,0%	101,6%	101,6%	101,7%	101,6%
2704	CATAN2-SP138	96,4%	96,3%	97,3%	97,2%	96,7%
3168	VPARAN-SP138	99,5%	99,5%	99,5%	99,4%	99,4%
99002	B.HORA-SP138	101,0%	100,9%	101,0%	101,0%	101,0%

Tabela B-0-2 – Fluxo – Carga Pesada Norte Úmido – Plano de Geração Crítica

BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2022	2023	2024	2025	2026
		NC LIM.	MW Mvar %				
2619	AVERML-SP138	1	53 -7	50 -7	58 -8	60 -8	61 -7
32961	GUARIR-SP138	206	26%	24%	28%	29%	30%
2619	AVERML-SP138	2	116 -7	108 -7	125 -10	130 -9	134 -8
2702	CARDOS-SP138	206	55%	52%	60%	63%	64%
2700	JALES--SP138	1	-18 0	-22 1	-23 1	-22 1	-23 1
3168	VPARAN-SP138	139	14%	17%	17%	17%	17%
2612	I.SOLT-SP138	1	19 -6	24 -7	25 -7	24 -7	25 -7
3168	VPARAN-SP138	139	14%	19%	19%	18%	19%
2616	T.IRMA-SP138	1 e 2	-17 10	-12 9	-6 7	-6 8	-6 9
2612	I.SOLT-SP138	196	11%	8%	5%	5%	6%
3153	CASTIL-SP138	1 e 2	60 -16	58 -15	43 -13	43 -13	46 -14
2616	T.IRMA-SP138	205	30%	29%	22%	22%	23%
3137	FERNAN-SP138	2	-61 17	-60 17	-71 22	-73 22	-75 23
2700	JALES--SP138	139	83%	81%	55%	57%	58%
2703	SJRPRE-SP138	1	-65 34	-55 29	-43 20	-45 21	-46 22
2701	VOTUP2-SP138	139	53%	45%	35%	37%	37%
2701	VOTUP2-SP138	2	89 -7	83 -5	75 -2	78 -2	80 -2
3156	VOTUP1-SP138	139	65%	60%	55%	56%	58%
30161	TANABY-SP138	2	42 -21	36 -19	27 -14	28 -15	29 -15
2703	SJRPRE-SP138	139	35%	29%	22%	23%	24%
30139	D#1PVE-SP138	3	26 -7	33 -11	44 -21	45 -20	47 -18
2703	SJRPRE-SP138	216	13%	16%	23%	23%	24%

BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2022	2023	2024	2025	2026
		NC LIM.	MW Mvar %				
30140	D#2PVE-SP138	4	88 6	97 3	111 -5	114 -4	118 -1
2703	SJRPRE-SP138	216	41%	45%	51%	53%	55%
2703	SJRPRE-SP138	1	86 -1	84 0	87 -6	89 -6	91 -4
2704	CATAN2-SP138	206	42%	41%	42%	44%	44%
2703	SJRPRE-SP138	1	104 6	102 8	105 1	108 1	110 3
30183	VVT-1Y-SP138	206	50%	50%	51%	52%	54%
30183	VVT-1Y-SP138	1	72 -8	70 -6	72 -14	74 -15	75 -13
2704	CATAN2-SP138	206	36%	35%	36%	37%	38%
2703	SJRPRE-SP138	1	-12 -3	-16 -5	-15 -5	-15 -6	-15 -6
2706	AVANHA-SP138	115	12%	16%	15%	15%	15%
2684	MRONDO-MS138	1 e 2	-129 10	-124 24	-130 22	-129 22	-145 26
2716	TLAGOP-MS138	412	32%	31%	32%	32%	36%
2701	VOTUP2-SP138	1 e 2			30 -16	31 -17	31 -18
2392	MIRAS2-SP138	206			17%	17%	18%
2700	JALES--SP138	1	46 -21	44 -21	55 -25	56 -25	57 -25
99000	UFV-B--SP138	80	65%	63%	78%	79%	80%
32996	VGENTI-SP138	2	-38 22	-36 22	-48 28	-50 28	-50 29
99000	UFV-B--SP138	206	56%	54%	28%	29%	29%
32996	VGENTI-SP138	2	31 -23	28 -23	41 -29	42 -30	42 -30
33035	VOTUP3-SP138	206	49%	48%	25%	25%	26%
2701	VOTUP2-SP138	2	-14 27	-11 27	-23 33	-23 34	-23 34
33035	VOTUP3-SP138	206	39%	36%	20%	20%	20%
2701	VOTUP2-SP138	1	-27 27	-24 26	-31 32	-32 32	-32 33
99000	UFV-B--SP138	206	49%	46%	22%	22%	22%
2701	VOTUP2-SP138	1 e 2	-72 15	-67 13	-78 20	-81 21	-83 21
99001	UFV-C--SP138	206	36%	33%	40%	41%	42%
2619	AVERML-SP138	1 e 2	74 -2	68 -1	80 -3	85 -3	87 -2
99002	B.HORA-SP138	249	29%	27%	32%	34%	35%
33091	OUROES-SP138	1 e 2	-72 5	-66 3	-52 3	-55 3	-57 3
99002	B.HORA-SP138	139	53%	48%	38%	40%	41%
33091	OUROES-SP138	3			-52 3	-55 3	-57 3
99002	B.HORA-SP138	206			26%	27%	28%
2700	JALES--SP138	1 e 2	-70 7	-65 5	-76 8	-80 9	-83 9
33091	OUROES-SP138	139	53%	48%	57%	60%	62%
2618	AVERML-SP440	1	523 -67	344 -64	377 -72	428 -57	448 -67
2611	I.SOLT-SP440	1524	33%	22%	24%	27%	28%
2611	I.SOLT-SP440	1	-3 13	-7 -34	1 -27	9 -19	6 -4
2615	TIRMAO-SP440	1524	1%	2%	2%	1%	1%
2611	I.SOLT-SP440	2	-3 13	-7 -34	1 -27	9 -19	6 -4
2615	TIRMAO-SP440	2030	1%	2%	1%	1%	0%
2670	MIRAS2-SP440	1 e 2	448 -47	386 -70	397 -61	393 -60	389 -56
2630	ARARAQ-SP440	2030	28%	25%	19%	19%	19%

BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2022	2023	2024	2025	2026
		NC LIM.	MW Mvar %				
2613	JUPIA--SP440	1 e 2	412 -65	357 -37	369 -32	372 -31	369 -18
2683	MRONDO-MS440	2030	20%	17%	18%	18%	18%
2619	AVERML-SP138	1 e 2	-159 11	-148 10	-173 14	-181 13	-185 12
2618	AVERML-SP440	300	53%	49%	57%	60%	61%
2392	MIRAS2-SP138	1, 2 e 3	-143 -25	-155 -22	-150 -25	-155 -28	-162 -33
2670	MIRAS2-SP440	300	48%	52%	51%	52%	55%
2616	T.IRMA-SP138	1 e 2	-4 -17	-8 -14	-19 -5	-21 -5	-19 -7
2615	TIRMAO-SP440	300	6%	6%	7%	7%	7%
2616	T.IRMA-SP138	3			-18 -5	-20 -5	-19 -7
2615	TIRMAO-SP440	300			7%	7%	7%
2614	JUPIA-SP138	1	201 -4	185 -27	215 -23	215 -21	232 -26
2613	JUPIA--SP440	500	67%	62%	43%	43%	46%
2683	MRONDO-MS440	1 e 2	-194 36	-187 49	-131 29	-130 29	-141 33
2684	MRONDO-MS138	300	64%	63%	44%	43%	47%
2683	MRONDO-MS440	3			-126 28	-125 28	-135 32
2684	MRONDO-MS138	300			42%	42%	45%
2618	AVERML-SP440	1 e 3	-353 35	-282 48	-308 67	-341 80	-361 86
2617	AVERME-SP500	700	49%	40%	44%	48%	51%
2618	AVERML-SP440	2	-353 35	-282 48	-308 67	-341 80	-361 86
2617	AVERME-SP500	750	45%	37%	41%	45%	47%

Tabela B-0-3 – Tensão – Carga Média Norte Úmido – Plano de Geração Crítica e Potencial

BARRA	SUBESTAÇÃO	2022	2023	2024	2025	2026
2619	AVERML-SP138	101,2%	101,1%	101,2%	101,2%	101,2%
32961	GUARIR-SP138	101,7%	101,8%	101,6%	101,5%	101,4%
2701	VOTUP2-SP138	101,3%	101,4%	101,2%	101,1%	101,0%
2700	JALES--SP138	99,3%	99,3%	99,4%	99,3%	99,2%
2612	ISOLT-SP138	100,4%	100,4%	101,7%	101,6%	101,6%
2703	SJPRE-SP138	99,9%	99,9%	100,0%	100,0%	99,9%
2706	AVANHA-SP138	101,0%	101,7%	101,6%	101,8%	101,7%
2704	CATAN2-SP138	96,3%	96,2%	97,1%	97,0%	96,6%
3168	VPARAN-SP138	100,3%	100,3%	100,9%	100,8%	100,7%
99002	B.HORA-SP138	101,2%	101,1%	101,3%	101,3%	101,4%

Tabela B-0-4 – Fluxo – Carga Média Norte Úmido– Plano de Geração Crítica e Potencial

BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2022	2023	2024	2025	2026
		NC LIM.	MW Mvar %				
2619	AVERML-SP138	1	35 -12	31 -12	42 -12	45 -12	46 -12
32961	GUARIR-SP138	206	17%	16%	21%	22%	23%
2619	AVERML-SP138	2	75 -17	68 -17	92 -19	97 -18	100 -17
2702	CARDOS-SP138	206	37%	34%	45%	47%	49%
2700	JALES--SP138	1	-12 -1	-17 0	-25 2	-24 1	-25 1
3168	VPARAN-SP138	139	9%	13%	19%	19%	19%
2612	I.SOLT-SP138	1	13 -6	18 -7	27 -7	26 -7	27 -7
3168	VPARAN-SP138	139	11%	14%	20%	19%	20%
2616	T.IRMA-SP138	1 e 2	-14 7	-9 5	-45 3	-45 3	-46 4
2612	I.SOLT-SP138	196	8%	6%	23%	23%	23%
3153	CASTIL-SP138	1 e 2	44 -12	42 -11	40 -8	40 -8	43 -10
2616	T.IRMA-SP138	205	22%	21%	20%	20%	21%
3137	FERNAN-SP138	2	-43 16	-42 16	-57 21	-59 21	-61 21
2700	JALES--SP138	139	59%	58%	45%	46%	47%
2703	SJRPRE-SP138	1	-101 48	-93 42	-81 35	-82 36	-83 37
2701	VOTUP2-SP138	139	81%	74%	65%	65%	66%
2701	VOTUP2-SP138	2	118 -6	112 -5	104 -4	106 -4	108 -4
3156	VOTUP1-SP138	139	83%	79%	74%	76%	77%
30161	TANABY-SP138	2	69 -25	63 -23	54 -20	55 -21	55 -21
2703	SJRPRE-SP138	139	53%	48%	42%	42%	43%
30139	D#1PVE-SP138	3	10 -1	16 -6	32 -15	33 -15	35 -13
2703	SJRPRE-SP138	216	5%	8%	17%	17%	18%
30140	D#2PVE-SP138	4	72 13	81 9	98 0	102 1	106 3
2703	SJRPRE-SP138	216	34%	38%	45%	47%	49%
2703	SJRPRE-SP138	1	89 -1	87 0	93 -7	95 -7	97 -5
30184	VVT-2Y-SP138	206	43%	42%	45%	46%	47%
2703	SJRPRE-SP138	1	107 5	105 8	111 0	114 0	116 3
30183	VVT-1Y-SP138	206	52%	51%	54%	55%	56%
30183	VVT-1Y-SP138	1	75 -9	73 -7	78 -16	79 -16	81 -14
2704	CATAN2-SP138	206	38%	36%	39%	40%	41%
2703	SJRPRE-SP138	1	-9 -5	-12 -6	-8 -7	-8 -8	-8 -8
2706	AVANHA-SP138	115	10%	13%	10%	10%	11%
2684	MRONDO-MS138	1 e 2	-161 17	-156 31	-205 38	-204 38	-219 42
2716	TLAGOP-MS138	412	39%	39%	50%	50%	54%
2701	VOTUP2-SP138	1 e 2			87 -15	88 -16	88 -17
2392	MIRAS2-SP138	206			42%	43%	43%
2700	JALES--SP138	1	27 -21	25 -22	40 -25	41 -25	42 -25
99000	UFV-B--SP138	80	44%	43%	60%	61%	63%
32996	VGENTI-SP138	2	-56 21	-54 21	-119 26	-121 27	-121 27
99000	UFV-B--SP138	206	75%	73%	59%	60%	61%

BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2022	2023	2024	2025	2026
		NC LIM.	MW Mvar %				
32996	VGENTI-SP138	2	49 -22	47 -22	112 -28	113 -28	113 -28
33035	VOTUP3-SP138	206	68%	65%	56%	56%	56%
2701	VOTUP2-SP138	2	-32 26	-29 26	-93 35	-93 35	-93 36
33035	VOTUP3-SP138	206	53%	49%	48%	49%	49%
2701	VOTUP2-SP138	1	-46 26	-44 26	-101 33	-102 34	-102 34
99000	UFV-B--SP138	206	66%	64%	51%	52%	52%
2701	VOTUP2-SP138	1 e 2	-89 16	-84 15	-100 21	-103 22	-105 22
99001	UFV-C--SP138	206	44%	41%	50%	51%	52%
2619	AVERML-SP138	1 e 2	23 -3	17 -1	-27 -2	-23 -3	-21 -2
99002	B.HORA-SP138	249	9%	7%	11%	10%	9%
33091	OUROES-SP138	1 e 2	-59 8	-53 6	-40 5	-43 5	-44 5
99002	B.HORA-SP138	206	29%	26%	20%	21%	22%
33091	OUROES-SP138	3			-40 5	-43 5	-44 5
99002	B.HORA-SP138	206			20%	21%	22%
2700	JALES--SP138	1 e 2	-58 9	-52 7	-59 8	-63 9	-65 9
33091	OUROES-SP138	139	43%	39%	44%	47%	48%
2618	AVERML-SP440	1	629 -63	445 -62	563 -65	615 -49	635 -58
2611	I.SOLT-SP440	1524	40%	29%	36%	39%	40%
2611	I.SOLT-SP440	1	-177 26	-180 -19	-390 17	-382 26	-385 41
2615	TIRMAO-SP440	1524	11%	12%	25%	24%	24%
2611	I.SOLT-SP440	2	-177 26	-180 -19	-390 17	-382 26	-385 41
2615	TIRMAO-SP440	2030	9%	9%	19%	18%	18%
2670	MIRAS2-SP440	1 e 2	434 -42	372 -64	380 -50	376 -49	373 -45
2630	ARARAQ-SP440	2030	27%	24%	18%	18%	18%
2613	JUPIA--SP440	1 e 2	382 -49	327 -21	308 1	311 3	308 16
2683	MRONDO-MS440	2030	18%	16%	15%	15%	15%
2619	AVERML-SP138	1 e 2	-78 19	-67 18	-40 20	-48 20	-52 19
2618	AVERML-SP440	300	27%	23%	15%	17%	19%
2392	MIRAS2-SP138	1, 2 e 3	-127 -30	-139 -27	-102 -35	-107 -39	-114 -43
2670	MIRAS2-SP440	300	43%	47%	36%	38%	40%
2616	T.IRMA-SP138	1 e 2	118 -6	113 -3	162 2	161 2	162 0
2615	TIRMAO-SP440	300	39%	37%	54%	53%	54%
2616	T.IRMA-SP138	3			155 2	153 2	155 0
2615	TIRMAO-SP440	300			51%	51%	51%
2614	JUPIA-A-SP138	1	253 -2	237 -24	367 -13	367 -11	384 -15
2613	JUPIA--SP440	500	84%	79%	73%	73%	76%
2683	MRONDO-MS440	1 e 2	-228 51	-223 64	-188 51	-187 50	-197 55
2684	MRONDO-MS138	300	75%	76%	63%	63%	66%
2683	MRONDO-MS440	3			-181 49	-180 48	-190 53
2684	MRONDO-MS138	300			61%	61%	64%
2618	AVERML-SP440	1 e 3	-343 36	-271 49	-292 68	-325 80	-345 86
2617	AVERME-SP500	700	47%	38%	41%	46%	49%

BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2022	2023	2024	2025	2026
		NC LIM.	MW Mvar %				
2618	AVERML-SP440	2	-343 36	-271 49	-292 68	-325 80	-345 86
2617	AVERME-SP500	750	44%	36%	39%	43%	45%

Tabela B-0-5 – Tensão – Carga Média Norte Seco – Plano de Geração Potencial

BARRA	SUBESTAÇÃO	2022	2023	2024	2025	2026
2619	AVERML-SP138	100,1%	100,1%	100,1%	100,1%	100,1%
32961	GUARIR-SP138	103,1%	103,0%	102,3%	102,3%	102,3%
2701	VOTUP2-SP138	103,2%	103,2%	101,9%	101,8%	101,9%
2700	JALES--SP138	100,4%	100,3%	99,8%	99,7%	99,6%
2612	I.SOLT-SP138	101,1%	101,1%	102,0%	102,0%	101,9%
2703	SJRPRE-SP138	100,3%	100,3%	100,6%	100,5%	100,6%
2706	AVANHA-SP138	102,5%	102,6%	102,7%	102,8%	102,9%
2704	CATAN2-SP138	100,3%	100,3%	101,3%	101,1%	101,1%
3168	VPARAN-SP138	101,9%	101,9%	101,9%	101,9%	101,8%
99002	B.HORA-SP138	100,2%	100,2%	100,3%	100,3%	100,3%

Tabela B-0-6 – Fluxo – Carga Média Norte Seco – Plano de Geração Potencial

BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2022	2023	2024	2025	2026
		NC LIM.	MW Mvar %				
2619	AVERML-SP138	1	-16 -12	-14 -12	0 -13	2 -13	2 -13
32961	GUARIR-SP138	206	11%	10%	7%	7%	7%
2619	AVERML-SP138	2	-12 -20	-8 -20	25 -21	29 -21	30 -21
2702	CARDOS-SP138	206	12%	11%	16%	17%	18%
2700	JALES--SP138	1	-48 13	-47 12	-58 15	-58 15	-59 16
3168	VPARAN-SP138	139	37%	35%	44%	44%	45%
2612	I.SOLT-SP138	1	22 -14	20 -14	33 -13	32 -13	34 -14
3168	VPARAN-SP138	139	19%	18%	25%	25%	26%
2616	T.IRMA-SP138	1 e 2	-28 0	-29 0	-63 -1	-63 -1	-63 0
2612	I.SOLT-SP138	196	15%	15%	33%	32%	33%
3153	CASTIL-SP138	1 e 2	37 -7	38 -7	38 -4	38 -4	43 -5
2616	T.IRMA-SP138	205	19%	19%	19%	19%	21%
3137	FERNAN-SP138	2	-31 17	-32 17	-52 21	-54 21	-55 22
2700	JALES--SP138	139	45%	46%	41%	42%	43%
2703	SJRPRE-SP138	1	-105 41	-107 43	-81 34	-82 34	-81 35
2701	VOTUP2-SP138	139	81%	83%	63%	64%	64%
2701	VOTUP2-SP138	2	83 -3	86 -3	67 -4	69 -4	71 -4
3156	VOTUP1-SP138	139	58%	60%	47%	49%	50%
30161	TANABY-SP138	2	104 -19	106 -20	86 -18	87 -19	87 -19
2703	SJRPRE-SP138	139	74%	76%	62%	63%	63%

BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2022	2023	2024	2025	2026
		NC LIM.	MW Mvar %				
30139 2703	D#1PVE-SP138 SJRPRE-SP138	3 216	-89 -2 42%	-89 0 42%	-66 -12 31%	-65 -11 31%	-63 -10 30%
30140 2703	D#2PVE-SP138 SJRPRE-SP138	4 216	-28 11 14%	-25 13 13%	0 2 1%	3 4 2%	7 6 4%
2703 30184	SJRPRE-SP138 VVT-2Y-SP138	1 206	6 -3 3%	7 -3 4%	13 -11 8%	15 -11 9%	16 -11 10%
2703 30183	SJRPRE-SP138 VVT-1Y-SP138	1 206	24 3 12%	25 3 12%	31 -4 15%	34 -4 17%	35 -3 17%
30183 2704	VVT-1Y-SP138 CATAN2-SP138	1 206	-5 -6 4%	-4 -7 4%	0 -15 8%	2 -15 8%	2 -15 8%
2703 2706	SJRPRE-SP138 AVANHA-SP138	1 115	-68 9 60%	-68 8 60%	-64 8 57%	-64 7 57%	-64 7 57%
2684 2716	MRONDO-MS138 TLAGOP-MS138	1 e 2 412	-173 11 42%	-169 7 41%	-217 22 53%	-216 17 53%	-234 25 57%
2701 2392	VOTUP2-SP138 MIRAS2-SP138	1 e 2 206			113 -8 54%	114 -9 54%	113 -10 54%
2700 99000	JALES--SP138 UFV-B--SP138	1 80	14 -23 35%	15 -23 35%	35 -25 55%	36 -25 56%	36 -26 58%
32996 99000	VGENTI-SP138 UFV-B--SP138	2 206	-45 21 61%	-45 22 63%	-114 26 57%	-115 27 57%	-116 27 57%
32996 33035	VGENTI-SP138 VOTUP3-SP138	2 206	38 -23 54%	38 -23 55%	107 -27 53%	108 -28 53%	108 -28 53%
2701 33035	VOTUP2-SP138 VOTUP3-SP138	2 206	-21 26 41%	-20 27 41%	-88 34 46%	-88 35 46%	-88 35 46%
2701 99000	VOTUP2-SP138 UFV-B--SP138	1 206	-34 26 53%	-34 26 54%	-96 33 49%	-97 33 49%	-96 34 49%
2701 99001	VOTUP2-SP138 UFV-C--SP138	1 e 2 206	-40 11 20%	-43 11 21%	-67 13 33%	-70 13 34%	-70 14 34%
2619 99002	AVERML-SP138 B.HORA-SP138	1 e 2 249	-90 13 37%	-86 12 35%	-131 14 53%	-127 13 52%	-127 14 52%
33091 99002	OUROES-SP138 B.HORA-SP138	1 e 2 206	54 -7 27%	50 -6 24%	28 -5 14%	26 -4 13%	26 -5 13%
33091 99002	OUROES-SP138 B.HORA-SP138	3 206			28 -5 14%	26 -4 13%	26 -5 13%
2700 33091	JALES--SP138 OUROES-SP138	1 e 2 139	9 -5 8%	5 -4 5%	-2 -6 5%	-6 -5 6%	-6 -5 6%
2618 2611	AVERML-SP440 I.SOLT-SP440	1 1524	-403 -74 26%	-321 -83 21%	-240 -73 16%	-208 -77 14%	-220 -76 15%
2611 2615	I.SOLT-SP440 TIRMAO-SP440	1 1524	-507 23 32%	-538 -12 34%	-754 83 48%	-744 80 47%	-760 87 48%
2611 2615	I.SOLT-SP440 TIRMAO-SP440	2 2030	-507 23 24%	-538 -12 26%	-754 83 36%	-744 80 36%	-760 87 36%

BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2022	2023	2024	2025	2026
		NC LIM.	MW Mvar %				
2670	MIRAS2-SP440	1 e 2	839 -75	818 -70	835 -85	833 -87	823 -90
2630	ARARAQ-SP440	2030	54%	53%	40%	40%	40%
2613	JUPIA--SP440	1 e 2	316 27	291 38	264 33	270 59	263 44
2683	MRONDO-MS440	2030	15%	14%	13%	13%	13%
2619	AVERML-SP138	1 e 2	105 3	98 5	117 3	111 4	110 4
2618	AVERML-SP440	300	35%	33%	39%	37%	37%
2392	MIRAS2-SP138	1, 2 e 3	-30 -25	-35 -28	11 -35	5 -38	-1 -41
2670	MIRAS2-SP440	300	14%	15%	12%	13%	14%
2616	T.IRMA-SP138	1 e 2	171 2	175 1	205 5	204 5	206 3
2615	TIRMAO-SP440	300	57%	58%	68%	68%	68%
2616	T.IRMA-SP138	3			195 5	194 5	196 3
2615	TIRMAO-SP440	300			65%	64%	65%
2614	JUPIA-A-SP138	1	273 -9	278 54	394 -12	395 0	413 -10
2613	JUPIA--SP440	500	90%	94%	78%	79%	82%
2683	MRONDO-MS440	1 e 2	-243 48	-239 43	-198 41	-197 37	-210 46
2684	MRONDO-MS138	300	80%	78%	66%	65%	70%
2683	MRONDO-MS440	3			-191 40	-190 36	-202 44
2684	MRONDO-MS138	300			64%	63%	67%
2618	AVERML-SP440	1 e 3	130 74	84 42	69 29	48 33	57 33
2617	AVERME-SP500	700	21%	13%	10%	8%	9%
2618	AVERML-SP440	2	130 74	84 42	69 29	48 33	57 33
2617	AVERME-SP500	750	19%	12%	10%	7%	9%

ANEXO C – CARACTERÍSTICAS – LINHAS DE TRANSMISSÃO

<i>Empreendimento: LT 440 kV Três Irmãos – Ilha Solteira C2</i>	
Característica da Instalação	Recomendações R1
Comprimento do circuito (km)	38
Condutor utilizado (tipo e número por fase)	4x636 MCM
Capacidade operativa de longa duração (A)	2664
Capacidade operativa de curta duração (A)	3212
Resistência de sequência positiva, 60 Hz, (Ω/km)	0,0252
Reatância, 60 Hz (Ω/km)	0,3116
Susceptância, 60 Hz ($\mu\text{S}/\text{km}$)	5,2352

ANEXO D –VIABILIDADE FÍSICA DE EXPANSÃO DE INSTALAÇÕES

1. SE 500/440/138 kV Água Vermelha

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 17/02/2017 Revisão: Página: 1 - 3
---	--	---

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Escoamento de Potencial Fotovoltaico no Noroeste de São Paulo

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Água Vermelha

Concessionária Proprietária: CITEP

1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 1)

EL Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

CT Quantidade: 1 Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 440/138 Arranjo Prim.: DJM Sec.: BD4 Ter: ___

IB Quantidade: _ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 1)

Transformadores Quantidade: 3 Potência (MVA): 100 Tensão Prim./Sec. (kV) 440/138 Fase: 1

Autotransformadores Quantidade: ___ Potência (MVA): ___ Tensão Prim./Sec. (kV) ___ Fase: ___

Reator de Linha Quantidade: ___ Potência (Mvar): ___ Tensão (kV): ___ Fase: ___

Reator Quantidade: ___ Potência (Mvar): ___ Tensão (kV): ___ Fase: ___

Capacitor Shunt Quantidade: ___ Potência (Mvar): ___ Tensão (kV): ___ Fase: ___

Capacitor Série Quantidade: ___ Potência (Mvar): ___ Tensão (kV): ___ Fase: ___

Compensador Estático Quantidade: ___ Potência (Mvar): ___ Tensão (kV): ___ Fase: ___

1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 2)

EL Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

CT Quantidade: ___ Tensão Prim/Sec/Ter (kV) ___ Arranjo Prim.: ___ Sec.: ___ Ter: ___

IB Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 2)

Transformadores Quantidade: ___ Potência (MVA): ___ Tensão Prim./Sec. (kV) ___ Fase: ___

Autotransformadores Quantidade: ___ Potência (MVA): ___ Tensão Prim./Sec. (kV) ___ Fase: ___

3. Diagrama Unifilar

Não existe.

Legenda:

MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), conexão de transformador conversor (CTC), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de filtros de harmônicas (CFH) 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).

Handwritten initials/signature

Handwritten mark

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 17/02/2017
		Revisão:
		Página: 2 - 3

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 (Opção de Expansão 1)

- EL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- CT Quantidade: 1 Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 440/138/13,8 kV Arranjo Prim.: DJM Sec.: BD5 Ter: BS
- IB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 1)

- transformadores Quantidade: 4 Potência (MVA): 100 Tensão Pri./Sec.(kV): (*) Fase: 1
(*) 440-138-13,8 kV
- CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- CRB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- CTA Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- CC Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 2)

- EL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV) _____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter: ____
- IB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 2)

- Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Pri./Sec.(kV): ____ Fase: ____
- CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- CRB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- CTA Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- CC Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

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 _____

R

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 17/02/2017
		Revisão:
		Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação? Sim Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

5. Observações

- O Relatório RT-EE-037-2017 apresenta as adequações necessárias para implantação do segundo banco de transformadores 440-138-13,8 kV na SE Água Vermelha. Destacamos abaixo os pontos relevantes do citado relatório:
- O módulo de conexão de 440 kV compartilhará o travessão do TR-8 500-440-13,8 kV.
 - A ampliação da área energizada acarretará em intervenção em APP, alongando o prazo de implantação do empreendimento em aproximadamente 12 meses.
 - Para viabilizar a implantação do empreendimento foi prevista a utilização de cabos isolados em 138 kV.
 - A local previsto para implantação do novo banco de transformadores não permite que o mesmo compartilhe a atual fase reserva do TR-9, sendo necessária a aquisição/instalação de nova fase reserva.

Rio de Janeiro, 17 de fevereiro de 2017
 Data da Solicitação


 José Marcos Bressane
 Superintendente de Transmissão de Energia
 STE/DEE/EPE

SP, 17/02/17
 Data da Entrega do Formulário


 Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
 Nome: CHETANO CEZARIO NETO
 Cargo: Gerente Dep. Eng.



SE ÁGUA VERMELHA

500/440/138/13,8 KV

**ESTUDO DE VIABILIDADE INSTALAÇÃO
DO SEGUNDO BANCO DE
TRANSFORMADORES 440/138KV**

RT-EE-037 -2017

Emissão:

E Diretoria de Empreendimentos

EE Departamento de Engenharia

Responsável:

Caetano Cezario Neto

Elaborado por:

José Agnaldo Barcellos Leite

Adomir Pedro de Araujo

Ignácio Marcelo Rosich

Henrique Marcelo Moretti

Osni Ricardo de Juses Campos

Revisão: 0

EE – Departamento de Engenharia

Telefone (11)3138-7182

Rua. Casa do Ator, 1.155, Itaim Bibi

04546-004 – São Paulo – SP



ÍNDICE GERAL

1.	INTRODUÇÃO E OBJETIVO.....	3
2.	LOCALIZAÇÃO.....	3
4.	ANÁLISE CIVIL E ELETROMECÂNICA	6
5.	INTERVENÇÕES NOS SISTEMAS DE COMANDO CONTROLE, SUPERVISÃO, SERVIÇOS AUXILIARES E TELECOM.	7
5.1.	SERVIÇOS AUXILIARES	7
5.1.1.	SISTEMA DE CORRENTE ALTERNADA	7
5.1.2.	SISTEMA DE CORRENTE CONTÍNUA	7
5.2.	SALA DE COMANDO E CASA DE RELÉS	8
5.3.	SISTEMA DE AUTOMAÇÃO DA SUBESTAÇÃO – SAS.....	8
5.3.1.	ESTRUTURA HIERÁRQUICA DO SISTEMA.....	8
5.3.2.	NÍVEL 1	8
5.3.3.	NÍVEL 2	8
5.3.4.	NÍVEL 3	8
5.4.	SISTEMA DE PROTEÇÃO, CONTROLE E TELEPROTEÇÃO.....	8
5.4.1.	BANCO DE TRANSFORMADORES REATORES E TRANSFORMADORES DE ATERRAMENTO.....	8
5.4.2.	PROTEÇÃO DE BARRAS E FALHA DE DISJUNTOR	9
5.4.3.	REGISTRADORES DIGITAIS DE PERTUBAÇÕES - RDP	9
5.5.	SISTEMA DE TELECOMUNICAÇÕES	9
5.5.1.	INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES	9
6.	CONSIDERAÇÕES AMBIENTAIS	9
7.	CONCLUSÃO.....	9
8.	FOTOS DA INSTALAÇÃO.....	10



1. INTRODUÇÃO E OBJETIVO

Este relatório tem por objetivo verificar a viabilidade técnica para instalação do 2º Banco de Transformadores 440-138KV, 300 MVA, na SE ÁGUA VERMELHA.

2. LOCALIZAÇÃO

A SE ÁGUA VERMELHA está localizada na Rodovia Percy Waldyr Semeghini, km 65,5.

Município: Iturama-MG.

Entrada Operação: 22/08/1978.

Capacidade Transformação (MVA) 2.562,5.

Quantidade de Transformadores: 5.

3. INFORMAÇÕES BÁSICAS

A SE ÁGUA VERMELHA opera nas tensões de 500, 440, 138 e 13,8 kV, em corrente alternada.

O setor 500 kV da SE ÁGUA VERMELHA é composto por: 02 (dois) módulos de conexão de linha, 1 (um) módulo para conexão da LT 500 kV Marimbondo (Furnas) – Água Vermelha e 1 (um) módulo para conexão da LT 500 kV São Simão (CEMIG) – Água Vermelha, 03 (três) módulos de transformadores de 500-440 kV, 750 MVA, sendo 1 (um) de Furnas e 02 (dois) da ISA CTEEP e 1 (um) módulo de conexão do Reator de Barras 500 kV, 200 Mvar, dispostos em arranjo Barra Dupla Disjuntor Duplo.

O setor 440 kV possui 03 (três) módulos de conexão de transformadores 500-440 kV, 03 (três) módulos de conexão de Geradores da UHE Água Vermelha, 03 (três) módulos de entrada de linha para conexão das LT's 440 kV Água Vermelha – Ribeirão Preto, Água Vermelha – Araraquara e Água Vermelha – Ilha Solteira, 01 (um) módulo de conexão para o transformador 440-138 kV, 300 MVA e 06 (seis) Módulos de Interligação de Barras, na configuração de Disjuntor e Meio.

O setor 138 kV possui 01 (um) módulo de transformador para conexão do TR 440-138kV, 300 MVA, 04 módulos de entrada de linha, sendo 02 (dois) para a LT 138 kV Água Vermelha – Jales C1/C2, 01 (um) para a LT 138 kV Água Vermelha – Votuporanga-II e 01 (um) para a LT 138 kV Água Vermelha – Guariroba, 01 (um) módulo de conexão para o transformador 138/13,8 KV de 10/12,5 MVA e 01 (um) módulo de Interligação de Barras, na configuração de Barra Dupla a 5 Chaves.

O setor de 13,8 kV possui 01 (um) módulo de transformador para conexão do TR 138/13,8kV, 01 alimentador para as cargas auxiliares da usina/subestação e 01 alimentador para diversas cargas no arredores da usina/subestação.

A área energizada da Subestação SE ÁGUA VERMELHA é de aproximadamente 126000 m².

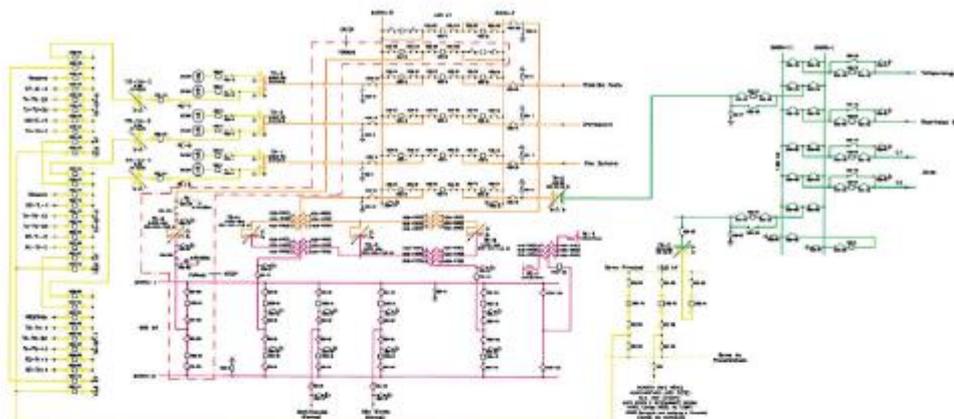


Figura 1 – Unifilar atual da SE ÁGUA VERMELHA

Foto 1 – Layout atual da SE ÁGUA VERMELHA com seu setor 500/440/138 kV

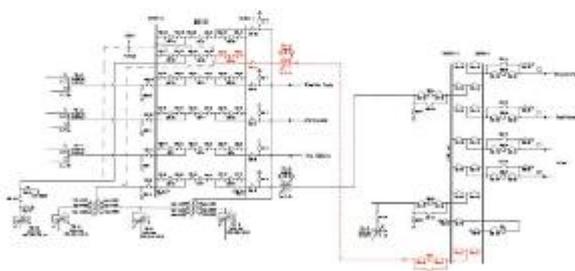


Figura 2 – Unifilar com a Indicação para novo arranjo da SE AGV setores 440 e 138 kV



Figura 3 – Imagem do Google com a indicação dos locais de intervenção na SE AGV, para instalação do 2º banco de transformadores 440/138 kV 300MVA,

- a) Retângulo vermelho: área para instalação dos equipamentos do módulo de conexão 440 kV do novo TR completando o travessão na configuração disjuntor e meio,
- b) Retângulo azul: área para instalação das 04 unidades do novo TR (03 fases e 01 reserva),
- c) Retângulo verde: área a ser ampliada, através de aterro, em frente aos bay's de linha de 440 kV e do novo TR para possibilitar acesso/movimentação das novas unidades transformadoras, com área estimada de 2200 m²,
- d) Retângulo amarelo: área para instalação dos equipamentos do módulo de conexão 138 kV do novo TR,
- e) A linha preta ligando os retângulos amarelo e azul indica a conexão via cabo isolado de 138kV necessário para interligação do novo TR com o módulo de conexão 138 kV.



4. ANÁLISE CIVIL E ELETROMEICÂNICA

Para atendimento à proposta de Instalação do segundo Banco de Transformadores 440/138 kV de 300 MVA, indicamos que a conexão ao setor de 440 kV seja realizada através da complementação do travessão que atualmente atende o TR-8 500/440/13,8 kV 750 MVA pertence à empresa FURNAS. Para o setor de 138 kV é possível realizar a conexão com a utilização de cabos isolados de 138 kV e implantação de novo módulo de transformador BD5, conforme segue:

Considerações para instalação do novo banco de transformadores:

- 1) Instalação do módulo de conexão 440 kV do novo TR compartilhando o travessão ocupado pelo TR-8 500/440/13,8 kV de FURNAS, conforme indicado nas figuras 1, 2 e 3.
- 2) O banco de transformador e a fase reserva deverá ser instalado em frente aos equipamentos do módulo de conexão 440 kV, com barras de transferência 440 e 138 kV da fase reserva, paredes corta-fogo, bacia de contenção e as buchas do cabo isolado de 138kV. Será necessária a construção de caixa separadora de água e óleo em local a ser definido, ver a figura 3 e foto 3.

IMPORTANTE: Não é possível estender a barra de transferência da fase reserva atual para atender ao novo banco de transformadores, por essa razão é necessária a instalação de uma nova fase reserva para o novo TR e a mesma deverá ser instalada ao lado do referido banco de transformadores.

- 3) Para possibilitar a instalação e/ou retirada das fases do TR, será necessária a ampliação da área energizada de 440 kV em aproximadamente 2200 m², com intervenção em talude existente que é formado por enrocamento de pedras. O volume aproximado de terraplanagem para a ampliação é de 9800 m³. A área a ser ampliada faz parte de Área de Preservação Permanente (APP), ver figura 3 e fotos 4 e 5.

Para este acesso será necessária a construção de rampa com inclinação adequada para movimentação de carga pesada e execução de pavimentação asfáltica, ver foto 6,

- 4) Haverá necessidade da relocação do alambreado da subestação.
- 5) Para a instalação do módulo de conexão 138 kV do TR-2 440/138 kV, indicamos a utilização do espaço no final das barras de 138 kV, ao lado do atual bay do paralelo, como indicado na figura 4, não sendo necessária a extensão das barras de 138 kV, ver figura 4 e fotos 7 e 8.
- 6) Para atender o empreendimento, haverá necessidade de instalação de cabo isolado 138 kV para conexão do setor 138 kV com o TR-2, o encaminhamento do referido cabo pode ser observado na figura 3 e nas fotos 7, 8 e 9.
- 7) Há necessidade de realização de estudo da malha terra do setor de 138 kV, para avaliar o impacto deste empreendimento.
- 8) Devido a limitação de espaço, os transformadores monofásicos a serem utilizados deverão possuir dimensões reduzidas em relação aos equipamentos normalmente fornecidos para a relação 440-138 kV, 100 MVA.
- 9) Na elaboração do projeto executivo é necessário avaliar e definir trajeto do acesso dos transformadores no pátio energizado, podendo ser necessária a relocação de estruturas, ver foto 9.



CONCLUSÃO ELETROMECÂNICA E CIVIL:

- a) A instalação do novo banco de transformadores 440/138 kV é **viável**, conforme indicado na figura 1 e indicações do item 4 acima.
- b) Deve-se ter especial atenção quanto à **necessidade de autorização da fase reserva** para o novo transformador, justificada pela impossibilidade de extensão da barra de transferência da fase reserva atual de 440 kV até a posição de instalação do novo banco de transformadores.
- c) A limitação de espaço determinou a se considerar, nesse estudo, a utilização de transformadores monofásicos com dimensões reduzidas.
- d) O custo estimado para instalação do cabo isolado e de todas as terminações necessária é de R\$ 4.000.000,00 (base julho/17).

5. INTERVENÇÕES NOS SISTEMAS DE COMANDO CONTROLE, SUPERVISÃO, SERVIÇOS AUXILIARES E TELECOM.

5.1. SERVIÇOS AUXILIARES

Os serviços auxiliares da Subestação SE ÁGUA VERMELHA são atendidos em corrente alternada nas tensões de 13800, 440 e 220 V, 60 Hz e em corrente contínua na tensão de 125 Vcc.

Oportunamente serão realizados estudos para verificação da capacidade dos serviços auxiliares em corrente alternada e corrente contínua visando o atendimento da ampliação em pauta. Caso necessário, os serviços auxiliares serão ampliados e/ou adequados incluindo o grupo gerador diesel de 440 VCA, conjuntos baterias/retificadores e carregadores de 125 Vcc e respectivos painéis de distribuição.

5.1.1. SISTEMA DE CORRENTE ALTERNADA

O sistema de corrente alternada da SE ÁGUA VERMELHA, que atende à CTEEP e à AES, é alimentado em 13,8 kV através de 3 (três) transformadores de 16/13,8 kV de 5 MVA alimentados pelas fontes sangradas dos Geradores G1, G3 e G5 e uma fonte de um transformador de 138/13,8 kV 10/12 MVA.

Para suprimento das cargas em 440 Vca, são utilizados dois transformadores abaixadores (SE-TS1, SE-TS2 de 1 MVA cada, que alimentam as barras 1, 2, 3 e 4 de 440 V e respectivos painéis de distribuição.

Em situações de emergência, as cargas essenciais de corrente alternada são alimentadas pelo grupo gerador diesel 440 Vca de 300 kVA.

5.1.2. SISTEMA DE CORRENTE CONTÍNUA

A SE ÁGUA VERMELHA é atendida por sistema de corrente contínua em 125 Vcc, composto de dois conjuntos de baterias (B1 e B2) 500 Ah, tipo abertas, três carregadores de baterias e quadros de distribuição instalados na sala de serviços auxiliares.



5.2. SALA DE COMANDO E CASA DE RELÉS

Os sistemas de comando, proteção, supervisão, telecomunicações e serviços auxiliares referentes aos setores de 500/440/138/13,8 kV da SE ÁGUA VERMELHA estão instalados nas salas de comando e relés existentes.

5.3. SISTEMA DE AUTOMAÇÃO DA SUBESTAÇÃO – SAS

O SAS deve atender a todos os requisitos constantes dos Procedimentos de Rede do ONS e deverá ser integrado aos sistemas existentes na SE ÁGUA VERMELHA.

5.3.1. ESTRUTURA HIERÁRQUICA DO SISTEMA

As estruturas hierárquicas dos SAS da SE ÁGUA VERMELHA serão concebidas considerando três níveis de operação:

5.3.2. NÍVEL 1

O nível mais inferior do SAS, identificado como nível 1, corresponde aos subsistemas locais de aquisição de dados e controle relativos aos elementos das subestações. A SE ÁGUA VERMELHA é dotada de painéis de comando convencional que deverá ser ampliado e adequado em função da instalação do novo Banco de Transformadores.

5.3.3. NÍVEL 2

O nível 2 do SDSC é responsável pela supervisão e controle da subestação. Desta forma, através dos equipamentos do nível 2, podem ser controlados os equipamentos principais e auxiliares pertencentes aos vãos da subestação.

5.3.4. NÍVEL 3

O nível 3 corresponde às plataformas computacionais do COT e CNOS.

5.4. SISTEMA DE PROTEÇÃO, CONTROLE E TELEPROTEÇÃO

5.4.1. BANCO DE TRANSFORMADORES REATORES E TRANSFORMADORES DE ATERRAMENTO

O sistema de proteção deverá atender aos requisitos de sensibilidade, seletividade, rapidez e confiabilidade operativa compatíveis com os índices de desempenho da malha de transmissão de Rede Básica do Sistema Elétrico Brasileiro, em condições de regime ou durante perturbações, de acordo com a revisão mais recente dos Procedimentos de Rede do ONS.



5.4.2. PROTEÇÃO DE BARRAS E FALHA DE DISJUNTOR

Serão previstas as alterações necessárias nos sistemas de proteção de barras e do esquema de falha de disjuntor 440 kV dos setores de 440 kV. A proteção diferencial das barras I e II de 440 kV é composta pelos relés CAG-34 e VTX, de fornecimento ASEA e tecnologia eletromecânica. Esta ampliação deverá garantir o perfeito funcionamento de todo o sistema de proteção das barras acessadas conforme o padrão da Subestação.

A proteção diferencial das barras I e II do setor 138 kV é composta pelo relé RADSS, de fornecimento ASEA, de tecnologia estática. Nesta proteção não será possível ampliação, sendo que a mesma deverá ser substituída para atender o módulo de manobra 138 kV do novo Banco do Transformador, de acordo com a revisão mais recente dos Procedimentos de Rede do ONS.

5.4.3. REGISTRADORES DIGITAIS DE PERTURBAÇÕES - RDP

Deverá ser instalado um novo RDP na SE ÁGUA VERMELHA para atendimento aos Procedimentos de Rede. O novo RDP será integrado ao sistema de monitoramento existente na subestação e atenderá os requisitos mínimos do Submódulo 2.6 dos Procedimentos de Rede do ONS.

5.5. SISTEMA DE TELECOMUNICAÇÕES

Para integração dos novos pontos no sistema de supervisão da CTEEP deverão ser previstas as ampliações necessárias na Remota existente.

5.5.1. INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES

O projeto e a construção das obras de ampliação da subestação manterão os padrões existentes na subestação e estarão em conformidade com as últimas revisões das normas da ABNT, no que for aplicável, e, na falta destas, com as últimas revisões das normas da ANSI, salvo onde expressamente indicado; também deverão estar em conformidade com os Procedimentos de Rede do ONS.

Deverá ser mantido o padrão de documentação existente da instalação.

6. CONSIDERAÇÕES AMBIENTAIS

A ampliação da área energizada 440 kV, de aproximadamente 2200 m², se dará em área de Área de Preservação Permanente – APP, a qual terá que ser autorizada pela Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável de Minas Gerais. Tal autorização deverá demandar um prazo de aproximadamente doze meses (12 meses) a partir da autorização do empreendimento pela ANEEL.

7. CONCLUSÃO

É viável a implantação deste reforço desde que atendidas as considerações citadas neste relatório, observando principalmente os itens referentes à autorização da fase reserva, ampliação do pátio energizado, utilização de cabo isolado 138 kV e prazo para obtenção de autorização junto ao Órgão Ambiental.



8. FOTOS DA INSTALAÇÃO

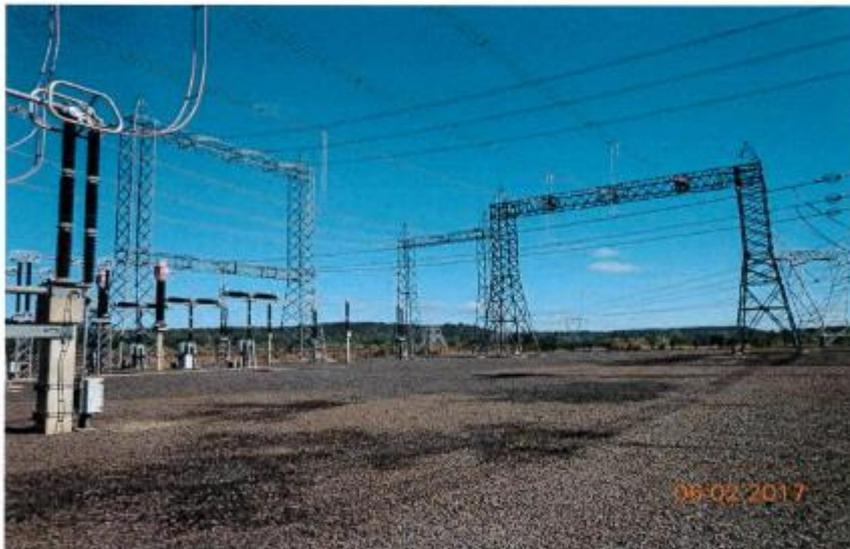


Foto 1: Travessão no setor de 440 kV a ser ocupado pelo módulo de conexão do 2º banco de transformadores 440/138 kV. Com isso será complementado o último travessão disponível no setor de 440 kV e haverá compartilhamento com o travessão no qual está instalado o TR-5 500/440/13,8 kV de FURNAS.

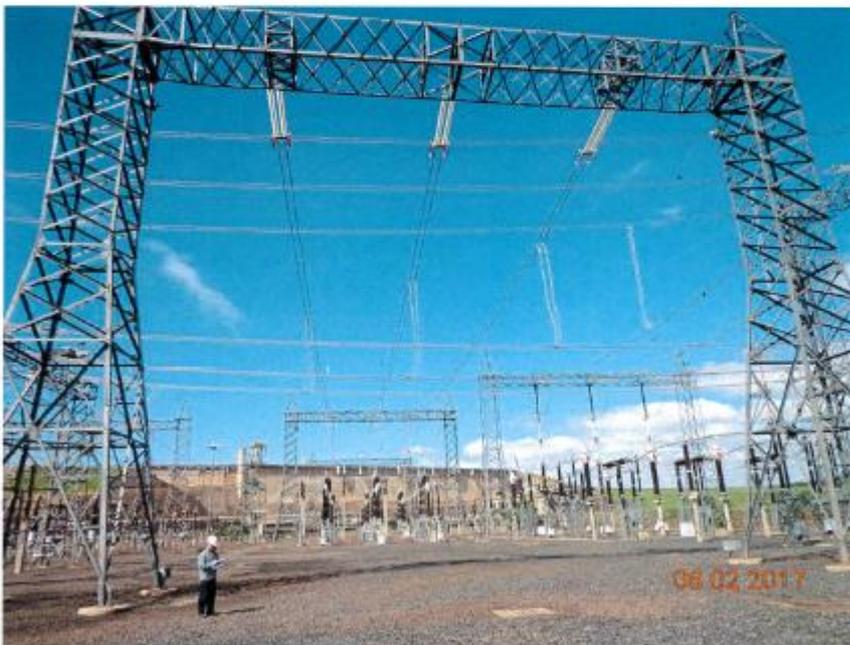


Foto 2: Vista frontal do travessão a ser ocupado no setor de 440kV para instalação do módulo de conexão do 2º TR 440/138kV.

isa
CTEEP

Foto 3: Espaço em frente ao módulo de conexão 440 kV do TR-2, para instalação das 04 fases do TR, das barras de transferência de 440 e 138 kV da fase reserva, paredes corta-fogo e das buchas 138kV do cabo isolado; observar a intervenção que será necessária na drenagem da instalação.



Foto 4: Espaço em frente ao módulo de conexão 440 kV do novo TR, que necessita de ampliação de aproximadamente 1200 m² para permitir a retirada e instalação do referido TR no futuro; trata-se de Área de Preservação Permanente (APP).

isa
CTEEP

Foto 5: Espaço em frente ao módulo de conexão 440 kV do novo TR, que necessita de ampliação de aproximadamente 1200 m² para permitir a retirada e instalação do referido TR no futuro; trata-se de Área de Preservação Permanente (APP).

isa
CTEEP



Foto 6: Espaço no qual será necessário construir rampa para acesso de carreta para instalação ou retirada de alguma fase do novo TR no futuro.



Foto 7: Espaço para instalação do bay 138 kV do novo banco de transformadores.

isa
CTECP

Foto 8: Vista no setor 440 kV ao lado do atual TR de 440/138 kV para possível encaminhamento do cabo isolado 138 kV afim de podermos conectar o módulo 138 kV com o novo TR que poderá ser instalado no setor de 440 kV, ao fundo na foto.

isa
CTEEP

Foto 9: Vista no setor de 440 kV, do possível encaminhamento do cabo isolado 138 kV para conexão do módulo 138 kV com o novo TR, que poderá ser instalado no setor de 440 kV, ao fundo na foto.

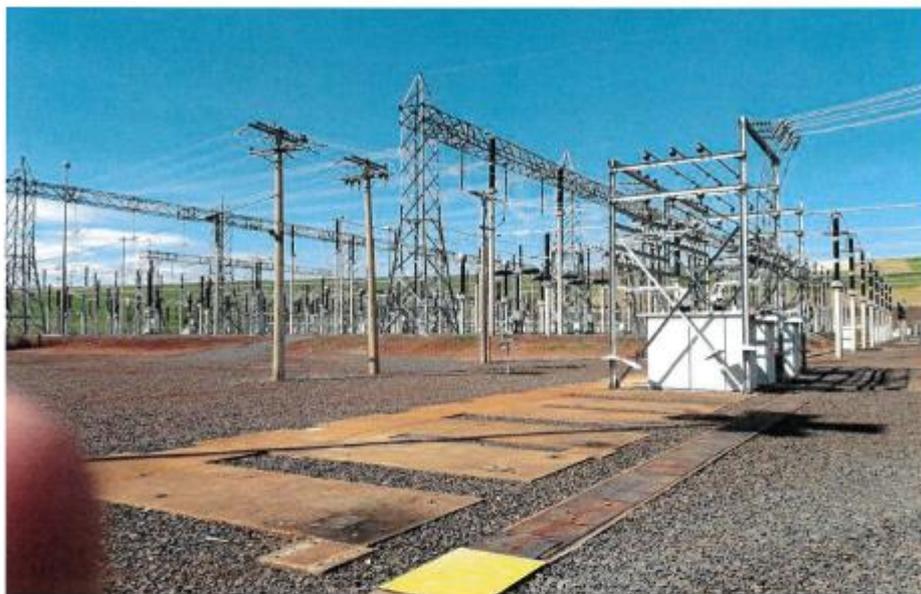
isa
CTECP

Foto 10: Será necessária a remoção das duas primeiras fundações indicadas na foto, para instalação dos TC, TP e buchas do cabo isolado 138 kV.



Foto 11: Conforme indicado na foto 10, as duas primeiras fundações de cubículo 13,8kV deverão ser retiradas.

2. SE 138 kV Catanduva

	<p>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</p>	<p>Data: 17/02/2017</p> <p>Revisão:</p> <p>Página: 1 - 3</p>
---	---	--

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Escoamento de Potencial Fotovoltaico no Noroeste de São Paulo

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Catanduva

Concessionária Proprietária: CTEEP

1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 1)

EL Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

CT Quantidade: ___ Tensão Prim/Sec/Ter (kV) ___ Arranjo Prim.: ___ Sec.: ___ Ter: ___

IB Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 1)

Transformadores Quantidade: ___ Potência (MVA): ___ Tensão Prim./Sec. (kV) ___ Fase: ___

Autotransformadores Quantidade: ___ Potência (MVA): ___ Tensão Prim./Sec. (kV) ___ Fase: ___

Reator de Linha Quantidade: ___ Potência (Mvar): ___ Tensão (kV): ___ Fase: ___

Reator Quantidade: ___ Potência (Mvar): ___ Tensão (kV): ___ Fase: ___

Capacitor Shunt Quantidade: 2 Potência (Mvar): 30 Tensão (kV): 138 Fase: 3

Capacitor Série Quantidade: ___ Potência (Mvar): ___ Tensão (kV): ___ Fase: ___

Compensador Estático Quantidade: ___ Potência (Mvar): ___ Tensão (kV): ___ Fase: ___

3. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 2)

EL Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

CT Quantidade: ___ Tensão Prim/Sec/Ter (kV) ___ Arranjo Prim.: ___ Sec.: ___ Ter: ___

IB Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 2)

Transformadores Quantidade: ___ Potência (MVA): ___ Tensão Prim./Sec. (kV) ___ Fase: ___

Autotransformadores Quantidade: ___ Potência (MVA): ___ Tensão Prim./Sec. (kV) ___ Fase: ___

3. Diagrama Unifilar

Não existe.

Legenda:

MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), conexão de transformador conversor (CTC), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de filtros de harmônicas (CFH) 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).

 <small>Empresa de Pesquisa Energética</small>	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 17/02/2017
		Revisão:
		Página: 2 - 3

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 (Opção de Expansão 1)

EL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV) _____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter: ____

IB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 1)

Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Pri./Sec.(kV): _____ Fase: ____

CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

CRB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

CTA Quantidade: ____ Tensão (kV): ____

CC Quantidade: 2 Tensão (kV): 138 Arranjo: BD2

1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 2)

EL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV) _____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter: ____

IB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 2)

Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Pri./Sec.(kV): _____ Fase: ____

CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

CRB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

CTA Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

CC Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

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 _____


M

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 17/02/2017
		Revisão:
		Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação? Sim Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

5. Observações

Cada banco de capacitores de 30 Mvar deverá ter seu respectivo módulo de manobra.

SE CATANDUVA

- É viável a instalação dos conjuntos de capacitores shunt, contudo indicamos a configuração BD2, sem bypass, devido a restrição de espaço.

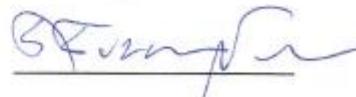
- O relatório técnico RT-EE-027-2017 detalha as necessidades/impactos do empreendimento.

Data da Solicitação



José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

17, 02 de julho de 2017
Data da Entrega do Formulário



Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: CAETANO CESARINO NETO
Cargo: Gerente Dpto Regulador



SE CATANDUVA 138KV

ESTUDO DE VIABILIDADE

RT-EE-027-2017

Emissão:

E Diretoria de Empreendimentos

EE Departamento de Engenharia

Responsável:

Caetano Cezario Neto

Elaborado por:

Admir Pedro de Araújo

Henrique Marcelo Moretti

Revisão: 1

EE – Departamento de Engenharia

Telefone (11)3138-7182

Rua. Casa do Ator, 1.155, Itaim Bibi

04546-004 – São Paulo – SP



ÍNDICE GERAL

1	INTRODUÇÃO	3
2	LOCALIZAÇÃO.....	4
3	INFORMAÇÕES BÁSICAS.....	4
4	CONSIDERAÇÕES	4
4.1	ANÁLISE CIVIL E ELETROMECÂNICA.....	4
4.2	SISTEMA DE PROTEÇÃO E CONTROLE	5
4.3	SERVIÇOS AUXILIARES DE CA E CC	6
4.4	SISTEMA DE SUPERVISÃO.....	7
5	COMENTÁRIOS FINAIS.....	7



1 INTRODUÇÃO

Este relatório tem por objetivo a análise da viabilidade de instalação de 02 bancos de capacitores, 138 kV, com potência de 30 Mvar, cada, e módulos de conexão associados, na SE Catanduva, em atendimento ao Ofício EPE nº 0102/EPE/2017.

Apresentamos a seguir a imagem aérea da SE Catanduva:



Figura 1: SE Catanduva – Áreas previstas para instalação dos novos bancos de capacitores



2 LOCALIZAÇÃO

A SE Catanduva está localizada na Rodovia Washington Luis, km 385, Município Catanduva – SP.

3 INFORMAÇÕES BÁSICAS

A SE Catanduva possui um setor de 138 kV o qual opera com arranjo do tipo barra dupla a 5 chaves – BD5. (vide anexo 1 – Diagrama Unifilar – SE Três Irmãos).

4 CONSIDERAÇÕES

4.1 ANÁLISE CIVIL E ELETROMECAÂNICA

Para implantação dos 2 novos bancos de capacitores em 138 kV, 30 Mvar, cada, e módulos de conexão associados, informamos que existe espaço disponível.

Conforme apresentado na figura 1, indicamos a instalação dos dois novos bancos de capacitores ao lado do módulo de entrada da LT 138 kV Catanduva - São José do Rio Preto C1, devido à existência de barramentos com extensão suficiente para implantação de 2 novos módulos de conexão.

Ressaltamos que os arranjos dos módulos de conexão dos bancos de capacitores deverão ser do tipo barra dupla a 03 chaves, ou seja, sem seccionador de *by-pass*. Essa configuração permite a utilização do espaço existente na subestação, sem necessidade de expansão para além da cerca de divisa da subestação.



Na configuração de operação com 03 chaves para os bancos de capacitores, não será necessária a substituição do disjuntor 24-1, pois o mesmo não irá substituir os disjuntores dos BCA's.

Será necessária também a realização de estudos para definir a necessidade dos disjuntores dos BCA's terem dispositivos sincronizadores para manobras.

A figura 1 indica o local dos bancos de capacitores 1 e 2 em posições opostas entre si e em relação ao eixo das barras de 138 kV. A posição invertida é devido ao espaço lateral, acima de 11m, que geralmente é ocupado pelas fases de bancos de capacitores de 138 kV e que impossibilita a instalação dos 02 novos BCA's ao lado da sala de comando.

Essa disposição traz maior segurança à operação dos referidos equipamentos, pois um possível problema com células de capacitores não coloca em risco a operação do outro BCA.

Dessa forma, para implantação do BCA-2 na posição indicada, haverá a necessidade de expandir a área energizada da subestação em aproximadamente 704 m² (32m x 22m), sendo necessária a retirada de terra para nivelar o terreno, a ampliação da malha terra, construção de canaletas até a sala de comando, ampliação da drenagem, realocação do alambrado, instalação de estruturas e demais equipamentos para montagem do módulo de conexão.

Para a instalação do BCA-1, será necessária a construção de canaletas até a sala de comando, assim como a instalação de estruturas para montagem do respectivo módulo de conexão.

4.2 SISTEMA DE PROTEÇÃO E CONTROLE

Para a implantação dos dois novos bancos de capacitores é necessária a instalação de 02 painéis de comando e 02 painéis de proteção nos espaços disponíveis na casa de comando.



Os painéis de proteções deverão ser compostos por relés de proteções contra curto-circuitos, desequilíbrios e demais funções de proteções dotadas de respectivas chaves de testes.

Os painéis de comando deverão ser providos de chaves de manobras para disjuntores e seccionadores, chaves de sincronismo, anunciador de alarmes e sistema de medição, mantendo-se as mesmas características dos painéis existentes.

Caso haja necessidade de instalação de sincronizadores de disjuntores para os Bancos de Capacitores, há espaço na sala de comando para instalação de 01 painel que abrigará estes dispositivos.

4.3 SERVIÇOS AUXILIARES DE CA E CC

A SE Catanduva dispõe de duas fontes em corrente alternada sendo uma proveniente do TR-SA-1 de 13,8/0,22 kV com alimentação da rede da distribuidora local e a segunda fonte de um Grupo Gerador Diesel. Na sala de comando existem dois painéis de distribuição de 220 Vca denominados de CA-1 e CA-2 para alimentação da iluminação, ar condicionado, retificadores, aquecimento e demais equipamentos da subestação.

Os serviços auxiliares de corrente contínua é composto por um conjunto de baterias em 125 VCC e um retificador alimentado em 220 Vca. O conjunto de baterias e retificador alimentam dois painéis de distribuição denominados de CC-1 e CC-2.

Para a instalação dos bancos de capacitores deverão ser previstas adequações e ampliações dos painéis de distribuição de 125 Vcc e 220Vca para alimentação dos equipamentos.



4.4 SISTEMA DE SUPERVISÃO

Deverá ser prevista a integração dos novos equipamentos e IEDs dos sistemas de proteção e controle ao sistema de supervisão existente na subestação, com a adequação e ampliação da unidade terminal remota (UTR) da STD, instalação de placas de comunicação serial e saídas digitais, serviços de parametrização e de configuração dos pontos de supervisão dos 02 bancos de capacitores com a integração ao Centro de Operação (COT) localizado em Bom Jardim – Jundiá.

Os painéis de Telecomando (PAT) e Armário Interface de Distribuição (AID) deverão ser adequados e ampliados para permitir o telecomando dos disjuntores e funções de proteções 27M, 50BF, 86.

Para os IEDs de proteções devem ser previstas as adequações necessárias para a integração ao Sistema de Coleta Automática Registro (SICAR) e ao sistema de sincronismo temporal existente na subestação.

5 COMENTÁRIOS FINAIS

Há disponibilidade de espaço para instalação 2 novos bancos de capacitores em 138 kV, 30 Mvar, cada, e módulos de conexão associados, sendo viável a implantação do empreendimento na SE Catanduva desde que sejam atendidos os itens 4.1, 4.2, 4.3 e 4.4.

As necessidades gerais para execução do empreendimento deverão ser verificadas em visita futura à subestação.



**Anexo 1:
Diagrama Unifilar**

3. SE 440 kV Ilha Solteira

	<p>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</p>	<p>Data: 17/02/2017</p>
		Revisão:
		Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Escoamento de Potencial Fotovoltaico no Noroeste de São Paulo

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Ilha Solteira

Concessionária Proprietária: CTEEP

1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 1)

EL Quantidade: 1 Tensão (kV): 440 Arranjo: DJM

CT Quantidade: Tensão Prim/Sec/Ter (kV) Arranjo Prim.: Sec.: Ter:

IB Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 1)

Transformadores Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (kV) Fase:

Autotransformadores Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (kV) Fase:

Reator de Linha Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:

Reator Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:

Capacitor Shunt Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:

Capacitor Série Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:

Compensador Estático Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:

1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 2)

EL Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:

CT Quantidade: Tensão Prim/Sec/Ter (kV) Arranjo Prim.: Sec.: Ter:

IB Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 2)

Transformadores Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (kV) Fase:

Autotransformadores Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (kV) Fase:

3. Diagrama Unifilar

Não existe.

Legenda:

MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), conexão de transformador conversor (CTC), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de filtros de harmônicas (CFH) 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 Melo (DJM).

Handwritten signature and initials



SE ILHA SOLTEIRA 440KV
ESTUDO DE VIABILIDADE

RT-EE-029-2017

Emissão:

E Diretoria de Empreendimentos

EE Departamento de Engenharia

Responsável:

Caetano Cezario Neto

Elaborado por:

Sérgio Shiguenori Miashiro

Adomir Pedro de Araújo

Henrique Marcelo Moretti

Revisão: 0

EE – Departamento de Engenharia

Telefone (11)3138-7182

Rua. Casa do Ator, 1.155, Itaim Bibi

04546-004 – São Paulo –SP



ÍNDICE GERAL

1	INTRODUÇÃO	3
2	LOCALIZAÇÃO	4
3	INFORMAÇÕES BÁSICAS	4
4	CONSIDERAÇÕES	4
4.1	CIVIL E ELETROMECÂNICA	4
4.2	SISTEMA DE PROTEÇÃO, CONTROLE E TELEPROTEÇÃO	5
4.3	SERVIÇOS AUXILIARES DE CA E CC	6
4.4	SISTEMA DE SUPERVISÃO	7
4.5	CONSIDERAÇÕES AMBIENTAIS	7
5	COMENTÁRIOS FINAIS	7
	ANEXO 1: DIAGRAMA UNIFILAR	9



1 INTRODUÇÃO

Este relatório tem por objetivo o estudo da viabilidade de instalação de 01 módulo de entrada de linha 440 kV na SE Ilha Solteira, em atendimento ao Ofício EPE nº 0102/EPE/2017.



Figura 1: SE Ilha Solteira – Áreas Previstas para a Implantação do Reforço.

Legenda:

- ✓ Área grifada em azul: Espaço previsto para a implantação do módulo de entrada e LT 440 kV
- ✓ Área grifada em vermelho: Instalações da empresa Itatim (State Grid).
- ✓ Área grifada em amarelo: Área livre em declive entre as instalações da ISA CTEEP e Itatim – State Grid.



2 LOCALIZAÇÃO

A SE Ilha Solteira está localizada na rodovia Guadalupe – Alto Paraná, km 7, Município de Selvíria – MS

3 INFORMAÇÕES BÁSICAS

A SE Ilha Solteira 440 kV opera com 03 barras principais e com 01 barra de transferência, 06 módulos de entrada de linha, 04 módulos de interligação de barras, pertencentes a concessão da ISA CTEEP e 02 módulos de entrada de linha de propriedade da empresa Itatim - State Grid (vide anexo 1 – Diagrama Unifilar da SE Ilha Solteira).

4 CONSIDERAÇÕES

4.1 CIVIL E ELETROMECCÂNICA

Para a implantação de 01 módulo de entrada de linha 440 kV, informamos que existe espaço na área energizada, ao lado do módulo de interligação de barras referente ao disjuntor 1724-4, conforme indicado na área demarcada em azul na figura 1.

Ressaltamos haver necessidade de construção de uma casa de comando para montagem dos painéis de comando/proteção e equipamentos de serviço auxiliares necessários para o empreendimento.

Como segunda opção, existe espaço disponível, conforme indicado na área demarcada em amarelo na figura 1, na qual poderá ser construído 01 módulo de entrada de 440 kV. Neste caso haverá necessidade de intervenção ambiental, correção/nivelamento do terreno, construção de malha terra, drenagem, canaletas, embritamento, cerca, acesso viário e etc.



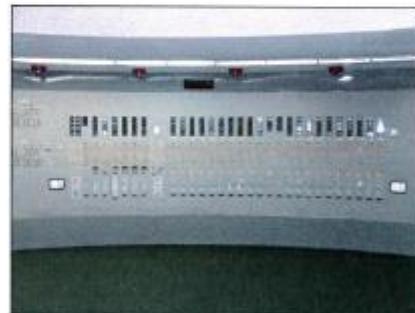
Para as opções 1 e 2 já existe os barramentos de 440 kV para conexão aos equipamentos e o mesmo é composto por 02 condutores CAA-1795MCM por fase.

4.2 SISTEMA DE PROTEÇÃO, CONTROLE E TELEPROTEÇÃO

A sala de comando da UHE Ilha Solteira denominada como "Sala de Comando Centralizado" se encontra no prédio da CTG ao lado do setor de 440 KV.

O comando dos equipamentos é realizado por meio da mesa de comando de pré-seleção, a supervisão e medições dos principais equipamentos do setor de 440 kV são instaladas em painel do tipo mosaico.

Os equipamentos pertencentes à ISA CTEEP também podem ser manobrados por meio de painéis distribuídos nas salas de relés denominadas "CCL's" localizadas no pátio energizado.



Nas Casas de Comando Local – CCL estão distribuídos os painéis de proteções conforme relacionado a seguir:

- O CCL-01 está instalado no quadro de comando, proteção, indicação e sinalização dos módulos de entrada das LTs Ilha Solteira – Três Irmãos, Ilha Solteira – Bauru C1 / C2 e dos módulos de interligação de barramentos dos disjuntores 1724-3 e 1724-4.
- O CCL-02 está instalado no quadro de comando, proteção, indicação e sinalização dos módulos de entrada das LTs Ilha Solteira – Mirassol II C1/C2, Ilha Solteira - Água Vermelha e dos seccionadores de aterramento das barras.



- O CCL-04 está instalado no quadro de comando, proteção, indicação e sinalização dos módulos de interligação de barramentos dos disjuntores 1724-1 e 1724-2, além dos relés de proteção contra falha de disjuntor e diferencial de barras (50BF e 87B).

Ressaltamos que as casas CCL-3 e CCL-5 são de propriedade exclusiva da CTG e que nas casas de comando local - CCL's existentes, não há espaço para instalação de novos painéis, devendo ser considerada a construção de nova edificação para abrigar os painéis de proteções e comando do novo módulo de entrada de LT 440 KV.

A proteção diferencial de barras de 440 KV é do tipo digital distribuída, de fabricação SIEMENS, sendo o 7SS5200-4AD10-0AA2/BC, o modelo da unidade central e o 7SS5215-5CA00-0AA0/BC, o modelo da unidade dos módulos.

Para o novo módulo de entrada de linha 440 KV deverá ser prevista a instalação de nova unidade de bay para a proteção de barras e falha de disjuntor e serviços de configuração e parametrização da unidade central.

Ressaltamos que a proteção de barras de 440 KV é de propriedade da CTG.

4.3 SERVIÇOS AUXILIARES DE CA E CC

As fontes de alimentações em corrente alternada (440 e 220Vca) e corrente contínua (125 Vcc) pertencem a CTG.

Os quadros de distribuição encontram-se na casa denominada CSA1 no pátio do setor de 440 KV.

Para atendimento a instalação do módulo de entrada da LT de 440 KV, caso seja utilizado os serviços auxiliares da UHE, deverá ser consultado a CTG para disponibilização.



4.4 SISTEMA DE SUPERVISÃO

O Sistema de Supervisão da ISA CTEEP é constituído por uma unidade terminal remota (UTR) da STD instalada no piso inferior da sala de comando da Usina e uma IHM (interface Homem Máquina) com o supervisor ActionView instalada na casa de comando da ISA CTEEP localizada no pátio do setor de 440KV.

O Sistema de Supervisão da CTG é um sistema independente da ISA CTEEP. Para instalação do módulo de entrada de linha 440 KV será necessária a implementação de novos equipamentos nos sistemas de supervisão da ISA CTEEP e da CTG.

4.5 CONSIDERAÇÕES AMBIENTAIS

Há considerações ambientais a serem feitas e respeitadas para a opção de utilização o espaço indicado no retângulo amarelo da figura 1, as mesmas poderão ser identificadas em momento oportuno do empreendimento.

5 COMENTÁRIOS FINAIS

A ISA CTEEP indica a utilização da área demarcada em azul, conforme apresentado na figura 1, como primeira opção para a implantação do módulo de entrada 440 kV, porém nesta opção o espaço para a construção da casa de comando do módulo é reduzido, devendo ser melhor analisado em levantamento a ser realizado.

Como segunda opção, indicamos a área demarcada em amarelo, conforme apresentado na figura 1. Apesar da necessidade de implantação das adequações citadas no item 4.1 deste relatório, o espaço para a construção da casa de comando do módulo, neste caso, é mais adequado do que o previsto na opção anterior.



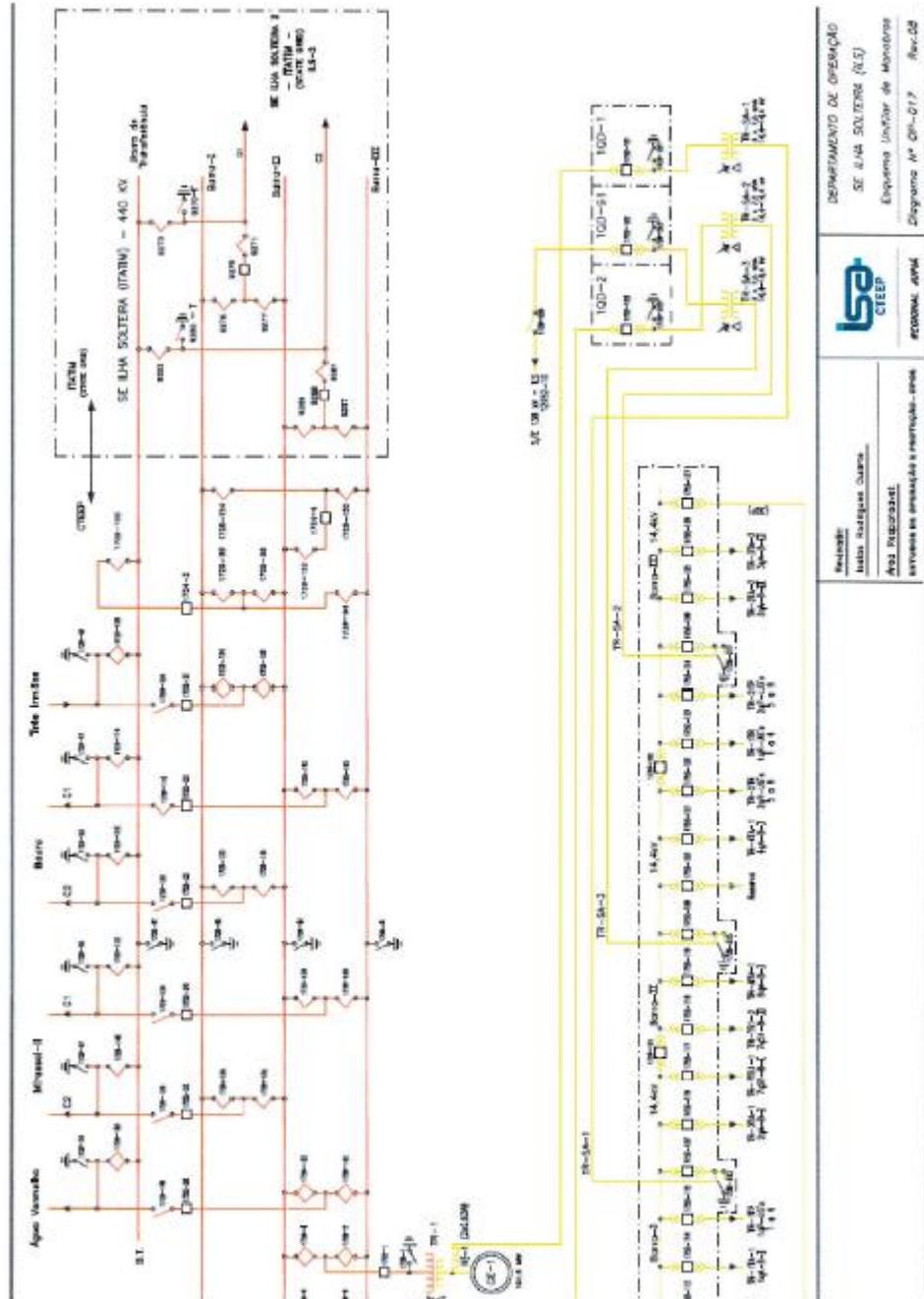
Para possibilitar a ancoragem no módulo de entrada de linha 440 kV a ser implantado, será necessária a instalação de torres da futura linha de transmissão no leito do rio Paraná, a jusante da usina hidrelétrica de Ilha Solteira, tanto para a opção 1 quanto para a opção 2.

Desatacamos a necessidade de tratativas para liberação patrimonial da área a ser utilizada para construção do novo módulo de entrada de linha 440 kV.

Do exposto, informamos ser viável a instalação do módulo de entrada de linha 440 KV na SE Ilha Solteira, considerando as informações apresentadas nos itens 4 e 5 deste documento.



**Anexo 1:
Diagrama Unifilar**



RT-EE-029-2017 - SE ILS - rev0

	DEPARTAMENTO DE OPERAÇÃO SE LINA SOLTEIRA (SLS) Engenharia Unifilar de Manobra Diagrama N° 011-017 Rev.08
Medição: André Rodrigues Guerra Área Regulação	ESCALA: 100% servicos de instalação e manutenção-ave

4. SE 440/138 kV Três Irmãos

	<p>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</p>	<p>Data: 17/02/2017</p>
		Revisão:
		Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Escoamento de Potencial Fotovoltaico no Noroeste de São Paulo

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Três Irmãos

Concessionária Proprietária: CTEEP

1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 1)

EL Quantidade: 1 Tensão (kV): 440 Arranjo: DJM

CT Quantidade: 1 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 440/138 Arranjo Prim.: DJM Sec.: BD4 Ter:

IB Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 1)

Transformadores Quantidade: 3 Potência (MVA): 100 Tensão Prim./Sec. (kV) 440/138 Fase: 1

Autotransformadores Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (kV) Fase:

Reator de Linha Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:

Reator Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:

Capacitor Shunt Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:

Capacitor Série Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:

Compensador Estático Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:

1. Módulos de Manobra (Opção de Expansão 2)

EL Quantidade: 1 Tensão (kV): 440 Arranjo: DJM

CT Quantidade: Tensão Prim./Sec./Ter (kV) Arranjo Prim.: Sec.: Ter:

IB Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:

2. Módulos de Equipamentos (Opção de Expansão 2)

Transformadores Quantidade: 2 Potência (MVA): 133,33 Tensão Prim./Sec. (kV) 440/138 Fase: 1

Autotransformadores Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (kV) Fase:

3. Diagrama Unifilar

Não existe.

Legenda:

MIM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), conexão de transformador conversor (CTC), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de filtros de harmônicas (CFH) 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 Melo (DJM).



	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 17/02/2017
		Revisão:
		Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação? Sim Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

5. Observações

Opção de Expansão 1: novos bancos de transformadores 1Φ 440/138 kV (3x100 MVA)

Opção de Expansão 2: substituição dos bancos de transformadores 1Φ 440/138 kV (7x100 MVA) por (7x133,33MVA)

- É viável a instalação do terceiro banco de transformadores (CT) 440/138/13,8 kv e de uma nova entrada de linha (EL) de 440 KV.

- O relatório técnico RT-EE-033-2017 detalha as necessidades/impactos do empreendimento na SE Três Irmãos.

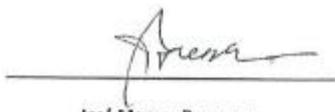
- Para avaliação do fluxo de potência, informamos as características dos cabos das barras da SE Três Irmãos:

a) Barras de 440KV: Dois cabos CAA 1795 MCM com capacidade para 2720A;

b) Barras de 138KV: Dois cabos CAA 2000 MCM com capacidade para 3000A.

17 de Janeiro, 17 de fevereiro de 2017

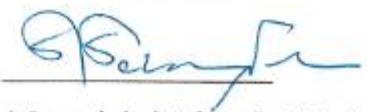
Data da Solicitação



José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

07, 06 de fevereiro de 2017

Data da Entrega do Formulário



Assinatura do Responsável pelas informações Solicitadas
Nome: **CAETANO C NETO**
Cargo: **Gerente Depto Engenharia**



SE TRÊS IRMÃOS 440/138KV

ESTUDO DE VIABILIDADE

RT-EE-033/2017

Emissão:

E Diretoria de Empreendimentos

EE Departamento de Engenharia

Responsável:

Caetano Cezario Neto

Elaborado por:

Adomir Pedro de Araújo

Henrique Marcelo Moretti

Revisão: 1

EE – Departamento de Engenharia

Telefone (11)3138-7182

Rua. Casa do Ator, 1.155, Itaim Bibi

04546-004 – São Paulo –SP



ÍNDICE GERAL

Sumário

1. INTRODUÇÃO	3
2. LOCALIZAÇÃO	4
3. INFORMAÇÕES BÁSICAS	4
4. CONSIDERAÇÕES	4
4.1 CIVIL E ELETROMECÂNICA	4
4.2 SISTEMA DE PROTEÇÃO, CONTROLE E TELEPROTEÇÃO	5
4.3 SERVIÇOS AUXILIARES DE CA E CC	5
4.4 SISTEMA DE SUPERVISÃO	6
4.5 AMBIENTAIS	6
5. COMENTÁRIOS FINAIS	6
ANEXO 1: DIAGRAMA UNIFILAR	7
ANEXO 2: IMAGENS	9



1. INTRODUÇÃO

Este relatório tem por objetivo o estudo de viabilidade de instalação dos módulos relacionados a seguir, na SE Três Irmãos, instalação pertencente à concessão da ISA CTEEP:

- 01 módulo de entrada de LT 440 kV, arranjo DJM;
- 01 módulo de conexão de transformador 440 Kv, arranjo DJM;
- 01 módulo de conexão de transformador 138 Kv, arranjo BD5.

Apresentamos a seguir imagem aérea da SE Três Irmãos:



Figura 1: SE Três Irmãos – Áreas Previstas para a Implantação dos Reforços

Legenda:

- ✓ Área grifada em azul: Espaço previsto para implantação do TR 440/138kV;
- ✓ Área grifada em vermelho: Espaço previsto para instalação do novo módulo de entrada de linha 440kV.



Nota: A definição da posição de implantação do módulo de linha 440 kV deverá considerar as futuras expansões previstas na subestação, com o objetivo de evitar restrições no acesso de futuras linhas à subestação.

2. LOCALIZAÇÃO

Rodovia Interligação SP 365 e SP 310, Km 15 – Município de Pereira Barreto.

3. INFORMAÇÕES BÁSICAS

A SE Três Irmãos opera com arranjo de disjuntor e meio, no setor de 440 kV e barra dupla a 5 chaves (BD5) no setor de 138 kV (vide anexo 1 – Diagrama Unifilar – SE Três Irmãos).

4. CONSIDERAÇÕES

4.1. CIVIL E ELETROMECAÂNICA

Para a implantação do 3º banco de transformadores 440/138kV, 300MVA, informamos que existe espaço disponível sendo necessárias as adequações civis e eletromecânicas para a instalação dos módulos de conexão nos setores de 440 e 138 kV.

Destacamos que no setor de 138 kV é necessária a ampliação do módulo de infraestrutura (drenagem, malha terra, canaletas, extensão das barras, etc.), sendo necessário, na extensão das barras, deixar espaço para um futuro módulo de interligação de barramentos e de todas as necessidades eletromecânicas e civis, conforme pode ser observado na figura 1 e no anexo 2 nas fotos 1 e 2.

Conforme indicado em vermelho na figura 1, há espaço para conexão de uma nova linha de transmissão 440 kV na SE Três Irmãos. A definição da posição para este empreendimento deverá considerar as futuras expansões previstas



para região, a fim de evitar restrições no acesso de futuras linhas à subestação.

Informamos a necessidade de construção de uma casa de comando para atender a nova linha de transmissão, assim como todas as necessidades relacionadas ao serviço auxiliar e sistema de proteção.

4.2. SISTEMA DE PROTEÇÃO, CONTROLE E TELEPROTEÇÃO

A UHE Três Irmãos possui 03 casas de relés no setor de 440 kV denominadas CR41, CR2 e CR3 e 01 casa de relés no setor de 138 kV denominada CR11. Os comandos dos equipamentos são realizados por meio de comando remoto de sistemas da Altus da geradora CTG e do sistema ELEBRA da CTEEP (atualmente em substituição conforme REA 6.068/16).

Os novos módulos de entrada de linha e do banco de transformadores deverão ser integrados ao sistema de proteção de barras e de falha de disjuntor do setor de 440 kV, devendo ser prevista a ampliação do sistema de proteção atual.

Destacamos que no setor 138 kV não há proteção de barras instalado, porém deverá ser prevista a instalação de proteção de falha de disjuntor a ser integrado ao sistema existente.

4.3. SERVIÇOS AUXILIARES DE CA E CC

A UHE Três Irmãos possui 02 (duas) fontes de CC alimentadas pelos transformadores TR-SA-15 e TR-SA-16 de 13,8/0,46 kV – 750 kVA, além de um grupo gerador diesel de 300 kVA.

O sistema de corrente contínua em 125 Vcc é alimentado por 02 conjuntos de baterias e retificadores e um disjuntor de interligação.

Deverá ser previsto estudo de cargas para atendimento aos novos bays para ampliação ou adequações dos sistemas de corrente alternada e contínua.



4.4. SISTEMA DE SUPERVISÃO

O sistema de supervisão dos equipamentos deverá ser integrado aos sistemas da CTEEP e da geradora CTG por meio das Unidades Terminais Remotas existentes ou as que vierem a compor a subestação.

4.5. AMBIENTAIS

Não há implicações ambientais para instalação do 3º banco de transformadores, assim como para conexão da uma linha de transmissão de 440 kV na SE Três Irmãos, conforme indicado na figura 2.

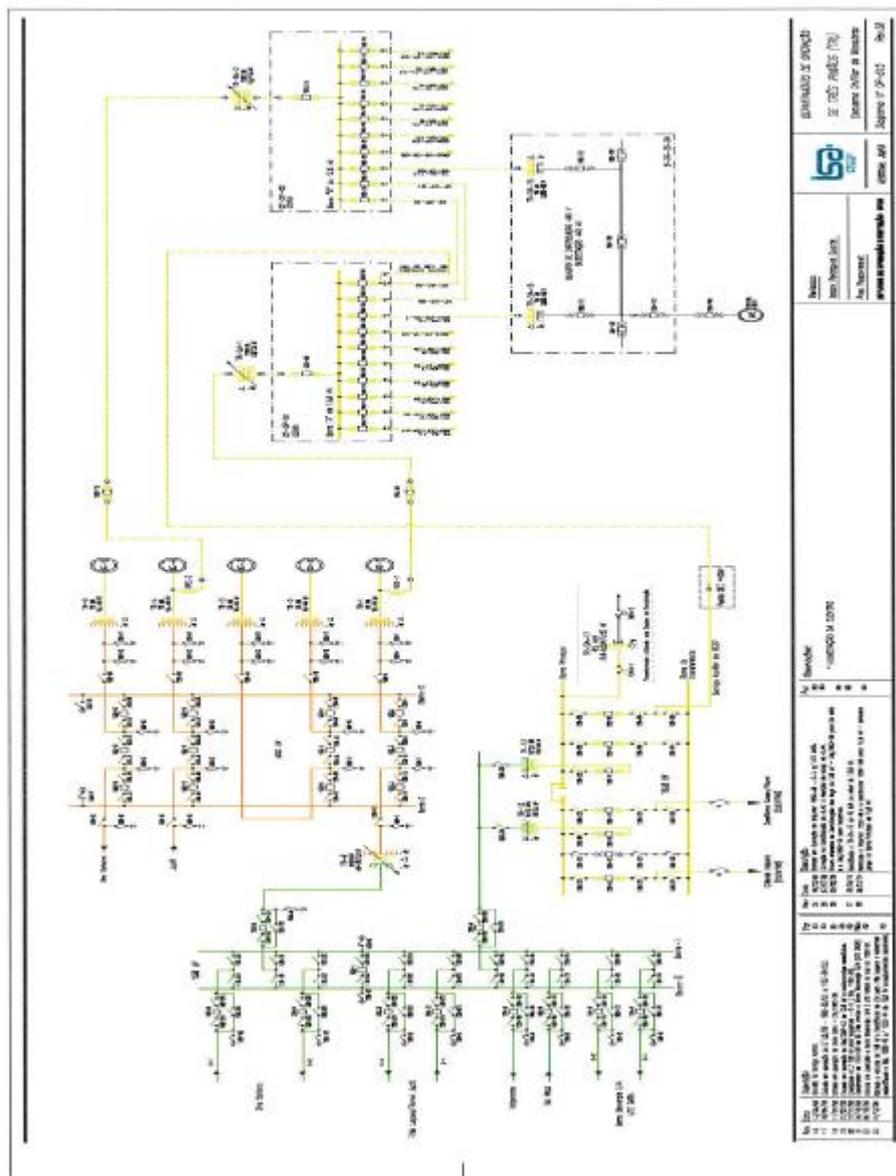
5. COMENTÁRIOS FINAIS

Há disponibilidade de espaço para instalação do 3º banco de transformador 440/138 kV, 300MVA e de um módulo de entrada de linha 440 kV, sendo viável a instalação do empreendimento na SE Três Irmãos desde que sejam atendidos os itens 4.1, 4.2, 4.3 e 4.4.

As necessidades gerais para execução do empreendimento deverão ser verificadas em visita futura à subestação.



**Anexo 1:
Diagrama Unifilar**





**Anexo 2:
Imagens**



Imagem 1: Setor 138 kV, espaço disponível para previsão da interligação das barras de 138 kV, de instalação do 3º banco de transformadores 440/138kV e de novos bay's de linhas 138 kV.



Imagem 2: Setor 138 kV, vista mais ampla do espaço disponível indicado na foto 1.

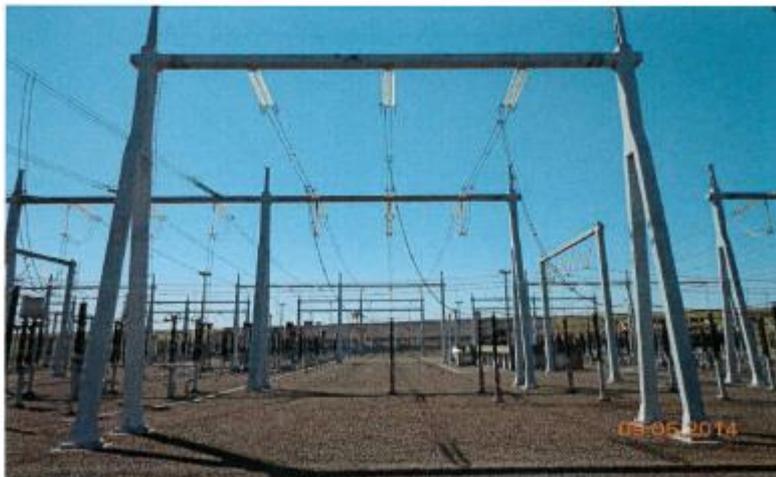
isa
CTEEP

Imagem 3: Travessão que ficará disponível no setor de 440 kV para conexão do 3º banco de transformadores 440/138kV.

Durante a obra de implantação do 2º banco de transformadores, já autorizado pela ANEEL, será instalado o módulo de conexão do gerador 3 da Usina de Três Irmãos, ao fundo.

Foto vista do setor de 138 para o setor de 440 kV.

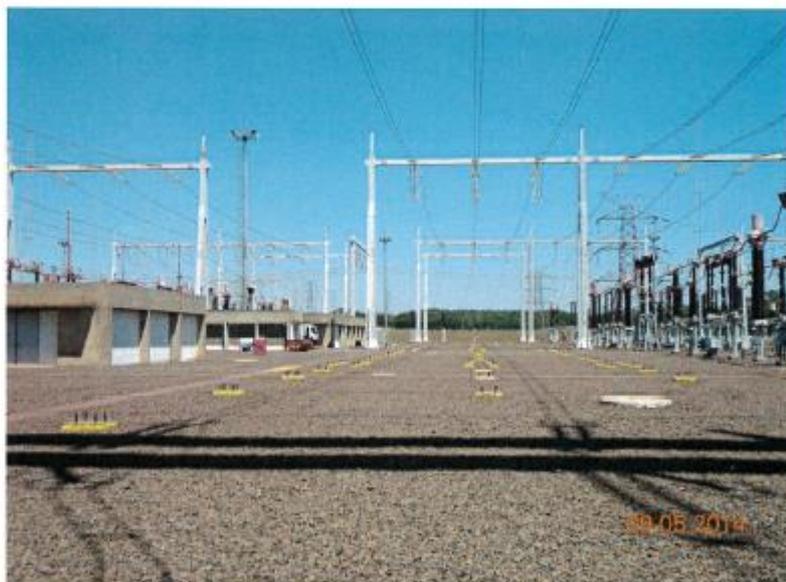


Imagem 4: Visão oposta da foto 3, vista de posição abaixo da barra de 440kV para o setor de 138 kV no travessão que ficará disponível no setor de 440 kV para conexão do 3º banco de transformadores.

Observar que há fundações que deverão ser demolidas.

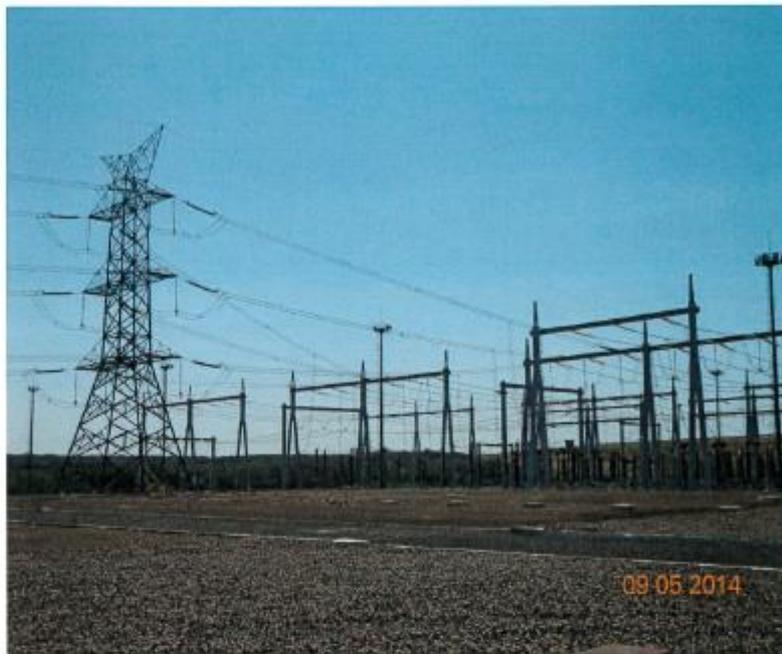


Imagem 5: Ao fundo indicada as posições atualmente livres para conexão da linha de transmissão 440 kV, conforme figuras 1 e 2.

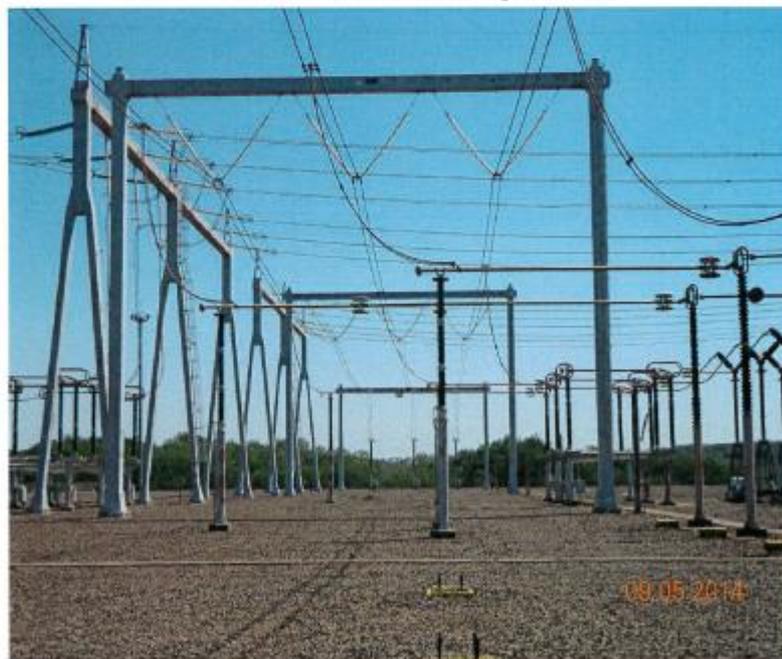


Imagem 6: Ao fundo indicados os pórticos para conexão da nova linha de 440 kV, visto de posição sob a barra de 440 kV da subestação.

5. LT 138 kV São José do Rio Preto – Catanduva



REPOTENCIALIZAÇÃO DA LT 138 KV SÃO JOSÉ DO RIO PRETO / CATANDUVA

ESTUDO DE VIABILIDADE

RT-EE-035-2017

Emissão:

E Diretoria de Projetos

EE Departamento de Engenharia

Responsável:

Caetano Cezario Neto

Elaborado por:

Adomir Pedro de Araújo

Cesar Antonio da Silva Xavier

Henrique Marcelo Moretti

Marcelo Torres de Souza

Ricardo Kubo

Marcelo Benedicto

Bruno Giacomini Isolani

Revisão: 6

EE – Departamento de Engenharia

Telefone (11)3138-7644

Rua Casa do Ator, 1.155, Itaim Bibi

04546-004 – São Paulo – SP



ÍNDICE GERAL

1.	INTRODUÇÃO	3
2.	LOCALIZAÇÃO	4
3.	ALTERNATIVAS PARA AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO DA LTS 5	
3.1.	ALTERNATIVA 1: RECAPACITAÇÃO	5
3.2.	ALTERNATIVA 2: RECONSTRUÇÃO	5
3.3.	ALTERNATIVA 3: RECONDUTORAMENTO.....	7
4.	ADEQUAÇÃO NAS SUBESTAÇÕES SÃO JOSÉ DO RIO PRETO E CATANDUVA...7	
4.1.	LIMITES OPERATIVOS EM SÃO JOSÉ DO RIO PRETO.....	7
4.2.	LIMITES OPERATIVOS EM CATANDUVA.....	7
4.3.	CIVIL E ELETROMECAÂNICA	8
4.4.	SISTEMA DE PROTEÇÃO, CONTROLE E SUPERVISÃO	9
4.5.	SISTEMA DE TELEPROTEÇÃO E BODINAS DE BLOQUEIO.....	11
5.	CONCLUSÃO.....	11
6.	ANEXO DIAGRAMAS UNIFILARES	13



1. Introdução

Em atendimento à solicitação de "Consulta Sobre a Viabilidade de Expansão das Subestações Água Vermelha, Ilha Solteira e Três Irmãos e da LT São José do Rio Preto - Catanduva" de acordo como ofício n.º 0102/EPE/2017 de 17 de fevereiro de 2017, referente aos estudos de expansão da transmissão de energia elétrica para o interior do Estado de São Paulo, este relatório tem por objetivo verificar a viabilidade técnica de elevação da capacidade da linha de transmissão relacionada a seguir para 139/163 MVA (alternativa 1) e para 206/242 MVA (alternativa 2 e 3):

- LT 138 kV São José do Rio Preto – Catanduva C1 e C2.

Apresenta também, as adequações necessárias nas subestações São José do Rio Preto e Catanduva (pertencentes à concessão da ISA CTEEP) com a finalidade de atender a nova capacidade proposta da linha de transmissão.

Ressaltamos que os diagramas unifilares das citadas SEs são apresentados no anexo 1.



2. Localização

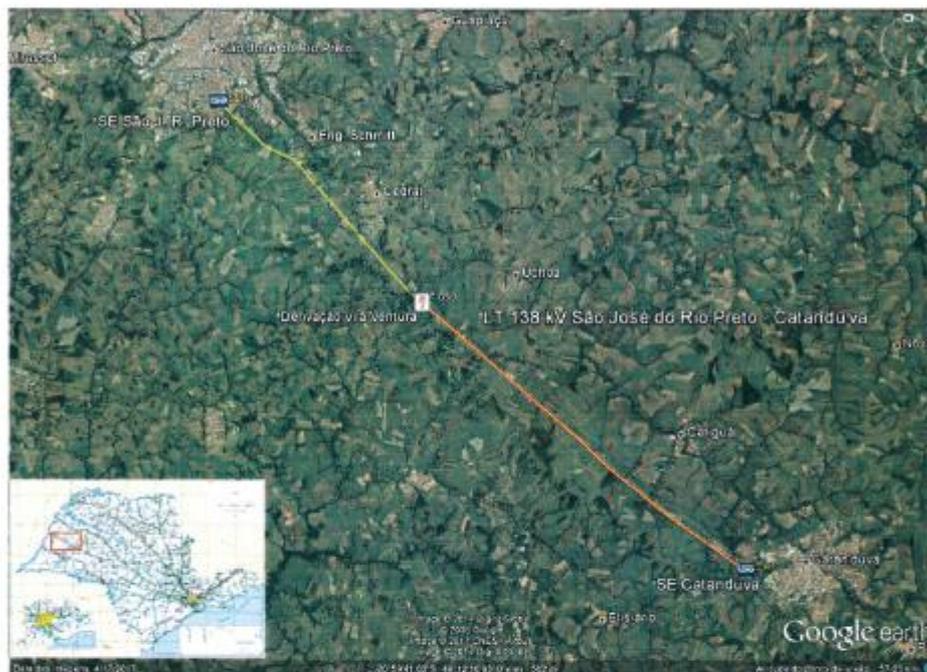


Figura 1 - Localização Geográfica da Linha de Transmissão.

Localizada no norte do Estado de São Paulo, a linha de transmissão em 138 kV São José do Rio Preto - Catanduva tem 49,4 km de extensão e 148 estruturas.

O trecho de obra, entre a estrutura n.º 59 de derivação para o Ramal Vila Ventura e a subestação Catanduva, com extensão de 29,3 Km e 85 estruturas metálicas, atravessa os municípios de Ibirá, Uchôa, Catinguá e Catanduva.

A subestação Catanduva está localizada na rodovia Washington Luiz, km 386, Município de Catanduva – SP e a estrutura n.º 59 se localiza nas coordenadas 20°58'9.56"S / 49°14'11.79"O.



3. Alternativas para Aumento da Capacidade de Transmissão da LTs

A citada linha de transmissão opera atualmente em regime de carregamento nominal com 453 A e temperatura de 50°C e em carregamento de emergência com 524 A e temperatura de 60°C.

Nessas condições, temos para a linha de transmissão a potência de 79/108 MVA (normal/contingência).

3.1. Alternativa 1: Recapacitação

Esta alternativa considera a elevação da potência nominal da LT 138 kV São José do Rio Preto - Catanduva, entre a estrutura n.º 59 de derivação para o Ramal Vila Ventura e a subestação Catanduva, de 79/108 MVA para 139/163, nas condições de operação normal e contingência respectivamente, por meio da elevação da temperatura de projeto de 50/60°C para 75/90°C, mantendo o condutor atual (CAA 1x336,4 MCM Oriole).

Nesta condição será necessário substituir 35 das 85 estruturas existentes, com o objetivo de aumentar a distância cabo/solo atual de maneira a adequar sua operação à nova temperatura de projeto em 75/90°C.

3.2. Alternativa 2: Reconstrução

A alternativa 2 considera a reconstrução das LTs 138 kV São José do Rio Preto - Catanduva, circuito duplo, entre a estrutura n.º 59 de derivação para o Ramal Vila Ventura e a subestação Catanduva, de 1x336,4 MCM Oriole para 1x636 MCM Grosbeak, com temperatura de projeto de 75/90°C, permitindo a elevação de potência nominal da LT de 79/108 MVA para 206/242 MVA.

Nesta condição se faz necessário o desmantelamento do trecho de linha de transmissão existente com a remoção e substituição de todas as 85 estruturas e arrasamento de suas fundações, cabos e demais acessórios, uma vez que a LT atual não suporta os esforços mecânicos e parâmetros de coordenação de isolamento para operação com os novos condutores.

Apresentamos na figura nº 2 a silhueta da estrutura com a geometria mais frequente na referida linha de transmissão.

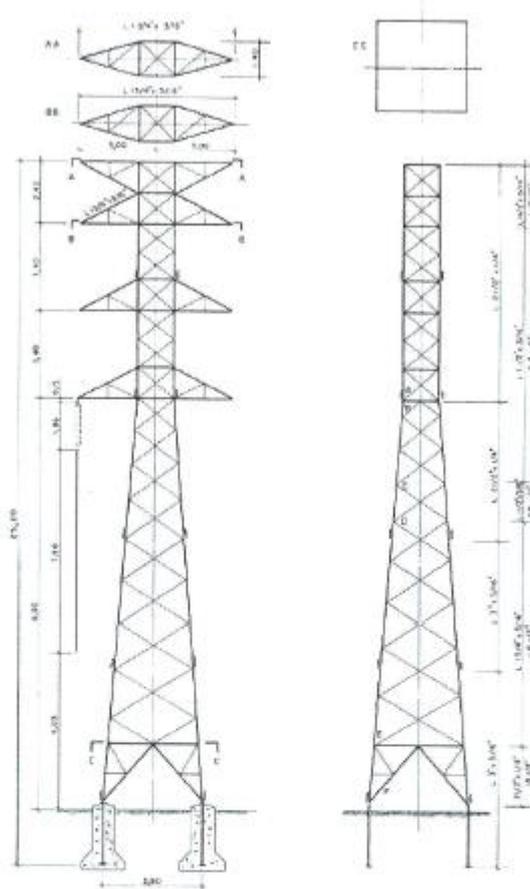


Figura 2 - Silhueta da Estrutura Típica 138 kV Tipo SSE2 Existente nas Linhas de Transmissão.



3.3. Alternativa 3: Recondutoramento

Ainda, para a alternativa de reconstrução, consideramos a hipótese de recondutoramento do trecho de linha entre a estrutura n.º 59 de derivação para o Ramal Vila Ventura e a subestação Catanduva, substituindo o condutor CAA 336,4 MCM Oriole existente por condutor similar HTLS (High Temperature Low Sag).

Tal possibilidade estima a manutenção das estruturas existentes, o que abreviaria o tempo de execução da obra com a antecipação da sua entrada em operação e minimiza os eventuais impactos ambientais e patrimoniais.

4. Adequação nas Subestações São José do Rio Preto e Catanduva

4.1. Limites Operativos em São José do Rio Preto

SAVLT	DISJUNTOR	SECCIONADOR	BOBINA DE BLOQUEIO	TC REL.FT	EQUIPAMENTO		CORRENTES DO DIA		FATOR LIMITANTE	
					REATOR BRUSH	ORDEM DE AJUSTE	Normal	Emergência	Normal	Emergência
CAT C-1 138,00kV	3150 A 40 KA	630 A	1200 A ØV	600,0 (F)	+	+	494 A	494 A	494 A CB	494 A CB
CAT C-2 138,00kV	3150 A 10000 MVA	630 A	1200 A ØV	600,0 (F)	+	+	550 A	550 A	550 A CB	550 A CB

4.2. Limites Operativos em Catanduva

SAVLT	DISJUNTOR	SECCIONADOR	BOBINA DE BLOQUEIO	TC REL.FT	EQUIPAMENTO		CORRENTES DO DIA		FATOR LIMITANTE	
					REATOR BRUSH	ORDEM DE AJUSTE	Normal	Emergência	Normal	Emergência
SJR C-1 138,00kV	1650 A 5000 MVA	600 A	630 A ØV	400,0 (F)	+	-	-	+	490 A TC	525 A TC
SJR C-2 138,00kV	1650 A 5000 MVA	600 A	630 A ØV	400,0 (F)	+	+	-	-	490 A TC	525 A TC



4.3. Civil e Eletromecânica

A seguir apresentamos as adequações civis e eletromecânicas necessárias para implantação das alternativas 1, 2 e 3:

Alternativa 1 – Recapitação (163MVA/682A)	Alternativas 2 e 3 – Reconstrução e Recondutoramento (242MVA/1012A)
<p>SE SÃO JOSÉ DO RIO PRETO</p> <p><u>Módulos de entrada da LT 138 kV São José do Rio Preto – Catanduva</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Substituição dos seccionadores, cabos (Cobre 120 mm² para Violet) conexões. <p>Obs. No PAR 2017-2019 consta a indicação da elevação da capacidade da LT entre a SE SJR e o Ramal Vila Ventura para 75/90°C (139/163MVA – 582/680A), prevendo a substituição dos seccionadores, cabos e conexões, sistema de proteção e teleproteção.</p>	<p>SE SÃO JOSÉ DO RIO PRETO</p> <p><u>Módulos de entrada da LT 138 kV São José do Rio Preto – Catanduva</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Substituição dos seccionadores, cabos (Cobre 120 mm² para Rail) e conexões. <p>Obs. Os transformadores de corrente existentes tem a relação 1200/5A.</p> <p>A indicação no PAR 2017-2019 não contempla opção de elevação da capacidade da LT para 206/242 MVA para o trecho da LT entre SE SJR e Ramal Vila Ventura.</p>
<p>SE CATANDUVA</p> <p><u>Módulos de entrada da LT 138 kV São José do Rio Preto – Catanduva</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Substituição dos transformadores de corrente, bobinas de bloqueio, cabos (Cana para Violet) e conexões. No PAR 2017-2019 consta a indicação da elevação da capacidade da LT entre a SE SJR e o Ramal Vila Ventura para 75/90°C (139/163MVA – 582/680A) e da substituição do sistema de teleproteção. 	<p>SE CATANDUVA</p> <p><u>Módulos de entrada da LT 138 kV São José do Rio Preto – Catanduva</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Substituição dos seccionadores, transformadores de corrente, bobinas de bloqueio, cabos (Cana para Rail) e conexões. No PAR 2017-2019 consta a indicação da elevação da capacidade da LT entre a SE SJR e o Ramal Vila Ventura para 75/90°C (139/163MVA – 582/680A) e da substituição do sistema de teleproteção.

Nota: Devido à substituição dos equipamentos citados no máximo será necessária a substituição das fundações dos mesmos.



4.4. Sistema de Proteção, Controle e Supervisão

Conforme informações do Departamento de Estudos de Operação, Proteção e Normatização, da ISA CTEEP, considerando os sistemas de proteção, controle e supervisão, atualmente instalados nas subestações de São José do Rio Preto e Catanduva, apresentamos a seguir as adequações necessárias devido à implantação das alternativas 1, 2 ou 3:

➤ SE São José do Rio Preto

As proteções instaladas no módulo de entrada da LT 138 kV São José do Rio Preto - Catanduva são de tecnologia eletromecânica (R1Z23b + R3Z2A) e atualmente estão conectadas aos transformadores de corrente, na relação de 800/5 A.

Alternativa 1: Recapacitação

Devido ao novo limite de corrente de operação (682A) proposto para o referido módulo após as obras de recapacitação da linha, não será necessário substituir os transformadores de corrente, os quais devem ser mantidos ligados na relação de 800/5 A.

Mantendo-se a mesma relação de transformação, os relés de distância (R1Z23B) e direcional (R3Z2A) atenderiam a nova faixa de ajuste, mas por não possuírem a função de blindagem de carga devido ao aumento da carga da linha, poderá ocorrer a atuação indevida da proteção existente durante operação com carregamento pesado.

Diante do exposto, torna-se necessária a substituição dos sistemas de proteção instalados na SE São José do Rio Preto.

No PAR 2017-2019 consta a indicação da elevação da capacidade da LT entre a SE SJR e o Ramal Vila Ventura para 75/90°C (139/163MVA – 582/680A) e da substituição dos sistemas de proteção e teleproteção.

Alternativas 2 e 3: Reconstrução e Recondutoramento

Devido ao novo limite de corrente de operação (1012A) proposto para o referido módulo após as obras de reconstrução da linha, não será necessário substituir os transformadores de corrente, devendo ser alterada a relação de transformação, passando de 800/5A para 1200/5A.

Aplicando a nova relação de transformação, os relés de proteção (R1Z23b + R3Z2A) atenderiam a nova faixa de ajuste, mas por não possuírem a função de blindagem de carga devido ao



aumento da carga da linha, poderá ocorrer a atuação indevida da proteção existente durante operação com carregamento pesado.

Diante do exposto, torna-se necessária a substituição dos sistemas de proteção instalados na SE São José do Rio Preto.

A indicação no PAR 2017-2019 não contempla opção de elevação da capacidade da LT para 206/242 MVA para o trecho da LT entre SE SJR e Ramal Vila Ventura.

➤ SE Catanduva

As proteções instaladas no módulo de entrada da LT 138 kV São José do Rio Preto - Catanduva são de tecnologia estática (PDE2000A + RXIDF2H) e atualmente estão conectadas aos transformadores de corrente fechada na relação máxima de 400/5 A.

Alternativa 1: Recapacitação

Devido ao novo limite de corrente de operação (682A) proposto para o referido módulo após as obras de recapacitação da linha, será necessário substituir os transformadores de corrente, os quais deverão ser ligados na relação mínima de 800/5 A.

Aplicando a nova relação de transformação nos transformadores de corrente, os relés de distância (PDE2000A) e direcional (RXIDF2H) atenderiam a nova faixa de ajuste, mas por não possuírem a função de blindagem de carga devido ao aumento da carga da linha, poderá ocorrer a atuação indevida da proteção existente durante operação com carregamento pesado.

Diante do exposto, torna-se necessária a substituição dos transformadores de corrente e dos sistemas de proteção instalados na SE Catanduva.

Alternativas 2 e 3: Reconstrução e Recondutoramento

Mediante ao novo limite de corrente (1012A) que o citado módulo passará a operar, após as obras de reconstrução, será necessária a substituição dos transformadores de corrente e deverá ser alterada a relação de transformação, passando para a relação mínima de 1200/5A.

Aplicando a nova relação de transformação nos transformadores de corrente, os relés de distância (PDE2000A) e direcional (RXIDF2H) atenderiam a nova faixa de ajuste, mas por não possuírem a função de blindagem de carga devido ao aumento da carga da linha, poderá ocorrer a atuação indevida da proteção existente durante operação com carregamento pesado.

Diante do exposto, torna-se necessária a substituição dos transformadores de corrente e dos sistemas de proteção instalados na SE Catanduva.



4.5. Sistema de Teleproteção e Bobinas de Bloqueio

Referente ao sistema de teleproteção, informamos que será necessária a substituição da teleproteção nas SEs São José do Rio Preto e Catanduva para atender a necessidade de canais de comandos dos novos sistemas de proteção a serem instalados. Necessário também substituir duas bobinas de bloqueio da LT 138 kV São José do Rio Preto – Catanduva na SE Catanduva, devido as mesmas possuírem capacidade nominal igual a 630 A, não atendendo aos novos limites necessários.

No PAR 2017-2019 consta a indicação da elevação da capacidade da LT entre a SE SJR e o Ramal Vila Ventura para 75/90°C (139/163MVA – 582/680A) e da substituição do sistema de teleproteção nas SEs São José do Rio Preto e Catanduva.

5. CONCLUSÃO

Tanto a recapacitação quanto a reconstrução das linhas são alternativas viáveis, entretanto, para cada modelo é necessário estimar os recursos e logística de execução dos serviços.

Como atualmente não é possível prever o período em que as obras deverão ocorrer, considerou-se na implantação das alternativas 1, 2 ou 3 a utilização de torres variantes.

No PAR 2017-2019 consta a indicação da elevação da capacidade da LT entre a SE SJR e o Ramal Vila Ventura para 75/90°C (139/163MVA – 582/680A), prevendo a substituição dos seccionadores, cabos condutores, sistema de proteção e teleproteção na SE São José do Rio Preto e na SE Catanduva.

Em relação aos sistemas de proteção instalados atualmente nas subestações São José do Rio Preto e Catanduva, considerando as alternativas 1, 2 ou 3 apresentadas, verificamos que os mesmos atendem as faixas de ajustes necessárias, em função dos novos limites propostos para a linha de transmissão, mas por não terem a função de blindagem de carga poderá ocorrer a atuação indevida da proteção existente durante operação com carregamento pesado, sendo, portanto, necessário realizar a substituição dos sistemas de proteção nas duas subestações, o PAR 2017 – 2019 contempla a substituição do sistema de proteção na SE São José do Rio Preto.

Considerando as elevações previstas da capacidade da LT referentes às alternativas 1 (139/163 MVA), 2 e 3 (204/242 MVA), será necessária a substituição dos transformadores de corrente, seccionadores, bobinas de bloqueio e dos cabos e conexões na SE Catanduva.



As bobinas de bloqueio instaladas na SE São José do Rio Preto atendem aos novos limites, não sendo necessário realizar a substituição, já na SE Catanduva estão limitadas a 630A, não atendendo aos novos limites, o que torna necessário a sua substituição.

É necessário a substituição dos sistemas de teleproteção para atender a necessidade dos canais de comandos dos novos sistemas de proteção a serem instalados nas SE's São José do Rio Preto e Catanduva, no PAR 2017-2019 consta a indicação da elevação da capacidade da LT entre a SE SJR e o Ramal Vila Ventura para 75/90°C (139/163MVA – 582/680A) e da substituição do sistema de teleproteção da LT.

ANEXO E – FICHAS DE OBRAS PARA O PET/PELP

Ciclo 2018-2023 (PET)

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região Sudeste

EMPREENDIMENTO:	ESTADO: MG/SP
SE 440/138 kV Água Vermelha	DATA DA NECESSIDADE: JAN/2022
AMPLIAÇÃO	PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 MESES

JUSTIFICATIVA:

Evitar sobrecarga na transformação 440/138 kV. Evitar problemas de tensão na falha do transformador atual.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ x 1.000)

OBRAS:

2° TF 440/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ	39.016,72
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM	8.786,26
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM	9.123,32
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2.597,70
MIM - 138 kV	222,47
MIM - 440 kV	2.025,49
Cabo isolado para interligação do novo TR	4.000,00

INVESTIMENTOS: R\$ 65.771,96

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

Não é possível compartilhar a fase reserva do banco existente pela distância, sendo necessária instalação de nova fase reserva e a instalação do cabo isolado.

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-027/2018-rev0 – Estudo Prospectivo para Escoamento do Potencial de Fotovoltaica/Biomassa na Região Noroeste do Estado de São Paulo, EPE, março de 2018.
- [2] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2017.

Sistema Interligado da Região Sudeste

EMPREENDIMENTO:
LT 440 kV Ilha Solteira – Três Irmãos, C2
 NOVA
ESTADO: **MS/SP**DATA DA NECESSIDADE: **JAN/2022**PRAZO DE EXECUÇÃO: **36 MESES**
JUSTIFICATIVA:

Reforço para atendimento na falha do circuito atual.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ x 1.000)
OBRAS:

Circuito Simples 440 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 2,5 km (trecho com sobrecusto para travessia do rio)	7.707,35
Circuito Simples 440 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 35,5 km	33.675,30
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo BDDD (Ilha Solteira)	13.753,97
EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM (Três Irmãos)	10.090,88
IB (Interligação de Barras) 440 kV, Arranjo DJM (Três Irmãos)	9.179,28
MIM - 440 kV (Ilha Solteira)	1.860,76
MIM - 440 kV (Três Irmãos)	1.860,76

INVESTIMENTOS: R\$ 78.128,30
SITUAÇÃO ATUAL:
OBSERVAÇÕES:
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-027/2018-rev0 – Estudo Prospectivo para Escoamento do Potencial de Fotovoltaica/Biomassa na Região Noroeste do Estado de São Paulo, EPE, março de 2018.
- [2] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2017.

Sistema Interligado da Região Sudeste

EMPREENHIMENTO: LT 440 kV Araraquara – Mirassol II ADEQUAÇÃO	ESTADO: SP
	DATA DA NECESSIDADE: JAN/2022
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 MESES

JUSTIFICATIVA:

Evitar a sobrecarga na contingência de um circuito paralelo.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ x 1.000)
OBRAS:

2 x EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM (Araraquara)	20.128,68
--	-----------

INVESTIMENTOS: R\$ 20.128,68

SITUAÇÃO ATUAL:
OBSERVAÇÕES:

Substituição de equipamento terminal em Araraquara

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-027/2018-rev0 – Estudo Prospectivo para Escoamento do Potencial de Fotovoltaica/Biomassa na Região Noroeste do Estado de São Paulo, EPE, março de 2018.
- [2] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2017.

Ciclo 2024-2026 (PELP)

Sistema Interligado da Região Sudeste

EMPREENDIMENTO: SE 440/138 kV Três Irmãos AMPLIAÇÃO	ESTADO: SP
	DATA DA NECESSIDADE: JAN/2024
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 MESES

JUSTIFICATIVA:

Evitar a sobrecarga da transformação 440/138 kV na contingência de um dos transformadores.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ x 1.000)

OBRAS:

3° TF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	29.262,54
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM	8.786,26
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2.597,70
MIM - 138 kV	222,47

INVESTIMENTOS: R\$ 40.868,97

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-027/2018-rev0 – Estudo Prospectivo para Escoamento do Potencial de Fotovoltaica/Biomassa na Região Noroeste do Estado de São Paulo, EPE, março de 2018.
- [2] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2017.

Sistema Interligado da Região Sudeste

EMPREENHIMENTO: SE 440/138 kV Marechal Rondon AMPLIAÇÃO	ESTADO: MS
	DATA DA NECESSIDADE: JAN/2024
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 MESES

JUSTIFICATIVA:

Evitar a sobrecarga da transformação 440/138 kV na contingência de um dos transformadores.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ x 1.000)

OBRAS:

3° TF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	9.930,91
CT (Conexão de Transformador) 440 kV, Arranjo DJM	8.818,17
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2.557,92
MIM - 138 kV	201,15

INVESTIMENTOS: R\$ 41.369,97

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-027/2018-rev0 – Estudo Prospectivo para Escoamento do Potencial de Fotovoltaica/Biomassa na Região Noroeste do Estado de São Paulo, EPE, março de 2018.
- [2] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2017.

NOTA TÉCNICA DEA 007/18

Análise socioambiental do Estudo para escoamento de potencial de geração fotovoltaica/biomassa na região de Votuporanga (Relatório R1)

Série
MEIO AMBIENTE: TRANSMISSÃO

NOTA TÉCNICA DEA 007/18

**Análise socioambiental do estudo para
escoamento de potencial de geração
fotovoltaica/biomassa na região de
Votuporanga
(Relatório R1)**

Rio de Janeiro
Março de 2018



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



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



Governo Federal

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Fernando Coelho Filho

Secretário Executivo

Paulo Jerônimo Bandeira de Mello Pedrosa

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Eduardo Azevedo Rodrigues

Série
MEIO AMBIENTE: TRANSMISSÃO

NOTA TÉCNICA DEA 007/18

**Análise socioambiental do Estudo
para escoamento de potencial de
geração fotovoltaica/biomassa na
região de Votuporanga
(Relatório R1)**



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

Presidente

Luiz Augusto Nobrega Barroso

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amílcar Guerreiro

Diretoria de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

Coordenação Geral

Luiz Augusto Nobrega Barroso

Coordenação Executiva

Elisângela Medeiros de Almeida

Equipe Técnica

Akel da Silva Saliba (Estagiário)

Bernardo Regis Guimarães de Oliveira

Kátia Gisele Matosinho

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

Sede

Esplanada dos Ministérios

Bloco "U" Sala 744

70065-900 – Brasília – DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, nº 01 – 11º Andar

20090-003 – Rio de Janeiro – RJ

Rio de Janeiro

Março de 2018

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

Série
MEIO AMBIENTE: TRANSMISSÃO

NOTA TÉCNICA DEA 007/18

**Análise socioambiental do Estudo para escoamento
de potencial de geração fotovoltaica/biomassa na
região de Votuporanga
(Relatório R1)**

SUMÁRIO

SIGLÁRIO	6
1. INTRODUÇÃO	7
2. PROCEDIMENTOS ADOTADOS	8
2.1. PROCEDIMENTOS PARA DELIMITAÇÃO DO CORREDOR DE TRANSMISSÃO	8
2.2. BASE DE DADOS UTILIZADA	8
3. ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL	10
3.1 LOCALIZAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES	10
3.2 CORREDOR DA LT 440 KV TRÊS IRMÃOS – ILHA SOLTEIRA C2	10
4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	15
APÊNDICE A – TABELA DE COMPARAÇÃO RELATÓRIOS R1 E R3 DA LT 440 KV TRÊS IRMÃOS – ILHA SOLTEIRA C2	18

SIGLÁRIO

ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APCB	Área Prioritária para Conservação da Biodiversidade
APP	Área de Preservação Permanente
C1	Primeiro Circuito
C2	Segundo Circuito
Cecav	Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas
CPRM	Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais
DEA	Diretoria de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
DNPM	Departamento Nacional de Produção Mineral
DRO	Despacho de Requerimento de Outorga
Eletrobras	Centrais Elétricas Brasileiras
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
Funai	Fundação Nacional do Índio
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMBio	Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade
Incra	Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária
Iphan	Instituto de Patrimônio Histórico e Artístico Nacional
kV	Quilovolt
LT	Linha de Transmissão
MMA	Ministério do Meio Ambiente
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PA	Projeto de Assentamento
R1	Estudos de Viabilidade Técnico-Econômica e Socioambiental
R3	Relatório de Definição do Traçado e Caracterização Socioambiental
SE	Subestação
SIGEL	Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico
SIN	Sistema Interligado Nacional
STE	Superintendência de Transmissão de Energia
TI	Terra Indígena
TQ	Terra Quilombola
UC	Unidade de Conservação
UHE	Usina Hidrelétrica

1. INTRODUÇÃO

Estudos realizados pela Superintendência de Transmissão de Energia (STE) da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) identificaram a necessidade de obras para reforçar o sistema de transmissão de energia na região noroeste de São Paulo de modo que o potencial de geração de energia de futuros empreendimentos fotovoltaicos e de usinas termoelétricas à biomassa possa ser escoado e integrado ao Sistema Interligado Nacional – SIN. Tal recomendação baseia-se no fato de que atualmente a região não possui uma margem suficiente para receber o acesso de todos os empreendimentos fotovoltaicos já cadastrados nos leilões de energia.

A alternativa selecionada nos estudos elétricos recomendou a implantação, da linha de transmissão (LT) 440 kV Três Irmãos – Ilha Solteira C2, com entrada em operação em 2022.

Dessa forma, a presente Nota Técnica apresenta a análise socioambiental do empreendimento selecionado na alternativa de transmissão recomendada no “Estudo para escoamento de potencial de geração fotovoltaica/biomassa na região de Votuporanga”, do qual este documento faz parte. A obra planejada nessa alternativa é apresentada na Tabela 1, a seguir.

Tabela 1 – Obra de transmissão planejada

Linha de Transmissão	Tensão (kV)	Circuito	Extensão estimada (km)	Ano
Três Irmãos - Ilha Solteira C2	440	Simples	38	2022

O empreendimento planejado localiza-se no Estado de São Paulo, perfazendo a extensão total de aproximadamente 38 km (eixo do corredor). A área de estudo está localizada na região noroeste do estado de São Paulo e está totalmente inserida no bioma Mata Atlântica. A área para a implantação da LT planejada, localizada nas proximidades da divisa entre os estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul, conta com boa oferta de malha viária, não sendo necessária a construção de novas estradas de acesso. Adicionalmente, destaca-se a existência de projetos de assentamento (PA) do Incra que são sobrepostos pelo corredor; contudo poderá ser feito o desvio dessas áreas quando da implantação da futura LT.

Na primeira parte desta Nota Técnica são apresentados os procedimentos utilizados na análise socioambiental (item 2); na sequência, a localização das subestações e a análise socioambiental do corredor planejado com as suas respectivas conclusões e recomendações para a fase de elaboração do Relatório R3 (item 3); e, ao final, as Referências Bibliográficas (item 4) e o Apêndice (tabela de comparação entre os Relatórios R1 e R3 a ser apresentada no respectivo Relatório R3).

2. PROCEDIMENTOS ADOTADOS

2.1. Procedimentos para delimitação do corredor de transmissão

Primeiramente, com o auxílio de imagens de satélite e de ferramentas de Sistema de Informações Geográficas (SIG), foram localizadas as subestações existentes que compõem a alternativa de transmissão selecionada. Em seguida, utilizando-se imagens de satélites e bases cartográficas dos temas mais relevantes do ponto de vista socioambiental, foi delineado o traçado da interligação planejada, por meio do software ArcGIS 10.5.1. A partir desse traçado, o corredor foi obtido acrescentando-se uma faixa de 2,5 km para cada lado, resultando em 5 km de largura.

Ao delimitar o corredor, procurou-se desviá-lo, quando possível, das áreas com sensibilidade socioambiental, tais como unidade de conservação (UC), terra indígena (TI), terra quilombola (TQ), caverna, vegetação nativa, assentamento rural, aeródromos e área urbana. Ao mesmo tempo, buscou-se proximidade com rodovias, vias de acesso e de linhas de transmissão já existentes.

A descrição do corredor foi feita na sequência de seu percurso, apontando suas principais características. Posteriormente são apresentados os mapas de infraestrutura do corredor, com os principais núcleos urbanos e a malha viária; e das áreas de interesse socioambiental, que engloba UC, TI, TQ, caverna, áreas prioritárias para conservação da biodiversidade (APCB) e assentamento rural. Por fim, as conclusões e recomendações para o Relatório R3.

2.2. Base de dados utilizada

Para delimitação do corredor e para elaboração das figuras e tabelas, foram consultadas e/ou utilizadas as seguintes bases de dados:

- Aeródromos Privados e Públicos (Anac, 2017).
- Base Cartográfica Integrada do Brasil ao Milionésimo Digital, incluindo hidrografia divisão territorial e sistema viário (IBGE, 2016a).
- Banco de Dados do Sistema de Gerenciamento do Patrimônio Arqueológico (Iphan, 2018).
- Mapa das Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira (MMA, 2007a).
- Mapa de Cobertura Vegetal e Uso do Solo dos Biomas Brasileiros (MMA, 2007b).
- Mapa de Grau de Potencialidade de Ocorrência de Cavernas (Cecav, 2012).

- Mapa de Ocorrência de Cavernas (Cecav, 2017).
- Mapa de Pivôs Centrais de Irrigação (ANA, 2014).
- Mapa de Processos Minerários (DNPM, 2017).
- Mapa de Projetos de Assentamento (Incra, 2017).
- Mapa de Reserva Particular do Patrimônio Natural (ICMBio, 2017).
- Mapa de Terras Indígenas (Funai, 2017).
- Mapa de Territórios Quilombolas (Incra, 2017).
- Mapa de Unidades de Conservação Federais e Estaduais (MMA, 2017; Eletrobras, 2011).
- Traçado georreferenciado de linhas de transmissão (existentes e planejadas) e subestações (EPE, 2017).

3. ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

A análise socioambiental apresenta a localização das subestações existentes que compõem a alternativa estudada e as análises socioambientais do corredor proposto para a interligação que compõe a alternativa de transmissão selecionada.

3.1 Localização das subestações

A alternativa de transmissão selecionada envolve duas subestações, ambas existentes, cujas coordenadas são apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2 – Coordenadas das subestações estudadas

Subestação	Status	Coordenadas		Municípios	Estado
		Latitude	Longitude		
Três Irmãos	Existente	22°40'29" S	51°18'8" O	Andradina	SP
Ilha Solteira	Existente	20°22'54" S	51°22'5" O	Ilha Solteira / Selvíria	SP/MS

3.2 Corredor da LT 440 kV Três Irmãos – Ilha Solteira C2

O corredor da LT 440 kV Três Irmãos – Ilha Solteira C2, com 5 km de largura e eixo com aproximadamente 38 km de extensão, está inserido entre os municípios de Andradina, Ilha Solteira, Itapura e Pereira Barreto, no noroeste de São Paulo (Tabela 3). A interligação entre as referidas subestações se dará por meio de um circuito simples de 440 kV.

Tabela 3 – Municípios atravessados pelo corredor da LT 440 kV Três Irmãos - Ilha Solteira C2

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
SP	Araçatuba	Andradina	Andradina
			Ilha Solteira
			Itapura
			Pereira Barreto

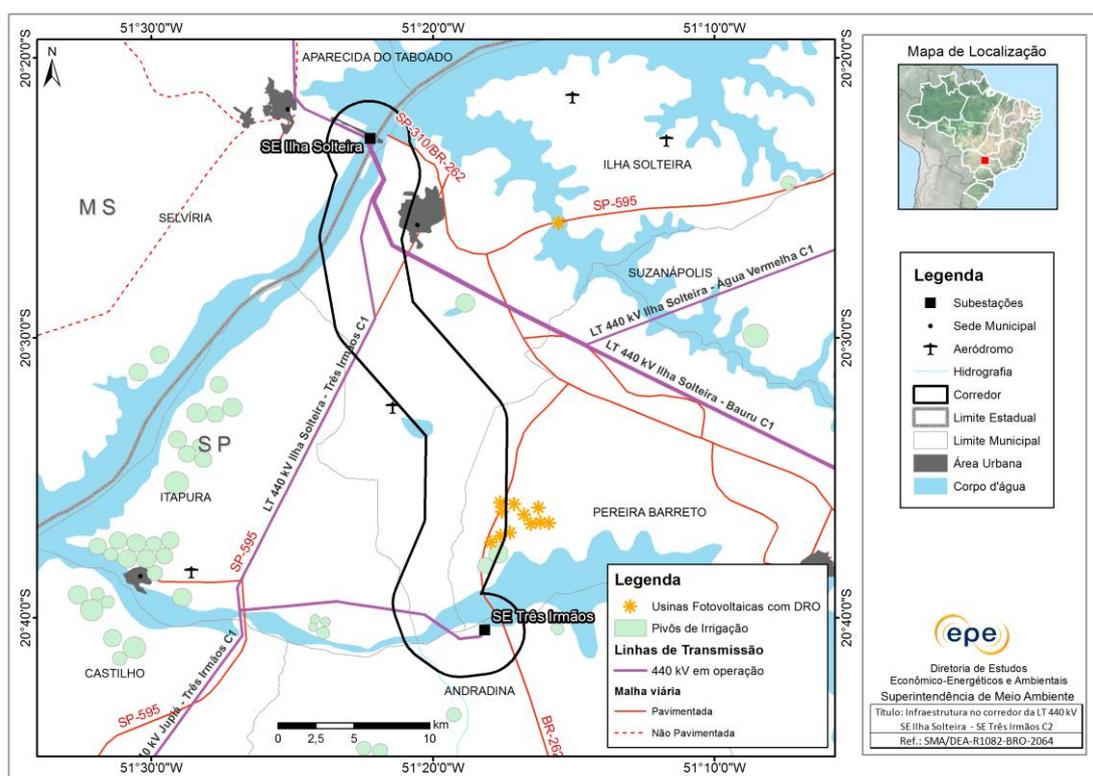
A região noroeste do estado de São Paulo possui grande destaque no cultivo de cana de açúcar. De acordo com o IBGE (2016b), o percentual de área plantada com cana-de-açúcar em relação ao total geral de área plantada ultrapassa os 65% nos quatro municípios onde está localizado o corredor (Tabela 4). Destacam-se os percentuais apresentados pelos municípios de Andradina com 95,5%, Pereira Barreto com 87,71% e Ilha Solteira com 84,69%. De modo geral, devido aos riscos de incêndios e de danos às estruturas, não é permitido o cultivo de cana de açúcar na faixa de servidão das LTs.

Tabela 4 – Percentual de área plantada com cana-de-açúcar em relação ao total geral de área plantada nos municípios atravessados pelo corredor da LT 440 kV Três Irmãos - Ilha Solteira C2

Município	Área plantada com cana-de-açúcar/ total geral de área plantada (%)
Andradina	95,9
Ilha Solteira	84,69
Itapura	66,45
Pereira Barreto	87,71

(Fonte: IBGE, 2016b)

Localizado entre os rios Paraná e Tietê, o corredor teve sua conformação final definida buscando o desvio de áreas de assentamento rural e acompanhar o traçado de linhas de transmissão já existentes, de forma a minimizar os impactos causados pela implantação de um novo empreendimento (Figura 1).



(Fonte: EPE, 2017; IBGE, 2016a; ANEEL, 2017)

Figura 1 - Infraestrutura e municípios no corredor da LT 440 kV Três Irmãos – Ilha Solteira C2

Nas proximidades da SE Três Irmãos, existe um grupo de usinas fotovoltaicas com Despacho de Requerimento de Outorga (DRO) cuja localização está disponível no Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico – SIGEL (ANEEL, 2017). Tal despacho permite que o agente interessado solicite a informação de acesso às concessionárias de distribuição ou ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS; e solicite licenças e/ou autorizações aos órgãos responsáveis pelo licenciamento ambiental e pela outorga de recursos hídricos e demais órgãos públicos federais, estaduais, municipais ou do Distrito Federal. (Art. 5º, §1º, da Res. Norm. ANEEL 390/2009, Redação dada pela Res. Norm. ANEEL 546, de 16.04.2013).

A partir da SE Três Irmãos, nas proximidades da rodovia BR-262/SP-563 e a jusante da barragem da UHE Três Irmãos, no município de Andradina, o corredor segue no sentido oeste, cruza o rio Tietê seguindo em paralelo a duas LT 440 kV existentes, atravessa o extremo sul do município de Ilha Solteira.

Logo após a travessia do rio Tietê, o corredor segue no sentido norte e sobrepõe áreas rurais, localizadas no limite entre os municípios de Ilha Solteira e Pereira Barreto, predominantemente destinadas a agropecuária por aproximadamente 11 km até fazer uma deflexão no sentido noroeste. Nesse trecho, o corredor sobrepõe aproximadamente 10 km da rodovia BR-262 e também partes de dois assentamentos rurais e duas áreas irrigadas por pivôs centrais de irrigação.

Em seguida, o corredor segue no sentido noroeste, atravessa os córregos da Onça e do Pernilongo, sobrepõe áreas predominantemente destinadas a agropecuária até chegar a rodovia SP-595. Após cruzar essa rodovia, o corredor faz uma deflexão e segue no sentido norte até chegar a SE Ilha Solteira, situada sobre o curso do rio Paraná, entre os municípios de Ilha Solteira/SP e Selvíria/MS. Nesse trecho final, de aproximadamente 12 km de extensão, o corredor sobrepõe majoritariamente áreas destinadas a agricultura. Nas proximidades do núcleo urbano de Ilha Solteira, a implantação da futura LT será dificultada pela existência de terrenos sujeitos a inundação e pelo reduzido espaço entre as LTs existentes e a margem do rio Paraná. Por fim, a futura LT demandará estruturas especiais que deverão ser implantadas no leito do rio Paraná, na chegada até a SE Ilha Solteira.

A altitude no corredor varia entre 280 e 410 m. O relevo da região está associado aos domínios de colinas amplas e suaves, tabuleiros e planícies fluviais, sendo a maior parte relativa ao domínio geomorfológico do Planalto Central da Bacia do Paraná (CPRM, 2017).

O corredor possui bom acesso viário, sendo atravessado pelas rodovias BR-262/SP-563 e SP-595, além de diversas vias vicinais que atendem as propriedades rurais da região.

Ao longo do corredor foram registrados 22 processos minerários, a maioria relativa à fase de autorização de pesquisa para extração de areia ao longo dos rios Paraná e Tietê (DNPM, 2017).

Áreas com restrição legal e Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade

De acordo com a base de dados consultada, na área do corredor não há registro de unidade de conservação, terra indígena, terra quilombola, sítios arqueológicos e cavernas. Adicionalmente, convém ressaltar que o corredor possui entre baixa e média potencialidade de ocorrência de cavernas (Cecav, 2012).

Foram identificados terrenos sujeitos à inundação próximos ao Rio Paraná, para isso é indicado o desvio das áreas ou utilização de estruturas e equipamentos adequados para uma possível

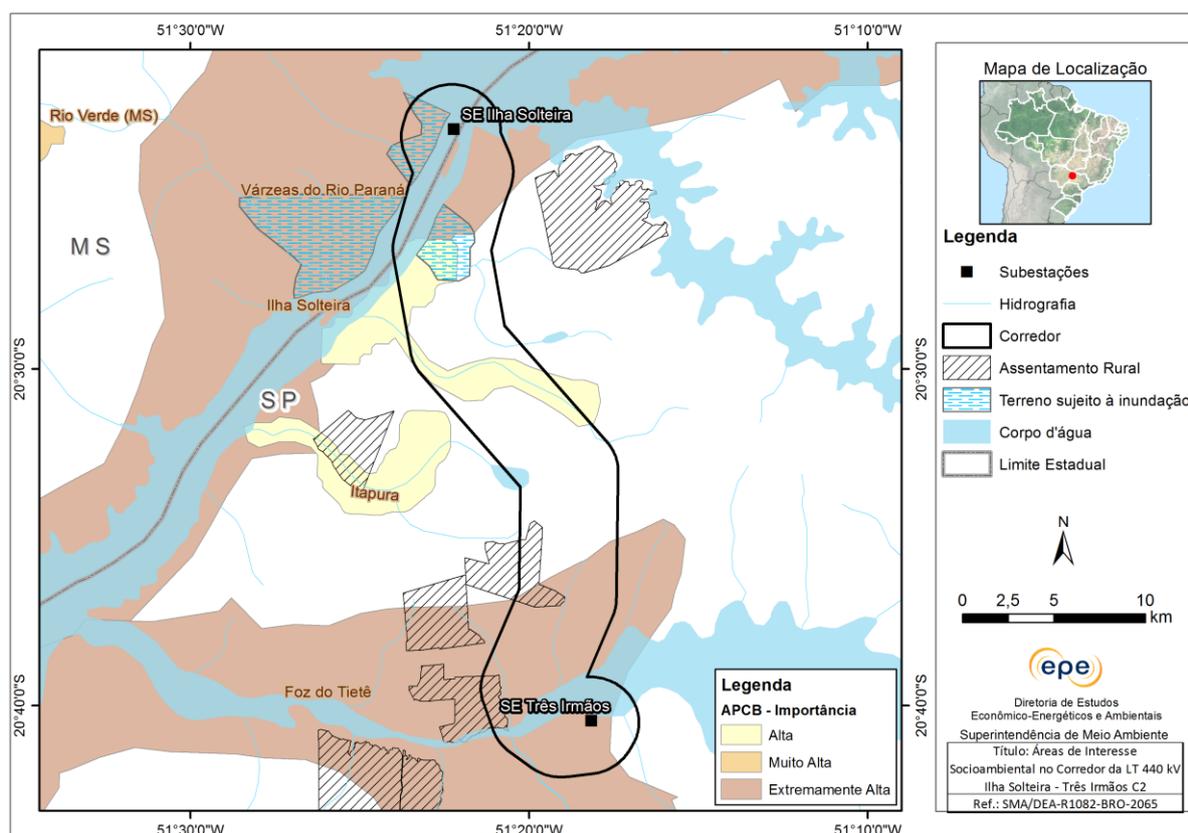
inundação. Para as travessias dos rios Paraná e Tietê, com respectivamente 2 km e 500 m, serão necessárias infraestruturas (fundações e torres) especiais, principalmente nas áreas de APP.

Em consulta realizada à base de dados do Incra, observa-se que o corredor intercepta dois projetos de assentamento, havendo possibilidade de evitar interferências diretas quando da definição da futura diretriz da LT (Tabela 5 e Figura 2)

Tabela 5 – Assentamentos no corredor da LT 440 kV Três Irmãos – Ilha Solteira C2

Projeto de Assentamento	Município	Estado
Rosely Nunes	Itapura	SP
Santa Maria da Lagoa	Ilha Solteira	

Não foram identificados sítios arqueológicos georreferenciados na área do corredor (Iphan, 2018). Além disso, não há registros de sítios arqueológicos com cadastro no Iphan nos municípios de Andradina e Ilha Solteira. Por sua vez, foram identificados um sítio arqueológico em Itapura e quatro sítios em Pereira Barreto (Iphan, 2017). Ressalta-se que tais sítios arqueológicos podem estar localizados dentro da área do corredor.



(Fonte: EPE, 2017 IBGE, 2016a; Incra, 2017; MMA, 2017)

Figura 2 – Áreas de interesse socioambiental no corredor da LT 440 kV Três Irmãos – Ilha Solteira C2

O corredor estudado abrange três APCBs, cujas ações prioritárias estão associadas à criação de unidade de conservação e a realização de inventário biológico (Tabela 6).

Tabela 6 – APCB no corredor da LT 440 kV Três Irmãos – Ilha Solteira C2

Nome	Importância	Ação Prioritária
Várzeas do Rio Paraná	Extremamente Alta	Inventário
Foz do Tietê	Extremamente Alta	Mosaico/Corredor
Ilha Solteira	Alta	Mosaico/Corredor

Cabe ressaltar que o corredor se sobrepõe à fitofisionomia Floresta Estacional Semidecidual e está inteiramente inserido no polígono compreendido pela Lei da Mata Atlântica - Lei nº 11.428/06, regulamentada pelo Decreto nº 6.660/08 - que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa do bioma Mata Atlântica. Esses instrumentos se aplicam somente aos remanescentes de vegetação nativa, e estabelecem que novos empreendimentos que impliquem corte ou supressão de vegetação do bioma Mata Atlântica deverão ser implantados, preferencialmente, em áreas já substancialmente alteradas ou degradadas.

Conclusão e Recomendações para o Relatório R3 do Corredor da LT 440 kV Três Irmãos – Ilha Solteira C2

A sensibilidade socioambiental do corredor da LT 440 kV Três Irmãos – Ilha Solteira C2 relaciona-se principalmente à travessia de áreas de assentamentos rurais, de terrenos sujeitos a inundação e travessias de corpos hídricos com largura expressiva. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para definição da diretriz da linha de transmissão planejada:

- Atentar para a presença de APCBs ao longo do corredor, especialmente a Foz do Tietê e as Várzeas do Rio Paraná, cuja importância é classificada como extremamente alta;
- Minimizar as interferências nos assentamentos rurais atravessados pelo corredor;
- Minimizar interferências nas áreas de APP atravessados pelo corredor;
- Evitar interferência em benfeitorias não reprodutivas;
- Minimizar interferências nas áreas de cultivo de cana de açúcar, tendo em vista a incompatibilidade desse tipo cultivo com as áreas ocupadas por faixas de servidão de LTs;
- Buscar informações atualizadas sobre a localização dos empreendimentos fotovoltaicos de geração de energia elétrica planejados para a área do corredor.

4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANA. Agência Nacional de Águas, 2014. Mapeamento da área e do número de equipamentos de irrigação por pivô central no Brasil em 2014. Disponível em: <http://metadados.ana.gov.br/geonetwork/srv/pt/main.home>. Acesso em: dezembro de 2017.

ANAC. Agência Nacional de Aviação Civil, 2017. Lista de Aeródromos Privados e Lista de Aeródromos Públicos. Disponível em: <http://www.anac.gov.br/assuntos/setor-regulado/aerodromos>. Acesso em: dezembro de 2017

ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica (Brasil). Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico - SIGEL. Disponível em: <https://sigel.aneel.gov.br/Down/>. Acesso em: dezembro de 2017

ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica (Brasil). Resolução Normativa a N° 390, de 15 de dezembro de 2009. Estabelece os requisitos necessários à outorga de autorização para exploração e alteração da capacidade instalada de usinas termelétricas e de outras fontes alternativas de energia, os procedimentos para registro de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida e dá outras providências. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil. Brasília, DF, n. 242, 18 dez. 2009. Seção 1, p. 110.

_____. Resolução Normativa a N° 546, de 16 de abril de 2013. Altera as Resoluções Normativas n. 390 e 391, de 15 de dezembro de 2009. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil. Brasília, DF, n. 103, 31 maio 2013. Seção 1, p. 95.

CECAV. Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas, 2012. Mapa brasileiro de potencialidade de ocorrência de cavernas no Brasil, na escala 1:2.500.000. Disponível em: <http://www.icmbio.gov.br/cecav/projetos-e-atividades/potencialidade-de-ocorrencia-de-cavernas.html>. Acesso em: dezembro de 2017.

_____. Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas, 2017. Base de Dados Geoespacializados de Cavidades Naturais Subterrâneas Brasileiras. Disponível em: <http://www.icmbio.gov.br/cecav/canie.html>. Acesso em: dezembro de 2017.

CPRM. Serviço Geológico Brasileiro, 2017. Base de dados de Mapas de Geodiversidade Estaduais. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/Gestao-Territorial/Geodiversidade/Mapas-de-Geodiversidade-Estaduais-1339.html>. Acesso em: dezembro de 2017

DNPM. Departamento Nacional de Produção Mineral, 2017. Processos Minerários (arquivos vetoriais). Disponível em: <http://www.dnpm.gov.br/assuntos/ao-minerador/sigmine>. Acesso em: dezembro de 2017.

ELETROBRAS. Centrais Elétricas Brasileiras, 2011. Mapoteca de Unidades de Conservação. [DE/EG/EGA]. Rio de Janeiro: versão: Fevereiro de 2011.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Base de dados de Traçados georreferenciados de linhas de transmissão (existentes e planejadas) e subestações. Disponível em: <https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe/>. Acesso em: dezembro de 2017.

FUNAI. Fundação Nacional do Índio, 2017. Base Cartográfica Delimitação das Terras Indígenas do Brasil. Disponível em: <http://www.funai.gov.br/index.php/shape>. Acesso em: dezembro de 2017.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2016a. Base Cartográfica Integrada ao Milionésimo. Disponível em: www.ibge.gov.br Acesso em: dezembro de 2017.

ICMBio. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade. Base de dados de Reserva Particular do Patrimônio Natural (RPPN). Disponível em: <http://sistemas.icmbio.gov.br/simrppn/publico/>. Acesso em: dezembro de 2017.

_____. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2016b. Produção Agrícola Municipal - 2016 Disponível em: <https://sidra.ibge.gov.br/pesquisa/pam/tabelas> Acesso em: dezembro de 2017.

INCRA. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2017. Mapa de Projetos de Assentamento. Disponível em: <http://acervofundiario.incra.gov.br/i3geo/ogc/index.php#>. Acesso em: dezembro de 2017.

_____. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2017. Mapa de Terras Quilombolas. Disponível em: <http://acervofundiario.incra.gov.br/i3geo/ogc/index.php#>. Acesso em: dezembro de 2017.

IPHAN. Instituto Nacional do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2017. Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos CNSA / SGPA. Disponível em: <http://portal.iphan.gov.br/sgpa/?consulta=cnsa>. Acesso em: dezembro de 2017.

_____. Instituto Nacional do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2018. Sítios Arqueológicos Georreferenciados. Disponível em: <http://portal.iphan.gov.br/pagina/detalhes/1227>. Acesso em: janeiro de 2018.

MMA. Ministério do Meio Ambiente, 2007a. Mapa das Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira – Probio. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso: dezembro de 2017.

____. Ministério do Meio Ambiente, 2007b. Mapa de Cobertura Vegetal e Uso do Solo em Biomas – escala 1:250.000. Secretaria de Biodiversidade e Florestas. Projeto de Conservação e Utilização Sustentável da Diversidade Biológica Brasileira. Disponível em: www.mma.gov.br. Acesso em: dezembro de 2017.

_____. Ministério do Meio Ambiente, 2017. Mapa de Unidades de Conservação Federais e Estaduais. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm> Acesso em: dezembro de 2017.

APÊNDICE A – TABELA DE COMPARAÇÃO RELATÓRIOS R1 E R3 DA LT 440 KV TRÊS IRMÃOS – ILHA SOLTEIRA C2

LT 440 kV Três Irmãos – Ilha Solteira C2	
Tabela 1 - Comparação da diretriz da LT (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da diretriz da linha de transmissão (R3) com o corredor estudado no R1	
Extensão do eixo do corredor (R1): 38 km	Extensão da diretriz da LT (R3):
Variação da extensão e principal (ais) motivos:	
A diretriz está inteiramente inserida no corredor?	
No caso de não inserção da diretriz do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e a diretriz proposta no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a diretriz. 2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML e <i>shapefile</i>).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
1. Atentar para a presença de APCBs ao longo do corredor, especialmente a Foz do Tietê e as Várzeas do Rio Paraná, cuja importância é classificada como extremamente alta.	
2. Minimizar as interferências nos assentamentos rurais atravessados pelo corredor.	
3. Minimizar interferências nas áreas de APP atravessados pelo corredor.	
4. Evitar interferência em benfeitorias não reprodutivas.	
5. Minimizar interferências nas áreas de cultivo de cana de açúcar, tendo em vista a incompatibilidade desse tipo cultivo com as áreas ocupadas por faixas de servidão de LTs.	
6. Buscar informações atualizadas sobre a localização dos empreendimentos fotovoltaicos de geração de energia elétrica planejados para a área do corredor.	